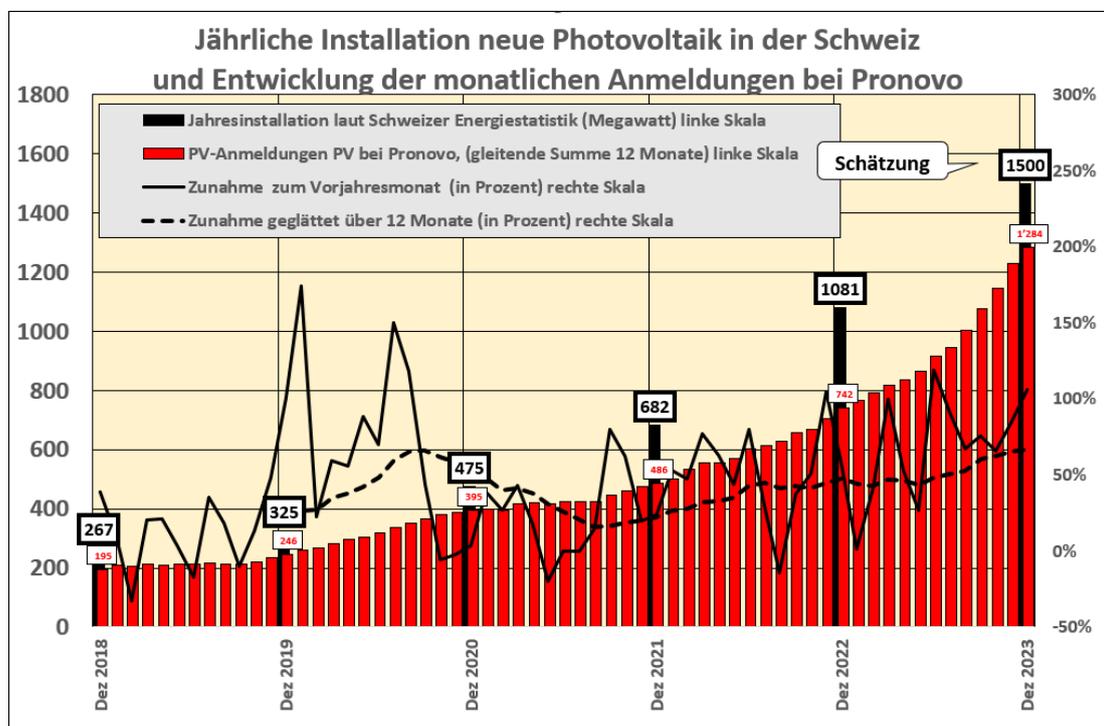


Sind alpine Photovoltaikanlagen zu teuer?

Ökonomische Effizienz im Vergleich

Dr. Rudolf Rechsteiner¹

23.01.2024, rev. 26.1.24 / 5.2.24



1. Zusammenfassung und Empfehlungen	2
2. Photovoltaik: Eine Erfolgsgeschichte mit Herausforderungen	4
3. Auswirkungen des Ausbaus am Strommarkt	5
4. Veränderungen im Verhältnis zur europäischen Elektrizitätswirtschaft	7
5. Versorgungssicherheit im Winter: Eine Frage der Rollenteilung	8
6. Preisentwicklung von PV-Anlagen im Unterland	9
7. Kosten für alpine Photovoltaik	12
8. Belastung Netzzuschlagsfonds im Vergleich	15
9. Fazit	16
10. Unsachliche Kritik an PV-Anlagen	16
11. Diskussion mit dem BFE	17
12. Literatur	19
13. Anhang: Abbildungen	20

Dieser Bericht gibt die persönlichen Ansichten des Autors wieder.

¹ Rudolf Rechsteiner, Ökonom, Verwaltungsrat IWB Industrielle Werke Basel (Präsident Energieausschuss), Dozent für erneuerbare Energien ETH Zürich, Uni Bern, Uni Basel, FH Ostschweiz. 1995-2010 Mitglied des Schweizer Parlaments (Nationalrat SP-BS)

1. Zusammenfassung und Empfehlungen

Im Schweizer Mittelland («Unterland» < 1000 m über Meer) wuchs die installierte Leistung der Photovoltaik (PV) 2023 um ca. 1,5 GW. Daraus ist ein Zusatzertrag von ca. 1,5 TWh Jahresproduktion zu erwarten, was die inländische Produktion um circa 2,3 Prozent wiederkehrend erhöht (Landeserzeugung 2022: 63,5 TWh) (Abbildung 1).

Von dieser Zusatzproduktion entfallen ca. 400 GWh auf das Winterhalbjahr, was 1,2 Prozent des Landesverbrauchs im Winter entspricht (2022: 34.4 TWh). Neue Photovoltaik liefert somit mehr Winterstrom als jede andere neu zugebaute Kraftwerkstechnik. Dazu kommt, dass die PV-Produktion im Sommerhalbjahr die Reserven in den Speicherseen schonen kann, womit indirekt mehr Wasserkraft für das Winterhalbjahr zur Verfügung steht.

Neue Solardächer und -Fassaden weisen zumeist einen namhaften Eigenverbrauch auf («hinter dem Stecker») und entlasten dadurch die Stromnetze. Anlagen auf Dächern und Fassaden beanspruchen keine freien Bodenflächen. Die PV-Produktion im Winterhalbjahr liesse sich weiter steigern, wenn das Ausbautempo wie geplant auf ca. 2,5 GW/a ansteigt.

Auf Dächern und Fassaden ist PV unter allen Techniken am kostengünstigsten, gemessen an der finanziellen Belastung des Netzzuschlagsfonds pro erzeugte Einheit (ca. 1 Rp/kWh bezogen auf die Lebensdauer der Anlagen).

PV-Fassaden bilden bisher nur einen kleinen Teil der Neuinstallationen. Die Erschliessung der Potenziale für Anlagen mit hohem Neigungswinkel (>75 Grad) (Fassaden, Zäune, Strassenverbauungen) könnte viel zusätzliche inländische Produktion mit hohem Winteranteil liefern; der Ertrag im Winterhalbjahr ist bei Südausrichtung der Anlagen gleich hoch oder etwas höher als auf Dächern.

Die PV-Produktion im Unterland jedoch reicht nicht aus, um die Produktionsziele im Winterhalbjahr zu decken, wenn alte Atomkraftwerke ausser Betrieb gehen.² Deshalb braucht es ergänzend PV-Anlagen an weiteren Standorten, zum Beispiel an erhöhten Lagen («alpine Solaranlagen») oder einen starken Ausbau der Windenergie oder der Biomasseverstromung. Importe von Windenergie im Winterhalbjahr werden im neuen Energiegesetz begrenzt. Sie müssten zudem abgesichert sein durch ein Stromabkommen mit der Europäischen Union, das den Zugriff auf europäische Strom-Überschüsse vertraglich besichert.

Die Absicherung der inländischen Stromerzeugung mittels Pflichtlager ist inzwischen eine Realität. Als Pflichtlager gelten reserviertes Speicherwasser von inländischen Speicherseen sowie chemische Speichern, bisher beschickt von importiertem Erdgas; mittelfristig ist eine Bereitstellung CO₂-neutral aus Wasserstoff oder Derivaten (Biomethan, Biomethanol, Ammoniak) möglich.

Eine Leistungssteigerung der Wasserkraft ist im Mantelerlass ebenfalls verankert. Sie kann in bereits bestehenden Speicherkraftwerken erfolgen; auch eine Anzahl neuer Speicherseen ist geplant.

Mehr Winterstrom aus Photovoltaik

Mit der Verabschiedung des «Solarexpress» (September 2022) wurde die alpine Photovoltaik (Freiflächenanlagen) erstmals gesetzlich legalisiert. Ein Referendum wurde nicht ergriffen. Die neuen alpinen Projekte bekunden allerdings Mühe, die Fristen zu erfüllen. Laut Gesetz muss die Stromerzeugung bis zum 31.12.2025 beginnen.

Neue PV-Anlagen im alpinen Raum werden durch Einsparungen verzögert. Kostangaben für alpine Freiflächenanlagen sind noch keine vorhanden. Die Folge der jahrelangen Blockierung der Photovoltaik durch Politik und Behörden ist nun ein hektischer Suchprozess.

Um die Ziele des Solarexpress zu erreichen, braucht es eine Verlängerung der Vollzugsfristen. Die Branche muss Anstrengungen für eine industrielle Herstellung der Unterkonstruktionen verfolgen und braucht ein dem Gelände angepasstes Bohrinstrumentarium, das heute erst in kleinen Stückzahlen existiert. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse sollten zu Kostensenkungen führen. Danach ist eine gezieltere Selektion geeigneter Standorte möglich als bisher, was zur weiteren Senkung der spezifischen Kosten beitragen kann.

² Laut Mantelerlass gilt: «Der Import von Elektrizität im Winterhalbjahr (1. Oktober–31. März) soll netto den Richtwert von 5 TWh nicht überschreiten.» (Artikel 2 Absatz 3 revidiertes Energiegesetz)

Gelingt es, die Lernkurve zu durchschreiten mit Investitionskosten (CHF/kWh), die nahe bei den spezifischen Werten im Unterland liegen, entsteht ein neues, kompetitives Element zur Deckung des Strombedarfs im Winterhalbjahr, das sich dank antizyklischer Witterungsverhältnisse energiewirtschaftlich vorteilhaft in die bestehende und neue Stromversorgung einfügen kann.

Grundlegende Empfehlungen für den weiteren PV-Ausbau

Erste, provisorische Kostenvergleiche deuten darauf hin, dass die Mehrkosten hochalpiner Anlagen höher ausfallen als die damit erkaufte Mehrproduktion. Sie sind aber immer noch deutlich billiger als die spezifischen Kosten, die aus dem Netzzuschlagsfonds bisher für Windenergie, Wasserkraft und – besonders teuer – für Strom aus Biomasse und Biogas bezahlt werden. Aus diesen Kostenverhältnissen werden vier grundsätzliche Empfehlungen abgeleitet:

1. Der Solarexpress sollte mit Fristverlängerung zu Ende geführt werden, weil hochalpine Anlagen Strom liefern können, wenn über dem Unterland mehrwöchig eine Nebeldecke liegt.
2. Der «Solarexpress» hilft, die Lernkurve zu durchschreiten. Wirtschaftlich besonders interessant erscheinen Standorte an mittleren Lagen (800-2000 m), die bereits über bestehende Verkehrs- und Netzinfrastrukturen verfügen. Weil sich der Winteranteil dort nur in geringem Ausmass von hochalpinen Lagen unterscheidet, sollte die Verlängerung des Solarexpress mit einer Erweiterung der diesbezüglichen Kriterien einher gehen.
3. Der Ausbau von Dachanlagen ist sehr sinnvoll, weil auch sie im Verhältnis zu den Kosten bedeutende Mengen an Winterstrom liefern.
4. Zusätzlich zu den Dachanlagen sollte das Potenzial für vertikal erstellte Anlagen mit Südausrichtung erschlossen werden, zum Beispiel an Fassaden, Zäunen, Verkehrswegen usw. Letztere können zu tiefen Preisen viel Strom liefern, wenn der Ausbau auf bestehender Infrastruktur stattfindet.

Spezifische Empfehlungen betreffend Einmalvergütung

- Prüfung der Zusammenführung des geltenden *Höhenbonus* und des *Neigungswinkel-Bonus* zu einem generellen, abgestuften Winterstrom-Bonus, unter Vermeidung von Mitnahmeeffekten. Die Wirtschaftlichkeit (CHF/kWh im Winterhalbjahr) sollte dabei als Kriterium in Betracht gezogen werden.
- Ist eine solche Zusammenführung nicht möglich, sollte man folgende Anpassungen prüfen:
 - Erhöhung des Neigungswinkel-Bonus
 - Aufhebung der Beschränkung, wonach der Höhenbonus nur für freistehende Anlagen ab einer gewissen Grösse (> 150 kW) gilt. (EnFV Artikel 38 1^{quater}).
 - Ausdehnung des Höhenbonus auf Standorte ab 800 Meter über Meer (oberhalb der winterlichen Nebelbänke) statt ab 1500 m.
- Prüfung eines Bonus «erstellt auf bestehender Infrastruktur», oder ein Abschlag für neue PV-Anlagen in der offenen Fläche (analog Österreich).
- Segmentierung der Ausschreibungen in «bereits versiegelte Flächen» und «unversiegelte Flächen» zwecks Berücksichtigung Art 2 RPG. Es besteht ein Risiko, dass Freiflächenanlagen mit der gesetzlich neu verankerten Standortgebundenheit (ab 2025) die Dachanlagen >150 kW wirtschaftlich verdrängen, indem sie tiefere Zuschlagsgebote abgeben und die beschränkten Mittel für Ausschreibungen absaugen.

«Nationales Interesse»: Bedeutung erweitern!

In Artikel 12 Energiegesetz heisst es, dass einzelne Anlagen «*ab einer bestimmten Grösse*» von nationalem Interesse seien. Die Grösse als Kriterium ist ernsthaft zu hinterfragen.

- Gerade mittelgrosse Anlagen (>30 kW) auf bestehenden Infrastrukturen sind billiger oder haben eine hohe Akzeptanz. Bei der Erschliessung können Kosten beim Netzanschluss und bei der Aufständigung tief gehalten werden. Solche Anlagen sind in der Summe von nationalem Interesse.
- Auch Cluster von kleinen Anlagen verdienen das Prädikat von «nationalem Interesse» und sollten entlang von Verkehrswegen auf öffentlichen Anlagen obligatorisch sein, wenn sich Untergrund und Ausrichtung dafür eignen.
- Es entspricht den geltenden gesetzlichen Vorgaben (Raumplanungsgesetz Art. 2 Schonung des Bodens), bestehende Infrastrukturen und Standorte im Siedlungsgebiet mit Priorität zu nutzen. Bei der Photovoltaik entstehen kaum physikalische Skaleneffekte durch besonders grosse Anlagen.

Winterstrom im Unterland: Unerschlossene Potenziale

Einer der kostengünstigsten Wege zu mehr Winterstrom ist die Verstärkung der finanziellen Anreize:

- Einmalvergütungen sollten in Zukunft nicht mehr gekürzt werden. Dies gilt insbesondere für PV-Anlagen <30 kW, die bereits heute nur 10-15% der Investitionskosten als Einmalvergütung erhalten (bei grösseren Anlagen ist es mehr). Es macht keinerlei Sinn, bei der billigsten Technologie zu sparen und die Aktivitäten auf teurere Anlagen, zum Beispiel Stromerzeugung mit Biomasse zu konzentrieren.
- Gegen Kürzungen sprechen der Anstieg der Zinsen, das steigende Marktwertisiko und die Höhe der Installationskosten (Planair, Preisbeobachtungsstudie 2023). Hausbesitzende haben einen kurzen Erwartungshorizont. Sie erwarten Paybackfristen von maximal 10 bis 15 Jahren.
- Mit einer verstärkt vertikalen Ausrichtung kann der Winteranteil der PV-Produktion von heute 26% (Basler & Hofmann 2019) auf 30-40% angehoben werden. Vertikale Anlagen weisen ein ausgeglicheneres Leistungsprofil auf. Auch auf Flachdächern sollte der Neigungswinkel steigen. Eine Abstufung des Neigungswinkel-Bonus nach Anstellwinkel wäre zu prüfen.

Alpiner «Solarexpress»: Entschleunigen und modifizieren

Die Schweiz verfügt an erhöhten Lagen über ein enormes Potenzial für PV-Winterstrom. Es gibt allerdings noch kaum gesicherte Kostendaten. Der «Solarexpress» leidet noch unter Geburtswehen.

Das Interesse der Elektrizitätswirtschaft an einer alpinen Expansion ist vorhanden. Auch finden sich Kantone und Gemeinden als Partner. Niedrigere Kosten scheinen möglich.

Treten hohe Kosten auf (>3000 CHF/kW), ist dies meist auf Örtlichkeit und Gelände zurückzuführen. Dazu kommen Engpässe bei den Netzkapazitäten, schwierige Baulogistik und Rechtsunsicherheiten durch Einsparungen. Massnahmen sollten geprüft werden:

- Fristverlängerung für alpine Anlagen mit vom Volk genehmigten Standorten.
- Anerkennung dieser Projekte als Resilienz- oder Leuchtturmprojekte, ggf. unter Gewährung einer ergänzenden Finanzierung, sodass die Residualkosten für Investitionen vertretbar sind.
- Aufbau einer industriellen Herstellung kostengünstiger Metallelemente zur Aufständigung.
- Überführung neuer Projekte nach Artikel 71a («Solarexpress») in ordentliche Verfahren (Standortgebundenheit auf Basis von Richtplänen) und Anpassung der Einmalvergütungen auf ein hinreichendes Niveau.
- Nach Durchschreiten der Lernkurve (ab 2030?) können die Leistungen an alpine Anlagen wie für alle anderen Technologien in CHF/kW gewährt werden. Langfristig sollten alpine PV-Anlagen keine höhere Belastung verursachen als Strom aus Windenergie oder Biomasse.
- Transparenz: Kosten können gespart werden, wenn bei neuen Projekten das gegenseitige Lernen ermöglicht wird. dazu braucht es strukturierte Kostangaben, Transparenz über Montagesysteme und -methoden, Ertragswerte usw. Das Bundesamt für Energie (BFE) sollte Transparenzvorgaben via Verordnung erlassen, solange erhöhte Beiträge aus dem Netzzuschlagsfonds beansprucht werden.

Abnahmepreise und Referenzmarktpreis: Transparente Kostenrechnung!

- Eine Gewichtung der Abnahmepreise nach Sommerhalbjahr und Winterhalbjahr (45/55) kann die Bereitstellung von Winterstrom unterstützen und sollte geprüft werden.
- Die Abnahmepreise sollten die spezifischen Kosten nach Grösse der Anlage berücksichtigen, um Mitnahmeeffekte gering zu halten.
- Verteilnetzbetreiber sollten bei der Abnahme und Vergütung von Solarstrom innerhalb ihres Versorgungsgebiet keine diskriminierenden Praktiken anwenden. Dem Referenzmarktpreis zur Kalkulation der Abnahmepreise sollte nicht der Spotpreis, sondern die Notierung für Power Purchase Agreements (PPA) zugrunde liegen.

