Kurzfassungsband

TU Graz
Graz University of Technology
Technische Universität Graz
Erzherzog-Johann-Universität
IEE

EnInnov2014

13. Symposium Energieinnovation

INNEHALTEN UND AUSBLICK: EFFEKTIVITÄT UND EFFIZIENZ FÜR DIE ENERGIEWENDE

12.-14. Februar 2014 TU Graz, Österreich

OVE

oesterreichs energie.

Kostenminimaler Einsatz von dezentralen PV-Speicher-Systemen am Beispiel des Haushaltssektors

Albert HIESL, Michael HARTNER und Reinhard HAAS
Vienna University of Technology, Energy Economics Group (EEG)
Gusshausstrasse 25-27 / E370-3, 1040 Wien
Tel.:+43 1 58801 370371, FAX: +43 1 58801 370397
E-Mail: hiesl@eeg.tuwien.ac.at, Web: eeg.tuwien.ac.at

Übersicht

In den letzten Jahren ist die Photovoltaik zu einer sehr konkurrenzfähigen dezentralen Energiequelle herangewachsen. Die kumulierte installierte Leistung an Photovoltaik ist in Österreich rasant gestiegen. Waren es 2009 noch etwa 50 MW_{peak}, so ist dieser Wert bis Ende 2012 auf über 350 MW_{peak} angestiegen, während die Systemkosten im gleichen Zeitraum signifikant gesunken sind. Gleichzeitig gibt es zurzeit viele Bemühungen Energie-Autarkie und die Idee von dezentralen Speicherlösungen voranzutreiben.
Der kostenoptimale Einsatz von Photovoltaiksystemen in Kombination mit Batteriespeichersystemen am Beispiel von Haushalten stellt den Kern dieser Arbeit dar. Dazu werden verschiedene Arten der PV-Integration, verschiedene Arten der Vergütung des eingespeisten PV-Stromes und verschiedene Speicherstrategien analysiert.

Methodik

Mit Hilfe der Software MATLAB wird die Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen basierend auf gemessenen Strahlungs- (Globale horizontale Strahlung) und Temperaturdaten sowie in Abhängigkeit von Aufstellwinkel und Ausrichtung berechnet. Diese Berechnung erfolgt nach einem Modell von Huld et al (2010), welches nur von der Einstrahlung auf das Modul und der Modultemperatur abhängt:

$$P(G, T_{Mod}) = P_{stc} * \frac{G_{mod}}{Gstc} * \eta_{rel}(G', T')$$

P_{STC} ist dabei die Leistung der Module unter Standard-Testbedingungen. Standard-Testbedingungen gelten bei einer Einstrahlung auf das Modul von G_{STC}=1000W/m^2 und einer Modultemperatur von T_{STC}= 25°C.
Der relative Wirkungsgrad errechnet sich wie folgt:

$$\eta_{rel}(G', T') = 1 + k_1 * \ln(G') + k_2 * (\ln(G'))^2 + T' * (k_3 + k_4 * \ln(G') + k_5 * (\ln(G'))^2) + k_6 * T'^2$$

G' und T' stellen auf Standard-Testbedingungen normierte Größen dar: $G' = \frac{Gmod}{Gstc}$, $T' = T_{mod} - T_{stc}$. Die Parameter k_1 bis k_6 sind technologiespezifische Parameter und unterschiedlich für verschiedene Modultypen. Die Modultemperatur kann aus der Umgebungstemperatur mit Hilfe der Einstrahlung auf das Modul und dem Temperaturkoeffizienten, der von der Integrationsart der Module abhängt, ermittelt werden:

$$T_{Mod} = T_a + c * G_{mod}$$

Im Modell kommen standardisierte Lastprofile zum Einsatz. Der Batteriespeicher wird als LiIon-Batterie mit typischer Ladekurve und einem Wirkungsgrad von 0.9 modelliert. Mit Hilfe der Yalmip Toolbox und dem Gurobi Solver wird neben einer konventionellen Speicherstrategie (Batterie wird bei PV-Überschuss geladen und entladen wenn das Erzeugungsprofil unter das Lastprofil fällt) auch eine optimierte Speicherstrategie, deren Ziel es ist die Strombezugskosten zu minimieren, implementiert. Die spezifischen Investitionskosten für Photovoltaiksysteme und Batterien wurden der Literatur entnommen. Die Einnahmen durch den Verkauf des überschüssigen PV-Stromes werden einerseits über einen fixen Einspeisetarif und andererseits über EXAA Spot-Markt Preise berechnet. Über die spezifischen Investitionskosten und die Einnahmen der Überschusseinspeisung wird der interne Zinsfuß für verschiedene Kombinationen aus PV-Größe und Speichergröße zur Abschätzung der mittleren jährlichen Rendite berechnet. Ziel ist es, eine kostenminimale Kombination (aus der Sicht eines Haushaltes) aus Speicher und PV zu identifizieren.

