

awarenESS

Gemeinschaftsspeicher (EnergyStorageSystems) als sichtbare Schlüsselemente der Energiewende

AutorInnen:

Kurt Leonhartsberger, MSc.

Mag. Daniel Bell

Mag.^a Dr.ⁱⁿ Susanne Schidler

Andrea Werner, MSc.

Lukas Fischer, BSc.

Veronica Sequeira Taxer, BSc.

Mario Ernst, BSc.

Maximilian Gruber, BSc.

Anton Mayer, BSc.

Richard Korthals, BSc.

Samson Witwer, BSc.



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
1.1	Referenzprojekte	5
2	Rahmenbedingungen.....	7
2.1	Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen	7
2.1.1	Betrieb von Gemeinschaftsspeicher.....	7
2.2	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	8
2.2.1	Strompreis	8
2.2.2	Anschaffungskosten für Batteriespeicher	10
3	Customer and Stakeholder Perspective	13
3.1	Fokus der Erhebung und Methodik	13
3.2	Beschreibung der Stichprobe	14
3.3	Erfahrungen und Beteiligungswille	15
3.4	Akzeptanz und Teilhabe	16
3.5	Zusammenfassung	18
4	Modellierung und Simulation.....	20
4.1	Ausgangssituation und Rahmenbedingungen.....	20
4.1.1	Energiegemeinschaft Großschönau.....	20
4.1.2	Bewirtschaftung und Verrechnung	22
4.1.3	Weitere Rahmenbedingungen	23
4.2	Simulation und Auswertung	24
4.2.1	Szenarien	24
4.2.2	Indikatoren.....	24
4.3	Ergebnisse.....	25
4.3.1	Reduzierte Netzentgelte	29
4.4	Zusätzliche Einsatzmöglichkeiten	29
5	Sichtbarkeit, Mehrwert und Nachhaltigkeit	32
5.1	Sichtbarkeit und Mehrwert	32
5.2	Nachhaltigkeit	33

6	Ausblick und Resümee	37
7	Literaturverzeichnis.....	39
8	Anhang	41
8.1	Konzept Recharge	41

1 Einleitung

Der zunehmende Anteil fluktuierender Erzeugungsanlagen an der globalen Energieversorgung bringt neue Herausforderungen mit sich und führt zu geänderten bzw. zusätzlichen Anforderungen an das Energieversorgungssystem der Zukunft. Aufgrund ihrer Fähigkeit Erzeugung und Verbrauch zeitlich zu entkoppeln stellen Energiespeicher diesbezüglich eine interessante Option dar. Je nach Einsatzbereich können Energiespeicher eine Vielzahl unterschiedlicher Aufgaben in einem zukünftigen Energieversorgungssystem übernehmen und werden daher als eines der Schlüsselemente der Energiewende gesehen. (Internationale Energie-agentur, 2015) (Manyika et al., 2013) (IEA-RETD, 2016)

Marktentwicklung: Im Jahr 2017 waren weltweit Batteriespeicher mit einer Leistung von ca. 4 GW installiert, davon mehr als 80 % auf Basis einer Lithium Ionen basierten Technologie. Damit zeichnen Batteriespeicher im Jahr 2017 nur für etwas mehr als 2 % der weltweit installierten Stromspeicherleistung von 176,5 GW verantwortlich. Bis 2030 rechnet die Internationale Energie Agentur (IEA) jedoch mit einem deutlichen Zuwachs auf ca. 100 GW allein im Bereich großformatiger Batteriespeichersysteme. Bis 2040 wird mit einem weiteren Anstieg auf 220 GW gerechnet¹ Studien gehen davon aus, dass im Bereich Batteriespeicher in den nächsten 10 bis 20 Jahren 300 bis 600 Milliarden USD weltweit umgesetzt werden.²

Speziell der Bereich der dezentralen Heimspeichersysteme in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen (PV) entwickelt sich rasant. So wurden in Deutschland im Zeitraum von 2013 bis Ende 2018 ca. 125.000 Heimspeichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität von rund 950 MWh und einer Leistung von über 400 MW installiert (Figgenger et al 2019). Auch in Österreich etablieren sich PV Heimspeichersysteme zunehmend auf dem Markt. Bis Ende 2017 wurden in Österreich knapp 4.000 PV-Heimspeichersysteme mit einer kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von ca. 27 MWh im Niederspannungsnetz errichtet (Fischer 2019)

Preisentwicklung: Vor allem für Lithium Ionen Batterien sind die Preise in den letzten Jahren stark gefallen. 2018 lag der Preis von Lithium-Ionen Batterien bei ca. 180 USD pro kWh und damit etwa 85 % niedriger als im Jahr 2010. Exakte Angaben sind hier jedoch schwierig, da aktuelle Preise je nach Quelle teils stark variieren.³ Einigkeit besteht jedoch darin, dass die Preise für Lithium-Ionen Systeme weiter sinken werden. 2030 werden Preise im Bereich 50 bis 100 USD pro kWh erwartet.

4

¹ <https://www.iea.org/weo2018/>

² <https://www.zionmarketresearch.com/report/energy-storage-systems-market>

³ <https://www.irena.org/->

[/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017_Summary.pdf?la=en&hash=2FDC44939920F8D2BA29CB762C607BC9E882D4E9](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017_Summary.pdf?la=en&hash=2FDC44939920F8D2BA29CB762C607BC9E882D4E9)

⁴ BNEF (Bloomberg New Energy Finance) (2018), *Energy Storage System Costs Survey 2018*. Bloomberg Finance L.P., London.

Die Preise für schlüsselfertig installierte Batteriespeicher liegen jedoch deutlich höher. Im Jahr 2017 waren Speichersysteme mit ca. 50 kWh nutzbarer Speicherkapazität in Österreich und Deutschland bereits ab 700 EUR pro kWh nutzbarer Speicherkapazität inkl. MWSt. verfügbar. Der Preis für kleinere PV-Heimspeichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 bis 10 kWh lag mit etwa 1.200 bis 1.700 EUR/kWh_{nutz} inkl. MWSt. deutlich höher. Seit Mitte 2013 fielen die EndkundInnen-Preise in Deutschland damit um ca. 50 %.⁵

Gemeinschaftsspeicher: Während sich als in erster Linie private PV Heimspeichersysteme zunehmend am Markt etablieren, rücken jedoch auch Gemeinschafts- bzw. Community-Speicher mehr und mehr in den Fokus von Forschung und Wirtschaft (Hoffmann et al., 2018; Konrad, 2017; Weniger et al., 2015), vor allem in Anbetracht der von der EU-Kommission unter dem Titel „Clean Energy for All Europeans“ vorgestellten Gesetzesentwürfe hinsichtlich zukünftiger Energiegemeinschaften (European Commission 2016).

Um die Grundlagen für zukünftige Umsetzungen zu schaffen, wurde im vorliegenden K&E Leitprojekt „awarenESS“ die Machbarkeit eines Gemeinschaftsspeichers für ländliche Gemeinden am konkreten Beispiel Großschönau untersucht. Aufbauend auf Projektergebnissen bereits abgeschlossener Forschungsprojekte wurden energietechnische, wirtschaftliche, rechtlich/regulatorische, organisatorische sowie gesellschaftliche Herausforderungen identifiziert und Lösungsvorschläge dafür erarbeitet.

1.1 Referenzprojekte

Nach Wissensstand des Konsortiums gibt es im deutschsprachigen Raum außerhalb von Forschungsprojekten keinen gemeinschaftlich betriebenen und genutzten Batteriespeicher. Jedoch befassen sich mehrere nationale und internationale Forschungsprojekte mit diesem Thema.

Um den Überschuss aus mehreren PV-Anlagen zu speichern wurde im Projekt Leafs ein Batteriespeichersystem mit 100 kW und 100 kWh in einem Ortsnetz im südsteirischen Heimschuh installiert. Das Speichersystem unterstützt mit einer Spannungsregelung mit Blind- und Wirkleistung zusätzlich das lokale Netz und erhöht auf diese Weise dessen Aufnahmefähigkeit für weitere PV-Anlagen. Untersuchungen haben gezeigt, dass bei einer entsprechenden Verfügbarkeit von Netztarifen und Zahlungsbereitschaft der Kunden sowie einem Beitrag durch den Netzbetreiber eine positive Wirtschaftlichkeit für den Anlagenbetreiber möglich ist.

Im Projekt Esquire wurden die sozialen, technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der gemeinschaftlichen Nutzung von Quartiersspeichern untersucht, auf deren Basis Dienstleistungen und Geschäftsmodelle entwickelt und in einem Testbetrieb erprobt werden (ESQUIRE 2017). Die

5

http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf

Geschäftsmodelle wurden dabei im Rahmen einer gemeinsamen Entwicklung (Co-Creation) zwischen Haushalten, Kommunen und Unternehmen entwickelt. (Gährs S. et al. 2017).

In BatterieSTABIL testet die EVN in Niederösterreich eine Großbatterie mit einer Leistung von 2,5 MW und eine Speicherkapazität von 2,2 MWh um das Stromnetz zu stabilisieren. Österreichs größter Batteriespeicher wird dabei in Kombination mit einem Windrad dazu eingesetzt die hohe Stromqualität trotz verstärkter Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne beizubehalten. Das System ist schwarzstartfähig, das heißt der Batteriespeicher kann im Fall eines Blackouts zum Wiederaufbau der Stromversorgung genutzt werden.

Im Projekt FeldBATTI wird der Einsatz eines Batteriespeichersystems als Quartierspeicher für Gewerbe und lokale Großverbraucher untersucht. Mit dem System soll die lokale Eigenbedarfsdeckung aus lokalen Erzeugungseinheiten erhöht werden und im Falle eines Netzausfalles die lokale Versorgung aufrechterhalten werden. Zusätzliche System- und Marktdienstleistungen ergänzen das Betriebskonzept der Anlage.

Im deutschen Projekt Strombank wurden Geschäftsmodelle in Analogie zu klassischen Kontomodellen für Quartierspeicher entwickelt und die dafür geltenden Rahmenbedingungen für Deutschland identifiziert (Thomann 2016). Während das „Girokonto“ einen virtuellen Stromspeicher darstellt, ermöglicht das „Vermarktungskonto“ zusätzlich Nachbarschaftsinternen Stromhandel zur Erhöhung der lokalen Wertschöpfung. Das „Börsenkonto“ bietet darüber hinaus weitere Möglichkeiten wie z. B. die Bereitstellung von Regelleistung.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

Die wichtigste rechtliche Grundlage für Batteriespeicher bilden das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG 2010) und die dazugehörigen Ausführungsgesetze der Länder. Bezüglich des Netzanschlusses sind zudem die „Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR) bzw. die dieser zugrundeliegenden Normen einzuhalten. Zusätzlich gibt die OVE Richtlinie R20 Empfehlungen für den Umgang mit stationären elektrischen Energiespeichersystemen mit Anschluss am Niederspannungsnetz. Im Vergleich zu gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (EIWOG §16a) bietet die aktuelle Gesetzeslage keine konkrete Grundlage für eine gemeinschaftliche Bewirtschaftung von Energiespeichern.

Es gibt allerdings bereits dezidierten Regelungen für andere Anwendungsbereiche. So regelt z. B. EIWOG §16a die gemeinschaftliche Nutzung von Erzeugungsanlagen in Mehrparteienhäusern.

„Der Anschluss von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen zur privaten oder gewerblichen Nutzung ist nur an gemeinschaftliche Leitungsanlagen, über die auch die teilnehmenden Berechtigten angeschlossen sind (Hauptleitungen), im Nahebereich der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten (Verbrauchsanlage) zulässig.“ ELWOG §16a Abs.2

Für den Betrieb der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage berechtigt EIWOG §16a Abs.3 die teilnehmenden Berechtigten, einen Betreiber der Anlage zu bestimmen, der sich vertraglich zum Betrieb der Anlage verpflichtet und dem Netzbetreiber angezeigt wird. EIWOG §16a Abs.4 verpflichtet die teilnehmenden Berechtigten und den Betreiber einen Errichtungs- und Betriebsvertrag abzuschließen, welcher die teilnehmenden Parteien sowie das Betriebsmittel beschreibt und die Konditionen für Betrieb, Wartung, Haftung, Datenverwaltung, Aufteilung von Energie und Kosten sowie Aufnahme und Ausscheiden einzelner Berechtigter regelt.

Auch wenn es keine konkrete Grundlage für eine gemeinschaftliche Bewirtschaftung von Energiespeichern gibt, schließt die aktuelle Gesetzgebung einen gemeinschaftlichen Betrieb von liegenschaftsübergreifenden Gemeinschaftsspeichern auch nicht aus.

2.1.1 Betrieb von Gemeinschaftsspeicher

Wie auch andere Forschungsprojekte (z. B. Leafs LV Loads and Storage Integration) zeigen, ist die Umsetzung von gemeinschaftlich genutzten Batteriespeichersystemen aus rechtlicher Sicht möglich. Auch die Umsetzung von Energiegemeinschaften (im erweiterten Sinn) und die damit verbundene Weitergabe von PV Überschuss innerhalb der Community ist grundsätzlich möglich, wie bereits umgesetzte Geschäftsmodelle (z. B. OurPower Energiegenossenschaft⁶, eFRIENDS⁷,...) zeigen.

⁶ <https://www.ourpower.coop>

⁷ <https://www.efriends.at>

Sollen Energiegemeinschaften jedoch privat initiiert und umgesetzt werden, bedarf es entsprechender rechtlicher Rahmenbedingungen, da es aus juristischer Sicht zu diesem Thema einige offene Punkte gibt, welche geklärt und vertraglich festgehalten werden sollten. Beispielsweise muss in diesem Community-Vertrag festgehalten werden, wie mit TeilnehmerInnen verfahren wird, welche zahlungsunfähig oder -unwillig sind. Außerdem muss gewährleistet sein, dass das Privatvermögen aller TeilnehmerInnen, zumindest bis zu einer bestimmten Höhe, rechtlich geschützt ist. Dies und weitere juristische Fragen sollten vor der Gründung einer Energiegemeinschaft geklärt werden. Entsprechende Musterverträge für privat betriebene Energiegemeinschaften (sei es als Verein oder in Form einer anderen Rechtsform) sind jedoch nach Wissensstand des Konsortiums noch nicht verfügbar.

2.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

2.2.1 Strompreis

Der durchschnittliche Strompreis für Haushalte betrug im Jahr 2017 19,7 Cent (Statistik Austria 2018). Der Gesamtpreis für eine Kilowattstunde Strom hängt jedoch vom Wohnort, dem Jahresverbrauch sowie dem gewählten Stromlieferanten ab und variiert daher (siehe Abbildung 1).

