

Optimierungsmodell für unterschiedliche Lade- und Entladestrategien von PV-Speichersystemen

2. Strom, Wärmeerzeugung sowie Speicher

Oliver GREIL¹⁽¹⁾, Josef KAINZ⁽²⁾, Michael KAIN⁽³⁾, Alfons HABER²⁽³⁾

⁽¹⁾Technische Universität München (TUM Campus Straubing), ⁽²⁾Hochschule Weihenstephan-Triesdorf (TUM Campus Straubing), ⁽³⁾Hochschule Landshut

Motivation und zentrale Fragestellung

Der Einsatz von Energiespeichern, konkret elektrochemischen Speichern, in Kombination mit PV-Anlagen, wird insbesondere aufgrund von auslaufenden Fördersystemen und der Reduzierung der Speicher Kosten wirtschaftlicher. Im Zusammenhang mit einem Speichermanagement sind unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten von Speichern bekannt, wie kunden-, markt- und systemdienlich [1]. Jeder dieser Einsatzes hat Vor- und Nachteile, die durch Optimierungsmodelle ausgeprägt bzw. reduziert werden können. Diese mathematischen Modelle können somit mit einer Vielzahl von Eingangs- und Ausgangsvariablen ein jeweiliges „Optimum“, konkret bezogen auf die Betrachtungen auf der Niederspannungsebene, liefern.

Optimierungsmodelle für die unterschiedlichen Lade- und Entladestrategien von PV-Speichersystemen gilt es zu entwickeln und weiterführend einzusetzen. Hierzu werden Modelle erstellt und mit realen Daten getestet, um so die Optimierungen nach den jeweiligen Einsatzmöglichkeiten von Speichern zu erzielen.

Methodische Vorgangsweise

1. Generierung von Last-/Erzeugungsprofilen mit anschließender Durchschnittsbetrachtung
Anhand von realen Erzeugungs- und Lastdaten, welche vom Technologiezentrum Energie (TZE) der Hochschule Landshut im Sekundenraster vorliegen, werden zugehörige Profile, insbesondere von PV-Anlagen, erstellt. Auf Basis dieser Daten können Durchschnittsprofile von Last- und Erzeugungsdaten im Sekundenraster für eine weiterführende prognosebasierte Optimierung generiert werden. Diese Profile können somit eingeteilt werden in:

- Werktagprofil (Durchschnittsermittlung: Montag bis Freitag einer Woche)
- Wochenendprofil (Durchschnittsermittlung: alle Samstage und Sonntage eines Monats)
- Tagesprofil (Durchschnittsermittlung: alle Montage, Dienstage, etc. eines Monats)

Die auf Basis von realen Messdaten erstellten repräsentativen Last- und Erzeugungsprofile liefern die Grundlage für den Einsatz von Speichersystemen.

2. Entwicklung von Optimierungsvarianten

Mit den Erzeugungs- und Lastdaten können weiterführende Modelle für eine Optimierung entwickelt werden. Hierzu sind u.a. folgende Optionen für die Optimierung des Einsatzes von Speichersystemen wählbar (Ziel der Optimierung):

- Maximierung des Eigenverbrauchs (kundendienlich)
- Leistungsbegrenzung bei der Einspeisung (netzdienlich)
- Zeitlich festgelegte Speicherung (netz-/kundendienlich)
- Zeitlich- und leistungsbegrenzte Speicherung (netzdienlich)
- Ladung/Entladung in Abhängigkeit vom Strompreis (markt-/kundendienlich)
- Stufenweise Netzentlastung (netzdienlich)
- SoC-abhängige Speicherung (kundendienlich)

Anhand der wählbaren einzelnen Parameter wie Kapazität des Speichers, Wirkungsgrade, Optimierungsvariante usw. können die anschließenden Simulationen über zwei Tage erfolgen, also auch für den prognostizierten Folgetag. Die Ergebnisse nach den oben angeführten Optionen werden entsprechend ausgegeben.

¹ „Jungautor“, Schulgasse 22, D-94315 Straubing, o.greil@tum.de, <https://www.cs.tum.de/de>

² Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, alfons.haber@haw-landshut.de, +49 871 506 230

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Vorab und unter Berücksichtigung der Auswertungen können beispielsweise folgenden Abbildungen 1 und 2 das Ergebnis einer *stufenweisen Netzentlastung* grafisch veranschaulichen.

