

# Elektrische Energiespeicher

Neue Geschäftsmodelle als Schlüssel  
zu nachhaltigen Energiesystemen

# Wirtschaftlicher Rahmen von Batteriespeichern

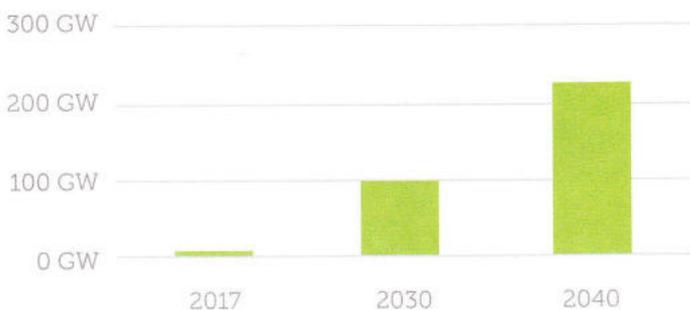
Der Wandel unseres Energiesystems hin zu einem nachhaltigen Versorgungssystem hat dank intensiver Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten insbesondere im technologischen Bereich in den letzten Jahren große Fortschritte gemacht. Durch die steigende Anzahl fluktuierender Energieerzeugungsanlagen, einem steigenden Anteil der Elektromobilität, die zunehmende Elektrifizierung von Gebäudeheizsystemen sowie der nicht netz- und systemdienlichen Nutzung vorhandener Flexibilität steht unser Energiesystem jedoch vor immer komplexeren Herausforderungen.

Als eine der Schlüsselkomponenten um diese Herausforderungen zu lösen, werden dabei Speicher gesehen. Diese können je nach Einsatzbereich eine Vielzahl unterschiedlicher Aufgaben in einem zukünftigen Energieversorgungssystem übernehmen<sup>1</sup>. Der Einsatz von Stromspeichern bietet darüber hinaus aber auch eine Vielzahl neuer Geschäftsmodelle, einerseits für die Energiewirtschaft, aber auch für Private, Unternehmen und Kommunen. In diesem Green Tech Radar sollen Chancen in Bezug auf neue Geschäftsmodelle in vier Bereichen aufgezeigt werden.

**300 – 600 Mrd. USD**  
**Umsatz weltweit im Bereich**  
**Batteriespeicher in den**  
**nächsten 10-20 Jahren**

## Marktentwicklung

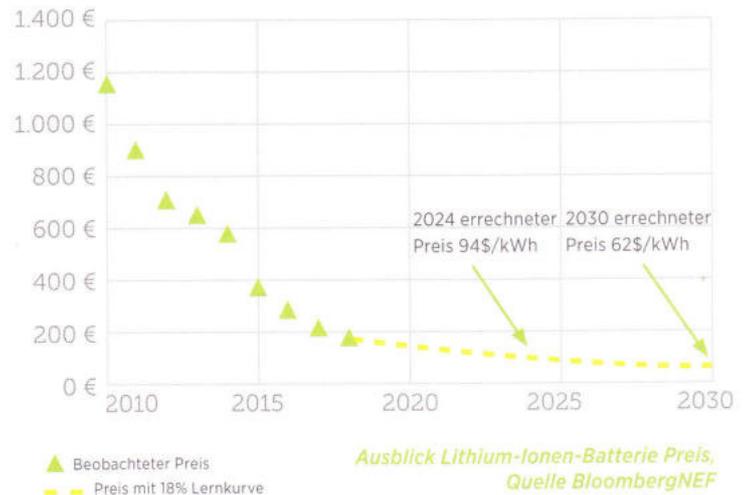
Im Jahr 2017 waren weltweit Batteriespeicher mit einer Leistung von ca. 4 GW installiert, davon mehr als 80 % auf Basis einer Lithium Ionen basierten Technologie. Damit zeichnen Batteriespeicher im Jahr 2017 nur für etwas mehr als 2 % der weltweit installierten Stromspeicherleistung von 176,5 GW verantwortlich. Bis 2030 rechnet die Internationale Energie Agentur (IEA) jedoch mit einem deutlichen Zuwachs auf ca. 100 GW allein im Bereich großformatiger Batteriespeichersysteme. Bis 2040 wird mit einem weiteren Anstieg auf 220 GW gerechnet.<sup>2</sup> Studien gehen davon aus, dass im Bereich Batteriespeicher in den nächsten 10 bis 20 Jahren 300 bis 600 Milliarden USD weltweit umgesetzt werden.<sup>3</sup>



Weltweit installierte Batteriespeicherleistung in GW

## Preisentwicklung

Vor allem für Lithium Ionen Batterien sind die Preise in den letzten Jahren stark gefallen. 2018 lag der Preis von Lithium-Ionen Batterien bei ca. 180 USD pro kWh und damit etwa 85 % niedriger als im Jahr 2010. Exakte Angaben sind hier jedoch schwierig, da aktuelle Preise je nach Quelle teils stark variieren.<sup>4</sup> Einigkeit besteht jedoch darin, dass die Preise für Lithium-Ionen Systeme weiter sinken werden. 2030 werden Preise im Bereich von 50 bis 100 USD pro kWh erwartet.<sup>5</sup>