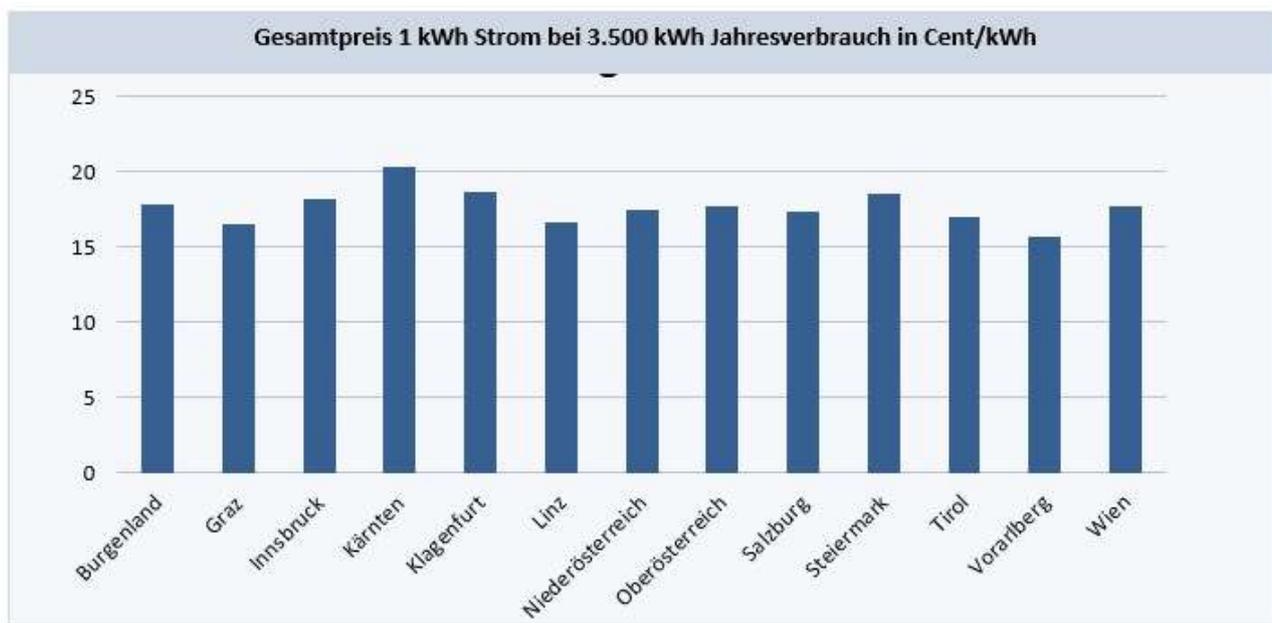


Abbildung 1: Gesamtkosten* für 1 kWh Strom bei 3.500 kWh Jahresverbrauch bei ein und demselben, günstigsten Anbieter in den großen Netzgebieten ohne Neukundenrabatte, nur Fixpreisprodukte mit und ohne Garantie, keine Produkte mit automatischer Preisanpassung berücksichtigt (Quelle: https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/was-kostet-eine-kwh/-/asset_publisher/AGb0fFV4c3HI/content/was-kostet-eine-kwh-strom-?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.e-control.at%2Fkonsumenten%2Fstrom%2Fstrompreis%2Fwas-kostet-eine-kwh%3Fp_id%3D101_INSTANCE_AGb0fFV4c3HI%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2)

Zusammensetzung des Strompreises: Der Strompreis setzt sich im Wesentlichen aus drei Teilen zusammen: Steuern und Abgaben, Netzkosten und dem Energiepreis (siehe Abbildung 2). Bei den derzeitigen Tarifmodellen der Stromversorger für private Haushalte wird der Arbeitspreis für Energie, also der tatsächliche Stromverbrauch unabhängig von der maximalen Bezugsleistung verrechnet (zuzüglich eventueller Grundgebühren). In den Netznutzungsgebühren und Ökostromförderkosten sind leistungsbezogene Positionen zu finden, welche bei Haushaltskunden jedoch in der Regel pauschaliert werden und somit unabhängig von der tatsächlichen maximalen Bezugsleistung sind.

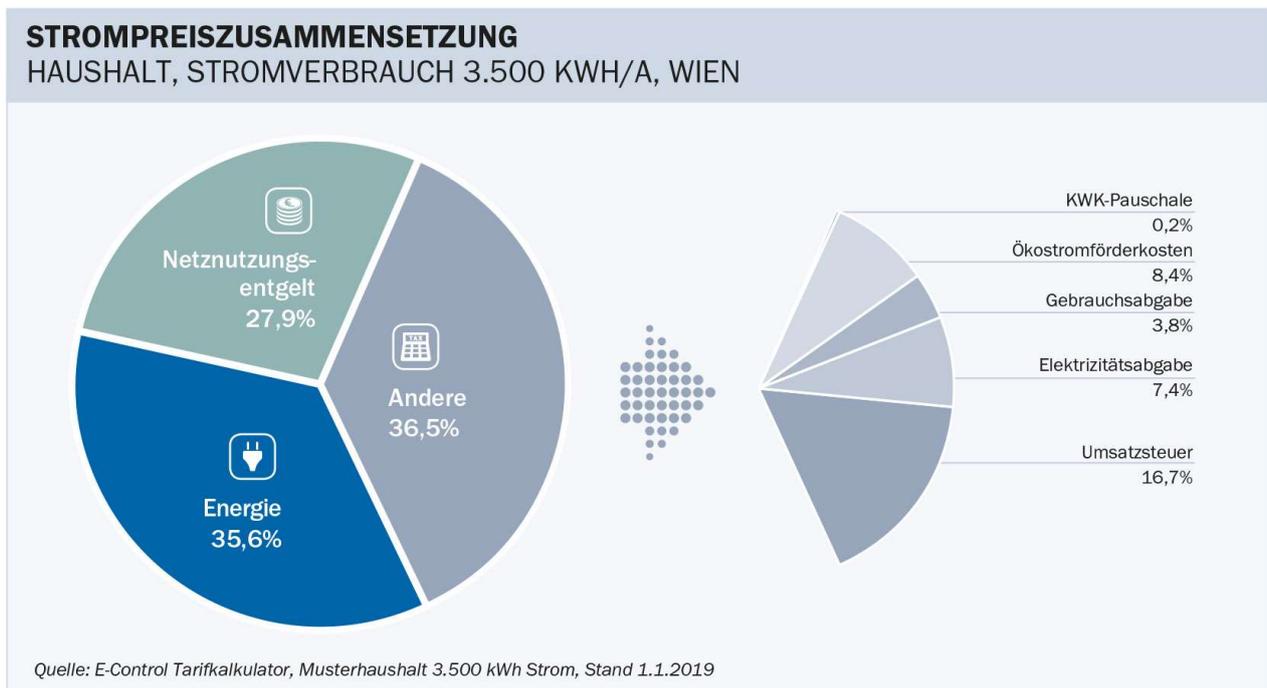


Abbildung 2: Zusammensetzung des Strompreises (Quelle: <https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung>)

Während der Energiepreis vom Energieversorger festgesetzt wird und damit theoretisch veränderbar ist, werden die Netztarife von der Energie-Control Austria festgelegt. Diese Netztarife setzen sich aus mehreren Komponenten zusammen:

1. Netznutzungsentgelt: arbeits- und/oder leistungsbezogenes Entgelt für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Stromnetzes (EIWOG §52)
2. Netzverlustentgelt: arbeits- und/oder leistungsbezogenes Entgelt für transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste (EIWOG §53)
3. Entgelt für Messleistungen: aufwandsorientiertes Entgelt für die Errichtung und dem Betrieb von Zählleinrichtungen einschließlich notwendiger Wandler, Eichung und Datenauslesung (EIWOG §57)

Da bei liegenschaftsübergreifenden Gemeinschaftsspeichern das öffentliche Netz genutzt wird, sind folglich sowohl beim Laden (beim Zählpunkt des Speichers) als auch beim Entladen (beim Zählpunkt des Verbrauchers) Netzentgelte in voller Höhe zu entrichten.

Für Pumpspeicherkraftwerke gibt es in Österreich jedoch eine Sonderregelung: Pumpspeicherkraftwerke sind gemäß EIWOG §111 Abs. 3 für den Bezug von elektrischer Energie von Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten befreit.

Im Vergleich zu Österreich gibt es in Deutschland auch bereits entsprechende Ausnahmeregelungen für Batteriespeicher. Das EnWG §118 befreit Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie für den Bezug der zu speichernden elektrischen Energie von den Netzentgelten. Diese Ausnahme ist an folgende Bedingung geknüpft:

„[...] neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, [...], sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. [...] Die Freistellung nach Satz 1 wird nur gewährt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Die Freistellung nach Satz 2 setzt voraus, dass auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass Höchstlastbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.“ EnWG §118

Darüber hinaus sieht das EEG §61 eine Verringerung der EEG Umlage für die Verluste bei der Zwischenspeicherung von Strom in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher.

„Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird, entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage, soweit die in dem Stromspeicher gespeicherte Energie nicht wieder entnommen wird (Speicherverlust).“ EEG §61

Mögliche Entwicklungen: Auf europäischer Ebene hat die EU-Kommission mit dem Winterpaket bereits umfangreiche Vorschläge sowie die entsprechenden zukünftigen (rechtlich/regulatorischen) Rahmenbedingungen vorgelegt, um ihre energiepolitischen Ziele bis 2030 zu erreichen. Ein Teil davon sind die sogenannten Energiegemeinschaften. Energiegemeinschaften ermöglichen lokalen Erzeugern und Verbrauchern das öffentliche Netz zu angepassten Konditionen (z. B. geringere Netzentgelte) zu nutzen, um sich gemeinsam um ihre Energieversorgung zu kümmern.

2.2.2 Anschaffungskosten für Batteriespeicher

Für das Jahr 2017 wurde für schlüsselfertig installierte PV-Heimspeichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 kWh ein Preis von rund 1.405 EUR pro kWh nutzbare Speicherkapazität inkl. MWSt. erhoben. Das bedeutet eine Preisreduktion um rund 28,5 % im

Vergleich zu 2016 (EUR 1.965/kWh_{nutz}). Für Anlagen mit einer nutzbaren Speicherkapazität im Bereich von 10 kWh_{nutz} sank der Verkaufspreis im Vergleich zu 2016 ebenfalls um ca. 28,5 % auf 1.227,87 EUR/kWh_{nutz}.

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Systempreise (Mittelwert und Bandbreite) für PV-Heimspeichersysteme mit Lithium-Ionen-Technologie in Österreich mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 kWh inkl. MWSt. pro kWh nutzbare Speicherkapazität. Die angegebenen Systempreise beziehen sich jeweils auf schlüsselfertig installierte PV-Heimspeichersysteme (inkl. Leistungselektronik, Montage und Installation,...) und verstehen sich inklusive der gesetzlichen Mehrwertsteuer von 20 %.

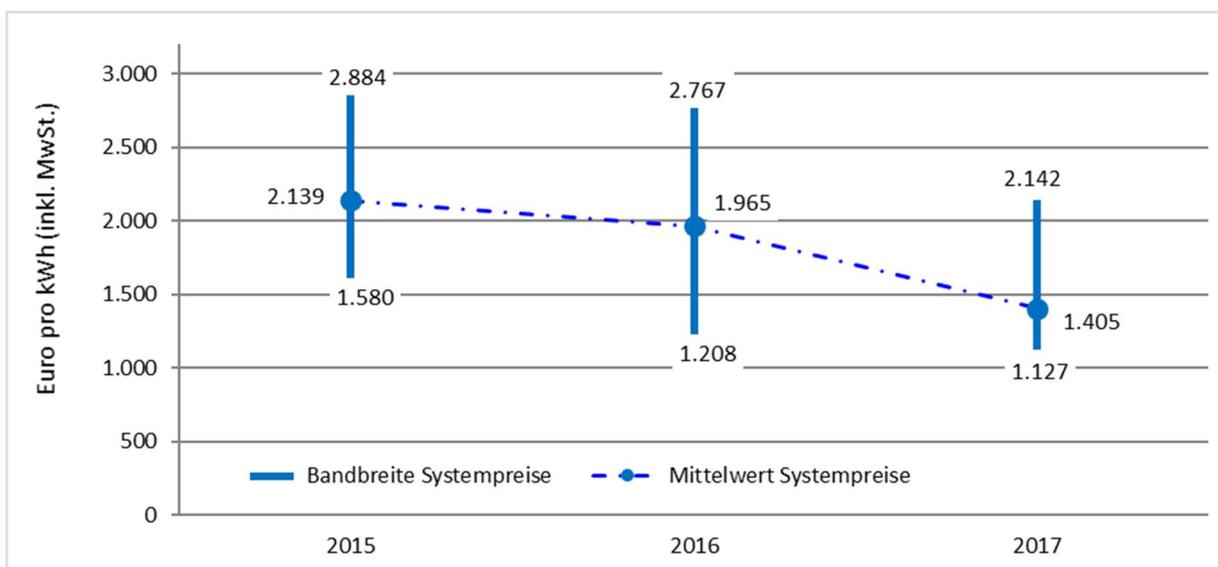


Abbildung 3: Entwicklung der Systempreise (Mittelwert und Bandbreite) für PV-Heimspeichersysteme in Österreich mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 kWh inkl. MWSt. pro kWh nutzbare Speicherkapazität; Anzahl der Nennungen: 2015: n=10, 2016: n=20, 2017: n=45 (Quelle: Erhebung Technikum Wien)

Während sowohl in Österreich als auch in Deutschland die Preisentwicklung von PV Heimspeichersystemen seit Jahren dokumentiert wird, gibt es nur vereinzelt Angaben hinsichtlich der Kosten für größere Batteriespeichersysteme. Eine Orientierungshilfe liefert das deutsche Speichermonitoring für das Jahr 2017, wo für Speichersysteme bis 50 kWh in Deutschland Systempreise von 700 bis 1.000 EUR angegeben werden. Je nach Hersteller, Funktionalität und Kapazitätsgröße können sogar Preise unterhalb von 700€ pro kWh erreicht werden (Figgner et al. 2018).

Um die Kosten pro kWh gespeicherter Energie zu ermitteln, sind neben dem Systempreis auch die kalendarische Lebensdauer sowie die Zyklenfestigkeit des Batteriespeichersystems relevant. Bei einer kalendarischen Lebensdauer von 20 Jahren und einer Zyklenfestigkeit von 6.000 bis 8.000 Vollzyklen (Quelle) bei modernen Lithium-Ionen Systemen ergeben sich damit Kosten im Bereich von ca. 9 bis 12 pro kWh gespeicherter Energie.

Dies gilt jedoch nur, wenn die maximale Zyklendifestigkeit des Batteriespeichersystems innerhalb der kalendarischen Lebensdauer ausgeschöpft wird. Ist das nicht der Fall, müssen die innerhalb der kalendarischen Lebensdauer tatsächlich genutzten Vollzyklen als Berechnungsgrundlage herangezogen werden. Dadurch erhöhen sich die Kosten pro Vollzyklus.

3 Customer and Stakeholder Perspective

3.1 Fokus der Erhebung und Methodik

Im Zuge der quantitativen Onlinebefragung konnten insgesamt 207 verwertbare Fragebögen gesammelt und für die weiterführende deskriptive Datenanalyse aufbereitet werden. Ziel der Erhebungen war die empirische Messung der Akzeptanz unterschiedlicher Zielgruppen hinsichtlich gemeinschaftlich genutzter Batteriespeichersysteme. Darüber hinaus sollten jene Einstellungs- und Handlungsebenen erfasst werden, die kritisch für eine erfolgreiche Umsetzung eines derartigen Systems sind bzw. potentielle Barrieren hinsichtlich der Organisation, der verwendeten Technologien und der individuellen Erfahrungen im Umgang mit modernen Speicherlösungen identifiziert werden.

Konkrete Zielgruppen der Stichprobe wurden hinsichtlich Vorerfahrungen, Wissensbasis und Interesse wie folgt definiert:

- BewohnerInnen von Ein- und Mehrfamilienhäusern
 - BenutzerInnen von PV-Anlagen
 - BenutzerInnen von Batteriespeichern
 - Haushalte ohne PV-Anlage / Batteriespeicher
- Technikinteressierte Early Adopters

Die letztlich 750 TeilnehmerInnen der Umfrage konnten anhand folgender Verteilungsvarianten erreicht werden:

- Anfrage bei diversen Batterieherstellern bzw. Systemvertreibern um Versendung des

Links per E-Mail an Kundenstämme

- Integration des Links auf Homepages von Gemeinden
- Verbreitung des Links in Sozialen Medien (v.a. Facebook)
- Erwähnung der Umfrage auf der PVA-Speichertagung 2018 (im Zuge der Vorstellung

des Projektes awarenESS)

- Anfrage um Verbreitung per E-Mail bei diversen fach einschlägigen Magazinen

Agenturen und Verbänden (OeMAG, PVA, eNU, ...)

- Verteilung per E-Mail an StudentInnen über interne Mailverteiler
- Bei Möglichkeit Werbung per Mundpropaganda

Die Befragung wurde über das Onlineportal 2ask durchgeführt und in SPSS deskriptiv bzw. inferenzstatistisch ausgewertet.

3.2 Beschreibung der Stichprobe

Die TeilnehmerInnen der Befragung waren durchschnittlich 40 Jahre alt, wobei ein Großteil (40%) in die Altersgruppe der 19 bis 30-Jährigen fallen (19% sind zwischen 40 und 45 Jahre, 34% zwischen 45 und 65 Jahre) und immerhin 7% über 65 Jahre alt waren. Dreiviertel der TeilnehmerInnen sind männlich und 47 weibliche Befragte sowie eine Person mit anderem Gender nahmen an der Befragung teil.

