ETH zürich

ISTP
Institute of Science, Technology and Policy

Energy & Technology Policy Group

Risiken deckeln statt Kosten senken - Wie die Schweizer Förderpolitik den Investitionsstau im Solarausbau auflösen kann

Prof. Dr. Tobias Schmidt, Professor für Energie- und Technologiepolitik, ETH Zürich

Zusammenfassung

- Die Schweiz hinkt beim Solarausbau hinterher. Grund dafür ist der falsche Fokus der Politik auf Investitionsbeiträge für PV-Anlagen. Die Schweiz setzt als einziges Land der Welt auf Auktionen für Investitionsbeiträge.
- Sinnvoller wäre ein Fokus auf die Reduktion der Investitionsrisiken durch gleitende Marktprämien oder «Contracts for Difference» für Grossanlagen bzw. einheitliche Mindestvergütungen für kleine Aufdachanlagen.
- Der Fokus auf die Risikodeckelung ist das Erfolgsrezept im Europäischen Ausland, das auch sehr viel Schweizer Kapital anzieht.

Ausgangslage

Die Schweiz braucht mehr Investitionen in die erneuerbare Stromproduktion, will sie die Pariser Klimaziele und mehr Unabhängigkeit von Energieimporten erreichen. Vor allem die Solarenergie hat dank ihrer Modularität, der Nutzung existierender Infrastrukturen und ihren tiefen Kosten ein enormes Potenzial, schnell zur Erreichung dieser Ziele beizutragen. Das Bundesamt für Energie geht davon aus, dass die Photovoltaik (PV)-Produktion von 2.6 Terawattstunden im Jahr 2020 um zusätzliche 34 Terawattstunden pro Jahr ausgebaut werden muss, um netto null Treibhausgasemissionen zu erreichen.[1]
Dass und wie ein rascher PV-Ausbau möglich ist, zeigen umliegende Länder, wie Deutschland oder die Niederlande, deren PV-Stromproduktion pro Kopf bei weniger Sonneneinstrahlung heute fast doppelt so hoch ist als die der Schweiz.[2] Der Blick ins Ausland zeigt auch, dass der Wille und das Kapital für Investitionen in die erneuerbare Stromproduktion in der Schweiz durchaus vorhanden sind – haben Schweizer Energieversorger und institutionelle Investorinnen in den letzten Jahren doch schätzungsweise mindestens 7 Milliarden Franken aufgewendet[3] und damit im Jahr 2019 11.5 Terawattstunden grünen Strom im europäischen Ausland produziert[4].

Doch wieso gibt es den Investitionsstau im inländischen PV-Ausbau? Die kurze Antwort ist, weil hier die Investitionsrisiken besonders hoch sind. Denn die Erträge aus dem Verkauf des PV-Stroms sind in der Schweiz den variablen und manchmal sehr tiefen Preisen des Strommarkts ausgesetzt. Im Ausland werden diese Risiken adressiert. Die Schweiz setzt

[1] Kirchner, A. et al. (2020). *Energieperspektiven 2050+.* Prognos AG, INFRAS AG, TEP Energy GmbH, Ecoplan AG. Im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE, Bern. (https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html)
[2] Nipkow, F., Iten, T. (2021). *Solar- und Windenergieproduktion der Schweiz im europäischen Vergleich 2020.* Schweizerische Energie-Stiftung SES, Zürich. (https://energiestiftung.ch/publikation-studien/solar-und-windenergieproduktion-der-schweiz-im-europaeischen-vergleich-2020.html)
[3] Heim, M. (2019). *Schweizer Energieversorger investieren lieber im Ausland.* Schweizer Radio und Fernsehen SRF, Zürich. (https://www.srf.ch/news/schweiz/7-milliarden-franken-schweizer-energieversorger-investieren-lieber-im-ausland)
[4] Wanner, A., Arnold, M., Huber, F. (2020). *Investments in renewable energy production outside Switzerland by Swiss energy providers and institutional investors – Update 2019.* Energie Zukunft Schweiz, Basel. Mit Unterstützung der Smartenergy Invest AG. (https://www.energiezukunftschweiz.ch/wAssets/docs/hkn-neue-energie/EZS-Update-Investitionen-Erneuerbare-2019.pdf)

stattdessen – als einziges Land der Welt – auf Ausschreibungen für Beihilfen zu den Investitionskosten (Investitionsbeiträge). Um den Investitionsstau aufzulösen, braucht es andere Massnahmen. Hier diskutiere ich, wie durch politische Absicherungen gegen zu tiefe Preise Investitionen sowohl in PV-Grossanlagen als auch in kleinere Anlagen mobilisiert werden können.

