

Projektarbeit FNK 11

Quartierspeicher - das Zukunftsmodell für Stadtwerke!

Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern im Kontext der aktuellen Rahmenbedingungen und daraus resultierende Forderungen an die Politik



Inhaltsverzeichnis

1	Motivation / Einleitung.....	3
2	Grundlagen Batteriespeicher heute - Status Quo	3
2.1	Bleibatterien.....	5
2.2	Lithium-Ionen-Batterien	5
2.3	Hochtemperaturbatterien	5
2.4	Redox-Flow-Batterien	5
2.5	Auswahl der Technik für die weiteren Betrachtungen.....	5
3	Anwendungsfelder	6
3.1	Eigenoptimierung des Stadtwerks	6
3.1.1	Reaktion auf den Stromgroßhandel	6
3.1.2	Bereitstellung von Regelenergieleistung	6
3.2	Industriekunden	7
3.3	Privathaushalte.....	9
4	Rechtliche Grundlagen	10
4.1	Netzentgelte.....	10
4.2	Netzentgeltbedingte Abgaben	10
4.3	EEG-Umlage.....	10
4.4	Stromsteuer.....	11
4.5	Privatkunden - Speicher in reinen Eigenversorgungskonstellationen	11
4.6	Industriekunde - Spitzenlastgangmanagement	11
4.7	EVU - Netzgekoppelter Speicher / Primärregelenergie	11
4.8	Aussicht: Privatkunden - Quartierspeicher.....	12
5	Wirtschaftlichkeit	13
5.1	Haushaltskunde.....	13
5.2	Industriekunde.....	13
5.3	Stadtwerke Kaiserslautern.....	14
6	Lösung: neues Geschäftsmodell	16
7	Forderungen an die Politik.....	18
8	Fazit.....	20
9	Literaturverzeichnis	21

Das Projektteam:

Vorname	Name	Beteiligung
Jakob	Brendli	Thüga AG
Felix	Gremmelspacher	E-MAKS GmbH & Co. KG
Ralf	Heilmann	Thüga Energienetze GmbH
Christine	Langolf	SWK Stadtwerke Kaiserslautern Versorgungs-AG
Marvin	Ludwig	Thüga AG
Christian	Pohl	Thüga Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG
Daniel	Strauß	SWK Stadtwerke Kaiserslautern Versorgungs-AG
Benjamin	Stuppy	Thüga Energienetze GmbH
Sören	Theis	enwag - energie- und wassergesellschaft mbh
Sven	Wendrich	Thüga Energie GmbH
Nadine	Wilhelmi	Energie Waldeck-Frankenberg GmbH
Marcel	Willen	Stadtwerke Stade GmbH

Auftraggeber und Herausgeber:

SWK Stadtwerke Kaiserslautern Versorgungs-AG
Bismarckstraße 14
67655 Kaiserslautern

Projektleitung:

Christine Langolf, SWK
Daniel Strauß, SWK

Unser Dank für die Unterstützung geht an:

Ortwin Kafitz, Bereichsleiter KV, SWK
Heribert Kowatsch, Abteilungsleiter TS-E, SWK

Bildquellen/Umsetzung:

www.fotolia.de
bmade.de

Ausgabe:

20. April 2018

1 Motivation / Einleitung

Das Jahr 2017 war mit Blick auf die Energiewende ein Rekordjahr: 38 Prozent der deutschen Stromproduktion kamen aus erneuerbaren Energien - so viel wie noch nie.

Die dadurch zunehmenden Schwankungen der Stromeinspeisung erfordern neue Speichertechnologien und Modelle, die eine Stabilität der Netzfrequenz gewährleisten und eine Überlastung des Stromnetzes vermeiden sollen.

Zusätzlich erhöht ein liberalisierter und deregulierter Energiemarkt den Wettbewerbsdruck, wodurch sich Stadtwerke neu erfinden müssen - vom reinen Energievertrieb und Netzbetreiber, hin zu einem modernen Energiedienstleister mit vielfältigen und innovativen Geschäftsmodellen.

In der folgenden Projektarbeit werden verschiedene Stromspeichertechnologien und -modelle auf ihre Wirtschaftlichkeit und deren Kompatibilität mit den aktuell geltenden Gesetzen am Beispiel der SWK Stadtwerke Kaiserslautern Versorgungs-AG betrachtet. Im Ergebnis wird ein neues Geschäftsmodell für Stadtwerke beleuchtet und die zur Realisierung benötigten rechtlichen Anpassungen als Forderung an die Politik formuliert.

2 Grundlagen Batteriespeicher heute - Status Quo

Seit der Erfindung des Akkumulators im Jahr 1803 durch Johann Wilhelm Ritter (vgl. (Hermann, 2002)) entwickelt sich die Technologie, entsprechend den vom Markt gestellten Anforderungen, stetig weiter. Den ersten großen Entwicklungsschub gab es durch die Automobilbranche, hier hat sich der Bleiakku über Jahrzehnte als Starterbatterie etabliert. In Zeiten modernerer Elektronikprodukte, die auch mobil verwendet werden (wie z.B. Laptop, Smartphone), änderte sich das Anforderungsprofil zu höherer Ladungsdichte und geringerem Gewicht. Hier ist gegenwärtig der Lithium-Ionen-Akku Stand der Technik. Gleichzeitig erleben Akkumulatoren einen weiteren Technologieschub zur Speicherung volatil einspeisender Erneuerbarer Energien sowie im Bereich der Elektromobilität. Die Anforderungen hier sind vor allem: noch höhere Ladungsdichten, mehr Ladungszyklen sowie eine möglichst schnelle Be- und Entladung.

Eine Vielzahl von Akkumulatortypen ist aktuell in der Entwicklung. Im Folgenden soll ein Überblick über die vier, mit dem Fokus der Tauglichkeit zur Speicherung volatil einspeisender Erneuerbarer Energien, relevantesten Typen gemacht und nach mehreren Kriterien gegenübergestellt werden. Zur besseren Darstellung sind die Ergebnisse in Tabellenform abgebildet.

Kategorie	Kennwert	Bleibatterien	Lithium-Ionen-Batterien	Hochtemperaturbatterien (i.d.R. Natrium-Schwefel)	Redox-Flow-Batterien
Technische Kennwerte (je Speichersystem)	Nutzungsgrad	0,75 - 0,85	0,9 - 0,95	0,7-0,8	0,6 - 0,75
	Zeitliche Speicher- verluste	2-10 %/Monat	1-5 %/Monat	0-10 %/Monat	0-6 %/Monat
	Lebensdauer, Zy- klenanzahl bezogen auf 80 % DOD (Depth of Discharge)	900-3000 Zyklen	800-10.000 Zyklen	2.500-10.000 Zyklen	>10.000 Zyklen
	Aktivierungszeit des Speichers	<1 s	<1 s	Kaltstart ~ 24 h Warmstart: <1 s	<10 s
	Leistungsgradient	100 %/min	100 %/min	100 %/min	50 %/min
	Be- und Entladeleistung	Abhängig von der gewählten Konfiguration	Abhängig von der gewählten Konfiguration	Abhängig von der gewählten Konfigu- ration	Abhängig von der gewählten Konfigu- ration
	Be-/Entladedauer bzw. Abrufdauer	1-4 h	1-4 h	1-4 h	Abhängig von der gewählten Konfigu- ration
	Speicherdauer	Tage bis Mo- nate	Minuten bis Monate	Tage bis Monate	Tage bis Monate
	Speicherdichte	30-40 Wh/kg*	200 Wh/kg	200- 1000 Wh/kg	70 Wh/l*
Kosten	Investitionen für Batterie (Prämisse: Mittelwerte)	50-350 €/kWh	175-900 €/kWh	210-650 €/kWh	407 €/kWh 850 €/kW
	Leistungs- elektronik	175 €/kW	125-175 €/kW	150-171 €/kW	150-271 €/kW
	Anlagenperipherie	70 €/kWh	90 €/kWh	53-90 €/kWh	63-150 €/kWh
	Betriebskosten	16-22 €/kW/a	14-19 €/kW/a	14-45 €/kW/a	14-43 €/kW/a
Einsatz- optionen	Optimierung der EEG-x Vermarktung	x	x	x	x
	Bereitstellung von Primärregel- leistung (PRL)	x	x	x	x
	Bereitstellung von Sekundärregel- leistung (SRL)	x	x	x	x
	Bereitstellung von Minutenreserve (MRL)	x	x	x	x
	Teilnahme am Day- Ahead-Handel	x	x	x	x
	(Spitzen-) Lastmanagement	x	x	x	x
	Notstrom- versorgung	x	x	x	x

Tabelle 1: Batteriespeichertechnologien im Überblick; eigene Darstellung nach (FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2016)

2.1 Bleibatterien

Bleibatterien sind schon seit Jahrzehnten im Einsatz, dementsprechend weit verbreitet (Autobatterien, unterbrechungsfreie Stromversorgung, ...) und in der Entwicklung ausgereift. In der weiteren Betrachtung finden Bleibatterien jedoch aufgrund folgender Nachteile keine Berücksichtigung: Toxizität von Blei, geringe Zyklenanzahl/Lebensdauer, vergleichsweise hohe Selbstentladung, hoher Platzbedarf bedingt durch geringe Speicherdichte.

