

Bewirtschaftungsvarianten und Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern unter Berücksichtigung mehrerer Akteure

A. NJITAM, M. PUCHEGGER

Forschung Burgenland GmbH, Eisenstadt, Österreich

M. SCHWARZ, G. MUGGENHUMER

JKU, Linz, Österreich

ABSTRACT: The decentralized production of renewable energy by PV systems has increased significantly since the turn of the millennium. A key factor for the economic operation of PV with surplus feed-in is the self-consumption quota. This quota can be increased by different measures. Favorable load behavior of the consumers ensures high direct consumption of PV power. To store surplus electricity during the day and to be able to use it in the evening or at night, electricity storage also plays an increasing role.

On the other hand, the increasing number of systems to be integrated into the grid with high simultaneities and different load behavior increases the complexity of the overall system and, due to unbalanced load distributions in the distribution network, phase imbalances and other negative effects will occur. A possible solution for this would be grid extensions, but this can be associated with high costs. The research project FACDS (Flexible AC Distribution Systems) therefore investigates a smart grid concept that envisages the use of grid-related storage systems in the distribution grid. In the present contribution, it is to be investigated on basis of grid supporting usage whether the storage in the transformer station can generate additional economic benefits through multiple stakeholder strategies. In addition to the grid-related operation of the storage, self-consumption optimization for PV plant owners and purchase optimization for RUs shall be investigated to make the electricity storage more economical.

1. EINLEITUNG

Die dezentrale Produktion von erneuerbarer Energie durch PV-Anlagen hat seit der Jahrtausendwende stark zugenommen (Biermayr et al., 2018). Ein wesentlicher Faktor für den wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen mit Überschusseinspeisung ist dabei die Eigenverbrauchsquote (Teoh & Liebl, 2016). Diese kann durch unterschiedliche Maßnahmen erhöht werden. Günstiges Lastverhalten der Verbraucheranlage sorgt für hohen Direktverbrauch an PV-Strom. Um überschüssigen Strom tagsüber speichern und am Abend bzw. in der Nacht verwenden zu können, spielen auch Stromspeicher eine zunehmende Rolle.

Andererseits erhöht die zunehmende Anzahl der in das Versorgungsnetz zu integrierenden Anlagen mit hohen Gleichzeitigkeiten und anderem Lastverhalten die Komplexität des Gesamtsystems und es kommt aufgrund von unsymmetrischen Lastverteilungen im Verteilnetz zu Phasenunsymmetrien und anderen negativen Effekten. Eine mögliche Lösung hierfür wäre ein Netzausbau, der jedoch mit hohen Kosten verbunden sein kann. Im Forschungsprojekt FACDS (Flexible AC Distribution Systems) wird daher ein Smart Grid Konzept untersucht, das den Einsatz von Netzspeichersystemen im Verteilnetz vorsieht. Im hier vorliegenden Beitrag soll ausgehend vom netzdienlichen Einsatz untersucht werden, ob der Speicher in der Trafostation durch Mehrfachnutzungsstrategien – neben dem netzdienlichen Betrieb soll der Speicher zur Eigenverbrauchsoptimierung für PV-Anlagenbesitzer und zur Beschaffungsoptimierung für EVUs eingesetzt werden - einen zusätzlichen wirtschaftlichen Nutzen generieren kann, der den Stromspeicher wirtschaftlicher macht.

Für diesen Zweck wurden unterschiedliche Speicherbewirtschaftungsvarianten entwickelt und in einem techno-ökonomischen Matlab-Modell anhand realer Verbrauchs- und Erzeugungsdaten des Testbeds Aspern analysiert. Die Modelle gehen dabei von der derzeit nicht zutreffenden Annahme aus, dass der

lokale Verbrauch von dezentral erzeugtem Strom regulatorisch begünstigt ist. Für die Nutzung des Stroms innerhalb eines Netzbereichs der Netzebene 7 werden daher für das Modell alternativ verminderte oder keine Netzgebühren vorausgesetzt.

Das Projekt FACDS wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Energieforschung“ durchgeführt.

