

DIE ROLLE DEZENTRALER SPEICHERTECHNOLOGIEN AUS WIRTSCHAFTLICHER SICHT - AM BEISPIEL VON „SYMBIOSE“

Markus HEIMBERGER, Sabina BEGLUK, Christoph GROISS, Christoph MAIER,
Wolfgang GAWLIK¹

TU Wien / Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Telefonnr.: +43(0)158801370112, Faxnummer: +43(0)158801370199,

E-Mail: heimberger@ea.tuwien.ac.at, begluk@ea.tuwien.ac.at,
groiss@ea.tuwien.ac.at, maier@ea.tuwien.ac.at, gawlik@ea.tuwien.ac.at,
www.ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung: Die Bestrebung das Energiesystem nachhaltiger zu gestalten ist untrennbar mit dem Ausbau erneuerbarer Energieträger verbunden. Diese Energieformen sind jedoch durch ihre hohe Fluktuation und geringen Vollaststunden gekennzeichnet. Deshalb wird im Projekt „Symbiose“ untersucht, welche Rolle zentrale und dezentrale Speicher für den Erzeugungs-Last-Ausgleich einnehmen können. Hierbei werden sowohl rein elektrische Speicher (Blei Säure/Li-Ion) als auch die Energie übergreifenden Speicherformen wie Power-to-Gas als mögliche Technologien betrachtet. Den Ausgangspunkt bildet eine ländliche Modellregion, welche über ein elektrisches und teilweises Gasnetz verfügt. Die Berechnung der Speicher-größen und -bewirtschaftung wurde mithilfe einer linearen Optimierung durchgeführt, die Zielfunktion ist die Reduzierung der Gesamtsystemkosten. In [1] wurden diese Untersuchungen aufgrund von technischen Restriktionen und im hier vorliegenden Fall aufgrund von wirtschaftlichen Gegebenheiten ausgeführt.

Keywords: Unisversial Grid, Power-to-Gas, P2G, Speicher, lineare Optimierung

1 Motivation

Aufgrund der im European Strategic Energy Technology Plan (SET-Pan) [2] für das Jahr 2020 festgelegten Ziele, wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen und Erhöhung des Energieanteils an erneuerbaren Energieträgern gefordert. Diese sind jedoch mit hoher fluktuierender Erzeugung behaftet. Aus diesem Grund wird in [1] untersucht welche Rolle dez. Speicher für den lokalen Erzeugungs-Last-Ausgleich aus technischer Sicht einnehmen können. Aufbauend auf dieser Arbeit, soll gezeigt werden wie dezentrale Speichertechnologien aus wirtschaftlicher Sicht für verschiedene Stakeholder eingesetzt werden können. Wobei der Haushaltskunde und die Region/Gemeinde als zwei wirtschaftliche Stakeholder gesehen werden.

2 Methodik

Für zusätzliche Beschreibungen zur Methodik sei auf [1] verwiesen, wo die gleichen Methodischen Ansätze wie hier verwendet wurden.

Das Ziel liegt in der optimalen Speicherdimensionierung und Speicherbewirtschaftung, die Optimierung dieser beiden Parameter muss aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeit gemeinsam erfolgen.

2.1 Zeitraum

Die Bewirtschaftung der Speicher wird sowohl von kurzfristigen Effekten (z.B. Ausgleich von Leistungsspitzen) als auch langfristigen Anforderungen (z.B. saisonaler Ausgleich) bestimmt. Deshalb müssen einerseits die zugrunde liegenden Zeitreihen der Erzeugung und des Verbrauchs in zeitlich „hoher“ Auflösung vorliegen. Andererseits sollte sich der Betrachtungszeitraum über ein vollständiges Jahr erstrecken, um die thematisierten saisonalen Effekte abbilden zu können. Sowohl für die Erzeugung als auch für den Verbrauch standen Zeitreihen für eine Sommer-, Winter- und Übergangswoche im 15 min Zeitraster zur Verfügung. Daraus wurde folgende Zusammensetzung gewählt um eine Jahresreihe zu erstellen:

- 17 Wochen – Winter
- 09 Wochen – Übergangszeit
- 17 Wochen – Sommer
- 09 Wochen – Übergangszeit

2.2 Speicher

Das Residualprofil, welches an jedem Knoten bedingt durch Erzeugungs- und Verbrauchsprofile gegeben ist, stellt den Ausgangspunkt des Speichereinsatzes dar. Die Optimierung kann durch den Speichereinsatz direkt auf dieses Residualprofil eingreifen.

