

Sind alpine Solaranlagen wirtschaftlich?

Aktuelle Einschätzung zu geplanten Projekten im Rahmen des parlamentarischen «Solar-Expresses»

Michael Graf MSc. in Business Administration, Leitender Berater
EVU Partners, Aarau, michael.graf@evupartners.ch
Markus Flatt Dr. oec. HSG, Partner
EVU Partners, Aarau, markus.flatt@evupartners.ch
Datum: 21. September 2023

Lead

+++ «Der Solarexpress stottert» ++ «Fehler der Politik» ++ «Der Ausbau in den Alpen droht zu scheitern» +++
So oder ähnlich lauteten die Schlagzeilen der letzten Wochen über die geplanten alpinen Solaranlagen, welche bis 2025 an Netz gehen und einen relevanten Beitrag zur Winterstromversorgung leisten sollen. Das «Nein» der Walliser Stimmbevölkerung zur Beschleunigung der entsprechenden Verfahren vom 10. September 2023 war das vorläufige letzte «Downlight». Im Rahmen unserer Projektbegleitung sehen wir jedoch sehr unterschiedliche Ausgangslagen und Konzepte und beurteilen die Chancen für viele, gerade auch mittel-grosse Projekte mit guter Netzanbindung als nach wie vor intakt. Wir beurteilen daher den Solarexpress nicht als gescheitert – sind aber überzeugt, dass es nun konsequentes Verfolgen der Projektziele, ehrliche Kommunikation und nachhaltige Kompromisse braucht.

1. Einleitung

Das Parlament hat am 30. September 2022 vor dem Hintergrund einer befürchteten Energiemangellage dringliche Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winter beschlossen. Der Bundesrat hat an seiner Sitzung vom 17. März 2023 festgelegt, wie die vom Parlament in Artikel 71a des Energiegesetzes (EnG) angelegte Solaroffensive in den Bergen im Detail umgesetzt werden soll.

Dabei wurden die Rahmenbedingungen für einen zeitlich und mengenmässig beschränkten Zubau von alpinen Solaranlagen ausserhalb der Bauzone geschaffen. Die Anlagen sollen einen signifikanten Anteil an Winterstrom produzieren, um von der erleichterten Bewilligung und der privilegierten Förderung zu profitieren. Die Förderung ist auf gesamthaft 2 TWh limitiert.

Die Bewilligung liegt in der Kompetenz der Kantone, wobei die Zustimmung der Standortgemeinde und der Grundeigentümer vorliegen muss. Die einzelnen Kantone unterstützen die Solaroffensive mit unterschiedlichen Massnahmen. Der Kanton Bern beispielsweise hat einen runden Tisch initiiert und unterstützt Projektierende im Bewilligungsverfahren weitgehend. Zu den rascheren Verfahren im Kanton Wallis hat die Stimmbürger am 10. September 2023 «Nein» gesagt. Dies bedeutet für die Walliser-Projekte kein Stopp, aber für die notwendigen Bewilligungsprozesse einen hohen zeitlichen Druck.

Bekannte Beispiele von alpinen Solarprojekten sind die nicht unumstrittenen Grossprojekte im Wallis wie Grenchols Solar (110 GWh), aber auch mittelgrosse Projekte wie Vorab in Flims (10 GWh), SedrunSolar (23 GWh) oder SolSarin in Gstaad. Gemäss der Ausbauebseite des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) gibt es schweizweit aktuell 104 bekannte Ausbauprojekte (Stand: 15.09.2023). Davon sind 39 geplante alpine PV-Freiflächenanlagen mit einem Potential von rund 800 GWh.¹ Während einzelne Projekte grosse Herausforderungen bezüglich der beanspruchten Fläche und der Netzanbindung haben, sind andere Projekte eingebettet in bestehende Infrastrukturen wie Bergbahnen und optimiert auf Eigenverbrauchslösungen. Die Heterogenität der Projekte – von den innovativen Bauweisen ganz abgesehen – ist gross.

