



Axpo Energy Reports

Solarenergie



Einführung

Eine sichere, bezahlbare und nachhaltige Stromversorgung ist grundlegend für das Funktionieren der Schweizer Gesellschaft und Wirtschaft. Heute profitiert die Schweiz dank Wasserkraft, Kernenergie, neuer erneuerbarer Energien sowie ihrer zentralen Lage im europäischen Stromnetz von sehr guten Voraussetzungen für eine verlässliche Versorgung.

In den kommenden Jahrzehnten gerät diese komfortable Ausgangslage ohne geeignete Gegenmassnahmen unter Druck. Die Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie das Bevölkerungswachstum dürfte den Strombedarf deutlich erhöhen. Hinzu kommt der steigende Energiebedarf von Rechenzentren, Cloud-Diensten und Generativer KI. Gleichzeitig fällt mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie auf lange Sicht ein substanzieller Teil der inländischen Stromproduktion weg.

Besonders die Wintermonate stehen zunehmend im Fokus. Schon heute verbraucht die Schweiz im Winter mehr Strom, als sie produziert. In der dunkleren Jahreszeit ist der Bedarf nach Wärme höher, und generell halten sich die Menschen länger in Gebäuden auf,

was den Stromverbrauch von elektronischen Geräten und Beleuchtung erhöht. Zudem produziert die Wasserkraft aufgrund des saisonalen Abflussprofils mit hohem Laufwasseranteil im Sommerhalbjahr mehr Strom im Sommer. Auch der aktuelle Zubau der Erneuerbaren Energien in der Schweiz und im benachbarten Ausland basiert zu einem grossen Anteil auf der Solarenergie, welche ihren Ertrag mehrheitlich im Sommerhalbjahr liefert – die saisonale Differenz zwischen Sommerüberschuss und Winterdefizit verstärkt sich, was eine sichere Winterversorgung zunehmend erschwert.

Um die Stromversorgung auch künftig zu sichern, braucht es – neben einer engen Zusammenarbeit mit den Nachbarländern und der EU – den Aufbau einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen inländischen Stromproduktion. Im Rahmen der Axpo Energy Reports betrachten wir vier Technologien, welche die inländische Stromerzeugung im Winter substanziell erhöhen können: Windenergie, neue Kernkraftwerke, Solarenergie und Gaskraftwerke.

Der Bericht zeigt konkret auf, welche regulatorischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen für den Zubau von Solarenergie notwendig sind. Der Bericht ist nicht als Positionspapier zu verstehen und bewertet nicht, ob ein Ausbau der Solarenergie stattfinden soll, er beschreibt ausschliesslich, welche Voraussetzungen gegeben sein müssen, damit die Solarenergie einen substanziellen Beitrag zur Winterstromerzeugung bis 2050 leisten kann.

Dieser Bericht behandelt den Zubau der Solarenergie in der Schweiz bis 2050.

01 Zusammenfassung	5
02 Technologie	9
2.1 Technologische Entwicklung	10
2.2 Aktueller Ausbau	11
2.3 Nutzbares Potenzial	13
2.4 Innovation	17
2.5 Batteriespeicher für PV-Anlagen	17
2.6 Netzintegration	19
03 Akzeptanz	25
04 Recht und Regulierung	27
4.1 Aktuelle Förderung	28
4.1.1 Investitionsbeiträge	29
4.1.2 Gleitende Marktprämie	29
4.1.3 Boni	30
4.1.4 Abnahme- und Minimalvergütungspflicht	30
4.2 Implizite Förderung durch reduzierte Netzkostenbeteiligung bei Eigenverbrauch	31
4.3 Raumplanung und Bewilligung	32
4.3.1 Dach- und Fassaden-PV: Meldeverfahren reicht in der Regel	32
4.3.2 Infrastruktur-PV: Vielfalt macht Einzelbetrachtung notwendig	33
4.3.3 Freiflächen-PV: Unterscheidung nach Kategorien notwendig	33
4.3.4 Agri-PV-Anlage	36

05 Wirtschaftlichkeit	37
5.1. Kosten und Einnahmen	38
5.1.1 Annahmen zu Kosten und Einnahmen	38
5.1.2 Stromgestehungskosten	45
5.1.3 Markteinnahmen	46
5.2 Wirtschaftlichkeit unter aktueller Regulierung	48
5.3 Entwicklung Förderbedarf 2035 und 2050	52
5.4 Förderbedarf für das Winterhalbjahr	53
06 Wertschöpfung und Beschäftigung	55
6.1 Wertschöpfungskette	56
6.2 Wertschöpfung aus PV-Dachanlagen in der Schweiz	56
6.3 Beschäftigung aus PV-Dachanlagen in der Schweiz	59
6.4 Auswirkungen Batterien	59
07 Umweltauswirkungen	61
7.1 Umweltauswirkungen im Vergleich zu den anderen Technologien	62
7.2 Fokus: Umweltauswirkungen von Batterien	65
7.3 Fokus: Recycling von PV-Modulen und Batterien	66
08 Schlussfolgerung	67
Disclaimer und Literaturverzeichnis	71

ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
BFE	Bundesamt für Energie
ESTI	Eigenössisches Strominspektorat
EleG	Bundesgesetz betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen SR 734.0
EnFV	Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien SR 730.03
EnG	Energiegesetz SR 730.0
PV	Photovoltaik
kWp	Kilowatt Peak (Spitzenleistung)
LEG	Lokale Elektrizitätsgemeinschaft
RPG	Bundesgesetz über die Raumplanung SR 700
TRL	Technology Readiness Level
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch



01

Zusammenfassung

Photovoltaik wird in der Schweiz seit einigen Jahren stark ausgebaut. Ende 2025 waren rund 9,7 GW installierte PV-Leistung in Betrieb, was etwa 14 Prozent des nationalen Stromverbrauchs im Jahr 2025 deckte. Der Ausbau erfolgt nahezu ausschliesslich auf Dächern und Fassaden. Freiflächen-, Agri- und Alpin-PV spielen bislang nur eine untergeordnete Rolle. Die PV-Produktion ist stark saisonal geprägt. Rund drei Viertel der jährlichen Stromerzeugung fallen ins Sommerhalbjahr, lediglich etwa 25 bis 30 Prozent ins Winterhalbjahr.

Das langfristig nutzbare Photovoltaikpotenzial in der Schweiz wird vom BFE auf rund 100 TWh pro Jahr geschätzt und übersteigt damit deutlich die energiepolitischen Ausbauziele bis 2050 (45 TWh gemäss Energiegesetz). Der grösste Teil dieses Potenzials liegt auf Dächern und Fassaden (rund 75 TWh), der Rest ist auf Agri-PV (14 TWh), Alpin-PV (6 TWh) und Infrastruktur-PV (4 TWh) verteilt. Alpin- und Fassaden-PV, und je nach Ausrichtung und Standort auch andere Anlagentypen, weisen dabei typischerweise einen höheren Winteranteil auf. Für Freiflächen-PV weisen wir – wie auch das BFE – kein Potenzial aus, da eine Abgrenzung der zu berücksichtigenden Flächen nicht offensichtlich ist und bspw. stark davon abhängt, inwiefern landwirtschaftliche Flächen miteinbezogen

werden. Das Potenzial für Freiflächen-PV ist jedoch sehr gross.

Der starke Zubau dezentraler PV-Anlagen führt zu neuen Herausforderungen für Verteilnetze, da diese historisch für einen einseitigen Stromfluss ausgelegt sind und eine starke Zunahme der lokalen Produktion zu Netzengpässen führen kann. Als mögliche Lösungsansätze zur Integration sind insbesondere Einspeisebegrenzungen, netzdienliche Flexibilitätsmassnahmen (z. B. Batteriespeicher und steuerbare Nachfrage) sowie gezielter Netzausbau relevant, wobei Einspeisebegrenzungen oft nur geringe Ertragsverluste verursachen. Ab 2026 ermöglichen neue regulatorische Rahmenbedingungen mit dynamischen und lokal differenzierten Netztarifen

eine gezieltere Aktivierung netzdienlicher Flexibilität. Analysen mit der ETH Zürich zeigen, dass der nachfragegetriebene Netzausbau allein Kosten von 40–50 Mio. CHF pro Jahr verursacht und sich die Kosten bei hohem PV-Zubau und begrenzter Flexibilität auf bis zu 230 Mio. CHF jährlich erhöhen können.

Die gesellschaftliche Akzeptanz unterscheidet sich stark nach Anlagentyp. Photovoltaik auf Dächern, Fassaden und bestehender Infrastruktur geniesst in der Schweiz eine sehr hohe Zustimmung und weist die höchsten Akzeptanzwerte aller Stromerzeugungstechnologien auf. Dies spiegelt sich auch im starken Ausbau dieser Anlagen in den letzten Jahren wider.

Auch die rechtlichen Rahmenbedingungen für PV sind je nach Anlagentyp sehr unterschiedlich. Dach- und Fassadenanlagen sind in der Regel nur meldepflichtig, da sie bereits zonenkonform sind und keine grossen Auswirkungen auf die Nutzung von Umwelt und Raum haben. Dies ermöglicht eine rasche und weitgehend konfliktfreie Umsetzung. Freiflächen-,

Agri- und Alpin-PV unterliegen hingegen komplexeren raumplanerischen Vorgaben und aufwendigen Bewilligungsverfahren. Diese stellen eine wesentliche Hürde für den Ausbau dar. In dem durch das Parlament in der Herbstsession 2025 verabschiedeten und gestaffelt ab April 2026¹ in Kraft tretenden Beschleunigungserlass ist vorgesehen, den heutigen Bewilligungsprozess für grössere PV-Anlagen von nationalem Interesse in einem kantonalen Plangenehmigungsverfahren zu konsolidieren. Diese Vereinfachung und gleichzeitige Einschränkung der Anzahl an Einsprachemöglichkeiten dürfte die Bewilligungsdauer verkürzen. Grundvoraussetzung sind jedoch aus richtplanerischer Sicht die Festlegung von Eignungsgebieten, also Gebiete, welche die Kantone vorausschauend für den Bau von grossen PV-Anlagen ausweisen. Per Ende 2025 haben die Kantone noch keine Eignungsgebiete ausgewiesen. Inzwischen wurden jedoch erste fachliche Grundlagen erarbeitet, welche die Kantone bei der Prüfung und Festlegung geeigneter Gebiete unterstützen sollen. Insbesondere Flächen mit geringen oder keinen Schutzinteressen, wie sie un-

¹ UVEK, 2026, Sichere Stromversorgung

Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen bei Referenzannahme im Jahr 2035

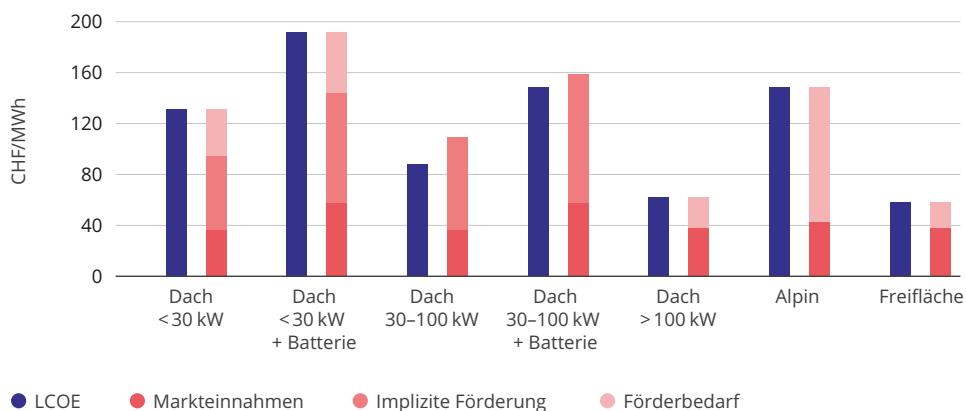


Abbildung 1: Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen im Jahr 2035 unter Abzug von Marktwert und impliziter Förderung bei Eigenverbrauch.

ter anderem in Studien des ARE identifiziert wurden, können dabei eine wichtige Ausgangsbasis darstellen. Um den Ausbau von Freiflächen-PV zu ermöglichen ist es nun unerlässlich, dass die Kantone diese Flächen umfassend prüfen und Eignungsgebiete ausweisen. Zusätzlich können auch die Gemeinden in ihrer Nutzungsplanung vorausgehen und Sonderzonen für kleinere Anlagen, bspw.

auf vorbelasteten Flächen, vorsehen. Diese sind oftmals einfacher zu realisieren, wirtschaftlich attraktiv und gut akzeptiert.

Sowohl Dach-PV als auch Freiflächen-PV können wie jede andere Erzeugungstechnologie ohne Förderung nicht wirtschaftlich betrieben werden. Die Förderung für PV in der Schweiz ist heute umfassend ausgestaltet und stellt

einen zentralen Treiber für den weiteren Ausbau dar. Je nach Anlagengrösse, Anlagentyp und Möglichkeit zum Eigenverbrauch stehen unterschiedliche Förderinstrumente zur Verfügung. Investitionsbeiträge, welche einen Teil der Investitionen abdecken, sind sowohl für kleine als auch für grosse Anlagen verfügbar. Grössere Anlagen können zudem zwischen Investitionsbeitrag und gleitender Marktpremie wählen; gegenwärtig wird jedoch vorwiegend der Investitionsbeitrag in Anspruch genommen. Anlagen ohne Eigenverbrauch können Förderbeiträge von bis zu 60 Prozent der Investitionen erhalten, während Anlagen mit Eigenverbrauch geringere Beiträge bis maximal 30 Prozent erhalten. PV-Anlagen unter 150 kW profitieren zudem von einer gesetzlich verankerten Minimalvergütung für die Einspeisung. Zusätzlich bestehen verschiedene spezifische Boni: ein Neigungswinkelbonus für steil ausgerichtete Anlagen, ein Parkplatzbonus für überdachte Parkplatze sowie ein Winterstrombonus für Anlagen mit besonders hohem spezifischen Winterertrag. Der Winterstrombonus soll gezielt Anlagen fördern, die einen überdurchschnittlichen Beitrag zur Stromproduktion im

Winterhalbjahr leisten. Davon können sowohl alpine Anlagen als auch Anlagen im Mittelland mit geeigneter Ausrichtung profitieren (sofern sie nicht unter die Regelung des sog. Solarexpresses, d.h. Art 71a EnG, fallen). Neben dieser direkten Förderung werden PV-Anlagen mit Eigenverbrauch auch implizit gefördert, da sie für den selbstverbrauchten Strom keine Netzentgelte bezahlen müssen und damit ihren Beitrag zu den Netzkosten reduzieren können. Der daraus resultierende Fehlbetrag muss von den übrigen Endkunden über höhere Netzentgelte getragen werden. Es kommt somit zu einer nicht verursachergerechten Umverteilung der Netzkosten.

Unter Berücksichtigung der aktuellen Förderung sind viele PV-Anlagen zwar wirtschaftlich, die Unterschiede zwischen den Anlagentypen sind jedoch erheblich (siehe Abbildung 1). Die Stromgestehungskosten für PV-Anlagen setzen sich zusammen aus Modulen, Montage, Planung, Wechselrichter, Unterkonstruktion, Verkabelung und Transport. Die Module selbst tragen mittlerweile nur noch einen kleinen Teil zu den Kosten bei, wohingegen insbesondere Montage und Unterkon-

strukturen einen grossen Teil der Kosten ausmachen können. Die Kosten variieren deutlich nach Anlagentyp und Standort. Skaleneffekte spielen eine zentrale Rolle.

Kleine Dachanlagen profitieren nur begrenzt von Skaleneffekten und den gesunkenen Modulkosten, da der Anteil fixer Kosten für Planung, Installation und Verwaltung vergleichsweise hoch ist. Dadurch liegen ihre Stromgestehungskosten deutlich über jenen anderer Anlagentypen und sind in der Regel zwei- bis dreimal höher als bei Freiflächenanlagen. Grosse Dachanlagen hingegen können zunehmend Skaleneffekte realisieren. Mit wachsender Anlagengrösse sinken die spezifischen Kosten, sodass sich ihre Stromgestehungskosten schrittweise jenen von Freiflächenanlagen annähern. Freiflächenanlagen weisen grundsätzlich die niedrigsten Stromgestehungskosten auf. Alpine PV-Anlagen weisen hingegen die höchsten Stromgestehungskosten auf.

Für die Wirtschaftlichkeit von Dach-PV ist die implizite Förderung durch reduzierte Netzkostenbeteiligung entscheidend, da sie je nach Anlagentyp 45–83 Prozent der Gestehungskosten decken; ohne diesen Effekt wären viele kleinere Anlagen nicht rentabel. Die Markteinnahmen von Dach- und Freiflächen-PV decken über die nächsten 30 Jahre im Mittel rund 39 CHF/MWh und damit 30–65 Prozent der Gestehungskosten, während Alpin-PV trotz leicht höherer Erlöse von rund 42 CHF/MWh nur etwa 26 Prozent der Kosten am Markt decken kann.

Wird eine Anlage um einen Batteriespeicher erweitert, erhöht dies die Einnahmen durch einen höheren Eigenverbrauch und eine zeitlich günstigere Vermarktung. Aufgrund der um 50–80 Prozent höheren Gestehungskosten führt dies aber nicht in allen Fällen zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit.

Entsprechend variiert der Förderbedarf stark zwischen den Anlagentypen und hängt wesentlich davon ab, ob die heutige implizite För-

derung bei Eigenverbrauch auch in Zukunft bestehen bleibt: Für 2035 ergibt sich ein Förderbedarf von rund 37 CHF/MWh für Dach-PV unter 30 kW und etwa 20 CHF/MWh für Freiflächen-PV, während grössere Dachanlagen keinen zusätzlichen Förderbedarf aufweisen. Alpin-PV bleibt mit rund 107 CHF/MWh deutlich am stärksten förderabhängig.

Dach-PV in der Schweiz hat einen hohen inländischen Wertschöpfungsanteil an den Gesamtkosten. Über den gesamten Lebenszyklus verbleiben rund 84 Prozent der Gesamtkosten im Inland, da Planung, Finanzierung, Bau, Installation und Betrieb überwiegend in der Schweiz erfolgen, während lediglich rund 16 Prozent der Ausgaben – vor allem für Module und Wechselrichter – ins Ausland fließen. Die Wertschöpfung fällt zeitlich unterschiedlich an: Ein grosser Teil entsteht in der Bauphase, gefolgt von einer geringeren, aber langfristigen Wertschöpfung während des Betriebs, wodurch über die gesamte Lebensdauer hinweg 75 Prozent der Gesamtkosten in inländische Wertschöpfung fliessen. Investi-

tionen in PV-Dachanlagen tragen zudem substantiell zur Beschäftigung bei und schaffen über die Lebensdauer hinweg rund 650 Vollzeitstellen pro erzeugter Terawattstunde. Die Integration von Batteriespeichern verändert dieses Bild insofern, als der ausländische Kostenanteil aufgrund der höheren Herstellungskosten steigt, gleichzeitig jedoch die absolute inländische Wertschöpfung des Gesamtsystems weiter zunimmt.

Sowohl Dach-PV als auch Freiflächen-PV weisen sehr geringe Treibhausgasemissionen und vernachlässigbare Mengen an radioaktivem Abfall aus. Die relevanten Umweltauswirkungen von Dach-PV entstehen überwiegend indirekt in den vorgelagerten Stufen des Lebenszyklus. Freiflächen-PV hat einen hohen inländischen Landbedarf und vergleichsweise viel Sonderabfall aus den Herstellungsprozessen aufgrund des hohen Kupferbedarfs in Transformation, Verkabelung und Unterkonstruktion.