Als Speichertechnologie werden hierbei folgende Batterietypen untersucht:

- Lithium Ionen Akkumulatoren
- Blei Säure Batterie
- Redox Flow Batterie (dezentraler Speicher)

Die in Tabelle 1 ersichtlichen Parameter sind für die Modellierung herangezogen worden. Das Energie-Leistungs-Verhältnis stellt ein wesentliches Merkmal von Speichern dar, es liefert eine Aussage darüber, ob es sich eher um einen Kurz- oder Langzeitspeicher handelt. Für Lithium Ionen oder Blei-Säure ist dieser Wert relativ konstant und von der Batteriegröße unabhängig. Ein Wert von z.B. 2h sagt aus, dass die Batterie in 2h vollständig geladen oder entladen werden kann.

Tabelle 1: Speichereigenschaften

Speichertechnologie	Energie-Leistungs-Verhältnis [h]	Wirkungsgrad Einspeichern	Wirkungsgrad Ausspeichern	Netzanschluss
Lithium-Ion Batterie	0,4	95 %	95 %	Nieder-Spg.
Blei-Säure Batterie	2,0	89 %	89 %	Nieder-Spg.
Redox-Flow Batterie	frei	87 %	87 %	Mittel-Spg.

Zusätzlich wird der aktuelle Speicherfüllstand modelliert, dieser wird aus der Summe von Ein- und Ausspeicherung bestimmt. Dies soll sicherstellen, dass die Optimierung den Speicher nur zwischen leer und maximal installierter Speicherenergie betreiben kann (1).

$$0 \leq E(t) = E_{aus}(t) + E_{ein}(t) \leq E_{inst} \quad (1)$$

2.3 Elektrische Lastflussrechnung

Für die betrachtete Modellregion liegt das tatsächliche Netz inkl. aller Kenndaten vor. Die Aufgabe der Lastflussrechnung besteht darin, für einen gegebenen Lastfall die entsprechenden Netzzustände, wie Leitungsbelastung oder Knotenspannung zu berechnen. Diese Berechnung ist allgemein eine mathematisch nichtlineare Funktion.

Aufgrund der Vorgabe, die Optimierung mit einem linearen Ansatz zu Lösung, muss auch für die Lastflussrechnung eine lineare Beschreibung zugrunde gelegt werden. Dies kann mithilfe der linear genäherten Wirklastflussberechnung (DC-Lastfluss) realisiert werden. In vereinfachter Form kann der Zusammenhang von Knotenwirkleistung P , Knotenspannungswinkel ϑ , Knotenpunktsadmittanzmatrix Y und der Nennspannung U_n gemäß folgender Gleichung dargestellt werden.

$$P_i = -U_n^2 \sum_{j=1}^{n_k} \Im\{Y_{ij}\} \cdot \vartheta_j \quad (2)$$

Nach Elimination eines Referenzknotens (Slack-Knoten), kann die Gleichung in Matrixschreibweise für die Berechnung der Zweigbelastungen aufgestellt werden.

$$\mathbf{p}_l = \underbrace{\mathbf{B}_l \cdot \mathbf{A}' \cdot \mathbf{B}'^{-1}}_{LF} \cdot \mathbf{p}' \quad (3)$$

(B_l ...Zweigsuzeptanzmatrix, A' ...Knoten-Zweig-Inzidenzmatrix, B' ...Knotensuzeptanzmatrix, p' ...Knotenleistungen)

Die resultierende Gleichung für die Leitungsbelastungen lautet nach Substitution von $\mathbf{B}_l \cdot \mathbf{A}' \cdot \mathbf{B}'^{-1}$ durch LF :

$$P_l(t) = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq ref}}^{n_k} LF_{li} \cdot P(t) \quad (4)$$

wobei LF nur von den Parametern des elektrischen Netzes abhängig ist und im Vorfeld berechnet werden kann [3].

2.4 Import-Export

Im Zuge dieser Arbeit werden die beiden Energieträger Elektrizität und Gas betrachtet. Die Systemgrenzen sind vom entsprechenden betrachteten Fall abhängig, einerseits kann diese Betrachtung die Eigenverbrauchssteigerung der Haushalte oder eine möglichst autonome Siedlung sein. Mit den beiden vorhandenen Energienetzen kann Energie über die Systemgrenzen transportiert werden.