2. SPEICHER BEWIRTSCHAFTUNGSVARIANTEN

Insgesamt wurden sechs Bewirtschaftungsvarianten entwickelt und analysiert. Diese werden in drei Gruppen unterteilt, die die Aufteilung der Speicherkapazität unter den Akteuren mit Eigenerzeugung für die Beladung beschreiben:

- Aufteilung nach dem Prinzip „first come, first serve“
- statische Aufteilung
- dynamische Aufteilung

Für jede dieser drei Varianten wurde ein Fall mit und ohne zusätzlicher EVU-Nutzung simuliert. Die Nutzung des Speichers durch das EVU wird dabei auf Basis des 15-min-Spotmarktpreises für Strom durchgeführt (EXAA, 2017). Die für das EVU definierte Speicherkapazität wird zu niedrigen Marktpreisen beladen, steigt der Marktpreis, wird die im Speicher vorhandene Energie genutzt, um die KundInnen des EVUs zu beliefern. Aufgrund des 15-minütigen Preisbildungsintervalls ergibt sich für die dem EVU zugeordnete Speicherkapazität eine hohe Zyklenzahl. Die Netto-Speicherkapazität beträgt insgesamt 100 kWh, der Zyklenwirkungsgrad des Speichers beträgt 85 %.

2.1 FIRST COME, FIRST SERVE

Für die Aufteilung nach dem Prinzip „first come, first serve“ steht der Speicher ohne Beschränkung innerhalb seiner Betriebsgrenzen allen Verbrauchern zur Verfügung. Solange der Speicher über freie Kapazität verfügt, können somit die Überschüsse der Akteure mit Eigenerzeugung eingespeichert werden. Ist der Speicher voll, gehen die Überschüsse an das Netz. Dabei bleibt die Energie im Speicher aber stets jenem Akteur zugeordnet, der die Energie in den Speicher geliefert hat, nur dieser kann die von ihm gespeicherte Energie wieder entnehmen oder an das EVU abgeben.

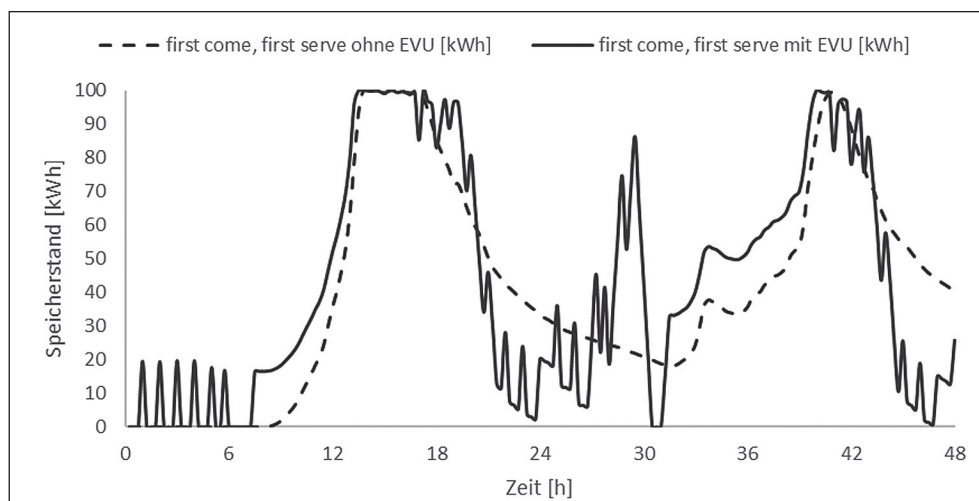


Abbildung 1: Verlauf des Speicherstands mit und ohne EVU für die Strategie „first come, first serve“

Der Nutzen des Speichers wird erhöht, indem das EVU die freien Speicherkapazitäten und Umrichterleistungen für die Beschaffungsoptimierung nutzt. Zu Zeiten ohne solare Energieproduktion durch den Endverbraucher (i.d.R. nachts) steht die freie Speicherkapazität dem EVU allein zur Verfügung. Vor Sonnenaufgang und somit dem Beginn der PV-Produktion wird der Teil EVUs allerdings entladen, sodass der Speicher wieder für die Aufnahme von PV Strom zur Verfügung steht. Die von den jeweiligen Endverbrauchern nicht über Nacht verbrauchte gespeicherte Energie wird an deren EVUs verkauft und somit de facto ins öffentliche Netz eingespeist. Abbildung 1 zeigt den Vergleich des Verlaufs der Energie im Speicher mit und ohne Beteiligung des EVUs.