Transparenz und faire Bedingungen bei Pronovo, BFE

- Die Standorte von PV-Anlagen nach Standorttyp und die Förderkosten nach Standort sind von Pronovo differenziert offenzulegen.
- Das BFE sollte in der Elektrizitätsstatistik die Erträge von PV-Anlagen auf Freiflächen und auf versiegelten Flächen getrennt rubrizieren. Weitere Kriterien sollten geprüft werden.

2. Photovoltaik: Eine Erfolgsgeschichte mit Herausforderungen

Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Photovoltaik und Windenergie – ist eine Erfolgsgeschichte, weltweit und bei uns.

In der Schweiz dominiert die Photovoltaik. 2023 wurde mit 1500 MW neu installierter Leistung (2023) eine starke Expansion weitergeführt, trotz knappem Personal und zeitweiligen Lieferkettenproblemen. Dank sinkender Preise dürfte sich der Ausbau vorerst fortsetzen.

Brauchte es 30 Jahre, um 10 Prozent des Landesverbrauchs 2024 zu erreichen, dürfte die Schwelle von 20 Prozent um 2027 überschritten sein. Die Zunahme an erneuerbaren Energien in ganz Europa **wird die Preisverhältnisse für Elektrizität disruptiv verändern.**

Anpassung des gesetzlichen Instrumentariums

Seit 2021 hat die Politik entscheidende Weichenstellungen vollzogen. Es begann mit der Einführung von wettbewerblichen Verfahren (Auktionen) für PV-Anlagen >150 kW. Es folgte die Liberalisierung in der Raumplanungsverordnung (Juli 2022), die Anlagen ausserhalb der Bauzonen auf bestehenden Infrastrukturen oder künstlichen Gewässern zulässt. Ab 2023 führte das BFE eine Förderung für Winterstrom ein: den Bonus für steile Neigungswinkel (>75 Grad) sowie den Bonus an Höhenlagen mit hoher solarer Einstrahlung (>1500 über Meer).

Die Dekarbonisierung macht den weiteren Ausbau der Stromerzeugung unabdingbar. Ebenso wichtig wird die Verbreitung neuer Speicher und neuer Stromanwendungen für Verkehr, Wärme und Industrie. Mit der Bündelung von Gesetzesrevisionen im so genannten Mantelerlass wurden die nötigen Schritte getan. Eine Zustimmung in der Volksabstimmung im Juni 2024 ist zu erwarten.

Für Photovoltaik und Windenergie bringen die erwähnten Erlasse

- Erhöhung der Ausbauziele für erneuerbare Energien
- Neugestaltung der **Genehmigungsverfahren und Rekurse**, Schaffung von Eignungsgebieten
- Erweiterung der zulässigen Standorte (**kantonale Richtplanung**),
- Einführung von virtuellen ZEVs (Zusammenschlüsse für Eigenverbrauch): lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)
- Verbesserungen für Stromspeicher: Befreiung von doppelten Netzgebühren analog Pumpspeicher

3. Auswirkungen des Ausbaus am Strommarkt

Änderung der Preisverhältnisse

Durch das Wachstum von PV und Windenergie (inkl. Nachbarländer) sind Veränderungen absehbar:

- Das *prozentuale* Wachstum an PV-Neuinstallationen von Jahr zu Jahr dürfte sich abschwächen. Für die Installationsfirmen bedeutet dies **mehr Wettbewerb und mehr Preisdruck**.
- Für neue PV-Anlagen werden die Investitionskosten weiter sinken.
- Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV und LEG) erhöhen die **Verwendungsmöglichkeiten** für lokal erzeugte Energie und erweitern die **Lösungskompetenz** der Branche. Arealnetze ermöglichen Sektorkopplung über Parzellengrenzen hinweg: Kombination von Stromerzeugung/ E-Mobilität/ Speicher/ Wärmegewinnung/ Systemdienstleistungen.
- Dies begünstigt den Anstieg der Leistungsgrösse von dezentralen PV-Anlagen (+35% seit 2018, Abbildung 2) und die mittlere Ausnützung der Dächer. Der erweiterte Eigenverbrauch verbessert die Profitabilität.
- Wie in Kalifornien oder Australien sinkt dadurch die Residuallast, die von Grosskraftwerken befriedigt wird (Abbildung 3). Die Strompreise sinken ab Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang (Abbildung 4). Der Preisdruck steigt auch im Winterhalbjahr, weil die Windenergie in Europa an Fahrt gewinnt. Verstärkt wird dieser Druck durch den Ausbau von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ).
- Die Zahl der **Stunden mit Grosshandelspreisen nahe bei null** wird zunehmen. In Deutschland wurden 2023 erstmals mehr als 300 Stunden mit negativen Preisen gezählt (Abbildung 5). Negative Preise entstehen, wenn konventionelle Kraftwerke (Kohle- und Atomkraftwerke) bei starkem Aufkommen von erneuerbarem Strom nicht ausreichend abgeregelt werden, weil die Mechanik zu träge ist.
- Wurde in der Vergangenheit vorwiegend die Windenergie abgeregelt, gilt dies neu vermehrt auch für Solarstromanlagen (Abbildung 6). Dies beginnt meist, bevor es zu negativen Preisen kommt. Dadurch geht ein Teil der Stromerzeugung verloren oder die Stromerzeugung verliert generell an Marktwert. Diese Entwicklung wird die Investitionsbereitschaft dämpfen und das Bemühen nach Speicherung und Sektorkopplung verstärken. Die neuen Hochspannungsnetze nach Norden können zu gewissen Zeiten auch eine Entspannung herbeiführen, zum Beispiel wenn Schweizer Solarstrom nach Norden exportiert werden kann, wenn es dort bewölkt, bei uns sonnig ist.
- Negative Preise oder Nahe-Null-Preise traten bisher vor allem im Winterhalbjahr auf, in der Schweiz von Januar bis Mai (Abbildung 7, 8). Dieses Profil dürfte sich Richtung Sommer verschieben.

Strukturelle Auswirkungen des steigenden Marktwerttrisikos

Das Marktwerttrisiko, also das Risiko, dass Strompreise witterungsbedingt gegen null sinken, trifft vorwiegend Investitionen mit dargebotsabhängiger Stromerzeugung (*must run*-Kraftwerke), denen Sonne, Wind, Laufwasserkraft oder Geothermie als Primärenergie dient und die über keine Speicher verfügen. Wenig betroffen sind Speicherkraftwerke mit Wasserkraft, Biomasse oder konventionelle Gaskraftwerke. Letztere haben über Pipelines Zugriff auf Gaslagerstätten im Ausland.

Es gibt Möglichkeiten, dem Marktwerttrisiko zu begegnen.

Produktionsseitige Vorkehrungen

Auf der Erzeugungsseite kann die Anpassung des Neigungswinkels entlang dem Sonnenstand (**Tracking**) die Produktion am Morgen und am Abend verbessern, wodurch sich verbesserte Preiskonditionen an den Tagesrändern erschliessen lassen.

Eine **Diversifikation der Standorte** bei Neuinstallationen kann zur Glättung des Leistungsprofils beitragen. Dies verringert wegen der unterschiedlichen Wetterlage innerhalb der Regelzone Schweiz die Produktionsspitzen. Es kommt zu einer breiteren Verteilung der Erzeugung im Tages- und Jahresverlauf.

Gegenläufig zur PV-Stromerzeugung im Unterland verhalten sich alpine PV-Anlagen, *floating PV* auf künstlichen Gewässern an erhöhter Lage oder der Zubau von Windkraftanlagen.

Im Norden führt der hohe Kapazitätsfaktor von *offshore* Windenergie zu Ausgleichseffekten.

Seit einigen Jahren ist die **Hybridisierung der Erzeugung** zu beobachten. Dies geschieht mittels Kombination von Wind, PV und Speichern am selben Standort, was nebenbei eine bessere Auslastung der Netze herbeiführt.

In der Schweiz kann traditionell die **Wasserkraft** eine starke Pufferung von Verbrauch und Erzeugung liefern. Dank den hohen Netzkapazitäten eignen sich bestehende Speicherkraftwerke und Pumpspeicherwerke sowie die Standorte von ausser Betrieb gegangenen Atomkraftwerken für neue Speicher, zum Beispiel Gross-Batterien.

Alpine PV-Anlagen gehören oft denselben Unternehmen, die auch Wasserkraftwerke besitzen. Sie sind meist im Stromhandel aktiv, was die Optimierung vereinfacht.

Trotz dem Aufbau von zusätzlicher Flexibilität dürfte das Marktwerttrisiko eine Dämpfung des Ausbautempos verursachen, ganz besonders bei Anlagen mit geringem Eigenverbrauch. Werden **tiefer Strompreise eine Dauererscheinung** wie in der Periode 2015-2019, werden grössere Anlagen (> 150 kW) nur noch dank der **gleitenden Marktprämie** (voraussichtlich ab 2025) zu realisieren sein, die im Mantelerlass vorgesehen ist.

Das Marktwerttrisiko führt zu «Flip-Flop-Preisen». Mit Batterien und Pumpspeicherwerken lassen sich daraus Arbitragegewinne erzielen. Neue Speicher können auch Systemdienstleistungen bereitstellen: Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve. Italien hat mit Ausschreibungen des nationalen Netzbetreibers (Terna) für dezentrale Grossbatterien bereits begonnen. Sie werden ein unabdingbares Element zur Dekarbonisierung des Stromsektors (Timera 2023).

Konsumseitig

Neben Windenergie und Solarstrom (Abbildung 9) verzeichnen auch die **Technologien zur Integration von fluktuierenden Energien** weltweit exponentielles Wachstum.

Die konsumseitige Aufnahme der zyklischen Produktion mittels Speicher für Wärme und Strom oder zur Umwandlung in chemische Speichermedien (Wasserstoff, Ammoniak, Biomethan) gewinnt rasant an Bedeutung. Wichtig für die Bewirtschaftung wird die interaktive Programmierung zur Koordination von Speicher- und Verbrauchsstätten mit den Preisnotierungen am Strommarkt (smart grid).

Das zyklische Auftreten tiefer Preise mit hoher Volatilität bewirkt eine Neuordnung der energiewirtschaftlichen Prioritäten, denn alle möchten vom billigen Strom profitieren:

- Bisher galt es, eine angeblich unflexible Last («Grundlast») zuverlässig durch flexible Leistung zu decken. Entsprechend wurde der Bedarf in Bandenergie und Spitzenenergie eingeteilt.

- Die «neue Welt» kommt ohne Bandenergie aus. Die tieferen Kapazitätsfaktoren von Sonne und Wind erfordern eine strategische Überproduktion, um Engpässen vorzubeugen. Bandenergie verdrängt bloss die Leistung der erneuerbaren Energien, ohne die Versorgungssicherheit zu verbessern («crowding out»). Die Leistung aus erneuerbaren Energien steht, einmal erstellt, zu Grenzkosten von null (oder nahe null) zur Verfügung und sollte nicht durch Bandenergie verdrängt und verteuert werden, denn es sind keine Brennstoffe im Spiel sind und eine Abregelung erbringt keine Kostenersparnisse.
- In einem solchen Markt mit tiefen Grenzkosten gerät die teurere Bandenergie finanziell unter Druck.

Die energiewirtschaftliche Fragestellung, für Elektrizität aus *must run*-Kraftwerken Verwendung zu finden, ist nicht neu. In der Vergangenheit sorgten Laufwasserkraftwerke und Atomkraftwerke für Strom-Überschüsse. Mittels Netzausbau, Lockvogeltarifen und Rundsteuerung von Elektro-Widerstandsheizungen wurde für Verschwendung gesorgt. Letzteres bleibt uns heute erspart, und wird schrittweise verdrängt, denn es gibt inzwischen modernere Speicher und ihre Kosten befinden sich auf Sinkflug.

Neugestaltung der Tarife, Marktzugang

Eminent wichtig wird sein, dass die Strom-Überschüsse mit flexibleren, börsennahen Tarifen vermarktet werden. Nur wenn diese die Knappheiten und Überschüsse akkurat abbilden, entsteht ein Anreiz zur Steuerung der Last. Hier besteht erheblicher regulativer Nachholbedarf.

Noch immer befindet sich eine Mehrheit der Bezugsstellen in der Schweiz im Versorgungsmonopol einzelner Verteilnetzbetreiber. Eine Ausnahme bilden die ZEVs (>100 MWh/a Stromverbrauch), die dank höherem Stromverbrauch Recht auf Marktzugang geniessen.

ZEVs und virtuelle ZEVs (LEG, lokalen Energiegemeinschaften) erleichtern auf lokaler Ebene die Verwertung von Strom-Überschüssen. Allerdings gilt der Rechtsanspruch auf LEG-Tarife (auf Netzebene 7 beschränkte Kostenanlastung) und somit auf vergünstigte Stromvermarktung nur innerhalb derselben Gemeinde (EnG, Artikel 17d Absatz 3), was zu Diskriminierung führen kann.

Eine volle Marktöffnung mit freier Wahl der Lieferanten ist energiewirtschaftlich überfällig. Will man diesen Schritt nicht gehen, sollte wenigstens allen **Stromanwendungen mit Speicherung (Wärme und Strom)** ein **eigener Zähler mit Marktzugang zustehen**. Jede weitere Verzögerung der Marktöffnung schadet letztlich der Elektrifizierung und dadurch dem Klimaschutz.

Für den dezentralen Handel überschüssiger Elektronen spricht die grosse Bandbreite lokaler Verwendungsmöglichkeiten:

- **Wärmepumpen mit Wärmepufferspeicher**
- **Beschickung von Elektrofahrzeugen**, zu einem Teil mit bidirektional nutzbaren Speichern.
- **Stromgeführte Wärmespeicher auf hohem Temperaturniveau** zum Heizen und für die Industrie: Beispiel Kraftblock (Abbildung 10)
- **Batteriespeicher** zur Pufferung der Stromspitzen am Mittag (solar) oder im Winterhalbjahr (Windenergie)
- Wasserstoff und seine chemischen Derivate (Biometan, grüner Ammoniak, Biomethanol), ggf. kombiniert mit inländischen Pflichtlagerstätten als Backup

Die Dekarbonisierung bewirkt einen **Anstieg des Stromverbrauchs** während allen Jahreszeiten. Stromimporte treten nicht nur im Winterhalbjahr auf, sondern sind ganzjährig ein wichtiger Teil eines neuen, interaktiven Systems für Versorgungssicherheit, und für die Schweiz als Transitland von grosser Bedeutung.

4. Veränderungen im Verhältnis zur europäischen Elektrizitätswirtschaft

Die Regelzone Schweiz ist – auch ohne Stromabkommen – Teil des EU-Strombinnenmarktes. Das europäische Produktionsprofil beeinflusst unsere Marktpreise ganzjährig, wobei im Sommerhalbjahr die Preiseinflüsse am so genannten Norddach (F,D,A: 5 GW) dominieren, während im Winterhalbjahr der Stromhandel mit Italien (1,8 GW) preissetzenden Einfluss nimmt (BFE 2023a).

Der revidierte EU-Emissionshandel mit CO₂-Zertifikaten bewirkte ab 2018 eine Verteuierung der fossilen Stromerzeugung. Der Ausbau der Erneuerbaren wird die fossile Stromerzeugung bis 2030 weitgehend verdrängt haben, mit Verzögerung auch in Osteuropa.

Kommen eng benachbarte Netz-Zonen während mehreren Stunden oder Tagen ohne fossile Energie aus, bestimmen die Grenzkosten der erneuerbaren Energien sowie die gespeicherte Energie von Speicherkraftwerken den Strompreis, was im Tages- und Wochenverlauf erhebliche Volatilität verursacht. Vereinfacht gilt: Je grösser der Anteil der Erneuerbaren, desto mehr Preisdruck.

Standortvorteile für Windenergie und Photovoltaik im Ausland

Die Schweizer Elektrizitätswirtschaft hat zwischen 2010 und 2020 ihre Beteiligungen an erneuerbarer Stromerzeugung im benachbarten Ausland um 10 bis 20 TWh erhöht (EVS 2022). Diese Beteiligungen liefern ein Mehrfaches des Ausbaus im Inland (ca. 5 TWh). Die hohen Investitionen waren möglich dank attraktiven Gestehungskosten, rascheren Genehmigungsverfahren und besseren Rahmenbedingungen im Ausland. Dabei offenbarte sich, wie preisgünstig Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden kann:

- Windstrom *offshore* ging in den letzten Jahren für Zuschlagspreise von 4 bis 7 €/kWh aus nationalen Auktionen hervor.
- Der Zuschlagspreis für Windenergie *onshore* liegt in Deutschland bei 6-7 €/kWh.
- Solarstrom von Freiflächenanlagen geht in Deutschland für 5 bis 7 €/kWh ans Netz (Abbildung 11).

Die Stromerzeugung aus Sonne und Wind ist auch in Frankreich und in Südeuropa kostengünstig, dank der Verfügbarkeit von Nutzflächen (>100 ha mit >100 MW Leistung) und einer höheren Zahl jährlicher Volllaststunden (kWh/kW).

Die Nordseeanrainer-Staaten haben bis 2030 einen Ausbau von mehr als 100 GW offshore Windenergie angekündigt (Abbildung 12). Die Genehmigungsfristen wurden seit Beginn des Ukraine-Krieges europaweit verkürzt. Das Wachstum im Ausland wuchs entscheidend dank auktionierten Mindestpreisen (gleitende Marktprämie), ergänzt durch Mindest- und Höchstpreise (*contracts for difference*). In der Schweiz sind diese Instrumente ab 2025 vorgesehen (Mantelerlass, Energiegesetz Art.29a).

Gegen Stromimporte sprechen die Kosten des Stromtransports und das damit verbundene Engpass-Risiko. Der Wert einer starken Eigenproduktion wurde während des Ukraine-Kriegs sichtbar. Seither ist das Ziel der energiewirtschaftlichen Unabhängigkeit vom Ausland breit akzeptiert, was nicht gleichbedeutend ist mit Autarkie.