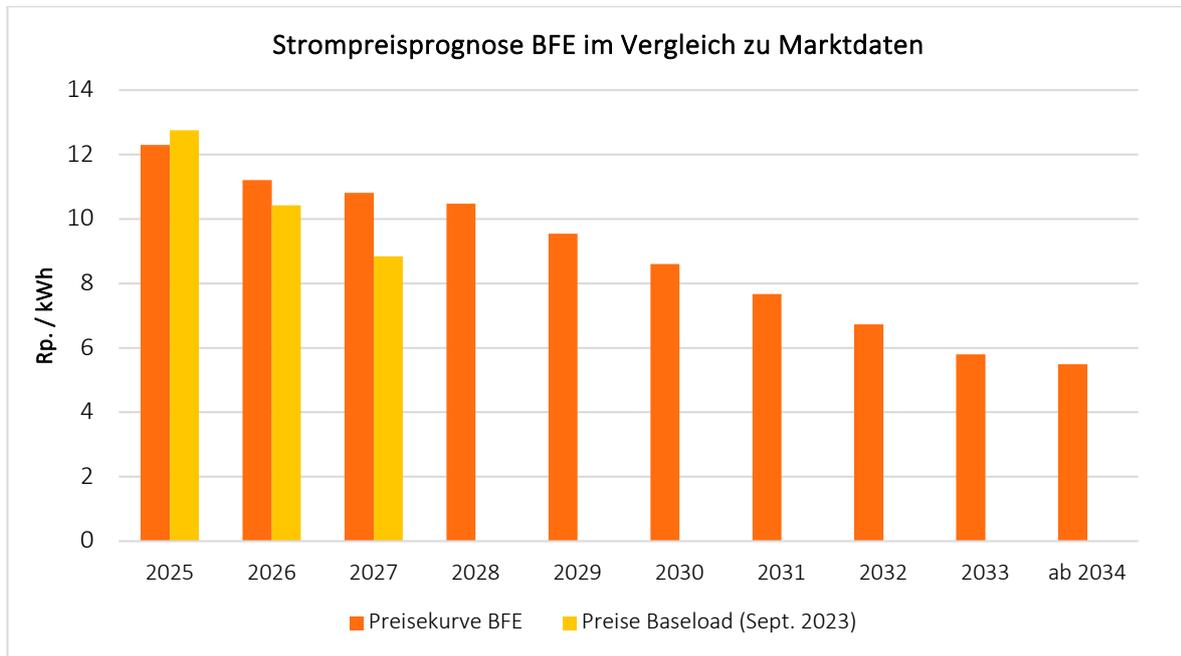
2. Finanzielle Förderung

Der Bund fördert die alpinen Solaranlagen mit bis zu 60% der Investitionssumme. Die relevante Grösse für die Bestimmung der Fördersumme sind die nicht amortisierbaren Mehrkosten (NAM). Die NAM stellen die unwirtschaftlichen Kosten (negativen Barwert) der alpinen Solaranlage im Vergleich zu erwarteten Strommarktpreis und unter Berücksichtigung einer Kapitalverzinsung über die Laufzeit von 30 Jahren dar.

Die für die Bestimmung der Förderhöhe massgebende Strompreiskurve geht langfristig von Strompreisen von durchschnittlich 6.3 Rp./kWh bis 2050 aus.² Unserer Einschätzung nach sind die langfristigen Strompreise eher konservativ geschätzt, um die Förderung der Projekte möglich zu machen bzw. die Risiken für die Projektanten zu senken. Gleichzeitig führt eine solch tief angenommene, langfristige Strompreisentwicklung als Vorgabe für die Förderberechnung bei Verwendung im Business Case zu für Investoren unbefriedigenden Ergebnissen. Da Preisprognosen über 30 Jahre schlicht nicht möglich sind, empfiehlt es sich die Tragbarkeit anhand negativer Preisentwicklungen, gerade auch im Vergleich zu den historischen Marktpreisen der letzten 15 Jahre heranzuziehen und gleichzeitig die Absatzseite des Projekts – konkret die Stromverwertung – vertieft zu prüfen. Welcher Anteil des Stroms soll am Markt mit entsprechendem Preisrisiko verwertet werden? Welcher Anteil kann längerfristig mittel Strombezugsverträgen abgesichert werden? Besteht die Möglichkeit von Eigenverbrauchslösungen, z.B. bei Bergbahnen? Und welcher Anteil der Produktion kann letztlich mit Versorgungsaufträgen natürlich «gehedged» werden? Bei diesem «Kanal» werden auch die mit dieser neuen, volatilen Eigenproduktion verbundenen Ausgleichsenergiekosten eine relevante Rolle spielen. All diese Aspekte gilt es auf der Erlösseite – unabhängig von der Förderberechnung – besonders im Auge zu haben.

