

# AKKUMULATORENSPEICHERSYSTEME FÜR STADTWERKE

**Georg Konrad**

FH Kufstein Tirol, Studiengang Europäische Energiewirtschaft

Andreas Hofer Straße 7, 6330 Kufstein, e: [georg.konrad@fh-kufstein.ac.at](mailto:georg.konrad@fh-kufstein.ac.at),

t: + 43 5372 71819 119, [www.fh-kufstein.ac.at](http://www.fh-kufstein.ac.at)

**Kurzfassung:** Die Energiewirtschaft ist aktuell stark im Umbruch. Alte, schwerfällige fossile Systeme haben ausgedient und regenerativen Energien gehört die Zukunft. Durch deren fluktuierende Stromproduktion wird zukünftig vermehrt in Energiespeicher investiert werden (müssen). Eine Möglichkeit der Energiespeicherung – hier die Stromspeicherung – ist die Nutzung von zentralen Groß- sowie von dezentralen Klein-Akkumulatorenspeichersystemen und deren Kombinationen. Dies wird zukünftig die Stromnetze entlasten, aber auch höhere Anforderungen für Hybridnetze mit sich bringen.

**Keywords:** Akkumulatoren, Stromspeicher, Stadtwerke, zentral, dezentral

## 1 Einleitung

In Abb. 1 sind die unterschiedlichen Varianten der dezentralen und zentralen Groß- und Klein-Akkumulatorenspeichersysteme<sup>1</sup> für Stadtwerke dargestellt. Dabei zeigen sich fünf Möglichkeiten auf:

- 1) Zentraler Groß-Akkumulatorenspeicher (im Eigentum der Stadtwerke)
- 2) Dezentrale Klein-Akkumulatorenspeicher (im Eigentum der Stadtwerke)
- 3) Zentraler Groß- (im Eigentum der Stadtwerke) und/oder dezentrale Klein-Akkumulatorenspeicher (im Eigentum und Betreuung der Stadtwerke bei Privaten)
- 4) Dezentrale Klein- (im Eigentum der Stadtwerke) und/oder dezentrale Klein- Akkumulatorenspeicher (im Eigentum von Privaten/anderen Teilnehmern)
- 5) Dezentrale Klein-Akkumulatorenspeicher (bei Privaten/anderen Teilnehmern jedoch Betreuung durch Stadtwerke)

---

<sup>1</sup> Akkumulatorenspeichersysteme werden im üblichen Sprachgebrauch als Batteriespeicher bezeichnet. Diese Bezeichnung ist jedoch – Batterien können, im Gegensatz zu Akkumulatoren, nur einmal geladen und entladen werden – nicht korrekt.