Netzausbau in den Nachbarländern

Der Ausbau der Hochspannungsnetze in Deutschland, insbesondere Süddeutschland, wurde von konservativen Regierungen jahrelang politisch blockiert, um das Abschalten alter Atomkraftwerke zu verhindern (Süddeutsche 2023).

Seit Beginn der neuen Koalition („Ampel“) wurden Hindernisse beseitigt. Mit der Fertigstellung neuer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen ist bis 2028 zu rechnen: **Ultranet**, **Südlink**, **Südostlink** (Abbildung 13, 14, 15). Ab dann wird der Preisdruck dank Windenergie aus dem Norden zunehmen. Der aus Deutschland überschwappende Wind- und Solarstrom zu tiefen Preisen kann die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in der Schweiz belasten. Eine Entlastung könnte – zumindest im Winterhalbjahr – die Verstärkung der Nord-Süd-Achse nach Italien bringen.

Im Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur (2023) ist eine Fortsetzung der deutschen Gleichstromleitungen bis in die Schweiz bereits eingezeichnet: 1 GW Leistung zwischen Böblingen (Baden-Württemberg) und Mettlen, Luzern (Abbildung 16, Bnetza 2023a). Pläne bis nach Norditalien sind nicht bekannt.

5. Versorgungssicherheit im Winter: Eine Frage der Rollenteilung

Alpine Speicherkraftwerke werden vom Anstieg der Preisvolatilität profitieren. Die Schweizer Elektrizitätswirtschaft hat schon immer Strom zu tiefen Preisen importiert und zu Spitzenzeiten weiterverkauft. Die billigste Form der Bewirtschaftung besteht darin, Speicherkraftwerke abzuregeln und den inländischen Stromverbrauch mit Stromimporten zu swappen. Importe ersetzen so die Produktion der Speicherseen, ohne dass eine einzige Kilowattstunde gepumpt wird. Pumpspeicherwerke bilden eine zusätzliche Option.

Pumpspeicherwerke erreichen mit einer Verfügbarkeit von bis zu 48 Stunden eine höhere Versorgungstiefe als Batterien (4-8 h). Aber Batterien arbeiten dezentral und mit kleineren Verlusten und senken so die Netzbelastung. Sie sind zudem – in Form von Fahrzeugbatterien – nahezu kostenfrei, wenn sie für einen anderen Zweck (Mobilität) beschafft wurden.

Auch bei der Speicherung wird sich die *Merit order* entlang der Grenzkosten einstellen, wobei Batterien die kurzen Fristen, Pumpspeicherwerke die mittleren Fristen und Speicherkraftwerke sowie Gaskraftwerke (in Zukunft mit H₂ oder Biomethan) die Dunkelflauten überbrücken (5-15 Tage).

Synergieeffekte zwischen Photovoltaik und Wasserkraftspeichern sind im Alpenraum denkbar (Beispiel: Projekt Chummensee in Grenchen).

Kritisch hinterfragt werden sollten teure Projekte, die saisonale Speicher vorsehen. Wenn im benachbarten Ausland an 50 bis 100 Tagen im Winterhalbjahr Nullpreise für Elektrizität auftreten, verursacht das Streben nach Autarkie unnötig Mehrkosten. Der Handel von Strom-Überschüssen aus dem Ausland, unter Beibehaltung des inländischen Produktionsausbaus, ist eine weit sinnvollere Option.

Die Stromdrehscheibe Schweiz geht mit einem grösseren, flexiblen Handelsvolumen gestärkt hervor. Der Netzausbau von Nord nach Süd wird die Versorgungssicherheit viel stärker erhöhen als die Erstellung teurer neuer Saisonspeicher. Die Reserven in den Speicherkraftwerken können dank Ausbau von Wind und Photovoltaik viel gezielter als bisher für den Hochwinter reserviert werden (Dezember bis Februar).

Im Winterhalbjahr bieten die verbrauchsarmen Wochenenden gute Kaufgelegenheiten. Inländische Speicherseen lassen sich dann abregeln oder sie können durch Import von Windkraft restituiert werden, wenn Pumpmöglichkeiten bestehen. Dies gilt noch vermehrt, wenn bestehende Speicherkraftwerke in noch grösserer Zahl als bisher bi-direktional ausgebaut und betrieben werden.

Als weiteren «Cordon sanitaire» kann der Bund Stromunternehmen, die mit Stromhandel viel Geld verdienen, zur Bewirtschaftung von Pflichtlagern anhalten (Mantelerlass). Diese sollten langfristig neben der Speicherwasserreserve auch inländische Gaslagerstätten mit Biomethan umfassen. Die Kosten treten einmalig auf und können auf lange Zeiträume umgelegt werden.

Eine solche abgesicherte Importstrategie für einen Teil der Stromversorgung im Winterhalbjahr, optimal besichert mit einem Stromabkommen, ist nicht nur kostengünstiger als die in manchen Köpfen angestrebte Autarkie. Sie wäre auch sicherer, weil eingebettet in europäische Handelsströme und europäische Reservehaltung.

6. Preisentwicklung von PV-Anlagen im Unterland

Die Preise neuer PV-Anlagen werden jährlich vom BFE mittels Umfrage erhoben. Die jüngste Preisbeobachtung (Planair 2023) weist eine Kostenzunahme seit 2018 aus (+3% bis +11%), bedingt durch Lieferunterbrüche (Covid 19), knappe Installations-Kapazitäten und vorübergehend teurere Solarmodule, verursacht durch eine Verknappung von Rohsilizium 2021/2022. Inzwischen wurde die Produktion von Rohsilizium in China vervielfacht und die Preise für Solarmodule haben sich 2023 halbiert (Abbildung 17).

PV-Kosten CHF/kW _{peak} und Schätzung 2023-2024							
Leistung	2018	2019	2020	2021	2022	2023p	2024p
2 bis 10	2953	2914	2692	2696	3032	2880	2592
10 bis 30	2214	2201	2071	2131	2384	2265	2038
30 bis 100	1589	1466	1407	1529	1759	1671	1504
100 bis 300	1236	1217	1132	1202	1312	1246	1122
300 bis 1000	1016	990	919	913	1097	1042	938
über 1000		777	819	1075	982	933	840
Daten 2018-2022: Planair Preisbeobachtung 2023, Ausblick: eigene Schätzung							
Veränderungen 2018-2022 und Schätzung 2023-2024							
Leistung	2018	2019	2020	2021	2022	2023p	2024p
2 bis 10	100	99	91	91	103	98	88
10 bis 30	100	99	94	96	108	102	92
30 bis 100	100	92	89	96	111	105	95
100 bis 300	100	98	92	97	106	101	91
300 bis 1000	100	97	90	90	108	103	92

Tabelle 1: Installationskosten Photovoltaik CHF/kW und Veränderungen seit 2018

Das Preisspektrum für neue PV-Anlagen ist breit und sehr abhängig von der Anlagengrösse. Die Investitionskosten (Capex) für Kleinanlagen (2-10 kW) sind im Mittel dreimal so hoch wie für Grossanlagen (> 1 MW).

Grossanlagen setzen die Verfügbarkeit grosser Nutzflächen voraus. Eine Anlage von 1 MW beansprucht rund 5000 m² Fläche (5 m²/kW); der Zugang zu solchen Freiflächen war bisher eng beschränkt. Die Zahl der Dächer, die solchen Dimensionen genügen, ist ebenfalls begrenzt; zudem muss die Dachstatik auf die Zusatzbelastung ausgelegt sein.

Rentabler Eigenverbrauch

Solarstromanlagen mit Eigenverbrauch weisen eine höhere Rentabilität auf, weil die Bezugspreise für Elektrizität weit höher liegen als die Vergütungen am Markt. Ohne Eigenverbrauch kann auch eine Grossanlage rote Zahlen schreiben, wenn die Grosshandelspreise bei Sonnenschein immer öfter gegen null sinken.

Für viele Kleinanlagen sichert die Ersparnis dank Eigenverbrauch die Rentabilität. Wenn ein Bezugspreis im Hochtarif von 15 bis 35 Rp/kWh eingespart wird, liegt der Erlös ein Mehrfaches über der Vergütung für Netzeinspeisung. Kleinanlagen mit 3000 CHF/kW Capex können deshalb rentabel sein, wenn damit Eigenverbrauch gedeckt werden kann.

Beispiel: Eine Anlage mit 5 kW Leistung, 4500 kWh Jahresproduktion und 2000 kWh Eigenverbrauchsanteil führt zu einer Ersparnis an Bezugskosten von 600 CHF pro Jahr (Kalkulation: 30 Rp/kWh Strompreis im Hochtarif). Dazu kommen die Erlöse für die Netzeinspeisung (2500 kWh/a). Bei einer Vergütung von 8 Rp/kWh ergeben sich 200 CHF zusätzlicher Ertrag. Bei Investitionskosten von 2900 CHF/kW kostete die Anlage nach Abzug der Einmalvergütung CHF 12'600.- und hat eine Paybackzeit von 15,7 Jahren.

Die Paybackzeit verkürzt sich, wenn die Anfangsinvestitionen Steuerabzüge ermöglichen, was in den meisten Kantonen der Fall ist. Da Solarmodule eine Lebensdauer von ca. 35 Jahren aufweisen, reichen die Erträge für eine kleine Verzinsung und für die Kosten des Unterhalts. Ist anstelle der Netzeinspeisung eine Steigerung des Eigenverbrauchs möglich (Elektrofahrzeug, Wärmepumpe, Batterie), kann sich die Rentabilität des Solardachs weiter verbessern.

Direktvermarktung

Die minimalen Vergütungen für Netzeinspeisung orientierten sich für Kleinanlagen bisher an den Spotmarktnotierungen, deren Verlauf in der jüngeren Vergangenheit sehr volatil war (Abbildung 18).

Anlagen ab 100 kW Leistung unterliegen der Direktvermarktung. Sie können so genannte Power Purchase Agreements (PPA) vereinbaren, die über längere Fristen mehr Ertrag abwerfen. Nur 2022 nach Ausbruch des Ukrainekrieges lagen die Spotmarktpreise über dem Niveau der Gestehungskosten von Kleinanlagen.

PV-Anlagen im Unterland: Vollkosten und Kosten bezogen auf Winterstrom

Dachanlagen Unterland (Preisangaben 2022)													
Leistung kW	Kosten 2022 (Planair 2023) CHF/kW	Winterstromanteil in %	Anzahl Volllaststunden pro Jahr	Lebensdauer Jahre	Produktion über Lebensdauer kWh	Produktion im Winterhalbjahr über Lebensdauer kWh	Höhe Einmalvergütung CHF/kW	Winterstrom kWh/kW/a	Investitionskosten über Lebensdauer CHF/kWh	Investitionskosten über Lebensdauer nur bezogen auf Winterstrom CHF/kWh	Belastung Netzzuschlag über die ganzjährige Produktion Lebensdauer CHF/kWh	Belastung Netzzuschlag nur bezogen auf Winterstrom Lebensdauer CHF/kWh	Anteil der Einmalvergütung an den Investitionskosten in %
2 bis 10	3032	26%	960	35	33'600	8'736	380.00	250	0.090	0.347	0.011	0.043	13%
10 bis 30	2384	26%	960	35	33'600	8'736	380.00	250	0.071	0.273	0.011	0.043	16%
30 bis 100	1759	26%	960	35	33'600	8'736	300.00	250	0.052	0.201	0.009	0.034	17%
100 bis 300	1312	26%	960	35	33'600	8'736	270.00	250	0.039	0.150	0.008	0.031	21%
300 bis 1000	1097	26%	960	35	33'600	8'736	270.00	250	0.033	0.126	0.008	0.031	25%
>1000	840	26%	960	35	33'600	8'736	270.00	250	0.025	0.096	0.008	0.031	32%

Ertragsanteil Winter: Basler & Hofmann (2019); Kostendaten: Planair 2023

Solarfassaden Süd Unterland (Preisbasis wie Solardächer 2022)													
Leistung kW	Kosten (wie Dach-PV) CHF/kW	Winterstromanteil in %	Anzahl Volllaststunden pro Jahr	Lebensdauer Jahre	Produktion über Lebensdauer kWh	Produktion im Winterhalbjahr über Lebensdauer kWh	Höhe Einmalvergütung CHF/kW	Winterstrom kWh/kW/a	Investitionskosten über Lebensdauer CHF/kWh	Investitionskosten über Lebensdauer nur bezogen auf Winterstrom CHF/kWh	Belastung Netzzuschlag über die ganzjährige Produktion Lebensdauer CHF/kWh	Belastung Netzzuschlag nur bezogen auf Winterstrom Lebensdauer CHF/kWh	Anteil der Einmalvergütung an den Investitionskosten in %
2 bis 10	3032	40%	700	35	24'500	9'800	480.00	280	0.124	0.309	0.020	0.049	16%
10 bis 30	2384	40%	700	35	24'500	9'800	480.00	280	0.097	0.243	0.020	0.049	20%
30 bis 100	1759	40%	700	35	24'500	9'800	400.00	280	0.072	0.179	0.016	0.041	23%
100 bis 300	1312	40%	700	35	24'500	9'800	370.00	280	0.054	0.134	0.015	0.038	28%
300 bis 1000	1097	40%	700	35	24'500	9'800	370.00	280	0.045	0.112	0.015	0.038	34%
>1000	840	40%	700	35	24'500	9'800	370.00	280	0.034	0.086	0.015	0.038	44%

Ertragsanteil Winter: Basler & Hofmann (2019); Kostendaten: Planair 2023

Tabelle 2 Belastung Netzzuschlag im Vergleich

Investitionskosten

Die Investitionskosten für Solardächer im Unterland bewegen sich zwischen 2.5 und 9 Rp/kWh umgelegt auf die erwartete Jahresproduktion während 35 Jahren. Für vertikal gestellte Anlagen (zB. Fassaden, Solarzäune) liegen sie zwischen 3.5 und 12.4 Rp/kWh, wobei mangels zugänglicher Daten dieselben Investitionskosten wie für Solardächer unterstellt werden.

Zu den Investitionskosten gesellen sich Finanzierungskosten – Eigenkapitalverzinsung und Zinsen für Fremdkapital – sowie die Kosten für Unterhalt und Pachten. Letztere können auf 3 Rp/kWh geschätzt werden (Bucher 2023).

Einmalvergütung

Der Bund leistet an Investitionen in neue PV-Anlagen eine so genannte Einmalvergütung. Diese orientiert sich an der Grösse (Leistung) der PV-Anlagen und liegt zwischen 270 CHF/kW für Grossanlagen (<100 kW) und 380 CHF/kW für Kleinanlagen (<30 kW).

Legt man die Einmalvergütung aus dem Netzzuschlag auf die Produktion während der voraussichtlichen Lebensdauer von 35 Jahren um, lässt sich die spezifische Belastung des Netzzuschlagsfonds pro erzeugte Einheit (kWh) ermitteln. Diese Belastung für Solardächer im Unterland (Durchschnittsangaben) bewegt sich zwischen 0.8 bis 1,1 Rp/kWh. **Die grossen Unterschiede bei den Investitionskosten finden im Unterland keinen Niederschlag in der Belastung des Netzzuschlagsfonds.**

Kosten für Winterstrom bei vollständiger Abregelung von Sommerstrom

Von theoretischem Interesse sind die Kosten, die entstehen, wenn Anlagen einzig dazu gebaut würden, um die Versorgungslage im Winterhalbjahr zu verbessern. Angenommen wird dabei, dass die gesamte Stromerzeugung im Sommerhalbjahr abgeregelt wird und die Jahreskosten einzig auf Winterstrom umgelegt werden.

Entsprechend würde sich auch die Einmalvergütung einzig auf die Stromerzeugung im Winterhalbjahr beziehen. Für diesen theoretischen Fall beträgt die Belastung des Netzzuschlagsfonds im Unterland zwischen 3 Rp/kWh und 4,5 Rp/kWh pro kWh Winterereinheit.

Vertikale PV-Anlagen: Investitionskosten

Die Erstellungskosten von vertikalen PV-Anlagen sind nicht transparent. PV-Fassaden an Neubauten können zu Ersparnissen an der Aussenhülle führen. Für den Kostenvergleich werden dieselben Preise wie für Dachanlagen (Planair 2023) verwendet.

Vertikale PV-Anlagen: Einmalvergütung

Der Bund leistet an PV-Anlagen mit Neigungswinkel > 75 Grad zusätzlich zur Einmalvergütung einen Neigungswinkelbonus von 100 CHF/kW. Er kompensiert allfällige Mehrkosten und die geringere Stromerzeugung im Sommerhalbjahr. Vertikale Anlagen können als Fassaden oder aufgestellt als Solarzäune usw. erstellt werden.

Die Belastung des Netzzuschlags bezogen auf die Gesamtproduktion über die Lebensdauer von 35 Jahren liegt zwischen 1,5 und 2 Rp/kWh.

Bezieht man die Jahreskosten und die Einmalvergütung einzig auf die Stromerzeugung im Winterhalbjahr, beträgt die Belastung des Netzzuschlagsfonds für Solaranlagen mit Neigungswinkel >75 Grad zwischen 3,8 Rp/kWh und 4,9 Rp/kWh pro kWh Wintereinheit. Sie liegt ähnlich hoch wie für Dachanlagen.