Die Preise für schlüsselfertig installierte Batteriespeicher liegen jedoch deutlich höher. Im Jahr 2017 waren Speichersysteme mit ca. 50 kWh nutzbarer Speicherkapazität in Österreich und Deutschland bereits ab 700 EUR pro kWh nutzbarer Speicherkapazität inkl. MWST verfügbar. Der Preis für kleinere PV-Heimspeichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 bis 10 kWh lag mit etwa 1.200 bis 1.700 EUR / kWh inkl. MWSt. deutlich höher. Seit Mitte 2013 fielen die EndkundInnen-Preise in Deutschland damit um ca. 50 %.<sup>6</sup>



<sup>1</sup> (Internationale Energieagentur, 2015) (Manyika et al, 2013) (IEA-RETD, 2016)

<sup>2</sup> <https://www.iea.org/weo2018/>

<sup>3</sup> <https://www.zionmarketresearch.com/report/energy-storage-systems-market>

<sup>4</sup> [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017\\_Summary.pdf?la=en&hash=2FDC44939920F8D2BA29CB762C607BC9E882D4E9](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017_Summary.pdf?la=en&hash=2FDC44939920F8D2BA29CB762C607BC9E882D4E9)

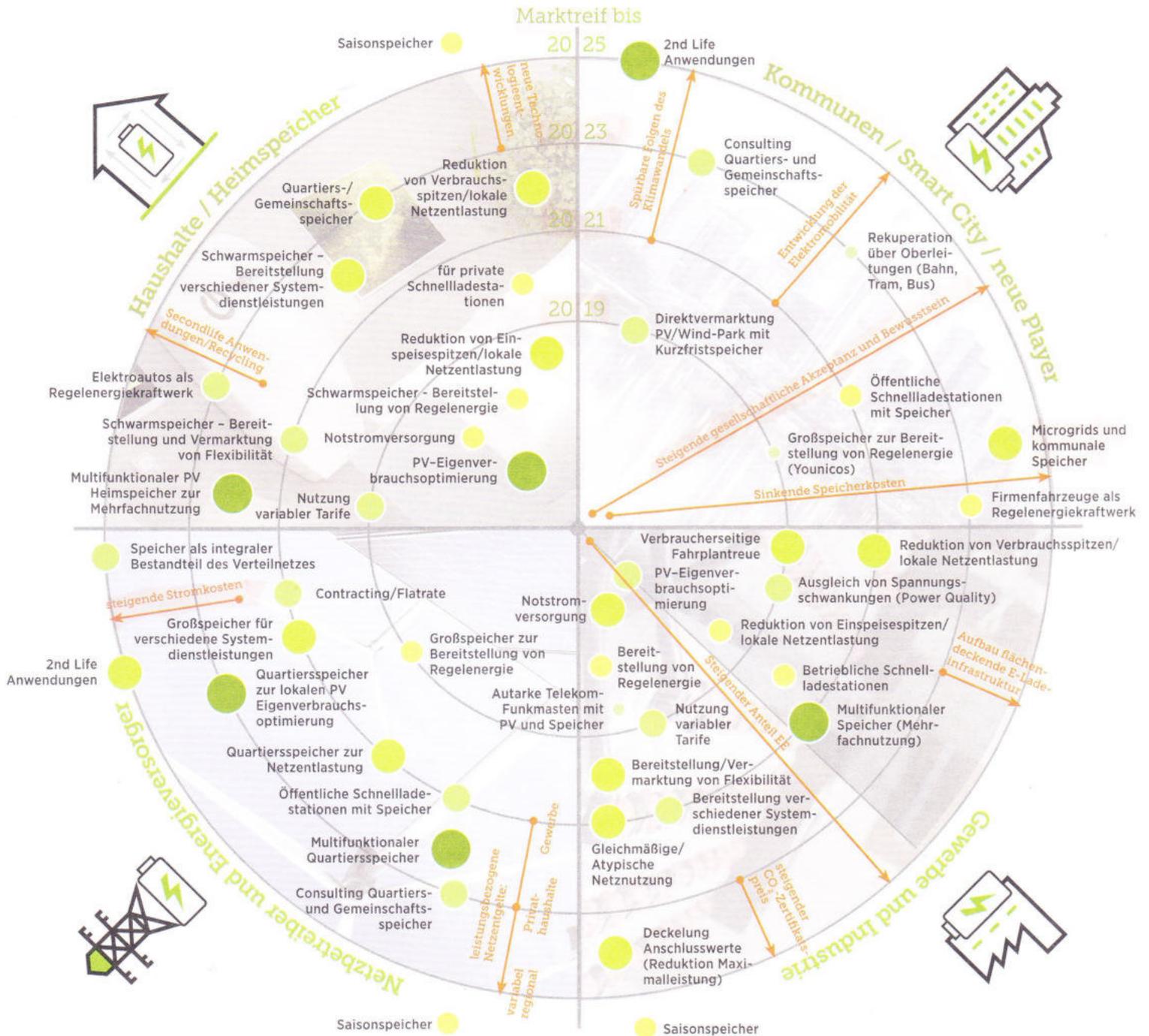
<sup>5</sup> BNEF (Bloomberg New Energy Finance) (2018), Energy Storage System Costs Survey 2018.