Das Entleeren des Speichers vor der nächsten PV-Produktion erhöht die freie Kapazität des Speichers, sodass die Akteure wieder Überschussstrom an den Speicher liefern können. Ohne diese Maßnahme würden die Akteure mit wenig Verbrauch im Lauf des Jahres den Speicher vollständig befüllen und durch die Zuordnung der Energie an die Akteure, die diese eingespeichert haben, den Speicher schließlich blockieren. Durch die Darstellung des Zeitverlaufs für einen Akteur für einen von diesem Effekt betroffenen Tag (vgl. Abbildung 2) wird dies verdeutlicht. Hier ist auf dem linken Diagramm der Zeitverlauf des Akteurs beim Modell mit EVU und auf dem rechten beim Modell ohne EVU dargestellt. Während beim Modell ohne EVU die Kapazität des Speichers durch andere Verbraucher schon früh aufgebraucht ist, was dazu führt,

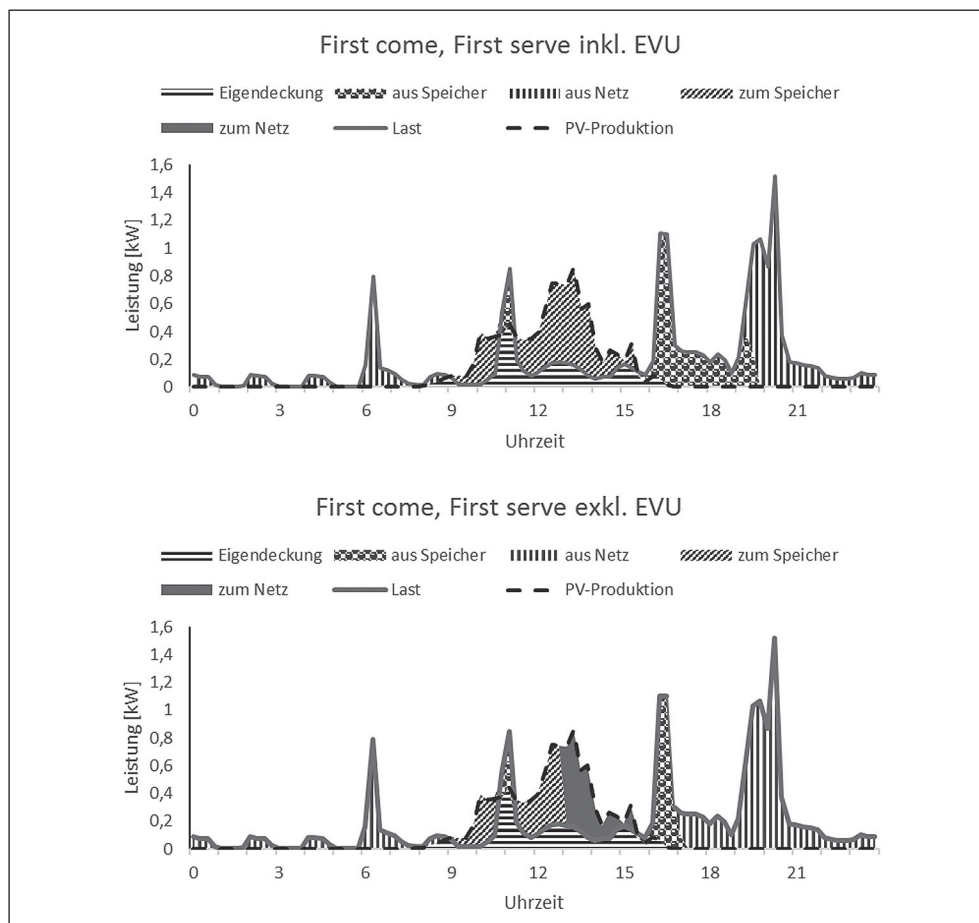


Abbildung 2: Zeitverlauf eines Akteurs bei Speicherbewirtschaftung nach dem Prinzip „first come, first serve“

dass der Endverbraucher seine weiteren Überschüsse ans Netz einspeisen muss, verfügt der Speicher im Modell mit EVU genügend freie Kapazität für die Speicherung der Überschüsse des ganzen Tags.

