



MULTIFUNKTIONALER BATTERIESPEICHER - EMPFEHLUNGEN FÜR ÖSTERREICH

Autoren:

Wolfgang Prügler, Rusbeh Rezanian
Energy Economics Group (EEG) - Technische Universität Wien

Roland Sterrer, Thomas Nenning, Hubert Fechner
FH-Technikum Wien

Harald Prokschy
EVN AG

Gernot Becker
ATB Becker GmbH

Dieter Zechleitner, Birgit Ettinger
KEBA AG

NEUE ENERGIEN 2020 – 3. Ausschreibung

Broschüre

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

MULTIFUNKTIONALER BATTERIESPEICHER – EMPFEHLUNGEN FÜR ÖSTERREICH

Arbeitspaket 5

Task 5.3

erstellt am:

28.01.2013

Autoren:

Wolfgang Prügler, Rusbeh Rezaei, TU Wien - EEG

Roland Sterrer, Thomas Nenning, Hubert Fechner, FH Technikum Wien

Harald Proksch, EVN AG

Michael Pinzl, Cellstrom GmbH

Birgit Ettinger, Dieter Zechleitner, KEBA AG

Gernot Becker, ATB Becker e.U.

Inhaltsverzeichnis

1	Intention dieser Broschüre	3
2	Highlights aus dem Projekt „Multifunktionaler Batteriespeicher“	4
2.1	Technische Highlights	4
2.2	Ökonomische Highlights	10
2.2.1	Betriebsstrategie - Leistungsautarke Anlage	10
2.2.2	Betriebsstrategie - Kostenoptimierter Haushalt	10
2.2.3	Vermarktungsstrategie aus Sicht eines Energiehändlers und Kraftwerksbetreibers	11
2.2.4	Kosten- / Nutzenanalyse	14
3	Handlungsempfehlungen für Österreich	16
3.1	Fazit zur Umsetzbarkeit der untersuchten Konzepte	16
3.1.1	Technische Umsetzbarkeit	16
3.1.2	Ökonomische Umsetzbarkeit	19
3.2	Abgeleitete Empfehlungen	20
3.2.1	Technische Empfehlungen	20
3.2.2	Ökonomische Empfehlungen	21
3.2.3	Trends im Bereich der Batteriespeicher	23

1 Intention dieser Broschüre

In dieser Broschüre werden die zentralen Ergebnisse des Projekts MBS aus technischer und wirtschaftlicher Sicht zusammengefasst. Basierend auf den Highlights der Erkenntnisse aus der technischen Umsetzung sowie der energiewirtschaftlichen Optimierung werden Handlungsempfehlungen für weitere Einsatzmöglichkeiten der untersuchten Konzepte in Österreich abgeleitet. Diese werden in Kapitel 3 dieser Broschüre zusammengefasst und basieren auf den Erfahrungen, die die Projektpartner im Zuge des Projekts sammeln konnten.

Diese Partner sind:

- ATB Becker e.U.
- Cellstrom GmbH
- EVN AG
- Fachhochschule Technikum Wien – Institut für Erneuerbare Energie
- KEBA AG
- Technische Universität Wien
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe – Energy Economics Group

2 Highlights aus dem Projekt „Multifunktionaler Batteriespeicher“

Die Fluktuation diverser erneuerbarer Energiequellen (vor allem Photovoltaik und Wind) stellt eine Herausforderung für die existierenden und zukünftigen Energiesysteme dar, da diese zu einem hohen Anteil mit erneuerbarer Energie gespeist werden sollen. Speichersysteme stellen einen Lösungsansatz dar, der multifunktionale Ansätze weit über die Einzelenergieversorgung eines Gebäudes/Haushaltes hinaus ermöglicht.

Förder- und Eigenmittel ermöglichten im Projekt „Multifunktionaler Energiespeicher (MBS)“ den Aufbau einer realen Anlage, wodurch das Design inklusive Planung und modellhafter Umsetzung eines Batteriesystems in Kombination mit einer Photovoltaikanlage derart entwickelt wurde, dass

- a) eine möglichst verlässliche und maximal erneuerbare Stromversorgung eines Haushalts sichergestellt und eine Visualisierung bereitgestellt werden konnte.
- b) eine Modellentwicklung einer fahrplangetreuen Lieferung von Strom aus dieser und ähnlichen Photovoltaik/Batterie kombinationen inklusive ökonomischer technischer Machbarkeits-Untersuchung durchgeführt werden konnte.
- c) die gesamten Potentiale sowie die möglichen überregionalen Auswirkungen untersucht werden konnten.

Die Kommunikation zwischen fluktuierenden Erzeugungseinheiten (z.B. Photovoltaik, Wind), einem in Österreich entwickelten Speicher (Vanadium Redox Flow Batterie (VRB)) und den Gebäudeautomationssystemen eines Haushaltes stellten dabei die wesentliche Herausforderung in diesem Projekt dar, die das ausgewogene Expertenkonsortium durch die Kombination analytischer, empirischer sowie experimenteller Ansätze einer Lösung zuführte.

2.1 Technische Highlights

Die Demonstrationsanlage am Standort Lichtenegg besteht aus einer 100 kWh Vanadium Redox-Batterie, einer 10 kW fix aufgeständerten PV- Anlage, einer 5 kW nachgeführten PV- Anlage und einem 1,5 kW Kleinwindrad. Das technische Konzept ist in der folgenden Abbildung 1 dargestellt. Die Anlage wurde im ersten Projektjahr (2010) installiert und in Betrieb genommen. Die Abbildungen 2 bis 5 dokumentieren dazu die einzelnen Arbeitsschritte. Tabelle 1 fasst schließlich die einzelnen Anlagenkomponenten und –parameter zusammen, welche für die weiteren Analysen im Projekt herangezogen wurden.

Multifunktionales Batteriespeichersystem – MBS

Projektnummer: 825432



FFG

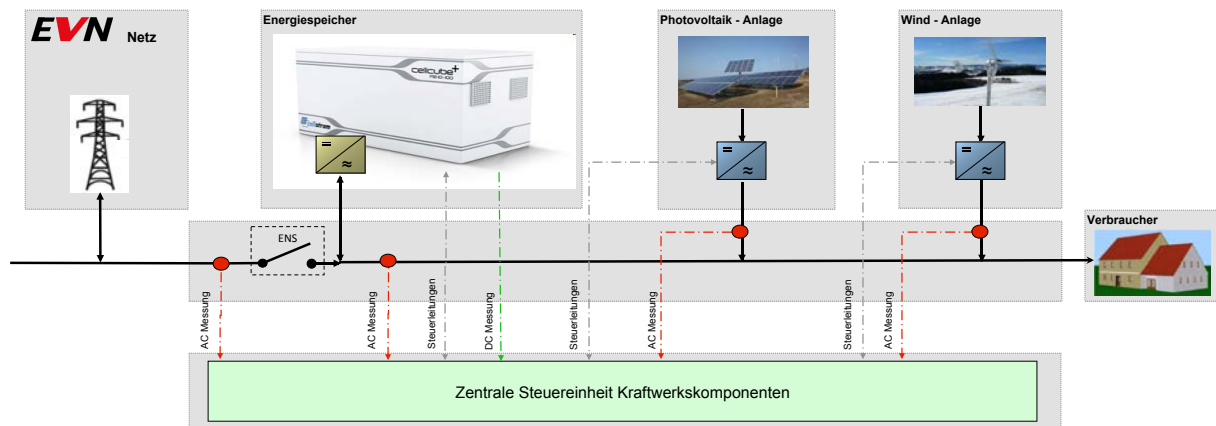


Abbildung 1: Technisches Konzept der Demonstrationsanlage in Lichtenegg



Abbildung 2: Aufbau der Infrastruktur (Trafostation, Messcontainer)



Abbildung 3: Aufbau der Infrastruktur (PV-Tracker, Windrad)



Abbildung 4: PV Anlage: im Vordergrund 10 kW fix aufgeständert und im Hintergrund 5 kW nachgeführt



Abbildung 5: Vanadium Redox Batterie

Tabelle 1: Anlagenkomponenten und –parameter der Demonstrationsanlage

Anlagenkomponente	Typenbezeichnung
Fix aufgeständerte PV- Anlage (10 kW)	
Module	Solarwatt P210-60 GET AK, 225Wp
Aufständigung	Schletter Pvmax 3
Nachgeführte PV-Anlage (5 kW)	
Module	KIOTO KPV PE QCells 200 W
Nachführung	Hoga Nachführsystem
Steuerung	Astronomische Steuerung
PV Wechselrichter	SMA, Tripower 15000 TL
Vanadium Redox Batterie	
Nennleistung	10 - 15 kW
Nennenergie	100 kWh
Wirkungsgrad	70 - 80 %
Gewicht	10.300 kg

Multifunktionales Batteriespeichersystem – MBS

Projektnummer: 825432



Von der Firma KEBA wurde eine anlagenspezifische Visualisierung aller Parameter der Pilotanlage entwickelt. Diese Bedienoberfläche erlaubt eine Überwachung und manuelle Änderung der einzelnen Anlagenparameter sowie eine Auswahl der Betriebsart (Auszüge aus der Visualisierung siehe Abbildung 6). Die Kommunikationslösungen und Visualisierungen konnten somit ohne größere Probleme im Projekt umgesetzt werden.