Ergebnisse

Die folgenden Resultate basieren auf einem standardisierten Haushaltslastprofil mit einem jährlichen Stromverbrauch von 4000 kWh/a, einer südlichen Ausrichtung der PV-Anlage und einem Aufstellwinkel von 30°. Als Standort der Anlage wurde Wien herangezogen.
Abbildung 1 und 2 zeigen den Eigenverbrauchsanteil sowie den Deckungsgrad des Lastprofiles für verschiedene PV- und für verschieden Batteriegrößen. Dabei ist ersichtlich, dass der Eigenverbrauchsanteil mit steigender PV-Größe sinkt beziehungsweise mit der Größe des Speichers steigt. Bei einer 5 kW_p Anlage liegt der Eigenverbrauchsanteil bei etwa 32% und der Deckungsgrad bei etwa 40%. Mit einem Batteriespeichersystem kann der Eigenverbrauchsanteil erheblich gesteigert werden und die ideale Größe liegt bei etwa 6-7 kWh. Eine weitere Steigerung der Batteriegröße bringt nur noch eine geringe Anhebung des Eigenverbrauchsanteils. Zudem wird klar, dass nur mit großer PV-Anlage und großem Speicher ein Deckungsgrad des Lastprofiles von über 90% möglich ist.

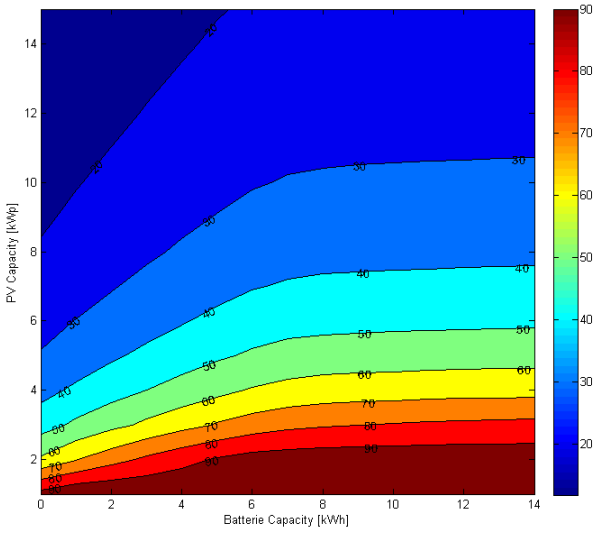

Abbildung 1: Eigenverbrauchsanteil [%]

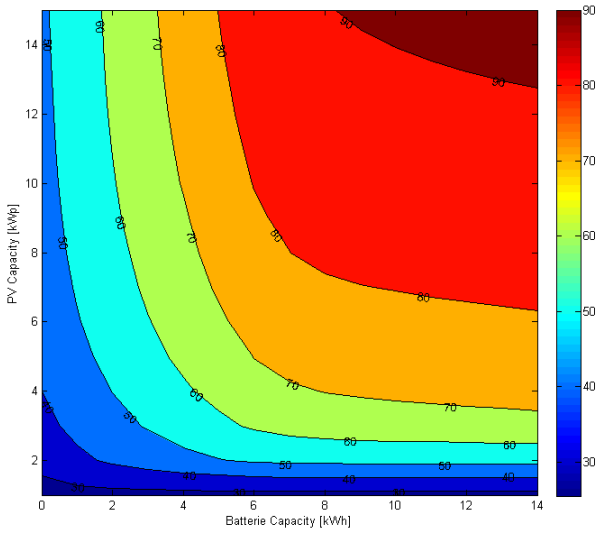

Abbildung 2: Deckungsgrad [%]

Die PV-Systemkosten betrugen im Jahr 2012 etwa 2400 €/kW_p für eine 5 kW_p Anlage (ohne Förderung) und die Investitionskosten für eine LiIon Batterie betragen 700 -800 €/kWh (Sauer et al., 2011).
Durch die Analysen hat sich gezeigt, dass bei fixen Strompreisen und einem fixen Einspeisetarif kein Unterschied bezüglich der Wirtschaftlichkeit zwischen den beiden Speicherstrategien zu erkennen ist. Erst bei variablen Strompreisen und variablen Einspeisetarifen wird die Bedeutung einer optimierten Speicherstrategie erkennbar. Es hat sich weiters gezeigt, dass es mit aktuellen PV- und Speicherkosten keine wirtschaftlich sinnvolle Kombination von Photovoltaik und Batteriespeichern gibt.

Schlussfolgerungen

Optimierte Speicherstrategien machen aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht für einen Haushalt nur mit variablen Strompreisen und variablen Einspeisetarifen Sinn. Für fixe Strompreise und fixe Einspeisetarife wird keine optimierte Betriebsführung benötigt.
Die Wirtschaftlichkeit von PV-Speicher-Kombinationen ist zurzeit noch nicht gegeben. Durch das große Kostensenkungspotential von Batteriespeichern kann sich dieser Umstand in den nächsten Jahren jedoch schnell ändern. Verschiedene Geschäftsmodelle für Batteriespeicher und auch Elektroautos als temporäre Speicher können ebenfalls mögliche Lösungen darstellen.
Ergebnisse aus diesen zusätzlichen Überlegungen werden in die finale Version dieser Arbeit eingebunden.

Literatur

Huld et al. (2010) “Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging”, Solar Energy, 84(2010), 324-338.

Sauer et al. (2011) “Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten Anlagen - Studie im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft“