dossier.

Strom aus den Alpen

Zwischenbilanz | Gegen 50 Standorte werden unter Hochdruck von EVUs und Gemeinden für den Bau von alpinen Solarparks evaluiert – für ein Dutzend davon werden bereits Anlagenkonzepte erstellt. Was wird aber wirklich umgesetzt?

De l'électricité venant des Alpes

Bilan intermédiaire | Des EAE et des communes évaluent actuellement près de 50 sites pour la construction de parcs PV alpins, et des concepts d'installation sont élaborés pour une douzaine d'entre eux. Reste à savoir ce qui sera vraiment réalisé.

Bild | Figure: FMW

MARIUS SCHWARZ, DAVID GUT, MAK ĐUKAN

Im Herbst 2022 startete der sogenannte Solarexpress – die Hoffnung, Solarstromanlagen in Höchstgeschwindigkeit in den Alpen zu errichten. Das Ziel: wertvoller Winterstrom. Schnell wurden jedoch auch Befürchtungen gross, dass bisher naturbelassene Teile der Schweizer Alpen mit Solarmodulen zugestellt und «alpine Solaranlagen wie Pilze aus dem Boden» spriessen werden [1]. In der Tat übertrafen sich lokale Gemeinden wie Grengiols oder Gondo sowie Energieversorger wie Axpo und Alpiq gegenseitig mit entsprechenden Ankündigungen. Über fünfzig Standorte sollen derzeit für den Bau von solchen Solarparks evaluiert werden, von denen bisher nur ein Teil der Öffentlichkeit vorgestellt wurde [2]. So spricht der Schweizer Stromkonzern Axpo alleine von elf Standorten, einer davon «NalpSolar» neben dem Nalps-Stausee im Kanton Graubünden, welche mit einer installierten Leistung von 10 MW ab 2025 Strom liefern soll.

Losgetreten hat den Solarexpress das Parlament, als es letzten Herbst im Dringlichkeitsverfahren ein Gesetz verabschiedete, das den Bau von alpinen Solarstromanlagen auf Freiflächen und Stauseen möglich machte. Produzieren diese Anlagen im Jahr mehr als 10 GWh und fällt ein Grossteil davon auf den Winter, profitieren sie von hohen Subventionen und einem vereinfachten Bewilligungsverfahren. Eine der Voraussetzungen hierbei ist, dass die Anlagen bis spätestens Ende 2025 Strom ins Netz einspeisen müssen [3].

Mehr als ein halbes Jahr ist seit dem Start des Solarexpresses vergangen – doch wie ist es ihm seither ergangen? Seit dem Frühjahr 2023 wurden nur noch wenige Projekte veröffentlicht [4]. Auch medial ist das Interesse abgeflacht – ausser den Meldungen, dass bereits geplante Anlagen deutlich kleiner werden. So wurde im Mai angekündigt, dass Grengiols Solar um den Faktor 20 kleiner wird und statt 2000 GWh (rund 3 % der aktuellen Schweizer Stromerzeugung) nur noch 110 GWh jährlich produzieren soll [5]. Grund für diese Redimensionierung dürften vor allem die zeitlichen Vorgaben sein, die das Projekt unter Zugzwang stellen. Da bis 2025 10 % des Stroms ins Netz eingespeist werden müssen, muss das Projekt auf eine realisierbare Grösse verkleinert werden. Der Strom soll zunächst über eine temporäre Freileitung ins Tal geführt werden, da das Verlegen in Kabelstollen zu zeitraubend ist.

