

MODELLIERUNG DER INVESTITIONSDYNAMIK VON AUFDACH-PHOTOVOLTAIKANLAGEN IN DEUTSCHLAND

Martin KLEIN¹

Zusammenfassung

Untersuchungsgegenstand sind die Investitionen in Aufdach-Photovoltaikanlagen in Deutschland in den Jahren 2009 bis 2014. Es wird ein Modellmechanismus vorgestellt, der anhand der absoluten Anzahl der Installationen pro Monat Rückschlüsse auf die Investitionsbereitschaft im zeitlichen Verlauf zulässt.

Motivation

Ein vertieftes Verständnis der Dynamik der Investitionen in erneuerbare Energien wird Gesetzgebern Mittel in die Hand geben, besser abgestimmte Förderinstrumente zu gestalten und Ausbauziele genauer zu treffen. Verschiedene Arbeiten haben sich bereits mit der Dynamik des Ausbaus von Photovoltaikanlagen befasst: Grau [1] hat ein dynamisches Modell zur Anpassung von Einspeisevergütungen vorgestellt. Ähnliche Arbeiten stammen beispielsweise von Benthem et al. [2] und Wand & Leuthold [3], mit dem Zusatz von Technologie-Diffusionstermen. Diese Modelle betrachten nur den relativen Zubau, da sie an historische Daten angepasst werden und so keine Interpretation für den absoluten Wert des Zubaus liefern. In der Literatur werden auch Netzwerk- und Nachbarschaftseffekte betrachtet, siehe beispielsweise [4,5]. Diese Modelle sind jedoch nur schwierig zu generalisieren und lassen sich nicht in einer analytisch geschlossenen Form darstellen.

Methodik

Investitionsentscheidungen werden häufig auf Basis der Kapitalwertmethode (engl. Net Present Value, Abk.: NPV) getroffen, wobei ein $NPV > 0$ ein lohnendes Projekt bezeichnet [6]. Eingangsparameter für die NPV-Berechnung in unserer Fallstudie sind die Anfangsinvestition für das PV-System, die Abzinsrate r , die Projektlaufzeit, die sogenannte Performance Ratio, der Eigenverbrauchsanteil, Moduldegradation, Dachneigung, die Einspeisevergütung, der Haushaltsstrompreis und die Solareinstrahlung. Mit einer Monte-Carlo-Methode variieren wir die Eingangsparameter der NPV-Berechnung [7] und erstellen so eine Menge an NPVs von *möglichen* PV-Anlagen mit unterschiedlicher Wirtschaftlichkeit. Der Anteil an Anlagen mit einem $NPV > 0$ hängt von der gewählten Abzinsrate r und der Aufstellzeit t (die im Modell die Anfangsinvestition, die Vergütung und den Haushaltsstrompreis bestimmt) ab. Diesen Anteil nennen wir ökonomisches Potential Θ :

$$\Theta(r, t) = N^{-1} \sum_{i=1}^N \delta_i(r, t), \quad \delta_i(r, t) = \begin{cases} 1, & NPV_i(r, t) > 0 \\ 0, & NPV_i(r, t) \leq 0 \end{cases}$$

wobei der Index i ein einzelnen Monte-Carlo-Zug und N die Gesamtanzahl der Würfe beschreibt. Der Einwand, dass Hausbesitzer nicht nach rein ökonomischen Gesichtspunkten handeln werden, ist für unsere Analyse zunächst unerheblich. Jedes Projekt hat tatsächliche Kapitalflüsse und eine Laufzeit, und insofern kann man eine implizite Zinsrate ausrechnen, für die der NPV genau 0 wird, das heißt das Projekt gerade attraktiv genug wird, um gebaut zu werden. Die Ableitung der Potentials Θ nach der Abzinsrate r liefert die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der internen Zinsfüße der gewählten möglichen Projekte [8], da der interne Zinsfuß (engl: internal rate of return, Abk. IRR) genau als die Rate r definiert ist, für die $NPV = 0$ gilt. In unserer Simulation ist die Funktion etwa normalverteilt, mit einem Mittelwert $\mu_{IRR}(t)$ und Standardabweichung $\sigma_{IRR}(t)$. Um den absoluten Wert des Zubaus in einem Monat zu berechnen, schlagen wir folgenden Mechanismus vor: Potentielle PV-Anwender werden eine bestimmte Renditeerwartung an eine mögliche Anlage haben. Wenn diese Renditeerwartung erfüllt wird, das heißt wenn der interne Zinsfuß der möglichen Anlage über der erwarteten individuellen Mindestverzinsung (engl.: hurdle rate) liegt, wird eine Anlage auch tatsächlich gebaut. Sei $\rho(r, t)$ eine normalverteilte Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion mit Mittelwert $\mu_h(t)$ und Standardabweichung $\sigma_h(t)$, die eben diese individuelle