02

Technologie

Dach-PV wird in der Schweiz stark ausgebaut, leistet aber einen kleinen Beitrag zur inländischen Stromerzeugung im Winterhalbjahr. Grosses Potenzial auf Dächern, aber auch auf anderen Flächen, Netzintegration bleibt Herausforderung bei starkem Ausbau von Dach-PV

In Kürze

- Stand 2025 sind in der Schweiz PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 9,7 GW installiert. Der aus PV produzierte Strom deckte 2025 rund 14 Prozent des Stromverbrauchs der Schweiz. Fast 99 Prozent der Anlagen sind auf Dächern installiert. Andere Anlagentypen wie bspw. Freiflächen-PV oder Alpin-PV gibt es nur vereinzelt.
- Das nutzbare Potenzial von Solarenergie in der Schweiz ist gross, das BFE schätzt das Potenzial auf Dächern bis 2050 auf 55 TWh pro Jahr, einschliesslich anderer Flächen sogar auf 99 TWh. Für Freiflächen liegt schweizweit noch zu wenig Erfahrung vor, wodurch das Potenzial noch nicht abschliessend bekannt ist.
- Die PV-Produktion ist stark saisonal geprägt: Nur etwa 25 Prozent des Solarstroms wird im Winterhalbjahr erzeugt. Alpin-PV, Fassaden-PV oder generell Anlagen über der Nebelgrenze können jedoch dank ihrer Lage und Ausrichtung einen Winterstromanteil von bis zu 50 Prozent aufweisen.
- Durch den dezentralen Ausbau der PV-Produktion entstehen Herausforderungen in Bezug auf die Netzintegration. Netzausbau und Flexibilitätssmassnahmen können die Auswirkungen verringern. Davon und vom künftigen PV-Zubau abhängig können die jährlichen Ausbaurkosten deutlich steigen. In Szenarien mit hohem PV-Zubau und nur mittlerer Nutzung dieser Massnahmen erhöhen sich die jährlichen Kosten für den Verteilnetzausbau auf bis zu 180 Mio. CHF.

2.1

Technologische Entwicklung

Photovoltaik (PV) bezeichnet die direkte Umwandlung von Sonnenenergie in elektrische Energie. In den letzten Jahrzehnten haben weitgehende Förderung, technologische Innovationen, optimierte Fertigungsprozesse und Skaleneffekte aus einer einstigen Nischentechnologie eine global ausgebaute Energieerzeugungsart gemacht. Die Kosten der PV-Module sind in den letzten 50 Jahren von über 100 000 CHF pro kW auf weit unter 1000 CHF pro kW gesunken. Ein Grund für die Kostensenkung war auch der Anstieg, je nach eingesetzter Technologie.^{2,3,4} Heute dominieren monokristalline PV-Zellen den globalen Markt, die weisen einen Wirkungsgrad zwischen 20 Prozent und 25 Prozent auf^{5,6}. Dies

bedeutet, dass Standardmodule wie sie auch in der Schweiz verwendet werden, eine Leistung von ungefähr 200 W/m² aufweisen. Diese Werte liegen jedoch bereits nah an der physikalisch möglichen Wirkungsgrad-Grenze einer Einzelzelle von ungefähr 33 Prozent⁷. Leistungssteigerungen darüber hinaus sind jedoch durch Weiterentwicklungen wie z.B. Tandemzellen oder Konzentration der Einstrahlung möglich.

Diese Kostensenkung, in Kombination mit der Effizienzsteigerung, wurde durch einen globalen Vorstoss für den Ausbau von PV getrieben. Im Jahr 2024 waren PV-Anlagen für 7 Prozent (2100 TWh) der weltweiten Elektrizitätserzeugung verantwortlich, Tendenz steigend.⁶

² IRENA, 2023, Renewable Power Generation Costs in 2023

³ Nemet, 2009, Interim monitoring of cost dynamics for publicly supported energy technologies

⁴ NREL Photovoltaic Research, 2025, Best Research-Cell Efficiency

⁵ IEA, 2025, Global Energy Review

⁶ IEA International Energy Agency, 2024, Trends in Photovoltaic Applications

⁷ Shockley-Queisser-Grenze des maximal erreichbaren Wirkungsgrads ohne Konzentration der Einstrahlung oder Schichtung der Zellen.

2.2

Aktueller Ausbau

Per Ende 2025 lag die installierte PV-Leistung in der Schweiz bei rund 9,7 GW. Damit wurden in dem Jahr etwas mehr als 8 TWh Strom erzeugt – ungefähr 14 Prozent des nationalen Stromverbrauchs⁸.

Einen starken Impuls erhielt der Ausbau der Photovoltaik ab 2009 mit der Einführung der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), die für eingespeisten Solarstrom eine langfristig fixe Vergütung garantierte. Dadurch nahm der Zubau zunächst rasch zu, geriet jedoch aufgrund gedeckelter Fördermittel und jahrelanger Wartelisten ins Stocken. Um die Finanzierung der Förderung sicherzustellen, wurde der Netzzuschlag in den folgenden Jahren schrittweise erhöht und liegt heute bei 2,3 Rp./kWh. Zudem führte der Bund 2014 die Einmalvergütung (EIV) ein – einen einmaligen Investitionsbeitrag, der die KEV schritt-

weise ablöste und den Zugang zur Förderung erleichterte.

Unter anderem auf Grund sinkender Kosten und verbesserter Rahmenbedingungen setzte ab 2020 ein deutlicher Wachstumsschub ein. Im Jahr 2024 wurde mit einem Ausbau von rund 1,8 GW ein neuer Rekord erreicht⁹. Der Zubau fand dabei fast vollständig auf Dächern von bestehenden und neuen Gebäuden statt. Im Jahr 2025 sind ungefähr 99 Prozent der Anlagen auf Dächern von Industrie- und Gewerbe sowie auf Wohn- und Landwirtschaftsgebäude oder auf Fassaden installiert. Freiflächen-, Agri- und Alpin-PV machen zusammen nur einen kleinen Teil des Bestandes aus^{10,11}.

Die Stromproduktion von PV-Anlagen in der Schweiz ist jedoch stark saisonal (siehe Abbildung 4). Der grösste Anteil fällt auf das sonnenreiche Sommerhalbjahr, welches für rund 75 Prozent der Produktion verantwortlich ist.

Entwicklung von Modulkosten und Effizienz

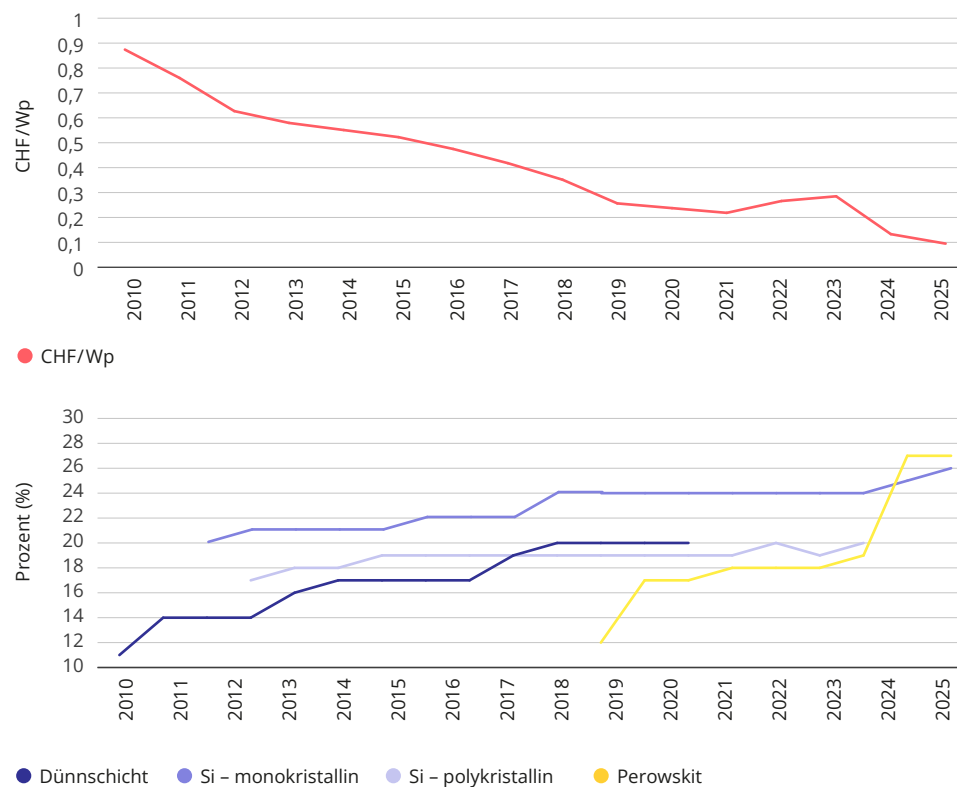


Abbildung 2: Historische Entwicklung der Kosten von kommerziell erhältlichen PV-Modulen¹² in CHF (2025) pro Watt (oben) und maximal im Labor nachgewiesene Wirkungsgrade¹³ in Prozent (unten).

⁸ Bundesamt für Energie BFE, 2025, Elektrizitätsstatistik

⁹ Swissolar, 2025, Solarmonitor

¹⁰ Bundesamt für Energie, 2025, Elektrizitätsstatistik

¹¹ Swissolar, 2025, Solarmonitor

¹² pvXchange, 2025

¹³ NREL Photovoltaic Research, 2025, Best Research-Cell Efficiency

Jährliche Erzeugung aus PV

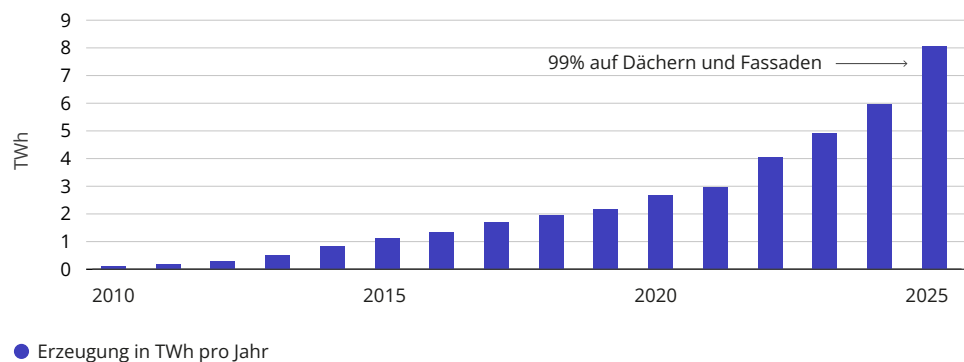


Abbildung 3: Jährliche Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen in der Schweiz. Im Jahr 2025 stammen ungefähr 99 Prozent der Produktion aus Anlagen auf Dächern von Industrie- und Gewerbe- sowie auf Wohn- und Landwirtschaftsgebäuden oder auf Fassaden.

Der Stromanteil im Winterhalbjahr lag in den letzten Jahren durchschnittlich bei 25,7 Prozent¹⁴. Im Winterhalbjahr 2024/25 erzeugten die Schweizer PV-Anlagen 1,8 TWh und deckten damit rund 6 Prozent der Stromnachfrage in diesem Zeitraum. Ungefähr die Hälfte davon fällt jedoch in die Monate Oktober und

März, während es beispielsweise im Dezember nur 5 Prozent waren.

Der Bau von PV-Anlagen im alpinen Raum gilt als wichtige Option zur Erhöhung des Winterstromanteils. In höheren Lagen profitieren Solaranlagen von erhöhter Einstrahlung

Monatliche Verteilung der Stromproduktion aus PV in der Schweiz

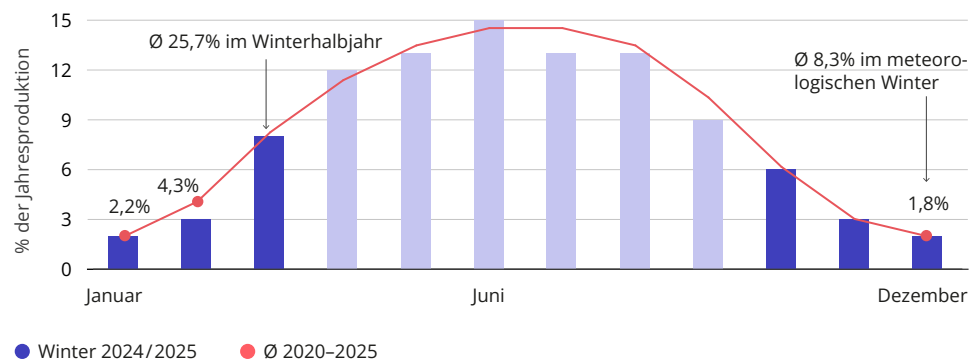


Abbildung 4: Monatliche Verteilung der Stromproduktion aus PV in der Schweiz in Prozent der jährlichen Produktionsmenge von PV. Durchschnittlich fallen ungefähr 25,7 Prozent der Produktion auf das Winterhalbjahr zwischen Oktober und März.

durch Schneereflektion, weniger Nebel sowie höheren Modulwirkungsgraden aufgrund tiefer Temperaturen – insgesamt steht damit deutlich mehr Winterstrom zur Verfügung. Mit dem 2022 lancierten «Solarexpress» unterstützte der Bund den Zubau solcher Alpin-PV bis zu einer Obergrenze von gesamthaft 2

TWh jährlicher Stromerzeugung. Für Anlagen mit hohem Winterstromanteil wurden die Planungs- und Bewilligungsverfahren ausserhalb der Bauzone erleichtert und eine Einmalvergütung von bis zu 60 Prozent der Investitionen eingeführt. Damit ein Projekt von der Förderung profitieren kann, musste das

¹⁴ Bundesamt für Energie BFE, 2025, Elektrizitätsstatistik

Baugesuch bis Ende 2025 öffentlich aufgelegt sein. Trotz kantonal unterschiedlich effizienter Umsetzung und anhaltender Debatten zu Landschafts- und Naturschutz wurden mehrere Grossvorhaben – etwa Grengiols-Solar im Wallis – angestossen. Ende 2025 waren jedoch nur vier Anlagen mit einer geplanten Jahresproduktion von rund 0,07 TWh im Teilbetrieb, während 25 Anlagen bewilligt oder öffentlich aufgelegt waren. Würden alle bewilligten und öffentlich aufgelegten Anlagen realisiert, ergäbe dies ungefähr 0,66 TWh pro Jahr¹⁵. Das ursprünglich mit dem Solarexpress anvisierte Ausbauziel von 2 TWh wird demnach selbst mit kompletter Realisierung der heutigen Projekte klar verfehlt. Hauptgrund dessen sind die sehr hohen Bau- und Erschliessungskosten im alpinen Gelände, die trotz hoher Förderung und erhöhter Winterstromproduktion zu einer unzureichenden Wirtschaftlichkeit führen.

Anlagen in subalpinen Lagen könnten eine kostengünstigere Alternative zu Alpin-PV darstellen, um den Winterstromanteil von PV zu erhöhen. Sie würden einen Teil der Vorteile von Alpin-PV-Anlagen nutzen, wie zum Beispiel deutlich weniger Nebeltage als im Flachland, während Herausforderungen wie Schneelasten und Erschliessung einfacher gelöst werden dürften als bei alpinen Standorten. Dies könnte zu deutlich niedrigeren Baukosten führen.

2.3 Nutzbare Potenzial

Das Bundesamt für Energie (BFE) schätzt das langfristig nutzbare Potenzial von PV in der Schweiz auf ungefähr 100 TWh pro Jahr.¹⁶ Das ermittelte Potenzial übersteigt dabei klar das im EnG verankerte Ausbauziel von 45 TWh erneuerbarer Stromerzeugung bis 2050.¹⁷ Das vom BFE definierte theoretisch langfristig

nutzbare Potenzial bezieht sich mehrheitlich auf Anlagen auf Dächern und Fassaden (74 TWh) und zu einem kleineren Anteil auf Agri-PV (14 TWh) und Alpin-PV (6 TWh) sowie Infrastruktural-PV (4 TWh).

Das nutzbare Potenzial auf Dächern wird typischerweise in unterschiedliche Grössenklassen aufgeteilt: Anlagen < 30 kW (29 TWh), 30–100 kW (13 TWh) und > 100 kW (12 TWh). Da grosse Dachflächen für Anlagen > 100 kW bereits stark ausgebaut sind, werden verfügbare Flächen in diesem Segment zunehmend knapper. Dieses Phänomen ist aus der Praxis gut bekannt und folgt einer wirtschaftlichen Logik: Grössere Anlagen sind günstiger als kleinere, bieten die höchsten Renditen und damit eine bessere Wirtschaftlichkeit (siehe Kapitel 5). Folglich wurden diese Flächen bevorzugt ausgebaut. Dadurch verschiebt sich das noch vorhandene Ausbaupotenzial zunehmend auf kleinere und mittlere Dachflä-

chen, deren Wirtschaftlichkeit zwar geringer ausfällt, die aber in deutlich grösserer Zahl zur Verfügung stehen.

Für Agri-PV wird hier die vom Bundesamt für Raumentwicklung (ARE) genutzte Definition verwendet, welche nur PV-Anlagen umfasst, die zu einer Verbesserung der landwirtschaftlichen Produktivität führen¹⁸. Zwar ist noch nicht abschliessend geklärt, auf welchen landwirtschaftlichen Flächen eine gesicherte Produktivitätssteigerung erreicht werden kann; am wahrscheinlichsten gilt dies für Dauerkulturen. Entsprechend bezieht sich das vom Bundesamt für Energie (BFE) ausgewiesene Potenzial ausschliesslich auf Dauerkulturflächen. Erste Versuche, etwa mit Beeren, Obst und Reben, zeigen, dass eine gezielte Verschattung Erträge stabilisieren oder steigern kann, jedoch stark von Kultur, Standort und Systemdesign abhängig ist.¹⁹

¹⁵ Bundesamt für Energie BFE, 2026, Alpine Solaranlagen

¹⁶ Bundesamt für Energie BFE, 2024, Konzept Photovoltaik-Förderung und Nutzungsstrategie Photovoltaik Potenziale

¹⁷ Prognos, 2021, Energieperspektiven 2050+, Technischer Bericht

¹⁸ Hintergrund dazu sind die in Kapitel 4.3.4 beschriebenen Anforderungen des Bundesgesetzes über die Raumplanung (RPG), wonach Solaranlagen, die sich innerhalb von landwirtschaftlichen Nutzflächen befinden, als standortgebunden gelten, wenn sie neben der Stromproduktion die landwirtschaftlichen Interessen nicht beeinträchtigen und Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion bewirken oder landwirtschaftlichen Versuchs- und Forschungszwecken dienen.

¹⁹ Markstaler, M., 2023, Agri-Photovoltaik bei Spezialkulturen

Für Freiflächen-PV weisen wir – wie auch das BFE – kein Potenzial aus. Eine Abschätzung des Potenzials ist insbesondere davon abhängig, inwiefern landwirtschaftliche Flächen miteinbezogen werden sollten. Das Bundesamt für Raumentwicklung (ARE) hat im Juli 2025 eine methodische Grundlage veröffentlicht, welche den Kantonen dabei helfen soll, Eignungsgebiete für Freiflächen-PV zu bestimmen²⁰. Damit geht der Bund einen ersten Schritt in Richtung Abschätzung eines Potenzials für Freiflächen-PV. Der Bericht beschreibt unter anderem, dass rund 6 Prozent der Landesfläche (240 000 ha), aus Sicht des Bundes, prüfenswerte Gebiete enthält und somit von den Kantonen untersucht werden sollte (inkl. landwirtschaftliche und alpine Flächen²¹). Das Potenzial dieser Flächen für Stromerzeugung wird jedoch nicht definiert, da dies eine weitere Überprüfung der Flä-

chen – beispielsweise zur elektrischen Erschliessung – zusätzliche kantonale Interessen, sowie eine umfassende Interessenabwägung insbesondere bei landwirtschaftlicher Nutzfläche verlangen würde. Der theoretisch mögliche Ertrag, welcher durch Freiflächen-PV auf diesen Flächen erzielt werden könnte, kann aber mithilfe der Annahmen des ARE und BFE grob auf 222–485 TWh geschätzt werden²².