Hinsichtlich des Berufsstands des Samples zeigt sich ein heterogenes Bild mit 40% Angestellten, 27% in Ausbildung befindlichen und 14% selbstständigen TeilnehmerInnen; 5% gaben an im Beamtenstand tätig zu sein und ca. 13% machten diesbezüglich keine genaue Angabe. Die Frage nach dem höchsten Bildungsabschluss zeigt einen starken akademischen Anteil am Sample mit fast 52% der TeilnehmerInnen, die einen Hochschulabschluss vorweisen können (28% der Befragten haben einen Hochschulabschluss auf Master/Magister/Diplomniveau, 21% auf Bachelorniveau und 3,4% auf Doktorats- bzw. PhD-Niveau). 28% der befragten Personen haben einen Maturaabschluss, ca. 10% eine Lehre und 5% haben eine Fach- oder Handelsschule erfolgreich abgeschlossen.

Vor allem der Wissensstand bzw. der technische Bezug der TeilnehmerInnen wurden allgemein als relevante Größe bei Zusammensetzung der Stichprobe angenommen. Die Mehrheit der TeilnehmerInnen (61%) gibt an eine technische Ausbildung genossen zu haben bzw. einen technischen Beruf auszuüben. Bezüglich der beruflichen Tätigkeit zeigte sich ebenfalls, dass ein überwiegender Großteil, mit ca. 70%, in einem Arbeitsfeld mit technischem Bezug tätig ist.

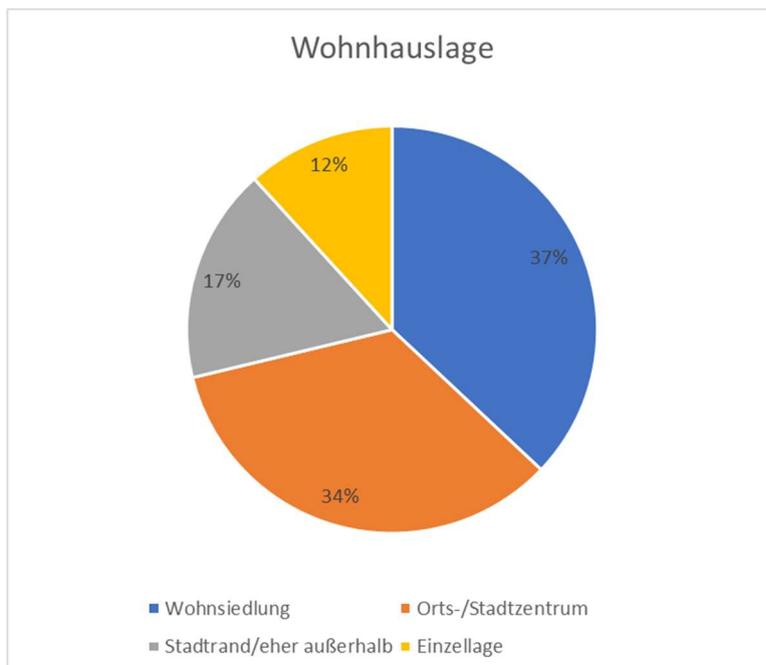


Abbildung 4: Wohnauslage der TeilnehmerInnen

Die Befragten wohnen Großteils in Niederösterreich (ca. 37%), gefolgt von Wien (19%) und Vorarlberg (9%). Etwa 12% der Stichprobe leben außerhalb Österreichs. Die Mehrheit (59%) wohnt in städtischen Gegenden, mit 37%, die in Wohnsiedlungen leben, und 34% die unmittelbar in Orts- und Stadtzentren wohnen; 17% geben an eher außerhalb bzw. am Stadtrand zu wohnen und 12% wohnen in Einzellage. Die Verteilung zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern ist annähernd gleich verteilt mit 55% Einfamilienhäusern und 45% in Mehrfamilienhäusern.

3.3 Erfahrungen und Beteiligungswille

Ein zentraler Fokus der Erhebung lag auf Einstellungen und Verhalten im Kontext von Energiespeichersystemen bzw. der Einschätzung der damit assoziierten Technologien. Generell gab eine überwiegende Mehrheit von 98% auf die Selbsteinschätzungsfrage wie umweltbewusst sich die TeilnehmerInnen einschätzen an, umweltbewusst zu sein.

Aktuell beziehen 45% ihren Strom herkömmlich, 34% beziehen Ökostrom (Naturstrom, oder Strommix aus erneuerbaren Energien), und 20% geben an den Strom aus der eigenen PV-Anlage zu beziehen. Hinsichtlich der Wärmeversorgung in den Haushalten zeigte sich, dass Gas (23%), gefolgt von Biomasse (21%) den Großteil abdecken, Solarthermie und Wärmepumpen aber immerhin in 28% der Haushalte für die Wärmeversorgung genutzt werden. Öl und Fernwärme werden in 12% bzw. 11% der Haushalte genutzt und Stromdirektheizungen, an letzter Stelle, nur in 5%.

Hinsichtlich der Vertrautheit mit Batteriespeichertechnologien weist die Stichprobe bereits ein vergleichsweise hohes Niveau auf: ca. 83% haben bereits auf die eine oder andere Art davon gehört und 3,4% besitzen bereits einen Energiespeicher; 14% sind noch nicht in Kontakt mit diesem Thema gekommen. Batteriespeicher werden vor allem mit den Eigenschaften zukunftsweisend, innovativ und (im Betrieb) leise assoziiert. Lediglich in Hinblick auf die Rentabilität gibt es keine klaren Zuschreibungen der Befragten.

Auf die Frage hin welche Rahmenbedingungen gegeben sein müssten bzw. welche Fragen geklärt sein müssten damit die Bereitschaft zur Teilhabe an einem Gemeinschaftsspeicher erhöht würde, wurde vor allem die BetreiberInnen (85%) und die InitiatorInnen (78%) genannt. Wie viele AkteurInnen teilnehmen, und ob aktive bzw. finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten bestehen sind ebenfalls Rahmenbedingungen, die von jeweils mehr als 60% der Befragten als wichtige Rahmenbedingungen genannt wurden. Der Standort des Gemeinschaftsspeichers (57%) und die Möglichkeit einer genossenschaftlichen Lösung (57%) kamen noch vor dem Angebot als Dienstleistung eines Unternehmens (38%) als Voraussetzungen für die eigene Mitwirkung. Auf die Frage welche Rolle sich die Befragten als AkteurInnen im Speicherbetrieb vorstellen könnten wurden vor allem die der EndkundInnen (98%) und der InvestorInnen (76%) präferiert. Aktive Mitglieder zu ein können sich immerhin 62% vorstellen, dagegen können sich immerhin 31% in der BetreiberInnenrolle sehen.

Ist die Bereitschaft zur aktiven Beteiligung bereits gegeben stellen vor allem finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten, die Möglichkeit tatsächlich aktiv mitzuwirken und die Verfügbarkeit einer genossenschaftlichen Lösung wichtige Rahmenbedingungen dar. Ein wichtiger Faktor hinsichtlich der generellen Einstellung zur Energiewende, erneuerbaren Energien und der Form der Beteiligung an Gemeinschaftsspeichersystemen ist die Rolle, die Energie- und Umweltthemen im Diskurs desjeweiligen sozialen Umfelds spielen. Jene TeilnehmerInnen, die diese Themen auch im Bekanntenkreis thematisieren assoziieren mit dezentraler Energieerzeugung eher keine

Komfortverluste, bevorzugen gemeinschaftliche Lösungen und sehen auch im gemeinschaftlichen Engagement eine Voraussetzung für die Energiewende.

3.4 Akzeptanz und Teilhabe

Hinsichtlich der Einstellung zu Gemeinschaftsspeichern in Verbindung mit der generellen Beteiligungsbereitschaft zeigen sich interessante Unterschiede: während jene Befragten, die sich keine aktive Mitwirkung vorstellen können allgemein individuelle Lösungen bevorzugen (55%), lehnen dies die Befragten mit Beteiligungswille deutlich ab (83%). Die Meinung, dass individuelle Lösungen generell besser sind, wird auch eher von den EinfamilienhausbewohnerInnen, im Gegensatz zu den BewohnerInnen von Mehrfamilienhäusern, geteilt. Weitere Unterschiede zwischen jenen Befragten mit der Bereitschaft zur aktiven Mitwirkung und jenen ohne aktiven Beteiligungswillen finden sich auch hinsichtlich der Einstellung zur Energiebereitstellung und den Voraussetzungen für das Gelingen der Energiewende. Demnach erwarten sich die Befragten, die sich eher nicht in aktiver Rolle sehen auch in Zukunft die Bereitstellung der Energie von großen Stromanbietern. Die TeilnehmerInnen, die hohen Beteiligungswillen aufweisen und sich auch in aktiver Rolle im Gemeinschaftsspeichersystem sehen, sehen im Gegensatz zu den anderen Befragten gemeinschaftliches Engagement als Voraussetzung für die Energiewende und sehen die Verantwortung für das Gelingen derselben nicht ausschließlich in den Händen von ExpertInnen.

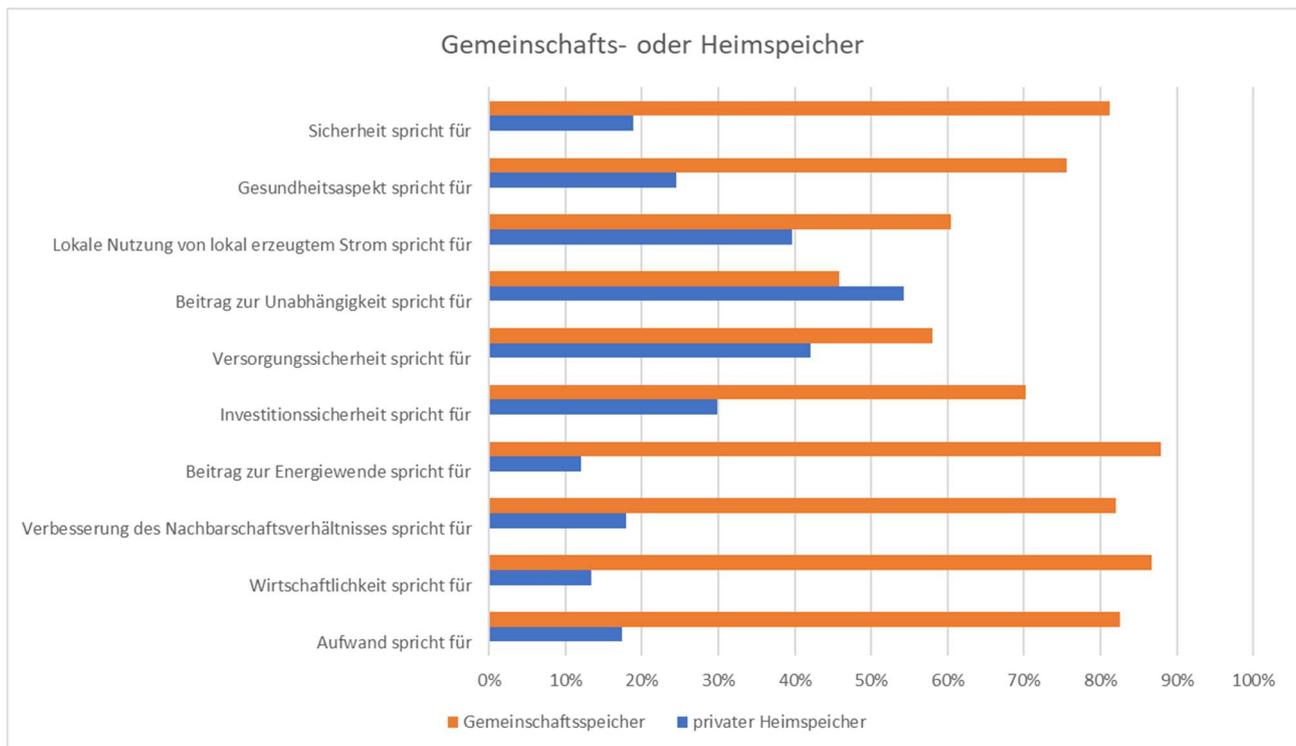


Abbildung 5: Argumente für und gegen Heim-/Gemeinschaftsspeicher

Die bevorzugte Größe des TeilnehmerInnenpools am Gemeinschaftsspeicher wird bei einem Großteil der Befragten auf Quartiers- oder Siedlungsebene (31,4%). Auf eher kleinerem Level

bevorzugen 23% eine nachbarschaftliche Lösung mit bis zu 10 involvierten Haushalten. Trotz der generell hohen Akzeptanz von Gemeinschaftsspeichern würden nur 42% den Standort des Speichers im eigenen Wohngebäude akzeptieren. Der bevorzugte Standort ist dabei weniger kritisch, wird aber eher in der eigenen Gemeinde, auch in der direkten Nachbarschaft, angegeben.

Aus Sicht der TeilnehmerInnen spricht ein Großteil der Argumente generell für den Gemeinschaftsspeicher im Vergleich zum privaten PV-Heimspeicher. Vor allem der Beitrag zur Energiewende, der damit assoziierte Sicherheitsaspekt sowie der Aufwand, die Wirtschaftlichkeit und die erwartete Verbesserung des Nachbarschaftsverhältnisses sind Argumente, die aus Sicht der Befragten für Gemeinschaftsspeicher sprechen.

Das zentrale Argument, welches laut den Befragten für den privaten Speicher spricht ist das Potential die individuelle Unabhängigkeit dadurch zu erhöhen.

Ein weiteres wichtiges Argument für, oder gegen die Beteiligung an einem Gemeinschaftsspeichersystem stellt Frage der InitiatorInnen und der BetreiberInnen dar, wobei sich deutliche Unterschiede zwischen den AkteuerInnen hinsichtlich der Frage, wer als vertrauenswürdig und als geeignet eingestuft wird ein entsprechendes System zu etablieren bzw. es zu betreiben, ergeben.

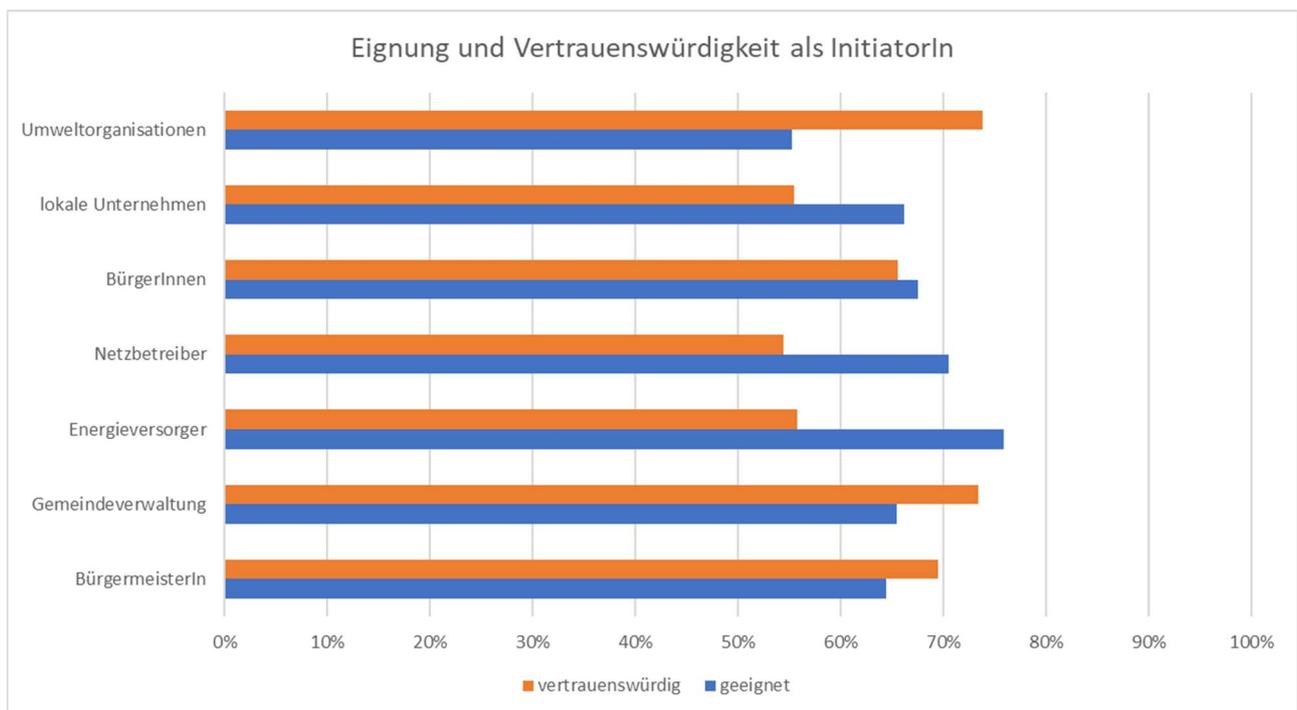


Abbildung 6: Eignung bzw. Vertrauenswürdigkeit verschiedener AkteuerInnen bei der Initiierung von Gemeinschaftsspeicherprojekten

Der größte Anteil der Befragten gibt an Umweltorganisationen, gefolgt von Gemeindeverwaltungen und BürgermeisterInnen als vertrauenswürdige InitiatorInnen wahrzunehmen. Am ehesten geeignet für diese Rolle werden allerdings mehrheitlich die Energieversorger und NetzbetreiberInnen, gefolgt

von den BürgerInnen genannt. Im Betrieb ergibt sich ein deutlich anderes Bild: die Befragten sehen vor allem in den Beteiligten am Speichersystem und den InitiatorInnen selbst sowohl vertrauenswürdige, als auch geeignete BetreiberInnen. Als vertrauenswürdige BetreiberInnen werden auch Gemeindeverwaltungen und Umweltorganisationen wahrgenommen, wobei als geeignet für den Betrieb auch Energieversorger und Netzbetreiber gelten. Für den Betrieb von den wenigsten Befragten genannt werden BürgermeisterInnen, die auch von den im Vergleich wenigsten TeilnehmerInnen als vertrauenswürdig in dieser Rolle eingeschätzt werden.