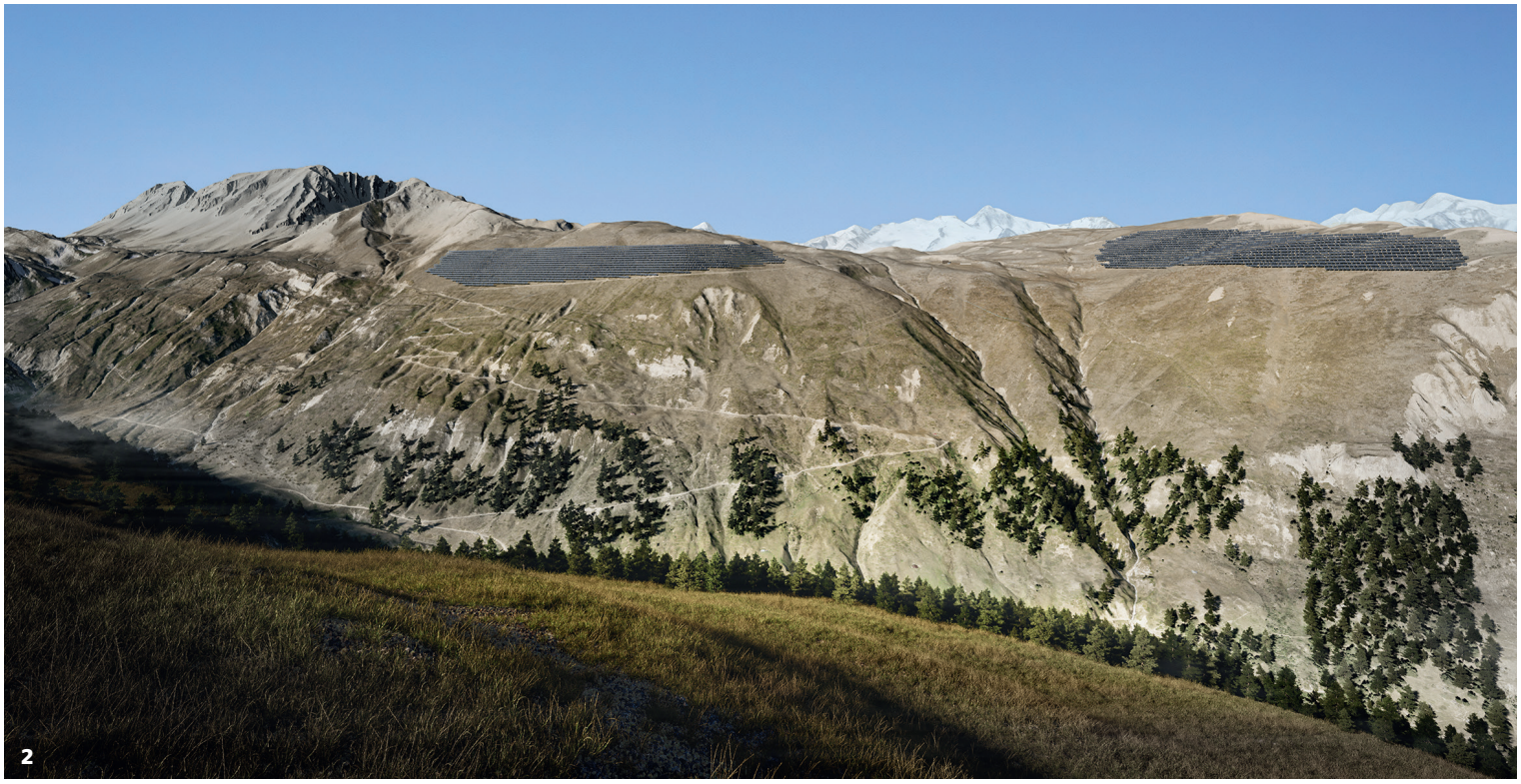
Einen Monat später, im Juni, kündigte dann auch Gondo Solar eine Redimensionierung an und soll nun statt 23 GWh nur noch 16 GWh Strom produzieren [6]. Begründet wurde dies vor allem mit den Herausforderungen beim Anlagendesign, wie die Integration in die sensible alpine Landschaft, der Schutz des Bodens, das schwer zugängliche Gebiet und der unebene Untergrund. Neu sollen die PV-Panels in einer baumartigen Struktur konzipiert und in Form eines Waldes angeordnet werden. Rund 1500 Solarbäume mit jeweils 16 kreuzförmig montierten, bifazialen PV-Modulen sollen errichtet werden. Solche Solarbäume können den starken Schneeverwehungen im Gebiet «Alpjerung» besser entgegenwirken, wie ein in den österreichischen Bergen installierter

Le fameux Solarexpress a été lancé l'automne dernier dans l'espoir de construire des installations photovoltaïques aussi rapidement que possible dans les Alpes. L'objectif: produire une précieuse électricité hivernale. Mais les craintes de voir des parties des Alpes suisses restées jusqu'à présent à l'état naturel se couvrir de panneaux solaires et de voir « les installations photovoltaïques alpines pousser comme des champignons » ont vite pris de l'ampleur [1]. En effet, autant des communes locales telles que Grengiols ou Gondo que des fournisseurs d'énergie comme Axpo et Alpiq ont rivalisé d'annonces dans ce sens. Plus de cinquante sites seraient actuellement en cours d'évaluation pour la construction de tels parcs solaires, dont seule une partie a été présentée au public jusqu'à présent [2]. Ainsi, le groupe suisse Axpo parle à lui seul de onze sites, parmi lesquels « NalpSolar », prévu à côté du barrage de Nalps, dans le canton des Grisons, qui devrait fournir de l'électricité à partir de 2025 avec une puissance installée de 10 MW.