¹ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Wankelstr. 5, 70563 Stuttgart, Tel.: +49 711 6862-8239, m.klein@dlr.de

Mindestverzinsung der Hausbesitzer bezüglich des Baus einer PV-Anlage angibt. Die Zubauwahrscheinlichkeit $a(t)$ in unserem Modell ist die Schnittmenge dieser beiden Kurven, siehe Abbildung 1 (a) für eine graphische Interpretation. Da beide Funktionen als normalverteilt modelliert werden, kann $a(t)$ über die Differenz zwischen den beiden Mittelwerten und deren Standardabweichungen angegeben werden. Der Verlauf von $a(t)$ für verschiedene Werte für σ_h und σ_{IRR} ist in Abbildung 1 (b) dargestellt.

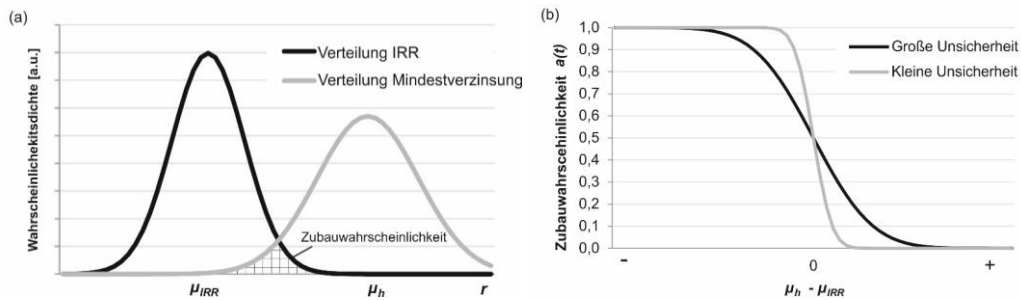


Abbildung 1: (a) Dichtefunktion der IRR- und Mindestverzinsungs-Verteilung. (b) Zubauwahrscheinlichkeit, große und kleine Werte für Unsicherheit bezeichnen hohe und niedrige Werte für die Summe der jeweiligen Standardabweichungen (jeweils schematische Darstellung).

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Wir schlagen einen Modellmechanismus vor, um den absoluten monatlichen Zubau an Aufdach-Photovoltaikanlagen zu modellieren. Da wir den tatsächlichen absoluten Zubau an PV-Anlagen in den Jahren 2009 bis 2014 empirisch bestimmen können, ermöglicht dies retrospektiv Rückschlüsse auf die Entwicklung der erwarteten Mindestverzinsung zu ziehen. Wir finden, dass die mittlere Mindestverzinsung, die angesetzt werden muss, um den tatsächlichen monatlichen Photovoltaik-Zubau in Deutschland zu erklären, über die Zeit gesunken ist.

Danksagung

Ich bedanke mich bei Marc Deissenroth, Kristina Nienhaus, Matthias Reeg und André Thess für die bereichernden Diskussionen zu dieser Arbeit. Weiterhin bedanke ich mich für die hilfreichen Kommentare im Rahmen der Helmholtz Research School on Energy Scenarios, der ETH Zürich PhD Academy on Sustainability and Technology 2015 und des Workshops "The science of choice – How to model the decision-making process?" am MPI-DR in Rostock.

Literaturverweise

- [1] T. Grau, "Responsive feed-in tariff adjustment to dynamic technology development," Energy Economics, vol. 44, Jul. 2014, pp. 36-46.
- [2] A. van Benthem, K. Gillingham, and J. Sweeney, "Learning-by-Doing and the Optimal Solar Policy in California," The Energy Journal, vol. 29, 2008, pp. 131-151.
- [3] R. Wand and F. Leuthold, "Feed-in tariffs for photovoltaics: Learning by doing in Germany?," Applied Energy, vol. 88, Dec. 2011, pp. 4387-4399.
- [4] J. Palmer, G. Sorda, and R. Madlener, "Modeling the diffusion of residential photovoltaic systems in Italy: An agent-based simulation," Technological Forecasting and Social Change, vol. 99, Oct. 2015, pp. 106-131.
- [5] V. Rai and S.A. Robinson, "Effective information channels for reducing costs of environmentally-friendly technologies: evidence from residential PV markets," Environmental Research Letters, vol. 8, Mar. 2013, p. 014044.
- [6] R.A. Brealey and S.C. Myers, Principles of Corporate Finance, McGraw-Hill, 2000.
- [7] S.B. Darling, F. You, T. Veselka, and A. Velosa, "Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics," Energy & Environmental Science, vol. 4, 2011, p. 3133.
- [8] F.S. Hillier, "The Derivation of Probabilistic Information for the Evaluation of Risky Investments," Management Science, vol. 9, Apr. 1963, pp. 443-457.