3.5 Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sowohl Batteriespeicher, welche als innovativ und zukunftsweisend wahrgenommen werden, generell als auch das Konzept eines Gemeinschaftsspeichersystems (gemeinschaftliche Lösungen werden generell als Voraussetzung für die Energiewende gesehen) positiv bewertet werden. Die Stichprobenszusammensetzung aus Personen mit hoher technischer Kompetenz, auf Grund der beruflichen Betätigung und der entsprechenden Ausbildung, sowie der sehr hohe Bildungsstandard, können hier einen Teil der Aufgeschlossenheit gegenüber erneuerbaren Energien und die Technikaffinität des Samples erklären.

Im Vergleich zwischen gemeinschaftlicher Speicherlösung und privatem PV-Heimspeicher wird beinahe ausschließlich der Gemeinschaftsspeicher bevorzugt, was neben den positiven Zuschreibungen (z. B. Beitrag zur Energiewende, Wirtschaftlichkeit, Verbesserung des Nachbarschaftsverhältnisses, etc.) auch durch Sicherheitsaspekte erklärt wird (eventuell wird deshalb die Lokalisierung des Gemeinschaftsspeichers im eigenen Wohngebäude auch von einer Mehrheit abgelehnt). Einzig der Beitrag des privaten Speichers zur Unabhängigkeit verschafft diesem im Vergleich unter den Befragten Zuspruch.

Hinsichtlich der Nutzungsbereitschaft zeigt sich ebenfalls eine positive Einstellung hinsichtlich der aktiven Mitwirkung in einem Energiegemeinschaftsspeichersystem zumindest als TeilnehmerIn - wobei immerhin beinahe ein Drittel der Befragten auch die Rolle der BetreiberInnen als für sich vorstellbar angeben. Zu den Rahmenbedingungen, die für eine aktive Beteiligungen geklärt sein müssen, gehören unter anderem die InitiatorInnen, die BetreiberInnen und die Möglichkeit sich auch finanziell im Sinne einer Investition beteiligen zu können. Als geeignet InitiatorInnen werden vor allem Energieversorger und Netzbetreiber gesehen, diese AkteurInnen genießen allerdings in dieser Rolle nicht das größte Vertrauen (am meisten Vertrauen als InitiatorInnen von Gemeinschaftsspeichern wird Umweltorganisationen zugeschrieben). Im Betrieb sehen die Befragten ebenfalls Energieversorger, aber auch die Beteiligten und InitiatorInnen selbst als geeignete AkteurInnen – den letzten beiden Gruppen wird auch das größte Vertrauen in dieser Tätigkeit entgegengebracht.

Ob und wie diese Themen im sozialen Umfeld thematisiert werden und die generellen Einstellungen zur dezentralen Energieerzeugung und zur Energiewende könnten im Zusammenhang mit dieser

Studie entscheidende Faktoren sein, die weiterführender Forschung bedürfen und letztlich relevante Ansatzpunkte für Sensibilisierungsmaßnahmen darstellen können.

4 Modellierung und Simulation

Um auch energietechnische und wirtschaftliche Fragestellungen beantworten zu können, wurde ein Modell der Gemeinde Großschönau erarbeitet, mit dem in der Folge unterschiedliche Szenarien simuliert wurden. Dazu wurde das Programm MATLAB R2017b verwendet.

4.1 Ausgangssituation und Rahmenbedingungen

4.1.1 Energiegemeinschaft Großschönau

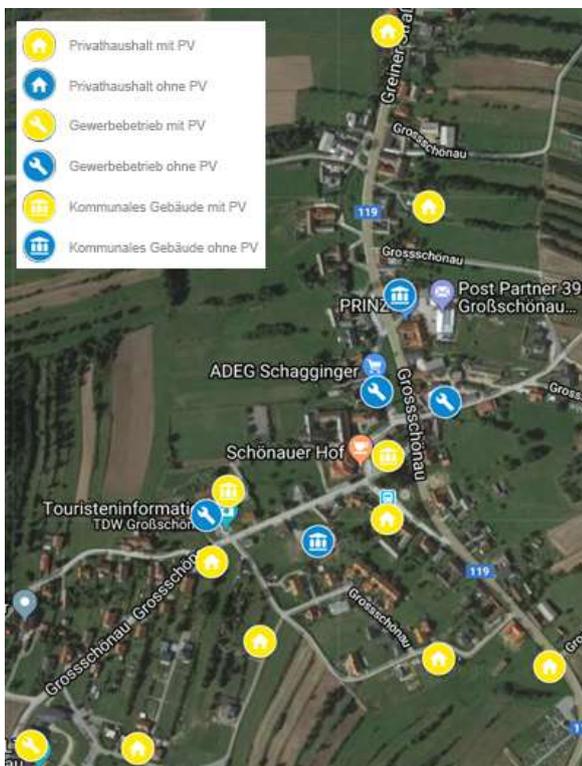


Abbildung 7: Satellitenaufnahme des Ortszentrums von Großschönau inkl. ausgewählter TeilnehmerInnen der Energiegemeinschaft (eigene Darstellung) (Google Maps 2018)

In der Marktgemeinde Großschönau (Niederösterreich, Waldviertel) leben 1.237 Einwohner (Großschönau, 2018). Das Gemeindegebiet umfasst eine Fläche von 42 km².

Für die Untersuchungen wurden 17 Privathaushalte, 4 kommunale Gebäude sowie 4 Gewerbebetriebe zu einer Energiegemeinschaft zusammengefasst (siehe Abbildung 7). Diese 25 Pro- und Consumer weisen einen jährlichen Stromverbrauch von ca. 340.000 kWh auf. 15 TeilnehmerInnen verfügen über eine PV-Anlage am Dach (installierte PV Leistung 163 kWp) und erzeugen damit ca. 176.441 kWh pro Jahr. Daraus ergibt sich eine durchschnittlich installierte PV-Erzeugung von 6,5 kWp pro TeilnehmerIn sowie ein durchschnittlicher Jahresverbrauch von 13,54 MWh pro TeilnehmerIn. Wie in Abbildung 8 ersichtlich, teilen sich Erzeugung und Verbrauch in der Realität jedoch sehr unterschiedlich auf die TeilnehmerInnen der Energiegemeinschaft auf.

Bei den Verbrauchsdaten für die kommunalen Gebäude sowie die Gewerbebetriebe handelt es sich um reale Messdaten aus dem Jahr 2016, die vom Projektpartner Sonnenplatz Großschönau zu Verfügung gestellt wurden. Für die Privathaushalte wurden gemessene Lastprofile aus dem Jahr 2016 verwendet, die im Rahmen des Projekts MBS+ (FFG Nummer) ermittelt wurden. Für die Ermittlung der PV-Erzeugung wurde ein normiertes Erzeugungsprofil auf Basis gemessener Erzeugungsdaten aus Großschönau aus dem Jahr 2016 verwendet und an die jeweils tatsächlich installierte Engpassleistung angepasst. Informationen zur installierten PV-Leistung wurden ebenfalls zur Verfügung gestellt. Eine detaillierte Darstellung ausgewählter Kenngrößen sowie der Datenquellen ist in Tabelle 1 verfügbar.

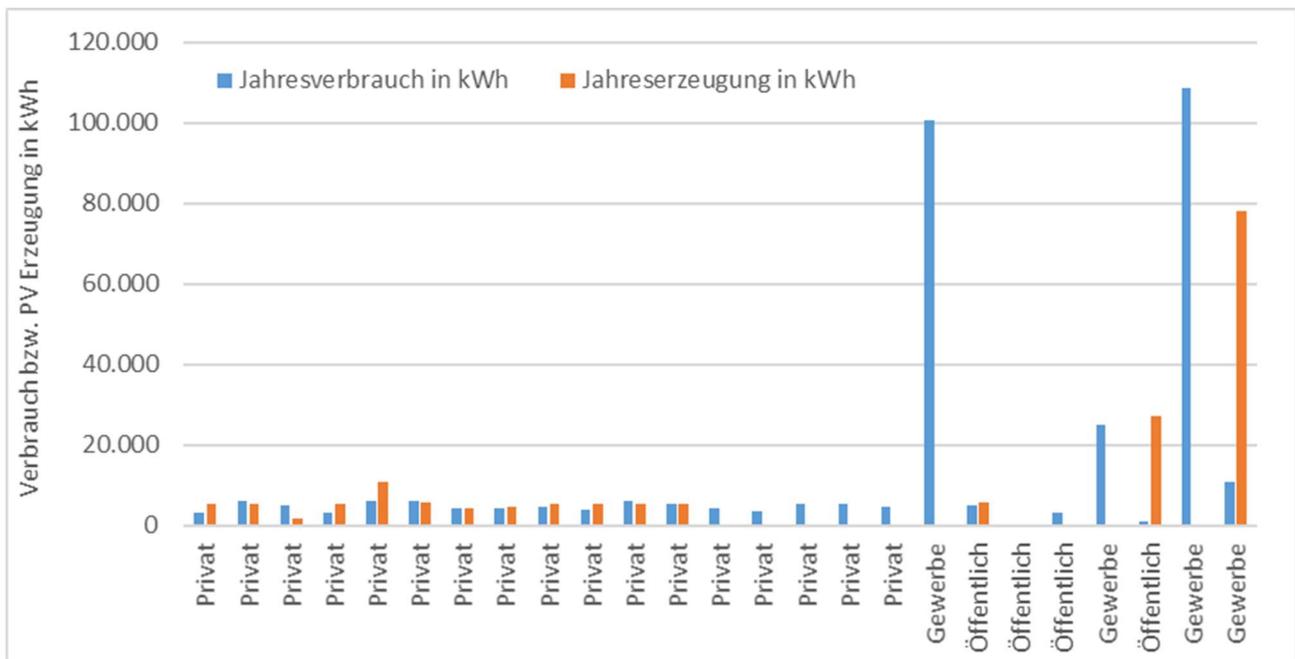


Abbildung 8: Jährlicher Verbrauch bzw. PV-Erzeugung der TeilnehmerInnen der Energiegemeinschaft in kWh

Tabelle 1: Jährlicher Verbrauch bzw. PV-Erzeugung der TeilnehmerInnen der Energiegemeinschaft unter Angabe der Quellen der Messdaten

TeilnehmerIn	Typ	Jahresverbrauch in kWh	PV Leistung in kW	Datenquelle	
				Verbrauchsprofil	Erzeugungsprofil
1	Privat	3 368	5	MBS+	Großschönau
2	Privat	6 259	5	MBS+	Großschönau
3	Privat	5 106	1,6	MBS+	Großschönau
4	Privat	3 369	5	MBS+	Großschönau
5	Privat	6 270	10	MBS+	Großschönau
6	Privat	5 992	5,2	MBS+	Großschönau
7	Privat	4 466	4,08	MBS+	Großschönau
8	Privat	4 193	4,23	MBS+	Großschönau
9	Privat	4 839	5	MBS+	Großschönau
10	Privat	3 954	5	MBS+	Großschönau
11	Privat	6 066	5	MBS+	Großschönau
12	Privat	5 457	5	MBS+	Großschönau
13	Privat	4 385	0	MBS+	-
14	Privat	3 734	0	MBS+	-
15	Privat	5 514	0	MBS+	-
16	Privat	5 577	0	MBS+	-
17	Privat	4 641	0	MBS+	-
18	Gewerbe	100 677	0	Großschönau	-
19	Öffentlich	5 207	5,39	Großschönau	Großschönau
20	Öffentlich	314	0	Großschönau	-
21	Öffentlich	3 371	0	Großschönau	-
22	Gewerbe	25 037	0	Großschönau	-

23	Öffentlich	1 130	25	Großschönau	Großschönau
24	Gewerbe	108 716	0	Großschönau	-
25	Gewerbe	10 857	72	Großschönau	Großschönau

Da die zur Verfügung gestellten Verbrauchsdaten Lücken aufweisen (Datenverfügbarkeit je nach Verbrauchsprofil 50 bis 90 %) wurden die fehlenden Werte durch vorhandene Werte ersetzt. Abbildung 9 zeigt diesen Vorgang grafisch für ein ausgewähltes Verbrauchsprofil.

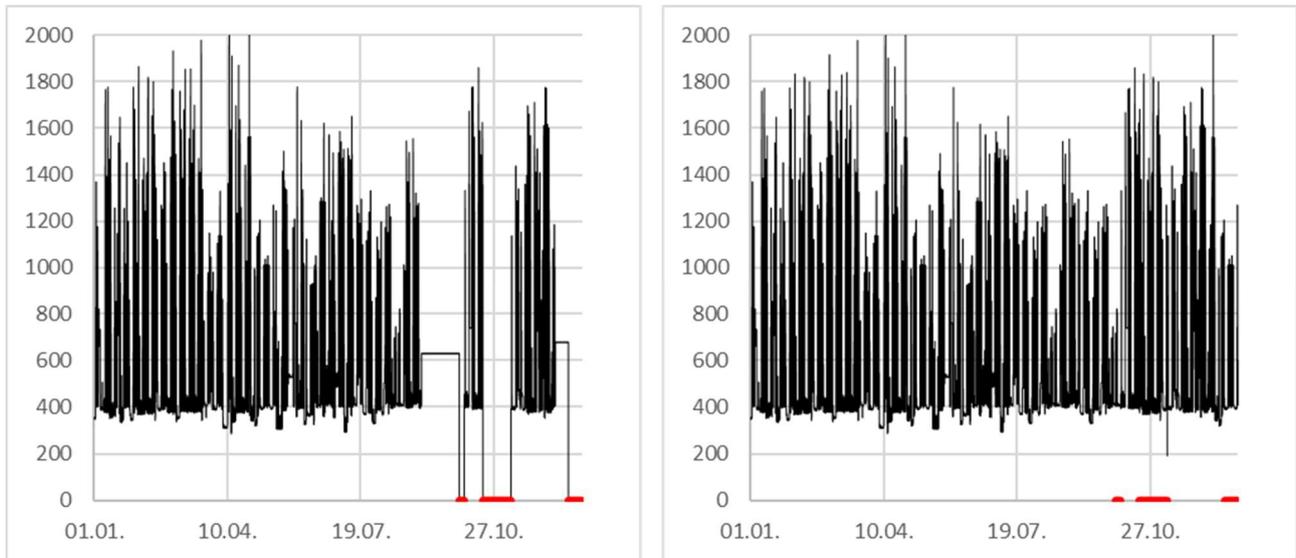


Abbildung 9: Unvollständiges Verbrauchsprofil vor bzw. nach erfolgter Datenbereinigung

4.1.2 Bewirtschaftung und Verrechnung

Zentrales Element der Energiegemeinschaft ist ein Gemeinschaftsspeicher, der von jedem teilnehmenden Pro. bzw. Consumer unter Berücksichtigung der maximalen Lade- bzw. Entladeleistung sowie des Ladestandes be- oder entladen werden kann. Dabei ist unerheblich, wer Energie eingespeichert hat, Energie kann von jedem/jeder TeilnehmerIn nach dem First Come First Serve Prinzip entladen werden.