Le Solarexpress a été lancé par le Parlement, lorsque celui-ci a adopté l'automne dernier en procédure d'urgence une loi permettant la construction d'installations solaires alpines au sol et sur des lacs de barrage. Si ces installations produisent plus de 10 GWh par an et qu'une grande partie de cette production est réalisée en hiver, elles bénéficient alors de subventions élevées et d'une procédure d'autorisation simplifiée – l'une des conditions étant que les installations doivent injecter de l'électricité dans le réseau au plus tard fin 2025 [3].

Plus de six mois se sont écoulés depuis – mais que s'est-il passé jusqu'ici ? Depuis le printemps 2023, seuls quelques projets ont été rendus publics [4]. L'intérêt médiatique s'est aussi émoussé – mises à part les informations selon lesquelles les installations déjà planifiées seront nettement plus petites que prévu. Ainsi, il a été annoncé en mai que le parc Grengiols Solar sera réduit d'un facteur 20 et qu'au lieu de 2000 GWh (environ 3 % de la production actuelle d'électricité en Suisse), il ne produira plus que 110 GWh par an [5]. Ce redimensionnement devrait avant tout être dû aux contraintes de temps qui pèsent sur le projet. Comme 10 % de l'électricité doivent être injectés dans le réseau d'ici 2025, le projet doit être réduit à une taille réalisable. Dans un premier temps, l'électricité devra être acheminée dans la vallée par une ligne aérienne temporaire, car la pose d'une ligne dans des galeries de câbles prendrait trop de temps.

Un mois plus tard, en juin, Gondo Solar annonçait à son tour un redimensionnement et ne devrait plus produire que 16 GWh d'électricité au lieu de 23 GWh [6]. Cette décision a été justifiée avant tout par les défis posés par la conception de l'installation tels que l'intégration dans un paysage alpin sensible, la protection du sol, la zone difficile d'accès et le terrain accidenté. Les panneaux photovoltaïques seront dès lors conçus selon une structure arborescente et disposés en forme de forêt. Environ 1500 « arbres solaires », chacun équipé de 16 modules photovoltaïques bifaciaux montés en croix, doivent être



Bilder | Figures: Swisstopo, Nightnurse Images

1 Ursprünglich wollte Grengiols-Solar bis 2025 im Saflischtal 3,4 km² mit PV-Anlagen bebauen.

À l'origine, Grengiols-Solar prévoyait de construire 3,4 km² d'installations photovoltaïques dans le Saflischtal d'ici 2025.

2 Das redimensionierte Projekt geht von einer Fläche von 1 km² aus und soll 110 GWh jährlich liefern.

Le projet redimensionné repose sur une surface de 1 km² et devrait fournir 110 GWh par an.

1 Im Projekt von Gondo-Solar waren ursprünglich geneigte, nach Süden ausgerichtete Solarpanels vorgesehen.

Le projet de Gondo-Solar prévoyait à l'origine des panneaux solaires inclinés et orientés vers le sud.

2 Der neue Ansatz: 1500 Solarbäume mit bifazialen PV-Modulen sollen geringere Auswirkungen auf die Natur haben.

La nouvelle approche : 1500 arbres solaires avec des modules photovoltaïques bifaciaux. Ceux-ci devraient avoir un impact plus restreint sur la nature.

Bilder / Figures: Alpiq

Demonstrator gezeigt hat. Nun soll die Anordnung in einer Testanlage mit mehreren «Solarbäumen» vertieft untersucht werden.

Riesiges Potenzial

An nicht ausreichend geeigneten Standorten liegt es nicht, dass weitere Projektankündigungen ausbleiben, denn das Potenzial auf alpinen Freiflächenanlagen ist riesig. Aktuelle Studien beziffern den theoretisch möglichen Beitrag zur inländischen Stromerzeugung auf zwischen 45 bis 450 TWh [7–9] (zum Vergleich: die gesamte Stromerzeugung in 2022 betrug 63,5 TWh). Das technisch realisierbare Potenzial befindet sich vermutlich bei etwa 50 TWh, wovon 10 % sich in direkter Umgebung vom Stromnetz befinden und somit in wenigen Jahren realisiert werden könnten. Für diese 5 TWh müssten weniger als 30 km² – also 0,1 % der geografischen Fläche der Schweizer Alpen – mit PV-Panels bedeckt werden. Das grösste Potenzial liegt in Graubünden und dem Wallis. Auch in Bern befinden sich geeignete Standorte, jedoch etwas weiter entfernt von bestehender Strominfrastruktur. Im Vergleich dazu ist das Potenzial für weitere PV-Anlagen auf Staumauern mit 0,1 bis 0,2 TWh limitiert [10].