Bloomberg Finance L.P., London.

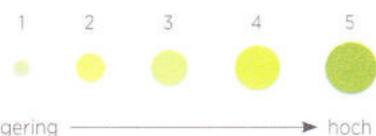
<sup>6</sup> [http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user\\_upload/Speichermonitoring\\_Jahresbericht\\_2018\\_ISEA\\_RWTH\\_Aachen.pdf](http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf)

# Zukünftige Geschäftsmodelle

In der Radargrafik finden Sie Geschäftsmodelle, welche heute schon möglich und in Zukunft zu erwarten sind. Diese Geschäftsmodelle sind in Quadranten eingeteilt. Zusätzlich sind besondere Enabler wie neue Gesetze und Richtlinien, neue Technologien am Horizont bzw. relevante Megatrends, welche Einfluss auf neue Geschäftsmodelle haben, eingetragen. Diese Enabler finden sich um das ganze Radar verteilt und sind keinem Quadranten zugeteilt. Dabei symbolisiert der jeweilige Zeitstrahl, ab wann der Enabler sich besonders auswirken wird.



Marktpotential:



Enabler / Einflussfaktoren



Speziell der Bereich der dezentralen Heimspeichersysteme in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen (PV) entwickelt sich rasant. So wurden in Deutschland im Zeitraum von 2013 bis Ende 2018 ca. 125.000 Heimspeichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität von rund 950 MWh und einer Leistung von über 400 MW installiert [2]. Auch in Österreich etablieren sich PV-Heimspeichersysteme zunehmend auf dem Markt. Bis Ende 2017 wurden in Österreich knapp 4.000 PV-Heimspeichersysteme mit einer kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von ca. 27 MWh im Niederspannungsnetz errichtet.<sup>7</sup>

In Österreich werden PV-Heimspeichersysteme primär eigenverbrauchsoptimiert bewirtschaftet. Überschüsse aus der PV werden dabei im Speicher zwischengespeichert und in Zeiten geringer PV-Erzeugung genutzt. Anders als in Deutschland ist der Betrieb eines Stromspeichers zur Eigenverbrauchsoptimierung in Österreich aufgrund der im Vergleich niedrigeren Strompreise jedoch in der Regel noch nicht wirtschaftlich.

Um einen netzdienlichen Betrieb von Heimspeichersystemen sicherzustellen, sieht das deutsche Speicherförderprogramm der KfW eine verpflichtende Begrenzung der maximalen PV-Einspeiseleistung auf bis zu 50 % der installierten PV-Nennleistung vor (Weniger, 2016). Mittels vorausschauender Bewirtschaftung unter Einbeziehung von Verbrauchs- und Erzeugungsprognose können die Abregelungsverluste durchschnittlich von 7 % auf 1 % verringert werden (Weniger, 2013). Studien zeigen, dass bereits durch die Begrenzung der maximalen PV-Einspeiseleistung auf 60 % der installierten PV-Nennleistung die Aufnahmefähigkeit der Netze ohne zusätzlichen Ausbau um bis zu 66 % gesteigert werden kann (Hollinger, 2013)

## Geschäftsmodell:

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

**Kontakt:** Peter Illich (Fachhochschule Technikum Wien)

## Geschäftsmodell:

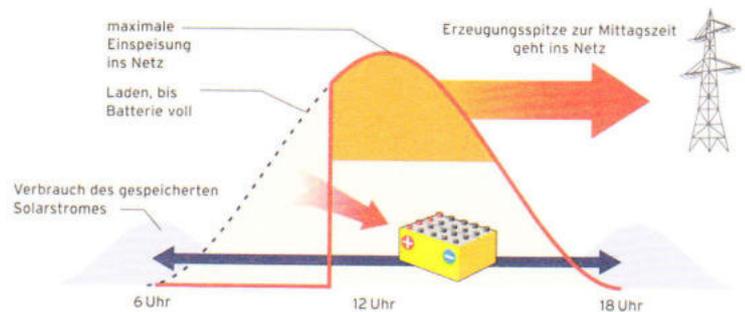
Konkrete Vorhersagen möglicher Erlöse am Regelenergiemarkt für Flexibilitäten und im konkreten für Batteriespeicher haben marktbedingt einen hohen Unsicherheitsfaktor. Analysen haben gezeigt, dass abhängig von der Angebotsstrategie für z. B. Sekundärregelenergie jährliche Erlöse von ca. 40 EUR / kWh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