7. Kosten für alpine Photovoltaik

Veränderte Ertragssituation im alpinen Gelände

Mit der Einführung von PV-Auktionen, dem «Solarexpress» und dem «Wind-Express» hat sich der Gesetzgeber ab 2021 für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien entschieden. Folgende Erkenntnisse waren dafür massgeblich:

- **Photovoltaik** kann zur **Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr** einen erheblichen Beitrag leisten.
- **Besonders an Höhenlagen sollen neu Potenziale erschlossen werden**, die zuvor wegen Verboten oder schlechten Rahmenbedingungen nicht in Betracht kamen.
- Die **Wind-Potenziale** der Schweiz wurden neu geschätzt und es wurde ein «minimales Winterstrompotenzial» von 16,3 TWh/a ermittelt (BFE/Meteotest 2022)

Im alpinen Raum stehen seit langem vereinzelt PV-Pilotanlagen in Betrieb, die zu entscheidenden Erkenntnissen führten (Häberlin 2012). «*Der hohe alpine Winterstromertrag ist im Wesentlichen auf wenige Nebeltage, eine hohe Solarstrahlung, Reflexion von Strahlung an der schneebedeckten Umgebung sowie tiefe Umgebungstemperaturen zurückzuführen*» (ZHAW 2023):

- Die Jahreserträge liegen mit 1400 kWh/kW rund 40 Prozent über den Erträgen im Unterland.
- Spitzenwerte werden zwischen Januar und Mai erzielt, wenn sich die Reserven der Speicherkraftwerke zu Ende neigen (Abbildung 19).
- Das höhere Ertragspotenzial gilt für Anlagen mit hohem Neigungswinkel (60°-90°). Die besten Erträge werden mit vertikalen (90 Grad) bifazialen Solarmodulen erreicht. (Abbildung 20, ZHAW 2023)
- Die PV-Leistung wird zwischen 08 Uhr und 16 Uhr geliefert, wenn auch der Stromverbrauch hoch ist (Abbildung 21).

Noch besteht erst wenig Erfahrung mit grossen alpinen PV-Anlagen. Kosten und langfristig zu erwartende Erträge können teilweise nur geschätzt werden. Verschiedentlich wurde die Frage aufgeworfen, ob Winterstrom aus dem Unterland nicht billiger sei und grössere Potenziale aufweise als PV-Anlagen an der alpinen Peripherie. Diese Fragestellung verdient eine nähere Betrachtung.

Leistung kW	Baujahr	Höhe über Meer m	Leistung kW _{peak}	Geschätzte oder gemessene Jahreserzeugung kWh	Geschätzte oder gemessene Erzeugung im Winterhalbjahr	Investment (Capex) MCHF	Datenquellen
Lac de Toules floating alpine	2021	1800	448	627'200	250'880	2.4	Fuchs 2020/ EZS 2021 / Romande Energie 2023
Grenjiols kalk	P	2600	92'000	150'000'000	62'500'000	377.2	Grenjiols solar 2024
Staumauer Mutsee	2021	2600	2'200	3'154'800	1'356'564	7.4	Knellwolf 2021
Staumauer Albigna	2020	2100	410	500'000	223'000	0.7	EWZ 2021/PV Magazine
Alp Morgeten kalk	P	2100	10'000	13'500'000	6'075'000	17.0	Alp Morgeten, 2024
Mont soleil 1992	1992	1200	560	550'000	220'000	8.4	société-mont-soleil
Noname (Mont soleil-II) kalk	P	1200	1'000	1'100'000	440'000	1.0	eigene Schätzung

Schätzwerte kursiv

Tabelle 2 Standort, Leistung und Erzeugung der alpinen Projekte

Kosten-Kalkulation alpiner Anlagen (teilweise geschätzt)												
Leistung kW	Capex CHF/kW	Winterstromanteil in %	Jahresproduktion	Lebensdauer Jahre	Produktion über Lebensdauer kWh	Produktion im Winterhalbjahr über Lebensdauer kWh	Investitionskosten pro erzeugte kWh über Lebensdauer CHF/kWh	Investitionskosten über Lebensdauer nur bezogen auf Winterstrom CHF/kWh	Anspruch auf Höhenbonus > 1500 m (in Kraft seit 1.1.2023) CHF/kWh	reguläre Einmalvergütung nach EnEV CHF/kWh	Höhe Einmalvergütung im "Solar-Express"	Winterstrom kWh/kW/a
Lac de Toules floating alpine	5'357	45%	627'200	35	21'952'000	9'878'400	0.109	0.243	250	520.00		630
Grenjiols kalk	4'100	42%	150'000'000	35	5'250'000'000	2'187'500'000	0.072	0.172	250	520.00	2460.00	679
Staumauer Mutsee	3'345	43%	3'154'800	35	110'418'000	47'479'740	0.067	0.155	250	520.00		617
Staumauer Albigna	1'707	45%	500'000	35	17'500'000	7'805'000	0.040	0.090	250	520.00		544
Alp Morgeten kalk	1'700	45%	13'500'000	35	472'500'000	212'625'000	0.036	0.080	250	520.00	1020.00	608
Mont soleil 1992	15'000	40%	550'000	35	19'250'000	7'700'000	0.436	1.091		270.00		393
Noname (Mont soleil-II) kalk	1'000	40%	1'100'000	35	38'500'000	15'400'000	0.026	0.065		270.00	600.00	440

Schätzwerte kursiv

Tabelle 3 kalkulierte Kosten der alpinen Projekte

Investitionskosten

Die Investitionskosten pro erzeugte kWh für alpine Solaranlagen bewegen sich zwischen 2.6 und 10.9 Rp/kWh. Verglichen mit 2.5 und 9 Rp/kWh für Solardächer im Unterland sind sie nicht wesentlich höher.

Die Anlage «Mont Soleil 1992» kam noch auf Vollkosten von 43.6 Rp/kWh und wird hier lediglich zu Vergleichszwecken rubriziert. Würde man heute am selben Standort neu bauen, entstünde mit Gestehungskosten von 2,6 Rp/kWh die kostengünstige unter allen alpinen Anlagen. Sie erhielte allerdings keinen Höhenbonus, weil sie das Standortkriterium > 1500 m bzw. > 500 kWh/kW Winterstrom nicht erfüllt. Trotzdem rubrizieren wir die Anlage hier als alpin, weil mit 40% Winteranteil ein ähnlicher Ertrag erreicht wird wie mit den teureren Anlagen in Grenjiols, am Mutsee oder am Lac de Toules, die 42%, 43% bzw. 45% Winterstromanteil aufweisen.³

Zu den Investitionskosten gesellen sich Finanzierungskosten – Eigenkapitalverzinsung und Zinsen für Fremdkapital – sowie Kosten für Unterhalt und Pacht («Solarrappen» für die Standortgemeinden). Diese Kosten werden hier nicht rubriziert, weil im einzelnen unterschiedliche Finanzierungserwartungen bestehen.

Auffällig ist die grosse Bandbreite der initialen Investitionskosten (Capex) pro kWh Winterstrom. Die Werte für alpine Neuanlagen unterscheiden sich um mehr als den Faktor 4.

³ Bei Lac de Toules handelt es sich um eine Schätzung (EZS 2021). Romande Energie hat die Produktionsmenge an Winterstrom bisher nirgends veröffentlicht.

Vergleich der Investitionskosten

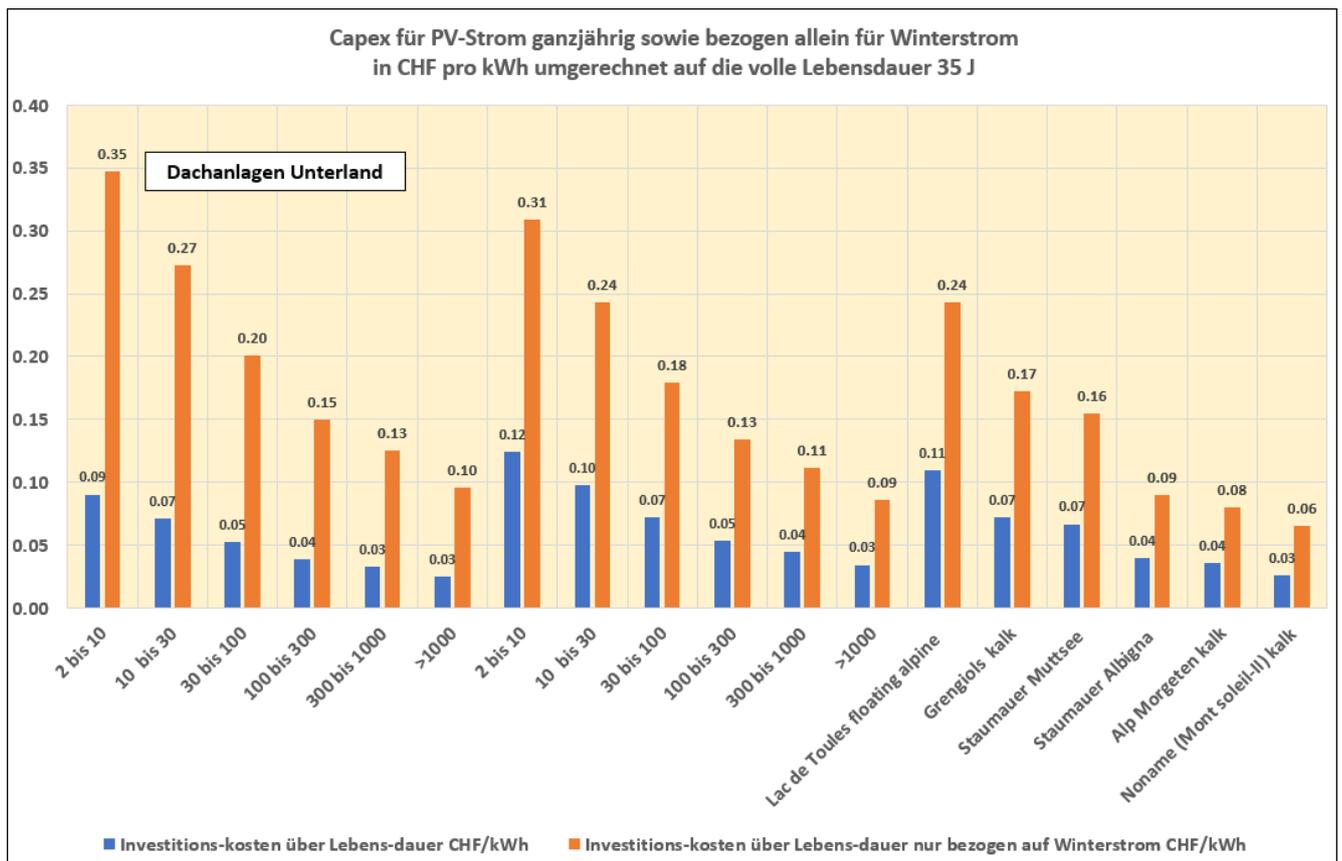


Tabelle 4: Kapitalauslagen pro kWh Solarstrom, bezogen auf ganzjährige Produktion (blau) und bezogen auf Winterstrom unter der Annahme, dass Stromerzeugung im Sommerhalbjahr keine Verwendung findet.

(Eigene Berechnung, Daten Planair 2023/Pronovo 2023/div. Werksangaben)

Der Vergleich zeigt:

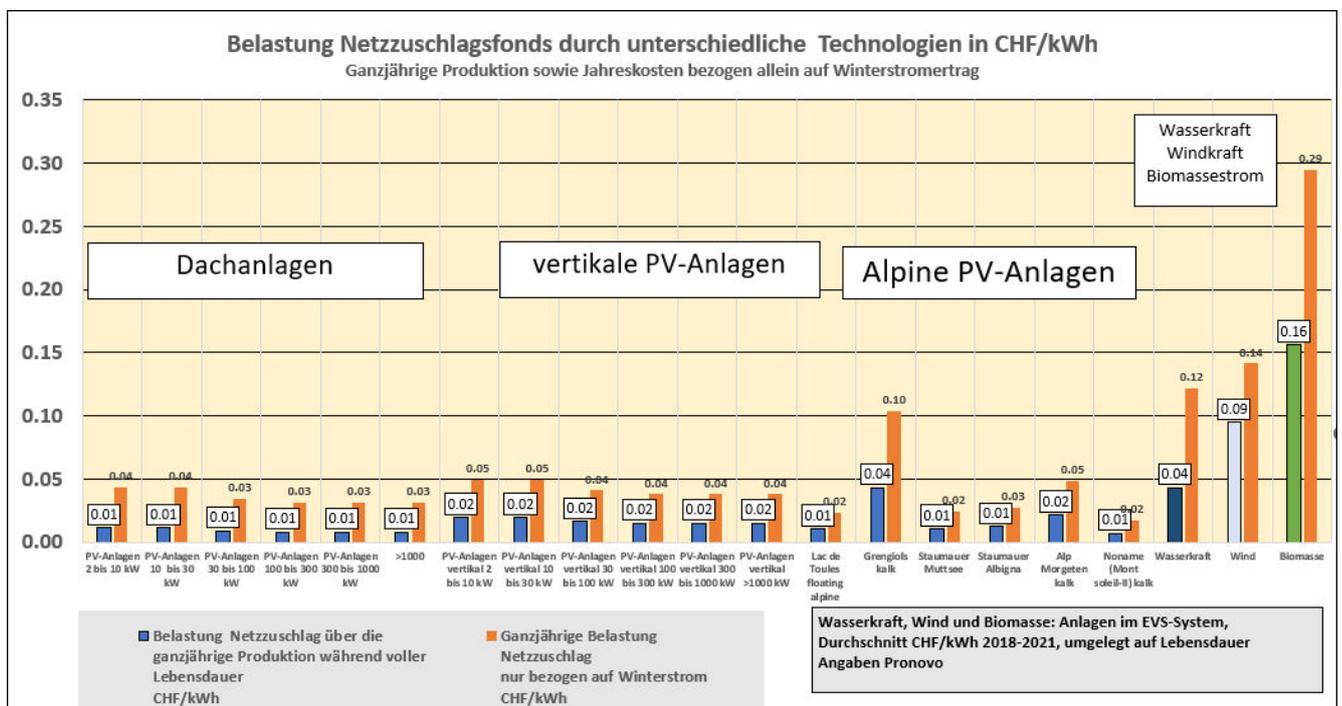
- Die Kapitalauslagen für die ganzjährige Stromerzeugung (Vollkosten ohne Investitionsbeiträge) liegen mit 3 bis 12 Rp/kWh in einem vertretbaren Rahmen, weil beim Betrieb keine Brennstoffkosten anfallen.
- Es gilt die Regel: Je grösser die Anlagen, desto tiefer die Capex Rp/kWh. Nur für die Projekte «Lac de Toules» und Grengiols gilt dies nur bedingt. Sie sind mit 3 bis 11 Rp/kWh Capex zwar nicht teurer als Fassadenanlagen, tragen aber mangels Eigenverbrauchs ein hohes Finanzierungsrisiko im Vergleich zu den meisten Anlagen im Unterland. Die Projekte in Grengiols und auf Alp Morgeten erhalten zwar eine erhöhte Einmalvergütung – im Rahmen des Solarexpress bis zu 60%! Aber selbst nach Abzug dieser erhöhten Investitionsbeiträge, die in der obigen Darstellung nicht abgebildet sind, bleibt ein Kostenrisiko.
- Bezieht man die Capex allein auf den Winterstrom unter der rein theoretischen Annahme, dass die Stromerzeugung im Sommerhalbjahr keinerlei Verwendung findet, dann liegen die Capex im Unterland dann niedrig – unter 15 Rp/kWh –, wenn man auf Anlagen mit < 100 kW Leistung verzichtet. Für alpine Anlagen gilt dies aber nicht in jedem Fall. Auch bei dieser Berechnung offenbart sich ein Kostenrisiko, auch nach Abzug der Investitionsbeiträge. Die Schlussfolgerung daraus lautet, dass alpine Anlagen auch für den Ertrag im Sommerhalbjahr einen positiven Preis erzielen sollten, um wirtschaftlich zu operieren. Mit Sicherheit sind sie aber viel billiger als die Bereitstellung von Erdgas-Kraftwerken für Notlagen wie sie der Bund 2022 beschafft hat.
- Die Kosten von Fassadenanlagen unterscheiden sich wenig von Dachanlagen. Weil keine repräsentativen Kostangaben vorliegen, kann das Ergebnis als zu unspezifisch kritisiert werden.
- Die Kapitalauslagen für die ganzjährige Stromerzeugung von alpinen Anlagen (Vollkosten ohne Investitionsbeiträge) liegen mit 3 bis 11 Rp/kWh im selben Rahmen wie für Dachanlagen im Unterland.
- Winterstrom lässt sich im alpinen Raum dort billiger produzieren als im Unterland, wo Zufahrten und Netzanschlüsse bereits vorhanden sind und wo sich das Gelände (ebene Fläche) nicht wesentlich von Freiflächenanlagen im Unterland unterscheidet. Muss ein doppelstöckiger Unterbau erstellt werden (Muttssee, Lac des Toules), kann dies die Kosten stark erhöhen (Abbildung 22, 23).

Insgesamt bestätigt sich das Potenzial an kostengünstigem Winterstrom dank alpinen PV-Anlagen. Ihre rentable Erschliessung hängt aber entscheidend davon ab, dass geeignete Flächen mit kostengünstigen Charakteristika betreffend Netzanschluss und Logistik gefunden und zugänglich gemacht werden können.

Als besonders vielversprechend scheinen vertikale Anlagen >100 kW in Südlage, die an bestehenden Infrastrukturen (zum Beispiel Verkehrsverbauungen) angebracht werden können. Diese Objekte müssten versorgungstechnisch als «von nationalem Interesse» rubriziert und einer obligatorischen Nutzung unterstellt werden, denn sie gehören der öffentlichen Hand und private Interessen werden keine beeinträchtigt.

Umgekehrt lässt sich festhalten, dass hochalpine Anlagen nicht unter allen Umständen gleich sinnvoll sind. Ihre Realisierung sollte weiterverfolgt werden, wenn damit eine Lernkurve Richtung Kostensenkung durchschritten werden kann.