2.2 Lithium-Ionen-Batterien

Dieser Typ ist aufgrund der Erfahrungen in vielen Industriezweigen bereits sehr weit entwickelt und aktuell Stand der Technik. Auch bei vielen großen Energiespeicherprojekten kommen sie zum Einsatz (vgl. z.B. (eins energie in sachsen GmbH & Co. KG (eins), Thüga Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG (THEE), 2017)).

Die Lithium-Ionen-Batterien haben aufgrund ihrer hohen Speicherdichte einen geringen Platzbedarf und keine besonderen Anforderungen an die Aufstellungsräumlichkeiten. Allerdings sollte, um einer möglichen Überhitzung entgegen zu wirken, eine kontinuierliche Temperaturüberwachung installiert werden. Bei einem optimierten Batteriemangement verfügt dieser Batterietyp über eine lange Lebensdauer, die sich durch eine hohe Anzahl von Lade-/Entladezyklen auszeichnet, und eine große Einsatzbereitschaft. Mit 90-95% erreicht die Batterie einen vergleichsweise sehr hohen Wirkungsgrad (vgl. (FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2016)).

2.3 Hochtemperaturbatterien

Die Hochtemperaturbatterien verfügen über ein großes Potential. Sie haben ähnlich wie die Lithium-Ionen-Batterien eine hohe Speicherdichte und benötigen nur wenig Platz. Die Investitionskosten bewegen sich auf dem Niveau der Lithium-Ionen-Batterie. Aktuell überwiegen bei diesem Batterietyp noch die Nachteile, wie die geringe Lebensdauer auf-

grund des schnellen Materialverschleißes, bedingt durch die hohen Betriebstemperaturen sowie die hohe Tiefenentladung. Außerdem kommen hochgiftige und reaktive Chemikalien zum Einsatz. Da die Batterie ständig auf einer hohen Temperatur gehalten werden muss, ist sie nur bei großen Systemen wirtschaftlich einsetzbar.

Für die Zukunft wird von dieser noch recht neuen Batterietechnologie im Bereich der Entwicklung eine deutliche Verbesserung erwartet und damit einhergehend ein Kostenrückgang (vgl. (FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2016)).

2.4 Redox-Flow-Batterien

Die Betrachtung der Redox-Flow-Batterien zeigt wie die der Hochtemperaturbatterien ein großes Potential für die Zukunft. Derzeit überwiegen jedoch die Nachteile die Vorteile. Positiv bei diesem Batterietyp sind die lange Haltbarkeit und Recyclingfähigkeit des Elektrolyts. Eine Tiefenentladung ist ohne Folgen für die Batterie. Die hohen Investitionskosten und die noch nicht weit fortgeschrittene Entwicklung sprechen derzeit leider noch gegen diese Technologie (vgl. (FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2016)).

2.5 Auswahl der Technik für die weiteren Betrachtungen

Im Vergleich mit den anderen drei im Abschnitt Grundlagen Batteriespeicher heute - Status Quo näher untersuchten Batterietypen, hat sich gezeigt, dass die Lithium-Ionen-Batterie technisch und wirtschaftlich zurzeit an erster Stelle steht. Die Investitionskosten sind zwar aktuell noch höher als bei Blei-Batterien, durch Weiterentwicklungen in der Technik sind jedoch weitere Preisreduktionen zu erwarten. Bereits heute kompensieren die technischen Vorteile die höheren spezifischen Kosten. Die zwei anderen Typen (Hochtemperatur, Redox-Flow) versprechen großes Potential, benötigen allerdings noch weitere Forschung und Entwicklung, um sich am Markt etablieren zu können.

3 Anwendungsfelder

Durch einen liberalisierten und deregulierten Energiemarkt und dem damit verbundenen Wettbewerbsdruck werden die Stadtwerke gezwungen sich neu zu erfinden. Hin vom reinen Energievertrieb zu einem Energiedienstleister. Um dieser neuen Aufgabe gerecht zu werden, müssen sich die Stadtwerke überlegen, welche neuen Geschäftsfelder sie erschließen können um wegbrechende Erlöse aus dem Vertrieb zu kompensieren. Ein mögliches neues Geschäftsfeld bieten dabei der Einsatz und die Vermarktung von Energiespeichern. Um zielgerichtet am Markt agieren zu können, wird zwischen drei Anwendungsfeldern unterschieden:

3.1 Eigenoptimierung des Stadtwerks

Langfristiges Ziel eines jeden Stadtwerkes ist es, sich weiterhin dauerhaft am Energiemarkt zu etablieren und seinen Fortbestand zu sichern. Hier können Energiespeicher nicht nur im Rahmen neuer Geschäftsfelder und somit der Kundenbindung eingesetzt werden, sondern auch zur Eigenoptimierung genutzt werden. Durch die Optimierung der Energiebeschaffung und -bereitstellung können Kosten reduziert und die Versorgungssicherheit erhöht werden.

3.1.1 Reaktion auf den Stromgroßhandel

Wie auch auf allen anderen Märkten wird auch beim Stromhandel der Preis von Angebot und Nachfrage bestimmt. Jedoch wird der Strommarkt durch die physikalisch notwendige Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch und der hohen Komplexität aller Vorgänge beschränkt.

Durch den Einsatz von Stromspeichern wird diese Abhängigkeit entkoppelt. Der Strom kann zu preisgünstigen Zeiten eingekauft und gespeichert werden. Bei starker Stromnachfrage kann er dann gewinnbringend ins Netz eingespeist werden. Aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke bzw. anderer konventioneller Kraftwerke ist zukünftig von einem stärker schwankenden Strompreis auszugehen. Ausschlaggebend für eine wirtschaftliche Nutzung dieser Technologie ist dabei die

zukünftige Betrachtung des Energiespeichers als Speicher und nicht mehr wie aktuell als Letztverbraucher (s. dazu Abschnitt rechtliche Grundlagen). Durch die Möglichkeit der Speicherung wird die Energiebeschaffung optimiert und das EVU kann flexibler auf Preisschwankungen reagieren. Dies hat eine positive Wirkung auf den Deckungsbeitrag.

3.1.2 Bereitstellung von Regelenergieleistung

Die Übertragungsnetzbetreiber sorgen für ein Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme. Das Stromnetz hat eine Sollfrequenz von 50Hz. Um eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten wird diese Frequenz durch die Einspeisung bzw. Abnahme von Regelenergie garantiert. Dabei wird Regelleistung in den Qualitäten Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung benötigt (vgl. (regelleistung.net, 2017)).

Primärregelleistung steht innerhalb von 30 Sekunden zur Verfügung um kurzfristige Schwankungen im Stromnetz auszugleichen und damit einen Stromausfall zu verhindern. Sie muss mindestens 15 Minuten zur Verfügung stehen und wird frequenzabhängig aktiviert. Damit ist sie die erste Regelenergieart mit der auf Frequenzschwankungen reagiert wird (next-kraftwerke, 2018).

Die Sekundärregelleistung muss vom Übertragungsnetzbetreiber innerhalb von 5 Minuten zur Verfügung gestellt werden um die Primärregelleistung abzulösen.

3.2 Industriekunden

Energiespeicher sind für viele Unternehmen eine an Bedeutung gewinnende Möglichkeit zur Kostenreduktion, Erhöhung der Energieeffizienz und Versorgungssicherheit.