Tabelle 1 gibt einen Überblick über Potenzial und dessen Stromanteil im Winterhalbjahr für verschiedene PV-Typen, jedoch ohne ein Potenzial für Freiflächen-PV zu nennen. Im Vergleich zum heutigen Ausbau (Kapitel 2.2) kann davon ausgegangen werden, dass sich der Stromanteil im Winterhalbjahr bei zunehmender Ausschöpfung des Potenzials erhöhen wird.

Potenzial von PV in der Schweiz

Technologie	Potenzial	Davon im Winterhalbjahr ²³	In %
Dach-PV	55 TWh	14,9 TWh	27%
< 30 kW	29 TWh		
30–100 kW	13 TWh		
> 100 kW	12 TWh		
Fassaden-PV	20 TWh	7 TWh	35%
Infrastruktur-PV	4 TWh	1,1–1,4 TWh	27–35%
Alpin-PV	6 TWh	2,4–3 TWh	40–50%
Agrikultur-PV	14 TWh	3,8 TWh	27%
Freiflächen-PV	222–485 TWh	–	–
Total	99 TWh	29,2–30,1 TWh	~30%

Tabelle 1: Potenzial und Anteil Stromerzeugung im Winterhalbjahr von verschiedenen PV-Typen

²⁰ Bundesamt für Raumentwicklung ARE, 2025, Freistehende Photovoltaikanlagen
²¹ Diese Flächen schliessen auch alpine Gebiete ein. Diese Flächen bzw. eine Teilmenge davon werden vom BFE explizit mit einem Potenzial von 6 TWh ausgewiesen. Es ist möglich, dass die vom ARE berücksichtigten Flächen im alpinen Gebiet ein höheres Potenzial aufweisen als die vom BFE ausgewiesenen 6 TWh. Auch Teile der Agri-PV Potenzials könnte sich mit dem geschätzten Freiflächen-PV-Potenzial überschneiden. Anlagen auf Fruchtfolgeflächen (FFF) und BLN werden nicht berücksichtigt; ihre Einbeziehung würde die zu prüfende Fläche auf 483 000 ha erhöhen. Die Teilüberschneidungen der verschiedenen Freifläche-Kategorien erschweren die genaue Bestimmung des Potenzials.
²² 0,25 – 0,87 GWh Winterstromproduktion pro Hektar (ARE), kombiniert mit 27–43 Prozent der Produktion im Winterhalbjahr (BFE)
²³ Der Winterstromanteil unterliegt vielen Einflussfaktoren wie Standort, Neigung und Ausrichtung und ist als Durchschnittswert über die Anlagentypen zu betrachten.



Dach-PV-Anlagen nutzen bereits vorhandene Flächen, sind meist einfach zu installieren und gut in bestehende Infrastruktur integrierbar. Sie verursachen keine zusätzliche Landnutzung und ermöglichen es meistens, einen beträchtlichen Anteil der Produktion durch direkten Eigenverbrauch zu verwerten. Das BFE schätzt das Potenzial auf 55 TWh pro Jahr, davon 27 Prozent im Winterhalbjahr (es wird angenommen, dass der Winteranteil gegenüber dem bisherigen Zubau mit 25,8 Prozent gesteigert werden kann, z. B. durch optimierte Ausrichtung).

Fassaden-PV-Anlagen sind in der Nutzung ähnlich wie Dach-Anlagen, nur werden diese vertikal auf Gebäudefassaden montiert. Durch den hohen Neigungswinkel ist die jährliche Produktion pro installiertem kWp niedriger, dafür der Anteil im Winterhalbjahr aber oft deutlich höher als bei Dach-PV. Dach- und Fassaden-Anlagen sind gut miteinander kombinierbar. Das BFE schätzt das Potenzial auf 20 TWh, davon fallen 35 Prozent auf das Winterhalbjahr.

Infrastruktur-PV-Anlagen werden ähnlich wie bei Dach- oder Fassaden-Anlagen auf bereits bestehende Bauwerke installiert, zum Beispiel auf Lärmschutzwänden, über Parkplätzen oder entlang von Bahntrassen und Autobahnen. Durch die Mehrfachnutzung dieser Flächen werden keine neuen Flächen beansprucht, und es gibt oft keinen oder nur einen geringen Nutzungskonflikt. Infrastruktur-PV ist meistens nicht in Kombination mit Eigenverbrauch gedacht. Das BFE schätzt das Potenzial auf 4 TWh, davon 27–35 Prozent im Winterhalbjahr.

Alpin-PV-Anlagen, sind Freiflächenanlagen in Alpinen Regionen über 1500 Metern. Diese profitieren von weniger Nebel, zusätzlichem Sonnenlicht durch Schneereflektion und kälteren (=effizienteren) Modulen. Die Installation und Wartung solcher Anlagen ist jedoch durch die alpine Lage anspruchsvoller, und der Eingriff in sensible Ökosysteme sowie landschaftliche Veränderungen werden häufig kritisch betrachtet. Das BFE schätzt das Potenzial auf 6 TWh, davon 40–50 Prozent im Winterhalbjahr.



Agri-PV-Anlagen werden so ausgelegt, dass die landwirtschaftliche Nutzung der Fläche erhalten bleibt. Ihre Planung ist jedoch deutlich komplexer als bei klassischen Freiflächen-PV. In diesem Bericht verwenden wir den Begriff Agri-PV für Anlagen, die die landwirtschaftliche Produktion verbessern – möglich ist dies bei Dauerkulturen. Das BFE beziffert das PV-Potenzial auf Dauerkulturfleichen mit rund 14 TWh pro Jahr, davon etwa 27 Prozent im Winterhalbjahr.

Freiflächen-PV bezeichnet Anlagen auf offenen Flächen ausserhalb des alpinen Raums, etwa auf Wiesen, Brachland, Kiesgruben, Deponien sowie ehemaligen Industrie- oder Militärarealen. Diese Anlagen ermöglichen eine einfache Ausrichtung, optimierte Modulaufstellung und Skaleneffekte, die die Kosten senken können. Wie oben beschrieben, ist derzeit nicht abschliessend geklärt, inwieweit landwirtschaftliche Flächen (ohne Dauerkulturen oder Fruchtfolgeflächen) einbezogen werden können – entsprechend lässt sich das nutzbare Potenzial aktuell nicht verlässlich beziffern.

Innovationen in PV-Modulen

Kategorie	Perowskit-Silizium Tandemmodule	Dünnschicht-Perowskit-Zellen
Technologie	Mehrschichtige Modulstrukturen mit sowohl Silizium- als auch Perowskit-Zellen	Solarzellen aus Perowskit als Halbleiter
Technology Readiness Level *	7 bis 8	7 bis 8
Potenzial	- Stromausbeute pro m² bis zu 20 Prozent höher als bei kristallinen Silizium-Modulen - Höhere Leistung bei diffusem Licht, was die Winterproduktion leicht erhöhen könnte (nicht quantifiziert)	- Erwartete Produktionskostenreduktion um 30 Prozent - Einsatz auf flexiblen und leichten Substraten möglich, was neue Anwendungen ermöglicht
Herausforderungen	- Unsicherheiten bezüglich Haltbarkeit und Stabilität der Technologie - Produktionskosten aktuell höher als bei kristallinen Siliziummodulen	- Schnelle Degradation durch Feuchtigkeit und UV-Strahlung - Produktionskosten aktuell höher als bei kristallinen Siliziummodulen
Chancen für einen grossflächigen Einsatz	hoch	hoch
Auswirkungen auf das Energiesystem	unerheblich	unerheblich

Tabelle 2: Potenzial und Herausforderungen von Innovationen in PV-Zell- und Modul-Bereichen

*TRL: Technology Readiness Level, Skala von 1-konzeptuell bis 9-umgesetzt

2.4
Innovation

Heutige PV-Anlagen verwenden fast ausschliesslich kristalline Siliziummodule. Obwohl keine disruptiven Durchbrüche erwar-

tet werden, könnten Innovationen bei Zellmaterialien und Moduldesigns den Wirkungsgrad erhöhen, das Solarpotenzial erweitern und die Kosten senken. Besonders Tandem-Module aus Silizium-Perowskit sowie Dünnschicht-Perowskit-Zellen dürften in

den kommenden zehn Jahren zu führenden Technologien werden.

Neben den Innovationen im Bereich der PV-Zellen gibt es auch Ansätze, die Sonnenenergie auf eine andere Art oder an anderen

Standorten zu nutzen. In der Schweiz werden schwimmende PV-Anlagen in alpinen Regionen getestet, welche ähnliche Vorteile wie Alpin-PV versprechen. Allerdings sind geeignete Flächen knapp, und frühe Demonstrationsanlagen zeigen erhebliche technische Herausforderungen auf. Schwimmende PV-Anlagen sind auch auf Seen im Mittelland wie Baggerseen denkbar – in Frankreich eine erfolgreiche Anwendung. Alternativen wie konzentrierte PV verfügen in der Schweiz wegen ungenügender Einstrahlungswerte über kein nennenswertes Potenzial und sind auch international weniger wettbewerbsfähig als konventionelle PV-Technologien.

2.5
Batteriespeicher für PV-Anlagen

Batterien ermöglichen es, Elektrizität über eine bestimmte Zeitspanne, typischerweise über Sekunden bis maximal einige Tage, zu speichern. Sie sind technologisch bereits weit fortgeschritten und haben unter anderem dank einer starken Kostendegression in den letzten Jahren ihren Weg ins Stromsystem gefunden. Hier können sie vielfältige Aufgaben übernehmen: Sie stabilisieren Net-

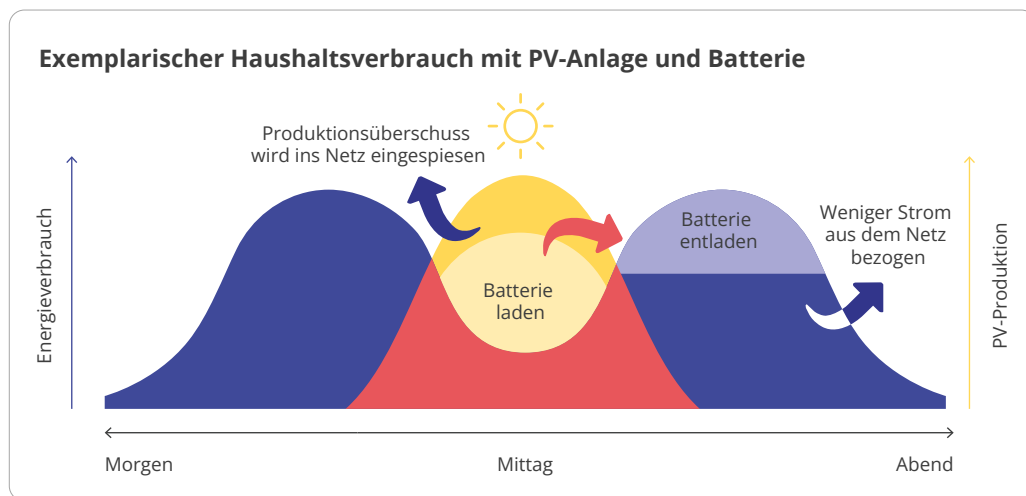


Abbildung 5: Exemplarischer Verlauf von Stromnachfrage und PV-Produktion eines Haushalts mit Heimspeicher. Ein beträchtlicher Teil des in den sonnenreichen Stunden produzierten Stroms kann auf spätere Stunden verschoben werden, wodurch sich der Anteil am Eigenverbrauch erhöht.

ze, verschieben Angebot auf Nachfrage und dienen immer öfter auch als Speicher in privaten Haushalten oder Gewerbe in Kombination mit PV-Anlagen. Für saisonale Speicherung, also Verschiebung von Strom aus dem Sommer in den Winter, kommen sie jedoch nicht in Frage. In diesem Bericht liegt der Fo-

kus auf Speicher in Kombination mit PV-Anlagen.

Ein Batteriespeicher ermöglicht es, mehr vom erzeugten Strom der PV-Anlage selbst zu verbrauchen, anstatt diesen ins Netz einzuspeisen. Sobald die Sonne stark scheint, produ-

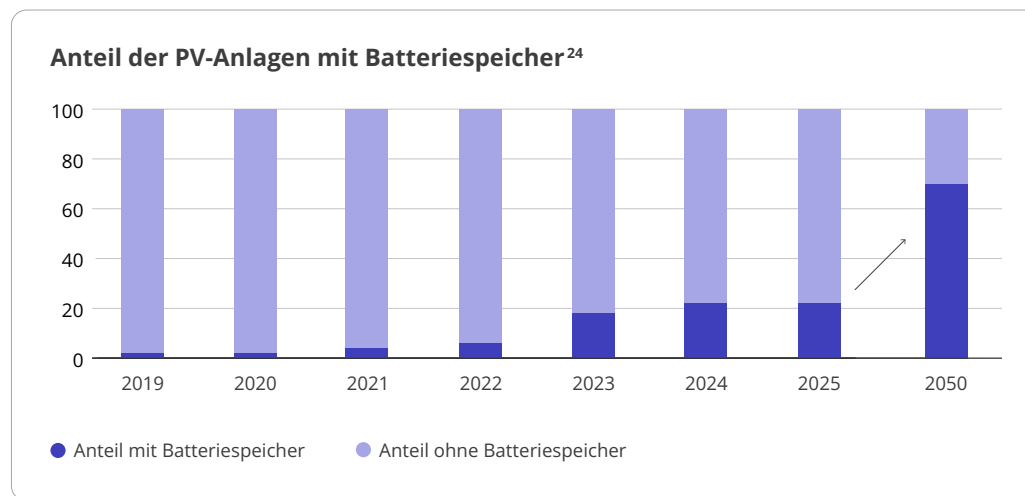


Abbildung 6: Historische Entwicklung der installierten PV-Anlagen, die mit Batteriespeicher ausgestattet werden. Das BFE zielt auf rund 70 Prozent im Jahr 2050.

ziert die PV-Anlage häufig mehr Strom, als der Haushalt im gleichen Moment benötigt. Ohne Batterie würde dieser Überschuss ins Netz eingespeist. Ein Heimspeicher kann diese Energie aufnehmen und für später bereithalten – etwa für den Abend, wenn die Solaranlage keinen Strom mehr liefert. So wird der

tagüber erzeugte Solarstrom zeitversetzt nutzbar, und der Eigenverbrauch einer PV-Anlage kann optimiert werden.

In den letzten Jahren stieg der Anteil der PV-Anlagen, welche zusammen mit Batterien gebaut oder nachgerüstet werden, kontinuier-

²⁴ BFE, 2024, 2022 und 2020, Statistik Sonnenenergie

lich an.²⁵ Ende 2025 lag der Anteil der PV-Anlagen mit Batteriespeicher bei ungefähr 25 Prozent²⁶. Das BFE nimmt in seinen Energieperspektiven 2050+ an, dass bis 2050 etwa 70 Prozent der PV-Anlagen in der Schweiz mit Batteriespeichern ausgestattet sein werden.

Bei einem Batteriespeicher gibt der Wirkungsgrad an, wie viel Energie bei einem vollen Lade- und Entladezyklus nach Abzug von Umwandlungsverlusten wieder genutzt werden kann.²⁷ Aktuelle Batteriespeicher erreichen dabei Werte zwischen 70 und 90 Prozent (roundtrip).

In der Schweiz gibt es derzeit keine nationalen Förderprogramme für Batteriespeicher.²⁸ In einzelnen Kantonen waren Fördermassnahmen in Kraft, diese wurden aber auf das Jahr 2025 eingestellt.²⁹ Ab 2026 wird jedoch eine wichtige Änderung umgesetzt: Das

Netznutzungsentgelt wird für Strom rückerstattet, der erst in der Batterie zwischengespeichert und später ins Netz eingespeist wird.³⁰

2.6 Netzintegration

Der starke Zubau vieler dezentraler PV-Anlagen, vor allem auf Dächern, stellt die Netzinfrastuktur vor neue Anforderungen. Historisch wurden die Netze für einen überwiegend einseitigen Stromfluss ausgelegt: von grossen, zentralen Erzeugern über das Übertragungs- und Verteilnetz zu den Endkunden. Mit der dezentralen Einspeisung kehrt sich dieser Fluss situativ um: Übersteigt die lokale PV-Produktion den Verbrauch, wird der restliche Strom ins Verteilnetz eingespeist; dieser wird zu anderen Verbrauchern weitergeleitet oder – bei anhaltender Überproduk-

tion – auf die übergeordneten Netzebenen abgeführt.

Bisher wurde das Verteilnetz primär nach der Stromnachfrage und der zu bedienenden Lastspitze ausgelegt. Solange die PV-Einspeiseleistung unterhalb der örtlichen Netzkapazität bleibt, ist die Integration unkritisch. Überschreitet die kumulierte Einspeisung hingegen die lokale Aufnahmefähigkeit, sind Massnahmen erforderlich. Im Folgenden werden drei zentrale Massnahmen näher erläutert: Einspeisebegrenzung, Flexibilitätssmassnahmen (z.B. Batteriespeicher, steuerbare Nachfrage) und gezielter Netzausbau.

Einspeisebegrenzung: Die Einspeiseleistung von PV-Anlagen kann gezielt begrenzt werden, um das Netz vor Überlastung zu schützen und die Stabilität zu gewährleisten. Dabei wird der Wechselrichter beispielsweise so ge-

regelt, dass die Einspeisung ins Netz nur bis zu einer definierten Leistung erlaubt ist. Aus Sicht der PV-Anlage-Betreiber bleibt die Energie für den Eigenverbrauch immer noch verfügbar. Das ist effizient, weil Leistungsspitzen nur wenig zur Jahreserzeugung beitragen, aber das Netz unverhältnismässig belasten. So gehen bei einer Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 Prozent nur rund 3 Prozent des Jahresertrags verloren, bei einer Begrenzung auf 50 Prozent knapp 20 Prozent.³¹ Bei einer PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung und Eigenverbrauch reduziert sich der Rückgang des Jahresertrags trotz Halbierung der Einspeiseleistung auf lediglich 6 Prozent, bei 70 Prozent noch deutlich stärker. Der Ertragsverlust fällt zudem überwiegend in Zeiten sehr hoher Solarstromproduktion an, in denen die Strommarktpreise typischerweise besonders niedrig sind, das heisst, der Wert des ungenutzten Stroms ist typischerweise gering.

²⁵ [Swissolar, 2026, Batteriespeicher](#)

²⁶ Die Datengrundlage ist für das Jahr 2025 noch nicht vorhanden, der Anteil kann aber abgeschätzt werden.

²⁷ [Neoomb, 2026, Wirkungsgrad des Batteriesystems](#)

²⁸ Ausgenommen ist die reduzierte Netzkostenbeteiligung bei Eigenverbrauch, welche durch Batteriespeicher erhöht werden kann (siehe Kapitel 4.2)

²⁹ [Swissolar, 2025, Batteriespeicher mit Photovoltaik 2025](#). Einzelne Gemeinden, wie bspw. Meilen ZH, verfügen weiterhin über Förderprogramme für Batteriespeicher.