8. Belastung Netzzuschlagsfonds im Vergleich



Belastung des Netzzuschlagsfonds pro kWh im Vergleich

Vergleicht man die Belastung des Netzzuschlagsfonds für die einzelnen Standorte und Technologien – und bezieht noch Wasserkraft, Windenergie und Biomasse in die Betrachtung mit ein –, ergibt sich folgendes Bild:

- Die Belastung des Netzzuschlags ist für die Photovoltaik am geringsten, zwischen 1 und 2 Rp/kWh. Eine Ausnahme bilden die Anlagen in Grengiols und Alp Morgeten (2 bis 4 Rp/kWh) dank Investitionsbeiträgen von 60 Prozent.
- Kraftwerke mit Wasserkraft, Windenergie oder Biomasse erhalten aus dem Netzzuschlagsfonds ein Vielfaches an Mittel pro erzeugte kWh. Die Laufzeit für diese Anlagen im Einspeisevergütungssystem ist auf 15 Jahre befristet, für Biomasse auf 20 Jahre.⁴ Um aussagekräftige Zahlen zu erhalten, bildet die Grafik anstelle der Laufzeit von 15 bis 20 Jahren die voraussichtliche Lebenserwartung der einzelnen Techniken ab. Diese wird für Wasserkraft mit 40 Jahren kalkuliert, 25 Jahre für Windkraftanlagen und 20 Jahre für die Verstromung von Biomasse/Biogas.
- Photovoltaik erweist sich als zwei bis viermal billiger als Wind, Wasser und Biomasse. Sie ist auch billiger als der Bau neuer Grosskraftwerke mit Wasserkraft, deren Kosten das BFE auf 14,5 Rp/kWh beziffert hat (BFE 2013).
- Dies gilt auch für jene Einmalvergütungen aus dem Netzzuschlag für die Jahreskosten, die einzig auf die Produktion von Winterstrom umgelegt werden. Photovoltaik ist für den Netzzuschlag selbst dann billiger als alle anderen Technologien, wenn der gesamte Strom im Sommerhalbjahr abgeregelt werden muss; allerdings sind die Anlagen im alpinen Raum dann hohen Kostenrisiken ausgesetzt.

⁴ Biomasse- und Biogas-Anlagen erhalten zusätzlich Betriebskostenbeiträge.

9. Fazit

Im Quervergleich zeigt sich, dass die Erzeugung von Winterstrom mittels Photovoltaik im Unterland wie im alpinen Raum im Allgemeinen günstiger ausfällt als für andere Technologien. Sie kostet etwa gleich viel wie Solarstrom im Unterland.

Im Unterland haben viele Hausbesitzende auch dann ein Interesse an PV, wenn die Kosten höher liegen als bei grossen Freiflächenanlagen, denn es können höhere Bezugskosten (Energie + Netzgebühr + Abgaben) eingespart werden. Für den Netzzuschlag bleiben diese Kapazitäten kostengünstig: Auf Basis der Preisbeobachtungsstudie (Planair 2023) belief sich die Einmalvergütung für PV-Anlagen durchschnittlicher Grösse (25 kW) nur auf 12.5% der Investition (Leistungsbeitrag 380 CHF/kW, Durchschnittskosten 2384 CHF/kW).

Dach- und Fassadenanlagen in Städten und Agglomerationen haben den Vorteil der Lastnähe. Netzausbaukosten entstehen in geringerem Ausmass und die Sektorkopplung ist einfacher. LEGs und ZEVs ermöglichen eine weitere Vertiefung der Wertschöpfungskette über Parzellengrenzen hinweg, wodurch sich ein grösseres Nutzungsspektrum erschliesst als im alpinen Raum. Es entstehen neue, lokale Energiemärkte für E-Mobilität, E-Wärme, E-Wärmespeicherung und industrielle Elektrifizierung, inkl. Hochtemperatur-Wärmeprozesse.

Es besteht ein Risiko, dass die Produktion von Winterstrom im Unterland zu wenig Beachtung findet. Bei einem Ausbau von 1500 MW **beträgt die Zusatzproduktion im Unterland im Zeitraum eines einzigen Jahres** immerhin 400 GWh und ist grösser als alle alpinen Projekte zusammen.

Was die alpinen Anlagen anbelangt, sollte sich die Planung auf Standorte mit Netzanschluss, guter Logistik und geringen Unebenheiten fokussieren. An mittleren Lagen (800-2000 m über Meer) scheint dies eher gegeben als im hochalpinen Raum, und die Produktionsunterschiede im Winterhalbjahr sind gering.

Entscheidet man sich für die Freiflächenanlagen, scheinen die genannten Kostenkomponenten wie Vorhandensein von Zufahrtsstrassen, flaches Gelände, vorhandener Netzanschluss wichtiger als das Vorhandensein meteorologischer Höchststrahlung im Winterhalbjahr.

An manchen Standorten sind teure Unterbauten zudem unnötig, weil es sie schon gibt: zB. Stützmauern von Bergstrassen (Abbildung 24) Galerien von Strassen und Eisenbahnen, Staumauern, Lawinenverbauungen, Strommasten. Die Doppelnutzung von Infrastrukturen kann die Auseinandersetzung um den Landschaftsschutz entschärfen. Allerdings fallen dann die Projektdimensionen oft etwas kleiner aus.

Bei der Betrachtung der Rentabilität sollte eine Entwicklung berücksichtigt werden, wonach grosse Mengen an winterlichen Strom-Überschüssen aus dem Ausland in die Schweiz gelangen. Diese Entwicklung relativiert die teuren Bemühungen nach ganzjähriger Autarkie. Die Sicherheit und Unabhängigkeit der Stromversorgung lässt sich mit anderen Mitteln einfacher bewerkstelligen.

Es ist eine teure Illusion, die Schweiz zu jedem Zeitpunkt des Jahres zu 100 Prozent aus eigenen Kraftwerken versorgen zu wollen.

10. Unsachliche Kritik an PV-Anlagen

In der jüngeren Vergangenheit haben verschiedene Institutionen, darunter die Eidg. Finanzkontrolle (EFK 2023) und der Lobbyverband Économiesuisse (Energy Science Center 2023) die vermeintlich hohen Kosten von Solarstromanlagen (Dach- und Fassadenanlagen) kritisiert. Diese Kritik greift zu kurz. Die Studien weisen **eminente Schwächen** auf:

- Der Wirtschaftsverband Économiesuisse postuliert einen «Langzeitbetrieb» von vermeintlich «sicheren Atomkraftwerken». Das Restrisiko wird geleugnet. Die Kosten für Nachrüstung über Zeiträume von 80 bis 100 Jahren Betrieb sind unbekannt.
- Économiesuisse unterstellt, dass die PV-Ausbauziele 2035 um 10 TWh «verfehlt» würden – Staatsversagen als Programm. Auf Basis dieser a priori falschen Annahme werden die Zeitphasen mit Preisen nahe null oder mit negativen Preisen ungenügend berücksichtigt. Die Wirtschaftlichkeit der Atomanlagen wird so künstlich geschönt. Durch den Ausbau von erneuerbaren Energien mit Grenzkosten von nahe null sinken Auslastung und Wirtschaftlichkeit

von Atomkraftwerken, wie heute bereits an der Auslastung der Kohlekraftwerke in USA und Grossbritannien nachweisbar (Abbildung 25). Auch die Wirtschaftlichkeit der Atomanlagen in der Schweiz ist in Frage gestellt.

- Auch der Netzausbau und die Zunahme von Windstrom aus dem Norden findet keine Berücksichtigung. Die Preiswirkungen werden unterschätzt.

Methodische Fehler sind auch im Bericht der Eidg. Finanzkontrolle (EFK 2023) festzustellen, der die Einmalvergütungen an Kleinanlagen kritisiert und Mitnahmeeffekte von 284 Mio. CHF geltend macht.

- Unberücksichtigt bleiben die Netzanbindungskosten und die Kosten der Netzverstärkung für Freiflächenanlagen. Bei Fassaden- und Dachanlagen entstehen kaum Netzanbindungskosten, weil die Anschlüsse bereits bestehen.
- Der Bericht unterstellt eine freie Verfügbarkeit von Nutzflächen für PV, was in Realität nicht der Fall ist. Das Raumplanungsgesetz gebietet einen haushälterischen Umgang mit Boden (Art.2). Es besteht Nutzungskonkurrenz mit Landwirtschaft, Erholungszonen, Landschaftsbild usw.
- Die höheren Kosten für Dachanlagen werden von Hausbesitzenden finanziert, und nicht aus dem Netzzuschlagsfonds. Solche PV-Anlagen in Lastnähe sind raumplanerisch, finanziell und energiewirtschaftlich sehr sinnvoll.
- Die EFK lässt unberücksichtigt, dass eine zunehmende Zahl dezentraler Anlagen über Batteriesysteme verfügen oder E-Mobile beschicken, ohne die oberliegenden Netze zu belasten. solche Installationen tragen zu einer Glättung des Verbrauchs bei und können sogar Systemdienstleistungen liefern.
- Die Folgekosten bei einem Verzicht auf Dachanlagen wären hoch. Um den Druck auf die Landschaft zu vermindern, kämen noch andere, teilweise teurere Techniken zum Zuge: Wasserkraftwerke zu mittleren Gestehungskosten 14,5 Rp/kWh, (BFE 2013), Biomassekraftwerke oder Windkraftanlagen mit hoher politischer Sprengkraft.

11. Diskussion mit dem BFE

Am 9. Januar 2024 fand in Bern ein informelles *Brain Storming* mit drei PV-Spezialisten des BFE statt. Teilnehmer: Wieland Hintz, Leo-Philipp Heiniger, Frank Rutschmann, Rudolf Rechsteiner.

Diskussionsbasis war die Analyse im vorliegenden Papier (inkl. Empfehlungen) sowie die frühere Publikation «Energiewende im Wartesaal»⁵, die im Mai 2021 die Energiepolitik des Bundes vor 2021 scharf kritisierte. (Die damaligen Vorwürfe waren:

1. *Das BFE hielt jahrelang bei vollen Kassen (Netzzuschlagsfonds mit > 1 Mrd. CHF Reserve) Mittel für Photovoltaik zurück mit Verweis auf angebliche Folgekosten, wobei Einmalvergütungen gar keine Folgekosten verursachen. Der Stau auf der Warteliste stieg 2017/18 auf ca. 50'000 PV-Projekte.*
2. *Mit dem willkürlichen Stop der PV-Einspeisevergütungen (ab 2018) entzog das BFE den Anlagen ohne Eigenverbrauch faktisch die Finanzierungsgrundlage. Potenziale auf Hallen oder Scheunen wurden unrealisierbar.*
3. *Die Photovoltaik wurde vom Bund und vom BFE auch noch blockiert, als sie längst den billigsten Strom lieferte, billiger zum Beispiel als neue Klein-Wasserkraft, billiger als die relativ teure Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas (mit Vergütungen bis 54 Rp/kWh, EFK 2018) und erst recht billiger als die völlig erfolglose Stromerzeugung aus Geothermie, die noch immer herumgeistert als eines der Lieblingskinder im Förderbudget.*
4. *Die Photovoltaik wurde auch von den Verteilnetzbetreibern ungehindert diskriminiert. Während sich die Verteilnetzbetreiber ihre eigenen Anlagen zu Gestehungskosten entschädigten und diese Kosten voll auf die gebundenen Kundinnen und Kunden überwälzten, wurde der von Dritten ins Netz eingespeiste Solarstrom oft nur zum Spotmarkt-Preis abgegolten oder wenig darüber. Die CKW bezahlten ungehindert weniger zB. als 2 Rp/kWh. dazu muss man wissen: Am Spotmarkt wird der «übrig gebliebene» Strom verkauft, vergleichbar mit unverkauftem Brot vor Ladenschluss. Für die Beschaffungen über langfristige Bezugsverträge oder Strom aus Eigenproduktion bezahlten Verteilnetzbetreiber deutlich höhere Preise als für Solarstrom von Dritten.*
5. *Die «Energieperspektiven 2050» (Prognos AG 2020) verbreiteten falsche, offensichtlich manipulierte Angaben über die PV-Gestehungskosten. Die Daten bezog das BFE ausgerechnet aus dem atomfixierten Paul Scherer Institut (PSI). Die Kosten für neuen Solarstrom wurden in den «Energieperspektiven 2050» auf «10 bis 15 Rp/kWh» beziffert, lagen 2020 aber bereits unter 10 Rp/kWh (über die Lebensdauer kalkuliert); für Solarstrom aus Grossanlagen vermeldeten deutsche PV-Ausschreibungen Zuschlagspreise von 3 bis 7 €/kWh! Das PSI wollte mit seiner (keineswegs neuen) Desinformationspolitik neuen Atomkraftwerken Vorschub leisten und das BFE hat dies unkritisch übernommen.*
6. *Die Bundesbehörden (inkl. Kräfte im Parlament) blockierten jahrelang Freiflächenanlagen. Heute fehlen reale Erfahrungen, wenn es um den Bau von Grossanlagen in der Schweiz geht.*

5 Rudolf Rechsteiner & al.: Die Energiewende im Wartesaal, Mai 2021, Zürich, Zocher & Peter

7. Die Dimension «Winterstrom aus alpiner Photovoltaik» wurde jahrelang ignoriert, obschon die Forschungsergebnisse von Prof. H. Häberlin zum Thema seit ca. 2010 völlig transparent waren.
8. Dutzende Wind-Projekte blieben in bizarr langen Bewilligungsverfahren blockiert. Der Widerstand kam nicht von Standortgemeinden, sondern von Tochter-Organisationen der Atomlobby, die sich Argumente des Landschaftsschutzes aneigneten («Freie Landschaft Schweiz»). Vorbild für dieses Phänomen ist die Heartland Foundation (USA), die mit vermeintlichem Walschutz oder Vogelschutz offshore und onshore Projekte erfolgreich blockiert.

Diskussion vom 9.1. 2024 in Bern

Seit Erscheinen des Buches (Energiewende im Wartesaal) im Mai 2021 hat sich vieles zum Guten verändert. Dank neuer Praxis im BFE erfolgte ab 2019 ein rasanter Abbau der Warteliste. Die Branche hat neues Vertrauen geschöpft, Leute eingestellt und ausgebildet. Das Installationstempo hat sich versechsfacht. Viele Behinderungen wurden beseitigt, abgeschwächt oder sind Gegenstand von Reformen. Die Volksabstimmung Mantelerlass steht allerdings noch bevor.

«Unser Hauptziel ist, dass es keine neuen Wartelisten gibt», so das Selbstverständnis von PV-Verantwortlichem Wieland Hintz. Allerdings vertreten die Verantwortlichen ebenso das Anliegen, die Mittel im Netzzuschlagsfonds möglichst zielgerichtet zu verwenden und zu schonen angesichts der bevorstehenden Ausbauten, die neu dazukommen (zB. Wasserkraft, Windenergie).

Mit Einführung von Höhenbonus, Neigungswinkelbonus und HEIV (HEIV = Hohe Einmalvergütung für Anlagen ohne Eigenverbrauch) hat das BFE die Bedingungen für Winterstrom und für Anlagen ohne Eigenverbrauch ab Januar 2023 entscheidend verbessert. Bei Grossanlagen (> 150 kW) sorgen Auktionen für mehr Wettbewerb, was teure Projekte automatisch blockiert.

Umschwung im Parlament

Der Ausbruch des Ukrainekriegs und die hohen Strom- und Gaspreise haben entscheidend zum Meinungsumschwung im Parlament beigetragen. Die Folge davon waren die Verabschiedung der PI Girod, des Solarexpress, des Windexpress und die Erhöhung der PV-Ziele im Mantelerlass, der auch eine Anzahl von weiteren Verbesserungen beinhaltet.

Die Reserven im Netzzuschlagsfonds sind trotz Abbau der Warteliste von 1 Mrd. CHF auf 2,6 Mrd. CHF gestiegen. Hohe Strompreise führten bei vielen Anlagen im Einspeisevergütungssystem zu Mehrerlösen (Marktpreis lag über der Vergütung), was zu Rückzahlungen führte. Gleichzeitig erhöhten viele Netzbetreiber die Vergütungen für eingespeisten Strom, was weitere Absenkungen der Einmalvergütung ermöglichte.

Gestützt wird der PV-Boom aber auch durch Anstieg der Netzgebühren, was teilweise auf Kosten der Krisenbewältigung, etwa die teure Reservebeschaffung mittels Gaskraftwerken zurückzuführen ist,

Die dadurch erhöhten Strompreise befinden sich inzwischen wieder auf Sinkflug, was sich ab 2025 auch in den Stromtarifen für gebundenen Kundinnen und Kunden bemerkbar machen dürfte. Mittelfristig werden auch die Preise für Systemdienstleistungen wieder sinken. Der rasante europaweite Ausbau der erneuerbaren Energien (Ausnahme: Frankreich) erhöht zudem das Marktwertisiko und wird die Energiepreise für Elektrizität in Europa spürbar senken. Damit verbessern sich die Voraussetzungen, dass auch der Netzzuschlag übers Ganze kostenneutral angehoben werden kann, sollte sich dies für die Zielerreichung als notwendig erweisen.

