

UNTERSUCHUNG DES SELBSTVERSORGUNGS- GRADES UND DER WIRTSCHAFTLICHKEIT VON PV-BATTERIE SYSTEMEN ANHAND EINES GROßEN SMART-METER DATENSATZES

Sandro SCHOPFER¹, Verena TIEFENBECK¹, Thorsten STAAKE²

Hintergrund

Fortschritte in der Batterietechnologie und sich ändernde Einspeisevergütungen für Photovoltaik (PV)-Anlagen steigern die Attraktivität einer Eigenversorgung für Privathaushalte. Die ambitionierten Pläne von Lösungsanbietern wie Tesla, Sonnenbatterie, ABB u.a. lassen bereits mittelfristig eine wachsende Anzahl von PV-Batterie-Systemen erwarten. Das Potential der Selbstversorgung hängt nicht nur von den lokalen Bedingungen ab (wie Ausrichtung und verfügbare Dachfläche für PV-Module), sondern auch vom Lastprofil. Die Stromgestehungskosten (engl. LCOE) solcher Anlagen können unter günstigen Bedingungen bereits heute deutlich unterhalb des netzbezogenen Strompreis ($LCOE_0$) liegen. Für Konsumenten eröffnet sich hier ein Spielraum hinsichtlich der Auslegung des Systems: Die PV-Batterie-Anlage kann a) primär nach wirtschaftlichen Kriterien optimiert werden (minimaler LCOE) oder b) es kann die Maximierung der Selbstversorgung angestrebt werden unter der Bedingung, dass die Stromgestehungskosten (LCOE) nicht den Preis des netzbezogenen Stroms ($LCOE_0$) überschreiten dürfen (Parität gegeben falls $LCOE=LCOE_0$). In dieser Arbeit wird mit Hilfe von 4200 Haushaltslastprofilen der maximale Selbstversorgungsgrad unterschiedlicher Kundengruppen ermittelt welcher bei a) Minimierung des LCOE und b) bei Maximierung des Selbstversorgungsgrades unter der Bedingung $LCOE \leq LCOE_0$ erreicht werden kann. Diese Selbstversorgungsquoten sind als obere Schranken zu verstehen, die unter wirtschaftlichen Bedingungen und gegebenen Lastprofil erreicht werden können.

Methoden und Daten

Als Grundlage zur Analyse dient ein einfaches Modell, das die grundlegenden physikalischen Prozesse eines PV-Moduls (in Abhängigkeit der Ausrichtung) und einer DC-seitig eingebundenen Batterieanlage abbildet. Meteorologische Jahresdaten (Typical Meteorological Year, TMY) können dem Modell zugeführt werden. Wichtige Wirtschaftlichkeitsparameter wie Levelized Cost of Electricity (LCOE), Internal Rate of Return (IRR) etc. werden integriert berechnet. Diesem einfachen Modell werden Wahrscheinlichkeitsverteilungen gemäß Abbildung 1 für die Ausrichtung, Neigung und installierte Leistung zugrunde gelegt, mit denen für jedes Jahreshaushaltsprofil (30-Minuten-Daten) eine Monte-Carlo-Simulation durchgeführt wird.

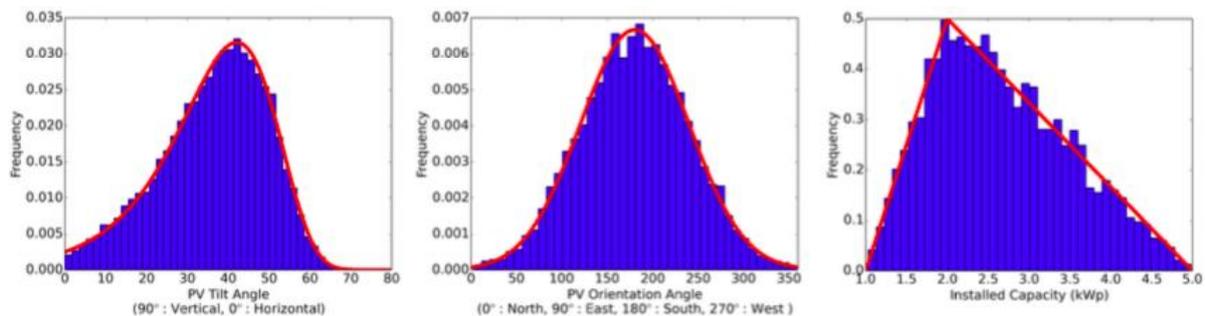


Abbildung 1: Wahrscheinlichkeitsverteilung von Modulneigung, Ausrichtung und installierter Leistung.

¹ ETH Zürich, Weinbergstr. 58, 8092 Zürich, www.bitstoenergy.ch, {sandro.schopfer|vtiefenbeck}@ethz.ch

² Otto-Friedrich-Universität Bamberg, An der Weberei 5, 96047 Bamberg, thorsten.staake@uni-bamberg.de, www.uni-bamberg.de/eesys

Insgesamt werden 4200 Haushaltslastprofile eines Smart-Meter-Pilotprojektes verwendet. Darüber hinaus fließen weitere Informationen zu den Haushalten (z.B. Größe des Haushalts, installierte Geräte, Anzahl Bewohner etc.) mit in die Analyse ein, was die Bildung von Kundensegmenten erlaubt.

Für jedes Benutzerprofil werden je mind. 1000 Zufallsstichproben der Verteilungen für Ausrichtung, Neigung und Anzahl Module gezogen.