Darauf folgt die Minutenreserveleistung, die innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung steht und eine Frequenzschwankung von bis zu 60 Minuten kompensiert. Einen Überblick zu den drei Regelenergiearten gibt Abbildung 1.



Abbildung 1: Regelenergieleistung (Bundesnetzagentur, 2017)

Bisher wurde der Regelenergiebedarf durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Jetzt bietet sich für ein Stadtwerk die Möglichkeit, durch den Einsatz eines Batteriespeichers am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Dabei kann punktgenau und CO₂-neutral produzierter Strom aufgenommen und wieder abgegeben werden und somit naturbedingte Schwankungen der Ökostromerzeugung ausgeglichen werden. Durch die Bereitstellung von Regelenergie können auf diesem Markt Umsätze generiert werden.

Der in den Netzentgelten verankerte Leistungspreis in EUR/kWh hat massiven Einfluss auf die Stromkosten, da diese durch sporadisch auftretende Leistungsspitzen in die Höhe getrieben werden. Die höchste im Jahr gemessene Leistung bestimmt die Höhe des an den Netzbetreiber zu entrichtenden Leistungsentgelts. Daher ist es sinnvoll Stromspitzen zu reduzieren.

Grafische Darstellung Spitzenmanagement:

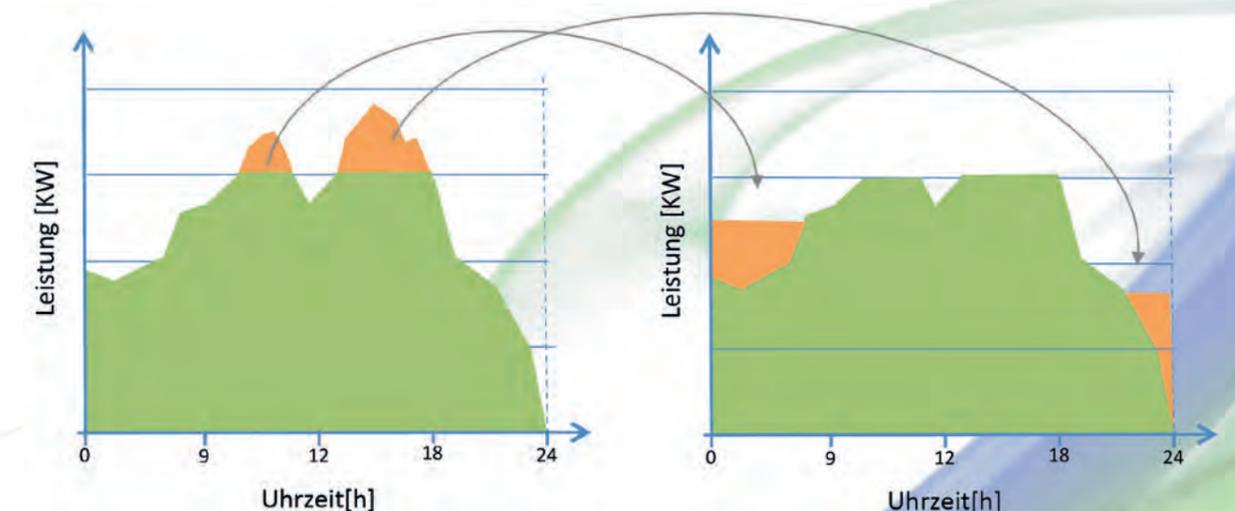


Abbildung 2: Spitzenmanagement 2017, Eigene Darstellung

Die Herausforderung dabei ist, die laufende Produktion nicht negativ zu beeinflussen. Der Vorteil eines Batteriespeichers ist, dass dieser zu lastschwachen Zeiten geladen werden kann und die Energie dann für auftretende Leistungsspitzen zur Verfügung stellt.

Wir haben die Ersparnis der Lastgangveränderung durch Einsatz eines Batteriespeichers exemplarisch auf Basis der Daten des Fraunhofer Instituts in Kaiserslautern berechnet. Die Leistungsspitze wurde um maximal rund 70 kW reduziert. Hierfür musste der an Wochentagen im Zeitraum von ca. 8.00 bis 19:00 Uhr benötigte Spitzenstrom aus dem Speicher bezogen werden. Aus dem Netz wurde in diesem Zeitraum mit maximal 132 kW Strom bezogen. Der dafür benötigte Strom wurde im lastschwachen Zeitraum von ca. 22.00 bis 06:00 Uhr eingespeichert.

Neben der Ersparnis im Netzentgelt, wirkte sich die Lastgangveränderung auch positiv auf den Bezugspreis aus, da der Lastgang sich nun einem Bandverlauf annähert.

Bei entsprechender SpeichergroÙe und -leistung kann man den Verbrauch so steuern, dass eine atypische Netznutzung vorliegt. Der Speicher wird zu Nebenlastzeiten mit günstigem Strom geladen um in Hochlastzeiten mit hohen Preisen, entladen zu werden und so das Netz zu entlasten. Das Unternehmen kann dann neben der Ersparnis aufgrund des veränderten Lastverlaufs wegen der zeitlichen Verschiebung der Lastspitzen ein vermindertes Netzentgelt geltend machen (Stromnetzentgeltverordnung, 2018). Ein weiterer angenehmer Nebeneffekt ist, dass durch die gleichmäßige Einspeicherung kein Blindstrom entsteht und somit die Gesamtmenge an Blindstrom reduziert werden kann. Für den Blindstrom entstehen ab einer gewissen Menge weitere Kosten im Rahmen der Netzentgeltberechnung.