Ausgeschlossen bei diesen Potenzialstudien werden typischerweise Orte, die die Kriterien zur Orographie (wie Orientierung, Höhenlage, Gefälle, Landoberfläche), Naturgefahren (Felssturz, Lawinen), Infrastruktur (Strassen, Kraftwerke, Übertragungsnetz), sozialer Akzeptanz (Skirouten, Gebäude), Einstrahlung (minimale jährliche und winterliche Erzeugung), aber auch Biodiversität (Nationalparks, geschützte Gebiete) nicht erfüllen. Es bleibt also trotz Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben des Solarexpresses zu Natur- und Landschaftsschutz ausreichend Potenzial übrig. Eine aktuelle Herausforderung bei der Berechnung der Potenziale ist die Lage und Kapazität von Verteilnetzen. Da die meisten geplanten alpinen PV-Projekte mit 10–20 MW an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden müssten, bräuchte es Daten zu Netzknoten und -linien. Diese sind national jedoch nur für das Übertragungsnetz verfügbar. Das BFE hat dieses Problem erkannt und wird die Daten künftig zur Verfügung stellen [11].

Die Kosten als Herausforderung

Liegt es also an den Kosten, dass weitere Projektankündigen ausbleiben? Während erste Schätzungen für alpine Freiflächenanlagen von ähnlichen Investitionskosten wie für Dachflächen-PV ausgingen (um die 2000 CHF/kW), wurden die aktuellen Prognosen etwas nach oben korrigiert. Die Industrie gibt heute Investitionskosten zwischen 2100 und 3000 CHF/kW an. Die grössten Kostenblöcke sind die Konstruktion und Befestigung der Solarmodule sowie die Hardware wie Module und Wechselrichter – mit je rund einem Drittel der Gesamtkosten. Das letzte Drittel der Kosten fällt auf Planung, Entwicklung, Stromanschluss und Finanzierung. Stark beeinflusst werden die Kosten durch die Stärke der Schneelasten, die Erschlossenheit des Standortes und die Entfernung zum Stromnetz. Vor allem

érigés. Ceux-ci sont mieux à même de lutter contre les importantes congères se formant dans la région « Alpjerung », comme l'a montré un démonstrateur installé dans les montagnes autrichiennes. Il s'agit désormais d'étudier de manière approfondie cette disposition au moyen d'une installation test comprenant plusieurs de ces arbres solaires.