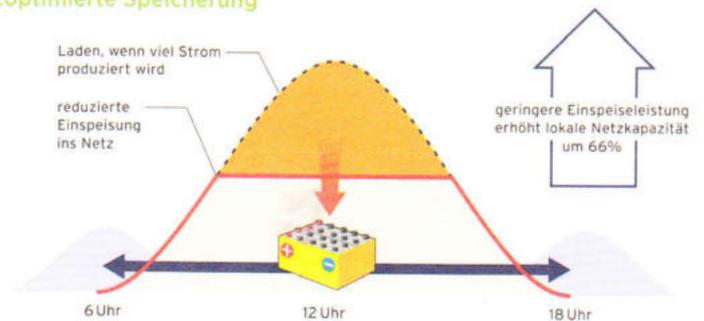
## Netzdienlichkeit von PV-Heimspeichersystemen

Werden Stromspeicher ausschließlich eigenverbrauchsoptimiert bewirtschaftet, haben diese keine bzw. keine verlässlich positiven Effekte für das Stromnetz bzw. die Integration fluktuierender Erzeugungsanlagen und leisten damit keinen verlässlich netz- und/oder systemdienlichen Beitrag (siehe Grafik). Dieser fehlende netz- bzw. systemdienliche Nutzen ist jedoch nicht technisch bedingt, sondern eine Frage der Bewirtschaftungsform.

## Konventionelle Speicherung



## Netzoptimierte Speicherung



**Gegenüberstellung der konventionellen (oben) und der netzdienlichen Betriebsführung (unten) (Bundesverband Solar e. V., 2013)**

[2] Markt- und Technologieentwicklung von PV-Heimspeichern in Deutschland, BVES Pressekonferenz Energy Storage Europe, Jan Figgner, Kai-Philipp Kairies, David Haberschusz, Oliver Wessels, Dirk Uwe Sauer, [http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user\\_upload/Speichermonitoring\\_2019\\_Marktentwicklung\\_Heimspeicher\\_ISEA\\_RWTH\\_Aachen.pdf](http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_2019_Marktentwicklung_Heimspeicher_ISEA_RWTH_Aachen.pdf)  
<sup>7</sup> [https://iewt2019.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/225/225\\_fullpaper\\_20190221\\_171634.pdf](https://iewt2019.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/225/225_fullpaper_20190221_171634.pdf)

# Netzbetreiber und Energieversorger

Benötigen Netzbetreiber und Energieversorger Flexibilität, müssen sie diese nicht zwingend zukaufen, sondern können auch selber Speicher betreiben und Teile dieses Quartiersspeichers an Privathaushalte und Unternehmen vermieten. Während in den USA bereits immer mehr Netzbetreiber Batteriespeicher in ihren Netzen einsetzen (Ende 2017: 708 MW), ist der Einsatz von Batteriespeichern zur Netzentlastung in Österreich noch primär im Bereich der Forschung angesiedelt.

Netzdienliche Quartiers- bzw. Gemeinschaftsspeicher können aber auch von Kommunen oder privaten Initiativen initiiert und betrieben werden. Das dafür erforderliche technische, rechtliche und regulatorische Know-How z. B. für Vertragsgestaltung, Monitoring und Abrechnung kann von Netzbetreibern und Energieversorgern als Dienstleistung zur Verfügung gestellt werden.

Aufgrund der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten von netz- und systemdienlichen Quartiersspeichern werden diese mehr und mehr - primär als Alternative zum Netzausbau - zu einem integralen Bestandteil unseres Energiesystems bzw. unserer Verteilnetze. Diese Sichtweise auf Quartierspeicher eröffnet neue Möglichkeiten hinsichtlich Finanzierung und Betrieb solcher Lösungen z. B. über das einmalige Netzzutrittsentgelt und in weiterer Folge über das Netznutzungsentgelt.

## Schnellladestationen mit Speicher

Batteriespeicher könnten zukünftig auch einen substantiellen Beitrag zur Entwicklung der Elektromobilität leisten, vor allem dort, wo hohe Ladeleistungen erforderlich sind z. B. an Autobahnen. Um hohe Ladeleistungen ohne zusätzliche Netzbelastung bzw. an Orten mit schlechter Netzinfrastruktur zu ermöglichen, verwendet das deutsche Unternehmen ads-tec GmbH Batteriespeicher, die als Puffer zwischen

Netz und Elektroauto dienen. Dabei wird der Batteriespeicher kontinuierlich mit geringer Leistung aus dem Netz beladen, um bei Bedarf eine hohe Ladeleistung zur Verfügung zu stellen, ohne das Netz zu belasten.

## Geschäftsmodell:

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



Quelle: [www.energy-innovation-austria.at/article/leafs/](http://www.energy-innovation-austria.at/article/leafs/)

# Gewerbe und Industrie

Doch nicht nur für private Haushalte, sondern auch für Industrie und Gewerbe bieten Stromspeicher in absehbarer Zukunft neue Möglichkeiten, Stromkosten zu reduzieren und parallel dazu Versorgungssicherheit und -qualität zu erhöhen.