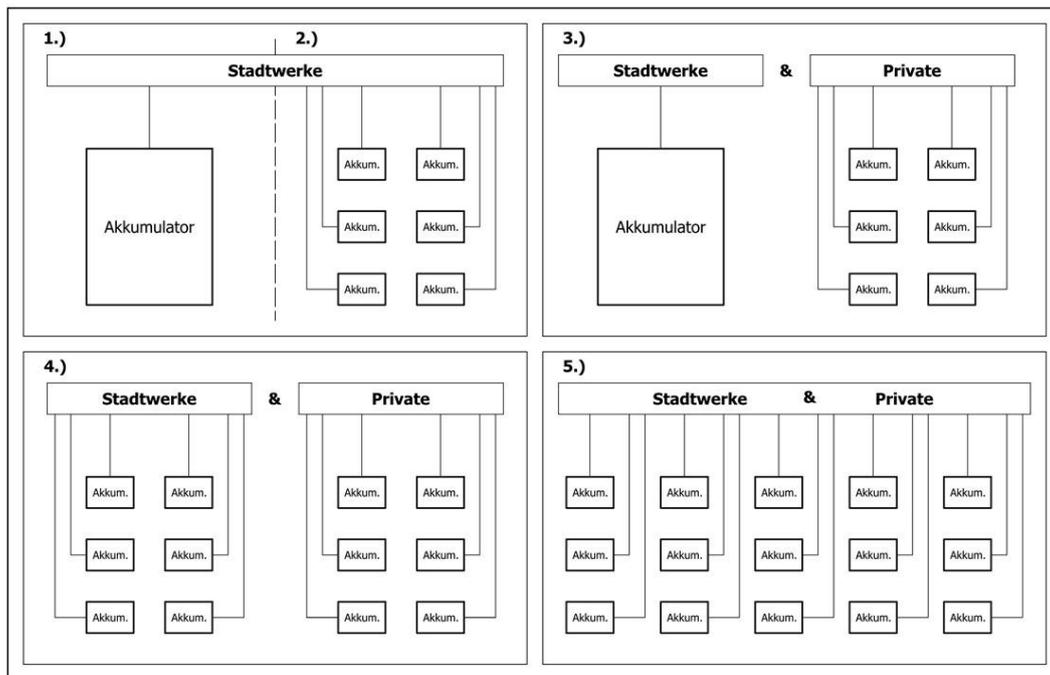


Abb. 1: Varianten für zentrale Groß- und dezentrale Klein-Akkumulatorenspeichersysteme für Stadtwerke (Eigene Darstellung)

Die Größe der/dezentralen Groß-Akkumulatorenspeichersystems sowie die Größe und Anzahl der zentralen Klein-Akkumulatorenspeichersysteme hängt sehr stark von der Struktur der Region, des Autarkieverhaltens der Bewohner sowie der Aktivität des Energieversorgers vor Ort ab. Auch ist die Investitionstätigkeit von Privaten hier sehr stark abhängig vom Strompreis sowie von den Kosten für das Speichersystem.

## 2 Akkulatorenspeicher – zentral oder dezentral?

Der Trend zur zunehmenden energetischen Eigenversorgung von Privathaushalten wird aller Voraussicht nach in den nächsten Jahren massiv zunehmen. Ein Grund dafür könnte sein, dass es eine Zielgruppe mit einem ausgesprochenen Sinn für Unabhängigkeit gibt. Diese Zielgruppe entscheidet emotional und kauft sich die nötige Technologie, egal ob das System wirtschaftlich ist oder nicht – hier geht es um Ideale. Diese Gruppe kann zu dem Bereich „Innovators“ gezählt werden. Die Existenz dieses zukünftigen Kunden belegte nicht zuletzt der fulminante Marktstart der Tesla Powerwall (Abb. 2), welche gemeinhin als Marketing-schachzug der Extraklasse in sämtlichen Weltmedien ausführlich diskutiert wurde.



Abb. 2: Tesla-Powerwall (Quelle: Tesla Motors Inc., 2015)

Die Tesla Powerwall wird in zwei verschiedenen Versionen angeboten. Eine für einen 7 kWh-Tageszyklus und eine für den 10 kWh-Wochenzyklus (Tab. 1). Beide haben eine zehn Jahresgarantie und bieten ausreichende Kapazität, um die meisten Privathaushalte während Spitzenlastzeiten mit Strom zu versorgen. Für Anwendungen mit höherem Energiebedarf können 10 kWh-Powerwalls für eine Gesamtkapazität von bis zu 90 kWh in Reihe geschaltet werden. Bei den 7 kWh-Speichern ist eine Reihenschaltung für eine Gesamtkapazität von bis zu 63 kWh möglich. Das Gewicht wird mit 100 kg angegeben und aufgrund der Abmessungen sollten die Powerwall in jeden Raum, die Statik vorausgesetzt, montiert werden können (Tesla Motors Inc., 2015).