³⁰ Art. 14a Abs. 4 StromVG, vgl. [Swissolar, 2025, Batteriespeicher mit Photovoltaik 2025](#)

³¹ [Bucher, 2025, Anreize zum systemdienlichen Netzanschluss von Photovoltaik-Anlagen, Umsetzungsvorschlag zur Entlastung der Verteilnetze](#)

Bereits heute gibt es durch das Stromversorgungsgesetz³² die Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber, Solaranlagen am Netzanschlusspunkt zu begrenzen, jedoch darf diese Begrenzung gemäss Verordnung nicht 3 Prozent der jährlich erzeugten Energie überschreiten – was ungefähr einer Nennleistungsbegrenzung von etwa 70 Prozent entspricht. Die Anwendung dieser sog. garantierten Nutzung zur Abregelung ist ausschliesslich auf einen netzdienlichen Einsatz beschränkt und nicht darauf ausgelegt, langfristig Überproduktion an Strom zu reduzieren. Der Verteilnetzbetreiber oder weitere Akteure könnten aber – über die garantierte Nutzung hinaus – zusätzlich auf vertraglicher Basis auf die Flexibilität der PV-Anlagen (insb. in Form von Abregelung) zugreifen.

Flexibilitätsmassnahmen: Flexibilitätsmassnahmen wie Batteriespeicher und steuerbare Nachfrage, wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, gewinnen mit dem zunehmenden Ausbau dezentraler Stromerzeugung stark an Bedeutung. Wenn sie «netzdienlich» einge-

Hintergrund: Zusammensetzung der Stromtarife und dynamische Komponenten

Grundsätzlich setzt sich der Stromtarif in der Schweiz aus drei Komponenten zusammen: dem Energietarif (Beschaffung und Vertrieb), dem Netznutzungstarif sowie Abgaben und Gebühren (z. B. Netzzuschlag und kantonale Abgaben). Die Förderung Erneuerbarer Energien (7 Prozent der Kosten) wird durch den Netzzuschlag finanziert, welcher aktuell bei 2,3 Rp./kWh liegt. Dynamische Energietarife betreffen ausschliesslich die Energiekomponente, dynamische Netznutzungstarife ausschliesslich die Netzkostenkomponente – während Abgaben weiterhin überwiegend zeitlich fix ausgestaltet sind.

Dynamische Energietarife geben kurzfristige Preissignale aus dem Strommarkt direkt an Endkunden ab und unterscheiden sich damit grundlegend von klassischen Fix- oder Hoch- / Niedertarifen. Während für dynamische Netztarife bereits ein klarer regulatorischer Rahmen besteht, fehlt ein solcher für Energietarife bisher. Dennoch haben erste EVUs (z. B. EKZ) begonnen, dynamische Energietarife auch für Grundversorgungskunden anzubieten. Für Gross-

Wofür bezahlen die Endverbraucher?

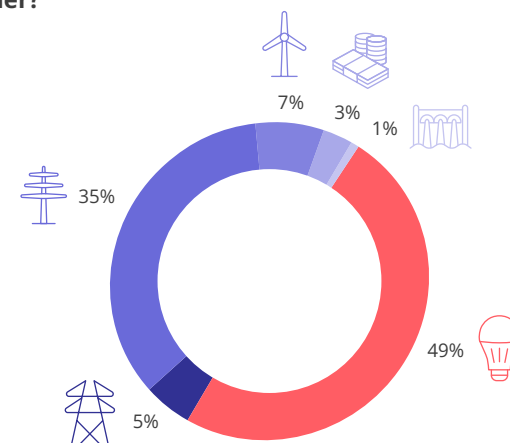
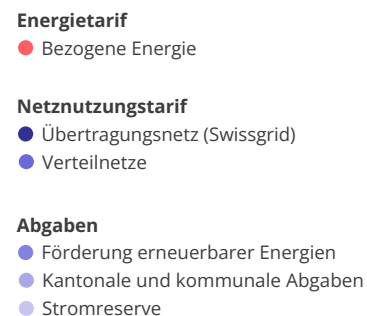


Abbildung 7: Quelle: [Swissgrid, 2026. Alles rund um den Strompreis](#)

verbraucher mit freier Lieferantenwahl sind dynamische Energieprodukte bereits weitgehend etabliert und in vielfältigen Ausprägungen verfügbar.

Der zentrale Nutzen dynamischer Energietarife liegt darin, dass Endkunden mit flexiblen Verbrauchern – etwa Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen oder Batteriespei-

chern – ihren Stromverbrauch gezielt in Zeiten tiefer Preise verlagern und so ihre Energiekosten senken können. Gleichzeitig entsteht ein systemischer Mehrwert, da die Strombeschaffung für die EVUs und damit für die gesamte Schweiz günstiger wird. Zusätzlich kann – mehr als Nebeneffekt – die Belastung des Verteilnetzes reduziert werden, insbesondere in Hochlastzeiten³³.

³² Art. 17c StromVG

³³ Eiche, A., Hirth L., Mühlenpfordt, J., 2024. Mehrwert dezentraler Flexibilität

setzt werden, können Stromverbrauch, Erzeugung und Speicherung zeitlich so verschoben oder gezielt so gesteuert werden, dass Belastungsspitzen im Verteilnetz reduziert werden. Gerade bei hoher PV-Einspeisung kann dies dazu beitragen, Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur zu begrenzen. Entscheidend für «netzdienliches» Verhalten ist, dass Flexibilität gezielt in den Stunden und an den Stellen im Netz aktiviert wird, wo aus Netzsicht kritische Engpässe entstehen. Voraussetzung dafür sind geeignete Steuerungsmechanismen und Anreize, die sich am tatsächlichen Zustand des Netzes orientieren.

Mit den regulatorischen Neuerungen ab 2026 wird ein regulatorischer Rahmen für mehr netzdienliche Anreize geschaffen. Auf Basis des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (StromVG, Mantelerlass) sowie der revidierten Stromversorgungsverordnung (StromVV) werden dynamische und lokal differenzierte Netztarife ermöglicht. Diese erlauben es Verteilnetzbetreibern erstmals ausdrücklich, Netznutzungsentgelte zeit- und ortsabhängig

auszugestalten und damit gezielte Preissignale zur Aktivierung netzdienlicher Flexibilität zu setzen. Erste Verteilnetzbetreiber – darunter auch CKW³⁴ – führten dynamische Netztarife im Jahr 2026 ein. Welche konkrete Ausgestaltung von dynamischen und lokalen Netztarifen Flexibilität tatsächlich wirksam und verlässlich netzdienlich aktiviert, ist jedoch noch offen und wird sich erst im Rahmen der praktischen Umsetzung und begleitender Lernprozesse zeigen.

Netzausbau: Der Ausbau des Verteilnetzes stellt eine weitere zentrale Massnahme dar. Die Umsetzung ist jedoch aufwendig: Leitungen und Transformatoren müssen verstärkt und Transformatoren angepasst oder erweitert werden, was erhebliche Investitionen, Zeit und spezialisiertes Fachpersonal erfordert. Zudem unterliegen viele dieser Massnahmen langwierigen Bewilligungs- und Planungsverfahren (inkl. mehrerer Rechtmittelstufen). Zudem sind im Anschluss an die Bewilligungsverfahren unter Umständen Ent eignungsverfahren erforderlich. Weiterhin gibt es bei der Planung Unsicherheiten: wel-

Netzausbaukosten und PV-Ausbau

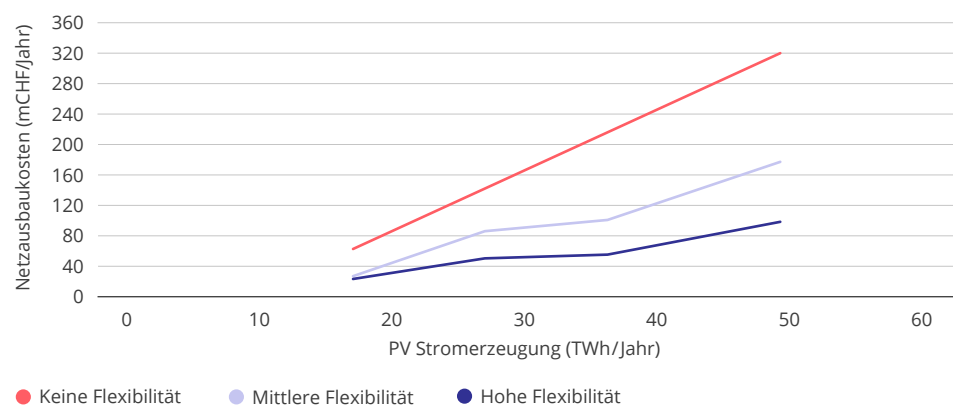


Abbildung 8: Zusätzliche Netzausbaukosten in Abhängigkeit der PV-Stromerzeugung und verfügbarer Flexibilität. Modernisierung des bestehenden Netzes ist hier nicht berücksichtigt.

che Verbreitung finden PV, Wärmepumpen oder Elektromobilität bei Endkunden und wann und in welcher Form werden sie dort eingesetzt?

Historisch war der Ausbau des Verteilnetzes primär durch das Wachstum der Stromnachfrage getrieben. Auch künftig dürfte die zunehmende Elektrifizierung – insbesondere

durch Wärmepumpen und Elektromobilität – einen «nachfragegetriebenen» Netzausbau erforderlich machen. Zusätzlich kann der verstärkte Ausbau von dezentralen PV-Anlagen einen weiteren, «PV-getriebenen» Netzausbau auslösen, insbesondere in Netzabschnitten mit hoher gleichzeitiger Einspeisung und begrenzter Aufnahmefähigkeit. Die Integration der Stromerzeugung von PV-Anlagen in

³⁴ CKW, 2026, Stromprodukte

das Stromnetz kann somit über den ohnehin notwendigen Nachfrageausbau hinaus zusätzliche Netzkosten verursachen.

Gemeinsam mit der ETH Zürich wurde der Ausbau des Verteilnetzes für dieses Projekt umfassend analysiert (siehe Box unten). Die Ergebnisse zeigen: Insbesondere die wachsende Stromnachfrage (z. B. durch Wärmepumpen und E-Mobilität) erfordert einen grösstenteils nachfragegetriebenen Netzausbau von rund 40 bis 50 Mio. CHF pro Jahr³⁵ auf den Netzebenen 4–7, bezogen auf die gesamte Schweiz. Abhängig vom künftigen PV-Zubau und davon, wie stark Flexibilitätsmassnahmen wie Einspeisebegrenzung, Steuerung flexibler Lasten und Batteriespeicher eingesetzt werden, können die jährlichen Ausbaurkosten deutlich steigen. In Szenarien mit hohem PV-Zubau (rund 50 GW in 2050) und nur mittlerer Nutzung dieser Massnahmen erhöhen sich die jährlichen Kosten

³⁵ In diesem Szenario ist ein geringfügiger PV-Zubau hinterlegt, da eine vollständig Einstellung des PV-Zubaus bis 2050 nicht realistisch ist. Der Zubau sinkt aber massiv: Die Zubaugeschwindigkeit liegt nur bei rund 15 Prozent des Zubaus der letzten Jahre. Die Nachfrage wächst um rund 24 TWh. Die Spannweite der Angaben stammt daher, dass zwei Szenarien unterschiedlicher Flexibilisierungsgrade der Nachfrage und PV gerechnet wurden.

Methodischer Hinweis

Erklärung ETH-Netzstudie

	Einspeisebegrenzung	Nachfrageflexibilität		
		Elektromobilität	Wärmepumpen	Batteriespeicher
Keine Flexibilität	100% am Hausanschlusskasten (HAK)	Keine Flexibilität	Keine Flexibilität	Keine Batterien
Mittlere Flexibilität	70% am HAK	Reduktion der Ladevorgänge von privatem Laden (Home + Work) am Abend um 20%	Keine Flexibilität	0.8 kWBESS / kWpPV bei Neuanlagen C-Rate (kWh / kW): 2
Hohe Flexibilität	50% am HAK	Reduktion der Ladevorgänge von privatem Laden (Home + Work) am Abend um 50%	Gruppenweise Abschaltung von WP zwischen 18 bis 22 Uhr (Kompensation danach)	1 kWBESS / kWpPV bei Neuanlagen C-Rate (kWh / kW): 1,5

Tabelle 3: Berücksichtigte Massnahmen in «Mittlere Flexibilität» und «Hohe Flexibilität»

Die Forschungsstelle Energienetze FEN der ETH Zürich wurde beauftragt, den notwendigen Ausbau des Verteilnetzes unter verschiedenen Entwicklungen des Stromsystems in der Schweiz zu quantifizieren. FEN arbeitete mit EBP bei der Regionalisierung von Szenarien und der Erstellung von Zeitreihen für Endnutzer zusammen. Der Fokus hierbei lag

auf den Auswirkungen verschiedener Ausbauszenarien für Dach-PV. Konkret sollten die Gesamtkosten (CAPEX+OPEX) des Netzausbaus quantifiziert werden. Berücksichtigt wurden die oben genannten Integrationsmassnahmen: Einspeisebegrenzung, Batteriespeicher und steuerbare Nachfrage. Im Detail wurde der notwendige Netzausbau

auf dem CKW-Netz untersucht, das 20 Hochspannungs-Mittelspannungs-Umspannwerke und nachgelagerte Netze (NE4-7) umfasst und über 70 Gemeinden mit mehr als 57 000 Netzanschlusspunkten (Hausanschlusskasten, HAK) versorgt sowie eine jährliche Last von etwa 1 TWh bedient. Die nationale Auswirkung wurde durch Hochrechnung

auf die gesamte Schweiz bestimmt. Die durchgeführte Berechnung umfasst die folgenden Schritte:

- **Entwicklung Stromsystem (Szenarien) und Flexibilität (Sensitivitäten):** Es wurden sechs Szenarien analysiert, in vieren unterscheidet sich der PV-Ausbau. Die Entwicklung der Nachfrage ist in allen Szenarien identisch und beinhaltet einen Anstieg der Stromnachfrage mehrheitlich aufgrund der Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie das Bevölkerungswachstum, abgeschwächt durch Effizienzgewinne. Jedes der vier Ausbauszenarien wird jeweils mit «mittlerer Flexibilität» und «hoher Flexibilität» untersucht – welche sich unterscheiden in der Einspeisebegrenzung, Nachfrage-Flexibilisierung und der Anzahl an Batteriespeichern (siehe Tabelle unten). Weiterhin wurde eine eher theoretische Sensitivität ohne Flexibilisierung (also ohne Nachfrageflexibilität, PV Einspeisebegrenzung und ohne Batterien) durchgeführt, um den maximalen Netzausbedarf der Szenarien zu bestimmen.
- **Regionalisierung der Stromnachfrage und -erzeugung sowie Flexibilisierung:** Die Szenarioparameter werden auf nationaler Ebene definiert und auf Gemeindeebene regionalisiert, indem der Bottom-Up-Ansatz für die modellierte Ausbreitung von Elektromobilität, Wärmebedarf und PV kalibriert wird. Der Bottom-Up-Ansatz ermöglicht es, die Szenarioparameter auf räumlicher Auflösung auf Gebäudeebene für das gesamte Untersuchungsgebiet (Versorgungsgebiet von CKW) zu verteilen. Eine Vielzahl von Parametern wird für jeden Last- und Erzeugungstyp berücksichtigt, um die Nachfrage zu verteilen. Im Anschluss werden jährliche Lastprofile mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten bis zum Jahr 2050 berechnet. Um die Auswirkungen von Flexibilität auf die Netzausbauanforderungen zu untersuchen, wurden die Lastprofile für Elektromobilität und Wärmepumpen sowie das Erzeugungsprofil für PV durch folgende Massnahmen verändert: Die Ladewahrscheinlichkeit von Elektrofahrzeugen im privaten Bereich wurde in den Abendstunden (Spitzenlast des Haushalts) reduziert und die Wärmepumpenlast wurde in diesem Zeitraum restriktiver reduziert. Das Erzeugungsprofil der PV wurde am Netzanschlussort, d. h. am HAK (nach dem Wechselrichter und der Deckung des Gebäudebedarfs), gedrosselt. Die Zeitreihen werden für das ganze Jahr für jedes Szenario und jede Sensitivitätsanalyse generiert. Das Ergebnis: ein klares, orts- und zeitspezifisches Bild von Nachfrage und Einspeisung als Grundlage für eine gezielte Netzplanung.
- **Lastflussberechnung im Netz (CKW):** Auf Basis dieser Zeitreihen wird die Netzplanung durchgeführt: Gekoppelte MV/LV-Lastflussanalysen je Unterwerk und Zeitschritt identifizieren thermische Überlastungen und Spannungsverletzungen. Es werden Kosten für traditionelle Massnahmen (Kabel-/Trafoverstärkung, Erdverkabelung etc.) sowie für NOVA-Optionen (Netzoptimierung wie PV-Q(U)-Regelung und Curtailment) berechnet und verglichen. Die Kosten werden als jährliche Annuitäten mit WACC 5 Prozent und O&M-Kosten (2 Prozent) ermittelt; bauliche Nebenleistungen (z. B. Tiefbau, Trafogebäude) sind regelbasiert berücksichtigt. Ergebnis: Netzausbaukosten für das CKW-Netz für jede Netzebene.
- **Hochskalierung:** Die Investitionsergebnisse des CKW-Netzes für NE4-7 werden zur Extrapolation der Ergebnisse auf die Schweiz mittels einer Skalierungsmethodik verwendet. Jede von einem CKW-Hochspannungs-Mittelspannungs-Umspannwerk versorgte Region wird als Energieversorger behandelt, und die ElCom-Clusterungsmethode für 630 Energieversorger wird zur Extrapolation verwendet. Diese basiert auf Energiedichte und Bevölkerungsdichte (berechnet anhand von Kabel-/Leitungslängen und jährlicher Energiemenge). Dies führt zu einer Gesamtschätzung der Netzausbaukosten und Massnahmen für jedes Szenario auf nationaler Ebene.

für den Verteilnetzausbau auf bis zu 230 Mio. CHF. Die berechneten Ausbaurkosten kommen zusätzlich zu den Kosten hinzu, die Netzbetreiber jährlich für turnusmässige Investitionen zur Behebung von Verschleiss und für regelmässige Wartungs- sowie Ersatzbeschaffungsmassnahmen aufbringen.





03

Akzeptanz

PV auf Dächern und Infrastruktur klar bevorzugt,
alpine Anlagen umstritten

Für **PV-Anlagen auf Dächern, Fassaden und Infrastruktur** besteht grundsätzlich eine sehr hohe Akzeptanz in der Schweiz. Umfragen belegen, dass ein Grossteil der Bevölkerung den Ausbau von erneuerbaren Energien unterstützt, wobei insbesondere der Wunsch nach Versorgungssicherheit sowie einer klimafreundlichen, inländischen Energieerzeugung hervorgehoben wird. Nationale Befragungen bestätigen regelmässig eine Zustimmung von über 92 Prozent für PV-Anlagen auf Dächern, Fassaden und Infrastruktur, der höchste Wert aller Energieerzeugungstechnologien.³⁶ Dies zeigt sich nicht zuletzt auch im starken Ausbau von PV-Anlagen in der Schweiz in den letzten Jahren (siehe Kapitel 2.2).