¹ Vgl. VSE (2023). <https://www.strom.ch/de/politik/erneuerbare-energien-das-sind-die-ausbauprojekte>

² BFE (2023). Vorlage für Wirtschaftlichkeitsberechnung für PV-Grossanlagen Förderung Grosskraftwerke BFE



Quelle: BFE; EEX

Auf der Kostenseite sind die Betriebs- und Reparaturkosten sowie die Versicherungskosten jährlich mit maximal 1% der Investitionskosten anzurechnen. Darunter fallen auch allfällige Pacht- oder Baurechtszinsen (siehe auch Kapitel 4). Entsprechend besteht der Anreiz der Projektanten, diese Kostenvorgabe in der Realität durch gute Bauweise und gute Betriebskonzepte zu unterschreiten.

Eher widersprüchlich wird der Rückbau nach 30 Jahren behandelt. Einerseits können Rückstellungen für den Rückbau nach 30 Jahren gebildet werden, andererseits werden die zu diesem Zeitpunkt absehbaren Anlagenrestwerte als Geldzufluss bei der Förderung berücksichtigt. Während der Rückbau adäquat vorzusehen und auch baulich richtig zu planen ist, ist eine Restwertrealisierung von 30-jährigen Komponenten im alpinen Raum – notabene Sonderanfertigungen – wenig realistisch. Realistisch ist einzig – aber das bereits mit viel Hoffnung – dass die Anlagen noch etwas über die 30 Jahre hinaus weiterbetrieben werden können.

Die Vergütungen der notwendigen Netzverstärkungen werden schliesslich durch die ElCom bewilligt. Diese Kosten sind Teil der Systemdienstleistungen und im Kontext der aktuellen Diskussionen im Mantelerlass gut zu prüfen. Während eine Doppelförderung ausgeschlossen bleibt, ist für die Netzbetreiber wichtig sicherzustellen, dass die resultierten Anschlusskosten nicht ihr Verteilnetz – welches je nach Standort und Anlage vergleichsweise klein ist – erhebliche Kostenfolgen aufgrund der neuen PV-Anlage tragen muss.

3. Umgang mit Prognoseunsicherheit

Die Realisierung von alpinen Solaranlagen ist geprägt durch eine Vielzahl von Annahmen und geringen Erfahrungswerten. Bauseits bestehen die grossen Kostenrisiken bei der strom- und verkehrstechnischen Erschliessung sowie der Art und Befestigung resp. Aufständigung der PV-Module. Die Anstellwinkel und die

Anordnung der PV-Module beeinflussen die Stromproduktionserträge direkt. Gemäss einer Studie der ZHAW wurden die höchsten Jahres- und Wintererträge mit bifazialen Modulen (70° resp. 90° bifazial) erreicht.³

Die Strompreisentwicklung der letzten Jahre hat dessen schwierige Prognostizierbarkeit deutlich aufgezeigt. Dabei ist davon auszugehen, dass der Winterstrom mittelfristig deutlich teurer wird als der Sommerstrom. Gleichzeitig sind aber auch die Tagesprofile von grosser Relevanz und die laufende Zunahme an Stunden mit negativen Strompreisen. Ohne entsprechende Produktionsprofile und möglicher Preisszenarien lassen sich die möglichen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit nicht abschätzen.

4. Wirtschaftlichkeit

Gemäss unseren bisherigen Berechnungen in mehreren mittelgrossen Projekten können alpine Solaranlagen unter Berücksichtigung der Förderung wirtschaftlich betrieben werden. Die Stromerträge schwanken aufgrund des Wetters und der Strompreise jedoch erheblich. Mittels Eigenproduktion und Absatz des Stroms durch den Energieversorger in der Grundversorgung oder mittels langfristiger Stromlieferverträge lassen sich Preisrisiken zumindest teilweise minimieren. Petrus lässt sich hingegen nur schwer beeinflussen. Einerseits sind hier das eigene Produktionsportfolio, die Ausgleichsmöglichkeiten sowie die Risikofähigkeit der Projektanten von Relevanz. Jede Absicherung von Risiken führt auch zur Verminderung von Chancen (und umgekehrt). Andererseits gilt für alle Netzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag gemäss Art. 6 StromVG die Vorgabe, die Eigenproduktion zumindest anteilmässig den grundversorgten Endkunden zukommen zu lassen. Diese Vorgabe wird bei geförderten alpinen Solaranlagen genauso wie bei der Wasserkraft. Entsprechend haben Grundversorgung hierbei auch die Auswirkungen auf ihre Grundversorgung (und damit auf ihre Tarife) im Auge zu behalten. Wirtschaftliche Solarprojekte zulasten der eigenen Endkunden dürfte sich kein Versorger leisten können.