Überschüssige Energie wird jedoch nur dann gespeichert, wenn die Energiegemeinschaft in Summe mehr erzeugt als sie verbraucht bzw. nur dann entladen, wenn in Summe mehr verbraucht als erzeugt wird. Das bedeutet, dass überschüssige Energie wenn möglich von anderen Pro- und Consumern innerhalb der Community, die ihren Verbrauch zu diesem Zeitpunkt nicht selbst decken können, direkt und ohne Umweg über den Gemeinschaftsspeicher genutzt wird (siehe Abbildung 10).

Ist der Überschuss dabei größer als der Bedarf der Energiegemeinschaft wird die Erzeugung aliquot aufgeteilt. Werden beispielsweise nur 10 kWh (Consumer1: 3 kWh. Consumer2: 7 kWh) nachgefragt, jedoch im selben Zeitraum 40 kWh (Prosumer3: **10 kWh**, Prosumer4: **30 kWh**) erzeugt, versorgen beide Einspeiser im Verhältnis ihrer Erzeugung die beiden Consumer (Prosumer3: **2,5 kWh**; Prosumer4: **7,5 kWh**). Der verbleibende Überschuss wird nach der selben Logik in den

Speicher geladen (sofern möglich) oder in das öffentliche Netz gespeist. Gleiches gilt auch für den Fall, dass die Nachfrage größer ist als der PV-Überschuss

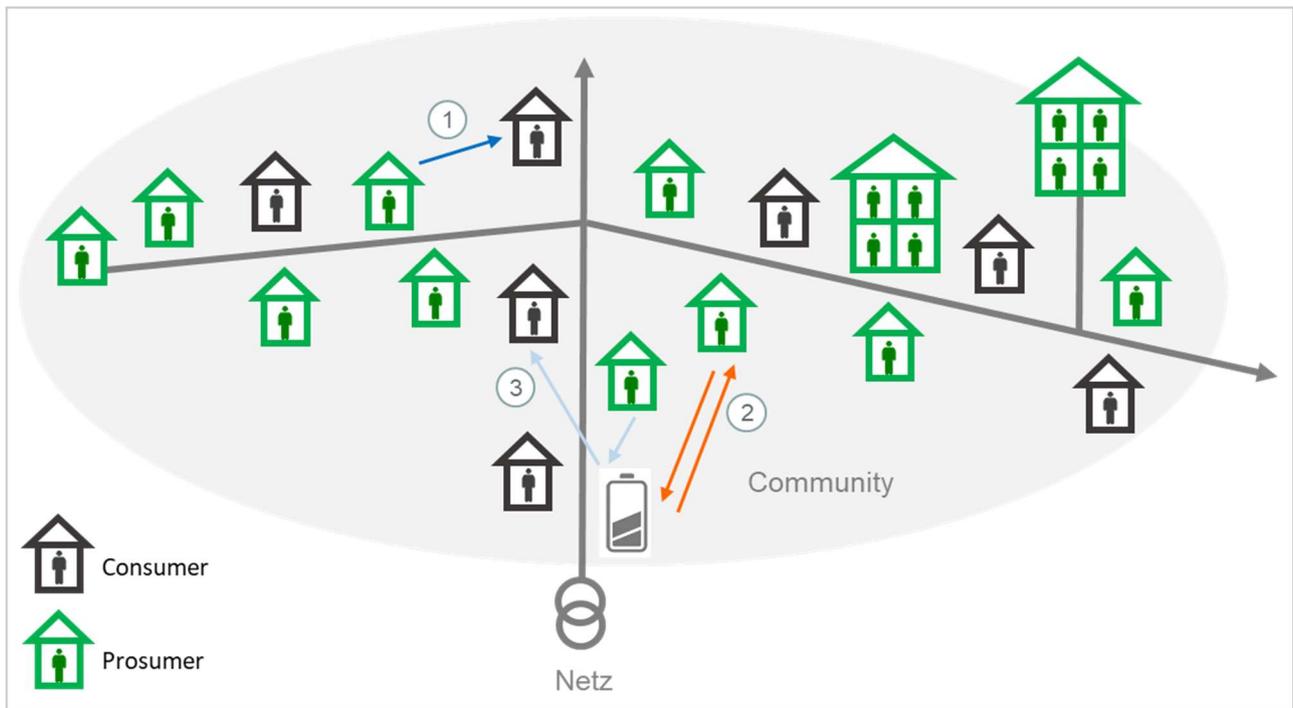


Abbildung 10: Mögliche Energieflüsse innerhalb einer Energiegemeinschaft

Um einen reibungslosen Betrieb zu ermöglichen und zu verhindern, dass entgegen des Gemeinschaftsgedankens einzelne mehr profitieren als andere, bedarf es klarer Spielregeln in Form von Community-Tarifen. Diese Tarife sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Kosten / Erlöse der teilnehmenden Pro- und Consumer (exkl. MWSt.)

	Einspeisung (Erlöse)			Bezugskosten		
	ins Netz	für anderen Pro- bzw. Consumer	in den Speicher	aus dem Netz	von anderen Prosumer	aus dem Speicher
Netzentgelt *			8,88 Cent *	8,88 Cent*		
Vergütung bzw. Kosten pro kWh eingespeister Energie	5 Cent	6 Cent	5,5 Cent	9 Cent *	6 Cent	5,5 Cent

* jeweils inkl. anteilmäßiger Steuern und Abgaben

4.1.3 Weitere Rahmenbedingungen

Zeitliche Rahmenbedingungen: Die Simulation erfolgt jeweils für ein gesamtes Kalenderjahr (Datenbasis 2016).

Wirkungsgrad: Der Batteriespeicher wird als idealer Speicher mit einem Wirkungsgrad von 100 % betrachtet. Die maximale Lade- und Entladeleistung werden jeweils mit 50 % der Speicherkapazität angenommen.

Netztopologie: Die Netztopologie sowie etwaige Netzverluste werden vernachlässigt, das Stromnetz (Netzebene 7) damit idealisiert dargestellt.

4.2 Simulation und Auswertung

4.2.1 Szenarien

Um das energietechnische und das wirtschaftliche Potenzial eines Gemeinschaftsspeichers zu ermitteln, wurden in der Folge verschiedene Szenarien berechnet, die sich primär hinsichtlich der Speichergröße unterscheiden.

Im Referenzszenario wird jede/r TeilnehmerIn für sich betrachtet. Es gibt weder einen Gemeinschaftsspeicher noch ein Energiegemeinschaft, die eine gemeinschaftliche Versorgung ermöglicht. Energie wird ausschließlich von der eigenen PV-Anlage oder dem Energieversorger bezogen. Eingespeiste Energie wird vom Energieversorger mittels eines festgelegten Einspeisetarifs abgegolten. Die Stromkosten der einzelnen Haushalte setzen sich aus verbrauchsabhängigen Energiekosten, Netzgebühren, Steuern und Abgaben und aus pauschalierten Netzgebühren, Steuern und Abgaben zusammen. Förderungen werden nicht betrachtet.

Im Szenario „0 kWh“ wird das Referenzszenario um eine Energiegemeinschaft erweitert, sprich überschüssige Energie wird wenn möglich an andere Pro- und Consumer innerhalb der Community, die ihren Verbrauch zu diesem Zeitpunkt nicht selbst decken können, weitergegeben und verrechnet. Im Vergleich zum Referenzszenario bleiben die Energieflüsse dabei gleich, die Abrechnung erfolgt jedoch direkt innerhalb der Community, wodurch unter den gegebenen Rahmenbedingungen die Kosten für die Energiegemeinschaft sinken.

In den Szenarien „100 kWh“, „400 kWh“, „750 kWh“ und „1.000 kWh“ wird das Szenario „0 kWh“ um einen Gemeinschaftsspeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität zwischen 100 und 1.000 kWh erweitert.

4.2.2 Indikatoren

Für die genannten Szenarien werden folgende, ausgewählte energietechnischen und wirtschaftliche Kenngrößen ermittelt:

- Eigenverbrauchs- bzw. Direktnutzungsanteil: Anteil der PV-Erzeugung, der vom jeweiligen Prosumer (BesitzerIn der PV-Anlage) direkt genutzt wird (in %)
- Eigenverbrauch: PV-Erzeugung in kWh, die vom jeweiligen Prosumer (BesitzerIn der PV-Anlage) direkt genutzt wird

- Eigenverbrauchs- bzw. Direktnutzungsanteil Community: Anteil der PV-Erzeugung, der gesamten Community, der zusätzlich zum klassischen Direktnutzungsanteils des/der BesitzerIn der PV-Anlage, innerhalb der Community direkt genutzt wird (in %)
- Einspeisung / Bezug Community: PV-Erzeugung der gesamten Community in kWh, die zusätzlich zum klassischen Eigenverbrauch des/der BesitzerIn der PV-Anlage, innerhalb der Community direkt genutzt wird
- Einspeisung / Bezug Speicher: PV-Erzeugung der gesamten Community in kWh, die in der Batterie gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt innerhalb der Community verbraucht wird
- Einspeisung Stromnetz: PV-Erzeugung der gesamten Community in kWh, die weder direkt innerhalb der Community genutzt, noch in der Batterie gespeichert werden kann und folglich ins Stromnetz eingespeist werden muss
- Bezug Stromnetz: Verbrauch der gesamten Community in kWh, der weder direkt innerhalb der Community noch aus der Batterie gedeckt werden kann und folglich aus dem Stromnetz bezogen werden muss
- Anzahl der Vollzyklen: Anzahl der Vollzyklen des Batteriespeichersystems im Betrachtungszeitraum
- Veränderung der Stromkosten der einzelnen TeilnehmerInnen sowie der Community (in EUR)
- Investitionskosten des Batteriespeichers: durchschnittliche Investitionskosten eines Batteriespeichers
- Abschreibung (kalendarisch): jährliche Abschreibung auf Basis einer kalendarischen Lebensdauer von 20 Jahren
- Abschreibung (zyklisch): jährliche Abschreibung auf Basis der tatsächlichen Nutzung sowie einer Zyklusfestigkeit von 6.000 bis 8.000 Vollzyklen

4.3 Ergebnisse

Eigenverbrauchs-/Direktnutzungsanteil: Im Referenzszenario kann ein Prosumer durchschnittlich ca. 30 % seiner PV Erzeugung direkt nutzen. Dieser Wert variiert jedoch von Prosumer zu Prosumer: So beträgt der Direktnutzungsanteil von Prosumer 23 (öffentliches Gebäude, Jahresverbrauch 1.130 kWh, installierte PV Leistung 25 kWp) gerade einmal 1,14 %, während der Direktnutzungsanteil von Prosumer 3 (Haushalt, Jahresverbrauch 5.106 kWh, installierte PV Leistung 1,7 kWp) 67,81 % beträgt. Auf die gesamte Energiegemeinschaft gerechnet, ergibt sich ein Direktnutzungsanteil von 16,47 %, sprich ca. 16,5 % des erzeugten Stroms können unmittelbar im selben Gebäude verbraucht werden.

Berechnet man jedoch nun den Direktnutzungsanteil für die gesamte Community, kann - wie in Abbildung 11 ersichtlich (Eigennutzung + Einspeisung Community) - mehr als 60 % der in der Energiegemeinschaft erzeugten PV-Energie auch innerhalb der Energiegemeinschaft verbraucht werden.

Durch Einsatz eines Speichersystems kann der Direktnutzungsanteil weiter erhöht werden und steigt mit zunehmender Speichergröße. Bei einer nutzbaren Speicherkapazität von 100 kWh kann der Direktnutzungsanteil auf 72,45 % erhöht werden, bei 400 kWh Speicherkapazität auf ca. 92,89 %. Noch größere Speichersysteme führen nur mehr zu geringen Steigerungen des Direktnutzungsanteils.

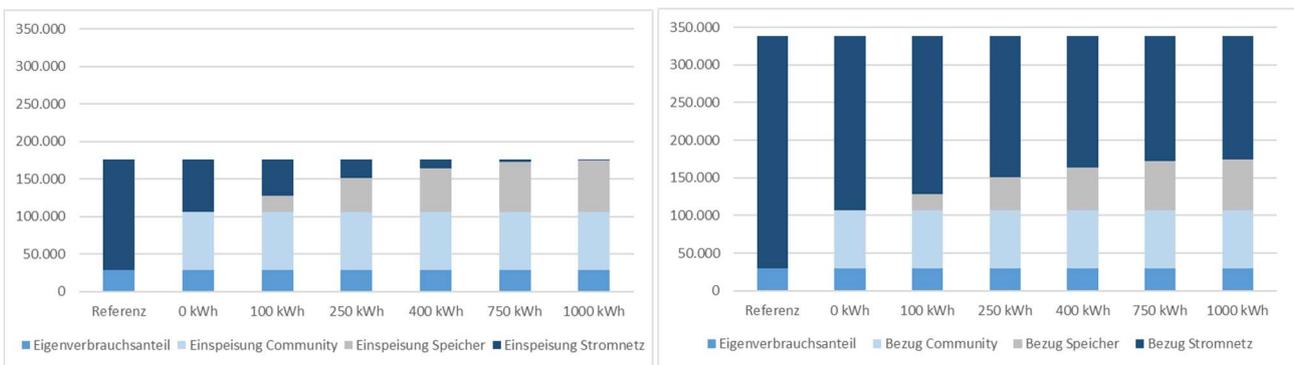


Abbildung 11: Verteilung von Erzeugung (links) und Verbrauch (rechts) der Energiegemeinschaft

Ähnlich verhält es sich hinsichtlich der Verbrauchsdeckung. Können sich die Haushalte einzeln betrachtet gerade einmal zu 8,6 % selbst versorgen, steigt dieser Wert für die gesamte Energiegemeinschaft ohne Speicher auf 31,4 % (Szenario 0 kWh) und kann durch Einsatz eines Speichersystems auf etwa 50 % erhöht werden.

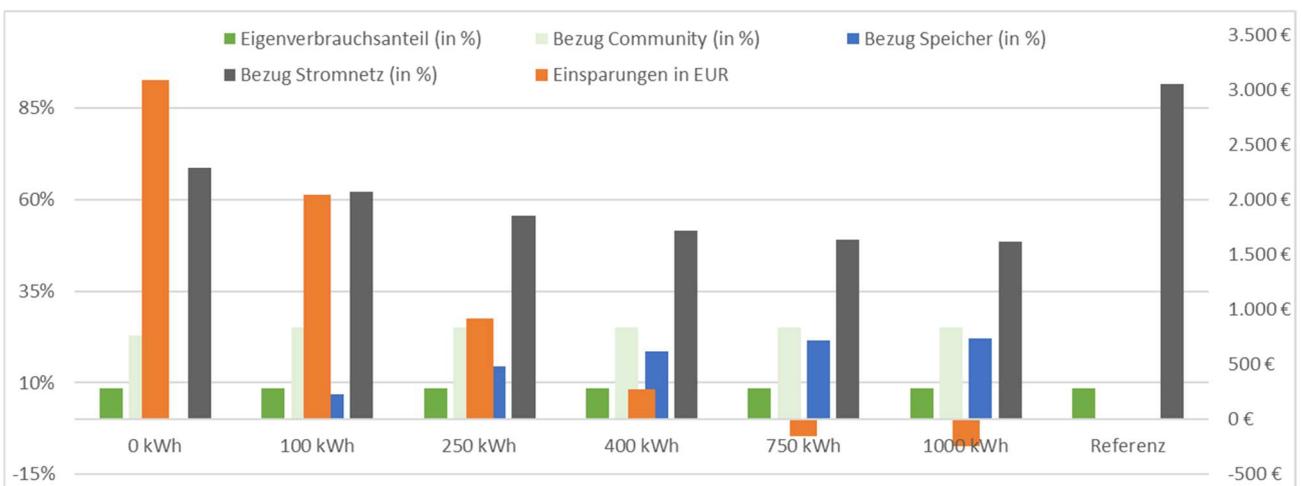


Abbildung 12: Verbrauch der Energiegemeinschaft sowie Veränderung der Stromkosten im Vergleich zum Referenzszenario ohne Anschaffungs- und Betriebskosten für den Batteriespeicher im Betrachtungszeitraum

Wirtschaftlichkeit: Wie in Abbildung 12 ersichtlich, führt der Zusammenschluss zu einer Energiegemeinschaft zu einer Reduktion der Stromkosten der Community um 6,1 % (Szenario 0

kWh). Der Grund für diese Reduktion ist der Direkthandel innerhalb der Energiegemeinschaft, da hier sowohl der einspeisende Prosumer (höhere Einspeisevergütung) als auch der beziehende Pro- oder Consumer (geringerer Energiepreis) profitieren. Dabei profitieren vor allem jene Prosumer mit einem hohen PV Überschuss wie z. B. Prosumer 5, 23 und 24.