Abbildung 6: Darstellung der Visualisierung der Steuerung

Die Inbetriebnahme der Anlage erfolgte in abgestimmten Schritten im 1. Projektjahr. Im 2. Projektjahr wurde noch die Verbindung der Steuereinheit mit dem Terminal-Server der EVN vor Ort hergestellt. Damit war der Remote Zugriff auf die zentrale Steuereinheit und die Übergabe der Fahrpläne und Wetterdaten möglich. Der Betrieb der Pilotanlage nach Fahrplan ist seit 18.5.2011 möglich (siehe Abbildung 7) und wird seitdem durchgeführt.

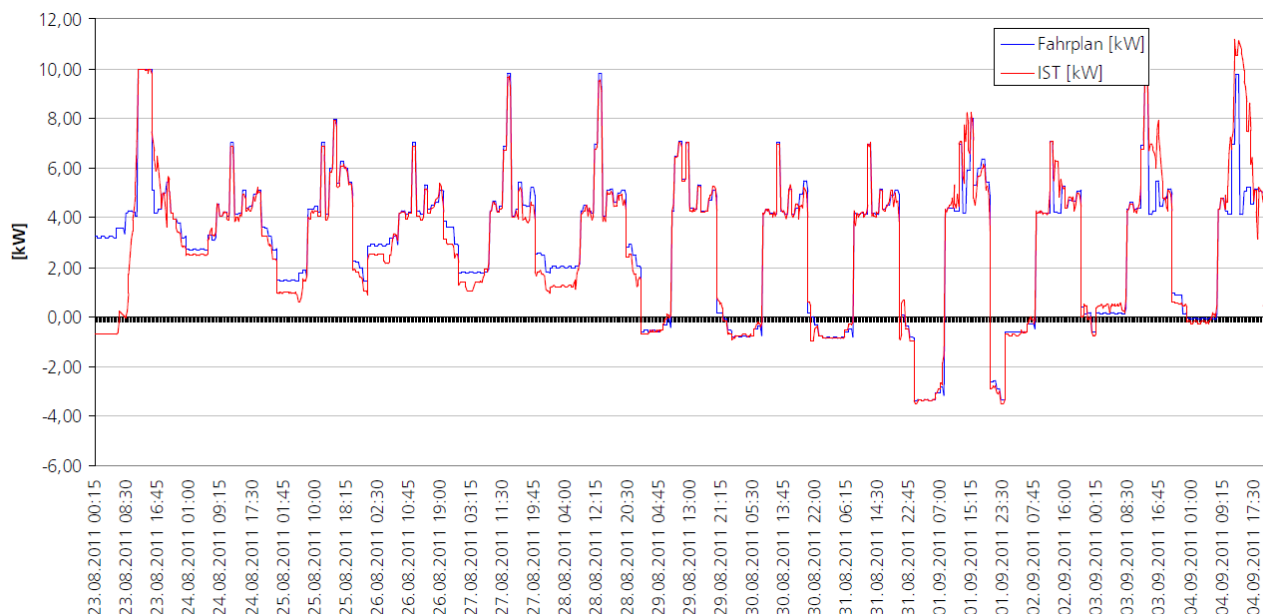


Abbildung 7: Gegenüberstellung der Stromlieferung (Batteriespeicher plus PV-Anlage) nach Fahrplan und der tatsächlich gelieferten Strommenge vom 23.08.2011 bis 04.09.2011

Das im Projekt entworfene Messkonzept wurde vorab im Labor der FH Technikum Wien konfiguriert, die Software programmiert (LabView), Messgeräte kalibriert und getestet. Das Messkonzept, welches zum Monitoring der Pilotanlage entwickelt wurde, konnte somit offiziell mit 01. Juli 2011 gestartet werden. Die Messdaten werden seither auf einem Datenlogger der Firma AGILENT gesammelt und mittels der Automatisierungs- Messwerterfassungs-Software LabView auf einem separaten PC eingelesen und gespeichert. Der Messrechner ist lokal mit dem EVN IT-Netzwerk über einen Terminal- und ftp-Server erreichbar. Die Messdaten werden wöchentlich einer Plausibilitätskontrolle unterzogen und können z.B. zum Ertrag der PV-Anlage ausgewertet (siehe Abbildung 8) werden. Durch Anlagentests konnten zudem weitere wertvolle technische Informationen der PV-/Batteriekombination gesammelt werden.

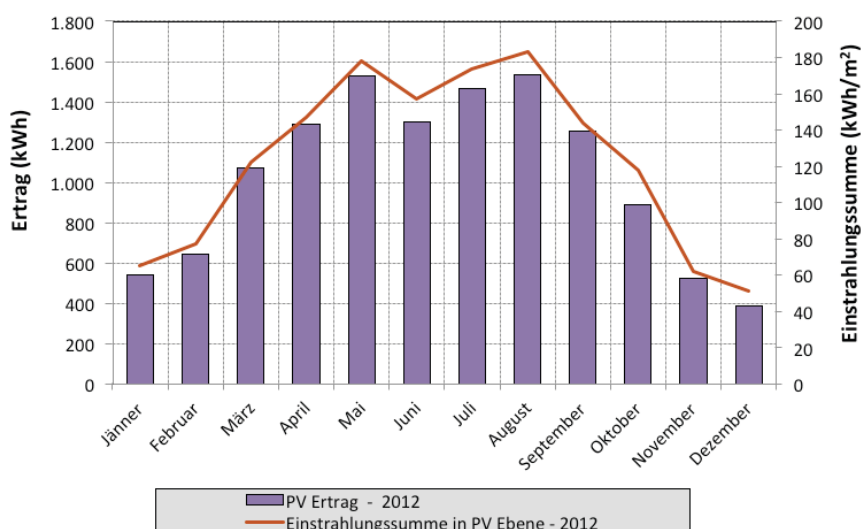


Abbildung 8: Monatlicher Ertrag der stationären PV-Anlage und Einstrahlungssumme in der Aufstellungsebene

2.2 Ökonomische Highlights

Parallel zur technischen Umsetzung wurden im Projekt MBS ausgewählte Einsatzstrategien des installierten Batteriesystems energiewirtschaftlich bewertet. Dazu wurden unterschiedliche Optimierungstools (TU Wien: Lineare Optimierung; EVN: Dynamische Day Ahead Optimierung) entwickelt, welche schließlich erreichbare Erlöse für eine anschließende Kosten-/Nutzenanalyse ableiteten. Die Ergebnisse dieser Analysen seien dazu in den folgenden Abschnitten zusammengefasst.

2.2.1 Betriebsstrategie - Leistungsautarke Anlage

Die Pilotanlage wurde mittels eines Simulationsmodells abgebildet, um mögliche wirtschaftliche Erlöse darzustellen. Grundlage dieses Modells ist die Vanadium Redox Flow (VRF) Batterie, die durch vom Ladezustand abhängige Lade- und Entladeleistung charakterisiert ist.