2.2 STATISCHE AUFTEILUNG

Die statische Aufteilung sieht eine fixe Aufteilung des Speichervolumens zwischen den Endverbrauchern vor. Es wurden 50 Endverbraucher mit einem Speichervolumen von jeweils 2 kWh angenommen. Soll das EVU ebenfalls den Speicher nutzen, so verfügt es über ein fixes Grund-Speichervolumen, das sich nach Gleichung (1) ergibt. Das Speichervolumen teilt sich dann auf 51 Akteure auf, wovon eines das EVU ist.

$$C_{EVU} = C_{SP} - \sum C_{Endverbraucher} \quad (1)$$

Zwischen Sonnenuntergang und Sonnenaufgang steht dem EVU wieder das gesamte freie Speichervolumen zur Verfügung. Abbildung 3 zeigt diesen Effekt der Nutzung durch das EVU in der Nacht. Auch hier wird der Speicher bis zur maximalen Kapazität durch das EVU genutzt. Vor dem Beginn der PV-Produktion, muss das belegte Speichervolumen für die einzelnen Endverbraucher jedoch wieder frei gemacht werden. Die Entladung des Speichers durch das EVU erfolgt morgens nicht mehr marktpreisbasiert. Im Gegensatz zur Strategie „first come, first serve“ wird hier auch nicht der Speicher der Akteure geleert, da der Effekt des Blockierens des gesamten Speichers durch wenige Akteure durch die statische Aufteilung nicht stattfinden kann.

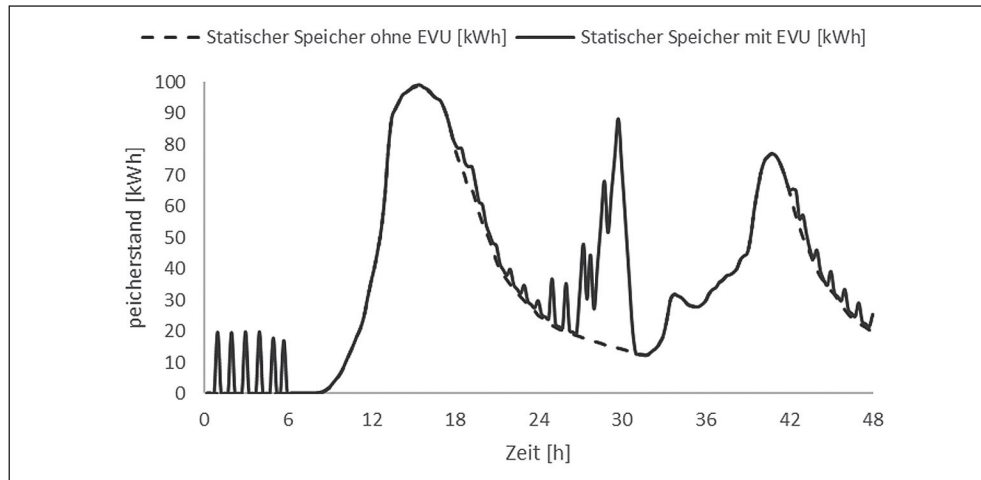


Abbildung 3: Verlauf des Speicherstands mit und ohne EVU für die statische Speicherbewirtschaftung

Es ist zu erkennen, die Speicherbeladung am zweiten Tag nicht in dem Ausmaß erfolgt wie bei der „first come first serve-Strategie“. Dies ist darauf zurück zu führen, dass einige Akteure ihren statischen Speicheranteil bereits voll beladen haben und so Strom ins Netz einspeisen, während andere ihre ihnen zugewiesenen Kapazitäten nicht vollständig füllen können. Insgesamt führt dies dazu, dass der Speicher durch die Akteure insgesamt weniger genutzt wird. Daher wurde eine weitere, dynamische Bewirtschaftungsvariante entwickelt, die eine bedarfsgerechte Bewirtschaftung ermöglichen soll.