Für **Alpin-PV** ist die Akzeptanz in der Bevölkerung geringer als bei Dach-PV. Die gleiche nationale Befragung zeigt eine Zustimmung von rund 50 Prozent für «grosse Anlagen für Solarstrom in den Bergen auf freien Wiesen». Diese Zustimmungsrate steht zwar unterhalb von Windenergie oder neuer Kernenergie, je-

doch über neuen Gaskraftwerken. Auf lokaler Ebene ist die für Alpine-PV vom Solarexpress vorgegebene notwendige Zustimmung der Standortgemeinde (Energiegesetz Art. 71a Abs. 3) eine entscheidende Hürde. Kam es zu einer Abstimmung – typischerweise an einer Gemeindeversammlung – wurden mehr als die Hälfte der Projekte angenommen.³⁷ Per Januar 2026 befanden sich lediglich vier Projekte mit einer insgesamt erwarteten Jahresproduktion von 0,07 TWh in Bau bzw. konnten teilweise in Betrieb genommen werden.³⁸

Für **Agri-PV** gibt es in der Schweiz bislang kaum belastbare Studien zur gesellschaftlichen Akzeptanz. Die Technologie ist neu, und es existieren erst wenige Anlagen. Zudem ist die Definition von Agri-PV aufgrund der Bandbreite möglicher Systemtypen und insbesondere die Abgrenzung zu Freiflächen-PV uneinheitlich in Literatur und Praxis. Grundsätzlich lässt sich jedoch festhalten: Agri-PV, die die landwirtschaftliche Produktion nicht beeinträchtigt (vgl. Kapitel 2.3, Definition BFE),

stösst auf sehr hohe Zustimmung. Das bestätigen auch jüngst durchgeführte Umfragen. Nimmt die Beeinträchtigung der landwirtschaftlichen Nutzung zu, sinkt die Akzeptanz entsprechend. In derselben Befragung wurde festgestellt, dass gut in bestehende Infrastruktur integrierte Anlagen (wie Gewächshäuser oder Folientunnels) deutlich besser akzeptiert sind. Ebenfalls werden kleinere Anlagen besser akzeptiert als mittelgrosse bis grosse Projekte. Lokales Eigentum erhöht die Zustimmung weiter. In den städtischen und linkspolitischen Bevölkerungsgruppen ist die Akzeptanz für Agri-PV am höchsten, wobei sie auch unter rechts orientierten und ländlichen Bevölkerungsgruppen Mehrheitsunterstützung erreicht.³⁹

Auch für die Akzeptanz von **Freiflächen-PV** in der Schweiz besteht bislang nur eine begrenzte wissenschaftliche/empirische Datengrundlage. Eine aktuelle Umfrage zeigt Zustimmungswerte in einer Grössenordnung ähnlich der Alpin-PV, etwa um 50 Prozent.⁴⁰

Die Umfrage zeigt Unterschiede zwischen politischen Gruppen: Rund 60 Prozent der rechts eingestellten Personen lehnen Freiflächenanlagen ab, und etwas mehr als 50 Prozent der zentralen Parteien unterstützen Freiflächen-PV nicht. Rund 60 Prozent der links eingestellten Personen unterstützen Freiflächenanlagen. Die Akzeptanz dürfte jedoch je nach Standort stark variieren. Anlagen auf bereits vorbelasteten Flächen (z.B. Deponien, Konversionsflächen) und mit geringer Sichtbarkeit dürften höhere Akzeptanz geniessen als Anlagen in unberührten Landschaften. Aufgrund dieser Abhängigkeit strukturiert auch das BFE potenzielle geeignete Gebiete für Freiflächen-PV entlang unterschiedlicher Schutz- und Nutzungsinteressen. Entsprechend lassen sich Standorte mit geringem oder keinem Schutzinteresse und hohem Nutzungsinteresse identifizieren; für solche Anlagen dürfte mit höherer Akzeptanz zu rechnen sein.

³⁶ gfs.bern, 2025, Schlussbericht – Studie Versorgungssicherheit Welle 4

³⁷ Alpine PV competence, 2026

³⁸ SRF, 2026, Der «Solarexpress» liefert bemerkenswerte Erkenntnisse

³⁹ Agrivoltaics can reduce political polarization and local opposition to solar energy on land, Lukas Fesenfeld et al., 2026

⁴⁰ Agrivoltaics can reduce political polarization and local opposition to solar energy on land, Lukas Fesenfeld et al., 2026



04

Recht und Regulierung

Dach-PV ist nur meldepflichtig, während Freiflächen-, Alpin- und Agri-PV regulatorische Herausforderungen haben. Heutige Förderung ist umfassend.

In Kürze

- Die aktuelle Förderung ist umfassend und differenziert nach Anlagentyp. PV-Anlagen erhalten Investitionsbeiträge von maximal 30–60 Prozent der Investitionskosten (je nach Eigenverbrauch) oder eine gleitende Marktprämie von bis zu 9 Rp./kWh (für Anlagen grösser als 150 kW ohne Eigenverbrauch) sowie verschiedene Boni (Neigungswinkel-, Winterstrom-, Parkplatzbonus). Alpin-PV wird mit bis zu 60 Prozent der Investitionen gefördert. Anlagen kleiner als 3 MW mit weniger als 5 GWh Jahresproduktion profitieren zudem von einer Abnahme- und Vergütungspflicht durch den Verteilnetzbetreiber. Eine gesetzliche Minimalvergütung gilt zusätzlich für Solaranlagen bis 150 kW (bis zu 6 resp. 6,2 Rp./kWh).
- Implizite Förderung durch reduzierte Beteiligung an Netzkosten bei Eigenverbrauch ist ein zentraler wirtschaftlicher Vorteil, aber abhängig von der Tarifgestaltung des jeweiligen Verteilnetzbetreibers. Eigenverbrauch ermöglicht Einsparungen von (aktuell im Mittel) rund 14,5 Rp./kWh. Allerdings wird dieser Vorteil durch eine nicht verursachergerechte Umverteilung der Netzkosten auf Nicht-PV-Haushalte ermöglicht. Tarifumstellungen wie dynamische Netztarife oder leistungsbezogene Komponenten könnten diese Vorteile (teilweise) reduzieren.
- Dach- und Fassaden-PV auf bestehenden Gebäuden benötigen gemäss Raumplanungsgesetz in der Regel keine Baubewilligung, sondern nur eine Meldung. Freiflächen-, Alpine- und Agri-PV müssen dagegen Baubewilligungsverfahren durchlaufen, die je nach Standort und Anlagengrösse unterschiedlich anspruchsvoll sind.
- Der Beschleunigungserlass soll Verfahren verkürzen, ist aber noch nicht flächendeckend umgesetzt. Er sieht kombinierte kantonale Plangenehmungsverfahren vor, die Nutzungs-

planung und Baubewilligung zusammenfassen. Allerdings müssen die Kantone die neuen Vorgaben noch ins kantonale Recht überführen.

- Per Anfang 2026 bestehen – anders als etwa im Bereich der Windenergie – noch keine kantonalen Eignungsgebiete für Freiflächen-PV.

4.1

Aktuelle Förderung

PV-Anlagen können heute auf unterschiedliche Förderinstrumente zurückgreifen (siehe Abbildung 9). Je nach Leistungsklasse und Möglichkeit zum Eigenverbrauch stehen die Instrumente Investitionsbeiträge und Gleitende Marktprämie zur Verfügung. Dazu kommen noch einzelne Boni für Neigungswinkel, Winterstrom oder Parkfläche. Zusätzlich zu dieser Förderung existieren unter der aktuellen Regulierung weitere Vorteile durch Eigenverbrauch, welche im nächsten Kapitel beschrieben werden.

4.1.1
Investitionsbeiträge

PV-Anlagen haben gemäss Energiegesetz Anspruch auf einen Investitionsbeitrag⁴¹. Bezüglich der maximalen Höhe der Fördersätze unterscheidet das Gesetz zwischen Anlagen ohne und mit Eigenverbrauch. Bei Anlagen ohne Eigenverbrauch ist der Satz mit maximal 60 Prozent der Investitionskosten höher; bei Anlagen mit Eigenverbrauch, welche ebenfalls von Einsparungen der Netztarife profitieren, ist der Satz mit 30 Prozent tiefer.

Der Bundesrat legt die konkrete Förderhöhe der Anlagen mit Eigenverbrauch per Verordnung fest. So erhalten im Jahr 2026 zum Beispiel Anlagen grösser als 150 kW mit Eigenverbrauch 250 CHF/kW, ohne Eigenverbrauch werden hingegen Auktionen durchgeführt. Bei Anlagen kleiner als 150 kW liegt die Höhe der Einmalvergütung zwischen 250 CHF/kW bis 450 CHF/kW⁴².

Mit dem Solarexpress wurde für alpine PV-Anlagen eine Förderung von ebenfalls maximal 60 Prozent der Investitionskosten geschaffen, falls ihr Baugesuch bis Ende 2025 öffentlich auflag. Im Gegensatz zu den Investitionsbeiträgen für andere Anlagentypen wird dabei eine anlagenspezifische Wirtschaftlichkeitsrechnung vorgenommen, statt pauschale Beträge pro kW festzulegen.

4.1.2
Gleitende Marktpremie

Mit Inkrafttreten der Revision des Energiegesetzes ab 2025 können PV-Anlagen grösser als 150 kW ohne Eigenverbrauch neu neben einem Investitionsbeitrag auch alternativ eine gleitende Marktpremie beantragen. Die

Vergütungssätze werden dabei jeweils per Auktion festgelegt⁴³. Das BFE bestimmt zudem im Voraus einen zulässigen Höchstwert, welcher Stand 2025 bei 9 Rp./kWh liegt. Unterschreitet der Referenzmarktpreis⁴⁴ diesen Vergütungssatz, erhalten die Anlagen die Differenz als Förderung ausgezahlt, bei einer Überschreitung müssen sie zurückzahlen.

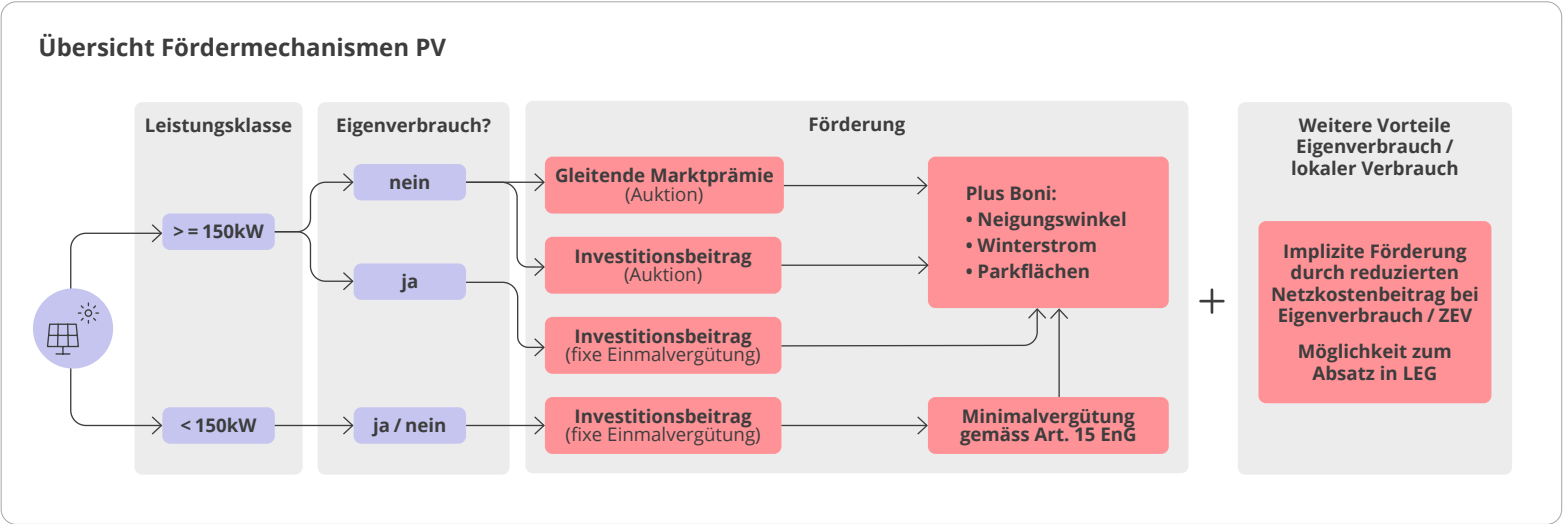


Abbildung 9: Übersicht verschiedener Fördermechanismen von PV in Bezug auf Anlagengrössen und Eigenverbrauch

⁴¹ Art. 25 Energiegesetz

⁴² Anhang 2.1 Energieförderungsverordnung

⁴³ Art. 25a Energiegesetz, Art. 38a Energieförderungsverordnung, Art. 30c Energieförderungsverordnung

⁴⁴ Der Referenzmarktpreis entspricht dem gewichteten Durchschnitt des Day-Ahead-Preises. Die Gewichtung erfolgt anhand der schweizweiten Einspeisung der entsprechenden Technologie (vgl. Art. 15 EnFv).

Die gleitende Marktprämie schafft über eine fixe Dauer von 20 Jahren laufende Einnahmensicherheit, indem sie Schwankungen der Marktpreise ausgleicht. Der Investitionsbeitrag hingegen ist eine einmalige Unterstützung zu Projektbeginn und zielt darauf ab, die Investitionskosten direkt zu senken. Die bisherigen Auktionsrunden deuten jedoch darauf hin, dass die gleitende Marktprämie bei Projektanten nur begrenzte Resonanz findet und der Investitionsbeitrag bevorzugt wird.⁴⁵

4.1.3

Boni

Der Bundesrat hat auf Verordnungsstufe verschiedene Boni für spezifische Anlagentypen vorgesehen. Zusätzlich zur Grundförderung (pauschale Sätze oder Auktion) können die Projektanten folgende Boni gelten machen:

- Neigungswinkelbonus von 200–400 CHF/kW ab einer Neigung der Anlage von 75°.
- Winterstrombonus für grosse Anlagen, die einen spezifischen Winterstromertrag von mehr als 500 kWh pro kW installierter Leistung aufweisen.
- Parkplatzbonus von 250 CHF/kW bei unbedeckten Parkplatzarealen

Der Winterstrombonus soll den Ausbau von Photovoltaikanlagen fördern, die besonders viel Strom im Winter produzieren. Die Höhe des Bonus hängt vom spezifischen Winterertrag ab und steht allen Anlagentypen offen. Der relevante Stromertrag (spezifischer Winterstrommehrertrag) entspricht der Energiemenge, die eine Anlage pro Kilowatt Leistung im Winterhalbjahr liefert und über den Grenzwert von 500 kWh/kW hinausgeht. Der resultierende spezifische Winterstrom-

mehrertrag geteilt durch den gesamten spezifischen Winterstromertrag wird dann mit 17,5 Rp./kW multipliziert, um den tatsächlichen Winterstrombonus zu erhalten. Dieser wird nur für den eingespeisten Strom im Winterhalbjahr ausgezahlt und ist nicht mit dem Neigungswinkelbonus kumulierbar.

4.1.4

Abnahme- und Minimalvergütungspflicht

Solaranlagen mit einer Maximalleistung unter 3 MW und einer Jahresproduktion nach Eigenverbrauch unter 5 GWh profitieren zudem von der gesetzlich verankerten Abnahme- und Vergütungspflicht⁴⁶. Die Verteilnetzbetreiber müssen gemäss dieser Pflicht den Strom abnehmen. Generell erfolgt die Vergütung anhand des schweizweit harmonisierten Preises, welcher dem vierteljährlichen technologie-gewichteten Marktpreis entspricht⁴⁷. Mit Umsetzung des Beschleunigungserlasses

wird sich zukünftig die Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien nach dem Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung richten. Die Vergütung berücksichtigt weder Ausgleichsenergie- noch Vermarktungskosten, welche entsprechend hier beim Verteilnetzbetreiber anfallen und zu Mehrkosten führen. Darüber hinaus erhalten Anlagen kleiner als 150 kW eine Minimalvergütung; für Anlagen ohne Eigenverbrauch liegt diese bei 6,2 Rp./kWh, Anlagen mit Eigenverbrauch erhalten bis zu 6 Rp./kWh⁴⁸.

Die oben genannten Mehrkosten wird der Verteilnetzbetreiber in der Grundversorgung anrechnen. Somit entstehen für Verbraucher erhöhte Grundversorgungskosten. Umgekehrt profitieren die Verbraucher in der Grundversorgung aber nicht vom reguliert vergüteten Solarstrom bei hohen Marktpreisen, da er in diesen Zeiten zum hohen Marktpreis vergütet werden muss.

⁴⁵ Bei den im Jahr 2025 von Pronovo drei durchgeführten Auktionen entfielen bei der gleitenden Marktprämie Zuschläge von lediglich 2,5 MW, trotz eines ausgeschriebenen Auktionsvolumens von insgesamt 80 MW. Beim Investitionsbeitrag hingegen wurden Zuschläge von über 120 MW erteilt, bei einem Auktionsvolumen von 160 MW.

⁴⁶ Art. 15 Energiegesetz

⁴⁷ Art. 12 Energieverordnung, Art. 15 Energieförderungsverordnung; Anlagenbetreiber und Verteilnetzbetreiber können sich aber auch auf eine anderweitige Vergütung einigen.

⁴⁸ Anlagen mit einer Leistung unter 30 kW erhalten 6 Rp./kWh, grössere Anlagen erhalten diese nur anteilig (Art. 12 EnV)

Das Parlament hat im Rahmen des Beschleunigungserlasses eine Vergütung zu Marktpreisen im Einspeisezeitpunkt und das potenzielle Aussetzen der Minimalvergütung bei negativen Preisen beschlossen. Die Minimalvergütung wird dementsprechend zukünftig als Differenz zum vierteljährlichen Referenzmarktpreis ausbezahlt. Gemäss Vernehmlassungsvorlage möchte der Bundesrat vorerst auf das Aussetzen der Minimalvergütung bei negativen Preisen verzichten.

Die zukünftige Vergütung zu Marktpreisen im Einspeisezeitpunkt stellt einen notwendigen Anreiz zur systemorientierten Steuerung der Produktion dar. Solange jedoch kein Aussetzen der Minimalvergütung bei negativen Preisen erfolgt, wird das Marktpreissignal verzerrt, und Anlagen haben weiterhin einen Anreiz entgegen den Marktsignalen einzuspeisen.

Die Revision der Rückliefervergütung stellt somit einen wichtigen Schritt zu marktnäheren Anreizen und damit besserer Integration von (Klein-)PV dar. Gleichzeitig wäre aber ein Aussetzen der Minimalvergütung bei negativen Preisen wichtig, um die Fehlanreize gänzlich zu entfernen.

4.2

Implizite Förderung durch reduzierte Netzkostenbeteiligung bei Eigenverbrauch

Bei Eigenverbrauch, d.h. dem Verbrauch des eigenen Stroms vor Ort, können der Arbeitspreis des Netznutzungsentgelts und Abgaben – Netzzuschlag (gemäss Art. 35 EnG und Art. 35 EnFV: 2,3 Rp./kWh), spezifische kantonale und kommunale Abgaben, Stromreserve – auf diesen Strom eingespart werden. Weil Netznutzungsentgelt und Abgaben aktuell rund die Hälfte des gesamten Strompreises ausmachen (siehe Kapitel 2.6 Netzintegration), ist

dies sehr lukrativ. Insbesondere Dach-PV-Anlagen können von Eigenverbrauch profitieren, da sie oft an Orten mit Stromverbrauch liegen. Die reduzierte Netzkostenbeteiligung bei Eigenverbrauch stellt eine implizite Förderung dar. Die Effekte auf die Wirtschaftlichkeit sind in Kapitel 5.2 genauer erläutert.

Die Möglichkeit durch Eigenverbrauch die Netzkostenbeteiligung zu verringern, besteht mittlerweile auch zwischen mehreren Akteuren durch den sog. (virtuellen) Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) (gemäss Energiegesetz). Der ZEV zeichnet sich dadurch aus, dass sich verschiedene Verbraucher mit einer Produktionsleistung hinter einem Netzanschluss gegenüber dem Verteilnetzbetreiber zusammenschliessen⁴⁹. Seit 2026 wurde zusätzlich die Möglichkeit für Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) geschaffen⁵⁰. LEG ermöglichen Endverbrauchern, Produzenten und Speichern, die in derselben Gemeinde, im gleichen Netzgebiet und auf gleicher Span-

nungsebene (entweder alle Netzebene 5 oder alle Netzebene 7), aber unterschiedlichen Netzanschlusspunkten angeschlossen sind, untereinander selbst erzeugte Elektrizität abzusetzen. Für diesen innerhalb des LEG ausgetauschten Stroms profitieren sie von einem reduzierten Netznutzungstarif. Der Abschlag beträgt gemäss aktueller Verordnung 40 Prozent des Netznutzungstarifs⁵¹, bei erforderlicher Spannungstransformation⁵² für den Austausch nur 20 Prozent. Wie beim Eigenverbrauch von Einzelanlagen kann damit die Netzkostenbeteiligung reduziert werden.

Problematisch ist hierbei, dass es aufgrund des Eigenverbrauchs zu einer reduzierten Beteiligung an den Netzkosten kommt. Ein zentrales Prinzip der Netztarifierung, die verursachergerechte Aufteilung der Netzkosten⁵³, wird dadurch unterlaufen. Für die Beanspruchung des Netzes sollte ein Beitrag zur Deckung der Kostenstruktur geleistet werden. Hierfür ist es wichtig zu verstehen, dass rund

⁴⁹ Vorausgesetzt sie erreichen min. 10 Prozent Produktionsleistung gegenüber der Anschlussleistung (Summe der Anschlussleistungen der Teilnehmenden)

⁵⁰ Art. 17d & 17e Stromversorgungsgesetz

⁵¹ Der Abschlag beim Netznutzungsentgelt umfasst neben der Arbeitskomponente auch den Grundtarif und eine allfällige Leistungskomponente. Art. 19h Stromversorgungsverordnung

⁵² Eine Spannungstransformation ist notwendig, wenn zwar alle beteiligten Akteure in einer Netzebene liegen (z.B. 7), aber für den Austausch der Strom auch über eine andere Netzebene geleitet werden muss.

⁵³ UVEK, 2026, Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 Erläuternder Bericht

60 bis 70 Prozent der Netzkosten rein von den strukturellen Anforderungen an das Netz abhängen, insbesondere der Zahl und Lage der Netzanschlusspunkte, aus denen sich massgeblich die notwendige Leitungslänge ergibt.⁵⁴ Die maximale zeitgleiche Entnahme- oder Einspeiseleistung (Netzhöchstlast) und die transportierte Energiemenge machen mit einem Anteil von rund 30 bis 40 Prozent der Netzkosten einen deutlich kleineren Anteil aus. Die Netztarife werden somit zur Refinanzierung der Netzkosten durch die Endverbraucher ausgelegt. Während die Vermeidung des Netzentgeltes einen wirtschaftlichen Vorteil für PV-Anlagen darstellt und diese damit weniger zu Deckung der Netzkosten beitragen, führt der PV-Ausbau – auch mit Eigenverbrauch – zu einem Anstieg der Netzausbaukosten (siehe Kapitel 2.6).

Die reduzierte Netzkostenbeteiligung bei Eigenverbrauch führt damit zu einer nicht ver-

ursachergerechten Umverteilung der Netzkosten, da höhere Netzkosten auf weniger verbleibenden Verbrauch aufgeteilt werden müssen.⁵⁵ Insbesondere Haushalte ohne Möglichkeit für PV zahlen damit mehr.⁵⁶ Auch in empirischen Studien lässt sich beobachten, dass Eigenverbrauch nur zu leicht positiven oder sogar negativen volkswirtschaftlichen Effekten⁵⁷ führt. So zeigt eine aktuelle Studie im Auftrag des BFE auf, dass Batteriespeicher für Eigenverbrauch aus Systemperspektive nicht wirtschaftlich und für netzorientierte Zwecke nicht ökonomisch effizient sind.⁵⁸

In der Schweiz werden daher – und zur Förderung netzdienlichen Verhaltens – Anpassungen der Netztarifierung diskutiert und schrittweise eingeführt. Seit 2026 kommen vermehrt dynamische Netztarife zum Einsatz, ergänzt durch leistungsbezogene Komponenten (z.B. kW-Spitzenpreise). Damit verlagert

sich die Kostenverteilung weg von fixen Arbeitspreisen (CHF/kWh) hin zu tatsächlicher Netzbeanspruchung (Leistung, Zeitpunkt). Ein höherer fixer/leistungsbezogener Anteil im Netztarif wäre mit der Kostenstruktur des Netzes konsistent; Netztarife sollen jedoch auch Lenkungswirkung entfalten⁵⁹, also Anreize für netzdienliches und effizientes Verhalten setzen (Spitzenkappung, Lastverschiebung, Speicherbetrieb)⁶⁰, anstatt nur fixe Kosten pauschal umzulegen.

Unterm Strich sind viele der heutigen wirtschaftlichen Vorteile des Eigenverbrauchs tarifbedingt und wirken einer verursachergerechten Aufteilung der Netzkosten entgegen. Eine Anpassung der Netztarifierung könnte dazu führen, dass die Netzkostenbeteiligung auch für PV-Anlagen mit Eigenverbrauch erhöht wird und die implizite Förderung damit (teilweise) wegfällt. In der Wirtschaftlichkeitsanalyse wird daher der Förderbedarf mit und

ohne implizite Förderung aufgewiesen (siehe Kapitel 5.3 und 5.4).

4.3

Raumplanung und Bewilligung

Die Anforderungen an das Baubewilligungsverfahren sowie die Chancen, eine Baubewilligung zu erhalten, unterscheiden sich je nach PV-Typ.

4.3.1

Dach- und Fassaden-PV: Meldeverfahren reicht in der Regel

Gemäss Art. 18a Abs. 1 RPG benötigen Solaranlagen auf bestehenden Häusern in der Bau- und der Landwirtschaftszone keine Baubewilligung (mit Ausnahmen z.B. bezogen auf Kultur- und Naturdenkmäler, siehe Art. 18a Abs. 3 RPG). Der Eigentümer hat die Erstellung einer genügend angepassten So-

⁵⁴ Bundesamt für Energie BFE, 2021, Weiterentwicklung in der Tarifierung von Netz und Energie

⁵⁵ Vgl. auch (Hirth, 2025), (Bardt, Chrischilles, Growitsch, Hagspiel, & Schaupp, 2014), (Schill, Zerrahn, & Kunz, 2017)

⁵⁶ Vor diesen Effekt warnt ebenfalls ACER, 2025, Getting the signal right: Electricity network tariff methodologies in Europe

⁵⁷ Semmelmann, Konermann, Dietze, & Staudt, 2024, Empirical field evaluation of self-consumption promoting regulation of household battery energy storage systems

⁵⁸ UVEK, 2025, Bedarf an Energiespeichern in der Schweiz

⁵⁹ Art. 14 StromVG: Netznutzungstarife müssen den Zielen einer effizienten Elektrizitätsverwendung Rechnung tragen. Art 18a StromVV: Standardtarife müssen eine nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent enthalten.

⁶⁰ Im Gegensatz zu beispielsweise Stromsparmassnahmen führt Eigenverbrauch nicht zu einem effektiv geringeren Energieverbrauch.

laranlage damit in der Regel der Baubehörde lediglich zu melden. Der Gesetzgeber hat dabei festgehalten, dass das Interesse an der Energiegewinnung anderen, insbesondere ästhetischen Interessen, vorgeht (Art. 18a Abs. 4 RPG).

4.3.2

Infrastruktur-PV: Vielfalt macht Einzelbetrachtung notwendig

Die vielseitigen Anwendungsbeispiele für PV-Anlagen auf Infrastrukturbauten spiegelt sich in der Vielfalt der zugehörigen rechtlichen Grundlagen und Baubewilligungsverfahren. Dies macht eine Betrachtung des jeweiligen Einzelfalls unumgänglich. Eine Folge dieser Vielfalt ist, dass darauf nicht weiter eingegangen wird.

4.3.3

Freiflächen-PV: Unterscheidung nach Kategorien notwendig

Die Verfahren und die Möglichkeit, eine Baubewilligung für Freiflächen-PV-Anlagen zu er-

halten, lassen sich stark vereinfacht anhand von zwei Kriterien einteilen:

- Grösse der Anlage bzw. ihrem Beitrag zur Energieversorgung (Schwelle des nationalen Interesses: mittlere erwartete Produktion von Oktober bis März mindestens 5 GWh)
- Planerische Einordnung des betreffenden Standorts (Zonenkonformität)

Um die genannten Aspekte von Raumplanung und Bewilligung exemplarisch zu erläutern, werden folgende Fälle betrachtet:

1. Fall

Anlagen von nationalem Interesse in einem Eignungsgebiet mit Eintrag im kantonalen Richtplan

Wenn eine PV-Anlage die Anforderungen an das nationale Interesse erfüllt und der geplante Standort im kantonalen Richtplan eingetragen ist sowie die Nutzungsplanung vorliegt, sind die Aussichten für den Erhalt einer Baubewilligung als intakt bis gut einzuschät-

zen. Zuständig für die Erteilung der Baubewilligung ist in aller Regel die kommunale Baubehörde.

Die Kantone sind beauftragt, geeignete Gebiete für freistehende Solaranlagen von nationalem Interesse festzulegen (vgl. Art. 10 des Energiegesetzes⁶¹). Für solche PV-Anlagen von nationalem Interesse sollen künftig Ausnahmen von der Planungspflicht nach Raumplanungsgesetz gelten (Art. 10 Abs. 1 quater nEnG). Sodann sind die Kantone gehalten, im erforderlichen Umfang für den Erlass bzw. die Anpassung der konkreten Nutzungsplanung zu sorgen; sie können dabei ein (kombiniertes) kantonales Plangenehmigungsverfahren vorsehen, welches u.a. die erforderlichen Festlegungen der Nutzungsplanung und die Baubewilligung umfasst (Art. 10 Abs. 2 EnG und für Anlagen von nationalem Interesse Art. 14a nEnG). Für die Festlegungen im Richtplan wie auch für konkrete Anordnungen auf Stufe Nutzungsplanung müssen sich die Kantone im Rahmen ihrer Energiestrategie Gedanken machen, wie viel Photovoltaik-Zubau sie anstreben und welche Rolle dabei freistehende



⁶¹ in der Fassung gemäss Redaktionskommission des Parlaments, siehe EnG; SR 730.0 sowie [Schlussabstimmungstext EnG](#)

Solaranlagen spielen sollen. Zur Unterstützung hat das Bundesamt für Raumentwicklung (ARE) ein Grundlagendokument veröffentlicht, welches die Bestimmung der Eignungsgebiete erleichtern soll.⁶² Bis zur Veröffentlichung dieses Technologieberichts hat jedoch noch kein Kanton spezifische Ziele für Freiflächen-PV und ein entsprechendes Konzept für geeignete Gebiete ausgewiesen. Die Erfahrung mit der Festlegung von Eignungsgebieten für Windkraft zeigt, dass dieser Prozess mehrere Jahre dauern kann.

Der Beschleunigungserlass sieht künftig vor, dass die Kantone u.a. die nutzungsplanerischen Festlegungen mit der eigentlichen Baubewilligung kombinieren können (sog. kantonale Plangenehmigung, Art. 10 Abs. 2 nEnG). Da den Kantonen ein nicht unerheblicher Umsetzungsspielraum zukommt und sie die entsprechenden Regelungen zunächst ins kantonale Recht übernehmen müssen, lassen sich zu den (Beschleunigungs-)Wirkungen dieser anstehenden Änderungen in der Praxis noch keine Aussagen treffen.

Hintergrund: Raumplanungsrechtliche Rahmenbedingungen mit einem Schwerpunkt auf Freiflächen-PV

Um die Erfolgsaussichten eines Baugesuchs für eine Photovoltaikanlage, insbesondere ausserhalb der Bauzone, einzuschätzen, ist zunächst ein Blick auf die raumplanungsrechtlichen Rahmenbedingungen angezeigt. Der Schwerpunkt dieser Übersicht liegt auf Freiflächen-PV Anlagen.

Gemäss Art. 22 Abs. 1 des Bundesgesetzes über die Raumplanung (RPG) dürfen Bauten und Anlagen, wozu auch PV-Anlagen gehören, grundsätzlich nur mit behördlicher Bewilligung erstellt oder verändert werden (Bauverbot mit Bewilligungsvorbehalt).

Im in der Regel kommunalen Baubewilligungsverfahren wird insbesondere geprüft, ob das Bauvorhaben erstens zonenkonform ist, zweitens die Erschliessung gegeben ist und drittens sämtliche weiteren rechtlichen Vorschriften, insbesondere des Baurechts und des Umweltrechts, eingehalten sind. Sind diese Voraussetzungen gegeben, be-

steht grundsätzlich Anspruch auf Erteilung der Baubewilligung.

Der erste Schritt zur Erfüllung der Planungspflicht des RPG ist der kantonale Richtplan. Darin hat jeder Kanton insbesondere aufzuzeigen, wie sich der jeweilige Kanton räumlich und baulich entwickeln soll. Gemäss Art. 6 Abs. 2 und 3 RPG sowie Art. 8a RPG muss der kantonale Richtplan insbesondere jene Gebiete festlegen, die sich für die Produktion von erneuerbaren Energien eignen (sog. Eignungsgebiete). Nach Art. 10 Abs. 1 Energiegesetz (EnG) sorgen die Kantone insbesondere dafür, dass im kantonalen Richtplan für Solaranlagen von nationalem Interesse solche Eignungsgebiete festgelegt werden.

Gemäss Art. 12 Abs. 2 EnG und Art. 9a Energieverordnung (EnV) kommt Solaranlagen nationales Interesse zu, wenn die mittlere erwartete Produktion von Oktober bis März

mindestens 5 GWh beträgt. Diesem nationalen Interesse ist nach der hier vertretenen Auffassung bei sämtlichen raumplanungsrechtlich erforderlichen Interessenabwägungen Rechnung zu tragen (insbesondere bei Erarbeitung und Erlass der kantonalen Richtplanung, der kommunalen Nutzungsplanung sowie im Baubewilligungsverfahren).

⁶² Bundesamt für Raumentwicklung ARE, 2025, Freistehende Photovoltaikanlagen

2. Fall

Anlagen, die die Schwelle für das nationale Interesse nicht erreichen, aber dem Nutzungszweck der betreffenden Zone (i.d.R. Bauzone) entsprechen

Für üblicherweise kleinere Anlagen, die die Schwelle für das nationale Interesse nicht erreichen, liegt in der Regel kein Eintrag im kantonalen Richtplan vor. Die Kantone können jedoch Standorte für PV-Anlagen ohne nationales Interesse in den Richtplan aufnehmen. Ein solcher Eintrag bildet eine wesentliche Grundlage für die Umsetzung in der (in der Regel kommunalen) Nutzungsplanung.

Die Gemeinden (allenfalls auch die kantonalen Stellen, je nach Regelung im betreffenden Kanton) können für solche kleinere Anlagen auch ohne Eintrag im kantonalen Richtplan in der Nutzungsplanung Sonderzonen (Bauzonen) vorsehen und festsetzen. Bei diesen planungsrechtlichen Festlegungen hat eine stufengerechte Interessenabwägung zu erfolgen.

Mit der Festsetzung von solchen Sonderzonen (Bauzonen) sind die Grundlagen geschaffen, um ein konkretes Bauprojekt zu erarbeiten (siehe insbesondere Art. 22 RPG). Abgesehen von besonderen Fällen (z.B. Vorliegen von Schutzgebieten) sind damit die Chancen, in einer solchen Sonderzone eine Baubewilligung zu erhalten, intakt.

Ob und wie sich die Vorgaben des Beschleunigungserlasses auf «kleinere» Anlagen auswirken, lässt sich derzeit nicht abschätzen. Wie ausgeführt, sind diese ins kantonale Recht zu überführen.

3. Fall

Anlagen ausserhalb der Bauzone

Soll eine Freiflächen-PV Anlage an einem Standort ausserhalb der Bauzone errichtet werden, fehlt es an der Bewilligungsvoraussetzung der Zonenkonformität. Eine Baubewilligung fällt in diesen Fällen regelmässig in Form einer Ausnahmegewilligung nach Art.

Exkurs: Einsprachen und Beschwerde

Ist eine Baubewilligung erforderlich, muss ein Baugesuch für eine PV-Anlage öffentlich aufgelegt werden. Im Regelfall können Betroffene (Nachbarn, Umweltschutzorganisationen etc.) innert der Auflagefrist Einsprache erheben. Über die Einsprache wird in den meisten Kantonen im Baubewilligungsverfahren entschieden. Daran kann sich ein Beschwerdeverfahren nach kantonalem Recht anschliessen, wobei die Kantone eine gerichtliche Instanz vorsehen müssen. Die kantonalen Unterschiede sind beträchtlich: So kennt Luzern einzig die Beschwerde ans Kantonsgericht, während in anderen Kantonen die Beschwerdeführenden zunächst ans Baurekursgericht und in der Folge ans kantonale Verwaltungsgericht (so z.B. im Kanton Zürich) gelangen müssen⁶³.

In der Folge kann das Urteil des (oberen) kantonalen Gerichts ans Bundesgericht weitergezogen werden. Zu beachten ist, dass sich das Bundesgericht bei der Behandlung von entsprechenden Beschwerden – da es sich beim Planungs- und Bau-

recht um weitgehend kantonale Regeln handelt – eine gewisse Zurückhaltung auflegt.

Festlegungen in der (kommunalen) Nutzungsplanung sind grundeigentümerverbindlich, weshalb gegen diese Festlegungen ebenfalls die kantonalen Rechtsmittel zur Verfügung stehen – inkl. zuletzt Beschwerde beim Bundesgericht. Der Beschleunigungserlass sieht ein kantonales Plangenehmigungsverfahren vor, welches u.a. die nutzungsplanerischen Festlegungen und die Baubewilligung in einem (kombinierten) Entscheid einer kantonalen Behörde zusammenfasst (Art. 14a nEnG)⁶⁴.

Als Faustregel für die Verfahrensdauer kann stark vereinfacht pro (Beschwerde-)Instanz mit einer Dauer von rund sechs bis zwölf Monaten ausgegangen werden.

⁶³ Gemäss der Fahne zum Beschleunigungserlass (Fassung Redaktionskommission) ist in Art. 14c Abs. 1 lit. a nEnG vorgesehen, dass für Solaranlagen von nationalem Interesse nur noch die obere (eine) kantonale Instanz zuständig sein soll.

⁶⁴ Nach Art. 14c Abs. 1 lit. a nEnG ist gegen einen solchen kombinierten Plangenehmigungsentscheid lediglich die Beschwerde bei einer kantonalen Gerichtsstanz zulässig.

24 RPG in Betracht. Die Anforderungen an die Unterlagen und die Begründungsdichte des Projektanten, gerade auch hinsichtlich der für diesen Fall strengen Interessenabwägung, sind erheblich. Die Aussichten, eine Ausnahmebewilligung zu erhalten, sind eher gering. Zudem ist das Risiko, dass eine erteilte Ausnahmebewilligung mit Beschwerde erfolgreich angefochten wird, erheblich.