Generell sind die technischen Restriktionen zu beachten, wobei diese in allen Fällen absichtlich ausgeschaltet wurden, um reine wirtschaftliche Betrachtungen, losgelöst von jeglichen Einschränkungen zu ermöglichen, näheres siehe Kapitel 3.

Die Import-Export-Bilanz bewirkt nicht nur einen energetischen Austausch sondern auch einen entgegengesetzten monetären Fluss. In Abhängigkeit der Import-, bzw. Exportpreise im Verhältnis zueinander, können unterschiedliche Anreize innerhalb der betrachteten Region geschaffen werden. Ist der Spread (Differenz von Import- und Exportpreis) am Ortsnetztrafo zum Beispiel hoch angesetzt, wird der Anreiz des Eigenverbrauches und somit Importreduktion gefördert.

2.5 Power-to-Gas

Das Power-to-Gas Konzept stellt einen alternativen Ansatz bezüglich der Verwertung von überschüssigen, elektrischen Strom dar. In einem ersten Umwandlungsschritt wird in einer Elektrolyseanlage Wasserstoff erzeugt.

Ebenso wie bei den Speichern wird der Betrieb der Anlage nach oben hin mit der installierten Leistung begrenzt. Diese Anlagengröße stellt je Knoten eine Entscheidungsvariable in der Optimierung dar. Der eigentliche Betrieb der Anlage wird wiederum als zeitlicher Verlauf der erzeugten Wasserstoffmenge (Energiewert) dargestellt.

Für den hergestellten Wasserstoff bestehen nun drei unterschiedliche Verwendungsmöglichkeiten:

- Direkteinspeisung in das Gasnetz
- Methanisierung und Einspeisung in das Gasnetz

Die direkte Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs in das (bestehende) Gasnetz stellt die Verwertungsmöglichkeit mit dem geringsten zusätzlichen Installationsaufwand dar. Jedoch sind hierbei die Grenzen der Beimischung von reinem Wasserstoff zum Erdgas zu berücksichtigen. Je nach Gasbedarf und damit Durchströmung variiert die Grenze der direkten Einspeisung im Zeitverlauf. Die Direkteinspeisung stellt somit indirekt eine Exportmöglichkeit von elektrischem Strom über das Gasnetz dar. Diese wird vergütet und wirkt sich positiv auf die Systemkosten des betrachteten Netzgebietes aus.

Wird diese Grenze erreicht, so kann mit Hilfe einer Methanisierungsanlage Abhilfe geschaffen werden. Unter Einbeziehung von CO₂ kann der Wasserstoff weiter zu einem synthetischen Gas (SNG) verarbeitet werden, welches im Wesentlichen äquivalent zu fossilem Erdgas ist. Durch diese zusätzliche Installation der Methanisierungsanlage besteht somit die Möglichkeit Gas in das Netz einzuspeisen. Aufgrund der Größenordnung der hier betrachteten Mittelspannungsnetze kann diese Einspeiseform bezüglich der Kapazität des Gasnetzes als praktisch unbeschränkt betrachtet werden. Die zusätzlichen Installationskosten müssen jedoch im Zielfunktionswert berücksichtigt und mit dem Erlös des eingespeisten Gases gegengerechnet werden.

Insgesamt steht mit dem Power-to-Gas Ansatz eine systemübergreifende Option zur Verfügung, um ausgehend von elektrischem Strom diesen in Form von Wasserstoff weiterzuverwerten, um somit der Problematik der direkten Speicherung von elektrischem

Strom zu entgehen. Neben den installierten Leistungen bzw. Speichergrößen der benötigten Systemkomponenten gilt es im Rahmen der Optimierung auch deren Betrieb zu optimieren.

2.6 Zielfunktion

Die Optimierungs-Zielsetzung in allen Szenarien ist die Reduzierung der Gesamtsystemkosten. Wobei das Gesamtsystem je nach Betrachtungsfall entweder die gesamte Modellregion oder jeder einzelne Haushalt darstellt.