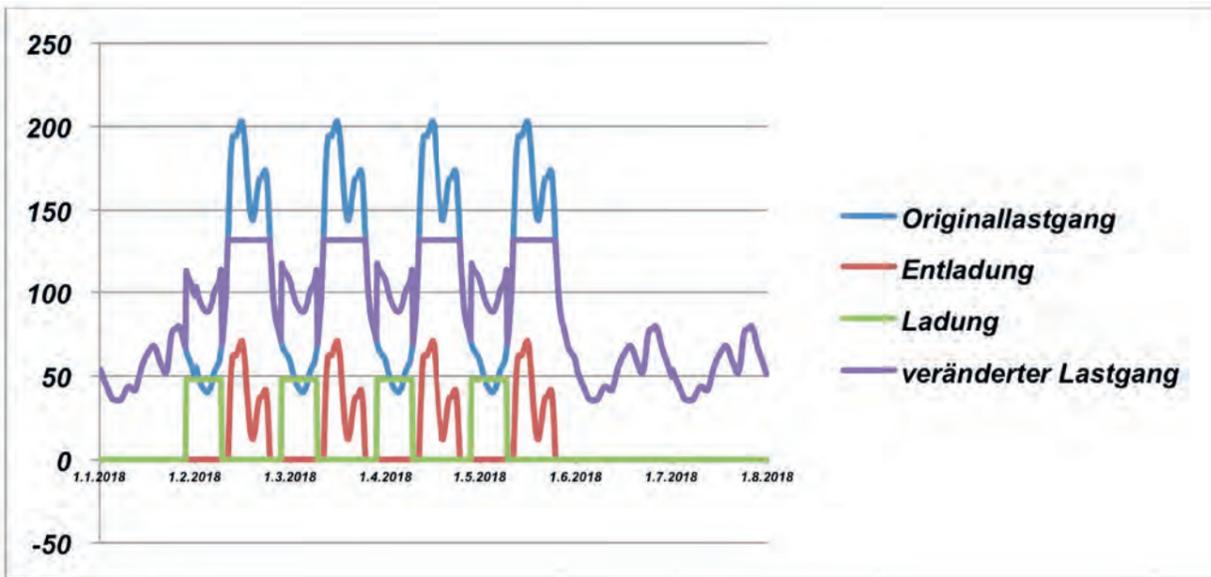


Abbildung 3: Lastgangänderung, eigene Darstellung

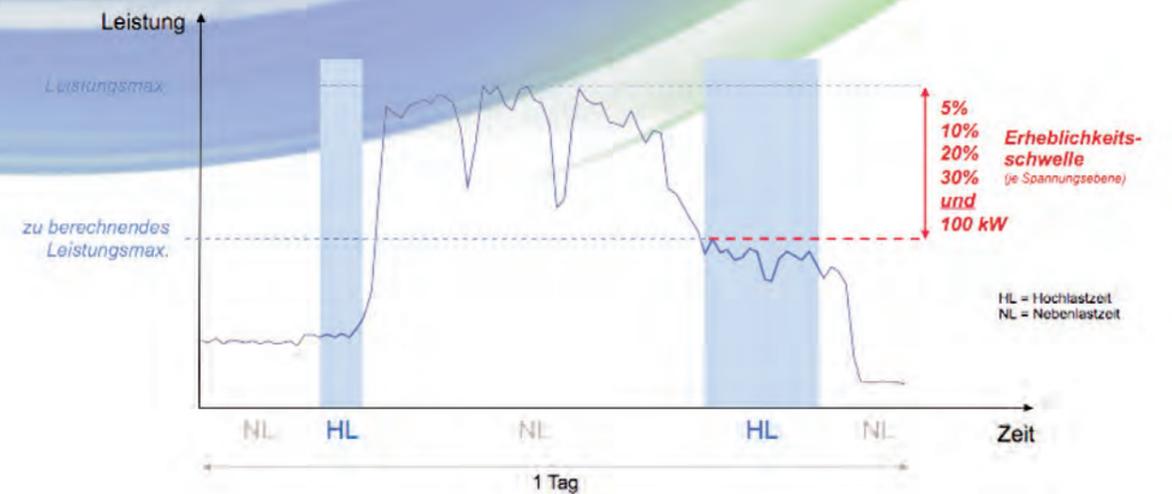


Abbildung 4: Hochlastzeitfenster (ECG, 2015)

Die weiteren Vorteile eines Batteriespeichers liegen in der Notstromversorgung und einer möglichen Erhöhung des Eigenverbrauchs von selbst erzeugtem Strom. Darüber hinaus kann das Unternehmen z.B. über Schwarmspeicherlösungen am Regelenergiemarkt teilnehmen (s. Punkt 6).

3.3 Privathaushalte

Aktuell ist der Anteil von Batteriespeichern im Verhältnis zu den installierten Photovoltaikanlagen relativ klein. Der Bundesverband der Solarwirtschaft rechnet jedoch mit einem deutlichen Anstieg von Batteriespeichern. Die erhöhte Nachfrage von Batteriespeichern ist dabei auf nachfolgende Gründe zurückzuführen. Zum einen sinken die Preise der Batterie-

speicher für den Hausgebrauch stetig. Die Preise sind seit 2013 bereits am Sinken (BSW-Solar, 2018). Es werden immer mehr PV-Anlagen mit Batteriespeicher gekoppelt. Interessant ist der Batteriespeicher jedoch nicht nur für neue Anlagen, sondern auch für ältere Anlagen, die zumeist den erzeugten Strom komplett in das Stromnetz einspeisen. Für den eingespeisten Strom erhalten die Anlagenbetreiber eine Vergütung über das EEG. Die Förderung läuft Ende 2020 für die ersten Anlagen aus. Wollen die Anlagenbetreiber weiterhin von ihrer Photovoltaikanlage profitieren, ist eine Erhöhung des Eigenverbrauchs mit Hilfe eines Energiespeichers am sinnvollsten.

Unabhängig von den wirtschaftlichen Überlegungen spielen in diesem Kundensegment

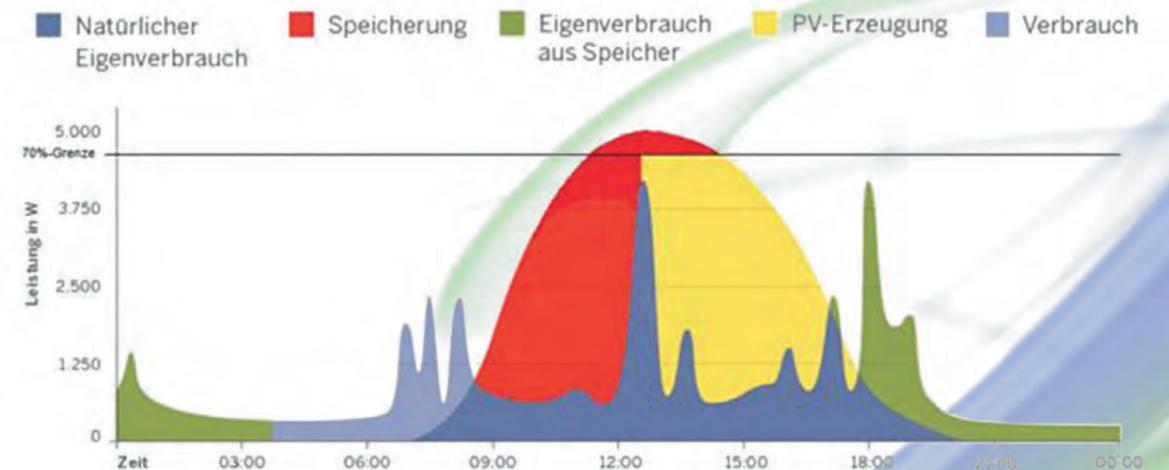


Abbildung 5: PV mit Energiespeicher (www.ibc-blog.de, 2018)

auch idealistische Gründe eine Rolle. Das reine Interesse an der neuen Technologie kann zur Anschaffung eines Batteriespeichers führen. Ein weiterer Grund für den Kauf eines Energiespeichers ist der Wunsch nach mehr Unabhängigkeit von steigenden Stromkosten.

4 Rechtliche Grundlagen

Das Energierecht ist grundsätzlich nach den drei Säulen Erzeugung, Transport und Vertrieb strukturiert. Zum jetzigen Zeitpunkt können Speicher keiner dieser Säulen zugeordnet werden.

Zum einen werden Speicher gemäß § 3 Nr. 25 EnWG als „Letztverbraucher“ definiert. Jedoch werden Speicher laut § 3 Nr. 15 EnWG auch als „Erzeugungsanlage“ eingestuft.

Experten sind der Meinung, dass sich diese Diskrepanz der Begriffsdefinition derzeit nicht rechtlicher auflösen lässt. Eine eigene Definition im Umgang mit der Technologie Speicher würde vieles vereinfachen.

Erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Speicherobjekten haben die zahlreichen Abgaben und Umlagen, die beim Stromverbrauch anfallen. Hierbei muss unterschieden werden, ob der Strom aus einer Eigenerzeugungsanlage stammt oder aus dem öffentlichen Netz bezogen wird. Des Weiteren ist es von Bedeutung, ob der Strom direkt im Eigenheim/Unternehmen verbraucht wird oder wieder ins öffentliche Netz eingespeist wird. Bereits an diesem Punkt wird deutlich, dass die Regelungen diffizil sind und je Anwendungsfall bestimmt werden müssen.

Im Folgenden werden wir gezielt darauf eingehen, auf welchen rechtlichen Grundlagen Batteriespeicher zur Zahlung von Umlagen und Abgaben verpflichtet sind. (vgl. (EnergieAgentur.NRW, www.energieagentur.nrw, 2018))

4.1 Netzentgelte

Abweichend von der grundsätzlichen Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten sieht § 118 Nr. 6 EnWG für den Zeitraum von 20 Jahren eine vollständige Befreiung von Netzentgelten für Speicher vor, die zwischen dem 4.8.2011 und dem 5.8.2026 in Betrieb gegangen sind bzw. noch gehen.

4.2 Netzentgeltbedingte Abgaben

Zurzeit bestehen für netzentgeltbedingte Abgaben keine Sonderregelungen. Zu netzentgeltbedingten Abgaben gehören die Offshore-Haftungsumlagen, Kraft-Wärme-Kopplungs-Umlage, §19 Strom-NEV-Umlage

Die Speicherkapazität ist dabei auf den jeweiligen Bedarf angepasst. Für einen durchschnittlichen 4-Personen-Haushalt mit einem Jahresverbrauch von ca. 4.500 kWh ist eine Größe von 5 kWh ausreichend.

und die Umlage für abschaltbare Lasten. Die Abgaben können nur komplett entfallen, wenn das öffentliche Netz nicht in Anspruch genommen wird (vgl. (EnergieAgentur.NRW, www.energieagentur.nrw, 2017)).

4.3 EEG-Umlage

Im § 61k Abs.1 EEG ist für Speicher keine Zahlung der EEG-Umlage vorgesehen.