Diskussionsverlauf zu spezifischen Fragen		
Thema	Haltung BFE	Kommentar
Winterstrom: Rudolf Rechsteiner erklärt die Situation vieler Projektanten: starke Bereitschaft zu Investitionen in alpine Anlagen, aber <u>Kosten teilweise sehr hoch, selbst und unter Einrechnung von 60% Einmalvergütung</u> . Verteilnetzbetreiber werden nicht investieren, wenn sie Geld verlieren.	Das BFE verweist vorab auf hohe Zubauraten im Unterland. <u>Diese liefern in Summe mehr Winterstrom als die alpinen Anlagen (400-500 GWh zusätzlicher Winterstrom pro Jahr)</u> . Teure Projekte an abgelegenen Orten stossen auf begrenzte Sympathie; man sollte lieber die günstigen Projekte bauen an Orten, die bereits belastet sind und in den meisten Fällen auch rascher realisiert werden können. Dies entspricht auch der Ansicht der Solarbranche, die mit Perso-	Der Zubau an Winterstrom im Unterland ist tatsächlich sehr gross, aber er genügt nicht. Wir brauchen rund 20 TWh zusätzlichen Winterstrom, davon kommt nur etwa die Hälfte aus Anlagen auf Dächern und Fassaden. Es braucht gute Rahmenbedingungen und eine industrielle Herstellung der Komponenten, insbesondere Aufständigung. Das BFE sollte Wege für zusätzliche Finanzierungen finden, wenn bei den ersten Anlagen 60% der Anlagekosten nicht genü-

	nalmangel zu kämpfen hat.	gen.
<p>Weiterführung der Grossprojekte im alpinen Raum, Vertrauensschutz für die Projektträger.</p> <p>Die Verlängerung der Fristen ist zwingend, weil sich die vielen Projekte die wenigen kompetenten Baufirmen gegenseitig wegschnappen.</p> <p>Die Eingabe von Einsprachen ist nicht schlimm, weil dadurch Zeit besteht, um gegenseitig aus den Projekten zu lernen.</p> <p>Auch ein langsamerer Abbau der Projektliste kann bis 2030 zu relevanten Strommen an zusätzlichem Winterstrom führen.</p>	<p>Das BFE anerkennt den Nutzen von PV-Anlagen in den Alpen. Die Idee eines Höhenbonus wurde schon Anfang 2022 mit R. Rechsteiner besprochen und die Einführung ab 1.1.23 schon vor dem Solarexpress BFE intern beschlossen. Eine Weiterführung der Förderung von alpinen Solaranlagen auch nach dem Solarexpress wird vom BFE nicht in Frage gestellt.</p>	<p>Die Haltung des BFE ist zu stark von Kostenüberlegungen geleitet.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Der Netzzuschlag kann sicher nicht erhöht werden, wenn 2,6 Mrd. CHF Reserve vorhanden sind. • Ein Abbau der vorhandenen Reserven ist unproblematisch. Der Netzzuschlagsfonds darf sich laut Gesetz auch vorübergehend verschulden. • Das Parlament wird einer Erhöhung des Netzzuschlag möglicherweise zustimmen, wenn die Kosten für Systemdienstleistungen und die Energiepreise wieder tiefer liegen, was zu erwarten ist (Marktwertisiko). • Es ist problematisch, dass das BFE den Ausbau der Photovoltaik im Unterland stets mit Abbaumassnahmen verknüpft.
Erhöhung des Neigungswinkel-Bonus kann Winterstrom stärker beanreizen	Das Vorhandensein grosser Potenziale für senkrecht angebaute Anlagen wird anerkannt.	Es ist möglich, dass sich das BFE beim Neigungswinkelbonus bewegen wird.
Erweiterung des Höhenbonus auf Anlagen ab 800 m ü.M. kann zu mehr billigen Anlagen führen, zum Beispiel im Jura.	Mont Soleil mit 40% Winterstrom wird als gutes Beispiel einer alpinen Winterstrom Anlage akzeptiert.	Wird geprüft.
Abnahmepreise	Spotmarkt ist nicht der beste Preis für die Berechnung des Referenzmarktpreises.	BFE hält Verbesserungen für möglich.
Segmentierung der Ausschreibungen nach versiegelter und unversiegelter Fläche	Das BFE anerkennt im Moment die raumplanerische Problematik, die Widerstände gegen Freiflächenanlagen (auch alpine!) sind gross. Eine Segmentierung der Auktionen kann bei Bedarf (grosse Steigerung der Förderanfragen von Freiflächenanlagen) ohne Anpassung der Verordnung für die jeweils nächste Auktionsrunde umgesetzt werden.	<p>Das Thema sollte auf dem Radar bleiben. Die Haltung des BFE wird begrüsst.</p> <p>In deutschen Auktionen setzten sich Freiflächenanlagen gegenüber Dachanlagen preislich öfter durch; deswegen wurde eine Segmentierung eingeführt.</p>
Verbesserung Finanzierung und Industrialisierung der alpinen Solarstrom, Transparenz betreffend Kosten, Technik und Ertragsdaten	Viele Projekte sind im Tun. Das BFE will vorerst beobachten, schliesst aber Handlungsbedarf nicht aus. Kosten sollen offengelegt werden, aber andere Merkmale der Anlagen sind schwieriger zu kommunizieren	Angesichts der hohen Leistungen aus dem Netzzuschlagsfonds sollte Transparenz über Technik, Kosten und Leistung herbeigeführt werden. Nur so kann die Branche lernen.
Hohe Kosten Lac de Toules, schwimmende Anlagen	Die hohen Kosten werden durch die Vereisung und Schneelast in der Höhe verursacht: Stauseen an tieferer Lage wären aus Sicht Kosteneffizienz interessanter (Sihlsee statt Toules...)	<p>Es wäre hilfreich, einige billigere schwimmende Anlagen zu erstellen, analog wie im Ausland.</p> <p>Extrem teure Anlagen mit viel Handarbeit wie am Lac de Toules ist kaum im Sinne einer effizienten Energiewende.</p>

12. Literatur

Alp Morgeten 2024: [Alpines SOLARPROJEKT «Morgeten»](#)

Axpo (2022): [Sonnenernte auf 2500 Metern](#)

Basler & Hofmann (2019): Studie Winterstrom Schweiz, Was kann die heimische Photovoltaik beitragen? Schlussbericht, 14. August 2019

BFE/Meteotest: Windpotenzial Schweiz 2022, Schlussbericht zum Windpotenzial Schweiz 2022

BMWK (2023): [Aktueller Stand des Netzausbaus \(Übertragungsnetz\)](#), September 2023

Bucher (2023): Christof Bucher: Photovoltaikanlagen, Faktor Verlag

Bundesamt für Energie (2013): Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft, 12. Dezember 2013, Anhang A1ff.

Bundesamt für Energie (2023): Schweizerische Gesamtenergiestatistik

Bundesamt für Energie (2023a): Energiestrategie 2050, Monitoring-Bericht 2023 (ausf. Fassung)

Bundesnetzagentur 2023: Bundesnetzagentur: [Monitoringbericht 2023](#)

Bundesnetzagentur 2023a: Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf

Burger, Bruno (2024): Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2023, ISE, 2024

EFK (2018): Eidg. Finanzkontrolle: [Koordination und Wirksamkeit der Förderung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen und Wirtschaftlichkeit für die Betreiber](#) - Bundesamt für Energie, Bundesamt für Umwelt, Bundesamt für Landwirtschaft Mai 2018

EFK 2023: Eidg. Finanzkontrolle: Wirkungsprüfung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen, Mai 2023

Elcom (2021): Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland zwischen 1. Januar 2015 und 31. Dezember 2020, Bern Januar 2021

Energy Science Center (2023), Swiss Federal Institute of Technology Zurich: Swiss electricity supply after the «Mantelerlass» – quo vadis? A perspective on Nuclear Power («commissioned and financed by Economiesuisse»)

Energy Institute (2023): [Statistical Review of World Energy](#), 2023

EWZ (2020): Albigna Solar [Erste hochalpine Solar-Grossanlage](#)

EWZ (2021): EWZ: [Erstes hochalpines Photovoltaik-Kraftwerk erfüllt Erwartungen im Winterhalbjahr](#), PV Magazine 31.3.2021 Sandra Enkhardt

EZS 2021: Energie Zukunft Schweiz: Solarstrom auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen, 23. Juli 2021, Bericht zur Studie InfraSolaire

EZS 2022: Energie Zukunft Schweiz: Investments in new renewable energy production outside Switzerland by Swiss energy providers and institutional investors, Update 2021

Fuchs, Guillaume, Caroline Monod: [Parc solaire flottant sur un lac de barrage](#), Bulletin VSE 10/2020

Grengiols solar (2024): Grengiols-Solar – [ein Schweizer Projekt im Wallis für die Schweiz](#)

Heinrich Häberlin: [Wie mit PV-Strom durch den Winter?](#) in: Elektrotechnik 1/2012, Seiten 44-49

Knellwolf (2021): Bruno Knellwolf: Strahlendes Potenzial in den Bergen, Aargauer Zeitung 22.1.2021

Planair/EnergieSchweiz 2023: Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2022, Abschlussbericht, 4. Juli 2023

Pronovo (2023): Cockpit EVS, div. Jahrgänge

Pronovo (2023): Cockpit EVS, div. Jahrgänge. Verwendet wurden die Angaben 2020

Romande Energie (2023): [3 Jahre schwimmender alpiner Solarpark auf dem Lac des Toules](#) – Jahresproduktion von 1400 kWh/ installiertem Kilowatt

Société-Mont-Soleil ([Gesellschaft Mont Soleil](#)): Winteroptimierte Photovoltaik (2024)

Süddeutsche (2023): Süddeutsche Zeitung: [Bayerns neue Hauptschlagader](#), 11.12.2023

Timera (2023): [Italian battery investment is about to surge](#)

ZHAW (2023): [Alpenstrom Davos](#).

13. Anhang: Abbildungen

Anhang: Abbildungen

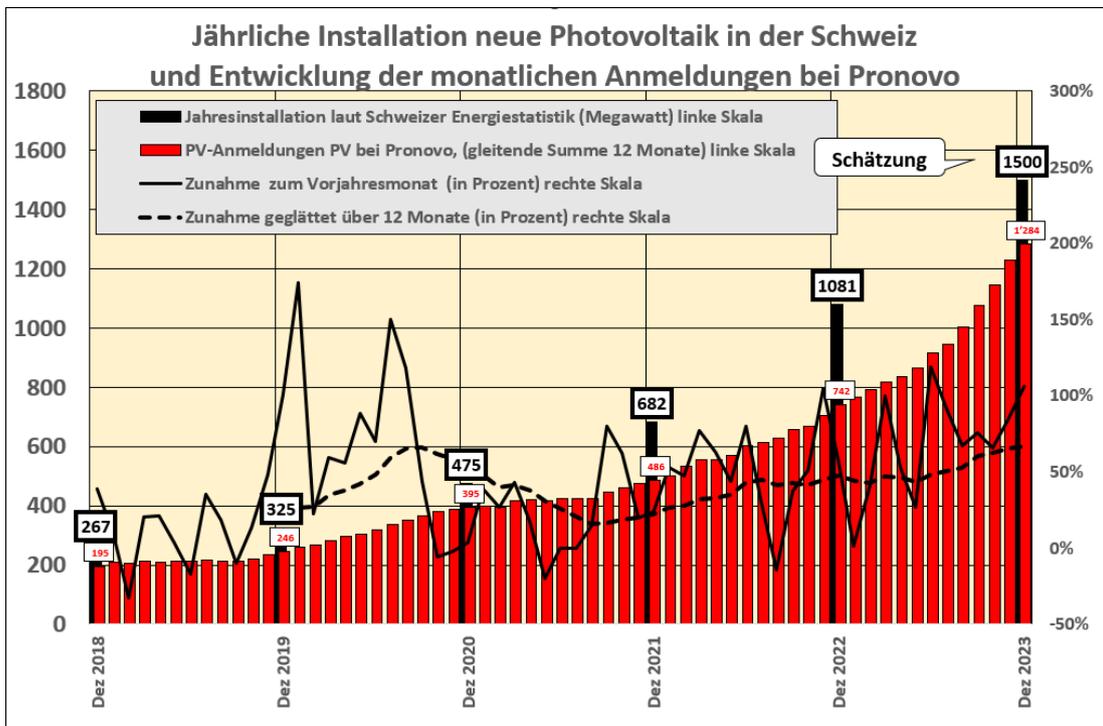


Abbildung 1 Zunahme der für eine Einmalvergütung angemeldeten Photovoltaikanlagen in der Schweiz

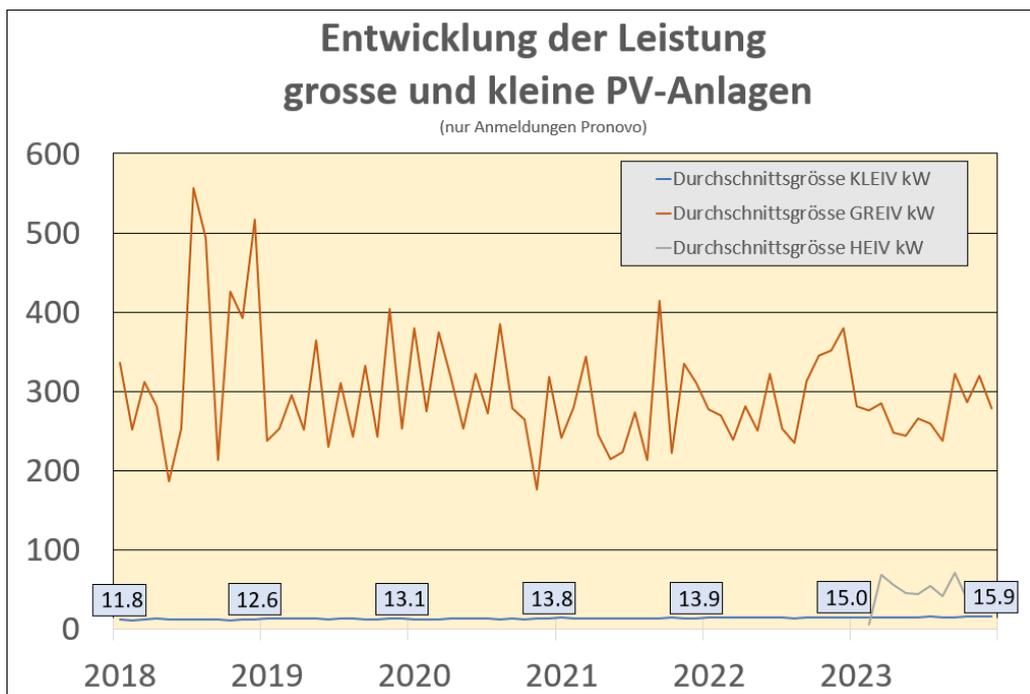


Abbildung 2 Leistungsgrösse der angemeldeten Anlagen (Daten Pronovo)

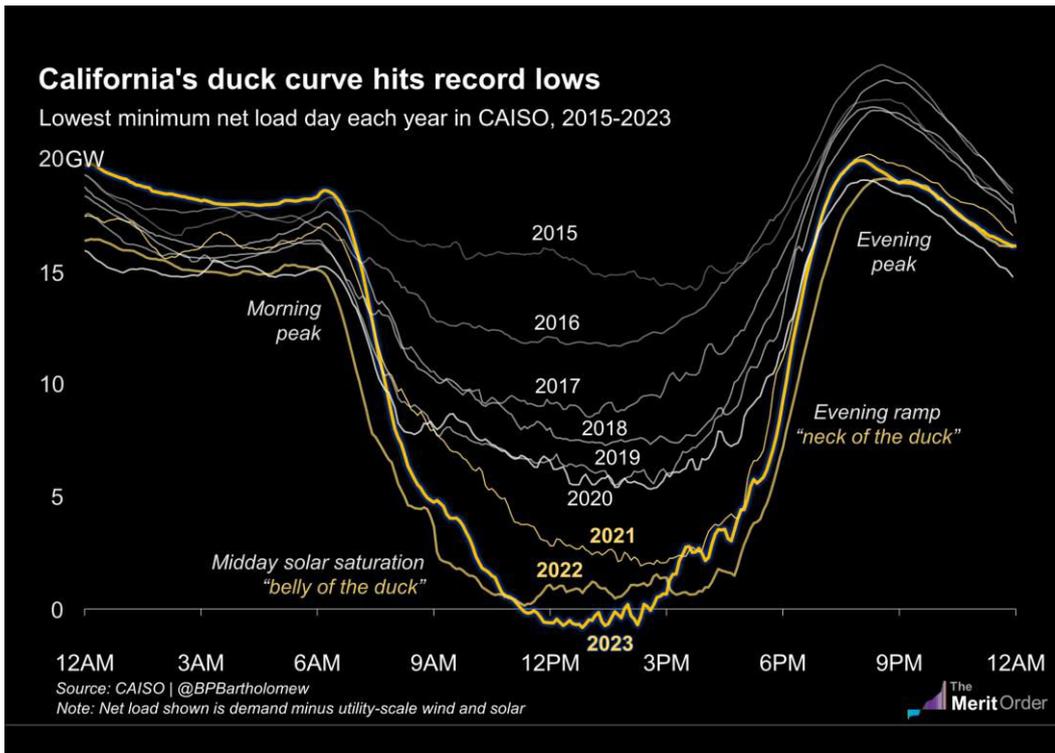


Abbildung 3 «Entenkurve»: Residuallast in Kalifornien 2015-2023 (CAISO)

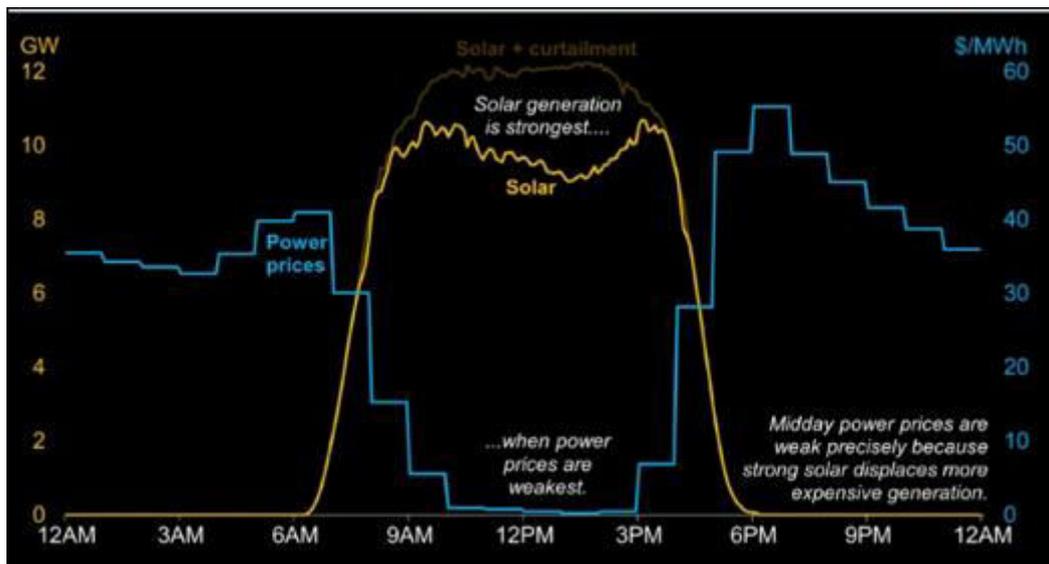


Abbildung 4 Strompreise am kalifornischen Spotmarkt (CAISO)