2.3 DYNAMISCHE AUFTEILUNG

Bei der dynamischen Aufteilung bekommt jeder Akteur ein Grundspeichervolumen, dass – falls benötigt – garantiert zur Verfügung steht. In diesem Modell wird jedoch für jeden Tag der prognostizierte PV-Überschuss ermittelt und nicht benötigtes Speichervolumen einzelner Akteure jenen zur Verfügung gestellt, deren Speichervolumen nicht ausreicht, um den gesamten Überschuss zu speichern. Das Modell geht hierbei von einer perfekten Prognose aus. Somit wird für den Tag das Speichervolumen von Akteuren mit viel PV-Überschuss erhöht, während diejenigen mit weniger Überschuss ihr Speichervolumen den anderen zur Verfügung stellen. Die beim Nachbar eingespeicherte Energie muss dann nachts prioritär genutzt werden. Beim Nachbar eingespeiste nachts nicht genutzte Energie wird vor Sonnenaufgang des nächsten Tages jedenfalls an das Netz abgegeben bzw. an das EVU verkauft, sodass das garantierte Grundspeichervolumen für den nächsten Tag wieder für jeden Akteur zur Verfügung steht.

Von der Gesamtheit der Akteure nicht genutztes Speichervolumen kann dabei, z.B. an einem verregneten Tag - auch tagsüber dem EVU zur Verfügung gestellt werden. Somit ändert sich ebenso das Speichervolumen des EVUs dynamisch in Abhängigkeit von Endverbrauchern nach Gleichung (1). Wie bei der statischen Strategie kann das EVU zudem den Speicher zu Zeiten ohne PV-Erzeugung voll nutzen (vgl. Abbildung 4). Auch hier gilt, dass das von den Endverbrauchern genutzte Volumen vor Sonnenaufgang wieder freizumachen ist.

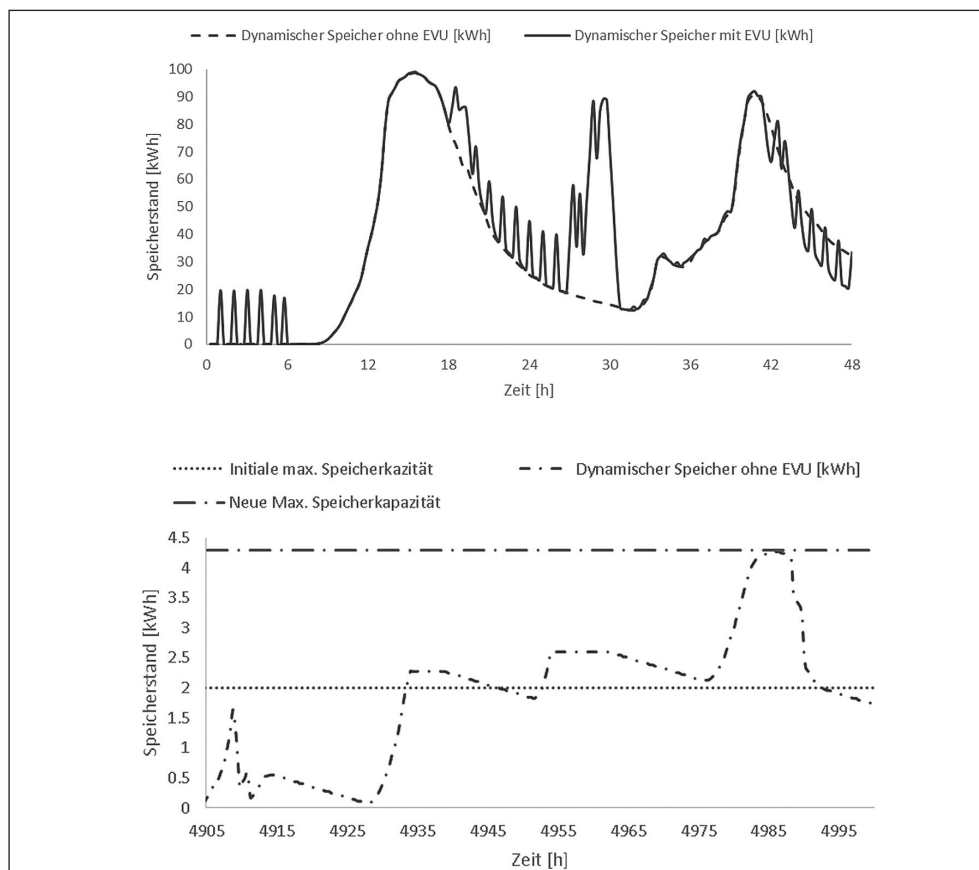


Abbildung 4: Verlauf des Speicherstands mit und ohne EVU für die dynamische Speicherbewirtschaftung

Die dynamische Aufteilung verdeutlicht das untere Diagramm der Abbildung 4. Hier ist der Verlauf des Speicherstandes eines Endverbrauchers an drei verschiedenen Tagen dargestellt. An allen Tagen bekommt dieser Endverbraucher Speichervolumen von anderen Akteuren. Aus dem Grundspeichervolumen von 2 kWh wird somit ein nutzbares Speichervolumen von bis zu 4,3 kWh.