Folgend sind alle Parameter angeführt die sich kostenmäßig in der Zielfunktion niederschlagen:

- Installationskosten dezentrale Speicher (Li-Ion, Blei-Säure)
- Installationskosten zentraler Speicher (Redox-Flow)
- Installationskosten Elektrolyseanlagen
- Installationskosten Methanisierungsanlagen
- Installationskosten Wasserstoffspeicher
- Installationskosten Brennstoffzellen

- Verluste dezentraler Speicher
- Verluste zentraler Speicher
- Verluste Wasserstoffspeicherung und Brennstoffzellen
- Verluste im elektrischen Verteilnetz
- Verluste durch Abregelung

- Erlös/Kosten Stromaustausch am HS-MS Umspanner
- Erlös/Kosten Stromaustausch am ONT
- Erlöse Direkteinspeisung Wasserstoff
- Erlöse Einspeisung Methan

Je nach Szenario können die Kostenparameter der aufgelisteten Punkte beliebig variiert oder auch Null gesetzt werden. Die Installationskosten beschreiben hierbei die Annuität der jeweiligen Anlage (Umrechnung auf jährliche Kosten). Grafisch ist die Topologie des Optimierungsmodells inkl. aller Kosten und Erlösströme in Abbildung 1 ersichtlich.

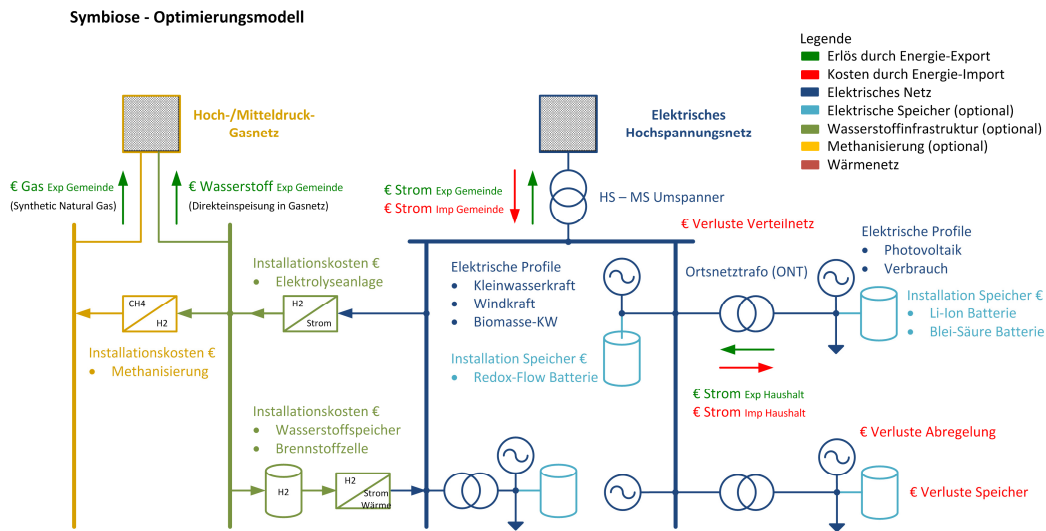


Abbildung 1: Schema der parallelen Infrastrukturen, mit dezentralen Speichertechnologien und monetären Kosten-/Erlösströmen

3 Szenarien

Die Szenarien im hier vorliegenden Fall wurden alle ausschließlich aus wirtschaftlichen Gründen gewählt. Jegliche technische Grenzen, wie Transformatorauslastung oder Leistungsbelastung wurden vernachlässigt. Die Betrachteten Fälle aus Stakeholder-Sicht sind in Tabelle 2 dargestellt. Es werden zwei unterschiedliche Stakeholder betrachtet, einerseits der Haushaltskunde, der ein Bestreben daran haben kann, den Energieverbrauch mit seiner eigenen PV-Anlage zu decken und die Gemeinde (gleichzeitig ökologisches Szenario), welche daran bestrebt sein könnte, als Region nachhaltig werden zu wollen.

Tabelle 2: Relevanz der entsprechenden Finanzparameter für verschiedene Stakeholder-Szenarien

Stakeholder	Install. Kosten Speicher	Export Gas	Import Export HS-MS	Import Export ONT	Verluste Abregelung	Verluste Speicher	Verlust Netze
Haushaltskunde	✓			✓			
Netzbetreiber	✓				✓	✓	✓
Gemeinde	✓	✓	✓				
Ökologisch	✓	✓	✓				

Bei der Namensgebung der Szenarien, sind die einzelnen Attribute immer durch „-“ geteilt:

Der erste Teil gibt die Höhe der Speicherkosten an, wobei zwischen niedrig, mittel und hoch unterschieden wurde. Bezüglich der Berechnung der Speicherkosten sei auf [1] verwiesen. Im zweiten Teil sind die Stromkosten am Ortsnetztransformator für Bezug und Einspeisung in cent/kWh angeführt und der dritte Teil zeigt die Kosten für den Import oder Export am HS/MS-Umformer ebenfalls in cent/kWh.