Die Methodik der leistungsautarken Anlage setzt sich aus zwei Bereichen zusammen. Einerseits wurde von der Firma ATB-Becker ein Tool entwickelt, welches die Anlagenkonfiguration passend zu den Verbrauchsprofilen errechnet, um Leistungsautarkie zu erreichen. Andererseits wurde für die errechneten Anlagenkonfigurationen von der Technischen Universität Wien eine wirtschaftliche Auswertung mittels der Barwertmethode durchgeführt. Damit wurde für generierte Lastprofile (vier unterschiedliche Profile für Familien, Singlehaushalte und Pensionisten) eine optimale Anlagenkonstellation aus Wind, PV und VRF Speicher für eine leistungsautarke Anlage berechnet. Es zeigte sich, dass der Barwert für diese Anlagen in keinem Fall positiv werden kann, da der Speicherbedarf für unterschiedliche Haushaltsverbrauchsprofile im MWh-Bereich zu liegen kommen kann. Dies liegt an der geringen Photovoltaikerzeugung in den Wintermonaten und führt zu sehr hohen Kosten für den entsprechend dimensionierten Energiespeicher.

2.2.2 Betriebsstrategie - Kostenoptimierter Haushalt

Da die VRB Batterie mit 100 kWh Kapazität für einen einzelnen Haushaltsverbrauch überdimensioniert ist, wurde die Batterie in einen Eigenverbrauchspeicher und einen Vermarktungsspeicher (EEX Speicher) virtuell geteilt. Dadurch kann der Energieinhalt des EEX Speichers zu aktuellen Preisen an der Strombörse verkauft werden und somit laufende Erlöse erzielen. Für die Bewirtschaftung der Pilotanlage an der EEX wurde neben einem Linearen Optimierungsmodell auch eine „Day Ahead Optimierung“ entwickelt, die den Speicher für die nächsten 7 Tage optimiert. Diese Optimierung läuft täglich und hat als Einflussgrößen die erwarteten Börsenpreise für die nächsten Tage, das Haushaltsprofil, die Globalstrahlung- und die Windprognose für die zusätzlich angeschlossene Windanlage. Abbildung 9 zeigt das Funktionsprinzip der Optimierung.

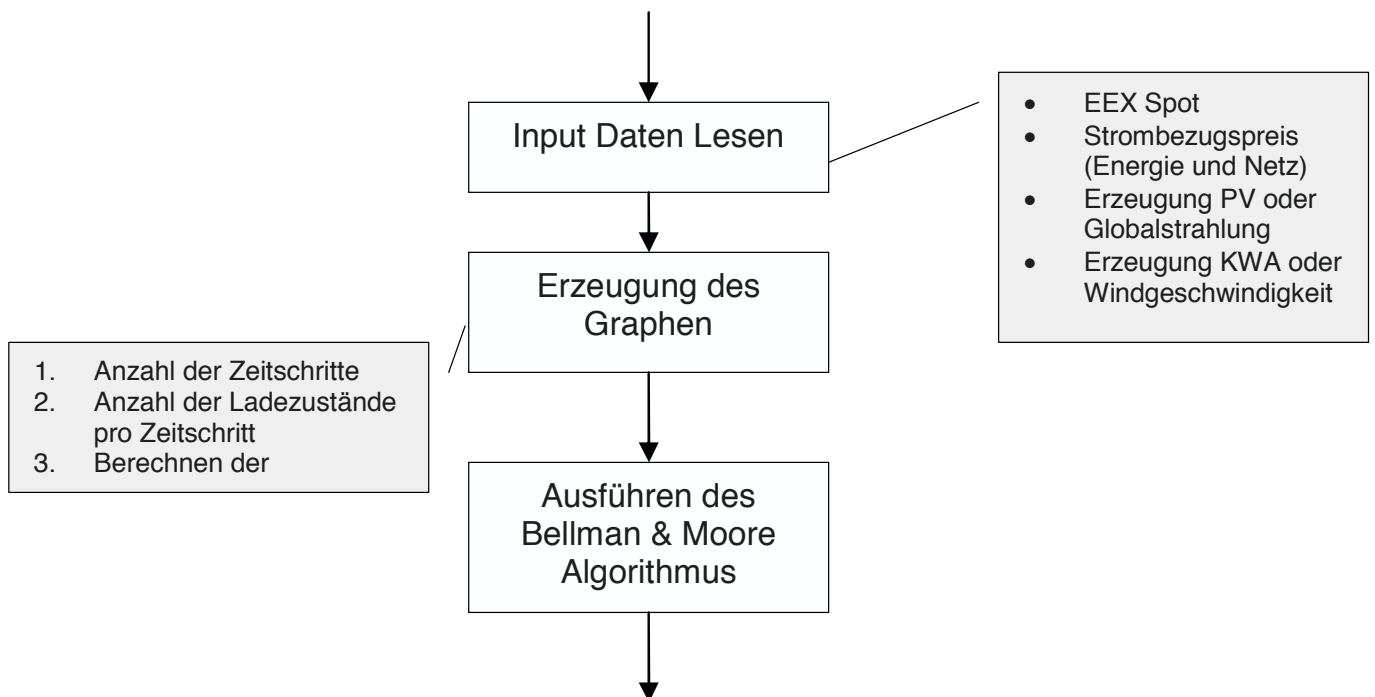


Abbildung 9: Prinzipbild zur dynamischen Optimierung des Batteriespeichers am EEX Spotmarkt

Zur Optimierung mittels Dynamik Programming wurde ein graphentheoretischer Ansatz von Bellman-Ford-Moore gewählt. Trotz jährlicher Erlöse von etwa 1000 € (sowohl lineare als auch dynamische Optimierung liefern Ergebnisse in dieser Größenordnung) wird der Barwert der Pilotanlage nicht positiv, einerseits begründet in den hohen Fix- und Betriebskosten der Anlage, andererseits durch die geringen Erlöse am Spotmarkt (geringer Unterschied zwischen Hoch- und Niedrigpreiszeiten).

2.2.3 Vermarktungsstrategie aus Sicht eines Energiehändlers und Kraftwerksbetreibers

In dieser Analyse wurden Vermarktungsstrategien von vielen zu einem Pool zusammengeschlossenen Kleinanlagen und die Potentiale von Erzeuger-/Speicherkombinationen bei Großprojekten betrachtet. Des Weiteren werden auch der aktuelle Bedarf an Regelernergie und damit verbundene Erlösmöglichkeiten untersucht.

Abbildung 10 illustriert die Systemkonfiguration der modellierten Anlage. Der Speicher agiert als eigenständige Einheit, welche bei Verfügbarkeit auch überschüssigen PV-Strom zwischenspeichern und anschließend am Regelernergie- sowie Spotmarkt vermarkten kann. Dies ermöglicht eine Bewertung des reinen Speichereinsatzes sowohl für Großkraftwerke (10 MW, 100 MWh), als auch für ein Pooling von Kleinspeichern (10 kW, 100 kWh) mit kombinierter PV-Anlage und Haushalt.

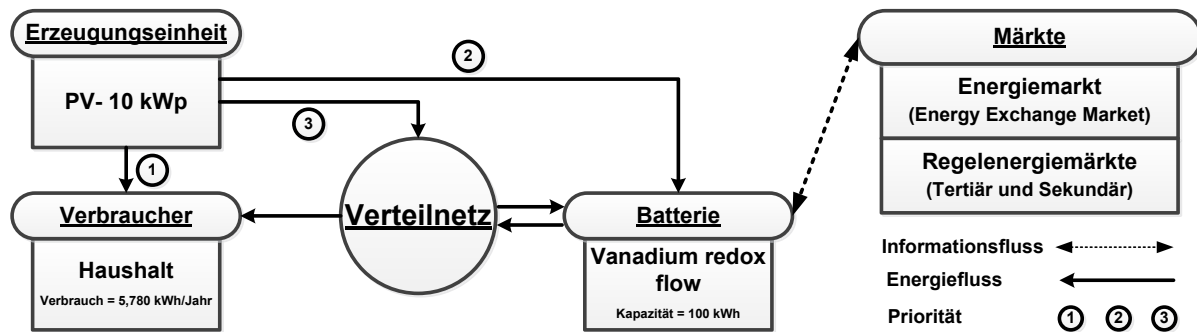


Abbildung 10: Systemkonfiguration der Speicherintegration für einen Haushalt in Kombination mit PV

Die Berechnungsergebnisse zum Einsatz eines PV/Speicher-Kraftwerks am Regelenenergie- und Spotmarkt werden in den folgenden Abbildungen getrennt für den Tertiärregelmarkt und Sekundärregelmarkt (jeweils kombiniert mit dem Spotmarkt) dargestellt. Die jeweiligen Ergebnisse werden dabei in drei unterschiedliche Erlösallokationsschemata eingeteilt nach:

- Erlöskalkulationsschema 1 (EKS 1): Alleiniger Einsatz des Speichers am Regelenenergie- und Spotmarkt
- Erlöskalkulationsschema 2: zusätzlich zu EKS 1 werden Erlöse durch Eigenbedarfsdeckung des Haushalts durch die PV-Erzeugung der Batterie gegengerechnet; Die PV-Anlagen werden dabei als bereits abgeschrieben betrachtet
- Erlöskalkulationsschema 3: zusätzlich zu EKS 1&2 wird überschüssiger PV-Strom zum Nulltarif verwendet, um den Speicher für die Regelenenergievermarktung zu füllen; Dies stellt das „Best Case“ für die wirtschaftlichen Bewertungen dar.