Abbildung 5 zeigt den Zeitverlauf für einen Akteur bei der Bewirtschaftung nach dem dynamischen Modell. Da sein eigenes Grundspeichervolumen vollständig beladen wurde, speist er am Nachmittag beim Nachbarn ein. Dieser Teil wird nach Ende des Überschusses als erstes wieder entladen.

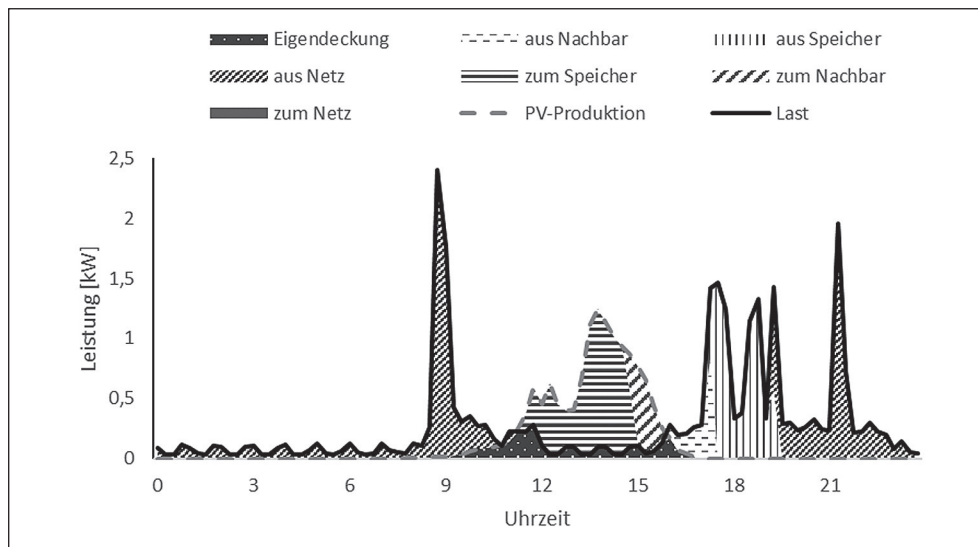


Abbildung 5: Energieaufteilung eines Endverbrauchers in dynamischer Speicher Strategie

2.4 NUTZEN DER STRATEGIEN IN ÜBERBLICK

Der wirtschaftliche Nutzen der einzelnen Strategien wird durch die Differenz zum Standardmodell beschrieben, welches den Betrieb und die Nutzung der Eigenenergieerzeugung ohne Speicher darstellt. Abbildung 6 zeigt eine graphische Darstellung des Nutzens der unterschiedlichen Strategien im Vergleich für die Berechnung ohne Netzgebühren zum Speicher und mit verminderten Netzgebühren.

Sind sowohl Endverbraucher als auch EVU am Speicher angeschlossen, erreicht man den höchsten Nutzen bei der dynamischen Speicherstrategie ohne Netzgebühren mit 2.217 €/a, bei verminderten Netzgebühren beträgt der Nutzen 1.744 €/a. Es ist zu erkennen, dass durch die Netzgebühren vor allem der Nutzen für das EVU sinkt, da hier der erzielbare Nutzen je gespeicherte Kilowattstunde niedriger ist als bei den EndkundInnen.