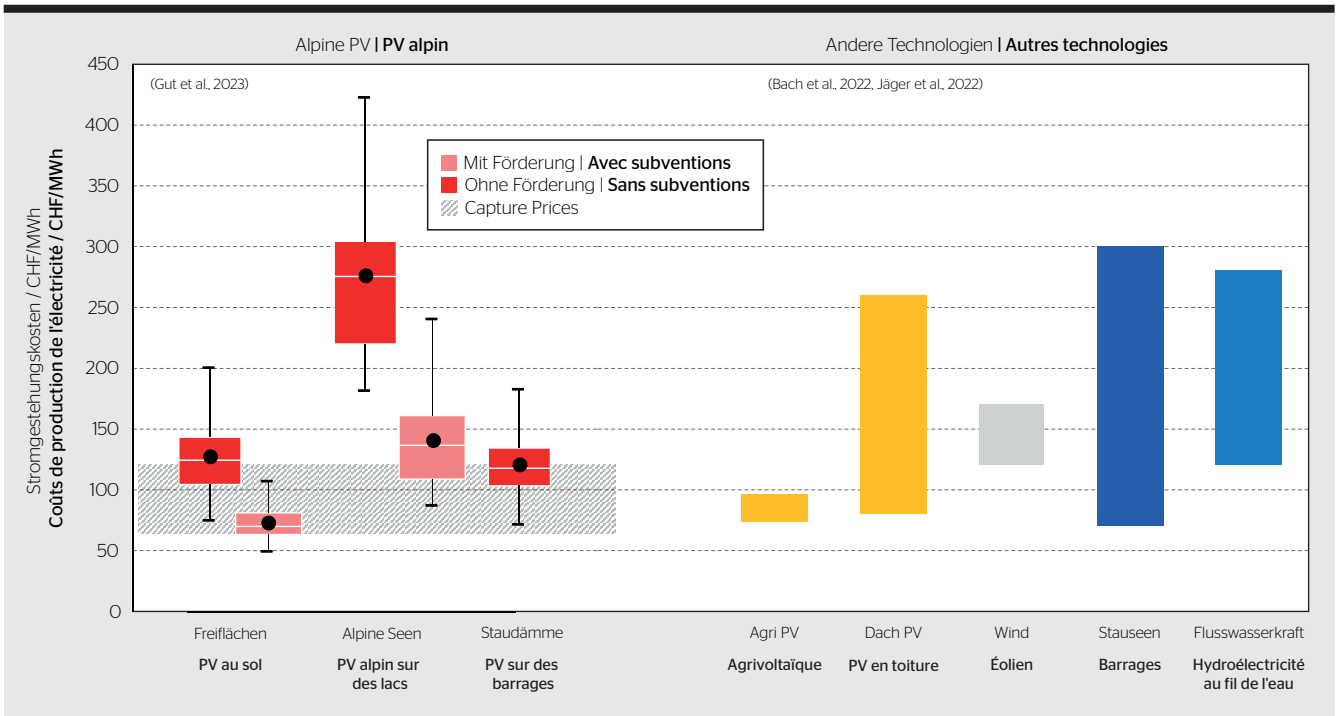
Un énorme potentiel

Si aucun autre projet n'est annoncé, ce n'est pas faute de sites appropriés, car le potentiel des installations solaires alpines au sol est énorme. Des études actuelles chiffrent la contribution théoriquement possible à la production nationale d'électricité entre 45 et 450 TWh [7-9] (à titre de comparaison, en Suisse, la production totale d'électricité a atteint 63,5 TWh en 2022). Le potentiel techniquement réalisable se situe probablement autour de 50 TWh, dont 10 % se trouvent à proximité directe du réseau électrique et pourraient donc être réalisés en quelques années. Pour ces 5 TWh, moins de 30 km² – soit 0,1 % de la surface géographique des Alpes suisses – devraient être couverts de panneaux photovoltaïques. Le plus grand potentiel se trouve dans les Grisons et le Valais. Il existe également des sites appropriés dans le canton de Berne, mais ceux-ci sont un peu plus éloignés des infrastructures électriques existantes. En comparaison, le potentiel en matière de nouvelles installations PV sur des barrages est limité à une production annuelle de 0,1 à 0,2 TWh [10].

Ces études de potentiel excluent typiquement les sites ne répondant pas aux critères relatifs à l'orographie (comme l'orientation, l'altitude, la pente, la surface du terrain), aux dangers naturels (éboulements, avalanches), aux infrastructures (routes, centrales électriques, réseau de transport), à l'acceptation sociale (itinéraires de ski, bâtiments), au rayonnement (productions minimales annuelle et hivernale), mais aussi à la biodiversité (parcs nationaux, zones protégées). Il reste donc suffisamment de potentiel malgré la prise en compte des exigences légales du Solarexpress en matière de protection de la nature et du paysage. L'emplacement et la capacité des réseaux de distribution représentent actuellement encore une difficulté à surmonter pour le calcul des potentiels. Comme la plupart des projets PV alpins planifiés devraient être raccordés au réseau moyenne tension avec une puissance de 10 à 20 MW, il faudrait disposer de données relatives aux nœuds et aux lignes du réseau. Or, celles-ci ne sont disponibles au niveau national que pour le réseau de transport. L'OFEN a reconnu ce problème et mettra ces données à disposition à l'avenir [11].

Les défis liés aux coûts

Est-ce donc en raison des coûts qu'il n'y a pas encore eu d'autres annonces de projets ? Alors que les premières estimations pour les installations alpines au sol faisaient état de coûts d'investissement similaires à ceux du photovoltaïque en toiture (environ 2000 CHF/kW), les prévisions actuelles ont été légèrement revues à la hausse. L'industrie indique aujourd'hui des coûts d'investissement com-



Vergleich der Gestehungskosten verschiedener erneuerbarer Stromerzeugungsarten [15].
Comparaison des coûts de revient de différents types de production d'électricité renouvelable [15].

bei Lagen mit grosser Distanz zum Stromnetz, wie beispielsweise bei Grengiols, können sich die Anschlusskosten noch deutlich erhöhen.

Mit diesen Investitionskosten liegen die Gestehungskosten von alpinen Freiflächenanlagen zwischen 110 und 140 CHF/MWh, je nach Sonneneinstrahlung [12]. Im Vergleich zu Solaranlagen auf Dächern, in dualer Nutzung in der Landwirtschaft (Agri PV) und auf Stauseen, aber auch Wasserkraftanlagen weisen alpine Freiflächenanlagen damit oft geringere Gestehungskosten auf – vergleichbar ist hier nur die Windkraft. Damit Investitionen in alpine PV profitabel sein können, müssen die Gestehungskosten unter dem erwarteten Verkaufspreis des erzeugten Stroms liegen. Die meisten Szenarien zeigen durchschnittliche Strommarktpreise zwischen 50 und 100 CHF/MWh bis 2050, in Ausnahmefällen bis zu 200 CHF/MWh [13]. Da die Strompreise über die Zeit stark variieren können, ist für die Stromerzeuger der sogenannte «Capture Price» relevant, der durchschnittlich zu erwartende Strompreis in den Stunden der Stromerzeugung. So haben alpine PV-Anlagen wegen des höheren Winterstromanteils einen deutlich höheren erwarteten Capture Price als beispielsweise Dach-PV im Mittelland. Mit den Subventionen (maximal 60 % der Investitionskosten) kommen die Gestehungskosten in den Bereich dieser Capture Prices (siehe Grafik oben).