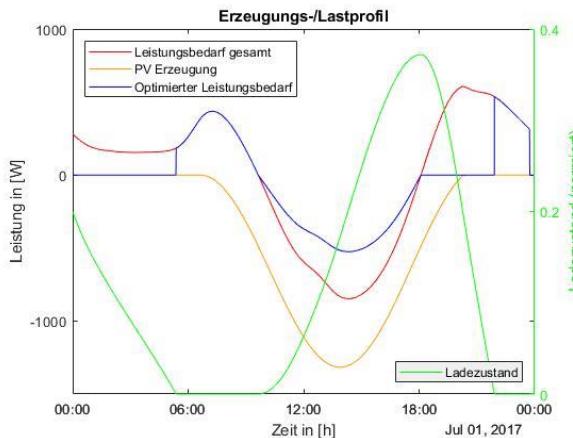


Abbildung 1: Stufenweise Netzentlastung (Erzeugung, Last, Speicher) am 1. Tag

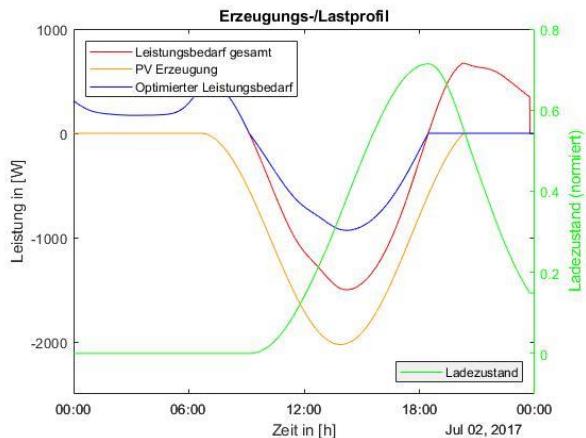


Abbildung 2: Stufenweise Netzentlastung (Erzeugung, Last, Speicher) am 2. Tag

Die in den Abbildungen 1 und 2 dargestellte Optimierung basiert auf einer prozentualen Speicherung bzw. Beladung des Speichers mit PV-Strom. Hier wird über den Tag verteilt pro Sekunde ein gewisser, anpassbarer Anteil (Beispiel: anfangs 38%) des überschüssigen Stroms gespeichert. Diese Begrenzung ist in einem Parameter festgehalten und wird nach dem 1. Tag in Abhängigkeit vom Ladezustand der Batterie angepasst. Somit wird das Netz tagsüber von etwa 10 Uhr bis 18 Uhr entlastet und dem Speicherbetreiber steht am Abend dennoch eine hohe Speicherkapazität zur Verfügung (SoC = 0,75; State of Charge – Ladezustand der Batterie) (vgl. Abb. 2).

Auf diesem Weg könnte ein regionaler oder auch weiterführend bei entsprechender Implementierung und Vernetzung ein überregionaler Netzabschnitt einen großen Schritt in Richtung Netzentlastung unternehmen. Hierfür müsste aber jeder Haushalt mehrmals in der Woche nach dieser Optimierung handeln oder vereinfacht können die entwickelten Algorithmen in ein vernetztes Speichermanagement integriert werden, welches so unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten von Speichern einfach und zukunftsweisend ermöglicht.

Zu berücksichtigen ist ebenfalls, dass bei der Optimierung mit realen Leistungswerten (siehe oben) erfahrungsgemäß „Ausreißer“ kritisch zu betrachten sind. Grund hierfür ist die mögliche starke Variierung des Leistungsgradienten vom Leistungsbedarf von einer auf die andere Sekunde. Somit müsste beispielsweise stellenweise auffällig mehr bzw. weniger Leistung (z.B. aus dem Speicher) bezogen werden.

In der nachfolgenden Tabelle 1 werden einige Optimierungsvarianten gegenübergestellt, welche über das Modell unterschiedliche Lade- und Entladestrategien von PV-Speichersystemen liefern.

Tabelle 1: Gegenüberstellung der Optimierungsvarianten (SoC gilt an erzeugungsreichem Tag)

Optimierungsvariante	Netzentlastung	SoC [%]
Maximierung des Eigenverbrauchs	gering-mittel	95-100
Leistungsbegrenzung bei Einspeisung	hoch	50-100
Zeitlich festgelegte Speicherung	mittel-hoch	80-100
Zeitlich- und leistungsbegrenzte Speicherung	hoch	30-60
Ladung/Entladung in Abhängigkeit zum Strompreis	gering	50-100
Stufenweise Netzentlastung	sehr hoch	30-80
SoC-abhängige Speicherung	mittel	70-100

Literatur

- [1] Haber, Alfons; Kain, Michael; Gaderer, Matthias (2018): Sicherheitstechnische Aspekte von Speichern im Netzparallelbetrieb. 15. Symposium Energieinnovation (14.-16.02.2018). Graz