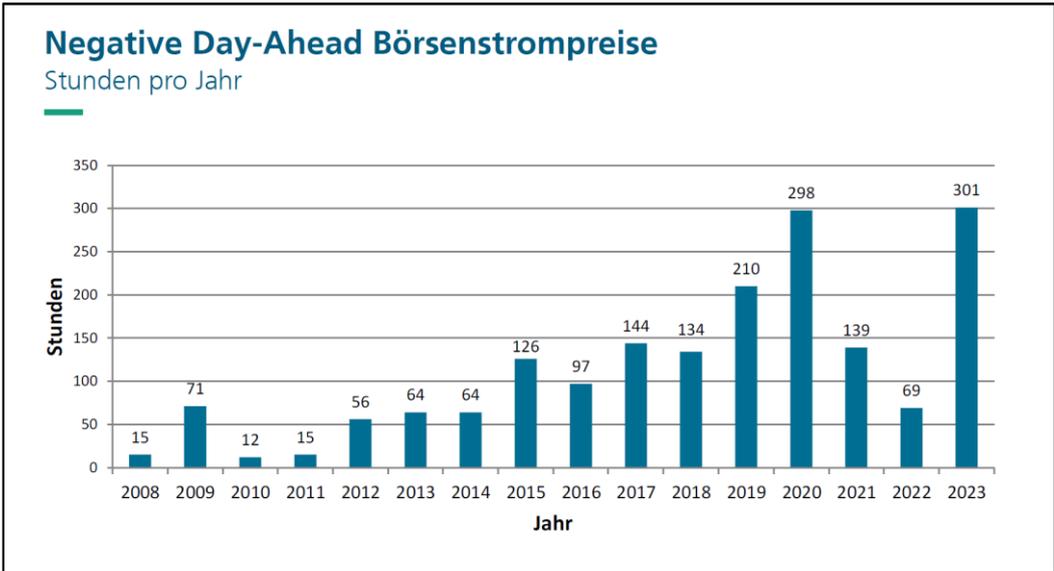


Abbildung 5 Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen (Bruno Burger/ISE 2024)

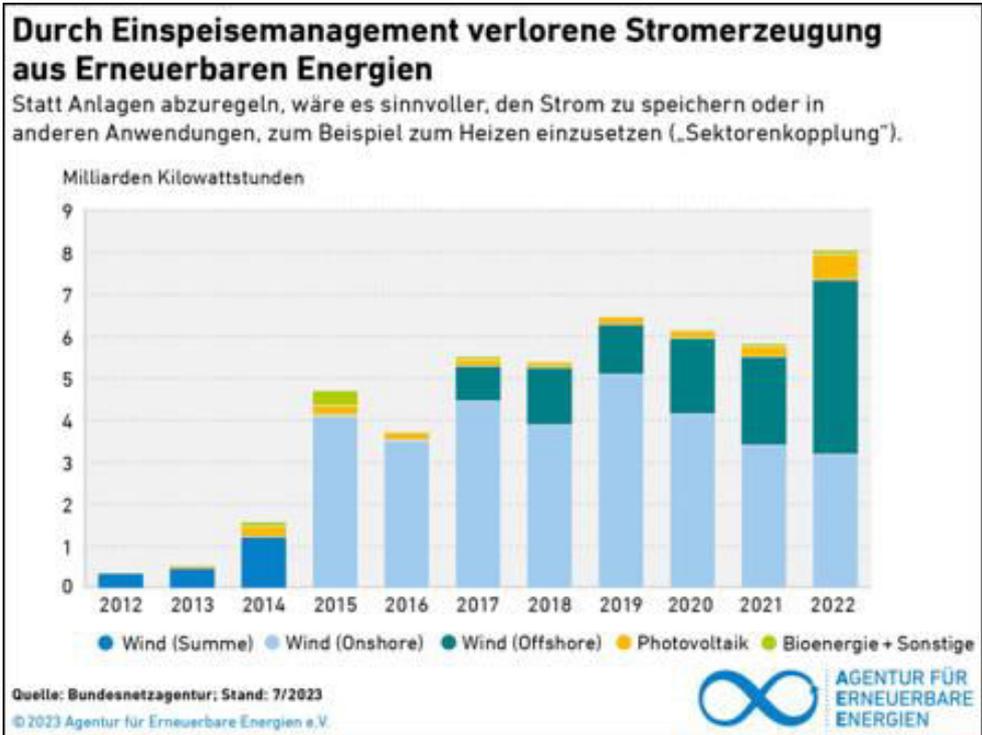


Abbildung 6 Abgeregelte Produktion in Deutschland 2012-2022 (AEE/Bnetza)

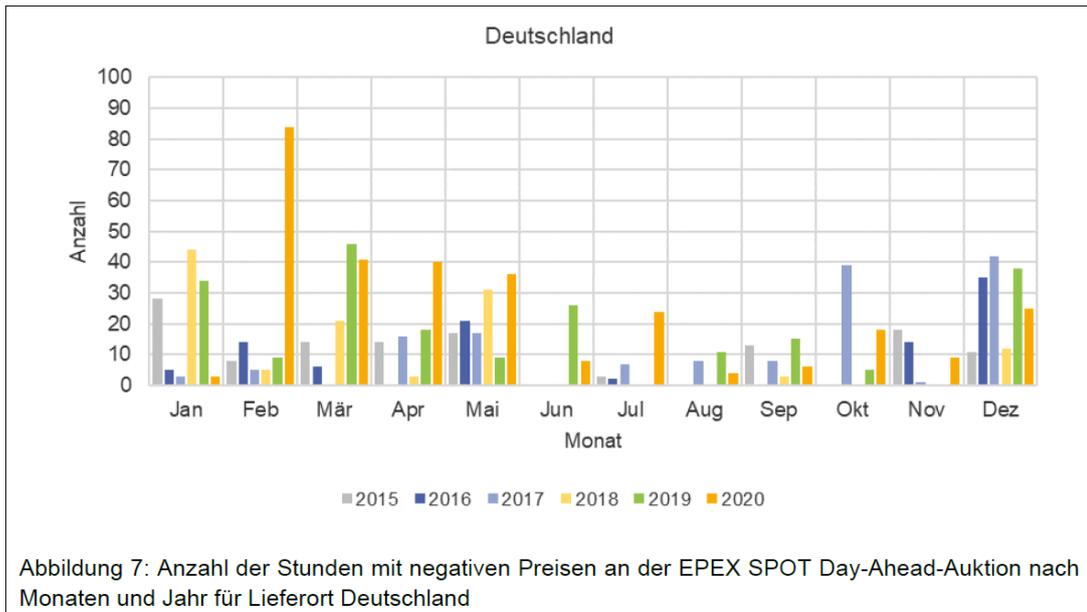


Abbildung 7 negative Stundenpreise in Deutschland (Elcom 2021)

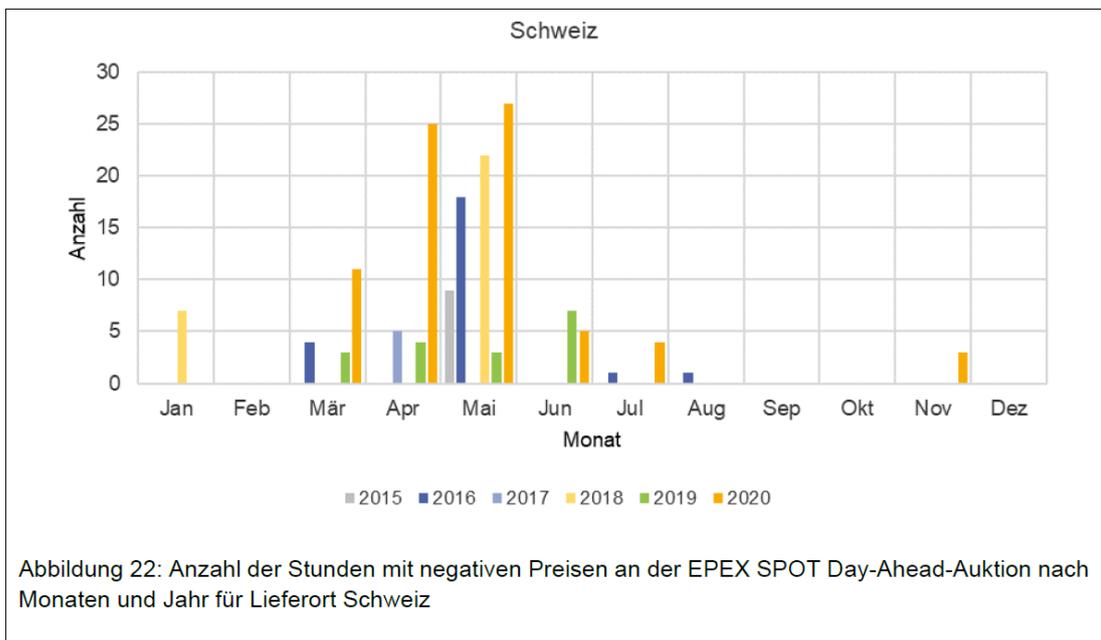


Abbildung 8 negative Stundenpreise Schweiz: Verteilung nach Monat (Elcom 2021)

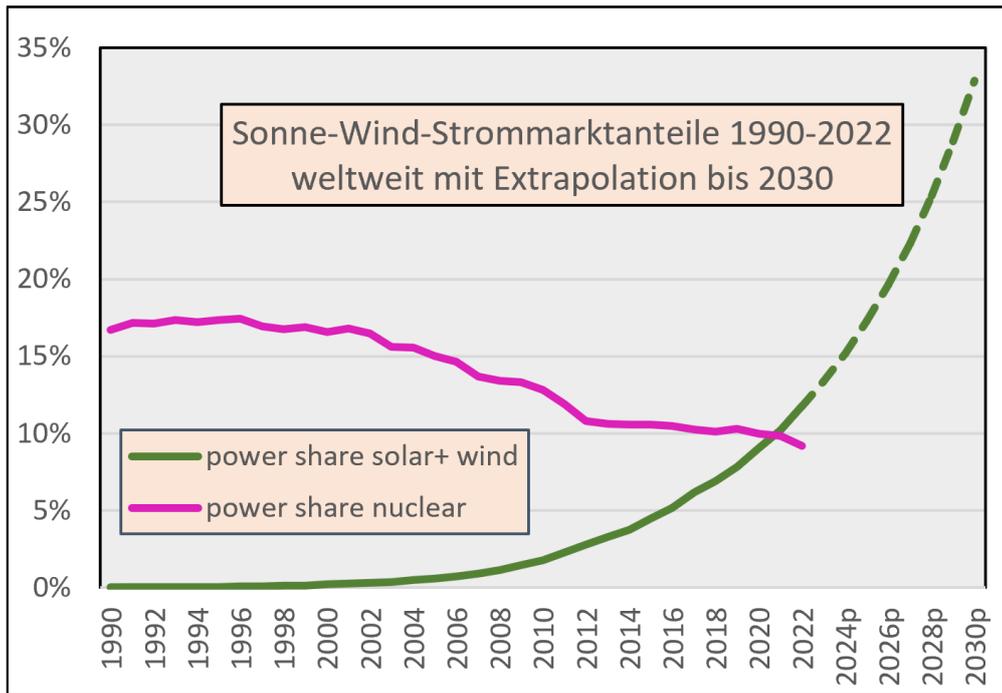


Abbildung 9 Stromerzeugung aus Solarstrom und Windenergie sowie aus nuklearen Kapazitäten weltweit (Daten: BP / Institute of Energy London 2023)



Abbildung 10 Kraftblock-Wärme-Container: Der Wärmespeicher des Start-ups kommt in Pilotprojekten in der Keramikindustrie und bei der Baustellentrocknung zum Einsatz. Foto: Kraftblock

Aus der «Kraftblock»-Eigenwerbung: <https://kraftblock.com/de/technologie.html>

Der Kern der Kraftblock-Technologie ist das innovative Speichersystem, das Temperaturen bis zu 1.300°C speichern kann. Dank des fortschrittlichen Speichersystems vereint Kraftblock eine hohe Wärmeleitfähigkeit und hohe spezifische Wärmekapazität. Kraftblock ist ein Langzeitspeicher, der bis zu zwei Wochen Energie speichert.

Die Gesamtfunktion des Speichersystems ist einfach: Wärme wird vom Wärmeträger auf das Speichermaterial übertragen und dort gespeichert. Wird Energie benötigt, kehrt sich der Ladevorgang um: Ein kaltes Übertragungsmedium durchströmt das Granulat und entnimmt die thermische Energie.

Kraftblock bietet Komplettsysteme, die Energie in Form von Strom, Wärme, Dampf und Kälte, von der Quelle über den Speicher bis zur Anwendung bereitstellen. Die Systemlösung von Kraftblock ermöglicht es Industriebetrieben, fossile Energie durch erneuerbare Energie zu ersetzen und industrielle Abwärme zu recyceln. Das Speichersystem von Kraftblock ist mit einer Vielzahl von Wärmeträgern wie Luft, Rauchgas, Flüssigsalz und sogar Thermalöl kompatibel. Die hohe Energiedichte und die geringen Kosten ermöglichen hocheffiziente Lösungen für die Industrie.

Kraftblock bietet stapelbare und flexibel kombinierbare Containereinheiten von 4 bis 60 MWh sowie Lade- und Entladestationen für jede beliebige Kapazität an. Die Container können zu einer Speicherkapazität von mehreren Gigawattstunden zusammengefügt werden. Das System kann parallel be- und entladen und je nach Bedarf betrieben werden. Kraftblock speichert Temperaturen bis zu 1.300°C und ermöglicht damit eine Speicherkapazität von bis zu 1,2 MWh pro m³. Das macht das System kompakt und platzsparend. Kraftblock bietet Speicherlösungen mit einer Amortisationszeit von wenigen Jahren. Bezieht man CO₂-Zertifikate mit ein, ist die Amortisationszeit noch geringer. Das Kraftblock-System ist mit geringerem Wartungsaufwand verbunden und weist eine Beständigkeit von über 15.000 Zyklen auf. Bei einer Nutzung pro Tag entspricht das einer Lebensdauer von über 40 Jahren. Das Speichermaterial besteht bis zu 85 Prozent aus recycelten Materialien, der Speicher verwendet keine seltenen Erden oder Ressourcen, die negative Effekte auf die Umwelt haben und ist zudem nahezu vollständig recyclebar. Dank der austauschbaren Lade- und Entladeeinheiten funktioniert das Speichersystem sowohl mit Abwärme als auch mit erneuerbarem Strom. Die Temperatur kann nach Bedarf angepasst und an verschiedene Wärmedien übertragen werden.

Strom: Durchgeführte technologiespezifische Ausschreibungsrunden für Solar und Wind an Land 2021 - 2023		
Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert (ct/kWh)*
Solar (Erstes Segment)	01.03.2021	5,03
	01.06.2021	5,00
	01.11.2021	5,00
	01.03.2022	5,19
	01.06.2022	5,51
	01.03.2023	7,03
	01.07.2023	
Solar (Zweites Segment)	01.06.2021	6,88
	01.12.2021	7,43
	01.04.2022	8,53
	01.08.2022	8,84
	01.02.2023	10,87
	01.06.2023	10,18
Wind an Land	01.02.2021	6,00
	01.05.2021	5,91
	01.09.2021	5,79
	01.02.2022	5,76
	01.05.2022	5,85
	01.09.2022	5,84
	01.02.2023	7,34
	01.05.2023	7,34
	01.08.2023	7,32

*Mengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert (gleitende Marktprämie); bei Solar erstes Segment wird für 2021 der Zuschlagswert vor Eingang der Zweitsicherheiten herangezogen.

Abbildung 11 Zuschlagspreise von Ausschreibungen in Deutschland 2021-23 (Bnetza 2023)

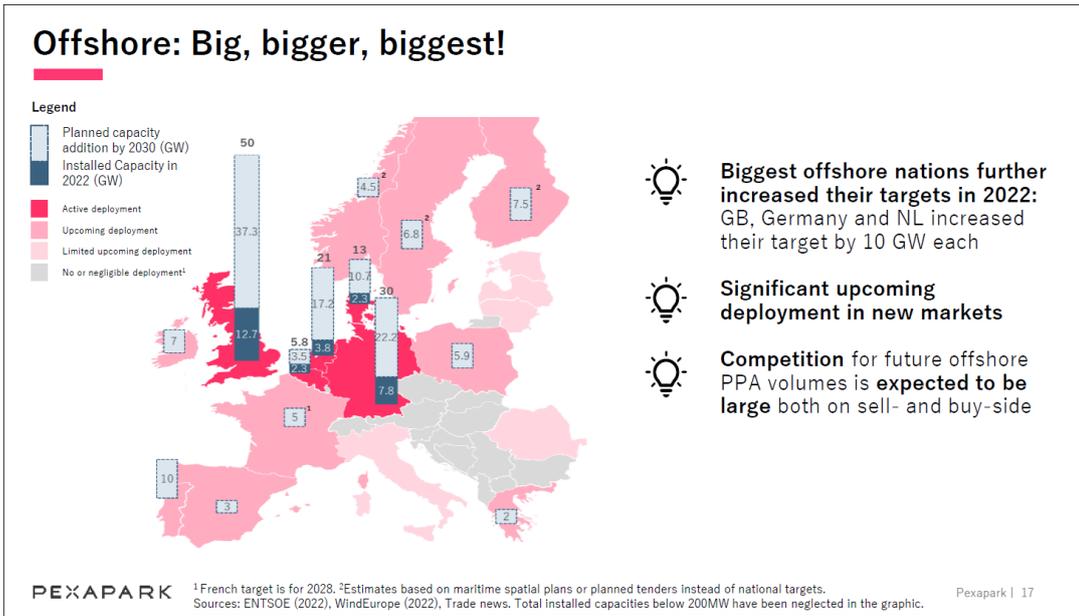


Abbildung 12: 100 GW Zuwachs an offshore Windenergie bis 2030? (Quelle: ECom Workshop Marktüberwachung 2023)



Abbildung 13 Entstehung von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen in Deutschland (Baden-Württemberg 2023)