4.3.4 Agri-PV-Anlage

Freistehende Agri-PV-Anlagen befinden sich üblicherweise auf Standorten im Landwirtschaftsgebiet (ausserhalb der Bauzone). Sie sind daher auf eine Ausnahmebewilligung nach Art. 24 RPG angewiesen. Soweit ersichtlich, besteht bewilligungsseitig die Erleichterung, dass solche Agri-PV-Anlagen mit Anschluss ans Stromnetz standortgebunden sein können, wenn sie in wenig empfindlichen Gebieten Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion bewirken oder entsprechenden Versuchs- und Forschungszwecken dienen. Erschwerend fällt für den Projektanten ins Gewicht, dass auf solche Anlagen die strengen Vorgaben des bürgerlichen Bodenrechts Anwendung finden. Es bestehen wenig Praxiserfahrung zu den zugehörigen Bewilligungsverfahren.

Exkurs: Genehmigung von Netzanlagen

Müssen zusätzliche Leitungen für den Anschluss gebaut werden, ist dies mit zusätzlichen Genehmigungsverfahren für die betroffenen Netzanlagen verbunden. In der Schweiz ist für den Bau von Starkstromanlagen (ab 1 kV) ein spezifisches Genehmigungsverfahren erforderlich (Art. 16 Elektrizitätsgesetz (EleG)). Dieses Verfahren wird grundsätzlich vom eidgenössischen Starkstrominspektorat (ESTI) geleitet, das die eingereichten Unterlagen prüft. Bei bestehenden Differenzen oder Unstimmigkeiten überweist das ESTI die Angelegenheit an das Bundesamt für Energie (BFE).

Neben der (baulichen) Genehmigung sind die Netzbetreiber für Erstellung und Betrieb auch darauf angewiesen, von den betroffenen Grundeigentümern die erforderlichen privaten Rechte (namentlich Durchleitungsrechte für elektrische Energie) zu erwerben und diese zu entschädigen. Da nicht in jedem Fall eine gütliche Einigung erzielt werden kann, steht den Netzbetreibern das

gesetzliche Recht zur Enteignung der Durchleitungsrechte zu (Art. 43 EleG). Bewilligungs- und Enteignungsverfahren (nach EleG und Enteignungsgesetz) müssen kombiniert erfolgen. Auch für den Fall, dass einzig der Enteignungspunkt strittig ist, überweist das ESTI das kombinierte Genehmigungsverfahren an das BFE zum Entscheid.

Gegen die Plangenehmigungsverfügung kann eine Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht eingelegt werden. Der Weiterzug an das Bundesgericht ist jedoch nur unter bestimmten Voraussetzungen zulässig.

Es existiert keine gesetzliche Regelung, die eine koordinierte Genehmigung von Produktionsanlagen und den zugehörigen Netzanlagen vorsieht. Die kommunalen und kantonalen Behörden sind einzig gehalten, die jeweiligen Genehmigungsprozesse (Produktionsanlage bzw. Netzanlage) mit den eidgenössischen Instanzen abzustimmen.



05

Wirtschaftlichkeit

Teure Dach-PV dank Eigenverbrauch wirtschaftlich,
Freiflächen-PV einiges günstiger

In Kürze

- Die Wirtschaftlichkeit von PV hängt stark vom Anlagentyp ab. Unter aktueller Regulierung sind viele PV-Anlagen bereits wirtschaftlich, allerdings mit grossen Unterschieden zwischen den Anlagentypen und starker Abhängigkeit von der impliziten Förderung durch die reduzierte Netzkostenbeteiligung bei Eigenverbrauch.
- Kosten variieren stark nach Anlagentyp und Standort, da Montage und Unterkonstruktion die Haupttreiber sind (> 50 Prozent), während Modulkosten nur ca. 16–28 Prozent ausmachen. Skaleneffekte spielen eine zentrale Rolle: Kleine Dach-PV < 30 kW erreichen Stromgestehungskosten von 105–202 CHF/MWh, während grosse Dachanlagen >100 kW dank Skaleneffekten auf 48–119 CHF/MWh sinken und sich den Freiflächenanlagen (49–109 CHF/MWh) annähern. Alpin-PV weist mit 110–247 CHF/MWh die höchsten Gestehungskosten auf.
- Die reduzierte Netzkostenbeteiligung bei Eigenverbrauch ist entscheidend für die Wirtschaftlichkeit von Dach-PV, da sie bis zu 45–83 Prozent der Gestehungskosten abdeckt – ohne diese implizite Förderung wären viele kleine Anlagen unrentabel.
- Markteinnahmen für Dach- und Freiflächen-PV decken in den nächsten 30 Jahren voraussichtlich 39 CHF/MWh, d.h. 30–65 Prozent der Gestehungskosten. Markteinnahmen von Alpin-PV liegen etwas höher bei 42 CHF/MWh, decken jedoch lediglich 26 Prozent der Gestehungskosten.
- Der Förderbedarf variiert stark nach Anlagentyp und ist insbesondere davon abhängig, ob die Netzkostenbeteiligung auch in Zukunft bei Eigenverbrauch reduziert werden kann. Im Jahr 2035 liegt der Förderbedarf von Dach-PV < 30kW bei 37 CHF/MWh, für Freiflächen-PV bei 20 CHF/MWh. Grössere Dach-PV von 30–100 kW und > 100 kW mit Eigenverbrauch haben dank reduzierter Netzkostenbeteiligung sogar keinen zusätzlichen direkten Förderbedarf. Alpin-PV weist mit 107 CHF/MWh den höchsten Förderbedarf auf.
- Der Marktwert einer PV-Anlage mit Batteriespeicher liegt über jenem einer vergleichbaren Anlage ohne Speicher, da der Eigenverbrauch gesteigert und ein höherer Marktpreis erzielt werden kann. Die Gestehungskosten sind jedoch um 50–80 Prozent höher, was dazu führt, dass Anlagen mit Batteriespeicher nicht immer wirtschaftlich sind.

5.1

Kosten und Einnahmen

5.1.1

Annahmen zu Kosten und Einnahmen

Die Stromgestehungskosten für PV-Anlagen setzen sich zusammen aus Modulen, Montage, Planung, Wechselrichter, Unterkonstruktion, Verkabelung und Transport. Die Module selbst tragen mittlerweile nur noch einen kleinen Teil zu den Kosten bei, wohingegen insbesondere Montage und Unterkonstruktionen einen grossen Teil der Kosten ausmachen können. Beeinflusst werden die Kosten und Einnahmen insbesondere durch:

- **Anlagentyp und damit einhergehender Montageaufwand:** Der Montageaufwand variiert stark je nach Anlagentyp. Bei Dach- oder Fassadenanlagen ist die Integration in bestehende Gebäude oft komplex und arbeitsintensiv, insbesondere bei älteren Dächern oder speziellen Dachformen. Freiflächenanlagen profitieren von einfacheren, standardisierten Arbeitsabläufen, während alpine Anlagen durch schwierige Zugänglichkeit,

Witterungsbedingungen und längere Transportwege einen deutlich höheren Montageaufwand verursachen. Diese Faktoren schlagen sich direkt in den Kosten nieder und machen die Montage zum wichtigsten Kostentreiber.

- **Standortwahl:** Standortwahl und Ausrichtung haben, neben den Auswirkungen auf die Montage und den Netzanschluss, einen direkten Einfluss auf die Sonneneinstrahlung und somit auf die erreichbaren Volllaststunden einer PV-Anlage. Dies wirkt sich auf die spezifische Produktion der Anlage aus und bestimmt, wie gross die Anlage dimensioniert werden muss. Um die gleiche Energiemenge zu produzieren, muss eine Anlage mit weniger Sonneneinstrahlung grösser dimensioniert werden als eine Anlage mit hoher Sonneneinstrahlung.
- **Anlagengrösse:** Mit zunehmender Anlagengrösse sinken die spezifischen Kosten (CHF/kW), da Skaleneffekte bei Mate-

Kosten von PV-Anlagen im Jahr 2025

		Dach < 30 kW		Dach 30–100 kW		Dach > 100 kW	Alpin	Freifläche
		mit Batterie		mit Batterie				
CAPEX in Mio, CHF/MW	Niedrige Kosten	1,8	3,2	1,1	2,6	0,8	3,2	0,8
	Referenzannahme	2,1	3,3	1,4	2,6	1,0	4,4	1,0
	Hohe Kosten	2,5	3,5	1,7	2,8	1,4	6,0	1,2
davon	Arbeits- und Verwaltungskosten	12%		6%		4%		
	PV Panels	16%		21%		28%		
	Wechselrichter, Elektro etc.	16%		16%		17%		
	Baustellenabsicherung und Transport	56%		57%		51%		
OPEX in CHF/MWh	Niedrige Kosten	23	40	14	32	10	19	10
	Referenzannahme	33	52	23	41	16	29	15
	Hohe Kosten	44	62	31	49	24	44	23
VLS in h/a	Niedrige Kosten	1200	1200	1200	1200	1200	1650	1200
	Referenzannahme	950	950	950	950	950	1500	1000
	Hohe Kosten	850	850	850	850	850	1350	800
Eigenverbrauch in %		40%	60%	50%	70%	0%	0%	0%
Betriebsjahre in Jahre		30	30	30	30	30	60	30
WACC⁶⁵ in %, real		3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	4%	4%	4%

Tabelle 4: Kostenannahmen verschiedener PV-Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2025. Dargestellt sind die Referenzannahme sowie niedrige und hohe Kosten von Dachanlagen, Alpin und Freifläche.

⁶⁵ Weighted Average Cost of Capital: Entspricht dem Kapitalkostensatz / der Kapitalverzinsung.

rial, Planung und Montage genutzt werden können. Dachanlagen sind meist kleiner und profitieren nur begrenzt von diesen Effekten. Allerdings steigen bei komplexen Projekten wie alpiner PV auch die Anforderungen an Logistik und Projektmanagement, was die Kostenvorteile relativieren kann.

- **Regulatorischer Rahmen und «Swiss Finish»:** Die regulatorischen Anforderungen an PV-Anlagen in der Schweiz sind hoch, insbesondere im Vergleich zu den Nachbarländern. Für alle Anlagentypen gelten strenge Vorgaben, etwa zur Erdbebensicherheit, Erdung oder Schneelast. Diese Vorschriften führen zu aufwändigeren Genehmigungsverfahren und zusätzlichen Bau- und Sicherheitsmassnahmen, was sich direkt in den Investitionskosten widerspiegelt.
- **Batterien:** Insbesondere kleinere Dachanlagen, aber zunehmend auch grössere Dachanlagen in der Industrie, werden mit Batterien zur Zwischenspeicherung

des produzierten Solarstroms ergänzt. Dadurch wird der Eigenverbrauch der PV-Anlage erhöht. Die zusätzlichen Kosten der Batterie erhöhen die Gesteuerungskosten des kombinierten Systems.

Aufgrund der Vielzahl an unterschiedlichen Anlagentypen, möglichen Standorten und Grössen können sich die Kosten und auch Einnahmen von PV stark unterscheiden. In der vorliegenden Auswertung unterscheiden wir zwischen Dach-PV, Freiflächen-PV und Alpin-PV und berechnen jeweils Anlagen mit niedrigen, mittleren und hohen Kostenannahmen. Da Infrastrukturanlagen, Fassaden-PV und Agri-PV sehr projektspezifische Kosten aufweisen, werden sie in diesem Kapitel nicht betrachtet. Bei Dach-PV unterscheiden wir zudem zwischen kleinen, mittleren und grossen Anlagen. Für Dach-PV unter 30kW und zwischen 30–100 kW wird zusätzlich noch der Fall einer kombinierten Anlage mit Batteriespeicher exemplarisch gezeigt.

Die Kosten von PV-Anlagen setzen sich zusammen aus folgenden Annahmen:

CAPEX

Je nach Anlagentyp von Photovoltaik unterscheiden sich Qualität und Verfügbarkeit der Datengrundlagen für Investitionen (CAPEX) deutlich. Für **Dachanlagen** ist die Datenbasis in der Schweiz gut: Das Bundesamt für Energie (BFE) führt jährlich eine Erhebung der Kosten von realisierten PV-Anlagen durch und wertet sie nach Anlagengrössen aus⁶⁶. Für Dach-PV unter 30 kW liegen aktuelle Daten aus dem Jahr 2025 vor. Für die restlichen Dach-PV Grössen sind erst die Werte für 2024 vorhanden. Im Sinne der Vergleichbarkeit verwenden wir für alle Anlagen die Werte von 2024, abzüglich einer langfristigen Kostendegression (siehe unten Lernkurve und Kostenentwicklung). Die aktualisierten Werte von 2050 für Dach-PV unter 30 kW liegen aber nah an den angenommenen Kosten der Lernkurve.

Die Daten verdeutlichen zudem die zunehmenden Skaleneffekte bei grösseren Anlagen. Bei Dach-PV-Anlagen bis 30 kW entfallen lediglich rund 16 Prozent der Gesamtkosten auf die Module; weitere 16 Prozent fallen für

Wechselrichter und zusätzliche Elektronik an. Arbeits- und Verwaltungskosten sowie Baustellensicherung und Transport machen hingegen gut zwei Drittel der Gesamtkosten aus. Dabei kommen die vergleichsweise hohen Lohnkosten in der Schweiz deutlich zum Tragen. Diese Kostenkomponenten steigen bei grösseren Anlagen deutlich weniger stark an, wodurch die Modulkosten relativ stärker ins Gewicht fallen. Entsprechend machen die Module bei Anlagen mit 30–100 kW bereits gut einen Fünftel und bei Anlagen mit über 100 kW mehr als einen Viertel der Gesamtkosten aus. Grössere Anlagen sind somit insgesamt kosteneffizienter.

Unsere Referenzannahme sowie die hohen und niedrigen Werte entsprechen dem Median und den Quantilen der Preisbeobachtungsstudie, also nicht den teuersten und günstigsten beobachteten Anlagen oder Angeboten.

Die CAPEX-Annahmen für **Batteriespeicher** basieren ebenfalls auf der Preisbeobachtungsstudie 2024, ergänzt um vorläufige Re-

⁶⁶ Bundesamt für Energie BFE, 2024, Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie

sultate des BFE für das Preisniveau im Jahr 2025. Die Studie unterscheidet drei Batterie-Kategorien: 0–10 kWh, 10–20kWh und 20–30 kWh, für welche die CAPEX im Jahr 2025 durchschnittlich bei 687 CHF/kWh, 571 CHF/kWh und 510 CHF/kWh liegen. Diese Werte werden für die tiefen, mittleren und hohen Kosten verwendet, da die Kosten-spannweiten der jeweiligen Kategorien nicht bekannt sind. Zur Berechnung der weiter unten gezeigten Kenngrößen wird angenommen, dass die Batteriekapazität 1,5 kWh pro installierter kWp PV-Leistung beträgt.

Für **Alpin-PV** liegen derzeit erste Erfahrungswerte aus bereits realisierten Projekten sowie Abschätzungen zur künftigen Kostenentwicklung vor. Da es sich aktuell um «First-of-a-kind»-Anlagen handelt, sind die anfänglichen Investitionskosten hoch. Die ausgewiesenen CAPEX basieren auf Erfahrungswerten der Axpo sowie auf öffentlich verfügbaren Informationen vergleichbarer Projekte. Alpine-PV ist kostenseitig mit mehreren spezifischen Herausforderungen konfrontiert. Standortbedingt sind Transport und Montage logistisch anspruchsvoll, während erhöhte Anforderungen an die Unterkonstruktion infolge

Exkurs: Entwicklung der Dach-PV Preise 2018–2024

Der Bericht «Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2024» zeigt die Kostenentwicklungen von Dach-PV-Anlagen seit 2018: Es fällt auf, dass die Preise zwischen 2018–2021 zunächst fielen, dann jedoch bis 2023 wieder anstiegen. Der Preisanstieg kann hierbei als Folge einer einmaligen Kombination aus Lieferkettenstörungen,

stark steigender Nachfrage, höheren Arbeits- und Finanzierungskosten sowie der Energiekrise in Europa gesehen werden. Im Jahr 2024 sind die Preise wieder deutlich zurückgegangen – ungefähr auf den niedrigsten Stand von 2020.

Es ist also kein eindeutiger Trend einer kurzfristigen Kostendegression zu erkennen, der gut fortschreibbar wäre. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass sich der Preis im Jahr 2025 weiterhin normalisiert und unter jenem von 2024 liegen sollte.

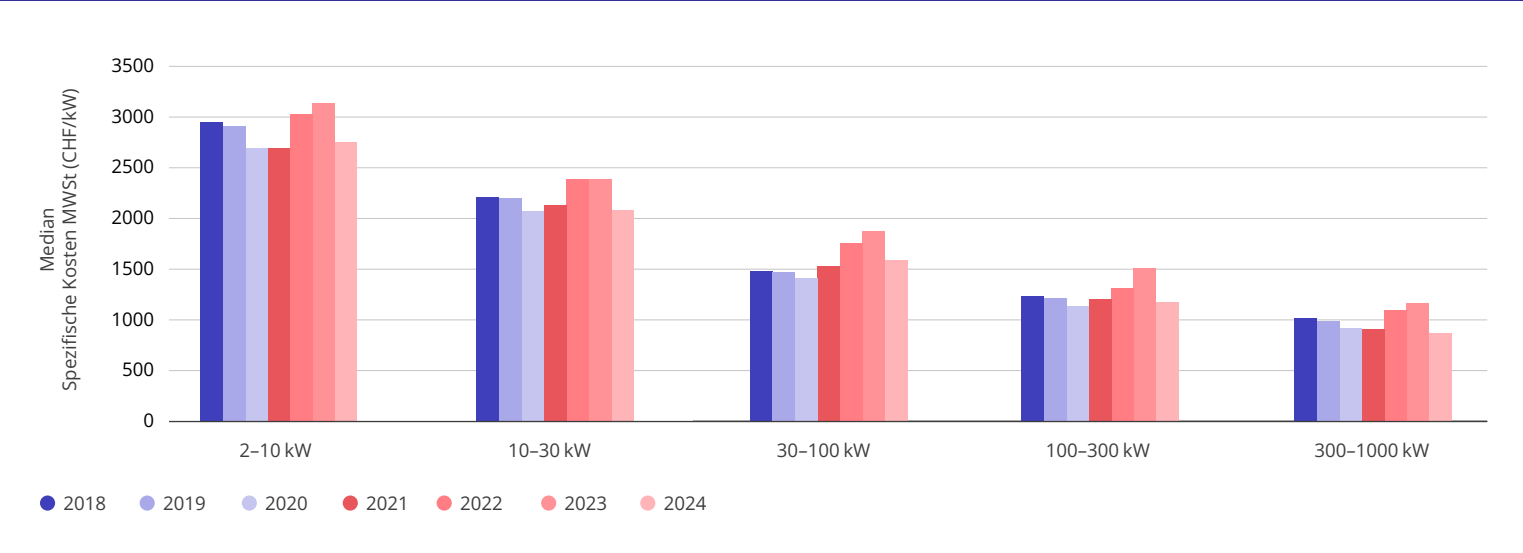


Abbildung 10: Entwicklung der Dach-PV Preise 2018–2024

hoher Schnee- und Windlasten die Kosten zusätzlich erhöhen. Darüber hinaus wirken regulatorische Vorgaben, insbesondere im Hinblick auf Erdbeben-, Lawinen- und Unweterschutz sowie auf die Ausgestaltung von Unterkonstruktionen und Nebengebäuden, kostentreibend.