Beispiel für einen Großspeicher für Industrieanwendung  
Quelle: IBC Solar

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

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

<sup>8</sup> <http://16iwy1t95vfvgoqu3136p2ly-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2019/02/EnergyStorage-2019-01.pdf>  
<sup>9</sup> [https://www.vea.de/fileadmin/user\\_upload/06\\_Publikationen/Faktenpapier\\_Atypische\\_Netznutzung2015.pdf](https://www.vea.de/fileadmin/user_upload/06_Publikationen/Faktenpapier_Atypische_Netznutzung2015.pdf)

neu

Zukünftig gewinnen, speziell in Anbetracht der wahrscheinlichen Entwicklung der Elektromobilität, auch sogenannte 2nd Life Anwendungen zunehmend an Bedeutung. Solche Anwendungen eignen sich auch für Batteriespeichersysteme, die die an sie gestellten hohen Anforderungen (z. B. bei der Elektromobilität) alterungsbedingt nicht mehr erfüllen kann. Vor allem im industriellen Umfeld können solche Batterien jedoch noch über längere Zeit zuverlässig Aufgaben erfüllen und das zu deutlich geringeren Kosten als für neue Batteriespeichersysteme. Dadurch können die Lebensdauer dieser Batteriespeicher verlängert sowie deren ökologischer Fußabdruck verringert werden. Erst nach dieser Weiterverwendung werden die Batterien recycelt, um wichtige bzw. kritische Rohstoffe wiederzugewinnen.

**Geschäftsmodell:**

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

[www.e-control.at/documents/20903/388512/Speicherstudie\\_Final.pdf/a13940b0-6604-0fad-ad4d-7bc81bded802](http://www.e-control.at/documents/20903/388512/Speicherstudie_Final.pdf/a13940b0-6604-0fad-ad4d-7bc81bded802)

## Kommunen / Smart City / neue Player

Auch für BetreiberInnen großer fluktuierender Erzeugungsanlagen bieten Speicher neue Möglichkeiten Kosten zu reduzieren oder zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften. Eine dieser Möglichkeiten ist der Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Reduktion von Fahrplanabweichungen aufgrund von Prognoseungenauigkeiten. Batteriespeicher können aber auch die Vermarktung von Strom aus fluktuierenden Quellen unterstützen bzw. das Anbieten positiver und negativer Regelleistung ermöglichen.

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

**Firmenfahrzeuge als Regellenergiekraftwerk**

Wird das elektrische Firmenauto nicht benötigt, kann es anders als herkömmliche Verbrenner dennoch einen Beitrag zur Unternehmensbilanz leisten. Wie deutsche Forscher in einem laufenden Forschungsprojekt zeigen, können neuartige Elektroautos mit einer bidirektionalen Ladeschnittstelle auch Primärregelleistung anbieten und dabei bis zu 1.000 EUR pro Jahr lukrieren.<sup>10</sup>

**Rekuperation über Oberleitungen**

Anders als Elektroautos sind elektrisch betriebene Transportmittel wie Züge, S-Bahnen oder Busse meist mit Oberleitungen verbunden und beziehen darüber ihre Antriebsenergie. Vereinzelt verfügen diese Transportmittel bereits über die Möglichkeit der Rekuperation, sprich beim Bremsen wird Energie zurückgewonnen und in die Oberleitung rückgespeist. Batteriespeicher im Oberleitungsnetz können hier zukünftig helfen, die teils hohen kurzfristigen Leistungen beim Bremsen zwischenzuspeichern.

**Umsetzungsbeispiel:**

**In 5 Stunden 2 Millionen Euro gespart? Tesla Speicher in Australien nimmt am Regelle Energiemarkt teil.**

Seit etwa einem Jahr stabilisiert ein riesiger Batteriespeicher (129 MWh, 100 MW) von Tesla das Stromnetz in Südaustralien. Jährlichen Einnahmen in Höhe von 2,5 Mio EUR für die Bereitstellung von Regelleistung stehen laut Betreiberfirma Neoen Investitionskosten in Höhe von 56 Mio EUR gegenüber. Zusätzlich können weitere Einnahmen aus dem laufenden Betrieb generiert werden, denn nur 70 MW sind für die Regelleistung reserviert. Über den Rest kann die Betreiberfirma Neoen frei verfügen. So dient der Batteriespeicher auch als Stromspeicher für einen nahegelegenen Windpark bzw. kann dazu verwendet werden, um Schwankungen an der Strombörse zu nutzen.