Tabelle 1: Technische Daten der Tesla Powerwall

<b>Technologie:</b>	Wandmontierter, aufladbarer Lithium-Ionen-Akku mit flüssigkeitsbasierter Temperatursteuerung
<b>Kompatibilität:</b>	Mit Ein- und Dreiphasen-Netzstrom kompatibel
<b>Modelle:</b>	7 kWh für Tageszykluseinsatz 10 kWh als Reservestromquelle
<b>Gehäuse:</b>	Für Installation in geschlossenen Räumen und im Freien zertifiziert
<b>Garantie:</b>	10 Jahre
<b>Installation:</b>	Erfordert Installation durch qualifizierten Elektriker. DC/AC-Wechselrichter nicht inbegriffen
<b>Effizienz:</b>	92 % Gleichstrom-Wirkungsgrad
<b>Gewicht:</b>	100 kg
<b>Leistung:</b>	2,0 kW Dauer-, 3,3 kW Spitzenleistung
<b>Abmessungen:</b>	1.300 mm x 860 mm x 180 mm
<b>Spannung:</b>	350 – 450 V
<b>Stromstärke:</b>	5,8 A nominal, 8,6 A Spitzenleistung

(Quelle: Tesla Motors Inc., 2015)

Von der bayerischen Firma Sonnenbatterie GmbH gibt es für jeden Haushalt individuell anpassbare Akkumulatorspeichersysteme. Das Einstiegsmodell eco 4 beginnt bei einer Speicherkapazität von 4 kWh. Diese kann in 2 kWh Schritten auf bis zu 16 kWh erweitert werden (Tab. 2). Der maximale Wirkungsgrad des Wechselrichters wird mit 96 %, der maximale Wirkungsgrad des Akkumulators mit 98 % angegeben (Sonnenbatterie GmbH 2015).

Tabelle 2: Technische Daten der Sonnenbatterie GmbH Modellreihe eco

	Einheit	eco4	eco6	eco8	eco10	eco12	eco14	eco16
<b>Akkumulatorkapazität:</b>	[kWh]	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0	14,0	16,0
<b>Zellchemie:</b>	Lithium-Eisenphosphat							
<b>Gewicht:</b>	[kg]	140	200	230	260	290	310	340
<b>Wechselrichter Nennleistung:</b>	[kW]	2,5	3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
<b>Umgebungstemperatur:</b>	[°C]	5 - 30						
<b>Staub- und Wasserschutz:</b>	IP21							
<b>Betriebsform:</b>	Netzparallel einphasig mit dreiphasiger Messung							
<b>Lebensdauer:</b>	ausgelegt für 20 Jahre							

<b>Garantie:</b>	10 Jahre oder 10.000 Zyklen							
<b>Ladung auf 90% in ca.</b>	[h]	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5
<b>Empfohlener Einsatz bis zu einem jährl. Hausverbrauch:</b>	[kWh]	3.300	4.400	5.500	6.600	7.700	8.800	9.900

(Quelle: Sonnenbatterie GmbH 2015)

Für zentrale Groß-Akkumulatorenspeichersysteme haben sich unter anderem die Firmen ABB, GE Water & Power sowie das Berliner Unternehmen Younicos AG einen Namen gemacht. Hierbei werden Systeme zwischen 1 und 6 MWh Speicherkapazität angeboten. Dabei wurden weltweit auch schon einige Projekte umgesetzt (Tab. 3), wie z.B. von der Firma Younicos AG (2015).

Tabelle 3: Ausgewählte realisierte Projekte der Younicos AG

Projektname	Speicher- kapazität	Technologie	Anwendungsgebiet	Lebens- dauer	Partner
Dresden	2,7	Li-io	Regelleistung Netzstabilisierung	-	LG Chem Nidec
Graciosa	2,6 MWh	Li-lo Redox Flow Hybrid	Inselbetrieb für 100 % erneuerbare	-	
Leighton- Buzard	10 MWh	Li-lo	Regelleistung Frequenzstabilisierung Peak-Shaving	20 Jahre	Samsung SDI S&C Electric
Schwerin	5 MWh	Li-lo	Regelleistung Netzstabilisierung	20 Jahre	Wemag Samsung SDI
Terna	1 MWh	Li-lo	Netzstabilisierung Frequenzregelung	-	Samsung SDI Green Utility

