

MODELLIERUNG DER DYNAMISCHEN „PV PARITY“ FÜR VERSCHIEDENE EUROPÄISCHE LÄNDER

Georg LETTNER¹, Hans AUER¹

KURZFASSUNG

Motivation

In den letzten Jahren sind die Marktanteile der Stromerzeugung aus Photovoltaik (PV) kontinuierlich gewachsen. Daher konnten eine erhebliche Kostenreduktion für PV-Technologien (technologisches Lernen) beobachtet werden. Dies führt zu einer erhöhten Wettbewerbsfähigkeit der PV-Erzeugung im Vergleich zu anderen Stromerzeugungstechnologien (sowohl konventionelle als auch erneuerbare), wenn man die „Levelised Costs of Electricity“ (LCOE) als Maßstab verwendet. Im Allgemeinen beschreiben die LCOE die Wirtschaftlichkeit einer Technologie auf einer aggregierten Ebene (z.B. jährlich). Durch die volatile Eigenschaften der PV-Stromerzeugung (z.B. Tag-Nacht-Charakteristik) sind unterschiedliche Herausforderungen bei der Integration der PV-Technologien in das Strom System zu berücksichtigen, da die Stromerzeugung und Nachfrage zu jeden Zeitpunkt gleich sein muss. Dennoch wird ein sinkender Gradient der LCOE von PV-Erzeugung erwartet und es eröffnet sich eine breite Palette von unterschiedlichen Anwendungen in verschiedenen Marktsegmenten. In diesem Zusammenhang spielen die Haushaltskunden bei der Implementierung von dezentraler PV-Erzeugung seit jeher eine wichtige Rolle. Und als Folge daraus, war bereits in der Vergangenheit der Endkundenstrompreis (d.h. die Endkundenabrechnung) immer ein vergleichender Parameter mit den LCOE der PV-Erzeugung. In den letzten Jahren hat sich daraus der Begriff „PV Grid Parity“ (dt. „PV Netzparität“) etabliert, diese ist in der statischen Situation erreicht, wenn der Endkundenstrompreis gleich/kleiner den LCOE der PV-Erzeugung ist (siehe z.B. [1]). Diese Definition hat jedoch 2 Mängel (siehe z.B. [2]): (i) es gibt keine dynamische Betrachtung der zukünftigen dynamischen Entwicklung verschiedener Parameter und (ii) keine Aussage über die Wirtschaftlichkeit der PV-Erzeugung durch die Betrachtung der Barwerte (engl. Net Present Value = NPV) der jährlichen Kosten, die einerseits verschiedene Einnahmen (z.B. der Eigenverbrauch reduziert den Strombezug aus dem Netz und somit wird die Stromrechnung ebenfalls reduziert, weiter kann überschüssige Erzeugung in das Netz verkauft werden) und andererseits die Kosten der PV-Erzeugung beinhalten, über die gesamte Lebensdauer der PV-Anlage. In diesem Paper wird die vollkommen dynamischen Definition von „PV Parity“ über die Lebensdauer des PV-Systems für unterschiedliche Kundengruppen (unter der Berücksichtigung der unterschiedlichen charakteristischen Lastprofile) und Energieerzeugern in verschiedenen europäischen Ländern modelliert.

Methode

Wie bereits oben erwähnt, wird ein Simulationsmodell entwickelt (im Zuge des europäischen IEE-Projekts „PV Parity“) das eine umfassende dynamische „PV Parity“-Studie ermöglicht, welches unter einer Vielzahl von verschiedenen Randbedingungen und Annahmen über die künftige Entwicklung mehrerer wichtiger Parameter (z.B. spezifische Kosten, Effizienz, etc.) zur Berechnung der LCOE der PV-Erzeugung auf der einen Seite und die Entwicklung zukünftiger Großhandels-/Endkundenpreise, sowie weitere Technologieoptionen die das Lastprofil von verschiedenen Kundengruppen beeinflussen (z.B. Erhöhung des Eigenverbrauchs durch die Implementierung von zusätzlichen Speichertechnologien) auf der anderen Seite berücksichtigt. Das Ziel des Simulationsmodells ist es, den Barwert (NPV) von verschiedenen ökonomischen Parametern (Einnahmen aus dem Verkauf ins Netz, Kosten für die Einkäufe aus dem Netz, Kosten für die PV-Erzeugung) über die gesamte Lebensdauer des PV-Systems für verschiedene Kundengruppen, charakterisiert durch verschiedene Lastprofile, zu berechnen. Letztlich führt das Modell einen Vergleich mit dem Barwert (NPV) der

¹ Energy Economics Group (EEG), Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien, Gusshausstrasse 25-29/E370-3, A-1040 Wien, Tel.:+43-1-58801-370376, Fax:+43-1-58801-370397, E-Mail: lettner@eeg.tuwien.ac.at, Web: <http://eeg.tuwien.ac.at>

Stromanschaffungskosten im gleichen Zeitraum für einen Kunden ohne PV-Anlage durch und ermittelt dadurch die mögliche „PV Parity“.

Ergebnisse

Basierend auf der oben beschriebenen Methode, werden umfassende empirische Studien zur dynamischen „PV Parity“ für unterschiedliche Kundengruppen in verschiedenen europäischen Ländern ermittelt. Umfangreiche Sensitivitätsanalysen in jedem Marktsegment, mit dem Ziel einen besseren Einblick in die zukünftiger Ökonomie der PV-Erzeugung zu bekommen, werden durchgeführt. Jene Kunden mit dem höchsten Endkundenpreis (d.h. Haushalte) werden auch das attraktivste Marktsegment in der dynamischen Definition der „PV Parity“ sein. Aber auch bei gewerbliche und industrielle Kunden, die durch den höheren Eigenverbrauch der Vorort-PV-Erzeugung (im Vergleich zu den Haushalten) profitieren, wird erwartet dass sie die „PV Parity“ innerhalb des nächsten Jahrzehnts erreichen. In der Langfassung des Papers werden neben dem Vergleich und Diskussion der verschiedenen Ergebnisse der Modellierung, auch Empfehlungen abgegeben, wie mit den vorhandenen finanziellen Instrumenten die PV-Durchdringung in das europäische Energiesystem beschleunigt werden kann. Darüber hinaus können die Ergebnisse dazu beitragen die Investitionsentscheidungen bei der Implementierung der PV-Technologie für unterschiedliche Kundengruppen zu unterstützen.

Referenzen

- [1] Breyer Ch., Gerlach A., Global Overview on Grid-Parity event dynamics, Q-Cells SE, Bitterfeld-Wolfen, 2011
- [2] Solar Photovoltaics – Competing in the energy sector – Part 1, European Photovoltaic Industry Association (EPIA), 2011.
- [3] IEE project “PV Parity”: www.pvparity.eu