

Merit-Order-Matrix der Speicheroptionen

Verkehr und Mobilität
 Dipl.-Wi.-Ing. Gunnar Kaestle⁽¹⁾, Dipl.-Vw. Lukas Wnuk Lipinski⁽¹⁾,
 Dipl.-Phys. Christoph Pellinger⁽²⁾
⁽¹⁾TU Clausthal, ⁽²⁾Forschungsstelle für Energiewirtschaft

Flexibilisierungskosten realer und funktionaler Speicher

Der Tagungsbeitrag behandelt die wirtschaftliche Betrachtung von Speicheroptionen im Rahmen der fixen und variablen Kosten des Speicherbetriebs. Äquivalent zur Merit-Order-Kurve des Kraftwerkeinsatzes muss hierbei auf die beiden Dimensionen Leistung [MW] und Energiekapazität [MWh] eingegangen werden.

Tabelle 1: Klassifizierung von Speichern gemäß Frequenz (Speicherzeitkonstante⁻¹) und Auslastung

Spez. Kosten	Periode T groß	Periode T klein
Spitzenlast Auslastung a klein	E-spezifische Verluste klein E/P=H mittel Gesamtinvest klein (SL)	P-spezifische Verluste klein E/P=H klein P-spezifischer Invest klein
Mittellast Auslastung a groß	E-spezifische Verluste klein E/P=H groß E-spezifischer Invest klein	P-spezifische Verluste klein E/P=H mittel Gesamtinvest mittel (ML)

Daher ergibt sich ein zweidimensionaler Eingabevektor, der sich als Matrix darstellen lässt. Hierzu wird das Bedarfprofil der abzudeckenden Restlast über eine Fouriertransformation zerlegt [1]. Mittels dieser spektralen Analyse können unterschiedliche Klassen von Speichern identifiziert werden, wie z.B. Langzeit-Mittelastanwendungen (Quadrant unten links in Tabelle 1) oder Kurzzeit-Spitzenlastanwendung (Quadrant oben rechts). Über eine mehrdimensionale Kostenrechnung kann der jeweils geeignete Speicher mit den geringsten Kosten identifiziert werden. Dabei sind neben reinen Elektroenergiespeichern auch funktionale Stromspeicher zu benennen, die Endenergie (z.B. per Demand Side Management, Smart Charging als km-Speicher im Elektrofahrzeug, oder thermische Speicher von KWK-Systemen) zwischenspeichern können. Alleine die Kostenminimierung ist lediglich der erste Schritt, da auch noch die Reaktion des Marktes eine wesentliche Rolle bei der

Optimierung des Deckungsbeitrages des Speicherbetriebs spielt.

Regionalisierte Restlastprofile und lokaler Speicherbedarf

Die BDEW-Verteilnetzstudie [2] nennt einen Ausbaubedarf über 20 Mrd Euro bis 2020, die dena Netz-Studie zählt ca. 3500 km [3] Leitungen zum Ausbau des Übertragungsnetzes. Im zweiten Teil des Beitrages wird auf die regional unterschiedlichen Einspeisecharakteristiken aus Sonne und Wind eingegangen, die mit dem regionalen elektrischen Energiebedarf zur regionalen Restlast konvergieren.

Mit den sich ergebenden Daten werden unterschiedliche Möglichkeiten zur Flexibilisierung vorgestellt. Neben klassischen Speicherkraftwerken und dezentralen Energiespeichern z.B. als flächenverschmierter Batteriespeicher aus der Elektromobilität sind vor allem flexible KWK-Systeme mit großem Wärmespeicher von Interesse, die ggf. auch mit einem E-Heizer ergänzt werden, der dargebotsabhängig nicht nur

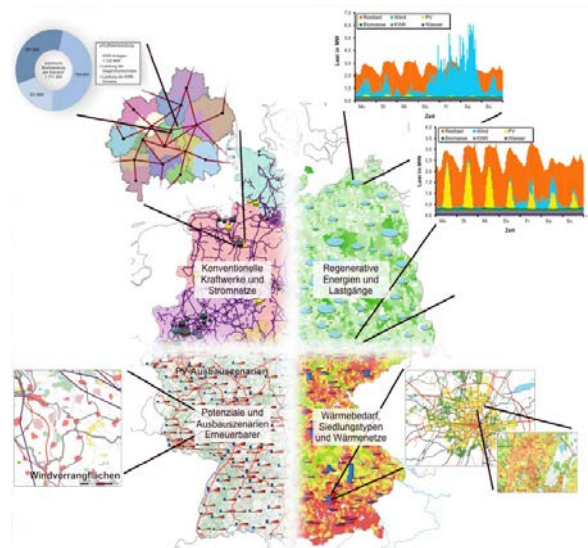


Abbildung 1: Regionenmodell der FfE

¹ Technische Universität Clausthal, Adolph-Römer-Straße 2a, 38678 Clausthal-Zellerfeld, Deutschland +49 5323 72-2572, gunnar.kaestle@tu-clausthal.de, www.tu-clausthal.de;