Abbildung 11 zeigt die Berechnungsergebnisse zum Batterieeinsatz am Tertiärregelenergiemarkt in Kombination mit dem Spotmarkt für die zuvor beschriebenen Erlösallokationsschemata. Aufgrund der geringeren Anzahl an Abrufen und gehandelter Regelenenergie, sind für den alleinigen Einsatz des 10 kW, 100 kWh Speichers Erlöse von etwa 430 €/Jahr im Jahr 2010 zu erwirtschaften. Wird dies für eine Großanlage mit 10 MW und 100 MWh skaliert, so wären diese Erlöse mit dem Faktor 1000 zu multiplizieren, welches in etwa 430.000 €/Jahr resultiert. Entsprechend höher fallen die jährlichen Gesamterlöse für die weiteren Erlösallokationen aus (EKS 2 rund 930 €/Jahr; EKS 3 rund 1070 €/Jahr). Signifikant höhere Erlöse können am Sekundärenergieregulmarkt kombiniert mit dem EEX Spotmarkt im Jahr 2010 erreicht werden - wie Abbildung 12 zeigt. Gesamterlöse bis zu 2950 €/a sind dabei im Best Case Fall zu erreichen. Um etwa 0,7% höher fallen diese Ergebnisse aus, wenn die Anlage in einem gepoolten Kraftwerk über Österreich verteilt betrieben wird (Effekt verteilter Einstrahlungsverhältnisse).

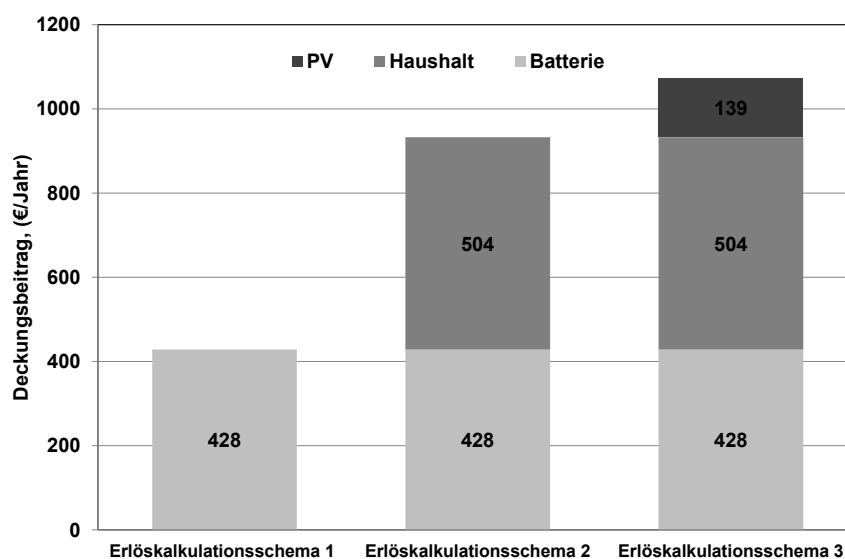


Abbildung 11: Erlöse des Batteriesystemeinsatzes am Tertiärregelenergie- und Spotmarkt für drei Erlösallokationsschemata

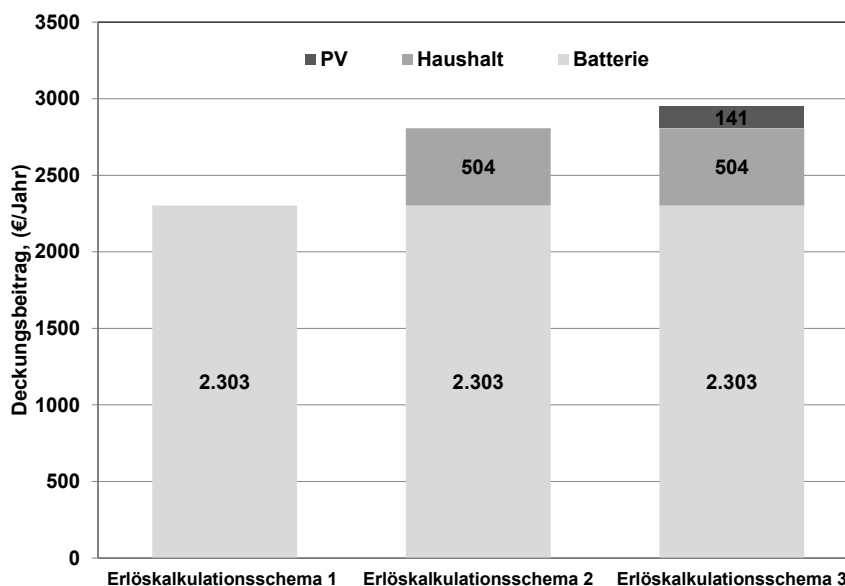


Abbildung 12: Erlöse des Batteriesystemeinsatzes am Sekundärregelenergie- und Spotmarkt für drei Erlösallokationsschemata

2.2.4 Kosten- / Nutzenanalyse

Die Kostenparameter der im Projekt verwendeten PV-/Batteriekombination werden verwendet, um die jährlichen Kosten des VRB Systems zu berechnen. Diese setzen sich aus den Kapital- und Betriebskosten zu ca. 12.800 € zusammen und stehen maximalen jährlichen Erlösen (Nutzen) zwischen etwa 800 € (Spotmarkt) und 2.900 € am Sekundärregelenergiemarkt¹ gegenüber. Dahingehend entstehen jährlich fehlende Deckungsbeiträge in der Höhe von bis zu 10.000 €, welches keinen wirtschaftlichen Betrieb des Speichers am Regelenergie- und Spotmarkt (EEX) zulässt.

Wird eine Variation der Kosten- und Bewertungsparameter (+/- 30% des Originalwerts) vorgenommen, so zeigt Abbildung 13, dass sich die Investitionskosten (CAPEX) gefolgt von der Abschreibedauer am stärksten auf die Gesamtkosten der Anlage auswirken. Geringeren, aber dennoch signifikanten Einfluss haben der Bewertungszinssatz sowie die Betriebskosten (OPEX) der Anlage.