Tesla Speicher in Südaustralien

Quelle: Neoen/Floodlight Media [www.esdnews.com.au/check-stunning-first-photos-neoens-tesla-battery/](http://www.esdnews.com.au/check-stunning-first-photos-neoens-tesla-battery/)

**Geschäftsmodell:**

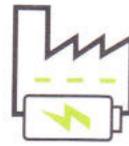
Im Rahmen der Studie „Optimal Dispatch Scheduling of a Wind-Battery-System in German Power Market“ wurde die Wirtschaftlichkeit eines Windparks mit einer Leistung von 238 MW in Kombination mit einem Batteriespeicher (100 MWh, 50 MW) untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass Mehreinnahmen von bis zu 1,3 Mio EUR pro Jahr möglich sind. Dem gegenüber stehen jedoch die Investitionskosten für den Batteriespeicher, die einen wirtschaftlichen Betrieb aktuell nicht möglich machen. (Institute for Power Generation and Storage System, RWTH Aachen University)

<sup>10</sup> <https://www.electrive.net/2019/01/28/v2g-projekt-in-hagen-e-autos-koennen-geld-verdiener/>

# Relevante österreichische Projekte



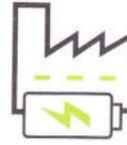
Im österreichischen Forschungsprojekt **Flex+** werden Batteriespeicher vernetzt und deren Flexibilität zur Portfoliooptimierung am Intradaymarkt bzw. am Regelenenergiemarkt vermarktet. Kontakt: Tara Esterl (Austriane Institut of Technology, AIT)



Das Projekt **SecondLife** beschäftigt sich mit alten Batterien aus Elektroautos bzw. deren möglichem Einsatz zur Glättung von Lastspitzen oder zur Energierückgewinnung im industriellen Kontext. Kontakt: Reinhard Ungerböck (Grazer Energieagentur GmbH)



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



Im Forschungsprojekt **SPIN.OFF** werden Batteriespeicher zur Lastspitzenreduktion bereits in einem Bürogebäude im 21. Wiener Gemeindebezirk getestet. Dazu wurde ein selbstlernendes Energiemanagementsystem auf Basis eines künstlichen neuronalen Netzes entwickelt, das den Batteriespeicher prädiktiv bewirtschaftet, um Lastspitzen zu minimieren. Kontakt: Kurt Leonhartsberger (Fachhochschule Technikum Wien)



Im Projekt **FeldBATT** wird der Einsatz eines Batteriespeichersystems als Quartierspeicher für Gewerbe und lokale Großverbraucher untersucht. Mit dem System soll die lokale Eigenbedarfsdeckung aus regionalen Erzeugungseinheiten erhöht werden und im Falle eines Netzausfalles die lokale Versorgung aufrechterhalten werden. Zusätzliche System- und Marktdienstleistungen ergänzen das Betriebskonzept der Anlage. Kontakt: Karl Puchas (Lokale Energie Agentur - LEA GmbH)



Im Forschungsprojekt **MGG** wurde die Anwendung eines Batteriespeichers im Stromnetz von Güssing zur Schaffung eines Microgrids, insbesondere zur Kompensation von Spannungsproblemen durch PV-Einspeisungen in einem schwachen Netzabschnitt, untersucht. Kontakt: Thomas Nacht (4ward Energy Research GmbH)