Schweizer Energieversorger investieren

Die aktuellen Projektankündigungen kommen vor allem von den Energieversorgern. Dass diese hier als First Mover agieren, liegt vor allem daran, dass sie bereit sind, ein höhe-

pris entre 2100 et 3000 CHF/kW. Les postes les plus onéreux sont les supports et la fixation des modules photovoltaïques ainsi que le matériel tel que les modules et les onduleurs – chacun représentant environ un tiers des coûts totaux. Le dernier tiers est consacré à la planification, au développement, au raccordement électrique et au financement. Les coûts sont fortement influencés par l'importance des charges de neige, la desserte du site et la distance au réseau électrique. Les coûts de raccordement peuvent encore augmenter considérablement, surtout pour les sites très éloignés du réseau électrique, comme à Grengiols.

Avec de tels coûts d'investissement, le prix de revient des installations alpines au sol se situe entre 110 et 140 CHF/MWh, selon l'ensoleillement [12]. Comparées aux installations photovoltaïques sur les toits, en utilisation duale dans l'agriculture (agrivoltaïque) et sur les lacs de barrage, mais aussi aux installations hydroélectriques, les installations alpines au sol présentent ainsi souvent de plus faibles coûts de production – comparables uniquement à ceux de l'énergie éolienne. Pour que les investissements dans le PV alpin soient rentables, les coûts de production doivent être inférieurs au prix de vente escompté de l'électricité produite. La plupart des scénarios indiquent des prix moyens du marché de l'électricité compris entre 50 et 100 CHF/MWh d'ici 2050, et dans des cas exceptionnels jusqu'à 200 CHF/MWh [13]. Comme les prix de l'électricité peuvent varier fortement dans le temps, c'est ce que l'on appelle le « capture price » – c'est-à-dire le prix moyen de l'électricité attendu aux heures de production – qui est

Bild | Figure: ETH

res Risiko während der Konstruktionsphase von Projekten einzugehen und einen stabilen Kundenstamm haben, an den sie Strom für die Grundversorgung verkaufen und eventuelle Preiserhöhungen weitergeben können. Eine Herausforderung für die Energieversorgung sind jedoch die tendenziell hohen Kapitalkosten, was generell die Attraktivität von Investitionen schmälert. Bei alpinen PV kann dies problematisch werden, da die aktuelle Förderung Projekte nur so weit subventioniert, dass der Investor eine Rendite von 5,23 % realisieren kann. Dies könnte je nach Energieversorger möglicherweise nicht ausreichen, um die Kapitalkosten zu decken.

Weiteres Kapital könnte von institutionellen Investoren wie Pensionsfonds bereitgestellt werden. Das Interesse dieser Investoren hängt jedoch stark von der Sicherheit des Geschäftsmodells ab. Für viele institutionelle Investoren sind gesicherte Umsätze, beispielsweise durch langfristige Verträge (sogenannte Power Purchase Agreements), unverzichtbar.

Wohin geht die Reise?

Das Potenzial ist da. Die Notwendigkeit ist gegeben. Kostenschätzungen sind vielversprechend und Schweizer Energieversorger investieren. Trotzdem ist die Zukunft von alpiner PV noch ungewiss. Ob es tatsächlich so weit kommt, wie Bodenmann prophezeit, dass «bis Ende 2025 kein einziger Solarpark realisiert werden wird» [14], bleibt abzuwarten. Die aktuelle Gesetzesgrundlage führt sichtlich zu deutlich weniger und deutlich kleineren Projekten, als zu Beginn erhofft. Die aktuelle Projekt-Pipeline erreicht die Zielvorgabe von 2 TWh nicht.

Diese Entwicklung hat aber auch ihre Vorteile. Solaranlagen in den Alpen zu errichten, ist neu – weltweit gibt es keine vergleichbaren Anlagen. Die ersten Pilotprojekte müssen daher helfen, die offenen Fragen zu beantworten: Wie wirken sich die verschiedenen Anlagendesigns auf Kosten, Umwelt und Landschaft aus? Wie akzeptiert sind die Anlagen, sobald sie sichtbar sind? Die Technologie kann jetzt in kleinerem Umfang getestet werden.