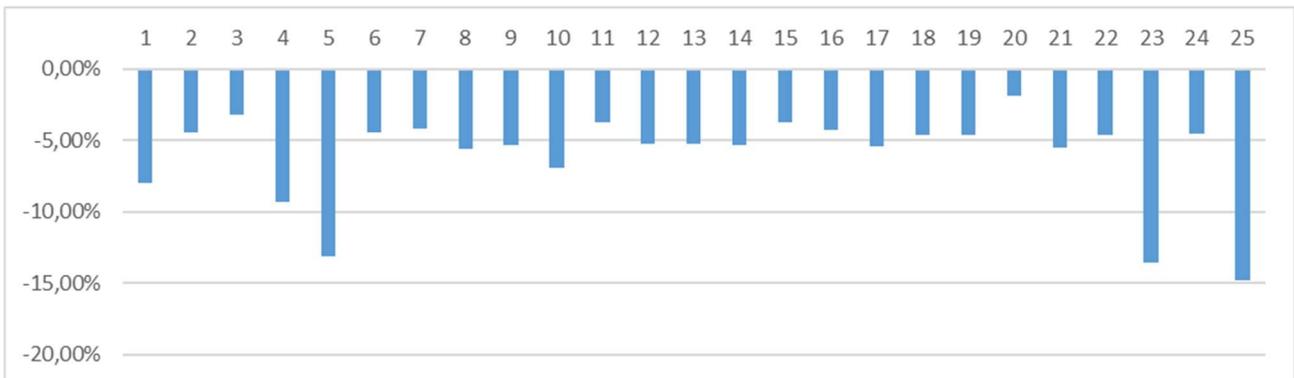


Abbildung 13: Einsparungen der TeilnehmerInnen der Energiegemeinschaft in % (bezogen auf ihre bisherigen Stromkosten)

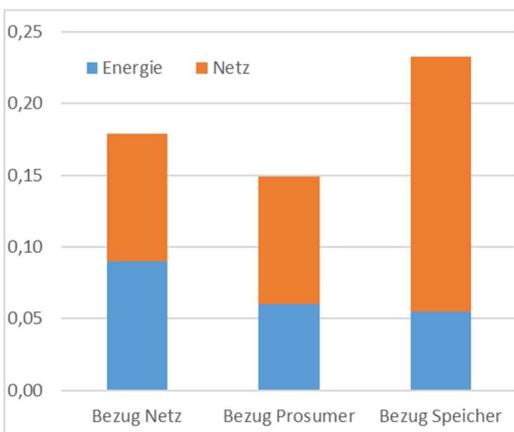


Abbildung 14: Energie- und Netzkosten für unterschiedliche Bezugsquellen (eigene Darstellung)

Wird innerhalb der Energiegemeinschaft auch ein Batteriespeicher bewirtschaftet, wirkt sich dies negativ auf die Einsparungen bzw. die Stromkosten der Community aus, da sowohl für die Einspeisung als auch für den Bezug Netzentgelte fällig werden. Dies führt dazu, dass gespeicherte Energie (ohne Berücksichtigung der Anschaffungs- und Betriebskosten für den Batteriespeicher) teurer ist als wenn Energie klassisch vom Energieversorger bezogen wird (siehe Abbildung 14).

Das bedeutet, dass jedes Mal, wenn Energie gespeichert und anschließend wieder entladen wird, die Kosten der Energiegemeinschaft ansteigen. Machen Batteriespeicher in einer Energiegemeinschaft aus energetischer Sicht durchaus Sinn, ist der Betrieb eines Gemeinschaftsspeicher an sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen jedoch noch nicht wirtschaftlich.

Berücksichtigt man auch die Anschaffungskosten für den Batteriespeicher (siehe Abschnitt 2.2.2), wirkt sich dies negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus, wie in Abbildung 15 ersichtlich. Unter Berücksichtigung einer kalendarischen Lebensdauer von 20 Jahren übersteigt die jährliche Abschreibung des Batteriespeichers die Einsparungen der Community deutlich. Selbst der Betrieb eines kleinen Gemeinschaftsspeichers mit 100 kWh als Teil einer Energiegemeinschaft ist damit nicht darstellbar.

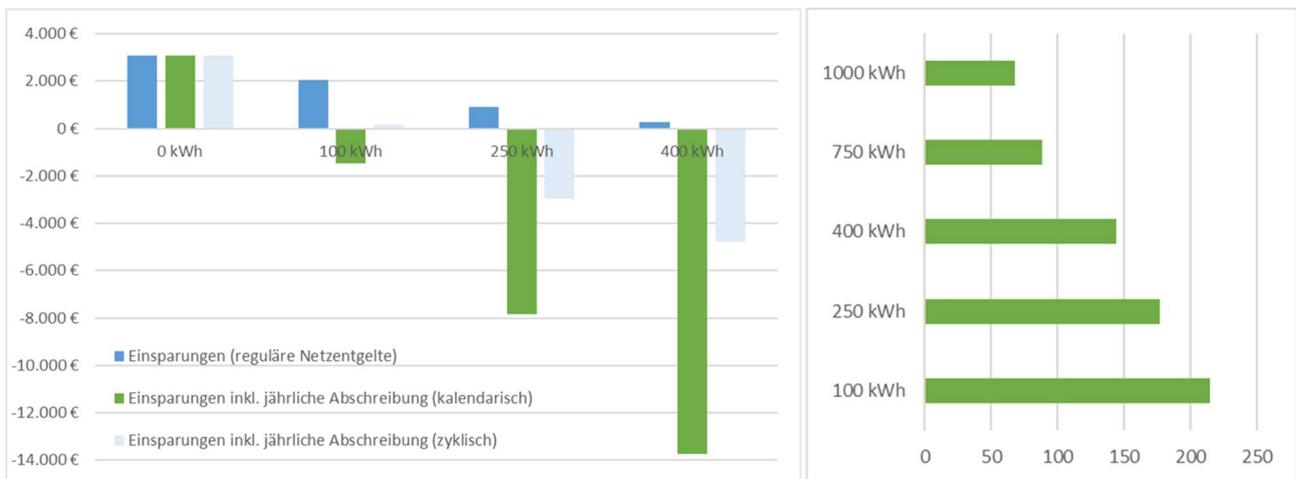


Abbildung 15: Veränderung der Stromkosten im Vergleich zum Referenzszenario für Batteriespeichersystem (links) sowie Vollzyklen pro Jahr (rechts) für verschiedene Speichergrößen (eigene Darstellung)

Alternativ zur kalendarischen Abschreibung des Batteriespeichers kann die Abschreibung auch auf Basis der tatsächlichen Nutzung erfolgen. Ausgehend von einer Zyklenfestigkeit von 6.000 bis 8.000 Vollzyklen, heutzutage Standard bei modernen Lithium-Ionen-Batteriespeichersystemen – ergeben sich Kosten pro gespeicherter kWh zwischen 8,75 Cent und 11,7 Cent. Unter Berücksichtigung der tatsächlich genutzten Vollzyklen pro Jahr (siehe Abbildung 15) können damit die jährlichen Nutzungskosten des Batteriespeichers pro Jahr ermittelt werden. Da diese deutlich geringer sind, als die kalendarische Abschreibung, lässt sich zumindest ein kleiner Speicher mit 100 kWh noch wirtschaftlich darstellen, größere Speichersysteme sind jedoch unter den gegebenen Rahmenbedingungen ebenfalls unwirtschaftlich. Berücksichtigt man auch die nicht bekannten Kosten für die Wartung des Speichers sowie für Betrieb und Abrechnung der Energiegemeinschaft ist auch ein kleiner Speicher wirtschaftlich nur in Ausnahmefällen darstellbar.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass selbst bei der 100 kWh Variante – jener Variante mit der intensivsten jährlichen Speichernutzung – die Zyklenfestigkeit innerhalb der kalendarischen Lebensdauer nicht erreicht wird. Dies bietet grundsätzlich die Möglichkeit den Speicher für zusätzliche Anwendungen zu nutzen (siehe Kapitel 4.4) und damit die Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Ist das jedoch nicht der Fall und wird die Zyklenfestigkeit innerhalb der kalendarischen Lebensdauer nicht ausgeschöpft, muss die Berechnung der Speicherkosten angepasst werden und die Anzahl der genutzten Vollzyklen innerhalb der kalendarischen Lebensdauer anstelle der Zyklenfestigkeit verwendet werden.

4.3.1 Reduzierte Netzentgelte

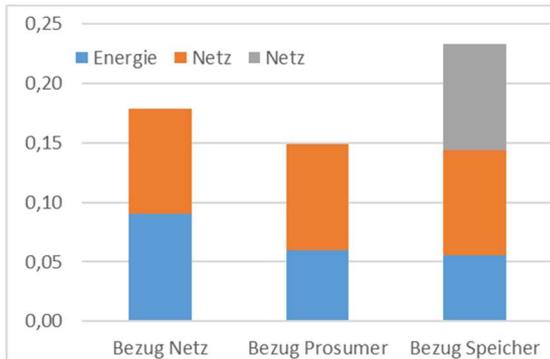


Abbildung 16: Energie- und Netzkosten für unterschiedliche Bezugsquellen (eigene Darstellung)

Analog zu Pumpspeicherkraftwerken, für die es in Österreich eine Sonderregelung gibt und die keine Netznutzungs- und Netzverlustentgelte für den Bezug elektrischer Energie zu entrichten haben, wird für die folgenden alternativen Berechnungen ebenfalls das Netzentgelt für das Laden des Speichers nicht berücksichtigt.

Wie in Abbildung 14 ersichtlich, wirkt sich der Entfall des Netzentgeltes für das Laden des Gemeinschaftsspeichers deutlich auf die

Wirtschaftlichkeit aus. Kleinere Gemeinschaftsspeicher können damit – unter Berücksichtigung der tatsächlichen Nutzung - wirtschaftlich betrieben werden, auch wenn der Verzicht auf einen Speicher aus wirtschaftlicher Sicht nach wie vor die sinnvollste Variante wäre.

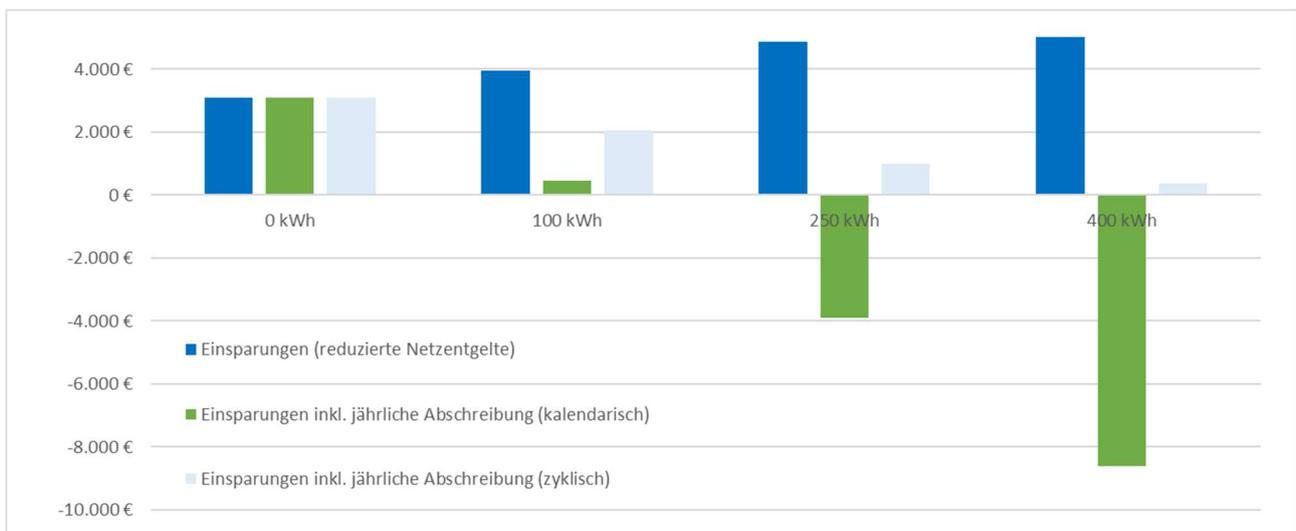


Abbildung 17: Veränderung der Stromkosten im Vergleich zum Referenzszenario für Batteriespeichersystem (links) sowie Vollzyklen pro Jahr (rechts) für verschiedene Speichergrößen (eigene Darstellung)

4.4 Zusätzliche Einsatzmöglichkeiten

Wie in Abschnitt 4.3 dargestellt, ist der wirtschaftliche Betrieb eines Gemeinschaftsspeichers aufgrund der doppelten Netzgebühren sowie der noch zu hohen Anschaffungskosten für Batteriespeicher momentan nicht oder nur in Ausnahmefällen möglich. Werden Gemeinschaftsspeicher jedoch zusätzlich zur eigentlichen Nutzung auch noch für andere (netz- und/oder systemdienliche) Anwendungen genutzt, können damit zusätzliche Einnahmen lukriert und die Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Eine zusätzliche Nutzung ist insofern eine interessante Option, da die Zyklenfestigkeit innerhalb der kalendarischen Lebensdauer aufgrund der geringen Nutzung nicht erreicht wird.

Dahingehend können unter anderem folgende (netz- und/oder systemdienliche) Anwendungen eine Möglichkeit zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit darstellen:

Reduktion von Fahrplanabweichungen: Im Forschungsprojekt MBS+ wurde die Wirtschaftlichkeit eines PV Heimspeicher-Netzwerks zur Reduktion von Fahrplanabweichungen einer Bilanzgruppe untersucht. Pro Haushalt konnten die Aufwendungen für Ausgleichsenergie um bis zu 165 EUR pro Jahr reduziert werden. Diesen Einsparungen stehen jedoch seitens der Privathaushalte unter Berücksichtigung der aktuell geltenden rechtlich/regulatorischen Rahmenbedingungen deutlich höhere Mehrkosten zwischen 400 und 800 EUR für Bezug und Lieferung von Ausgleichsenergie gegenüber. Erst preisgesteuerte Modelle oder geänderte Rahmenbedingungen (Befreiung von Netzentgelten sowie Steuern und Abgaben) ermöglichen einen wirtschaftlichen Betrieb.

Regelenergie: Konkrete Vorhersagen möglicher Erlöse am Regelenergiemarkt für Flexibilitäten und im konkreten für Batteriespeicher haben marktbedingt einen hohen Unsicherheitsfaktor. Analysen haben gezeigt das abhängig von der Angebotsstrategie für z. B. Sekundärregelenergie jährliche Erlöse von ca. 40 EUR/kWh Speicherkapazität erreicht werden können. Dieser Wert beinhaltet die Opportunitätsbetrachtung des Spotmarkts. Erlöse der Regelleistungsvorhaltungen sind jedoch nicht inkludiert.

Hohe Ladeleistungen ohne zusätzliche Netzbelastung: Batteriespeicher könnten zukünftig auch einen substanziellen Beitrag zur Entwicklung der Elektromobilität leisten, vor allem dort wo hohe Ladeleistungen erforderlich sind z. B. an Autobahnen. Um hohe Ladeleistungen ohne zusätzliche Netzbelastung bzw. an Orten mit schlechter Netzinfrastruktur zu ermöglichen, verwendet das deutsche Unternehmen ads-tec GmbH Batteriespeicher, die als Puffer zwischen Netz und Elektroauto dienen. Dabei wird der Batteriespeicher kontinuierlich mit geringer Leistung aus dem Netz beladen um bei Bedarf eine hohe Ladeleistung ohne zur Verfügung stellen ohne das Netz zu belasten.