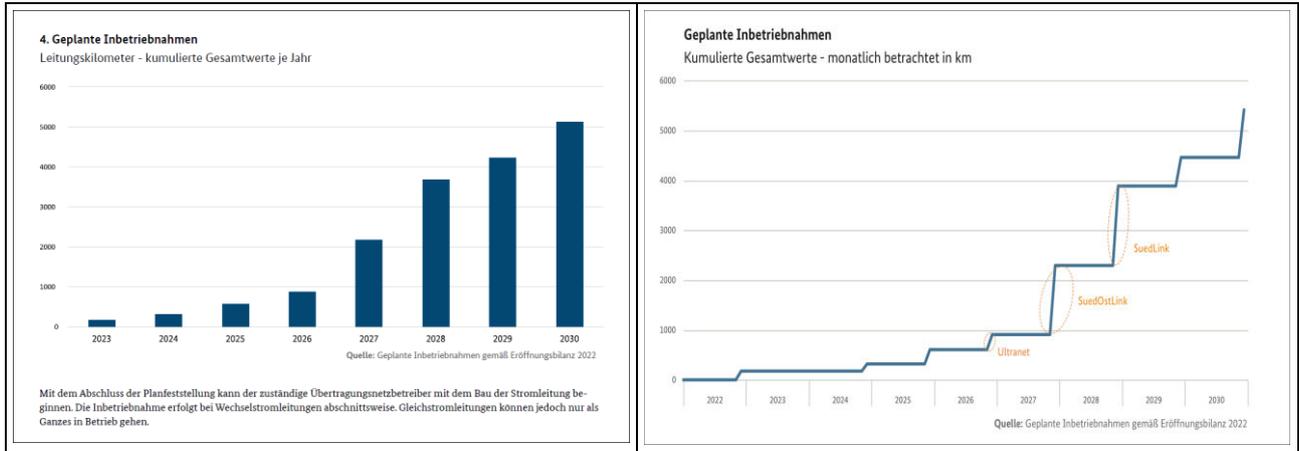


Abbildung 14, 15 Prognose Netzausbau Deutschland (Bnetza 2023), rechts: voraussichtliche Inbetriebnahme neuer deutscher Gleichstrom-Leitungen Ultranet, SüdOst-Link, SüdLink (Bnetza 2023 und 2022)

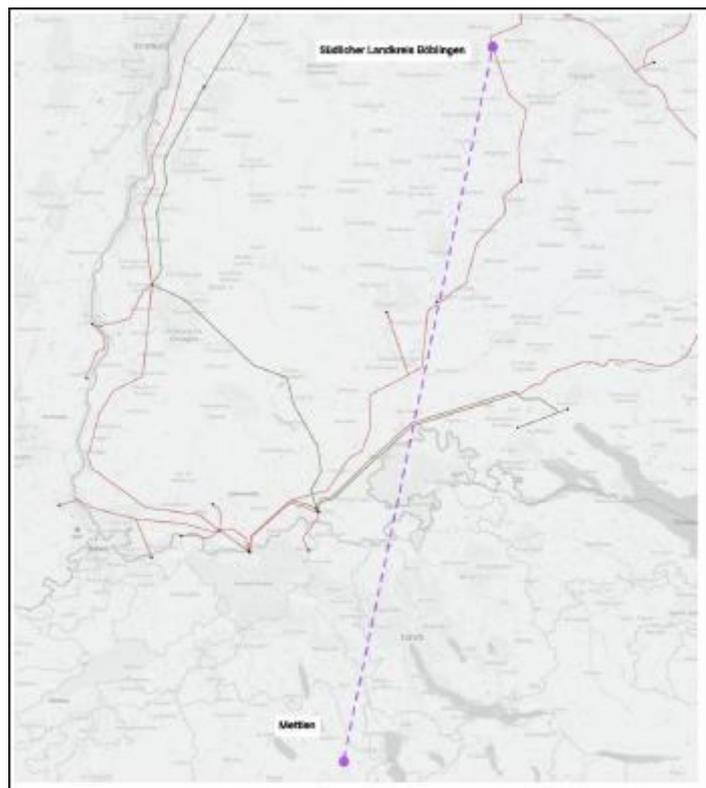


Abbildung 16 «P678: DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz» (Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf)

Dazu heisst es im Netzentwicklungsplan: «Die Maßnahme umfasst die Errichtung einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 1 GW zwischen dem südlichen Landkreis Böblingen und Mettlen (Eschenbach, Kanton Luzern) in der Schweiz (Netzausbau). Die finalen Netzverknüpfungspunkte sowie der Grenzübergabepunkt sind von der Prüfung der Trassenrealisierbarkeit und den laufenden Untersuchungen von TransnetBW und dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid abhängig. Zur Anbindung der HGÜ in das deutsche AC-Netz sind die Errichtung einer DC-Konverterstation

mit 1 GW Leistung (Netzausbau) sowie Netzverstärkungsmaßnahmen zur Anbindung an das AC-Netz notwendig.»

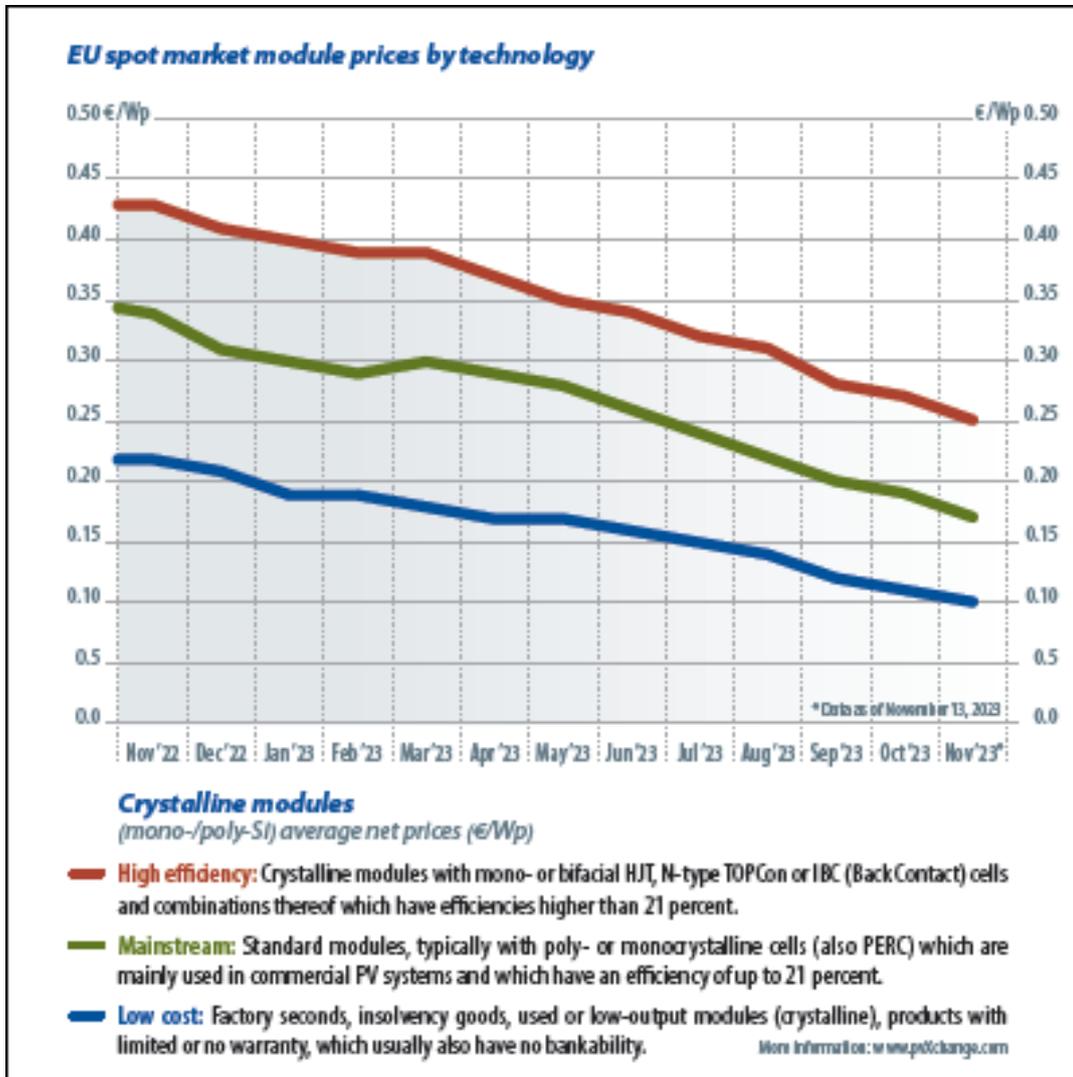


Abbildung 17 Preisentwicklung Solarmodule 2023: Halbierung der Preise in US-Cents/W) Quelle: PV-Magazine Dez 2023

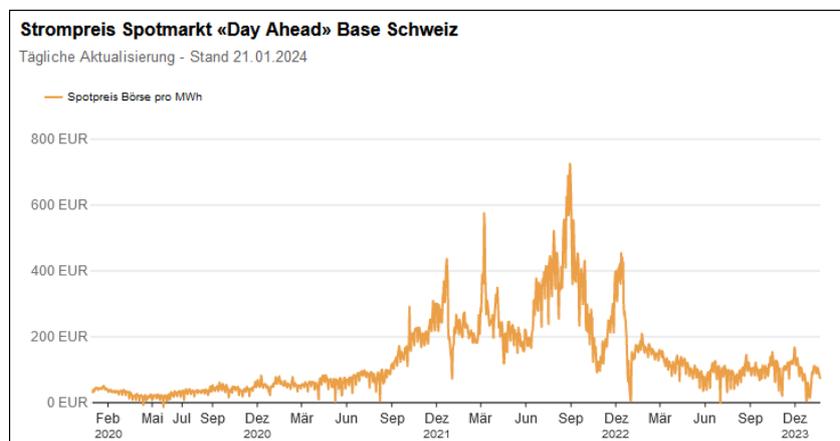


Abbildung 18 Spotmarktpreise Schweiz Base «Day Ahead», BFE [Energiedashboard](https://www.energiesuisse.ch/)

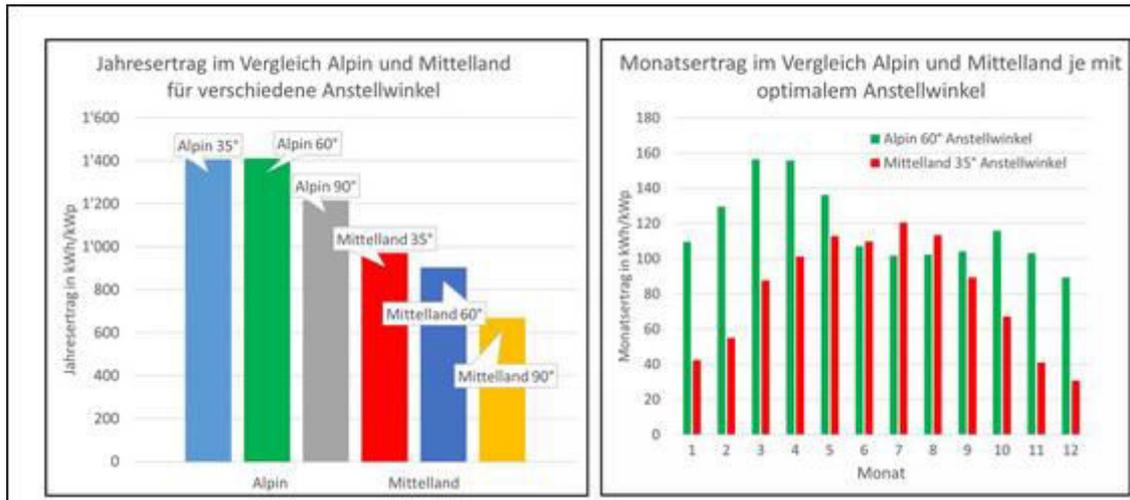


Abbildung 19, 20: Die Grafiken zeigen einen Vergleich von Ertragssimulationen für Wädenswil (412 m ü. M.) und dem alpinen Standort Davos-Totalp (2'500 m ü. M.). Die linke Grafik zeigt, dass der Jahresertrag für die alpine Anlage wesentlich höher ist. Die rechte Grafik macht deutlich, dass bei 60° Anstellwinkel im Gebirge mehr Strom in den Wintermonaten produziert wird als im Sommer.

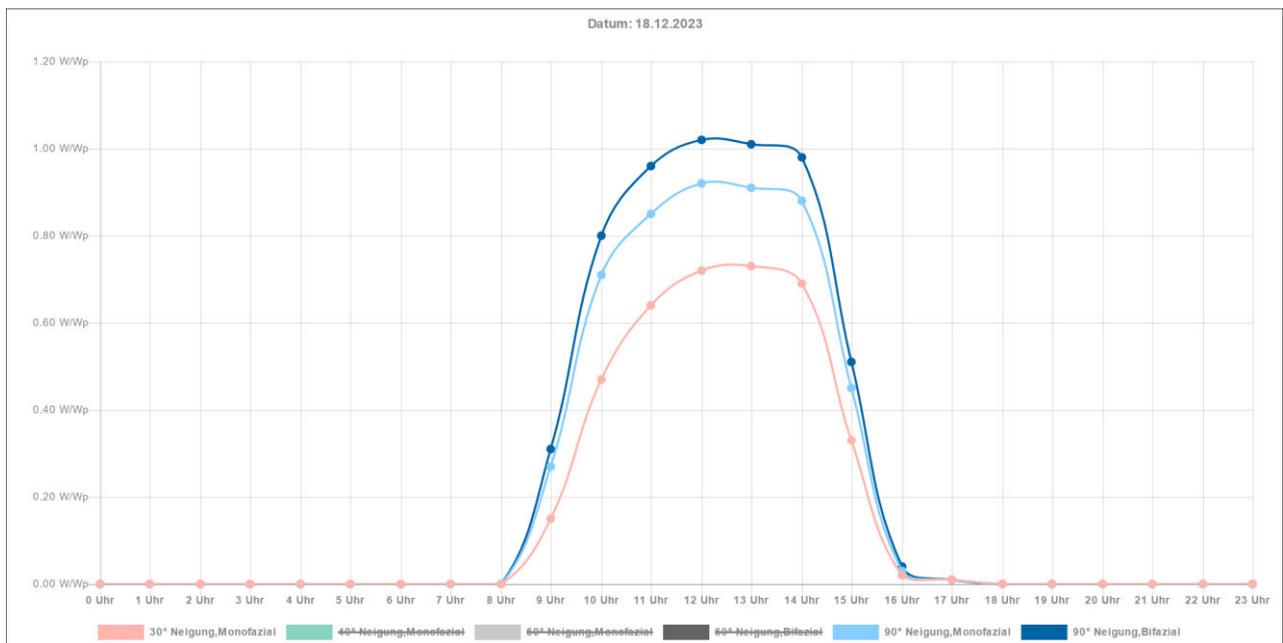


Abbildung 21 Spezifische Leistung der Solarsegmente im Tagesverlauf

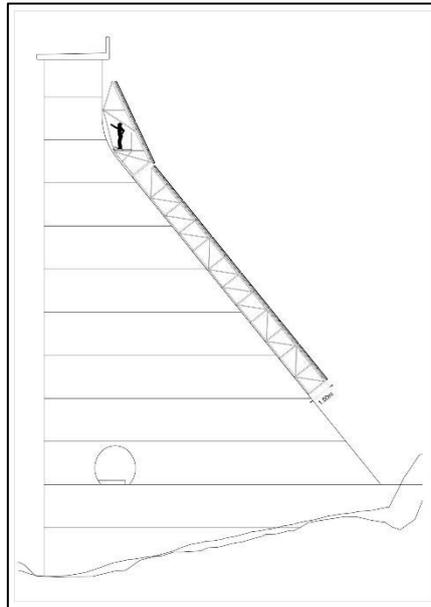


Abbildung 22 Unterkonstruktion alpine Solarstromanlage an der Staumauer Muttsee (Axp0 2022)



Abbildung 23 Lac de Toules: materialintensiver Unterbau, Kosten >5000 CHF/kW
(Foto: eigene Aufnahme)



Abbildung 24 Stützmauer mit PV, Appenzell

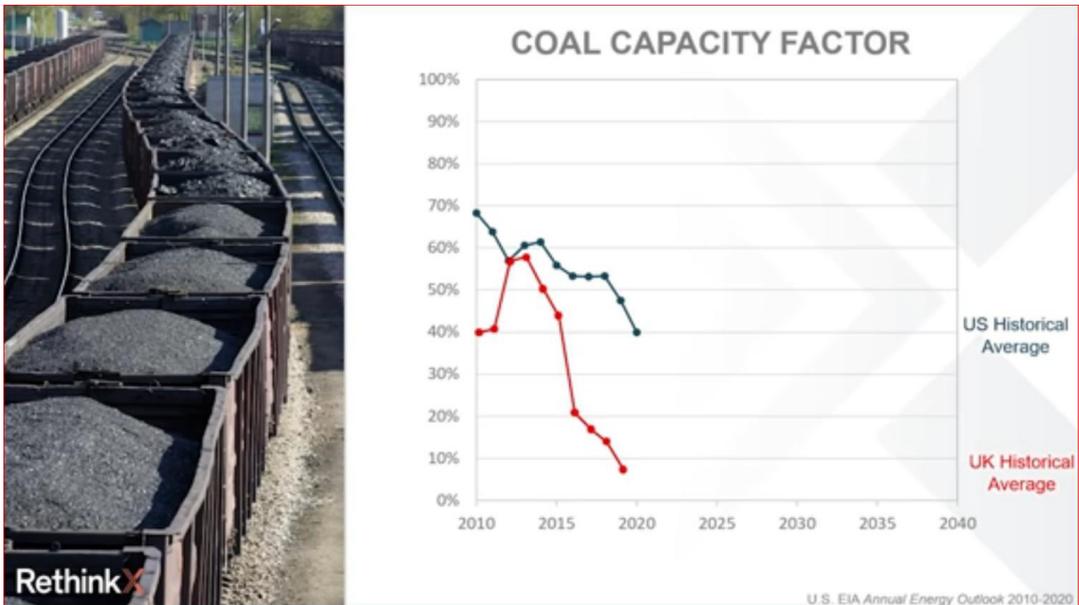


Abbildung 25 Auslastung Kohlekraftwerke in USA und UK (Rethink/Tony Seba)