Wenn der Strom aus dem Batteriespeicher auch wieder ausgespeist wird, dann müssen Speicherbetreiber für den Strombezug keine EEG-Umlage zahlen. Nur wenn die angezeigten Strommengen in geeigneter Weise bilanziert und nachgewiesen werden können und alle Mitteilungspflichten erfüllt werden, dann greift diese Befreiung.

Der anschließende Letztverbrauch ist wiederum grundsätzlich EEG-umlagepflichtig.

Die Höhe der EEG-Umlage beim Letztverbrauch ist abhängig davon, ob eine Eigenversorgung erfolgt oder nicht. Batteriespeicher mit einer Leistung unter 10 kW sind grundsätzlich von der EEG-Umlage befreit.

4.4 Stromsteuer

Bei der Stromsteuer ist der Stromerzeuger Steuerschuldner, der die Kosten in der Regel an den Endkunden weitergibt. Gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG gilt die vollständige Steuerbefreiung nur, wenn der EEG-Strom durch den Speicher und das Netz an das dieser angeschlossen ist fließt.

Die Stromsteuerbefreiung darf laut § 53c, EEG nicht mit der EEG-Vergütung kumuliert werden, weil sich dadurch die Einspeisevergütung um die Höhe der Stromsteuerbefreiung verringert. Dies gilt nur für EEG-Strom, der durch ein Netz geleitet worden ist.

Ebenfalls gibt es eine Befreiung von der Stromsteuer bei Strom, der in Erzeugungsanlagen mit max. 2 MW Nennleistung erzeugt wird und im räumlichen Zusammenhang zur Anlage vom Betreiber oder Dritten zum Letztverbrauch entnommen wird (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG). Bei der Eigenversorgung auf Speicher ist dies anzuwenden (DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag, 2017).

4.5 Privatkunden - Speicher in reinen Eigenversorgungskonstellationen

Bei reinen Eigenversorgungskonstellationen gehören Speicher und Erzeugungsanlage zur selben natürlichen oder juristischen Person. Dabei werden Speicher und Erzeugungsanlage in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang mit dem Stromletztverbrauch betrieben. Da in dieser Konstellation kein Netz im Spiel ist, entfallen Netzentgelte, netzseitige Umlagen sowie die Konzessionsabgabe. Dagegen können EEG-Umlage und Stromsteuer fällig werden. Bei der EEG-Umlage muss zwischen der Erzeugung aus erneuerbaren Energien

und sonstigen Erzeugungsanlagen unterschieden werden. Handelt es sich um den Fall der erneuerbaren Energien, so entfällt bei der Einspeisung die EEG-Umlage. Beim Letztverbrauch sind jedoch 40 Prozent der Umlage zu zahlen, es sei denn die PV-Anlage als auch der Stromspeicher haben eine installierte Leistung von nicht mehr als 10 kW aufzuweisen. In diesem Fall entfällt sowohl bei der Einspeicherung sowie beim Letztverbrauch die EEG-Umlage (DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag, 2017).

4.6 Industriekunde - Spitzenlastgangmanagement

Für Industrie- und Großkunden kann der Einsatz von Stromspeicher ein mögliches Geschäftsmodell sein. Für diese Kundengruppe ist es interessant, die Jahresleistungsspitze mit Hilfe eines Speichers so gering wie möglich zu halten, um die damit verbundenen Netznutzungsentgelte einzusparen. Besonders interessant ist dies für Unternehmen, die an der Mittelspannung angeschlossen sind oder einen Jahresverbrauch von über 100.000 kWh erreichen. Nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV ist es möglich ein individuelles Netzentgelt zu vereinbaren, sofern der Nachweis erfolgt, dass die unternehmenseigene Höchstlast nicht zur selben Zeit mit der Höchstlast des Netzbetreibers stattfindet. Durch diese atypische Netznutzung können bis zu 80 % der Netznutzungsentgelte eingespart werden (vgl. (EnergieAgentur.NRW, www.energieagentur.nrw, 2018)).

4.7 EVU - Netzgekoppelter Speicher / Primärregelenergie

Grundsätzlich kann gespeicherter Strom in das öffentliche Netz eingespeist werden. Hierbei erfolgt der Netzzugang über einen Netznutzungsvertrag oder einen Lieferantenrahmenvertrag (§ 3 Absatz 1 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)).

Bei einem netzgekoppelten Speicher handelt es sich um einen Speicher, der Strom ausschließlich aus dem öffentlichen Netz bezieht

und den Strom vollständig wieder ins öffentliche Netz rückspeist - abzüglich der Speicher- verluste.

Für diese Speicher besteht bei den Netzentgelten eine Sonderregelung: Ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme sind diese für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit.

Ob die Freistellung von den Netzentgelten auch für die Konzessionsabgabe und die Umlagen gilt, die mit diesen erhoben werden, ist gerichtlich noch nicht geklärt. Dies betrifft die §19-Umlage, die Umlage für abschaltbare Lasten sowie die Offshore-Haftungsumlage.

Bei positiver Regelenergie (Strom, der durch Einspeisung ins öffentliche Netz am Regelenergiemarkt teilnimmt), müssen keine Netzentgelte gezahlt werden. Handelt es sich um einen netzgekoppelten Speicher, so werden in diesem Sonderfall sowohl bei der Ein- wie bei der Ausspeicherung keine Netzentgelte fällig.

Für KWK- und EEG-Umlage hat der Gesetzgeber mit der letzten EEG-Novelle im § 61k eine komplizierte Regelung geschaffen. Im Falle der netzgekoppelten Speicher bedeutet die Regelung, dass sowohl die EEG-Umlage als auch die KWK-Umlage entfallen. Beide entfallen aber nur, wenn Mitteilungspflichten und -fristen (§§ 74 und 74a EEG 2017) gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber eingehalten werden. Es gilt für die EEG-Umlage die Frist 28. Februar des Folgejahres, wenn der Verteilnetzbetreiber zuständig ist und der 31. Mai des Folgejahres, wenn der Übertragungsnetzbetreiber zuständig ist. Für die KWK-Umlage gilt einheitlich die Frist 31. März des Folgejahres. Werden die Meldepflichten und -fristen nicht beachtet, erhöht sich die EEG-Umlage um 20 Prozentpunkte.

Aktuell wird das Energie- und Stromsteuerrecht überarbeitet und voraussichtlich wird eine Freistellung von der Stromsteuer bei der Einspeicherung für stationäre Batteriespeicher neu aufgenommen.

4.8 Aussicht: Privatkunden - Quartierspeicher

Ein Quartierspeicher liegt vor, wenn der Strom aus verschiedenen Quellen zentral ein- und ausgespeichert wird. Der Stromüberschuss von PV-Anlagenbetreibern kann in den Speicher geleitet und zu einem späteren Zeitpunkt wieder hieraus bezogen werden. Bei Einbindung eines Quartierspeichers liegt üblicherweise keine Personenidentität zwischen Speicherbetreiber und Stromverbraucher vor. Die Bedingungen der Eigenversorgung gelten hier nicht und es handelt sich um eine Direktlieferung an den Speicherbetreiber. Der aus dem Speicher abgegebene Strom ist beim Letztverbraucher EEG-Umlagepflichtig, wie jede andere Stromlieferung auch.

Der § 61k schafft für diese Speichermodelle Sicherheit, da die Doppelbelastung bei der EEG-Umlage (beim Ein- und Ausspeichern) vermieden wird. Bei den sonstigen Umlagen und Abgaben fehlen bislang allerdings eindeutige Regelungen. Die Aussagen zu Stromsteuer, Netznutzungsentgelten und netzentgeltbedingten Abgaben sind nicht eindeutig.

Fall a) ohne Netzdurchleitung

Wenn bei dezentralen PV-Anlagen der Strom nicht durch das öffentliche Stromnetz, sondern über Direktleitungen in den Quartierspeicher eingespeist wird, können beim Einspeichern wie auch beim Ausspeichern die Netznutzungsentgelte nicht anfallen. (vgl. (EnergieAgentur.NRW, www.energieagentur.nrw, 2018))

Fall b) mit Netzdurchleitung

Bei Durchleitung des Stroms zu einem Speicher hinein und wieder hinaus durch das öffentliche Netz sind zumindest die zu zahlenden Netzentgelte klarer definiert. Diese fallen beim Ausspeichern an. Nach § 118 Abs. 6 EnWG gibt es beim Einspeichern die Möglichkeit der Befreiung der Zahlung der Netznutzungsentgelte. Die Verpflichtung zur Zahlung der Stromsteuer ist nicht eindeutig geklärt (vgl. (EnergieAgentur.NRW, www.energieagentur.nrw, 2018)).

5 Wirtschaftlichkeit

Um die Wirtschaftlichkeit für die drei Anwendungsfelder Stadtwerke, Industriebetriebe und Privathaushalte zu überprüfen, wurde ein vereinfachtes Excel-Tool mit allen relevanten Komponenten entwickelt. In die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung fließen neben technischen Vorgaben wie Nennleistung und den daraus resultierenden Investitionskosten und Betriebskosten, auch die Laufzeit, der Eigenkapitalanteil, Fremdkapitalzinssatz und -dauer sowie der durchschnittliche Preis für die Primärregelenergie ein. Grundsätzlich ist es möglich mit dem Tool verschiedene Szenarien für unterschiedliche Kunden zu berechnen. Für die Berechnung wurden folgende Annahmen getroffen:

- Laufzeit: 20 Jahre
- Inflationsrate: 2 Prozent/a
- Fremdkapitalzinssatz: 1,5 Prozent/a
- Finanzierungsdauer: 10 Jahre
- Durchschnittlicher Primärregelenergiepreis: 2.000 Euro/MW je Woche für die Bereitstellung (regelleistung.net, 2017)

5.1 Haushaltskunde

Für die Berechnung der Haushaltskunden wurden die oben beschriebenen Parameter herangezogen und die Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichers beim Kunden berechnet. Das Geschäftsmodell sieht vor, dass der Batteriespeicher vom Stadtwerk finanziert und an den Kunden verpachtet wird. Somit soll der Kunde weiterhin an das Stadtwerk gebunden werden.

Damit das Angebot für den Kunden attraktiv ist, sollte die Pacht nicht über der möglichen Einsparung des Kunden liegen. Bei einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh, einer Photovoltaik-Leistung von 10 kWp und einer Speicherkapazität von 10 kWh ergibt sich folgende Verbrauchszusammensetzung:

- Netzbezug: 17 Prozent
- Direktverbrauch: 38 Prozent
- Batterienutzung: 45 Prozent, entspricht 1.575 kWh

Die mögliche Einsparung für den Kunden durch Eigenverbrauchsoptimierung mit Hilfe des Batteriespeichers liegt bei 278,78 Euro pro Jahr. Diese ergibt sich aus dem Delta zwischen Strompreis und Einspeisevergütung, welche wir aus Vereinfachungsgründen mit 30 Cent/

kWh für den Strombezug bzw. 12,3 Cent/kWh für die Netzeinspeisung gesetzt haben.

Die vergünstigten Investitionskosten für einen Batteriespeicher wurden für das Stadtwerk mit 6.500 Euro angesetzt. Unter Berücksichtigung der garantierten Lebensdauer von 10 Jahren und einer monatlichen Pacht des Kunden in Höhe seiner Einsparung ergibt sich keine Wirtschaftlichkeit für dieses Geschäftsmodell. Daher mussten wir dieses Modell verwerfen. Investiert der Kunde selbst in einen Speicher kann dieser Förderungen in Anspruch nehmen und dies zu einem wirtschaftlichen Betrieb führen. Hierbei handelt es sich nicht um ein Geschäftsmodell für ein Stadtwerk.

Eine alternative Lösungsmöglichkeit mit der wir als Stadtwerk dem Haushaltskunden eine Speicherlösung anbieten können, haben wir unter Punkt 6 erarbeitet.

5.2 Industriegunde

Zunächst betrachten wir die Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichers zur Durchführung eines Spitzenlastmanagements. Beispielhaft reduzieren wir die Spitzen von 203 kW auf 132 kW. Neben dem vermiedenen Leistungspreis (Netz) in Höhe von 8.255 EUR/Jahr wirkt sich das Lastmanagement auch positiv auf die

Struktur des Lastverlaufs aus. Dadurch wird eine weitere Einsparung von 1.276 EUR/Jahr im Rahmen der Energiebeschaffung erzielt. Die Gesamteinsparung von 9.531 EUR/Jahr genügt jedoch nicht um die Investitionskosten von ca. 400.000 EUR für den passenden Speicher in einem angemessenen Zeitraum zurückzuführen. Die Kosten für einen Speicher der genügend Kapazität und Leistung aufweist um ein entsprechendes Lastmanagement zu betreiben sind schlicht zu hoch oder der Anreiz durch das vermiedene Netzentgelt zu niedrig.

Verbrauch:	768,524	MWh/a
Preis Originallastgang:	40,79	EUR/MWh
Preis veränderter Lastgang:	39,13	EUR/MWh
Spitze Originallastgang:	203,0779	kW
Spitze veränderter Lastgang:	132	kW
Leistungspreis:	116,14	EUR/kW
Ersparnis Arbeitspreis:	1.275,75	€
Ersparnis Leistungsspitze:	8.254,99	€
Gesamtersparnis:	9.530,74	€

Für einen Industriekunden der im Gegensatz zum gewählten Beispiel eine hohe Leistung nur über einen kurzen Zeitraum von z.B. einer Stunde benötigt, kann sich im Einzelfall die Wirtschaftlichkeit positiv darstellen. Da der Lastverlauf der Masse der Industriekunden eher dem gewählten Beispiel entspricht, lässt sich hier für uns kein Geschäftsmodell entwickeln aus dem sich eine Win-Win-Situation für Kunden und Stadtwerk ergibt.

Neben dem Lastmanagement kann der Industriekunde mit einem Speicher auch am Rege-

lenergiemarkt teilnehmen. Bei erzielbaren Renditen von bis zu 5 % stellt sich diesem allerdings die Frage inwieweit eine Investition in die Ausweitung des primären Geschäftsbetriebs sinnvoller bzw. der Return on Invest ausreichend ist. Wir gehen davon aus, dass er sich auch hinsichtlich des administrativen und regulatorischen Aufwands gegen eine Investition in einen Energiespeicher entscheiden wird.

Da das Lastmanagement über das gesamte Jahr betrieben werden muss um die Spitzen auszugleichen, besteht keine Möglichkeit parallel am Regelenergiemarkt zu partizipieren und ggfs. aus einer Kombination beider Modelle die Wirtschaftlichkeit positiver zu gestalten.

5.3 Stadtwerke Kaiserslautern

Die Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichers wurde am Fallbeispiel Stadtwerke Kaiserslautern beleuchtet. Im Rahmen der Untersuchung wurde die Lithium-Ionen-Batterie für die Bereitstellung der Primärregelleistung im Folgenden näher betrachtet.

Es wurde eine Nennleistung für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von knapp 12 MWel. angenommen unter dem Hintergrund, dass bei den Stadtwerken Kaiserslautern noch max. 7 MWel. über das vorhandene Umspannwerk in das SWK-Netz eingespeist werden können. Damit kann SWK für die Primärregelleistung gleichzeitig 5 MWel. positiv und 5 MWel. negativ am Primärregelleistungsmarkt anbieten.

Keine Berücksichtigung in der Wirtschaftlichkeitsberechnung finden potentielle Erlöse aus dem Abruf der Primärregelenergie (elektr. Arbeit) sowie aus der Intraday-Vermarktung des Speichers. Diese wären on top zur hier berechneten Wirtschaftlichkeit.

Die Investitionskosten des Lithium-Ionen-Batteriespeichers sind eine Mittelung aus aktuellen Veröffentlichungen zu Projekten und belaufen sich in Summe für dieses Szenario auf 8,4 Mio. Euro. Im Rahmen der Untersu-

chung wurden die durchschnittlichen Bereitstellungspreise für den Zeitraum Januar 2015 bis Oktober 2017 betrachtet. Aufgrund der Entwicklung der Bereitstellungspreise wurde ein konservativer Preis als Prognose für die Leistung i.H.v. 2.000 €/Woche angenommen. Darüber hinaus wurde eine Verfügbarkeit von 48 Wochen im Jahr unter Berücksichtigung der Thüga-Prämissen für Inflation, Instandhaltung, AfA-Berechnung ergibt sich ein wirtschaftlicher Betrieb des Lithium-Ionen-Speichers für die Stadtwerke Kaiserslautern.

Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung:
(EK 60%; FK-Zins 1,5%)

Eigenkapital		
Interner Zinsfuss (Cashflow)	7,5%	vor Steuern
Interner Zinsfuss (Cashflow)	7,3%	nach GewSt.
Interner Zinsfuss (Cashflow)	7,1%	nach fikt. KSt.

Gesamtkapital		
Interner Zinsfuss (Cashflow)	1,7%	vor Steuern
Interner Zinsfuss (Cashflow)	1,4%	nach GewSt.
Interner Zinsfuss (Cashflow)	1,0%	nach fikt. KSt.

Wie die drei Fallbeispiele gezeigt haben, ist eine Wirtschaftlichkeit zum aktuellen Zeitpunkt nur annähernd für die Stadtwerke gegeben. Der Einsatz von Batteriespeichern in privaten Haushalten und in der Industrie rentiert sich heute noch nicht



6 Lösung: neues Geschäftsmodell

Als Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der unterschiedlichen Anwendungsfelder ergibt sich aus der Synthese der Betrachtung Haushaltskunde und Stadtwerk im Kontext eines Schwarmmodells ein neues Geschäftsmodell für Stadtwerke. Die Idee, die sich dahinter verbirgt ist, dass nicht jeder Haushaltskunde in einen eigenen Speicher investiert, sondern das Stadtwerk Speicherkapazität aus einem Großspeicher für diese Kundengruppe zur Verfügung stellt. Daraus ergibt sich eine Win-Win-Situation. Der Kunde spart die Investition in einen Speicher und pachtet lediglich die Kapazität vom Stadtwerk. Das Stadtwerk wiederum hat damit ein Kundenbindungsmodell geschaffen und zieht daraus auch einen Vorteil für sich selbst, indem das Stadtwerk mit dem Speicher am Primärregelleistungsmarkt teilnimmt, da nur ein Teil der zugeordneten Speicherkapazität tatsächlich für den Kunden vorgehalten wird. Des Weiteren profitiert das Stadtwerk durch eine Bezuschussung des Großbatteriespeichers aufgrund der Pachtzahlungen und sorgt für eine erhöhte Netzstabilität.

Um die Netzstabilität zu erhöhen, ist vorgesehen, den Großspeicher an neuralgischen Punkten (idealerweise Trafostationen) als kleinere Einheiten aufzubauen. Damit entsteht eine dezentrale Quartierslösung im Netzgebiet der Stadtwerke. Für die Erbringung der Primärregelleistung werden diese dezentralen Speicher zu einem virtuellen Großspeicher gepoolt.

Die Kapazitätszuordnung pro Kunde wird auf maximal 10 kWh limitiert. Den Kunden werden je nach Szenario 50% bzw. 30% der zugeordneten Speicherkapazität zur Eigenverbrauchsoptimierung vorgehalten, die restliche Kapazität wird vom Stadtwerk zur Primärregelleistung verwendet. Das Pachtentgelt des Kunden richtet sich nach der möglichen Einsparung durch die Eigenverbrauchsoptimierung und kann mit weiteren Angeboten wie Sondertarifen kombiniert werden.

Für alle nachfolgenden Szenarien wurden folgende Grundannahmen getroffen:

Gesamtspeichergröße:	2,0 MW Nennleistung mit 4 MWh Speicherkapazität
Kunden:	400 Kunden mit einer Speicherscheibe von je 10 kWh
Durchschn. PRL-Erlös:	2.000 €/Woche/MW
Standard-Kunde:	3.500 kWh Jahresverbrauch
Kosten Strombezug:	30 Cent/kWh
Erlöse Netzeinspeisung:	12,3 Cent/kWh
Netzentgelte:	Annahme: Netzentgelte entfallen aufgrund der räumlichen Nähe zum Verbraucher sowie die Wirkung zur Netzstabilität (Forderung an die Politik)
Eigenkapitalanteil:	100%

Zur Ermittlung der Investitionskosten des Lithium-Ionen-Batteriespeichers wurden die in 5.3 genannten Mittelwerte zzgl. einem Zuschlag für dezentrale Quartierspeicherlösungen in Höhe von 25 % herangezogen. Bei allen drei nachfolgend dargestellten Varianten liegen die Investitionskosten bei 2,0 Mio. €.

Variante 1: Speicherzuordnung 50% Stadtwerk und 50% Kunde bei 150 € Pachtentgelt

Die Speicherkapazität von 10 kWh wird zu 50 % dem Kunden zur Eigenverbrauchsoptimierung und zu 50 % dem Stadtwerk zur Primärregelleistung zur Verfügung gestellt.

Zusammensetzung Strombezug beim Kunden:

- Netzbezug: 26 Prozent
- Direktverbrauch: 38 Prozent
- Batterienutzung: 36 Prozent, entspricht 1.260 kWh

Die mögliche Einsparung für den Kunden durch einen Speicher beträgt 223 €/Jahr, das zu entrichtende Pachtentgelt wird für diese Variante mit 150 € jährlich angesetzt.

Das Stadtwerk hat Zugriff auf 50 % der Gesamtspeicherleistung, ihm steht somit 1 MW Speicherleistung zur Vermarktung der PRL zur Verfügung.

Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Eigenkapital		
Interner Zinsfuss (Cashflow)	-2,2%	vor Steuern
Interner Zinsfuss (Cashflow)	-2,2%	nach GewSt.
Interner Zinsfuss (Cashflow)	-2,2%	nach fikt. KSt.

Ein wirtschaftlicher Betrieb des Speichers ist unter diesen Bedingungen nicht gegeben.

Variante 2: Speicherzuordnung 50% Stadtwerk und 50% Kunde bei 200 € Pachtentgelt

Wie bei Variante 1 beträgt die mögliche Einsparung für den Kunden durch einen Speicher 223 €/Jahr, das zu entrichtende Pachtentgelt wird bei dieser Variante jedoch auf 200 € jährlich angehoben.

Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Eigenkapital		
Interner Zinsfuss (Cashflow)	-0,2%	vor Steuern
Interner Zinsfuss (Cashflow)	-0,2%	nach GewSt.
Interner Zinsfuss (Cashflow)	-0,2%	nach fikt. KSt.

Ein wirtschaftlicher Betrieb des Speichers ist unter diesen Bedingungen nicht gegeben.

Variante 3: Speicherzuordnung 70% Stadtwerk und 30% Kunde bei 150 € Pachtentgelt

Zusammensetzung Strombezug beim Kunden:

- Netzbezug: 37 Prozent
- Direktverbrauch: 38 Prozent
- Batterienutzung: 25 Prozent, entspricht 875 kWh

Die mögliche Einsparung für den Kunden durch einen Speicher beträgt 155 €/Jahr, das zu entrichtende Pachtentgelt liegt bei dieser Variante bei 150 € jährlich.

Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Eigenkapital		
Interner Zinsfuß (Cashflow)	1,6%	vor Steuern
Interner Zinsfuß (Cashflow)	1,4%	nach GewSt.
Interner Zinsfuß (Cashflow)	1,4%	nach GewSt.

Erst bei dieser Variante zeigt sich eine Annäherung an die Wirtschaftlichkeit des Modells.

7 Forderungen an die Politik

Im Verlauf unserer Betrachtungen zum Thema Energiespeicher und einem zukünftigen Geschäftsfeld für Stadtwerke hat sich gezeigt, dass es von regulatorischer Seite noch viele Unwägbarkeiten bzw. „rechtsfreie“ Bereiche gibt.

Um die Versorgungssicherheit als wichtige Säule der Energiepolitik sicher zu stellen ist ein verlässlicher, kompetenter kommunaler Partner für die Energieversorgung von morgen notwendig. Hierbei sind Speicher, resp. Stromspeicher, deren Einbindung und Bewirtschaftung ein zentraler Baustein. Die Erfahrung der Stadtwerke im Bereich Messwesen,

Netzaufbau, Netzstabilität, Betrieb von Anlagen und Abrechnung, um nur einen Teil der Aufgaben zu nennen, qualifiziert Stadtwerke als Leitfigur für die Herausforderungen der Energieversorgung von Morgen.

Um dies zu gewährleisten, sollten Stadtwerke exklusiv für diese Rolle seitens der Politik als Partner benannt werden. Der daraus resultierende Auftrag an die Stadtwerke bedarf einiger regulatorischer bzw. gesetzlicher Anpassungen, um auch für die Umstrukturierung der Stadtwerke Planungssicherheit zu gewährleisten.