Damit der Solarexpress keine Vollbremsung macht, müssten die bis 2025 geltenden Regelungen bald erweitert werden. Solarparks in den Alpen benötigen mehrere Jahre, um geplant, bewilligt und gebaut zu werden. Daher muss auch der regulatorische Rahmen über mehrere Jahre hinaus gültig und eine längerfristige Planungssicherheit gegeben sein. Um der Dringlichkeit des Ausbaus trotzdem gerecht zu werden, könnten beispielsweise die Fördermassnahmen ab 2025 sukzessive gesenkt und damit ein zügiger Ausbau gefördert werden. Auch könnten als Alternative zur Förderung mit Einmalzahlungen «Contracts for Differences» genutzt werden, um Investoren eine langfristige Einnahmesicherheit zu bieten. Eine weitere Option wären Auktionen für die Förderung von alpinen PV-Anlagen, um eine bestimmte Qualität in Hinsicht auf Wirtschaftlichkeit, Standort und Umweltverträglichkeit sicherzustellen.

Schliesslich muss sich die lokale Bevölkerung für grossflächige Solarparks in den Alpen aussprechen. Dass eine

considéré pour les installations de production d'électricité. Ainsi, en raison de la part plus importante d'électricité produite en hiver, les installations PV alpines bénéficient d'un capture price prévu nettement plus élevé que, par exemple, une installation en toiture sur le Plateau. Avec les subventions (au maximum 60 % des coûts d'investissement), les coûts de revient se situent dans la fourchette de ces capture prices (voir le graphique).

Les fournisseurs d'énergie suisses investissent

Les annonces actuelles de projets proviennent surtout des fournisseurs d'énergie. Si ces derniers agissent ici en tant que « first mover », c'est surtout parce qu'ils sont prêts à prendre un risque plus élevé pendant la phase de construction des projets et qu'ils disposent d'une clientèle stable, à laquelle ils peuvent vendre de l'électricité pour l'approvisionnement de base et répercuter les éventuelles hausses de prix. Toutefois, le coût du capital, qui a tendance à être élevé, constitue un défi pour l'approvisionnement en énergie, ce qui rend généralement les investissements moins attrayants. Dans le cas du PV alpin, cela peut devenir problématique, car les aides actuelles ne subventionnent les projets que jusqu'au point où l'investisseur peut réaliser un rendement de 5,23 %. Selon le fournisseur d'énergie, cela pourrait ne pas suffire à couvrir le coût du capital.

D'autres capitaux pourraient être mis à disposition par des investisseurs institutionnels tels que les fonds de pension. L'intérêt de ces investisseurs dépend toutefois fortement de la sécurité du modèle d'affaires. Pour de nombreux investisseurs institutionnels, un chiffre d'affaires garanti, par exemple par des contrats à long terme (power purchase agreements), est indispensable.

Et ensuite ?

Le potentiel est là. Le besoin est réel. Les estimations en matière de coûts sont prometteuses et les fournisseurs d'énergie suisses investissent. Malgré tout, l'avenir du PV alpin est encore incertain. Il reste à voir si nous en arriverons effectivement à la situation prédite par Peter Bodenmann, à savoir que « pas un seul parc solaire ne sera réalisé d'ici fin 2025 » [14]. La base légale actuelle conduit visiblement à des projets bien moins nombreux et nettement plus petits qu'espéré à l'origine. Le pipeline actuel de projets n'atteint pas l'objectif de 2 TWh.

Mais cette évolution a aussi ses avantages. La réalisation d'installations solaires dans les Alpes est une innovation – il n'existe aucune installation comparable dans le monde. Les premiers projets pilotes doivent donc aider à répondre aux questions en suspens : quel est l'impact des différentes conceptions d'installations sur les coûts, sur l'environnement et sur le paysage ? Dans quelle mesure les installations sont-elles acceptées une fois qu'elles sont visibles ? La technologie peut désormais être testée à petite échelle.

Pour éviter que le Solarexpress ne freine à fond, les réglementations en vigueur jusqu'en 2025 devraient bientôt être étendues. Les parcs photovoltaïques dans les Alpes

fehlende Akzeptanz eine Technologie in der Schweiz stoppen kann, haben wir bei der Windkraft und zuletzt auch bei der alpinen PV in Grengiols gesehen.