Vanadium Redox Flow Batterie: Sensitivitätsanalyse

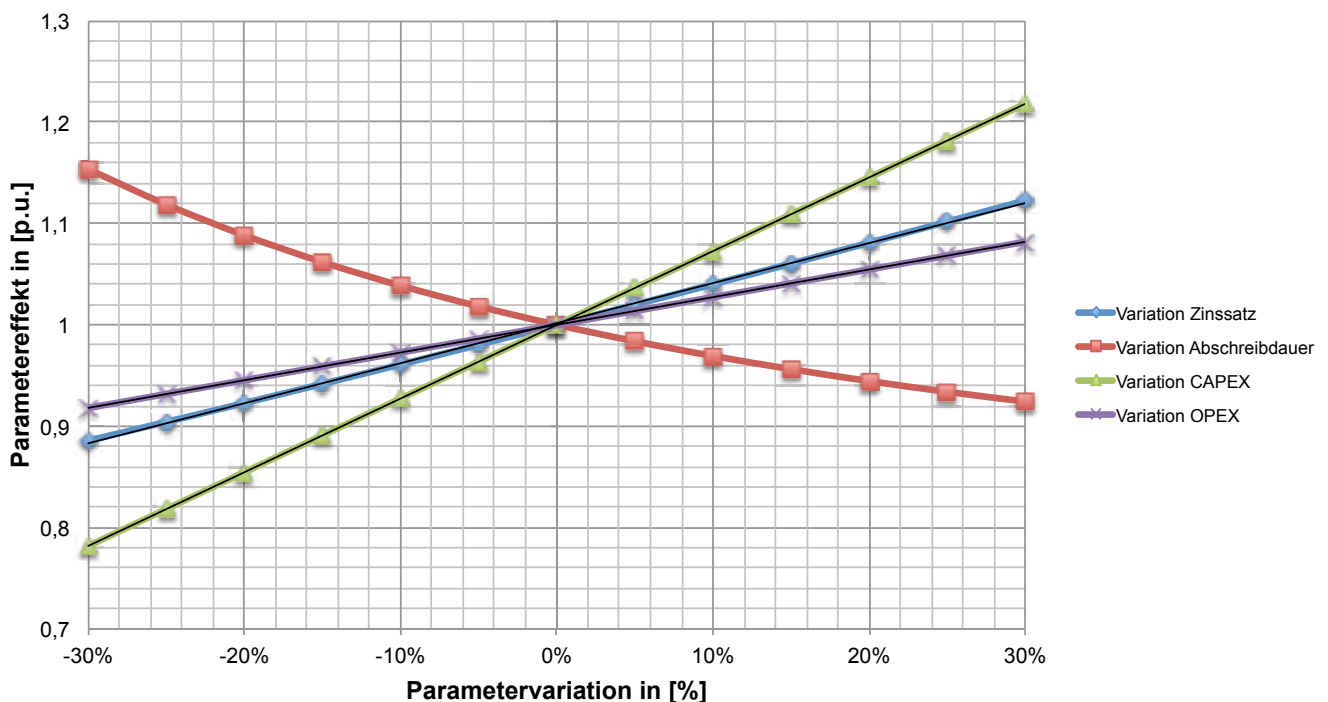


Abbildung 13: Auswirkung der Parametervariation für Vanadium Redox Flow Batterien

Um argumentieren zu können, welche Kostenreduktionen notwendig sind, damit die VRB Anlage bei gleichbleibenden Erlösen eine Kosten- / Nutzenrelation < 1 erzielen kann, zeigt Abbildung 14 eine getrennte Reduktion der CAPEX und OPEX sowie eine kombinierte Reduktion (gleichzeitig CAPEX und OPEX). Es stellt sich heraus, dass eine alleinige Reduktion der OPEX oder CAPEX nicht ausreicht, um

¹ Eine Teilnahme von Speichern in der Größe der Pilotanlage am Regelenergiemarkt wäre unter derzeitigen Rahmenbedingungen nicht möglich; diese Restriktion wurde jedoch für die Ableitung eines Best Cases der möglichen Erlöse vernachlässigt.

einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage derzeit zu gewährleisten. Dahingehend wäre es notwendig CAPEX&OPEX zu etwa 78% zu reduzieren, um den wirtschaftlich sinnvollen Einsatz der Vanadium Redox Flow Batterie unter Annahme eines Best Cases der heutigen Erlöse sicherstellen zu können. Soll der Speicher an der EEX zur Arbitrage zwischen Peak und Off-Peak Preisen eingesetzt werden, so wäre eine kombinierte Kostenreduktion aus CAPEX und OPEX von ca. 94% (bezogen auf die Preise der Pilotanlage) notwendig. Solch hohen Kostenreduktionen sind jedoch in naher Zukunft nicht zu erwarten und machen daher einen Einsatz des untersuchten Systems für die bewerteten Betriebsstrategien aus ökonomischer Sicht unwahrscheinlich. Werden Kostenabschätzungen bis zum Jahr 2030 berücksichtigt (ca. 250 €/kWh Batteriekapazität) so ergibt sich eine Kosten-/Nutzen Relation nahe 1. Diese Batteriekosten können daher als Zielkosten für einen Einsatz der Technologie in den betrachteten Einsatzstrategien angesehen werden, wenn die Erlöse an den Märkten inflationsbereinigt gleich bleiben.

Tabelle 2 zeigt dazu eine Zusammenfassung der Kosten-/Nutzen Relationen sowie Einschätzung des Förderbedarfs je untersuchter Einsatzstrategie der PV-/VRB Kombinationen.

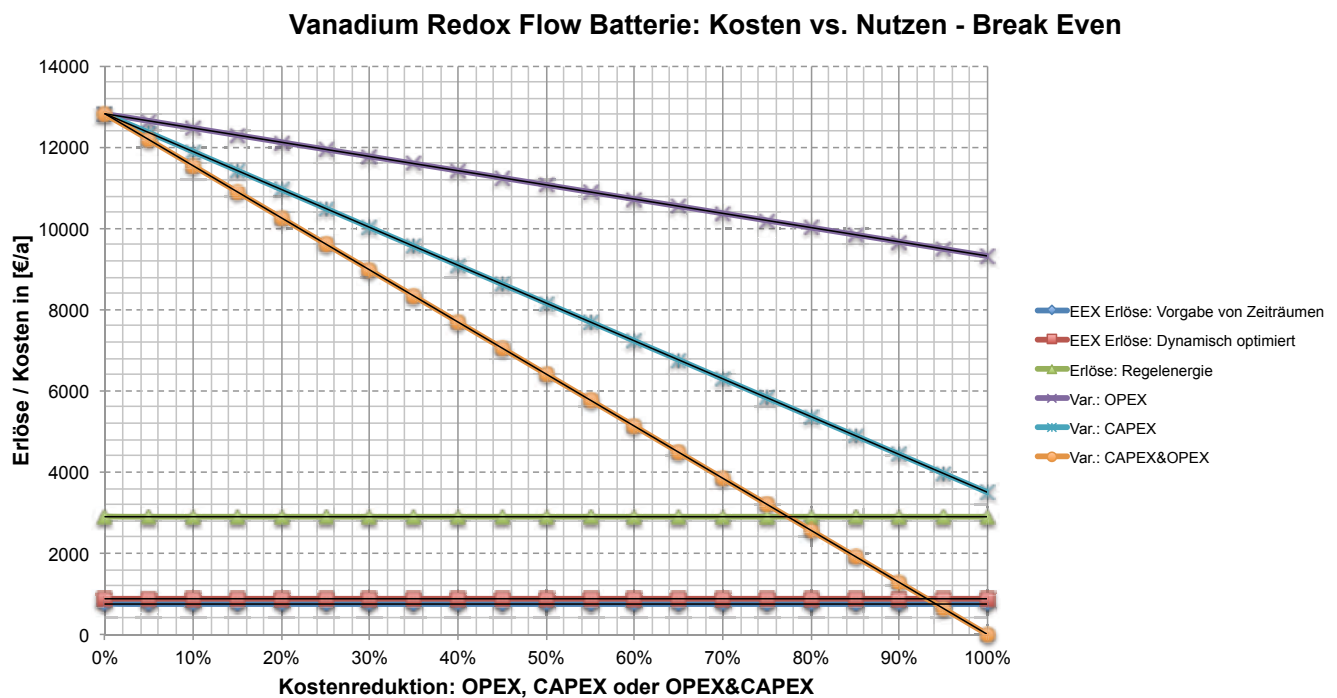


Abbildung 14: Vanadium Redox Flow Batterie – Break Even Analyse Kosten vs. Erlöse (Nutzen)

Tabelle 2: Zusammenfassung der Kosten-/Nutzen Relationen sowie Einschätzung des Förderbedarfs je untersuchter Einsatzstrategie der PV-/VRB Kombinationen

Einsatzstrategie des VRB Speichers	Kosten-/Nutzen Relation			Förderbedarf der Strategie		
	>>1	>1	=1	sehr hoch	hoch	niedrig
Leistungsautarke Anlage; 10 kW, 1 MWh	x			x		
Kostenoptimierter Haushalt (inkl. Eigenverbrauch); Anlage 10 kW, 100 kWh		x			x	
Einzelanlage 10 kW, 100 kWh für Spotmarkt (Kosten 2012)	x			x		
Einzelanlage Regelenergiemarkt (Erlösschema 3)		x			x	
Einzelne Großanlage (10 MW, 100 MWh) für Regelenergie (Kosten 2012)		x			x	
Anlagenpooling aus 1000 Einzelanlagen (Kosten 2012)		x			x	
Einzelne Großanlage (10MW, 100 MWh) für Regelenergie (Zielkosten 2030)			x			x

3 Handlungsempfehlungen für Österreich

3.1 Fazit zur Umsetzbarkeit der untersuchten Konzepte

Basierend auf den Ergebnissen der vorangegangenen Kapitel werden in diesem Abschnitt die technischen und ökonomischen Empfehlungen zur Umsetzbarkeit der im Projekt untersuchten Speichertechnologie und –strategien abgeleitet. Dies wird getrennt für die technische und ökonomische Sichtweise vorgenommen.