Preisrisiko als Bremser des Solarausbaus

Die Schweizer Politik versucht Investitionen in die Photovoltaik auszulösen, indem sie diese mit einmaligen Investitionsbeiträgen – auch Einmalvergütungen genannt – unterstützt (Art. 24 EnG ff). Das heisst, dass für jede realisierte PV-Anlage ein Teil der Investitionskosten zurückerstattet werden. Damit wird weniger Kapital für die Realisierung solcher Anlagen benötigt und die potenzielle Rendite erhöht. Dass und warum dies aber nicht für den nötigen Boom im Solarausbau führt, zeigt unsere Forschung. In einer breiten Literaturstudie konnten wir aufzeigen, dass Förderinstrumente, die die Investitionsrisiken mindern, grundsätzlich erfolgsversprechender sind als solche, die ausschliesslich die Rendite erhöhen.[5] Einen grossen Anteil daran hat das Preisrisiko, das die Unsicherheit bezüglich des zukünftigen Strompreises und damit der tatsächlichen Renditeaussichten beschreibt. Es wird im Vergleich zu anderen Risiken bei Investorinnen immer wichtiger.[6] Ein hohes **Preisrisiko schreckt risikoaverse Investoren ab und erhöht die Finanzierungskosten** solcher Projekte wegen erhöhter Risikomargen auf dem Fremdkapital. Anleger in langfristige Assets, wie PV Analgen, die mehrere Jahrzehnte laufen, sind typischerweise sehr risikoavers. Im europäischen Umland konnten dank einer Absicherung gegen tiefe Strompreise die **Fremdkapitalkosten wesentlich gesenkt** werden – langfristiges Kapital – auch aus der Schweiz – steht also zu sehr günstigen Konditionen bereit.[7] Dies ist insbesondere wichtig für erneuerbare Technologien, deren Hauptkosten in der Anlage liegen (statt im Brennstoff, wie bei den Brennstoff-basierten Technologien).[8] In der Schweiz jedoch verkennt die Förderpolitik mit dem Fokus auf die Investitionskosten statt auf die Finanzierungskosten, dass eigentlich genug Kapital für PV-Investitionen vorhanden ist, dass die Kapitalgeberinnen aber eine sichere dafür tiefere Rendite bevorzugen.

Das Preisrisiko und die damit verbundenen Unsicherheiten sind in der Schweiz ein **Problem für PV-Grossanlagen**, die den produzierten Strom auf dem Strommarkt zu den dort herrschenden volatilen Preisen verkaufen müssen. So waren im Jahr 2020 nur gerade einmal 0.07% der installierten PV-Anlagen Grossanlagen mit einer Leistung über 1 Megawatt.[9] Aber auch für PV-Kleinanlagen sind variable und tiefe Vergütungen des ins Netz eingespeisten PV-Stroms häufig ein Problem. So sind die schweizerischen Verteilnetzbetreiber zwar gesetzlich verpflichtet, den Strom aus kleinen PV-Anlagen abzunehmen und zu vergüten (Art. 15 EnG). Diese Vergütung fällt aber oft relativ tief aus: Die durchschnittliche Vergütung für Anlagen bis 30 Kilowatt Leistung belief sich im Jahr 2021 auf 9.24 Rappen pro Kilowattstunde[10], was meistens **nicht kostendeckend** ist. Teils ist sie aber noch weit darunter. Zusätzlich variiert sie stark über die Zeit. Diese **Variabilität der PV-Vergütung erhöht die Risiken** einer erfolglosen Amortisation der Anlage über ihre Lebenszeit zusätzlich. So werden viele Interessierte davon

[5] Polzin, F., Egli, F., Steffen, B., Schmidt, T.S. (2019). How do policies mobilize private finance for renewable energy?—A systematic review with an investor perspective. *Applied Energy* **236**, 1249-1268. (https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.098)

[6] Egli, F. (2020). Renewable energy investment risk: An investigation of changes over time and the underlying drivers. *Energy Policy* **140**, 111428. (https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111428)

[7] Egli, F., Steffen, B., Schmidt, T.S. (2018). A dynamic analysis of financing conditions for renewable energy technologies. *Nature Energy* **3**, 1084-1092. (https://www.nature.com/articles/s41560-018-0277-y)

[8] Schmidt, T. S. (2014). Low-carbon investment risks and de-risking. *Nature Climate Change*, ***4***, 237-239. (https://www.nature.com/articles/nclimate2112)

[9] Hostettler, T., Hekler, A. (2021). *Statistik Sonnenenergie 2020*. Swissolar, Zürich. Im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE, Bern. (https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10539)

[10] Fischer, D. (2021). *Pv.tarif.ch – Weiterführung 2021-2024. Jahresbericht 2021.* Verband unabhängiger Energieerzeuger VESE, Bern. Mit Unterstützung von EnergieSchweiz, Neuchâtel. (https://www.vese.ch/wp-content/uploads/pvtarif-ch-Weiterfuehrung-2021-2024-Jahresbericht-2021.pdf)

abgehalten, in eine eigene PV-Anlage zu investieren, oder die Anlagen werden auf den Eigenverbrauch optimiert, was zur unvollständigen Ausnutzung der Dachflächen führt und volkswirtschaftlicher Unsinn ist. Die vielerorts tiefen Strompreise machten in der Vergangenheit aber auch den Eigenverbrauch oft uninteressant.