Überschüsse von EE-Strom in multivalenten Wärmeversorgungssystemen verwertet, sondern auch negative Regelleistung liefern kann. Es zeigt sich, dass bei der Umrechnung über die Stromkennzahl einer KWK-Anlage die funktionale Stromspeicherung im Wärmespeicher aufgrund der sehr niedrigen spezifischen Investitionsausgaben eine attraktive Möglichkeit zur Flexibilisierung unseres Energiesystems im Zeitbereich von Stunden bis Tagen bietet. Auch kann per Smart Charging von der die Elektromobilität eine Speicherdienstleistung mit geringen Kosten dargestellt werden, sofern die Transaktionskosten gering bleiben.

Rückkopplungen durch Marktteilnehmer

Unterstellt man, dass die vorhersehbaren („deterministischen“) Schwankungen durch Marktteilnehmer antizipierbar sind, richten diese ihr Verhalten nach ihrer Vorhersage aus. Unter dieser Annahme besteht der Marktpreis aus den operativen Grenzkosten ohne jegliche Risikoprämien. Desweiteren kann der deterministische Anteil durch stochastische Komponenten wie Rauschen, falsche Windprognosen oder unvorhersehbare Ereignisse überlagert sein. Diese Komponenten stellen ein operatives Risiko dar und sind Ursache für das Vorhalten von Regelenergie mittels Realloptionen. Die Methode überlagerter Schwingungen als Synthese im Sinne einer inversen Fourier-Transformation ermöglicht eine Vielzahl empirischer Untersuchungen [4]. Wichtigste Variation besteht in der Einführung einer stochastischen Komponente gegenüber einer rein deterministischen FT. Ein Regressionsansatz der Form

$$Y(t) = A_0 + \sum_{f \in F} (A_f \cos(2\pi ft) + B_f \sin(2\pi ft))$$

mit den Schätzern A_0 , A_f und B_f für die untersuchten Frequenzen ist linear, da alle Parameter der trigonometrischen Funktionen gegeben sind. Er kann sowohl auf Mengen, als auch Preise angewandt werden und weitere Komponenten wie wirtschaftliche Aktivität, Verfügbarkeit von Kapazitäten oder regulatorische Brüche enthalten. Dies ermöglicht eine sehr feine Kalibrierung von Prognosen.

Speicherausbauszenarien

Vereinzelte wurde bereits darauf hingewiesen, dass sich der Aufbau einer Speicherinfrastruktur nicht in dem Maße betriebswirtschaftlich darstellen lässt, wie er volkswirtschaftlich von Vorteil wäre [5]. Desweiteren stehen die momentan in der Planung befindlichen Pumpspeicherprojekte von zwei Seiten unter Beschuss. Zum einen reduziert der aktuelle Ausbaustand der Photovoltaik den mittäglichen Preishub, so dass die operative Marge eines Speicherbetreibers aktuell sinkt. Zum anderen ist zu erwarten, dass in zehn bis zwanzig Jahren mehrere Millionen Elektroautos die Straßen Europas beleben und vor allem die Steckdosen in der Synchronzone „Central Europe“ belegen. Somit besteht das Risiko für einen Investor in Großspeichertechnik, dass auch am langen, goldenen Ende die Deckungsbeiträge schrumpfen. Daher sollen perspektivisch die in den kommenden 20 Jahren notwendigen politischen Rahmenbedingungen skizziert werden, durch die sich die betriebswirtschaftlichen Anreize für einen technisch gebotenen Speicherausbau möglichst mit den volkswirtschaftlichen Vorteilen in Übereinstimmung bringen lassen.

Literatur

- [1] Yuri Makarov, Pengwei Du, Michael Kintner-Meyer, Chunlian Jin, Howard Illian: Sizing Energy Storage to Accommodate High Penetration of Variable Energy Resources, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 3, No. 1, January 2012, p. 34.
- [2] N. N.: Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020, Gutachten im Auftrag des BDEW. BET, E-Bridge, IAEW der RWTH Aachen: Aachen / Bonn; März 2011.
- [3] N. N.: dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025. Deutsche Energie-Agentur (dena): Berlin; November 2010.
- [4] Joanna Janczura, Stefan Trueck, Rafal Weron, Rodney Wolff: Identifying spikes and seasonal components in electricity spot price data: A guide to robust modeling, MPRA Paper No. 39277, Munich University Library, Munich, 2012.
- [5] Georg Erdmann, Niels Ehlers: Neue Ansätze für die marktorientierte Förderung Erneuerbarer Energien, IEWT 2011, Wien, 16. Februar 2011.