Reduktion von Lastspitzen: Unternehmen benötigen oftmals viel Energie in kurzer Zeit. Neben einer hohen Netzbelastung sind diese Leistungsspitzen auch abrechnungsrelevant und können zu höheren Netzgebühren führen. Bereits heute versuchen einige Unternehmen daher ihre Verbraucher so zu nutzen, dass Leistungsspitzen vermieden werden. Zukünftig können dazu auch Batteriespeicher eingesetzt werden, die darüber hinaus zur Notstromversorgung bzw. zur Verbesserung der Versorgungssicherheit und –qualität eingesetzt werden können.

Um die Umstellung auf einen in Summe teureren Tarif mit Leistungsmessung zu vermeiden, wurde in einer Salzburger Tischlerei (Jahresstromverbrauch 34.500 kWh) ein Batteriespeichersystem (30 kWh) zur Lastspitzenreduktion angeschafft. Investitionskosten in Höhe von knapp EUR 38.000 stehen jährliche Einsparungen von etwa 2.000 EUR gegenüber. Daraus ergibt sich eine Amortisationszeit von 19 Jahren. Im konkreten Fall konnte jedoch eine Investitionsförderung des Landes (600 EUR / kWh) in Anspruch genommen werden, wodurch eine Amortisationszeit von 13 Jahren erreicht wurde (E-Control 2018d)

Atypische Netznutzung: In Deutschland werden Unternehmen für einen hohen, gleichmäßigen Strombezug bzw. eine atypische Netznutzung mit reduzierten Netzentgelten belohnt und können damit ihre Netzentgelte um bis zu 80 Prozent senken. Bei der atypischen Netznutzung muss das Unternehmen sicherstellen, dass die spezifische Jahreshöchstlast nicht mit der Höchstlast des Netzbetreibers zusammenfällt. Stromspeicher können dabei zukünftig aktiv unterstützen und so auch für Unternehmen mit begrenzter Flexibilität die Möglichkeit bieten einen Beitrag zur Energiewende zu leisten bzw. Kosten zu sparen.

Reduktion der Anschlussleistung und Schwarzstartfähigkeit: Microgrids und lokale Energiegemeinschaften bieten privaten als auch gewerblichen und industriellen Pro- und Consumern die Möglichkeit die eigene Stromversorgung aktiv in ihrem Sinne mitzugestalten und zunehmend Verantwortung zu übernehmen. In solchen Microgrids oder Energiegemeinschaften können Batteriespeicher eine Vielzahl an Aufgaben übernehmen wie z. B. die Anschlussleistung des Microgrids zu reduzieren. Batteriespeicher können darüber hinaus im Fall eines Blackouts zum Wiederaufbau der Stromversorgung genutzt werden (Schwarzstartfähigkeit).

Optimale Vermarktung fluktuierender Erzeugung: Im Rahmen der Studie "Optimal Dispatch Scheduling of a Wind-Battery-System in German Power Market" wurde die Wirtschaftlichkeit eines Windparks mit einer Leistung von 238 MW in Kombination mit einem Batteriespeicher (100 MWh, 50 MW) untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass Mehreinnahmen von bis zu 1,3 Mio EUR pro Jahr möglich sind. Dem gegenüber stehen jedoch die Investitionskosten für den Batteriespeicher, die einen wirtschaftlichen Betrieb aktuell nicht möglich machen (Caia, et al 2016).

5 Sichtbarkeit, Mehrwert und Nachhaltigkeit

5.1 Sichtbarkeit und Mehrwert

Dem Motto „Die Energiewende beginnt im Kopf“ folgend wurde im Projekt großer Wert auf die Sichtbarkeit der entwickelten Lösungen gelegt. Dabei wurde das Ziel verfolgt das Thema „Energie“ im gesellschaftlichen Kontext sichtbar zu machen und zusätzlichen Mehrwert, z. B. über nicht finanziell orientierte Angebote und Services, direkt für die BewohnerInnen bzw. indirekt für die Gesellschaft zu schaffen. Gemeinsam mit einem Team der New Design University St. Pölten wurde daher das Konzept „Recharge“ entwickelt, bei dem der Gemeinschaftsspeicher zum zentralen Energie- und Informationshotspot der Gemeinde wird.

Ausgangspunkt ist der Platz der Elemente, der im Ortszentrum der Gemeinde Großschönau angesiedelt ist. Wie in Abbildung 18 ersichtlich wird der Gemeinschaftsspeicher im Zentrum des Parks errichtet, wobei je nach Größe des Speichers nur ein Teil sichtbar ist, da der eigentliche Batteriespeicher unterirdisch verbaut ist.



Abbildung 18: Der Batteriespeicher als zentrales Element des Konzepts Recharge

Die Sichtbarkeit des Batteriespeichers soll jedoch primär über diverse Angebote rund um den Speicher geschaffen werden. Dazu wurden gemäß dem Titel Recharge verschiedene, meist kostenlose Möglichkeiten zum Aufladen – sprichwörtlich und im übertragenen Sinn - für die GemeindegängerInnen geschaffen. So bieten stationäre Ladestationen für E-Bikes und Elektroautos eine kostenlose Lademöglichkeit. Weiters können Kleinverbraucher wie Smartphones, Elektroroller oder kabellose Lautsprecher im gesamten Park an sogenannten Communication Cubes geladen

werden. Dabei handelt es sich um kleinere Batteriespeicher, die überall im Park nach Belieben platziert werden können und auch als Sitzgelegenheit genutzt werden können. Werden die Communication Cubes auf eine der vielen im Park befindlichen Lichtkacheln (siehe Abbildung 19) gestellt, werden diese induktiv geladen.



Abbildung 19: Lichtkacheln als sichtbare und induktive (Lade-)Möglichkeiten des Gemeinschaftsspeicher

Neben dem klassischen Aufladen von elektronischen Geräten und Fahrzeugen, bietet das Konzept jedoch auch Möglichkeiten sich „selbst aufzuladen“. Yoga- und Fitnessstationen laden ein, sich aktiv zu betätigen und seinen Energiehaushalt im übertragenen Sinn „aufzuladen“.

Nähere Informationen zum Konzept sind in Abschnitt 8.1 „Konzept Recharge“ zu finden.

5.2 Nachhaltigkeit

Während es zur Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen unzählige Studien und Untersuchungen gibt, fehlen belastbare Ergebnisse hinsichtlich der Nachhaltigkeit von Batteriespeichersystemen, insbesondere für innovative Technologien wie z. B. die Aqueous Ion Exchange Technologie oder Redox Flow Systeme. Mit Hilfe einer Lebenszyklusanalyse für verschiedene Batteriespeichertechnologien, die den gesamten Lebenszyklus der Batterie inkl. der eigentlichen Anwendung berücksichtigt (cradle to grave) berücksichtigt, wurde im vorliegenden Projekt unterschiedliche Kennzahlen (z. B. energetischen Amortisationszeit, Global Warming Potential,...) ermittelt und darauf aufbauend die Nachhaltigkeit der geplanten Anwendung abgeschätzt.

Wie frühere Arbeiten zur Klimawirksamkeit von Batterietechnologien zeigten, kann das Global Warming Potential (GWP) je nach Einsatzgebiet in der Nutzungsphase (z. B.

Eigenverbrauchssteigerung, Spitzenglättung,...) und Bezugssystem (z. B. Gebäude, Quartier oder Netzabschnitt) stark variieren (Schidler und Leonhartsberger 2015). Deshalb müssen die in der Produktion der unterschiedlichen Speicher entstehenden CO₂-äqu. in eine weitere Berechnung für die jeweiligen Geschäftsmodelle (Nutzungsphase) eingehen. Die Systemgrenzen für die im vorliegenden Projekt durchgeführten Berechnungen zeigt die folgende Abbildung.

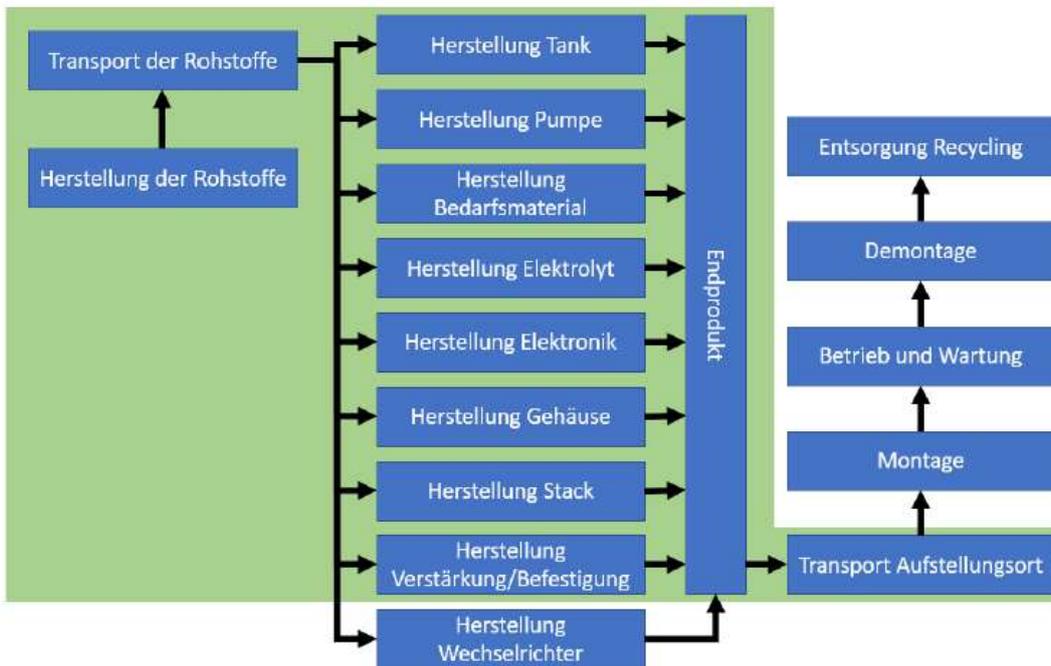


Abbildung 20. Systemgrenzen für die Berechnung der Lebenszyklusanalyse

Berücksichtigt wurden in einem ersten Schritt die Produktion von der Gewinnung der Rohstoffe bis zum Endprodukt (cradle to gate) und darauf aufbauend die Nutzungsphase in den unterschiedlichen Geschäftsmodellen (gate to grave), sowie sämtliche Transportwege. Dazu Entsorgung und Recycling valide Daten nicht zur Verfügung standen wurden die zugehörigen Prozesse nicht berücksichtigt.



Abbildung 21: Erhebung der Stoff- und Energieströme eines Batteriespeichers (Aqueous Ion Exchange Technologie)

Basis der Berechnungen bildet die Recherche aller Material- und Energieflüsse entlang des Lebenszyklus der einzelnen Technologien. Die Daten stammten im vorliegenden Projekt aus Desk Research und Herstellerangaben. Die Nutzungsphase geht in Form der aus der Simulation der Geschäftsmodelle errechneten notwendigen Speicherkapazität und der Voll-Ladezyklen über 25 Jahre ein. Die Berechnung des GWP 100 erfolgte mit openLCA. Die Ergebnisse zeigt die folgende Abbildung:

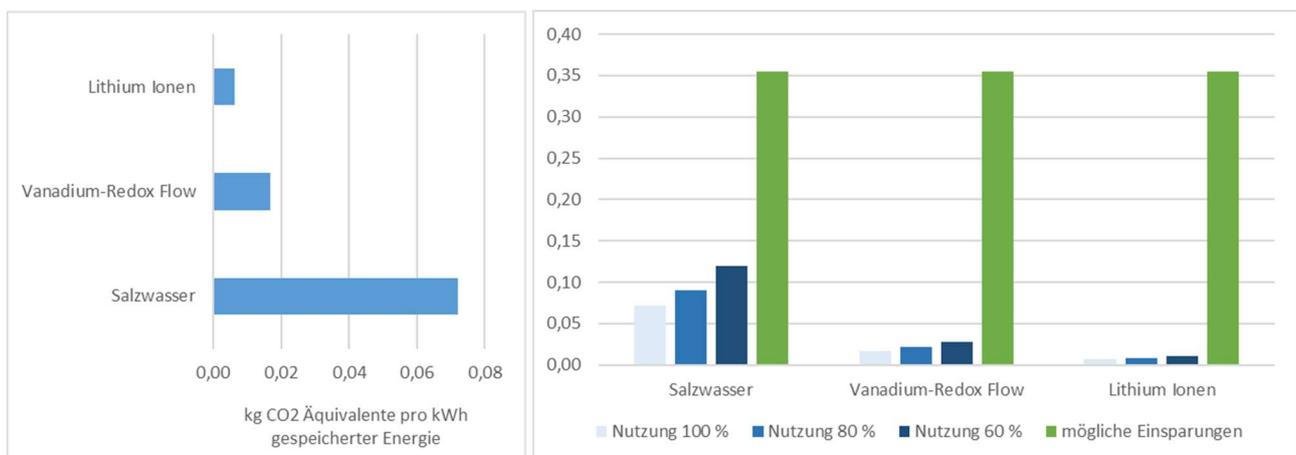


Abbildung 22: GWP100 nach Technologie pro kWh gespeicherter Energie (links) sowie GWP100 für verschiedene Speichergrößen sowie die damit verbundenen, möglichen CO₂-Einsparungen durch die Substitution von Netzstrom, (rechts)

Es zeigt sich, dass die Lithium Eisenphosphat Batterie grundsätzlich das niedrigste GWP (6,4 g CO₂ äqu.) der untersuchten Technologien aufweist. Mit einem GWP von 72,1 g CO₂ äqu. pro kWh gespeicherter Energie liegen sowohl die Aqueouse Ion Exchange Technologie - unter anderem bedingt durch die geringere Zyklenfestigkeit – sowie die untersuchte Vanadium-Redox-Flow Technologie (16,8 g CO₂ äqu.) deutlich darüber. Diese Werte gelten jedoch nur, wenn innerhalb der kalendarischen Lebensdauer die Zyklenfestigkeit der Batteriespeichersystems erreicht wird, sprich wenn die laut Hersteller zur Verfügung stehenden Vollzyklen vollständig genutzt werden. Ist dies nicht der Fall, ist - wie in Schidler et al. (2017) ausgeführt - die tatsächliche Nutzung des Batteriespeichers zu berücksichtigen. Unter der Annahme, dass durch die gespeicherte elektrische Energie Netzstrom substituiert wird (354,3 g CO₂ äqu.⁸), können jedoch grundsätzlich bei allen untersuchten Technologien - wie in Abbildung 22 (rechts) ersichtlich - CO₂-äqu. eingespart werden – auch wenn die tatsächliche Nutzung innerhalb der kalendarischen Lebensdauer unter der theoretischen möglichen Nutzung (Zyklenfestigkeit) liegt.

Der Beitrag der untersuchten Gemeinschaftsspeicher zu einer nachhaltigen Entwicklung, kann jedoch nicht ausschließlich anhand der Klimawirksamkeit bestimmt werden. Es müssen weitere Faktoren aus dem Bereich Umwelt wie z.B. energetische Amortisation oder toxikologische

⁸ https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/schriftenreihe-2019-20-marktstatistik-2018-bf.pdf

Parameter, soziale Faktoren, wie z. B. gesundheitliche Auswirkungen oder Leistbarkeit und volkswirtschaftlicher Nutzen untersucht werden. Dann kann ein Gesamtbild positive und negative Auswirkungen auf nachhaltige Entwicklung zeigen. Basierend darauf können Vor- und Nachteile einander gegenübergestellt und zukünftige Geschäftsmodelle und Entwicklungspfade den Anforderungen der Nachhaltigkeit entsprechend gestaltet werden.

6 Ausblick und Resümee

Um die Grundlagen für zukünftige Umsetzungen von Gemeinschaftsspeichern zu schaffen, wurde im vorliegenden K&E Leitprojekt „awarenESS“ die Machbarkeit eines Gemeinschaftsspeichers für ländliche Gemeinden am konkreten Beispiel Großschönau untersucht.