Unsere Berechnungen gehen bei alpinen Solaranlagen von Gestehungskosten nach Förderung von 8 – 11 Rp./kWh aus. Die relevanten Kostenblöcke bilden die Investitions- und Kapitalkosten. Der Bund hat den Kapitalkostensatz für die Förderberechnung und für die Grundversorgung für 2024 auf 5.23% (nominal) resp. 4.19% (real) festgelegt.⁴ Der verwendete Fremdkapitalzinssatz von 1.49% (real) ist im Hinblick auf das aktuelle Zinsniveau zurückhaltend gewählt. Steigen die Kapitalkosten, führt dies für die Betreiber zu zusätzlichen Finanzierungs- und Zinsrisiken. Entsprechend sind hier die Projektanten gut beraten, die Zinsannahmen der Förderung für die Wirtschaftlichkeit auf ihre Finanzierungs- und Risikosituation hin anzupassen.

Die laufenden Betriebskosten sind für alpine Solaranlagen hingegen weniger von Bedeutung. Eine Ausnahme stellen die möglichen Entschädigungen an den Eigentümer dar. In den Medien ist – in Anlehnung an den Wasserzins – immer wieder vom sogenannten «Solarrappen» die Rede. Damit ist eine Abgabe an den öffentlichen Grundeigentümer im Umfang von 1 Rp./kWh pro erzeugte Kilowattstunde gemeint. Auch die Wasserkraftwerkbetreiber zahlen ihren jeweiligen Konzessionsgemeinden oder -kantonen in Form des Wasserzinses eine Entschädigung pro erzeugte Kilowattstunde. Der Wasserzins liegt heute bei durchschnittlich 1.1 Rp./kWh und ist durch den Gesetzgeber auf 110 Fr. pro Kilowatt Bruttoleistung limitiert.⁵ Die Gestehungskosten (ohne Wasserzinsen) liegen bei bestehenden Wasserkraftwerken zwischen 5.5 bis 6.3 Rp./kWh⁶. Damit sind diese deutlich tiefer als die erwarteten Gestehungskosten alpiner Solaranlagen von 8 bis 12 Rp./kWh. Bei neuen Wasserkraftwerken, welche nach Art. 26 EnG eine Förderung durch den Bund erfahren, werden

³ ETH Zürich (2003). <https://archiv.ethlife.ethz.ch/articles/tages/Wasserzins.html>

⁴ BFE (2023). Vorlage für Wirtschaftlichkeitsberechnung für PV-Grossanlagen Förderung Grosskraftwerke BFE

⁵ ZHAW (2022). Photovoltaik in den Alpen: Neue Messergebnisse veröffentlicht (Winterhalbjahr 2021/2022)

⁶ BFE (2018). Rentabilität der Schweizer Wasserkraft – Resultate einer Datenumfrage bei Betreibern von Schweizer Wasserkraftwerken

zudem während zehn Jahren ab der Inbetriebnahme auf der gesamten Bruttoleistung keine Wasserzinsen erhoben.⁷ Inwiefern daher 1 Rp./kWh für stark geförderte und bereits vergleichsweise teure alpine Solaranlagen angemessen ist, ist fraglich. Die Gefahr, dass Projekte aufgrund zu hoher Forderungen der Grundeigentümer nicht realisiert werden, ist real. Hier sind aus unserer Sicht Modelle zu prüfen, wo die Grundeigentümer stärker an Chancen und Risiken partizipieren. Sei dies über eine anteilige umsatzabhängige Abgeltung oder eine direkte Beteiligung an der entsprechenden Gesellschaft bis hin zur Bürgerbeteiligung. Den historischen Fehler starrer Abgaben analog zum Wasserzins, sollten wir bei den Solarprojekten unbedingt vermeiden. Der Anspruch, dass die «belastenden» Gebiete von diesen Anlagen auch profitieren sollen, ist damit keinesfalls in Abrede gestellt. Eine Beteiligung am Strom zu Gestehungskosten über die entsprechende Versorgung sowie eine mögliche Beteiligung erachten wir aber als deutlich besser.