3.1.1 Technische Umsetzbarkeit

Die technische Umsetzbarkeit von Batteriespeicher und Anlagenkombinationen ist gut durchführbar, wie im gegenständlichen Projekt auch demonstrativ gezeigt werden konnte. Dabei können folgende Erkenntnisse zur Umsetzbarkeit positiv hervorgehoben werden:

- Im regulären Betrieb kommt es weder von der gewählten Kommunikationstechnik noch am Messsystem zu erwähnenswerten Störungen.
- Das Zusammenspiel und die Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten funktioniert ausgezeichnet
- Die Anlage (PV und Batterie) ist dafür konzipiert einem Stromfahrplan zu folgen, welcher durch ein Optimierungstool berechnet wird. Dies funktioniert einwandfrei. Soll die Batterie für andere Einsatzzwecke (z.B. höhere Leistung oder andere Optimierung) verwendet werden, muss die Hard- und Software kaum geändert werden. Vor allem die offene Schnittstelle erlaubt eine einfache Integration ins Energiemanagementsystem des Betreibers
- Das Monitoringsystem arbeitet im Normalbetrieb hinreichend genau und ohne Probleme
- Die MBS Anlage hat bewiesen, dass die Kombination verschiedener Energieerzeuger mit einem Batteriespeicher technisch möglich und sicher im Betrieb ist. Dadurch ist es auch möglich, deutliche Lastverschiebungen und Spitzenglättungen zu erzielen.
- Die Dimensionierung der Batterie kann den jeweiligen Einsatzbereichen angepasst werden. Hier liegt auch der große Vorteil der Vanadium-Redox Batterie mit einem unabhängigen Leistungs- zu Kapazitätsverhältnis. Entwicklungsaufwand steckt dahingehend noch in der Anpassung der Umrichtersteuerung.
- Der Energiespeicher konnte somit zeigen, dass er ein schlüsselfertiges Serienprodukt und keine "Einzelanfertigung" ist. Ein Einsatz in unterschiedlichsten Szenarien in verschiedensten Klimazonen ist ohne Probleme möglich, bietet einen geringen Serviceaufwand und damit sehr hohe Verfügbarkeit. Die Vanadium-Redox Batterie verfügt dabei über einen hohen Grad an Eigensicherheit.

Dennoch gibt es einige Unsicherheitsfaktoren zu beachten, die im Folgenden zusammengefasst werden:

- Die zur Anlagenerrichtung zu erfüllenden Behördenauflagen (Umwelt, Gemeinden, Landschaft) können einen signifikanten Aufwand bedeuten.
- Eine geeignete Netzanbindung ist zu planen und kann eventuell zum Netzausbau bei großen Einheiten führen; entsprechende Anschlussbewertungen sind daher notwendig.
- Die Kommunikationsanbindung ist stark abhängig von der Datenanbindung und den notwendigen Zeitintervallen der Datenübertragung und ist somit je Anwendungsfall zu prüfen.
- Im Fall von Netzausfällen am Versuchsstandort in Lichtenegg kommt es beim Monitoringsystem, dass über das öffentliche Stromnetz versorgt wird, zu unkontrolliertem Ausschalten der Geräte. Bei Rückkehr der Spannung befinden sich diese dann in einem undefinierten Zustand, wodurch es immer wieder zu Ausfällen der Monitoring-Aufzeichnung kommen kann. Hier besteht somit Verbesserungsbedarf.

Im Zuge des Projekts konnten auch Erkenntnisse aus einzelnen Tests gewonnen werden, welche wiederum kurz zusammengefasst werden:

- **Tauglichkeit für den Inselbetrieb**

Die Anlage bewies sich als sehr geeignet für den Inselbetrieb. Die Lasten wurden in allen Untersuchungen unterbrechungsfrei und stabil versorgt. Folgende Punkte sind im Detail aufgefallen:

1. Die **Umschaltung von Insel- auf Netzparallelbetrieb** und umgekehrt verläuft nach einem sicheren Verfahren. Lasten auf der Inselseite werden ohne Unterbrechung während des Umschaltvorganges versorgt.
2. Verbesserungspotential liegt in der Strom- und Spannungsqualität im **Betrieb in Kombination mit der PV-Anlage**. Hier wurden deutliche Oberwellen in Strom und Spannung festgestellt. Die Ursache liegt in einer ungünstigen Abstimmung des PV- und des Batteriewechselrichter. Da jedoch beide Wechselrichter, der Sunny Island 5048 als Batterie- und der Sunny Tripower 15000TL als PV-Wechselrichter, vom Hersteller SMA genau für diese Anlagen-Konstellation empfohlen werden, können die Oberwellen nicht durch eine falsche Produktwahl erklärt werden. An dieser Stelle wird daher eine Empfehlung an Wechselrichterhersteller abgegeben, bei der Entwicklung neuer Produkte mehr Aufwand in die Untersuchung des Zusammenspiels verschiedener Komponenten zu legen.
3. **Kurzeitige Lastspitzen** führen zu erheblichen Spannungseinbrüchen im Inselnetz. Im durchgeführten Versuch wurde bei einer Lastspitze von ca. 70 ms von ca. 37 A pro Phase, also der 1,7 fache Nennstrom, ein Spannungseinbruch im Inselnetz auf bis zu 202 V gemessen.

- **Funktion zur Netzstabilisierung**

Die zweite oft erwähnte Funktion der Anlage zur Netzstabilisierung kann nach der Untersuchung nur teilweise bestätigt werden. Folgende Punkte sind im Detail aufgefallen:

1. Im Netzparallelbetrieb kann die Anlage die Grundfunktionen wie **Wirk- und Blindleistungsvorgabe** grundsätzlich erfüllen.
2. In bestimmten Betriebspunkten treten allerdings **Schwingungen im netzseitigen Strom** auf. Vor allem bei der Kombination aus Netzeinspeisung und Schiefast ist dieses Phänomen häufig zu beobachten. Hier reicht schon eine kleine Schiefast von 1,2 kW um den netzseitigen Strom stark schwingen zu lassen. Auch hier wird die Empfehlung abgegeben, das Zusammenspiel verschiedener dezentraler Erzeugungsanlagen an einem Netzknoten zu untersuchen. Die Periodendauer im Sekundenbereich als auch unterschiedliches Verhalten zu unterschiedlichen Tageszeiten deuten auf eine Wechselwirkung mit dem Netz bzw. anderen lokalen Erzeugungsanlagen hin. Dieses Schwingungsverhalten wurde in ähnlicher Form auch im Forschungsprojekt PV-Store festgestellt, in dem eine Vanadium-Redox Batterie in Kombination mit einer Solaranlage vermessen wurde.
3. Die Kompensation von Schiefasten ist mit der MBS-Anlage nur eingeschränkt möglich. Im Fall des Netzbezugs wird die Schiefast direkt auf den Netzbezug aufgeschlagen, und somit auch

eine Schieflast aus dem Netz bezogen. Bei Netzeinspeisung wird die Schieflast durch die Batterie kompensiert, allerdings stimmt die Wirkleistungsvorgabe nicht mehr mit der sich einstellenden Wirkleistung überein.