Mit dem beschriebenen Modell kann dann die Wahrscheinlichkeitsverteilung wichtiger Parameter wie Selbstverbrauchsquote, LCOE etc. berechnet werden. Aufgrund dieser Output-Verteilungen können Schranken aufgestellt werden für minimal und maximal erreichbare Selbstversorgungsquoten und dessen LCOE. Im Weiteren werden die Simulationen und ermittelten Systemkonfigurationen pro Gebäude nach minimalen LCOE und maximalem Selbstverbrauch bei Netzparität (LCOE=LCOE₀) aggregiert.

Resultate

Abbildung 2 stellt die Verteilung des Selbstversorgungsgrades (oben links), die Einsparungen gegenüber den Netzkosten (oben rechts), die Verteilung der optimalen Batteriekapazität (unten links) und die optimale PV-Leistung dar. Eine durchschnittliche Einsparung von ca. 18% kann gegenüber einer vollständigen Netzversorgung erzielt werden falls die Anlagengröße über die Lebensdauer wirtschaftlich optimiert wird. Optimiert man die Systemkonfiguration nach Selbstversorgung ohne Einsparungen bezüglich LCOE₀, kann der durchschnittliche Selbstversorgungsgrad von ca. 65% auf ca. 80% gesteigert werden. Die vorgestellte Methode wird zukünftig auf alle Kundengruppen und diverse Preisszenarien (Komponentenpreise und Subventionen) angewandt, um Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit der Anlage zwischen den verschiedenen Kundengruppen aufzuzeigen.

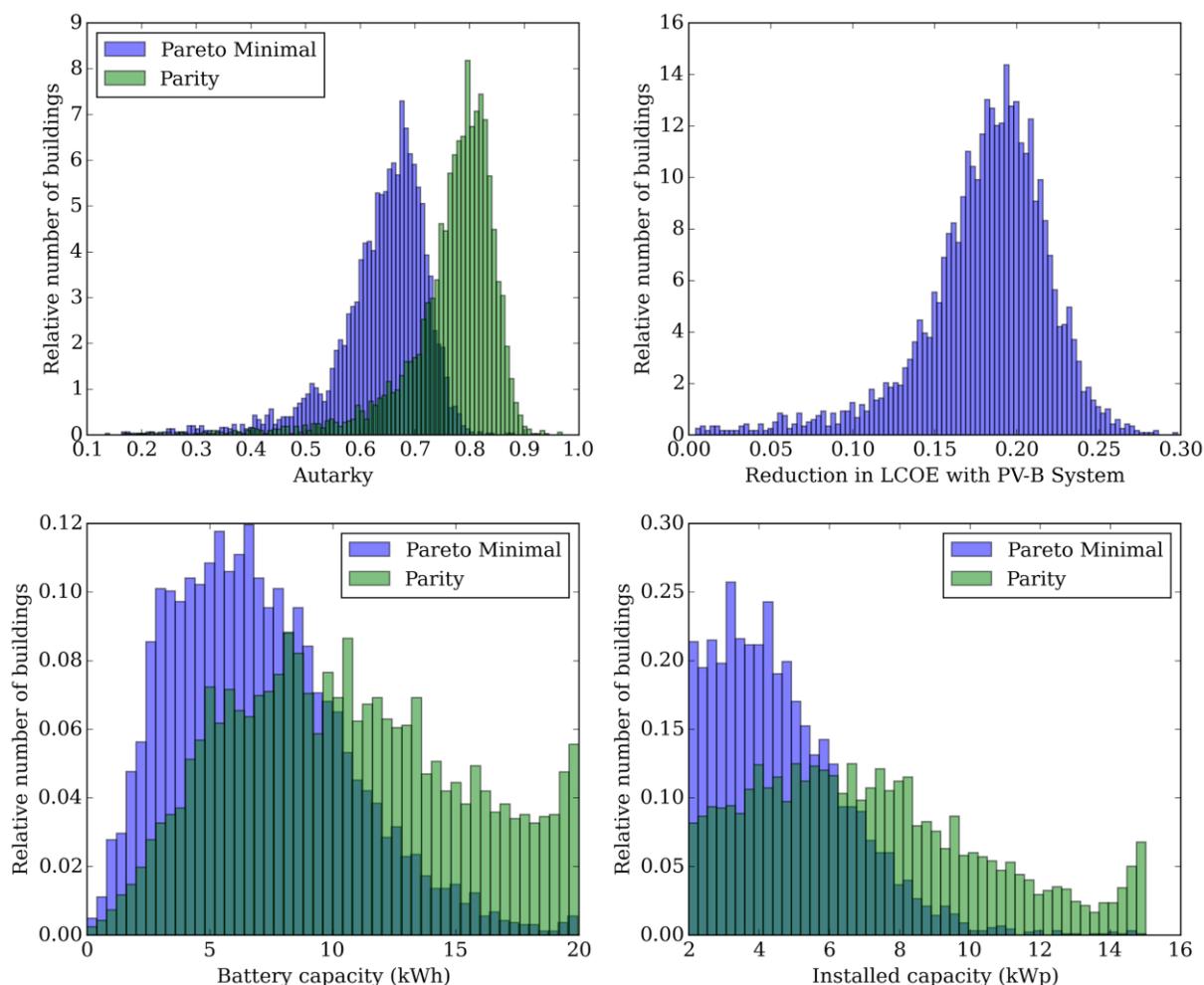


Abbildung 2: Selbstversorgungsgrad (Autarky, oben links), Reduktion relativ zu LCOE₀ (oben rechts), optimale Batteriegröße (unten links) und optimale installierte PV-Leistung (unten rechts).