(Quelle: Younicos AG 2015)

## 2.1 Marktpreise von dezentralen Klein-Akkumulatorspeichersystemen

Wie in Tabelle 4 dargestellt, beträgt der Preise pro kWh der Tesla Powerwall rund die Hälfte im Vergleich zu den anderen ausgewählten Herstellern. Hierbei ist jedoch zu beachten, was im Kaufpaket alles enthalten ist. So ist z.B. bei der Tesla Powerwall, im Gegensatz zu den anderen Anbietern, kein Wechselrichte enthalten (Handelsblatt GmbH 2015).

Tab. 4: Aktuelle Marktpreise ausgewählter Hersteller

	Tesla Powerwall	Varta Englon	RWE Homepower	Sonnenbatterie eco
<b>Verkaufspreis [€]</b>	4.216	7.703	12.259	42.074
<b>kWh nutzbar</b>	5,6	5,2	7	8
<b>Preis pro kWh [€]</b>	753	1.480	1.750	1.412
<b>Gewicht [kg]</b>	100	126	200	230
<b>Gewicht pro kWh [kg]</b>	18	27,5	28,5	26,75
<b>Garantierte Ladezyklen</b>	5	14	8	10

<b>Garantie Laufzeit in Jahren</b>	10	7	10	10
--	----	---	----	----

(Quelle: Handelsblatt GmbH 2015)

Abhängig des Strompreises – so zahlen z.B. in Deutschland Haushalte nach Dänemark den zweithöchsten Strompreis in der EU – rentieren sich dezentrale Klein-Akkumulatoren-speichersysteme für Private in Kombination mit netzgekoppelte PV-Systemen heute schon (fast), siehe Abb. 3.

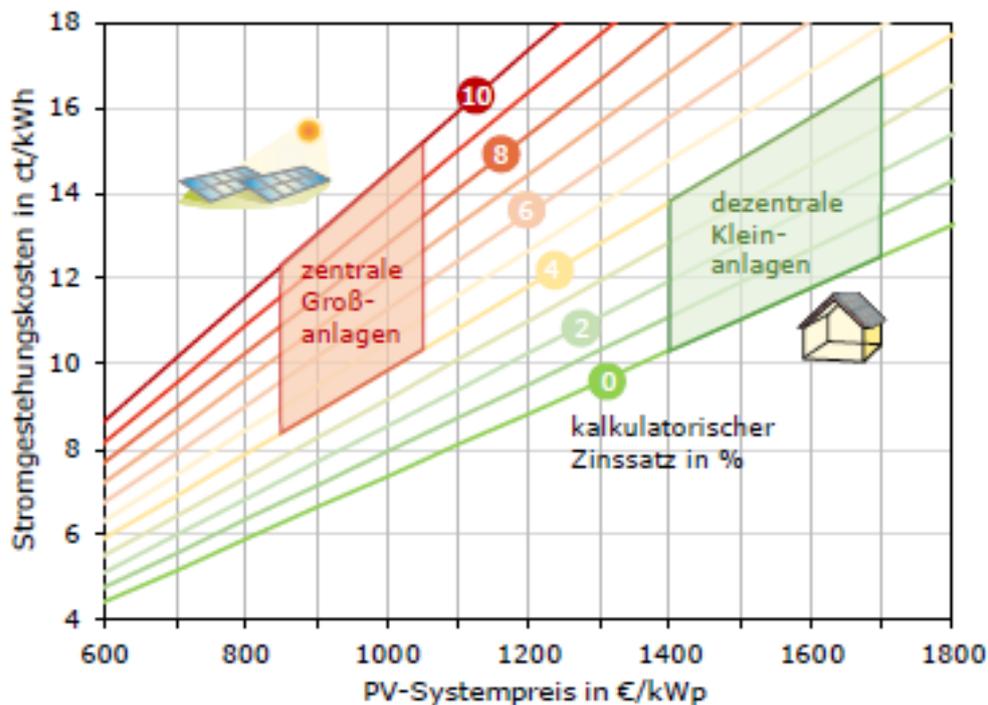


Abb. 3: Stromgestehungskosten für netzgekoppelte PV-Systeme sowie die Bereiche typischer Systempreise und Renditeerwartungen für dezentrale und zentrale Systeme (Annahmen: jährliche Betriebskosten 2 % der Investitionskosten, spezifischer Ertrag 950 kWh/kWp; Quelle: Weniger et al. 2015).

Die weitere Entwicklung des sich neu öffnenden Marktes der Vermarktung von dezentralen Akkumulatoren Speichersystemen wird sich wahrscheinlich in Richtung „Strom-Contracting“ entwickeln, wobei der Energieversorger als Contractor die Technologie und sein Know How einbringt. Der (Haus-)Eigentümer als Contracting-Nehmer stellt z.B. seine Dachfläche für die Montage von Photovoltaikanlagen für die Stromproduktion zur Verfügung. Zusätzlich erklärt er sich dazu bereit z.B. eine Tesla Powerwall in seinem Keller montieren zu lassen und gewährt dem Energieversorgungsunternehmen hierzu freien Zugang. Der Energielieferant bleibt dabei der Energieversorger und gezahlt wird, wie gewohnt, nach verbrauchten Energieeinheiten an das Energieversorgungsunternehmen. Besonders hervorzuheben bei dieser Art des Stromverkaufs ist die Firma Solarcity Inc. – ein weiteres Unternehmen von Elon Musk von Tesla – welche in den USA bereits sehr erfolgreich operiert und eine rasch wachsende Zahl von Kunden ihr Eigen nennen darf. Das Konzept ist sehr einfach, leicht zu bedienen und zu erläutern.

Als wichtigsten Punkt für die Entscheidung von möglichen zukünftigen Kunden ist hier die fehlende Einstiegshürde der Investitionen. Durch eine langfristige vertragliche Vereinbarung finanziert der Energiedienstleister die Kosten für die Komponenten sowie deren Integration

und Installation. Dies ermöglicht zusätzlich dem Kunden einen leichten Umstieg auf Erneuerbare Energien. Durch genaue Prognosen der erwarteten Abnahmemengen lassen sich die Komponenten ideal abstimmen und abschätzen, ob sich eine Investition seitens des Energieversorgers rechnet. Hierfür kann eine Herangehensweise wie bei einem Kfz-Leasing empfohlen werden, denn diese Art von Verträgen ist für Kunden nachvollziehbar und bekannt.

## **2.2 Rechtliche Situation bei Akkumulatorspeichersystemen**

Aufgrund der Aktualität des Themas sind Akkumulatorspeichersysteme noch nicht in der gängigen Rechtsmaterie angekommen. Rein technisch gesehen könnte ein Akkumulatorspeichersystem wie ein Pumpspeicherkraftwerk betrachtet werden – es wird Strom geladen (= analog dazu wird beim Pumpspeicherkraftwerk Wasser in den Speichersee gepumpt), sowie Strom abgegeben (= also Strom durch die Ausnutzung des Höhenunterschiedes mittels Turbine produziert). Um hierbei jedoch – theoretisch – eine Umweltverträglichkeit notwendig zu machen, müsste eine entsprechende Kapazität eines Akkumulatorspeichersystems erreicht werden, dass aufgrund der Anlagengröße eher nicht der Fall sein wird. Akkumulatorspeichersysteme sind rechtlich gesehen als Teil einer Stromerzeugungs- und/oder Leitungsanlage zu sehen, und nicht als selbstständiges Bauteil. Rein rechtlich sind die Materien Erzeugung, Leitung und Verteilung geklärt, der Punkt Speicherung jedoch (noch) nicht. Juristisch problematisch erscheint jedoch der Umstand, dass (theoretisch) „Graustrom“ mit Hilfe eines Akkumulatorspeichersystems in Ökostrom „verwandelt“ werden könnte, für den dann auch eine Ökostromförderung angesucht bzw. unrechtmäßig gewährt werden könnte (Anonym, 2015).