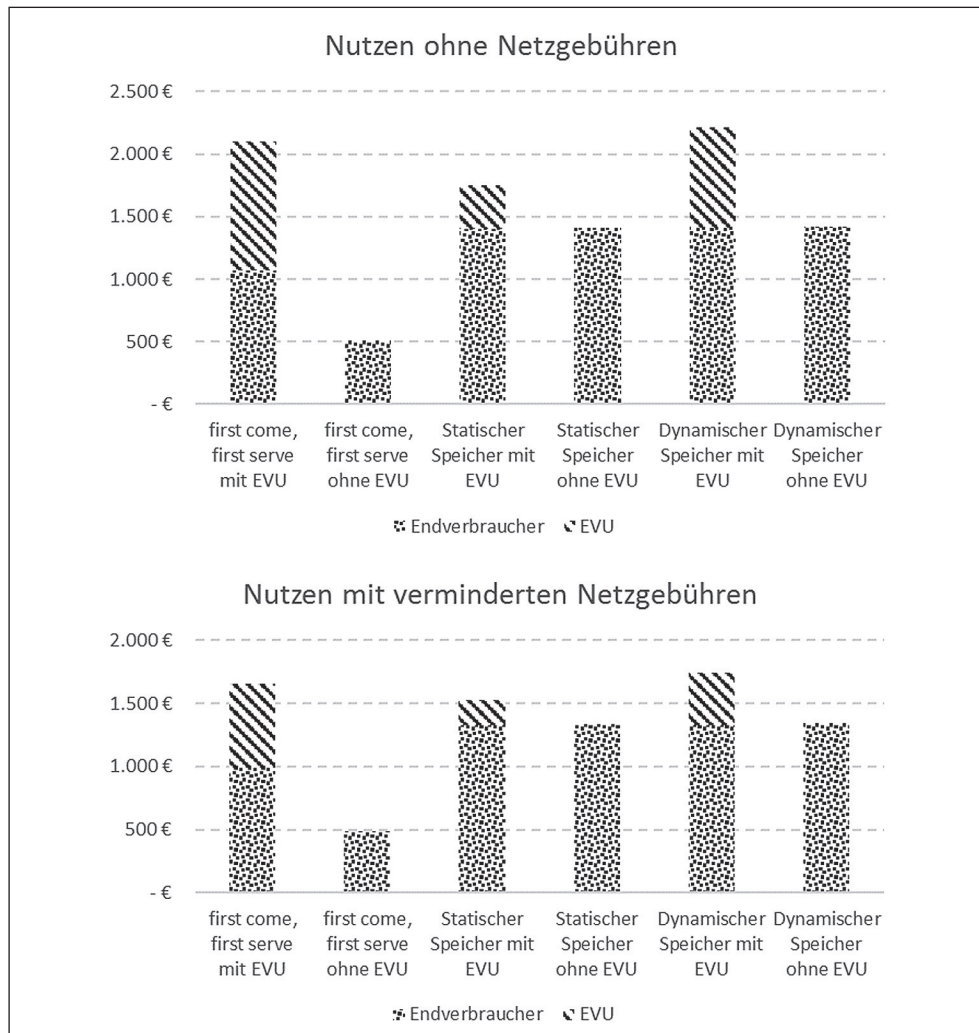


Abbildung 6: Nutzen des Speichers für die unterschiedlichen Strategien

3. WIRTSCHAFTLICHKEIT DER GESCHÄFTSMODELLE

Das im Projekt FACDS eingesetzte Batteriespeichersystem unterliegt einer Vielzahl verschiedener Einsatzstrategien. Aufgrund verschiedener Zielfunktionen (z.B. Minimierung der Netzbeanspruchung) variieren die erwirtschafteten Erlöse, welche sich in weiterer Folge auf die Wirtschaftlichkeit des Systems auswirken. Ziel des Projekts ist es deshalb, die einzelnen Szenarien mithilfe des entwickelten Bewertungsmodells betriebswirtschaftlich zu analysieren. Gerade Investitionen in das Energiesystem unterliegen aufgrund der hohen Anschaffungskosten meist langen Betrachtungszeiträumen. Oftmals lassen sich langfristige Vorhersagen von Energiepreisen oder Kapitalzinssätzen aber nur schwer und ungenau treffen. Im Zuge dieses Projektes wurde daher ein betriebswirtschaftliches Modell entwickelt, das sowohl eine statische als auch dynamische Bewertung zukünftiger Preisszenarien und Kapitalmarktentwicklungen erlaubt.