Für die mit HX bezifferten Szenarien wurden Optimierungen aus Haushaltssicht durchgeführt, hierbei kommen nur Kosten oder Erlöse für den Austausch am Ortsnetztransformator zum Tragen, technische Restriktionen wurden in all diesen Fällen außen vor gelassen. Bei den Szenarien mit Bezeichnungen GX wurde auf Gemeindeebene (Siedlung) optimiert, ebenfalls wieder ohne jegliche technische Restriktionen. Kosten und Erlöse wurden hierbei am Slack-Knoten (HS/MS-Umformer), bzw. für Gas Import oder Export (Power-to-Gas) berücksichtigt.

4 Ergebnisse

Bevor auf die Auswertung der Speicher eingegangen wird, zeigt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** einige Energie und Leistungswerte der Modellsiedlung. Dies soll einen groben Überblick über die Größenordnungen liefern, um die Speicherleistung und -energie im Verhältnis zur Erzeugung bzw. zum Verbrauch beurteilen zu können.

Tabelle 3: Jahresenergiemengen und Spitzenleistungen der ländlichen Modellregion im Elektrizitätsbereich

Elektrizität	Jahresenergie [MWh]	Spitzenleistung [MW]
Verbrauch	72 300	13,0
Laufwasserkraft	9 700	3,2
Windkraft	14 100	7,7
Biomasse	2 400	0,4
Photovoltaik	38 200	30,2
Gesamterzeugung	64 400	37,9

Bei den in Tabelle 3 gegenübergestellten Szenarien kann der Fall H1 aus Haushaltssicht als Basis angesehen werden. Es wurden 20 Cent/kWh für den Strombezug und 7 Cent für die Einspeisung einer kWh angenommen. Es zeigt sich, dass – insofern keine technischen Restriktionen gelten –, keine Speicher verwendet werden, weil der Netzbezug günstiger kommt als eine Zwischenspeicherung der PV-Überschüsse und spätere Eigennutzung.

Der reduzierte Preis für den Strombezug in Szenario H2 soll folgenden Fall widerspiegeln. Angenommen in Zukunft besitzen viele Haushalte PV-Anlagen zuzüglich Speicher und der Strombezug vom Netz wird dadurch reduziert. Somit ist der Netzbetreiber damit konfrontiert, dass seine Entgelte für die Bereitstellung des Netzes reduziert werden, obwohl die gleiche Dienstleistung angeboten werden muss. Weil derzeit die zur Verfügung Stellung von Anschlussleistung auf Energiemengen umgelegt wird. Sollte es deshalb in Zukunft zu einer kostenmäßigen Trennung der beiden Parameter Energiepreis/Anschlussleistung kommen, dann besteht der Strompreis grob gesprochen aus einem Energiepreis (inkl. Netzverlusten), Steuern und einem unabhängigen Leistungspreis, dies ist mit der Reduzierung von 20 Cent auf 13 Cent angedacht. Der wesentliche Hintergedanke ist nur eine Verkleinerung des Spreads. Es zeigt sich, dass auch in diesem Fall keine Speicher zum Einsatz kommen.

Der Fall H3 und H4 stellen den energieautarken Haushalt dar, wenn der Strombezugspreis extrem hoch ist 100 Cent/kWh, kommen Speicher in den Bereich der Wirtschaftlichkeit. Dies zeigt sich auch im Speichereinsatz der Optimierung, wobei die Speicherpreise keinen großen Einfluss auf die resultierenden Kosten pro MWh haben. Diese liegen jedoch weit über jenen, von konventioneller Energieversorgung mittels Bezug vom Netz.

Das Szenario G1 stellt den Basisfall aus Gemeinde oder ökologischer Sicht dar. Hier zeigt sich, dass geringfügig dezentrale Speicher eingesetzt werden, unabhängig davon, welche Speicherpreise zugrunde gelegt werden (gering-mittel-hoch).