- ✓ Schaffung einer einheitlichen energierechtlichen Definition für den Begriff „Speicher“
- ✓ Abschaffung der grundsätzlichen Einordnung als Letztverbraucher:
 - ✓ Speicher sollten nicht gleichzeitig Erzeugungsanlage und Letztverbraucher sein
 - ✓ Grundsätzliche Abschaffung der „Doppelbelastung“ von zwischespeichertem Strom mit Umlagen
- ✓ EEG-Förderung für eingespeicherten und nicht für ausgespeicherten Strom
- ✓ Anpassung der Präqualifizierungskriterien für den Regelenergiemarkt (§§ 6 ff. StromNZV) hinsichtlich Stromspeicher
- ✓ Befreiung von Netznutzungsentgelten (Aufgrund der räumlichen Nähe von Produktion, Speicherung und Verbrauch)
- ✓ Stadtwerke übernehmen das Energiemanagement für z.B. ein Quartier oder eine Quartiersvernetzung
- ✓ Stadtwerke optimieren die Steuerung von Energieverbrauchern, -erzeugern und vor allem -speichern
- ✓ Klärung der rechtlichen Situation hinsichtlich Ertrags-/ Umsatzsteuer zugunsten der Stadtwerke
- ✓ Längere Vertragslaufzeiten im Rahmen des Speichervermarktungsmodells
- ✓ Anschubförderung für 10 Pilotprojekte mit Begleitung durch Forschungsinstitute



8 Fazit

Mit einem immer weiter steigendem Anteil an erneuerbaren Energien, die in das deutsche Stromnetz einspeisen wird auch die Bedeutung von Stromspeichern immer größer.

Heute existieren mehrere verschiedene Batteriespeichertechnologien. Dabei zeigt sich das aktuell die Lithium-Ionen-Batterie Batterie technisch und auch wirtschaftlich die führende Technologie im Markt ist.

Die Zukunft und der massentaugliche Einsatz des Batteriespeichers werden maßgeblich durch die technische Weiterentwicklung der Speichertechnologien insbesondere hinsichtlich der Speicherkapazität und der sich daraus ergebenden geringeren spezifischen Kosten beeinflusst. In dieser Untersuchung hatten wir die Redox-Flow-Batterie bereits vorgestellt, aber aufgrund der hohen spezifischen Kosten als noch nicht rentabel im Alltagseinsatz beurteilt. Gerade diese Speichertechnologie bietet in der Zukunft, wie sich jetzt durch diverse Forschungsprojekte zeigt, ein großes Potential im Bereich der eingesetzten Speichermedien. Hier erhofft man sich auch für die E-Mobilität durch einen schnellen Austausch der Flüssigkeiten, ähnlich einer Tankstelle, neue Impulse und Kostensenkungen.

Für Batteriespeicher bei Stadtwerken, Industriekunden und Privathaushalten existieren verschiedene Einsatzmöglichkeiten. Stadtwerke können Batteriespeicher beispielsweise für die Bereitstellung von Regelenergie verwenden. Industriekunden wiederum können Speicher für ihr Spitzenlastmanagement heranziehen. Bei Privathaushalten spielen Batterien bei der Erhöhung des Eigenverbrauchs eine große Rolle.

Dabei lässt sich die Optimierung des Eigenverbrauchs für Privathaushalte im Zusammenspiel mit Stadtwerken weiter steigern. Denn dadurch können einzelne Speicher zu einem großen Schwarm Speicher verbunden werden. Dieser Schwarm Speicher bzw. Quartierspeicher kann von den Privathaushalten für die Erhöhung des Eigenverbrauchs sowie von den

Stadtwerken für die Bereitstellung von Regelenergie genutzt werden. Weiterhin ist dieser Speicher auch der Netzstabilität dienlich.

Ferner dürfen jedoch die rechtlichen Rahmenbedingungen nicht außer Acht gelassen werden. So haben Netzentgelte, EEG-Umlage, netzentgeltbedingte Abgaben und Stromsteuer einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern. Zukünftig kann ein Quartierspeicher, der Energie aus verschiedenen Quellen zentral speichert und diese auch wieder an die Verbraucher abgibt an Bedeutung gewinnen.

Aktuell ist der Einsatz von Batteriespeichern nur in seltenen Fällen und mit bestimmten Bedingungen wirtschaftlich sinnvoll.

Es konnte jedoch festgestellt werden, dass gerade bei einem Quartierspeicher und der kombinierten Nutzung des Speichers durch Privathaushalte und einem Stadtwerk Potenzial für ein wirtschaftlich sinnvolles Geschäftsmodell liegt. Die Idee, die sich dahinter verbirgt ist, dass nicht jeder Haushaltskunde in einen eigenen Speicher investiert, sondern das Stadtwerk Speicherkapazität aus einem Großspeicher für diese Kundengruppe zur Verfügung stellt. Dabei kann ein Batteriespeicher als Quartierslösung direkt an der Trafostation verbaut werden. Mehrere dieser dezentralen Batteriespeicher werden dann durch das Stadtwerk zu einem virtuellen Kraftwerk gepoolt um Regelenergie zu erbringen.

Stromspeicher sind ein wichtiger Bestandteil der Energiewende. Dabei ist es jedoch unabdingbar, dass vom Gesetzgeber und den Verbänden ein gesicherter Rechtsrahmen geschaffen wird. Aktuell gibt es noch nicht einmal eine einheitliche energiewirtschaftliche Definition des Begriffs Energiespeicher. Auch in Bezug auf Abgaben und Steuern besteht akuter Handlungsbedarf.

Die Stadtwerke werden sich zukünftig durch den verstärkten Einsatz von Speichern wan-

deln. Aufgrund der Tatsache, dass immer mehr Kunden von Stadtwerken auch Strom selbst produzieren und es bedingt durch die Erneuerbare Energien zu Lastdifferenzen zwischen Erzeugern und Verbrauchern kommt, ist in der Zukunft die Speichernutzung Voraussetzung für die Erreichung der Umweltschutzziele

und Energieeffizienz. Das bedeutet, dass sich Stadtwerke von einem reinen Versorger hin zu einem Energiemanager wandeln und dort ihre neue Stellung im Energiemarkt finden, wodurch die Stadtwerke eine zentrale Rolle hinsichtlich der Versorgungssicherheit einnehmen.

9 Literaturverzeichnis

Bundesnetzagentur. (2017). www.smard.de. Abgerufen am 19. 01 2018 von <https://www.smard.de/blueprint/servlet/page/home/wiki-article/446/384>

ECG. (2015). www.energie-consulting.com. Abgerufen am 28. 09 2017 von http://www.energie-consulting.com/images/microsites-media/ECG_atypische%20Netznutzung.png

eins energie in sachsen GmbH & Co. KG (eins), Thüga Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG (THEE). (2017). Pressemitteilung: Größter Batteriespeicher Sachsens am Netz. Chemnitz.

EnergieAgentur.NRW. (19. 01 2018). www.energieagentur.nrw. Von www.energieagentur.nrw abgerufen

FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft. (2016). Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030, Teil 2: Technoökonomische Analyse funktionaler Energiespeicher. München.

DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag. (2017). Faktenpapier Energiespeicher.

Hermann, A. (2002). Berliner Zeitung. Abgerufen am 19. 01 2018 von <https://www.berliner-zeitung.de/vor-200-jahren-erfand-johann-wilhelm-ritter-den-akkumulator--geld-fuer-seine-familie-musste-er-sich-vom-pfandbuero-leihen--der-einfachste--genialischste-mensch-seiner-zeit--16493006>

next-kraftwerke. (19. 01 2018). next-kraftwerke. Abgerufen am 28. September 2017 von <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie/primaerreserve-primaerregelleistung>

regelleistung.net. (19. 01 2017). www.regelleistung.net. Abgerufen am 28. September 2017 von <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-information>

Stromnetzentgeltverordnung, §. 1. (19. 01 2018). wikipedia. Abgerufen am 28. 09 2017 von https://de.wikipedia.org/wiki/Atypische_Netznutzung

SWK Stadtwerke Kaiserslautern Versorgungs-AG

Bismarckstraße 14
67655 Kaiserslautern
Tel.: 0631 8001-0
swk-kl.de



Für Sie. Mit ganzer Energie.