Die Messergebnisse werfen natürlich die Frage auf, wo nach den Ursachen der Unregelmäßigkeiten zu suchen ist. Bedingt durch den Aufbau der Anlage kann eine mögliche Ursache in der Kommunikation / Abstimmung zwischen Steuerung und den Wechselrichtern liegen. Der in der Batterie eingesetzte Wechselrichter vom Typ SMA Sunny Island 5048 ist rein für den Inselbetrieb spezifiziert, da er keine ENS Einheit besitzt. In der MBS-Anlage ist diese allerdings extern realisiert, wodurch der Sunny Island auch im Netzparallelbetrieb betrieben werden kann. Die Variante für den Netzparallel-Betrieb mit inkludierter ENS, der SMA Sunny Backup, ist daher nicht zwingend notwendig.

Es wäre zu untersuchen, ob die Unregelmäßigkeiten vermieden werden könnten. Daher wird die Empfehlung abgegeben, mehr Aufwand in die Untersuchung des Zusammenspiels von Batterie- und PV-Wechselrichter und anderen dezentralen Erzeugungsanlagen am Netz zu legen.

3.1.2 Ökonomische Umsetzbarkeit

Die im Projekt MBS untersuchten Einsatzstrategien (z.B. Optimierter Haushalt, Vermarktung am EEX Spotmarkt bzw. kombiniert am Regelenergiemarkt) des PV/Speichertestsystems zeigen derzeit sehr hohe Deckungsbeitragsdefizite aus ökonomischer Sicht. Dies liegt vor allem an den Gesamtkosten der Batteriespeicher (auch wenn die Kosten der regenerativen Stromerzeugung und der notwendigen Steuerungstechnologien vernachlässigt werden). Es kann auch nicht davon ausgegangen werden, dass für die untersuchten Einsatzstrategien in absehbarer Zeit positive Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können. Folglich kann auch kein zusätzlicher Anreiz für den Aufbau von weiteren Erneuerbaren-Kapazitäten (und damit verbundenen CO₂ Einsparungen) durch den Einsatz dieser Speichertechnologie generiert werden. Dies bedeutet jedoch nicht, dass keine wirtschaftlich sinnvollen Einsatzbereiche für das untersuchte VRB System existieren. Dazu ist allgemein anzumerken, dass ausschließlich die Batteriegröße des Testsystems betrachtet wurde. Basierend auf den damit ermittelten Ergebnissen sind daher keine direkten Rückschlüsse für Batteriesysteme anderer Leistung möglich. Für das bewertete Batteriesystem stellten sich in diesem Zusammenhang im Projektverlauf für den Batteriehersteller folgende alternative Einsatzbereiche als Kernmarkt für das Batteriesystem heraus:

- Backup für Industrieanlagen bei hohen Stromausfallsraten
- Insellösungen für Regionen ohne Netzanbindung
- Netzunterstützung zur Vermeidung bzw. Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen

Vor allem wenn eine Erhöhung der Stückzahl der eingesetzten Speicher erreicht werden kann, ist eine Kostenreduktion zu erwarten. Neben dieser Kostenreduktion wird eine Umsetzung vor allem auch durch eine höhere Dynamik der Strom- und Regelenergiemärkte (z.B. durch neue Marktteilnehmer in den Regelenergiemärkten) aus ökonomischer Sicht signifikant beeinflusst. Es wird daher empfohlen das vorherrschende Kosten-/Nutzenverhältnis der untersuchten Speichertechnologie laufend zu überprüfen, um neben den derzeitig plausiblen Einsatzbereichen auch die Anwendbarkeit der im Projekt

untersuchten Strategien entsprechend bewerten zu können. Weitere mögliche Einsatzbereiche wurden zudem im Projektteam diskutiert und deren Relevanz für Österreich bewertet. Dies wird im folgenden Kapitel durchgeführt und entsprechend zusammengefasst.

3.2 Abgeleitete Empfehlungen

Wie in den vorangegangenen Kapiteln erläutert wurde, können aus dem gegenständlichen Projekt Empfehlungen für den weiteren Einsatz der VRB-Speichertechnologie und der erarbeiteten Systemlösung in Österreich abgeleitet und in den folgenden Kapiteln zusammengefasst werden.

3.2.1 Technische Empfehlungen

- Bei Errichtung von Speicher- und Erzeugeranlagen ist die Einhaltung von aktuellen Normen und Vorschriften erforderlich. Der Aufwand zur Erfüllung dieser Vorschriften sollte nicht unterschätzt werden.
- Die verschiedenen Komponenten der Anlage arbeiten technisch reibungslos zusammen. Die Vanadium-Redox Batterie ist daher aus technischer Sicht geeignet, um als Pufferspeicher für verschiedene Energiequellen und Verbraucher zu fungieren. Die notwendigen Komponenten können somit vollständig von österreichischen Technologieanbietern bereitgestellt werden. Ein zukünftiger Zugriff auf dieses österreichische Know-how wird daher empfohlen.
- Die im Projekt entwickelte Visualisierung verdeutlicht anschaulich die aktuelle Ertrags- und Verbrauchslage des Systemkonzepts. Diese Lösungen können somit auch in vielen anderen Bereichen der Energieversorgung eingesetzt werden.
- Stromfahrpläne können beliebig vorgegeben werden. Diese werden, sofern es der Ladezustand der Batterie erlaubt, auch gut eingehalten. Entsprechend kann auf einen Einsatz von Kleinspeichern für gesteuerte Anwendungsbereiche (z.B. am Strommarkt oder für Netzdienstleistungen) bereits heute technisch zuverlässig zurückgegriffen werden.
- In Bezug auf die Herstellerangaben zu Batterieleistung und –kapazität sollte verbessertes Informationsmaterial bereitgestellt werden, um Missverständnisse vermeiden zu können.
- Die Leistung und Kapazität der Batterie sollte noch weiter ohne großen Aufwand verändert werden können, um vor allem für Backup-Systeme und im Bereich der Netzdienstleistungen (z.B. Vermeidung von Netzspitzen) flexibler einsetzbar zu sein. Entsprechender Forschungsbedarf ist noch zur Klärung der Sinnhaftigkeit dieser Einsatzbereiche für Österreich gegeben.
- Durch die Offenlegung des Protokolls zur Vorgabe des Stromfahrplans wird der Transfer der untersuchten Konzepte für andere Applikationen erleichtert. Eine entsprechende Dokumentation der Vorgaben ist daher wichtig.
- Eine zusätzliche Untersuchung des Zusammenspiels von Batterie- und PV- Wechselrichter und anderen dezentralen Erzeugungsanlagen am Netz mit kostengünstigeren Batterietechnologien sind dringend zu empfehlen, um das Gesamtpotential für Speichertechnologien zu erfassen. Dies ist für die Marktentwicklung eine wesentliche Grundlage.

