

Lebenszyklus-Modell

Die oben genannte Methode zur Verrechnung der Investitionskosten erlaubt nur im Ansatz eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit. Bei genauer Betrachtung ist die Frage der Rentabilität viel komplexer. Wird ein Speicher in einem Verbund mit variablen Erzeugern und Verbrauchern betrieben, bekommt die Variabilität des Lastflusses eine entscheidende Rolle. Beispielsweise haben die Anzahl und die Tiefe möglicher Speicherzyklen genauso einen Einfluss auf die Ausnutzung und die Lebensdauer des Speichers, wie die maximale Leistung. Daran wird deutlich, dass ein Speicherkonzept durch eine Simulation über die gesamte Lebensdauer zu bewerten ist. Aus diesem Grund wurde ein Modell entwickelt und implementiert, mit dem beliebige Speicher in Lastszenarien simuliert werden können. Besondere Anforderungen an das Modell waren:

- Die angemessene Wahl des Abstraktionsgrades als Zielkonflikt zwischen Simulationszeit und Komplexität
- Abbildung von Alterung und energetischen Verlusten
- Eine Verallgemeinerung, welche verschiedene Speichertypen und Lastszenarien zulässt.
- Berücksichtigung der zugänglichen Datenlage

Ergebnisse

Als Ergebnis der Simulation wird der wirtschaftliche Nutzen des Speichers bei gegebenem Preiskonstrukt direkt sichtbar. In der Auswertung können die Güte der Lastflussoptimierung und der erreichte Autarkiegrad ermittelt und zwischen verschiedenen Speichersystemen verglichen werden. Durch das allgemeine Modell können beliebige Erzeuger- und Verbraucherkonstellationen als Grundlage für die Simulation eingesetzt werden. So ist auch die Anbindung eines Elektromobils oder eines Blockheizkraftwerks denkbar.

Im Referenzfall wurde Lithium-Eisenphosphat als Speichertechnologie gewählt. Ziel war es, den Lastgang eines Vier-Personen-Haushalts in Verbindung mit einer 4 kW PV-Anlage zu optimieren. Das Ergebnis zeigt eine Steigerung des Eigenerzeugungsanteils. Allerdings wird ebenso deutlich, dass der Ausnutzungsgrad in den Wintermonaten nahezu null ist. Dies lässt die Amortisationszeit steigen.

Ausblick

Bereits die erste Untersuchung zeigt, dass ein Preisunterschied von rund 30 Cent je Kilowattstunde zwischen Ein- und Ausspeicherung nötig ist, um dezentrale Speicher mit Kosten von rund 200-300 €/kWh rentabel werden zu lassen. Dies stützt Simulationsergebnisse, die zeigen, dass geeignete Speicher erst ab einem Einkaufspreis von weniger als 250 €/kWh rentabel sind. [2] Die Differenz zwischen Stromgestehungskosten aus eigener Produktion und dem Endkundenpreis reicht offenbar nicht aus, um Speicher wirtschaftlich zu betreiben. Die Investitionsentscheidung wird durch zusätzliche Unwägbarkeiten erschwert. Zukünftige Preismodelle sind unsicher und empirische Werte über das Langzeitverhalten der Speicher liegen nur begrenzt vor. Folglich kommen wir zu dem Schluss, dass dezentrale Energiespeicher aus rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten, ohne zusätzliche Anreize, keine weite Verbreitung finden werden.

Allerdings könnten politische Anreize, eine künftige Kostendegression und Innovationen die Speichertechnologien in einen wirtschaftlichen Bereich bringen. Unabhängig davon sind Speichertechnologien überall dort von Interesse, wo wirtschaftliche Aspekte weniger ausschlaggebend sind, beispielsweise in Inselnetzen.

Der Beitrag beruht auf der Bachelor's Thesis „Analyse des elektrischen Speichersystems in Wohngebäuden in Kombination mit Elektromobilität“, welche von Constantin Tabor unter Betreuung von Christian Kandler am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München erstellt wurde.

Referenzen

[1]: *BMW, BMU und BMBF geben Startschuss für Leuchtturmprojekte der Speicherinitiative*; BMU-Pressedienst Nr. 101/12, Berlin, 2012

[2] Quelle: Simulationsrechnungen am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, 2013