Referenzen | Références

[1] www.nzz.ch/wirtschaft/alpine-solaranlagen-keiner-will-den-boom-verpassen-ld.1712992
[2] www.nzz.ch/schweiz/der-solarexpress-droht-bereits-wieder-zu-stehen-zu-kommen-ld.1731094
[3] www.fedlex.admin.ch/eli/oc/2022/543/de
[4] Es gibt Ausnahmen wie beispielsweise die zwei neu angekündigten Anlagen von der Bündner Energieversorgerin Repower in Klosters und Ilanz. Beide Anlagen sollen in bereits touristisch erschlossenen Gebieten gebaut werden und die lokalen Bergbahnen mit Strom versorgen. | Il existe des exceptions, comme les deux nouvelles installations annoncées par le fournisseur d'énergie Repower à Klosters et Ilanz. Ces deux installations doivent être construites dans des régions déjà touristiques et alimenter en électricité les remontées mécaniques locales. www.energate-messenger.ch/news/233811/repower-kuendigt-weitere-alpine-solaranlage-an
[5] www.tagesanzeiger.ch/peter-bodenmann-bis-ende-2025-wird-kein-einziger-solarpark-realisiert-sein-425201099634
[6] www.energate-messenger.ch/news/233519/gondosolar-wird-kleiner
[7] L. Meyer et al., «Das Potenzial der alpinen PV-Anlagen in der Schweiz», 2023.
[8] M. Schwarz, Alpenstrom jetzt! Modellierung von Alpenstrom zur Deckung der «Winterlücke», 2022. www.alpenforce.com/projekt/studie-alpenstrom-jetzt
[9] D. de Ferrars, The role of solar photovoltaics in the Alps for the Swiss electricity system, Master Thesis, ETH Zürich, 2023. doi.org/10.3929/ethz-b-000610172
[10] energiezukunftschweiz.ch/de/Knowhow/News/Newsaktuell/2021-08-01-solarstrom-auf-infrastruktur.php
[11] www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/geoinformation/geodaten/leitungen/elektrische-anlagen-nennspannung-ueber-36-kv.html
[12] D. Gut, M. Dukan, A. Gumber, B. Steffen, «Economics and Financing of Alpine Solar PV in the Swiss Alps», 2023 (forthcoming).
[13] Die Entwicklung des Strompreises unterliegt jedoch starken Unsicherheiten. Vorhersagen des Strompreises über die Lebensdauer der PV-Anlage sind nicht möglich. Beispiel Szenarien: | L'évolution du prix de l'électricité est toutefois soumise à de fortes incertitudes. Il n'est pas possible de prédire le prix de l'électricité sur la durée de vie de l'installation PV. Exemple de scénarios : www.nexus-e.org
[14] www.tagesanzeiger.ch/peter-bodenmann-bis-ende-2025-wird-kein-einziger-solarpark-realisiert- sein-425201099634
[15] Quelle alpine PV | Source PV alpin : D. Gut, M. Dukan, A. Gumber, B. Steffen, «Economics and Financing of Alpine Solar PV in the Swiss Alps», 2023 (forthcoming); Quelle andere Erneuerbare | Source autres énergies renouvelables : C. Bauer et al., Electricity storage and hydrogen – technologies, costs and impacts on climate change, 2022. Quelle Agri PV | Source agrivoltaïque : M. Jäger et al., Machbarkeitsstudie Agri-Photovoltaik in der Schweizer Landwirtschaft, 2022.

Autoren | Auteurs

Dr. **Marius Schwarz** ist Senior Researcher und Manager am Energy Science Center.
Dr **Marius Schwarz** est senior researcher et manager à l'Energy Science Center.
→ ETH Zürich, 8092 Zürich
→ mschwarz@ethz.ch

David Gut ist Assistent an der Climate Finance & Policy Group.
David Gut est assistant au sein du Climate Finance & Policy Group.
→ david.gut@gess.ethz.ch

Dr. **Mak Đukan** ist Forscher der Climate Finance & Policy Group.
Dr **Mak Đukan** est chercheur au sein du Climate Finance & Policy Group.
→ mak.dukan@gess.ethz.ch

nécessitent plusieurs années pour être planifiés, autorisés et réalisés. C'est pourquoi le cadre réglementaire doit également être valable pendant plusieurs années, et une sécurité de planification à plus long terme doit être assurée. Afin de répondre malgré tout à l'urgence, les mesures d'encouragement pourraient, par exemple, être progressivement réduites à partir de 2025, de sorte à favoriser un développement rapide. Il serait également possible d'utiliser des « contracts for differences » comme alternative au soutien avec des paiements uniques afin d'offrir aux investisseurs une sécurité de revenus à long terme. Une autre option serait des enchères pour promouvoir les installations photovoltaïques alpines, afin de garantir une certaine qualité en termes de rentabilité, de localisation et de respect de l'environnement.

Enfin, la population locale doit se prononcer en faveur de grands parcs solaires dans les Alpes. Nous avons pu voir avec l'énergie éolienne, et plus récemment avec le projet de PV alpin de Grengiols, qu'en Suisse, un manque d'acceptation peut stopper une technologie.