## **2.3 Möglichkeiten zur Reduzierung des Netzentgelts**

Für zentrale Groß-Akkumulatorspeichersysteme ist das doppelt anfallende Netzentgelt ein Problem. In den Gesetzestexten des EIWOG (Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz) und SNT-V (Systemnutzungstarif-Verordnung) sind jedoch Ausnahmen beschrieben, dass unter gewissen Umständen kein Netzentgelt zu bezahlen ist. Diese Ausnahmen bilden die sogenannten Direktleiter sowie für Kraftwerksparks mit einer Anschlussleistung unter fünf MW. In den folgenden beiden Unterpunkten wird auf diese beiden Möglichkeiten Bezug genommen:

### **2.3.1 Direktleiter**

Der Vorteil für Stadtwerke bei einem zentralen Groß-Akkumulatorspeichersystem liegt unter anderem darin, dass das Unternehmen hier einen Direktleiter nutzen könnte. Denn Elektrizitätserzeugern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist es nach § 7 Z 5 EIWOG gestattet, Kunden, Tochterunternehmen oder Betriebsstätten mit Direktleitungen zu versorgen. Unter dem Begriff einer Direktleitung versteht man eine Leitung, welche einen Produktionsstandort direkt mit einem Kunden oder einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen verbindet. Nach gemeinschaftsrechtskonformer Interpretation ist diese Verbindung daher als isoliert, dass bedeutet nicht an ein öffentliches Netz angeschlossen, zu verstehen (Oberndorfer 2007). Aus diesem Grund ist für eine Direktleitung kein Netzentgelt zu bezahlen, da die Direktleitung nicht Teil des öffentlichen Stromnetzes ist. Jedoch ergeben sich für zentrale Groß-Stromspeicher auch Nachteile, so dass bei z.B. vielen kleinen PV-Produk-

tionsstandorten ein eigenes Stromnetz errichtet werden müsste, welches diesen Stromspeicher speist. Des Weiteren ist dieser vom Stromnetz isoliert und verliert den Vorteil der Nutzung am Regelenergiemarkt, was in weiterer Folge zur Unwirtschaftlichkeit dieses Stromspeichers führen könnte. Daher sollte von dieser Möglichkeit Abstand genommen werden.

### **2.3.2 Kraftwerkspark kleiner 5 MW – Engpassleitung**

Nach § 8 Abs 2 der SNT-V sind die Entgelte für die Systemnutzung so auszulegen, dass die Kosten, welche mit der Sekundärregelung verbunden sind, von allen Betreibern von Elektrizitätserzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung größer fünf MW zu tragen sind. Maßgeblich dafür ist die Anschlussleistung. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass Kraftwerksparks mit einer Anschlussleistung unter fünf MW kein Systemdienstleistungsentgelt bereit zu stellen haben. Die Definition eines Kraftwerkspark ist gemäß SNT-V wie folgt: *„Unter einem Kraftwerkspark im Sinne dieser Bestimmung sind mehrere Kraftwerke zu verstehen, welche über ein gemeinsames Übertragungselement in denselben Netzknoten einspeisen.“* (E-control 2009).

Diese Regelung würde eine Möglichkeit bieten das Systemdienstleistungsentgelt einzusparen, sofern z.B. ein Photovoltaik-Park mit einem zentralen Groß-Akkumulatorspeichersystem, welcher für diesen Park ausgelegt ist, als ein Kraftwerkspark definiert werden kann und die Einspeisung in einen Netzpunkt erfolgt.

## **3 Gegenüberstellung von dezentralen und zentralen Akkumulatorspeichersystemen**

Nachdem der technischen Sicht auf dezentrale und zentrale Stromspeichertechnologie sollten auch ökonomische und soziale Aspekte berücksichtigt werden. Eine Reihe von Argumenten sprechen jeweils für oder gegen die jeweilige Variante.