G4 stellt den Sonderfall der autonomen Gemeinde dar, dies ist durch den hohen Strompreis für Import und geringen Preis für Export realisiert. Die Gemeinde wird unter diesen Bedingungen bestrebt sein, so wenig Energie wie möglich zu importieren und den innerhalb der Gemeinde erzeugten Strom selbst zu verbrauchen. Dies kann auch als Ökologisches Szenario angesehen werden, weil alle innerhalb der Gemeinde erzeugten Energiemengen aus regenerativen Quellen stammen. Bei diesen Zusammensetzungen der Preise, kommen alle Speicherformen (zentral und erstmals auch dezentral und Power-to-Gas) zum Einsatz.

Tabelle 3: Gegenüberstellung ausgewählter Parameter für die verschiedenen Szenarien

Szen. Nr.	Szenario	P zen. [MW]	E zen. [MWh]	P dez. [MW]	E dez. [MWh]	Gesamtk. [T €]	Stromk. [T €/MWh]
H1	niedrig-20/7-14/6	0	0	0	0	9.115	0,13
H2	niedrig-13/7-14-6	0	0	0	0	5.493	0,08
H3	mittel-100/7-14-6	0	0	38,7	77,5	44.857	0,62

H4	niedrig-100/7-14/6	0	0	40,4	78,2	44.384	0,61
G1	gering-20/7-14/6	0	0	5,2	9,3	12.242	0,17
G2	mittel-20/7-14/6	0	0	4,8	8,8	12.305	0,17
G3	hoch-20/7-14/6	0	0	4,8	8,8	12.877	0,18
G4	mittel-20/7-100/6	1,5	11,8	40,2	80,4	28.638	0,40

Die Szenarien H4 und G4 sollen bezüglich Kosten und Speicherbewirtschaftung etwas näher betrachtet werden. Die Summe der Kosten stellt den optimierenden Zielfunktionswert dar. Für Haushaltskunden ist dieser absolut betrachtet deutlich höher als für die Modellregion. Dies ist dadurch begründet, dass auf Haushaltsebene die Strombezugskosten der privaten Haushalte zugrunde gelegt wurden und diese Einzelkosten aufsummiert wurden. Aus Sicht der Modellregion hingegen sind die Strombezugskosten am Hoch-Mittelspannungsumformer relevant, welche deutlich geringer sind.

Tabelle 4: Genauere Kostengegenüberstellung für H4 und G4

Szenario	Installation Speicher [T €]	Verluste Speicher [T €]	Verluste Abregelung [T €]	Import [T €]	Export [T €]	Summe [T €]
H4	2.375	647	0	41.711-	-349	44.384
G4	3.454	1.530	0	23.655	-0,82	28.638

5 Zusammenfassung

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass bei heutigen Bedingungen, Speicher aus Sicht eines Haushaltes unwirtschaftlich sind. Selbst wenn niedrige Speicherkosten angenommen werden, ist es noch günstiger den Strom zu beziehen und Überschüsse zu exportieren, verglichen mit einer Zwischenspeicherung für den Eigenverbrauch. Auch aus Sicht der Gemeinde sind Speicher derzeit keine wirtschaftlich konkurrenzfähige Lösung. Es werden hauptsächlich kleine dezentrale Speicher wie Blei-Säure oder Lithium Ionen eingesetzt. Nur im Fall der autonomen Gemeinde kommen zentrale Systeme wie Redox.Flow und Power-to-Gas zum Einsatz. Aufgrund des E/P-Verhältnisses kann bei den dezentralen Speichern gesagt werden, dass es Kurzzeitspeicher sind, sie werden im Betrachtungszeitraum von einem Jahr mit mehreren hundert Zyklen betrieben. Auch die zentrale Speichertechnologie Redox-Flow-Batterie wird ca. 74 mal pro Jahr geladen und entladen, dies bedeutet, dass der Speicher innerhalb von 5 Tagen ge- und entladen wird und somit auch nicht für einen saisonalen Ausgleich herangezogen wird.

6 Bibliography

- [1] S. Begluk, C. Groiss, M. Heimberger und C. Maier, „DIE ROLLE DEZENTRALER SPEICHERTECHNOLOGIEN AUS TECHNISCHER SICHT - AM BEISPIEL VON "SYMBIOSE",“ in *EnInnov*, Graz, 2014.
- [2] „Ein europäischer Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan),“ Berlin, 2007.
- [3] C. Groß, Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils an der österreichischen Elektrizitätsversorgung, Wien: Dissertation an der TU Wien, 2013.

Das Projekt Symbiose wird aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