Das Ziel der betriebswirtschaftlichen Berechnung ist es, Investitionen in Anlagen oder Infrastrukturprojekte möglichst realistisch darzustellen. Gerade bei Investitionen in die Energieinfrastruktur handelt es sich aber meist um langfristige Betrachtungen, welche mit vielen Unsicherheiten behaftet sind. Die dynamische Kapitalwertmethode ermöglicht variable Betrachtungen zukünftiger Zahlungsflüsse, wodurch mithilfe von Parametervariationen eine Vielzahl von zukünftigen Szenarien betrachtet werden kann. Bei der Kapitalwertmethode wird unterstellt, dass während der gesamten geplanten Nutzungsdauer sämtliche positive Überschüsse zum Kapitalzinsfuß bis zum geplanten Nutzensende veranlagt bzw. sämtliche negative Zahlungsflüsse zum Kapitalzinsfuß bis zum geplanten Ende der Nutzung vom Kapitalmarkt ausbezahlt werden können. Diese Wiederveranlagungsprämisse wird mithilfe des zeitlichen Diskontierens der periodisch auftretenden Zahlungsflüsse realisiert. Dadurch lassen sich zukünftige Zahlungen oder Einnahmen zum aktuellen Zeitpunkt darstellen und miteinander vergleichen.

Als Bewertungskriterien werden konkret die dynamische Amortisationsdauer und der interne Zinsfuß herangezogen. Die dynamische Amortisationsdauer ist dabei jener Zeitraum, in dem die kumulierten Einzahlungsüberschüsse die Anschaffungsauszahlungen unter der Berücksichtigung von kalkulatorischen Zinsen übersteigen. Bei diesem Verfahren wird die Amortisationsdauer solange schrittweise erhöht, bis das Kriterium erfüllt und damit die dynamische Amortisationsdauer bestimmt ist. Eine weitere Hilfestellung für die Entscheidung, ob ein Investitionsprojekt wirtschaftlich ist und auch durchgeführt werden soll, ist die Betrachtung des internen Zinsfußes. Der interne Zinsfuß ist dabei jener Kalkulatorische Zinssatz, bei dem der Kapitalwert gleich Null ist. Dieser wird im Modell iterativ bestimmt und gibt an, welcher Zinssatz aus der Rendite des Investitionsprojektes erhalten wird. Liegt dieser über den kalkulatorischen Zinssatz, so ist das Investitionsprojekt aus betriebswirtschaftlicher Sicht durchzuführen.

Mithilfe des im Zuge dieses Projektes entwickelten Bewertungsmodells können Investitionen von Technologiekomponenten hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Rentabilität bewertet werden. Die Basis dieses Modells bildet die dynamische Kapitalwertmethode, welche es erlaubt, dynamische Veränderungen sowohl ausgabeseitig als auch eingabeseitig miteinzubeziehen. Aufgrund der implementierten statistischen Methode zur Simulation von Inputparameter kann eine sensible Aussage über die zukünftige Rentabilität von Anlagen im Energiesystem getroffen werden. Dabei werden sowohl die geschätzte Amortisationsdauer, wie auch der interne Zinsfuß dargestellt, welche es erlauben, unterschiedliche Anlagen und Technologien miteinander zu vergleichen. Das Modell ist somit im Stande alle relevanten Energiespeichereinsatzstrategien zu berücksichtigen und zu evaluieren. Konkrete Ergebnisse für die Bewertung der Speicherszenarien liegen zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Beitrags noch nicht vor, werden allerdings bei der Veranstaltung präsentiert.

LITERATURVERZEICHNIS

- Biermayr, P. et al. (2018): „Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2017“, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2018.
- EXAA (2017): „Marktdaten 2017“, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten>.
- Teoh, M., Liebl, V. (2016): „Leitfaden zu PV-Eigenverbrauchsmodellen“, Projekt PV Financing, PV Austria, Wien, 2016.

Kontaktdaten Autor(en):

*Alida Njitam
Forschung Burgenland GmbH
Campus 1; A-7000 Eisenstadt
Email: Alida.Njitam@forschung-burgenland.at*

*Markus Puchegger
Forschung Burgenland GmbH
Campus 1; A-7000 Eisenstadt
Email: markus.puchegger@forschung-burgenland.at*

*Markus Schwarz
Energieinstitut an der JKU Linz
Altenberger Straße 69, A-4040 Linz
Email: schwarz@energieinstitut-linz.at*