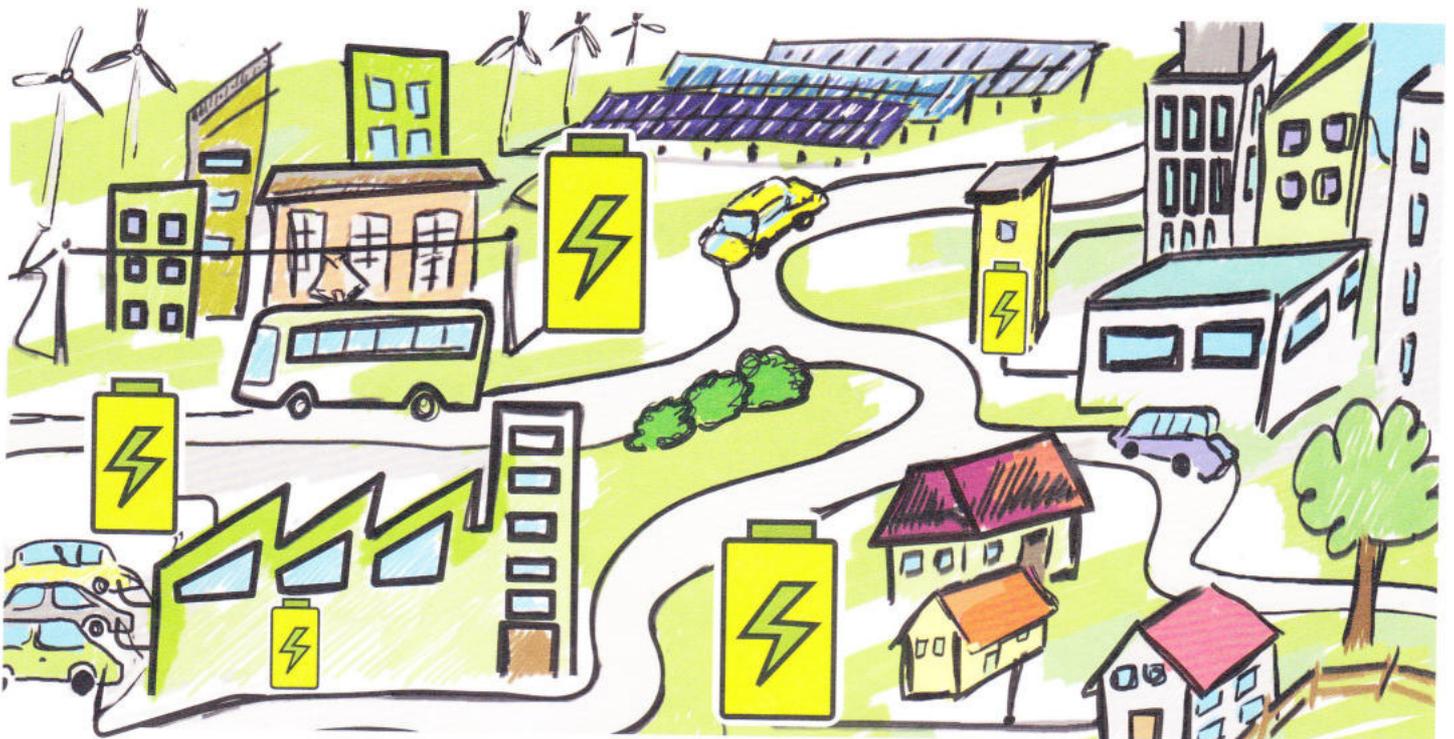
**FELDBATT!**



Beim Projekt **Windvermarktung** wurden die Möglichkeiten für einen Einsatz von Batteriespeichern zur Kompensation von Ausgleichsenergie als Resultat von Prognosefehlern bei Windkraftanlagen sowie der optimierte Handel der Windkraftenerzeugung am Day-Ahead und Intraday-Markt untersucht. Kontakt: Michael Schöny (Forschung Burgenland GmbH)

## Rechtliche und regulatorische Aspekte

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



Positionierung von Energiespeichern im zukünftigen Energiesystem

# Zusammenfassung und Ausblick

ken

Batteriespeicher haben sich in den letzten Jahren zu einer der Schlüsseltechnologien der Energiewende entwickelt. Die Entwicklung und Umsetzung möglicher Anwendungen und Geschäftsmodelle in diesem Bereich wird jedoch nach wie vor von verschiedenen Rahmenbedingungen und Entwicklungen beeinflusst (siehe Radargrafik). Während heutzutage technologisch bereits vieles möglich ist, behindern oftmals neben der fehlenden Wirtschaftlichkeit vor allem nicht geeignete oder vorhandene regulatorische Rahmenbedingungen wie z. B. das Fehlen variabler Netztarife für netz- und/oder systemdienliche Speicher die Umsetzung neuer Ideen und Geschäftsmodelle für Batteriespeichersysteme.

Während Batteriespeichersysteme in den letzten Jahren primär individuell für eine ausgewählte Anwendung genutzt wurden, werden sich zukünftig neue gemeinschaftliche und multifunktionale Betriebs- und Nutzungsmodelle und damit auch neue Geschäftsmodelle entwickeln. Vor allem das „Clean Energy for all Europeans“ Paket der EU, das die Rahmenbedingungen für sogenannte Energiegemeinschaften (Citizen Energy Communities) und damit auch für liegenschaftsübergreifende gemeinschaftliche Erzeugungs- und Speicheranlagen schafft, ist neben einer erhöhten Wirtschaftlichkeit solcher Systeme einer der Treiber dieser Entwicklung.

Ein wesentlicher Aspekt, speziell bei gemeinschaftlichen Geschäftsmodellen, sind Akzeptanz und Bereitschaft zur Mitwirkung der meist privaten BesitzerInnen. Laut diversen Studien ist hier zwar eine grundlegende Bereitschaft gegeben, jedoch nur unter den richtigen Rahmenbedingungen, wie etwa dem Schutz der Privatsphäre, einer transparenten Abrechnung sowie einer angemessenen Vergütung. Weitere Faktoren, die als relevant erachtet werden können, sind das Vertrauen der NutzerInnen zum Anbieter und/oder Betreiber, die

Sicherstellung der Zuverlässigkeit und Bedienfreundlichkeit sowie eine zielgruppensensible Ansprache und Einführung. Für mögliche netzdienliche Energiedienstleistungen müssen zudem Kosten und Nutzen darstellbar sein, nicht nur aus ökonomischer, sondern auch aus ökologischer und gesellschaftlicher Perspektive.