Die finanziellen Ressourcen für PV-Grossinvestitionen sind in der Schweiz absolut vorhanden. Aber auch für Kleinanlagen besteht die Möglichkeit einer massiven Steigerung der Investitionen. So besitzen institutionelle Investorinnen beispielsweise rund einen Drittel der Mietwohnungen mit den dazugehörigen Gebäudedächern[11], die bei positiven Renditeaussichten für Solaranlagen genutzt werden könnten. Auch Private, die 57 Prozent aller Wohneinheiten besitzen, könnten mit günstigen Krediten investieren, falls die Risiken gedeckelt sind[12]. Dieses Kapital muss nun einfach noch angezogen werden und zwar mit einer finanziellen Absicherung gegen tiefe Strompreise bzw. Einspeisetarife.

Investitionsstau auflösen

Das Schweizer Parlament, das zurzeit die Revision des Energiegesetzes und damit die zukünftige Förderpolitik berät, hat es in der Hand, finanzielle Absicherungen gegen tiefe Strompreise für PV-Anlagen zu implementieren. Für PV-Kleinanlagen ist es sinnvoll, die Verteilnetzbetreiber in Art. 15 EnG zu verpflichten, einen **minimalen Rückliefertarif** für eingespeisten PV-Strom zu bezahlen, der die Amortisation dieser Anlagen über deren Lebenszeit garantiert. Angesichts der hohen Preise, die sie für lokalen Solarstrom verlangen, sollte dies möglich sein. Für PV-Grossanlagen muss das Förderregime mit einmaligen Investitionsbeiträgen durch **gleitende Marktprämien bzw. Mindestvergütungen** ersetzt werden – ob auktioniert oder administrativ festgelegt. Diese federn das Risiko tiefer Strompreise ab, indem sie eine minimale Vergütung sicherstellen. Das ist das Erfolgsrezept der meisten Europäischen Länder. Denkbar sind auch sogenannte ***Contracts for Difference***, bei denen Einnahmen durch hohe Strompreise zurückbezahlt werden[13], und die u.a. im Vereinigten Königreich erfolgreich eingesetzt werden. Diese würden das Budget des Netzzuschlagfonds weniger belasten und liessen die Allgemeinheit an eventuellen Gewinnen teilhaben. Schliesslich haben Auktionen für gleitende Marktprämien/Mindestvergütungen den positiven Nebeneffekt, dass sie ein Ausstiegsszenario aus der PV-Förderung bieten. Denn während Investitionsbeiträge die Subventionsregime zusätzlich zementieren, zeigen gleitende Marktprämien an, wann die staatliche Risikominimierung nicht mehr notwendig ist – nämlich wenn sie gegen Null tendieren bzw. wenn die Mindestpresise unter die Grossmarktpreise fallen (wie im europäischen Ausland).

Die Schweizer Politik hat es in der Hand. Die zukünftige Förderpolitik sollte ganz klar die Investitionsrisiken von PV-Anlagen angehen, statt an unnötigen Investitionsbeiträgen festzuhalten.. So schafft es auch die Schweiz, ihre inländischen solaren Ressourcen effektiv zu nutzen, den Kapitalabfluss in ausländische Projekte zu verringern und durch die Energiewende ihre Klimaziele und die Energieunabhängigkeit voranzutreiben.

---

[11] Fleury, M., Koch, A., Schwartz, F. (2020). *Immobilien Schweiz – 4Q20 – Weiter wie bisher*. Raiffeisen Economic Research, Zürich Flughafen. (https://www.raiffeisen.ch/content/dam/wwwmicrosites/casa/immobilienstudien/2020/q4-2020/Immobilien%20Schweiz%204Q20_CHL.pdf)

[12] Schweizerische Nationalbank (2022). *Finanzierungsrechnung der Schweiz – Vermögen der privaten Haushalte 2021.* Medienmitteilung vom 27. April 2022. Schweizerische Nationalbank, Zürich. (https://www.snb.ch/de/mmr/reference/pre_20220427/source/pre_20220427.de.pdf)

[13] May, N., Neuhoff, K., Richstein, J. C. (2018). Affordable electricity supply via contracts for difference for renewable energy. *DIW Weekly Report* **28**, 251-259, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung DIW, Berlin. (https://www.diw.de/de/diw_01.c.594298.de/publikationen/weekly_reports/2018_28_1/affordable_electricity_supply_via_contracts_for_difference_for_renewable_energy.html)