5. Wahl des richtigen Betriebsmodells

Die Mehrzahl der geplanten alpinen Solaranlagen werden durch lokale, regionale oder nationale Energieversorger vorangetrieben. Auch private Projekte mit entsprechenden Investoren oder gemischte Konsortien bestehen. Während Private und Investoren den Strom über kurz oder lang am Markt absetzen müssen, können Versorger den Strom in verschiedenen Varianten nutzen bzw. im Rahmen ihrer Portfolios optimal einsetzen.

Wir sehen heute mehrere Betriebsmodelle für solche Produktionsanlagen. Energieversorger mit einem bestehenden Kraftwerkspark können alpine Solaranlagen als weitere Kraftwerke in ihr Portfolio aufnehmen. Dies ist insbesondere in Kombination mit Pumpspeicherkraftwerken oder anderen flexiblen Erzeugern oder Verbrauchern interessant.

Steht die Anlage ganz oder teilweise im Eigentum eines Energieversorgers mit Grundversorgung, verändert sich dessen Strombeschaffungsportfolio. Der steigende Anteil an Eigenproduktion verändert die Beschaffungs- und Absatzpreise. Während die alpine Solaranlage den Strom gleichzeitig mit anderen Solaranlagen produziert, sinkt in dieser Zeit der Strompreis. Der zu beschaffende Strom ausserhalb der Produktionszeit der alpinen Solaranlage wird dadurch teuer. Die Herausforderungen der Reststrombeschaffung stellen insbesondere für kleinere Energieversorger eine zusätzliche Anforderung an die Wahl eines Partners dar. Die Gründung einer neuen Gesellschaft mit einem Energieversorger mit einem grossen, diversifizierten Kraftwerkspark eignet sich daher für kleinere Energieversorgung zur Risikominimierung (Partnerwerk).

Letztlich wird oft auch die Gründung einer gewinnorientierten Produktionsgesellschaft, möglicherweise mit der Beteiligung von Privaten oder institutionellen Investoren realisiert. Dabei übernimmt die Gesellschaft die Vermarktung und Absicherung der Stromproduktion direkt. Während im Ausland solche Modelle mittels Fördermodellen oder PPA sehr gut funktionieren, ist dieser Markt in der Schweiz noch wenig ausgeprägt. Mit der neuen gleitenden Marktprämie gemäss Mantelerlass dürfte sich dies mittelfristig aber durchaus auch hierzulande ändern. Inwiefern sich das Modell für die mit einmaligen Investitionsbeiträgen geförderten alpinen Solaranlagen durchsetzen wird, gilt es zu beobachten.

6. Akzeptanz bei Stakeholdern

Der Bau alpiner Solaranlagen ist auf die Unterstützung der betroffenen Anspruchsgruppen angewiesen. Umweltverbände begrüssen zwar mehrheitlich den Zubau von Solarenergie, jedoch seien prioritär die

⁷ Vgl. Art. 50a Abs. 1 lit. a WRG

bestehenden Dachflächen und Fassaden zu nutzen. Freiflächenanlagen seien – wenn überhaupt – natur- und landschaftsschonend zu realisieren.

Die ersten lokalen Abstimmungen an Gemeindeversammlungen zeigen jedoch, dass die lokale Bevölkerung alpinen Solaranlagen bislang grundsätzlich positiv gegenübersteht.⁸ Für die Gemeinden, aber auch für private Grundeigentümer ist die Entschädigung für die Nutzung von Grund und Boden finanziell interessant. Für die Endkunden ist je nach Versorgung eine Solaranlage eine Chance auf stabilere und aus heutiger Sicht attraktive Stromtarife. Dabei werden Modelle wie Bürgerbeteiligungen und lokale Energiegemeinschaften (LEG) künftig ebenfalls ihren Beitrag leisten.

7. Fazit

Alpine Solaranlagen können künftig einen nicht unwesentlichen Zuwachs an Winterstrom produzieren. Mit der Solaroffensive des Bundes können geeignete Anlagen von erleichterten Bewilligungsverfahren und einer privilegierten Förderung profitieren. Unsere Berechnungen zeigen, dass der wirtschaftliche Betrieb von alpinen Solaranlagen möglich ist. Entscheidend dabei ist die Wahl eines passenden Betriebsmodells, die Unterstützung durch die lokale Bevölkerung und die Festlegung einer massvollen Entschädigung für die Inanspruchnahme des öffentlichen oder privaten Grundes.

⁸ Vgl. Gemeindeversammlungen in Laax, Tujetsch, Hérémence, Samedan oder Zwischenbergen.