

WETTBEWERBSFÄHIGKEIT DER PHOTOVOLTAIK FÜR UNTERSCHIEDLICHE NETZKOSTEN- UND ABGABENBEITRÄGE DES EIGENVERBRAUCHES

Georg LETTNER¹

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. Durch einen hohen Anteil an Eigenverbrauch der selbsterzeugten PV Erzeugung kann daher die PV schon heutzutage wettbewerbsfähig sein[1], siehe auch Abbildung 1.

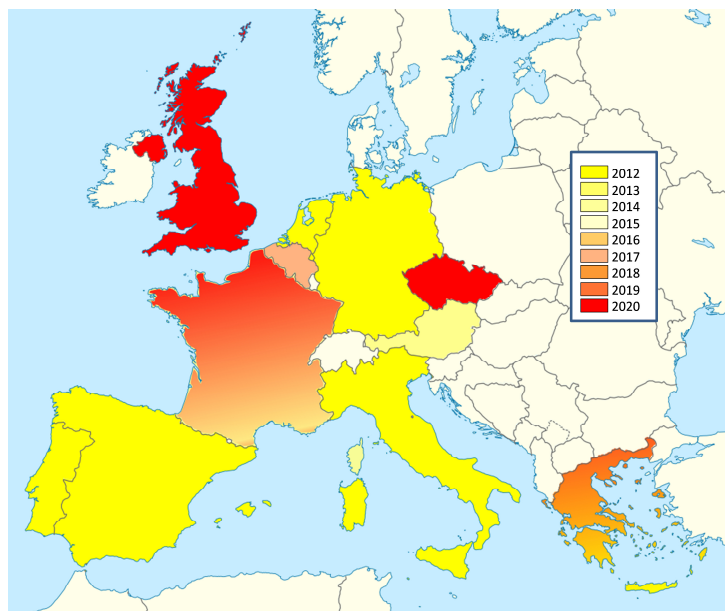


Abbildung 1 PV Wettbewerbsfähigkeit im Haushaltssektor in Europa

Durch den Eigenverbrauch der PV Erzeugung kann daher die Endkundenrechnung reduziert werden, dies hat aber auch zufolge das geringere Beiträge für Netzkosten und allgemeine Abgaben und Steuern geleistet werden. Bei einer hohen Marktdurchdringung der PV kann dies zu erheblichen

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>

Erlöseinbußen von Netzbetreibern und Gemeinden führen. Um diese Erlöseinbußen nicht einfach auf die übrigen Marktteilnehmer ohne PV umzulegen, müssen für die neuen „Prosumer“ (Mischung aus Produzent und Konsument) neue Geschäftsmodelle entwickelt werden. Wie weit zukünftige Beiträge für Netzkosten, Steuern und Abgaben des PV Eigenverbrauchs die PV Wettbewerbsfähigkeit beeinflussen zeigt dieses Paper.

Methode

Mit dem MITHRAS Simulationstool werden unterschiedliche „Business Cases“ mit unterschiedlichen Beiträgen für Netzkosten und Abgaben berechnet [2]. Folgende Business Cases werden betrachtet:

- Eigenverbrauch ohne Beitrag zu Netzkosten und Abgaben
- Eigenverbrauch mit Netzkosten und allg. Abgaben ohne Ökostromabgabe
- Eigenverbrauch mit Netzkosten und Abgaben
- Eigenverbrauch mit Netzkosten und Abgaben und zusätzliche Netzausbaukosten
- Eigenverbrauch mit Netzkosten und Abgaben, zusätzliche Netzausbaukosten und zusätzliche Kapazitätskosten
- Eigenverbrauch mit Netzkosten und allg. Abgaben ohne Ökostromabgabe, Anschlusskosten und Netzentgelte für die Einspeisung
- Eigenverbrauch mit Netzkosten und allg. Abgaben ohne Ökostromabgabe, Anschlusskosten, Netzentgelte für die Einspeisung und zusätzliche Kapazitätskosten

Das MITHRAS Simulationsmodell errechnet die Barwert (NPV) von verschiedenen ökonomischen Parametern (Einnahmen aus dem Verkauf ins Netz, Kosten für die Einkäufe aus dem Netz, Kosten für die PV-Erzeugung, Kostenbeiträge des Eigenverbrauchs) über die gesamte Lebensdauer des PV-Systems. Letztlich führt das Modell einen Vergleich mit dem Barwert (NPV) der Stromanschaffungskosten im gleichen Zeitraum für einen Kunden ohne PV-Anlage durch und ermittelt dadurch die mögliche PV Wettbewerbsfähigkeit. Wird durch zusätzliche Kostenbeiträge die PV Wettbewerbsfähigkeit jedoch verzögert, zeigt die Berechnung mögliche Kosten zukünftiger Anreizsysteme. Diese möglichen zukünftigen Kosten von Anreizsystemen werden mit den derzeitigen verglichen um weitere Empfehlungen für Anreizsysteme abgeben zu können.

Ergebnisse

Basierend auf der oben beschriebenen Methode zeigen die Ergebnisse, dass sich abhängig von den unterschiedlichen Endkundenstrompreiszusammensetzungen in Europa und durch eine Optimierung des Eigenverbrauchs die PV Wettbewerbsfähigkeit auch mit unterschiedlichen Beiträgen erreicht werden kann. Des Weiteren zeigen die Ergebnisse, welchen Einfluss die unterschiedlichen Endkundenstrompreiskomponenten auf die PV Wettbewerbsfähigkeit haben und wie hoch die Kosten für zukünftige Anreizsysteme bei Nichterreichung der PV Wettbewerbsfähigkeit sein müssen, wenn sich der PV Eigenverbrauch auch an dem derzeitigen System für Netzkosten und Abgaben beteiligt.

Referenzen

- [1] G. Lettner, H. Auer; PV Parity Project - D3.3a Roadmap for the residential sector in all target countries and for MENA countries, <http://www.pvparity.eu/de/results/pv-competitiveness/> , 29.01.2013
- [2] G. Lettner; PV Parity Project - Cost of current and alternative support schemes to grid parity in target countries, 2013