Batteriespeicher stellen jedoch nur eine von mehreren Möglichkeiten dar, den Herausforderungen der Energiewende bzw. den daraus resultierenden Bedarf an Flexibilität aktiv gegenzusteuern. Studien gehen davon aus, dass der Flexibilitätsbedarf in Deutschland bis zu einem Anteil der Erneuerbaren Energien von 40 bis 60 % am Stromverbrauch durch verschiedene bestehende (z. B. steuerbare Kraftwerke), aber auch neue Flexibilitätsoptionen (wie z. B. privates und gewerbliches Lastmanagement) kostengünstiger abgedeckt werden kann. Aufgrund der vergleichsweise hohen Investitionskosten führen Investitionen in Batteriespeicher in diesem Zeitraum nur bedingt zu einer Reduktion der Gesamtkosten des Stromversorgungssystems. Mit zunehmenden Anteil an fluktuierenden Erzeugungsanlagen steigen jedoch Bedarf an und Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen.

## Think out of the Box:

Mit den String Cell Batteries präsentiert das Start Up **TankTwo** ein komplett neues Konzept zur Stromspeicherung. Anstelle eines großen Speichers besteht dieser Batteriespeicher aus vielen kleinen, eigenständigen Speichereinheiten, den sogenannten String Cells, die beliebig kombinierbar und erweiterbar sind. Es gibt keine vorgegebene Anordnung, da sich die String Cells über ihre spezielle Oberfläche in jeder Position mit benachbarten Zellen zu einem Speichernetzwerk verbinden. Leere String Cells (z. B. aus einem Elektroauto) können ausgeschleust, neu geladene Zellen wieder eingebracht werden. [www.tanktwo.com/index.php/string-cell-battery](http://www.tanktwo.com/index.php/string-cell-battery)

## AnsprechpartnerInnen zu neuen Geschäftsmodellen

### EVN AG

Andrea Edelmann  
Leiterin Innovation, Nachhaltigkeit und  
Umweltschutz

[andrea.edelmann@evn.at](mailto:andrea.edelmann@evn.at)  
[www.evn.at](http://www.evn.at)

### Energie Steiermark AG / NEXT GmbH

Patrick Landerl  
Geschäftsfeldentwicklung

[patrick.landerl@e-steiermark.com](mailto:patrick.landerl@e-steiermark.com)  
[www.e-steiermark.com](http://www.e-steiermark.com)  
[www.next-incubator.com](http://www.next-incubator.com)

### Energie Burgenland AG

Raphaela Reinfeld-Spadt  
Leitung Innovation und  
Produktentwicklung

[raphaela.reinfeld@energieburgenland.at](mailto:raphaela.reinfeld@energieburgenland.at)  
[www.energieburgenland.at](http://www.energieburgenland.at)

### Wien Energie

Christian Panzer  
Leitung Unternehmensentwicklung

[christian.panzer@wienenergie.at](mailto:christian.panzer@wienenergie.at)  
[www.wienenergie.at](http://www.wienenergie.at)

### TU Graz - Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Heinrich Stigler  
Institutsleiter

[stigler@tugraz.at](mailto:stigler@tugraz.at)  
[www.lee.tugraz.at](http://www.lee.tugraz.at)

### AIT - Austrian Institute of Technology

Johannes Kathan  
Research Engineer

[johannes.kathan@ait.ac.at](mailto:johannes.kathan@ait.ac.at)  
[www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)

### FH Technikum Wien

Kurt Leonhartsberger  
Leitung F&E Schwerpunkt Renewable  
Energy Systems

[kurt.leonhartsberger@technikum-wien.at](mailto:kurt.leonhartsberger@technikum-wien.at)  
[www.technikum-wien.at](http://www.technikum-wien.at)

### 4ward Energy Research GmbH

Thomas Nacht  
Wissenschaftlicher Mitarbeiter

[thomas.nacht@4wardenergy.at](mailto:thomas.nacht@4wardenergy.at)  
[www.4wardenergy.at](http://www.4wardenergy.at)

### TU Wien - Energy Economics Group

Georg Lettner  
Group Leader „Smart Grids and Cities,  
E-Mobility“

[lettner@eeg.tuwien.ac.at](mailto:lettner@eeg.tuwien.ac.at)  
[eeg.tuwien.ac.at](http://eeg.tuwien.ac.at)

Ausgearbeitet von Johann Koinegg, Green Tech Cluster und Tobias Schwab, Green Energy Lab gemeinsam mit Kurt Leonhartsberger, F&E Schwerpunkt Renewable Energy Systems, FH Technikum Wien.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“ durchgeführt.

Green Tech Cluster Styria GmbH  
Waagner-Biro-Strasse 100, A-8020 Graz  
+43 316/40 77 44, [welcome@greentech.at](mailto:welcome@greentech.at)  
[www.greentech.at](http://www.greentech.at)

**SFG**  
NEUES DENKEN. NEUES FÖRDERN.

Das Land  
Steiermark  
Abfallwirtschaft und Nachhaltigkeit

VORZEIGEREGION  
ENERGIE

STADT  
GRAZ  
WIRTSCHAFT