3.2.2 Ökonomische Empfehlungen

- Mit den Ergebnissen dieses Projektes scheint ein System wie das MBS für den Arbitrage-Handel am Strommarkt bzw. für den Regelenergiemarkt sowie die Haushaltsversorgung auch in naher Zukunft nicht wirtschaftlich plausibel darstellbar zu sein. Dies liegt vor allem an den hohen Investitions- und Betriebskosten. Andere Anwendungsgebiete werden daher empfohlen. So kann das MBS-System durchaus interessant für Energiedienstleistungsanbieter sein, um z.B. Netzausbauten verzögern oder gar verhindern zu können. Auch Backup-Lösungen für industrielle Anlagen erscheinen die derzeitigen Kernmärkte der Technologie zu sein, wie auch vom Batteriehersteller bestätigt wird. Entsprechende Forschungsarbeiten zur Bewertung der Plausibilität dieser alternativen Konzepte werden daher empfohlen..
- Erst ab einer Kostensenkung von ca. 80% (OPEX und CAPEX) bzw. einer gleichwertigen Erlössteigerung im Vergleich zu den im Projekt ermittelten Werten kann ein Einsatz der VRB-Speicher am Energiemarkt bzw. zur Eigenverbrauchsoptimierung von Haushalten aus rein ökonomischer Sicht empfohlen werden. Auch alternative chemische Speicher (z.B. Natrium Schwefel) erreichen keine besseren Kosten-/Nutzenverhältnisse für die betrachteten Anwendungsfälle. Die am deutschen Markt angebotenen Batteriespeicherlösungen basieren daher zu einem Großteil auf preisgünstigeren Blei-Säure-Batterien. Deren Einsatz z.B. für die Anwendung der Eigenverbrauchssteigerung von Haushalten mit PV-Anlagen wird in Deutschland durch nationale Förderprogramme unterstützt. Eine entsprechende Bewertung der Sinnhaftigkeit dieses Konzeptes für österreichische Verhältnisse ist daher vorzunehmen.
- Zur Reduktion der Volatilität erneuerbarer Energieträger im Energiesystem ist der verbreitete Einsatz der VRB-Technologie durch Batteriepools derzeit eine sehr teure Lösung. Alternative Speicher- und Energiesystemlösungen (z.B. Pumpspeicher; Methanisierung; Hybridnetze, Smart Grids-Lösungen) sollten daher in Richtung geringerer Gesamtkosten untersucht werden.
- Aus ökonomischer Sicht kann empfohlen werden, zukünftig die Preisentwicklung der Strommärkte (Spot- und Regelenergiemarkt) einerseits und jene der Systemkomponenten (Photovoltaik, Batterie, Kommunikationshardware) andererseits zu beobachten. Sobald signifikante Verbesserungen im Kosten-/Nutzenverhältnisse erkennbar werden (z.B. durch steigende Erlöse), kann durch zusätzliche Technologieförderung der Aufbau neuer Märkte zu den untersuchten Einsatzstrategien der PV-/Batteriekombinationen gestärkt werden. Der Umfang der positiven volkswirtschaftlichen Effekte ist dabei jedoch im Vorfeld zu prüfen.
- Kleine andere Batterietechnologien (5 – 20 kWh Lilon) für den Einsatz im Haushalt sollten für die Verbesserung des Eigenverbrauchs, den Spitzenlastausgleich und die Vergleichmäßigung fluktuierender erneuerbarer Energien in einem eigenen Projekt untersucht werden.

Außerhalb der untersuchten Einsatzstrategien existieren alternative Marktsegmente, die im gegenständlichen Projekt jedoch nicht behandelt werden konnten. Diese wurden vom Projektteam zusammengestellt und deren Relevanz für Österreich bewertet bzw. noch vorhandener Forschungsbedarf eingeschätzt. Dies wird in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 3: Überblick zu weiteren möglichen Einsatzbereichen der Batterietechnologie samt Einschätzung der Relevanz für Österreich und noch vorhandenem Forschungsbedarf

Einsatzbereich	Relevanz Österreich			Forschungsbedarf		
	hoch	mittel	niedrig	hoch	mittel	niedrig
Batteriesysteme als Ladeinfrastruktur für Elektromobilität	x			x		
Verzögerung von Netzausbauten; Erhöhung Versorgungssicherheit	x			x		
Backuplösungen			x			x
Einsatz des Speichers in Regionen ohne Netz (z.B. Sendeanlagen)		x				x
Eigenverbrauchsmaximierung (ökologischer Footprint)	x			x		

Die zuvor erläuterten Einsatzbereiche der Batteriespeicher seien im Folgenden noch näher ausgeführt:

- Der Einsatz von Batteriesystemen zur Elektrofahrzeugladung wird als sinnvoll erachtet, um die Stromnetze zu entlasten. Zu empfehlen wären Untersuchungen von Batterietauschstationen für die E-Mobile, die Schnellladungen vermeiden und sanfte Ladungen in Zeiten eines hohen und günstigen Energieangebotes ermöglichen. Jedoch werden diese Systeme erst dann benötigt werden, wenn signifikante Anteile an Elektromobilität in Österreich erreicht werden. Die Relevanz dieser Anwendung wird daher als „hoch“ eingestuft. Der damit verbundene Forschungsbedarf wird ebenfalls als „hoch“ erachtet und ist vor allem in der Identifikation geeigneter Ladestellen für eine Schnellladung sowie der notwendigen ökonomischen Faktoren, die einen Einsatz rechtfertigen, zu finden.
- Werden Batteriespeicher eingesetzt, um Netzausbauten zu verhindern bzw. zu verzögern sowie die Versorgungssicherheit zu erhöhen, so wird die Relevanz und der Forschungsbedarf für österreichische Netze als hoch eingeschätzt. Vor allem in Niederspannungsnetzbereich konnten erst geringe Erfahrungen gesammelt werden. Das Projekt „DG-DemoNetz Smart LV Grid“ untersucht dahingehend die Möglichkeiten des Einsatzes mobiler Speicher. Stationäre Applikationen wurden jedoch nach dem Wissen der Projektpartner noch nicht im Niederspannungsbereich Österreichs untersucht. Einzelne Fallstudien zum Einsatz stationärer Speicher in Kombination mit hohen Durchdringungen dezentraler Erzeuger könnten diese Forschungslücke schließen.
- In Österreich ist der Einsatzmarkt von Batteriespeichern für Backuplösungen (z.B. von Industrieanlagen) als gering einzuschätzen, da solche Systeme bereits z.B. mit Dieselgeneratoren realisiert wurden. Erst wenn hohe Einsatzzeiten der derzeitigen Backuplösungen zu erkennen sind und deren Betriebskosten (z.B. Treibstoff) signifikant steigen, würde ein Markt für die untersuchte Batterietechnologie entstehen. Die Relevanz dieser Systeme

wird daher vor allem durch die hohe Verfügbarkeit der Energieversorgung in Österreich als eher gering eingeschätzt. Auch besteht wenig Forschungsbedarf zu diesen Fragestellungen.

- Der Einsatz der Speicher für Regionen ohne Netzanbindung (z.B. für alpine Hütten oder Sendeanlagen) erscheint aus heutiger Sicht durchaus interessant. Als Forschungsfrage ist dahingehend zu klären, ab wann sich ein Einsatz des Vanadium Redox Speichers im Vergleich zu Blei Säure Batterien lohnen kann. Die Relevanz für Österreich (auch für andere Länder) sowie der Forschungsbedarf wird daher als „mittel bis niedrig“ eingestuft.
- Eine Eigenverbrauchsmaximierung regional erzeugten Stroms ist bei derzeitigen Energiepreisen und Speicherkosten zwar ökonomisch nicht plausibel darstellbar, jedoch beobachten die Projektpartner Tendenzen steigender Bereitschaft zu höheren Investitionen, um als Haushalt autarker und nachhaltiger agieren zu können. Die Relevanz und der Forschungsbedarf zum Thema des ökologischen Footprints in der Stromerzeugung werden daher als „hoch“ eingestuft.

Entsprechende Handlungsempfehlungen können für diese Bereiche jedoch erst abgeleitet werden, sobald die noch offenen Fragen beantwortet sind. Eine Berücksichtigung dieser Themen in der Definition zukünftiger österreichischer Forschungsfragen wird jedoch empfohlen.

3.2.3 Trends im Bereich der Batteriespeicher

- Für die Eigenverbrauchsmaximierung mit PV-Batterieanlagen sieht die PV-Industrie einen hohen Bedarf. Die Produktentwicklung für kleine Eigenverbrauchsanlagen im Bereich 5 – 15 kWh mit Lilon-Batterien ist bei der Industrie 2012 voll angelaufen.
- Dieser Anlagentyp wurde im Projekt weder untersucht noch wirtschaftlich betrachtet, da der Kernpunkt von MBS die Betrachtung des installierten Testsystems zum Ziel hatte.
- Ab Mitte 2013 sind bereits Systeme am Markt verfügbar. Hier könnte eine Anreizfinanzierung einen Markt mit guten Umsätzen und lokaler Wertschöpfung bewirken. Gleichzeitig würden diese PV-Batterie-Systeme zur Entlastung der Verteilnetze der Stromversorger beitragen.
- Der Deutsche Umweltminister plant ergänzend zum EEG eine Anreizfinanzierung (ca. 50 Mio. €) für mehr als 20.000 Speichersysteme verbunden mit PV-Anlagen. Die Förderung pro System wird ca. 2.000 € und im 2. Quartal 2013 wirksam werden (Meldung 16.01.2013, Photovoltaik.eu).