Wie auch andere Forschungsprojekte (z. B. Leafs LV Loads and Storage Integration) zeigen, ist die Umsetzung von gemeinschaftlich genutzten Batteriespeichersystemen aus rechtlicher Sicht möglich. Die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen erschweren jedoch einen wirtschaftlichen Betrieb, da sowohl beim Laden (am Zählpunkt des Speichers) als auch beim Entladen (beim Zählpunkt des Verbrauchers bzw. der VerbraucherIn) Netzentgelte in voller Höhe zu zahlen sind. Auch eine Sonderregelung hinsichtlich der Netzentgelte, wie es sie in Österreich für Pumpspeicherkraftwerke gibt, verbessert die Wirtschaftlichkeit momentan nur bedingt: Zwar können kleinere Gemeinschaftsspeicher damit unter Berücksichtigung der tatsächlichen Nutzung innerhalb einer Energiegemeinschaft wirtschaftlich betrieben werden, jedoch stellt der Betrieb eines Gemeinschaftsspeichers auch unter diesen Rahmenbedingungen weiterhin einen Kostenfaktor für die Energiegemeinschaft dar, da die Anschaffungskosten für Batteriespeicher in Österreich noch zu hoch sind.

Aus wirtschaftlicher Sicht kann daher unter den gegebenen Rahmenbedingungen nur die direkte Weitergabe überschüssiger PV Erzeugung innerhalb einer Energiegemeinschaft empfohlen werden. In Anbetracht der aktuellen Preisentwicklung von Batteriespeichern bzw. aktueller rechtlicher/regulatorischer Entwicklungen (z. B. Clean Energy for all Europeans Paket⁹) ist es jedoch nur eine Frage der Zeit, bis der Einsatz von Gemeinschaftsspeichern auch wirtschaftlich darstellbar ist. Werden Gemeinschaftsspeicher jedoch zusätzlich zur eigentlichen Nutzung auch noch für andere (netz- und/oder systemdienliche) Anwendungen genutzt, können damit unter Umständen zusätzliche Einnahmen lukriert und damit die Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Dies ist insofern eine interessante Option, da – zumindest bei den im Zuge des Leitprojekts untersuchten Szenarien - die Zyklfestigkeit innerhalb der kalendarischen Lebensdauer aufgrund der geringen Nutzung nicht erreicht wird.

Ein wesentlicher Aspekt bei gemeinschaftlichen Geschäftsmodellen sind Akzeptanz und Bereitschaft zur Mitwirkung der meist privaten NutzerInnen. Wie Untersuchungen im vorliegenden Projekt zeigen, ist diese Bereitschaft zur Mitwirkung an einer Energiegemeinschaft bzw. einem Gemeinschaftsspeicher seitens der NutzerInnen eindeutig gegeben. Ein Drittel der Befragten kann sich sogar eine aktive Mitwirkung an solchen Projekten z. B. als BetreiberIn vorstellen. Zu den wichtigsten Rahmenbedingungen, die für eine aktive Beteiligungen geklärt sein müssen, gehören unter anderem die InitiatorInnen, die BetreiberInnen und die Möglichkeit sich auch finanziell im Sinne einer Investition beteiligen zu können. Als geeignete InitiatorInnen bzw. BetreiberInnen werden vor

⁹ https://ec.europa.eu/info/news/clean-energy-all-europeans-package-completed-good-consumers-good-growth-and-jobs-and-good-planet-2019-may-22_en

allem Energieversorger und Netzbetreiber gesehen. Diese AkteurInnen genießen allerdings in dieser Rolle nicht das größte Vertrauen.

Auch aus ökologischer Sicht können Gemeinschaftsspeicher durchaus Sinn machen: So zeigt sich, dass unter der Annahme, dass durch die gespeicherte elektrische Energie Netzstrom substituiert wird, CO₂-äqu. eingespart werden. Der Beitrag der untersuchten Gemeinschaftsspeicher zu einer nachhaltigen Entwicklung, kann jedoch nicht ausschließlich anhand der Klimawirksamkeit bestimmt werden. Es müssen weitere Faktoren aus dem Bereich Umwelt wie z. B. energetische Amortisation oder toxikologische Parameter, soziale Faktoren, wie z. B. gesundheitliche Auswirkungen oder Leistbarkeit und volkswirtschaftlicher Nutzen untersucht werden. Erst dann kann ein Gesamtbild positive und negative Auswirkungen auf nachhaltige Entwicklung zeigen. Basierend darauf können Vor- und Nachteile einander gegenübergestellt und zukünftige Geschäftsmodelle und Entwicklungspfade den Anforderungen der Nachhaltigkeit entsprechend gestaltet werden.

7 Literaturverzeichnis

Caia, Z., Bussara, C., Stöckera, P., Moraes, L., Magnora, D., Sauer, D., 2016, Optimal Dispatch Scheduling of a Wind-Battery-System in German Power Market. Institute for Power Generation and Storage System, RWTH Aachen University

EIWOG, 2010, Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>, 26.09.2018.

EEG, 2017, Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017, https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html, 26.09.2018.

E-Control, 2017a, Ökostromförderbeitragsverordnung 2018. https://www.e-control.at/documents/20903/388512/BGBLA_2017_II_381.pdf/f1ebeae5-2f20-4ed2-f0ce-53b6aef6438b, 31.12.2018.

E-Control, 2017b, Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018. https://www.e-control.at/documents/20903/388512/BGBLA_2017_II_398.pdf/0c950677-bb80-ef7d-66d3-a3c1b3f33abf, 31.12.2018.

E-Control, 2018a, Preiszusammensetzung. <https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung>; 24.09.2018.

E-Control, 2018b, Steuern und Abgaben - Gebrauchsabgabe. <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/preise/steuern-und-abgaben/gebrauchsabgabe>; 24.09.2018.

E-Control, 2018c, Steuern & Abgaben. <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/preise/steuern-und-abgaben>, 31.12.2018.

E-Control, 2018d, Stromspeicherbericht 2018. verfügbar unter www.e-control.at/documents/20903/388512/Speicherstudie_Final.pdf/a13940b0-6604-0fad-ad4d-7bc81bded802

ESQUIRE, 2017, Energiespeicherdienste für smarte Quartiere (ESQUIRE). https://www.esquire-projekt.de/data/esquire/Dateien/Steckbrief_Esquire.pdf, 05.01.2019.

Figgner, J., Kairies, K., Haberschusz, D., Wessels, O., Sauer, D., 2019, Markt- und Technologieentwicklung von PV-Heimspeichern in Deutschland, BVES Pressekonferenz Energy Storage Europe, http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_2019_Marktentwicklung_Heimspeicher_ISEA_RWTH_Aachen.pdf

Fischer, L., Leonhartsberger, K., (2019) Marktentwicklung von PV-Heimspeichersystemen in Österreich. 11. Internationale Energiewirtschaftstagung, 13. bis 15. Februar 2019, Wien

Gährs, S., Knoefel, J.; Cremer, N., 2017, Politische Zielsetzungen und rechtlicher Rahmen für Quartierspeicher - Bestandsaufnahme der aktuellen Rahmenbedingungen und Diskurse. Projekt ESQUIRE, Arbeitspapier, Berlin. https://www.esquire-projekt.de/data/esquire/Dateien/Arbeitspapier_Politische_Zielsetzungen_und_rechtlicher_Rahmen_f%C3%BCr_Quartierspeicher.pdf, 05.01.2019.

Google Maps, 2018, Darstellung Gemeinde Großschönau, samt markierten PV- Anlagen. https://www.google.at/maps/@48.6517245,14.9343734,1266m/data=!3m2!1e3!4b1!4m2!6m1!1s1HZO4DZSBaxE9l4Q0qk28C4v6a_LQ0JNN; 06.11.2018.

Schidler, Susanne; Leonhartsberger, Kurt (2015): S-chameleonStore. Klimabilanzen und Darstellung des Vergleichs. In: *Energieforschungsprogramm*, zuletzt geprüft am 30.11.2018.

Abschlussbericht_2016.pdf, 04.01.2019.

Schidler, S.; Werner, A.; Leonhartsberger, K., 2017, Stromspeicher und Ökologie – eine Frage der Definition. Zukunft der Gebäude - digital-dezentral- ökologisch (E-Nova 2017), SCIENCE. RESEARCH. PANNONIA. Fachhochschule Burgenland, Band 16.

Statistik Austria, 2018, Jahresdurchschnittspreise und -steuern 2017 für die wichtigsten Energieträger. verfügbar unter http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/preise_steuern/index.html

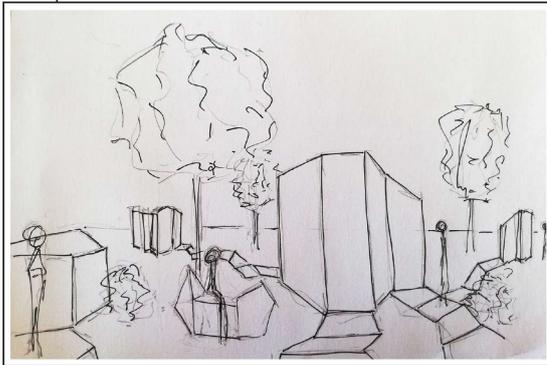
Thomann, R., Kottnik, W., Lachmann, Y., Prahl, O., Pawlowicz, M., Pickford, G., Schubert, M., Sellke, P., Kropp, T., Wurster, T., Wist, S., Bossler, A., Gröger, G., Natour, A., Fischer, F., Gollmer, G., Vöglein, S., 2016, Abschlussbericht Strombank. https://www.mvv.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/Strombank_

8 Anhang

8.1 Konzept Recharge

DAS KONZEPT

- > VERKNÜPFUNG EINZELNER STATIONEN
- > SPEICHER IM MITTELPUNKT
- > GROBER SPEICHER NICHT SICHTBAR
- > EINFACHE NUTZUNG DER STATIONEN
- > ERLEBEN
- > GEMEINSCHAFT
- > ÜBERZEUGEN

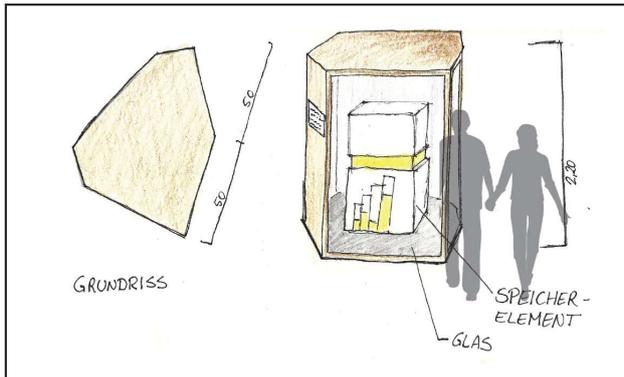


ÜBERSICHT

- > SPEICHER
- > COMMUNICATION CUBES
- > YOGA
- > KIDS SCREEN
- > TEA & ICE
- > E-BIKE/E-CAR
- > BRAIN & GAIN

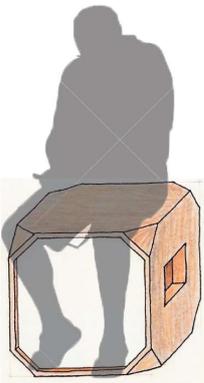


SPEICHER

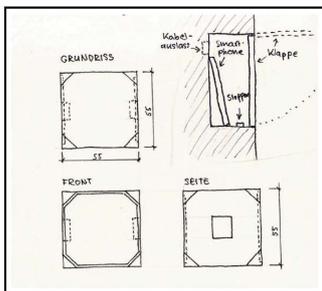


- > GR.SPEICHER UNTERIRDISCH
- > EINZELNER SPEICHER
- > ZWEI SEITEN DURCHSICHTIG
- > INFORMATIONEN
- > INTERESSE WIRD GEWECKT
- > LEUCHELEMENTE
- > WEGE ZU DEN STATIONEN

COMMUNICATION CUBES



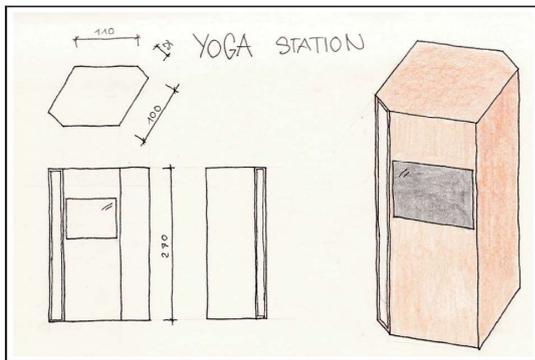
- > ROTER FADEN FÜR ENERGIESPEICHERPROJEKTE
- > SITZGELEGENHEIT
- > HANDY LADESTATION
- > KLAPPE ALS REGENSCHUTZ
- > VARIABEL / FLEXIBEL
- > SCHLICHT
- > ABGESCHRÄGTE ECKEN





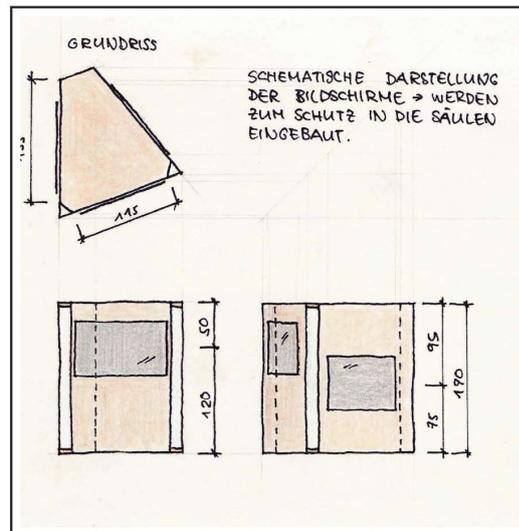
YOGA STATION

- > BREITE FLÄCHEN FÜR BILDSCHIRME
- > ÜBUNGEN ZUM NACHMACHEN
- > UNTERSCHIEDLICHE HÖHEN
- > YOGA MIT FREUNDEN
- > SPAB



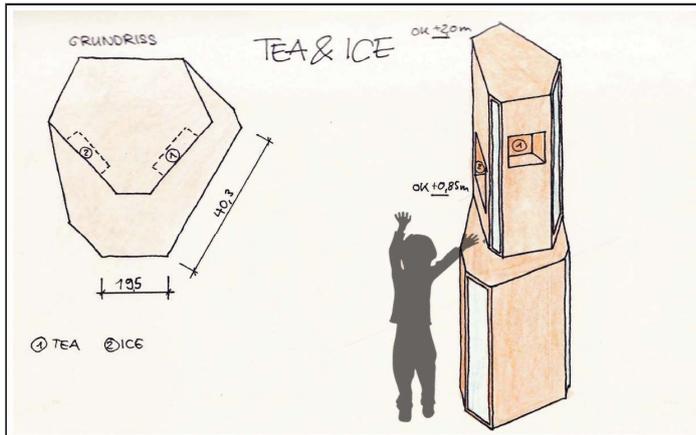
KIDS SCREEN

- > BILDSCHIRM
- > SPIELE
- > SPAB
- > BEWEGUNG



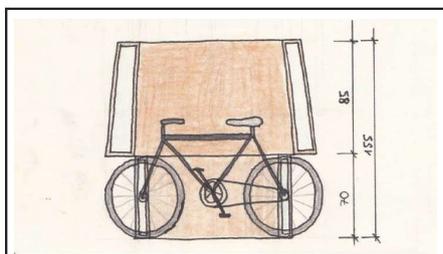
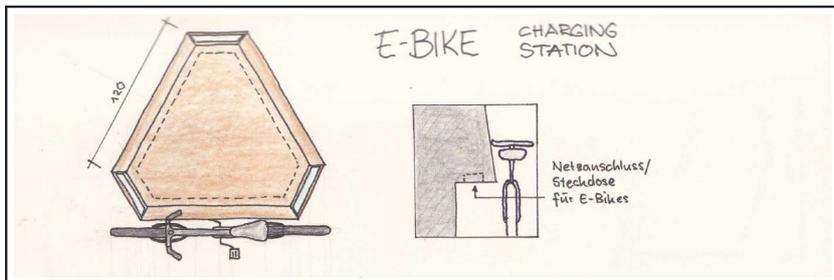


TEA & ICE



- > TEEBEUTELAUTOMAT
- > BECHERAUTOMAT
- > HEIBES & KALTES WASSER
- > ABLAGEFLÄCHE
- > KINDERSICHER

E-BIKE/E-CAR CHARGING



- > STECKDOSE GESCHÜTZT VOR REGEN
- > LADEKABEL SELBST MITZUBRINGEN
- > SICHERUNG AN DER LADESTATION
- > AUTO-LADESTATION

GAME AND BRAIN

- > INTERNET RECHERCHE
- SONNENWELT
- > ABLAGEFLÄCHE
- > SPIELE
- > KOMMUNIKATION