### **3.1 Dezentrale Klein-Akkumulatorspeichersysteme**

Mittels dezentralen Klein-Akkumulatorspeichersystemen und einem steigenden Eigenverbrauchsanteil von PV-Strom in Privathaushalten ergeben sich folgende Vorteile:

- Verteil- und Übertragungsnetze werden entlastet
- durch die Einspeisung entstehende Probleme in Bezug auf Spannungsqualität und Betriebsmittelüberlastungen werden vermieden
- Netzausbaumaßnahmen werden minimiert.

Für Stadtwerke könnte sich neue Dienstleistungsmodelle aus Service und Wartung der Anlagen entwickeln. Auch die Einwohner werden mit dezentralen Speicherlösungen stärker motiviert sich mit dem Thema regionale und nachhaltige Stromproduktion zu beschäftigen und auf Grund dessen ihren Konsum nachhaltiger und sparer zu gestalten. Für den privaten Verbraucher bedeutet das:

- Stärkung des Energiebewusstseins der Einwohner durch Eigenverantwortlichkeit
- Motivation zur Verbrauchssenkung aus Einsparungsgründen

- Wirtschaftlicher Anreiz durch Eigenverbrauchssteigerung
- Ausfallsicherheit.

Auf allen Ebenen des Versorgungssystems ist ein Ausgleich der häufig stark fluktuierenden, erneuerbaren Erzeugungsleistung erforderlich. In allen Netzebenen gibt es gute Gründe Wert auf dezentrale, verbrauchernahe Akkumulatorenspeichersysteme zu legen. Neben der Zwischenspeicherung der erzeugten Leistung geht es vor allem auch um Last- und Einspeisemanagement. Im Niederspannungsnetz findet der größte Teil des Stromverbrauchs statt, ebenso wird hier der größte Teil der Photovoltaikleistung von kleineren Anlagen eingespeist. Es bietet sich also an, den Leistungsausgleich so dezentral wie möglich stattfinden zu lassen. Die geringe Entfernung zwischen Stromerzeuger, -speicher und -verbraucher minimiert dann die Netzbelastung und die Transportverluste. Dezentrale Speicher haben jedoch auch Nachteile, welche sich wie folgt darstellen:

- finanzielle Verluste für Netzbetreiber
- Wartung durch Stadtwerke an verschiedenen Standpunkten
- Hohe Investition- und niedrige Amortisationskosten
- Unsicherheit bei möglichen zukünftigen Vertriebsmodellen
- Verfügbarkeit des Zugriffs auf Akkumulatorenspeichersysteme
- Neue Aufgabenbereiche der Stadtwerke
- Mögliche strategische Neuausrichtung der Stadtwerke

### **3.2 Zentrale Groß-Akkumulatorspeichersysteme**

Zentrale Groß-Akkumulatorspeichersysteme auf kommunaler Ebene, wie zum Beispiel im Eigentum und Betrieb von Stadtwerken, haben aus wirtschaftlicher Sicht Vorteile, welche sich wie folgt darstellen:

- Die Systemkosten sind geringer als bei einer vergleichbaren dezentralen Lösung
- Der administrative Aufwand ist geringer, weil sich die Anlage auf einen Standort begrenzt
- Der energiewirtschaftlicher Nutzen, bezogen auf die installierte Speicherkapazität, ist größer verglichen mit einer dezentralen Lösung
- Funktion des Verteilnetzbetreibers und Stromanbieters bleibt den Stadtwerken erhalten
- Möglichkeit zum Einsatz im Regelenergiebereich
- Bereits etablierte Systeme im deutschsprachigen Raum
- Permanenter Zugang ist sichergestellt

Mit zentralen Groß-Akkumulatorenspeichersystemen kann der Betrieb unter Berücksichtigung der Verhältnisse, beispielsweise in einem ganzen Stadtteil, optimiert werden. Um das Interesse der Bürger, deren Strom bei dieser Lösung weiterhin „einfach aus der Steckdose

kommt“, an der kommunalen Energiewende zu stärken, kann mittels Crowd-Funding gleichermaßen zur Finanzierung des zentralen Groß-Akkumulatorspeichersystems beigetragen werden.

## 4 Schlussfolgerungen

Zur Netzstabilisierung auf kommunaler Ebene und zum Aufbringen von Regelenergie wird es aus Sicht von Stadtwerken zukünftig sinnvoll sein auf eine zentrale, große Speicherlösung mit vollem Zugriff des Energieversorgungsunternehmens zu setzen und so einen stärkeren Einsatz von Erneuerbaren Energien zu ermöglichen.

Generell kann man zukünftig von einer Kombination - zentrale Groß- und (viele) dezentrale Klein-Akkumulatorspeichersysteme - ausgehen. Teilweise im der Hand von Energieversorgern (Groß-) und teilweise in Privathand (Klein-Akkumulatorspeichersysteme). Das bedeutet, dass die Konzentration auf ausschließlich zentrale Groß- oder dezentrale Klein-Akkumulatorspeichersysteme nicht der Weg für Stadtwerke sein wird. Es wird auf den „Mix“ ankommen. Für innovative Stadtwerke besteht hierbei die Möglichkeit im Rahmen unterschiedlicher Geschäftsmodelle neue Einnahmequellen, z.B. im Rahmen von Contracting-Modellen, die Kunden an sich zu binden. Diese neuen Geschäftsfelder, z.B. im Bereich Service oder Contracting, bieten Möglichkeiten für Stadtwerken, aber auch etablierten oder neuen Anbietern, welche die Situation nutzen und sich schnell genug anpassen und neue Dienstleistungen anbieten können. Vorteile wie z.B. lang gebundene Kunden, Möglichkeit zur zusätzlichen Wertschöpfung, (optional) Verwertung am Regelenergiemarkt etc. spricht für sich.

Abschließend festzuhalten ist, dass es bereits jetzt schon perfekt funktionierende Systeme zur elektrochemischen Stromspeicherung gibt und diese sich auf Grund von zukünftig rapide fallenden Anschaffungskosten und neuen Geschäftsmodellen schnell am Markt etablieren werden. Fazit: die Zeit läuft!

## Quellenangaben:

- Anonym (2015): Telephonische Mitteilung. Kontakt wünscht nicht genannt zu werden. [Juni 2015]
- e-control (2009): Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2010, SNT-VO 2010. URL: <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/4e252209-cae5-414a-a005-0509c2d9c557> (Abgerufen am 30. 12 2015)
- Handelsblatt GmbH (2015): Der Stromspeicher-Check: Wie günstig ist Teslas Powerwall wirklich? URL: <http://green.wiwo.de/der-stromspeicher-check-wie-guenstig-ist-teslas-powerwall-wirklich/> (Abgerufen am 31.12 2015)
- Oberndorfer, K. (2007): Versorgung über Direktleitungen, in: Hauer, A. (Hrsg), Aktuelle Fragen des Energierechts. Pro Libris Verlagsgesellschaft; Auflage: 1., Aufl.
- Sonnenbatterie GmbH (2015). Sonnenbatterie Größen. URL: [www.sonnenbatterie.de/sonnenbatterie/modelle](http://www.sonnenbatterie.de/sonnenbatterie/modelle) (Abgerufen am 31.12 2015)
- Tesla Motors (2015): Powerwall. URL: [http://www.teslamotors.com/de\\_DE/powerwall](http://www.teslamotors.com/de_DE/powerwall) (Abgerufen am 25. 05 2015)
- Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T. & Quaschnig, V. (2015): Dezentrale Solarstromspeicher für die Energie-wende. URL: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2015/05/HTW-Berlin-Solarspeicher-studie.pdf> (Abgerufen am 30. 12 2015)
- Yunicos AG (2015): Projektübersicht. URL: <http://www.yunicos.com/de/projekte/Uebersicht/> (Abgerufen am 30. 12 2015)