Für **Freiflächen-PV** liegen in der Schweiz bislang nur wenige belastbare Erfahrungswerte vor. Entsprechend stützen sich die Annahmen derzeit auf interne Einschätzungen der Axpo, bis eine breitere empirische Datengrundlage verfügbar ist. Grundsätzlich lassen sich grössere Freiflächenanlagen jedoch effizienter realisieren, da sie einfacher zu montieren sind. Dies führt zu geringeren Arbeits- und Materialkosten und ermöglicht ausgeprägte Skaleneffekte.

Unabhängig vom Anlagentyp ist die Netzanbindung ein zentraler Kostenfaktor. Aus-

schlaggebend ist vor allem der Standort und die Distanz zum nächstgelegenen Anschlusspunkt. Dach-PV nutzt in der Regel bestehende Haus bzw. Verteilnetzanschlüsse (ggf. mit Ausbaubedarf). Alpin-PV und Freiflächen-PV benötigen hingegen oft einen eigenständigen Netzanschluss, dessen Fixkosten sich über grössere, skalierte Anlagen besser verteilen lassen. Diese Anschlusskosten sind in den jeweiligen CAPEX berücksichtigt.

OPEX

Für die Betriebskosten (OPEX) wurden verschiedene nationale und internationale Studien zu Stromgestehungskosten ausgewertet und das jeweilige Verhältnis von CAPEX zu OPEX analysiert^{67, 68, 69}. Diese Studien weisen jährliche OPEX in der Grössenordnung von rund 1–2 Prozent der CAPEX aus. Vor diesem Hintergrund nehmen wir einen OPEX von 1,5 Prozent der CAPEX an. Für alpine Anlagen wird ein tieferer Wert von 1 Prozent der

CAPEX angesetzt, da dort aufgrund der höheren Investitionskosten ein vergleichsweise grosser Anteil auf langlebige Komponenten wie die Unterkonstruktion entfällt.

Volllaststunden

Die hier angenommenen Volllaststunden für PV-Anlagen basieren auf Axpo internen Abschätzungen.

Eigenverbrauch

Der unterstellte Eigenverbrauch von 40 Prozent bei Anlagen <30 kW und 50 Prozent bei Anlagen zwischen 30 und 100 kW basiert auf Auswertungen des BFE aus dem Jahr 2025⁶⁷. Durch Batteriespeicher steigt der durchschnittliche Eigenverbrauch in beiden Fällen um 20 Prozent⁷⁰.

Betriebsjahre

Der Betriebszeitraum von 30 Jahren basiert auf Axpo internen Erfahrungen und wird von

gängigen Studien gestützt⁷¹. Für alpine PV-Anlagen werden 60 Jahre unterstellt, da die Unterkonstruktion auf 60 Jahre ausgelegt ist. Nach 30 Jahren findet ein Repowering durch Austausch der PV-Module statt. Die Kosten dafür sind in den CAPEX abgezinst berücksichtigt. Die Lebenserwartung von Batterien ist unter anderem wesentlich abhängig von den durchlaufenen Lade- und Entladezyklen. Vereinfacht wird hier eine durchschnittliche Lebenserwartung von 15 Jahren angenommen⁷². Da PV-Anlagen auf 30 Betriebsjahre ausgelegt sind, wird eine Erneuerung der Batterie nach 15 Jahren berücksichtigt. Für die Nachrüstung berücksichtigen wir eine entsprechende Kostendegression plus Abzinsung auf den Investitionszeitpunkt der PV-Anlage.

Kapitalkosten (WACC)

Wir unterscheiden zwischen zwei Kategorien: für kleinere Dach-PV (unter 100 kW) verwenden wir 3,5 Prozent WACC, für grössere Anla-

⁶⁷ UVEK, 2025, Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Energieverordnung – Erläuternder Bericht

⁶⁸ Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2025, Photovoltaics Report

⁶⁹ Bundesamt für Energie BFE, 2024, Konzept Photovoltaik-Förderung und Nutzungsstrategie Photovoltaik Potenziale

⁷⁰ Swissolar, 2025, Batteriespeicher mit Photovoltaik

⁷¹ Bundesamt für Energie BFE, 2024, Statistik Sonnenenergie

⁷² Swissolar, 2025, Batteriespeicher

Kostenentwicklung von PV-Anlagen
im Jahr 2035 und 2050

		2035								2050							
		Dach < 30 kW		Dach 30–100 kW		Dach > 100 kW		Alpin Freifläche		Dach < 30 kW		Dach 30–100 kW		Dach > 100 kW		Alpin Freifläche	
		mit Batterie		mit Batterie		mit Batterie				mit Batterie		mit Batterie		mit Batterie			
CAPEX in Mio. CHF/MW	Niedrige Kosten	1,5	2,9	1,0	2,4	0,7	2,6	2,9	0,6	1,5	2,8	0,9	2,2	0,6	1,9	2,8	0,6
	Referenzannahme	1,8	3,0	1,2	2,4	0,8	2,7	4,0	0,8	1,7	2,8	1,1	2,2	0,8	1,8	3,8	0,7
	Hohe Kosten	2,1	3,1	1,5	2,4	1,1	2,9	5,4	1,0	2,0	3,0	1,4	2,3	1,1	2,0	5,2	0,9
Kostendegression ggü. 2025		–14%	–17%	–16%	–18%	–19%	–13%	–10%	–20%	–19%	–21%	–21%	–23%	–25%	–25%	–13%	–27%

Tabelle 5: Kostenentwicklung verschiedener PV-Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2035 und 2050. Dargestellt sind die Referenzannahmen sowie niedrige und hohe Kosten von Dachanlagen, Alpin und Freifläche.

gen 4 Prozent. Diese Werte entsprechen den Kapitalkosten für allgemeine und grosse PV-Anlagen, die das BFE in der Förderberechnung verwendet⁷³. Zur Ermittlung des WACC führt das Beratungsunternehmen IFBC eine detaillierte Analyse speziell für die Schweiz durch. Dazu werden Experten und Unternehmen der Branche in der Schweiz befragt, deren Haupttätigkeit in der Stromproduktion liegt⁷⁴. Auf Basis dieser Expertenrückmeldungen bestimmt das BFE den Eigenkapitalkostensatz und leitet daraus die gewichteten Kapitalkosten (WACC) ab.

Lernkurve und Kostenentwicklung
Zur Ermittlung der Kostendegression wird für jede CAPEX-Kategorie (Arbeits- und Verwaltungskosten, Module, Wechselrichter und elektrische Komponenten sowie Baustellenabsicherung und Transport) eine eigenständige Degressionsannahme bis 2050 vorgenommen. Auf Basis der heutigen Kostenanteile dieser Kategorien wird anschliessend die aggregierte Kostendegression für die verschiedenen PV-Anlagentypen abgeleitet. Für die Modulkosten wird in der Literatur eine Lern-

kurve von 25 Prozent je Verdoppelung der globalen Leistung aus empirischen Daten abgeleitet. Daraus ermitteln wird bis 2050 eine Reduktion von 55 Prozent⁷⁵. Für Wechselrichter und elektrische Komponenten wird eine Kostendegression von 20 Prozent angenommen. Für Arbeits-, Transport- und Baustellenabsicherungskosten ist die Studienlage weniger eindeutig; hier wird eine Reduktion von 10 Prozent bis 2050 angesetzt.

Tabelle 5 zeigt die daraus resultierenden CAPEX für die Jahre 2035 und 2050 nach Anlagentyp. Dabei wird deutlich, dass die Kostendegression umso stärker ausfällt, je höher der Modulanteil an den CAPEX ist. Entsprechend ist die Kostendegression bei grösseren PV-Anlagen ausgeprägter als bei kleineren Anlagen, da – wie oben beschrieben – der relative Kostenanteil der Module mit zunehmender Anlagengrösse steigt.

⁷³ UVEK, 2025, Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Energieverordnung – Erläuternder Bericht
⁷⁴ Diese Umfrage ist der bestverfügbare Proxy zur Ableitung des WACC, mangels empirischer Daten. Theoretisch würde er über die Korrelation von Gesamtmarktrendite und Aktienrendite mehrerer technologiespezifischer Betreiber abgeleitet. Für den WACC von Freiflächen-PV bräuchte man also die Aktienrendite mehrerer reiner PV-Freiflächenbetreiber in der Schweiz, welche aber nicht existieren.
⁷⁵ International Energy Agency IEA, 2024, Trends in Photovoltaics Applications. Die IEA geht von einer Preisreduktion von rund 25 Prozent je Verdopplung der global installierten PV-Leistung aus.

Einspeisebegrenzung

Wie in Kapitel 2.6 beschrieben, kann die Einspeiseleistung von PV-Anlagen gezielt begrenzt werden, um das Netz vor Überlastung zu schützen und die Stabilität zu gewährleisten. Dies führt zu einer Reduktion der Einnahmen, der Ertragsverlust fällt aber überwiegend in Zeiten sehr hoher Solarstromproduktion an, in denen die Strommarktpreise typischerweise besonders niedrig sind (siehe Kapitel 5.1.3). So gehen bei einer Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 Prozent nur rund 3 Prozent des Jahresertrags verloren, bei einer Begrenzung auf 50 Prozent knapp 20 Prozent.⁷⁶ Je nach technischer Implementation (Beschränkung am Anschlusspunkt, bspw. durch ein EMS, oder am Wechselrichter) bleibt die Energie für den Eigenverbrauch immer noch verfügbar⁷⁷. Die Einflüsse von Einspeisebegrenzungen sind hier nicht berücksichtigt.

Woher kommen Strompreise?

Niemand kennt die zukünftigen Strompreise. Um eine Sicht darauf zu erhalten, arbeiten wir mit verschiedenen Szenarien, die jeweils eine Welt aufspannen, wie sich die Märkte entwickeln können. Für die langfristige Sicht werden dafür in der Regel Fundamentalmodelle genutzt - sie basieren nicht auf historischen Daten, sondern bilden zukünftige Kraftwerke und die Lastentwicklung explizit ab und empfinden die heutigen Marktmechanismen und die Preisbildung nach. Da wir die Zukunft nicht kennen, arbeiten wir mit verschiedenen Szenarien und schätzen eine Spannweite möglicher Entwicklungen, Preise und damit auch Einnahmen ab.

Unser Fundamentalmodell simuliert den Strommarkt der europäischen Länder einschliesslich der Schweiz für den Zeitraum 2025–2060. Dabei werden die Entwicklung der erneuerbaren Energien, die Nachfrage, grenzüberschreitende Im- und Exportmöglichkeiten und weitere wichtige Marktfaktoren wie zukünftige Preise für Gas und CO₂-Emissionen berücksichtigt. Daraus können stundenscharfe zukünftige Preisszenarien

abgeleitet werden, ebenso Kraftwerkseinsätze und stündliche Im- und Exporte je Land.

Es werden für das Europäische Ausland zwei Szenarien betrachtet. Daraus leiten wir eine Spannweite möglicher Einnahmen ab. Die mittleren Einnahmen sind der Mittelwert zwischen den Ergebnissen. Die beiden Szenarien unterscheiden sich wie folgt:

- Im ersten Szenario macht die Dekarbonisierung der globalen Wirtschaft Fortschritte, ist aber noch nicht vollständig erreicht. Der Stromsektor in Europa erreicht bis 2050 eine Dekarbonisierung von 90 Prozent. Thermische Kraftwerke dienen als Backup. Carbon Capture and Storage und Wasserstoff kommen zum Einsatz, allerdings nur in begrenztem Umfang. Die Stromnachfrage wächst moderat.
- Im zweiten Szenario folgt die globale Klimapolitik einem neuen Pragmatismus und erreicht bis 2050 eine Dekarbonisierung von 80 Prozent. Erneuerbare

Energien dominieren die Stromerzeugung; Gas ist die wichtigste Backup-Stromquelle. Die Stromnachfrage wächst weniger als in Szenario 1, was auf eine geringere Nachfrage aus der Wasserstoff-Elektrolyse zurückzuführen ist.

Für die Schweiz wird ein Net Zero Szenario unterstellt, in dem die Dekarbonisierung die Nachfrage steigen lässt; für Gaskraftwerke stehen verschiedene Optionen zur Dekarbonisierung zur Verfügung, Details sind im Gas-Report und dem Synthese-Report zu finden.

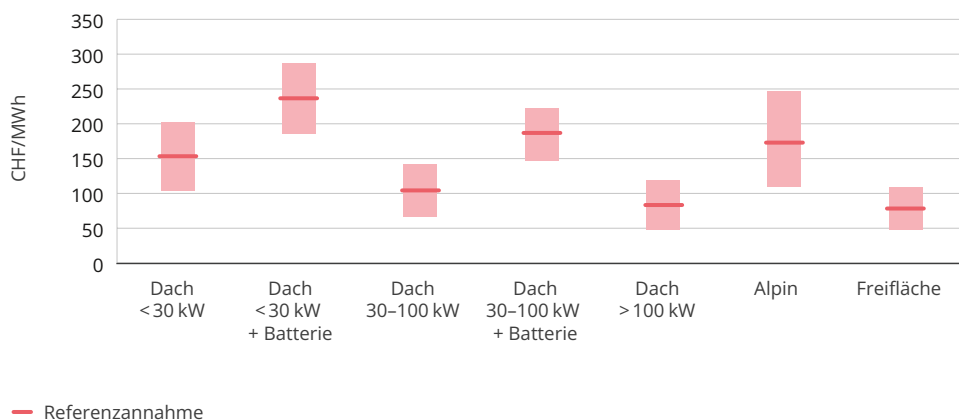
Die Preise für Gas, CO₂-Emissionen und sonstige Primärenergie sind an die Announced Pledges (AP) und Stated Policies (SP) des World Energy Outlook von IEA angelehnt.

Eine Validierung erfolgte in einer Studie gemeinsam mit dem FEN – der Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich.

⁷⁶ Bucher, 2025, Anreize zum systemdienlichen Netzanschluss von Photovoltaik-Anlagen, Umsetzungsvorschlag zur Entlastung der Verteilnetze

⁷⁷ VSE, 2025, Branchenempfehlung

Spannweite der Gestehungskosten von PV-Anlagen im Jahr 2025

**Abbildung 11:** Spannweite der Gestehungskosten von unterschiedlichen PV-Anlagen im Jahr 2025.

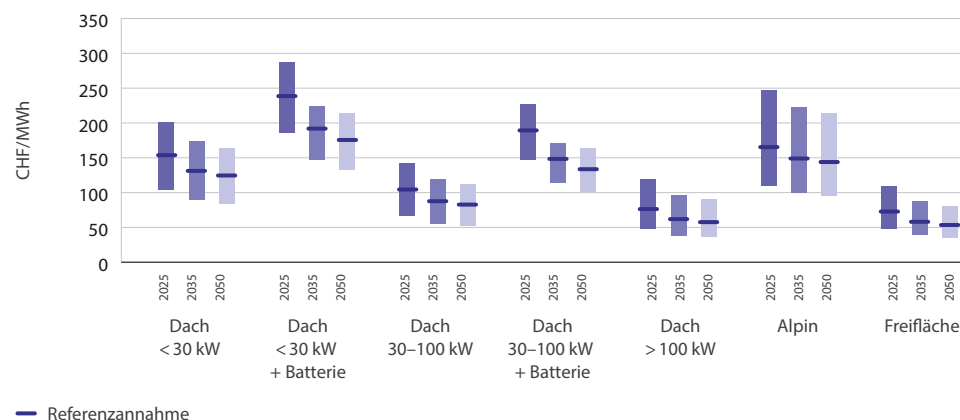
Die orangen Linien zeigen die Kosten unter Referenzannahme, während die unteren und oberen Grenzen der Balken durch die niedrigen und hohen Kosten bestimmt werden.

5.1.2 Stromgestehungskosten

Die aus den Kostenannahmen resultierenden Gestehungskosten im Jahr 2025 sind in Abbildung 11 dargestellt.

Kleine Dachanlagen profitieren nur begrenzt von Skaleneffekten und den gesunkenen Modulkosten, da der Anteil fixer Kosten für Planung, Installation und Verwaltung vergleichsweise hoch ist. Dadurch liegen ihre Stromgestehungskosten deutlich über jenen anderer Anlagentypen und sind in der Regel zwei- bis dreimal höher als bei Freiflächenan-

Spannweite der Gestehungskosten von PV-Anlagen im Jahr 2025, 2035 und 2050

**Abbildung 12:** Entwicklung der Gestehungskosten von unterschiedlichen PV-Anlagen für die Jahre 2025, 2035 und 2050. Die roten Linien zeigen die Kosten unter Referenzannahme, während die unteren und oberen Grenzen der Balken durch die niedrigen und hohen Kosten bestimmt werden.

lagen. Grosse Dachanlagen hingegen können zunehmend Skaleneffekte realisieren. Mit wachsender Anlagengrösse sinken die spezifischen Kosten, sodass sich ihre Stromgestehungskosten schrittweise jenen von Freiflächenanlagen annähern. Freiflächenanlagen weisen grundsätzlich die niedrigsten Stromgestehungskosten auf. Dies ist vor allem auf

die einfache Montage, standardisierte Prozesse und ausgeprägte Skaleneffekte zurückzuführen. In der Schweiz sind solche Anlagen jedoch aufgrund regulatorischer Rahmenbedingungen herausfordernd. Alpine PV-Anlagen sind hingegen mit hohen Stromgestehungskosten verbunden. Gründe dafür sind die anspruchsvolle Logistik, Montage und der

teure Netzanschluss in schwierigem Gelände sowie erhöhte Material- und Konstruktionskosten, insbesondere für robuste Unterkonstruktionen, die den hohen Schneelasten standhalten müssen. Durch den Zusatz einer Batterie erhöhen sich die Gestehungskosten des kombinierten Systems.

Für die Kostenentwicklung in den Jahren 2035 und 2050 wird die beschriebene Lernkurve unterstellt. Bis 2050 sinken Kosten für Dachanlagen je PV-Typ zwischen 19 Prozent und 25 Prozent, für Freiflächenanlagen um 27 Prozent und alpine Anlagen um 13 Prozent. Dach-PV unter 30 kW und alpine PV weisen weiterhin die höchsten Gestehungskosten auf, während grössere Dach-PV über 100 kW und Freiflächen aufgrund von Skaleneffekten auch im Jahr 2050 am günstigsten sind.

5.1.3 Markteinnahmen

Die Markteinnahmen einer Photovoltaikanlage werden durch den am Markt erzielten Strompreis bestimmt. Um zukünftige Strom-

preise zu berechnen, wurden detaillierte europaweite fundamentale Marktsimulationen durchgeführt (siehe auch Infobox S. 44).

In sonnenreichen Stunden sind die Strompreise am Markt häufig niedrig. Ursache hierfür ist die bereits hohe Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen, die zu einer grossen gleichzeitigen Verfügbarkeit von Strom führt und dadurch preisdämpfend wirkt. Mit einer weiter steigenden PV-Durchdringung nimmt das Stromangebot in diesen Stunden zusätzlich zu, was die Marktpreise weiter unter Druck setzt und die erzielbaren Erlöse reduziert. Dieser Effekt wird als Kannibalisierung bezeichnet.

In der Schweiz kommt hinzu, dass die Kannibalisierung nicht allein von der inländischen PV-Durchdringung abhängt, sondern massgeblich von der Entwicklung in den umliegenden Ländern beeinflusst wird. Hintergrund ist die starke Vernetzung des Schweizer Stromsystems mit dem Ausland sowie das im Vergleich zu den Nachbarländern geringe Volumen von Stromerzeugung und -nachfrage. Eine ausgeprägte Kannibalisierung, wie sie

beispielsweise bereits heute in Deutschland zu beobachten ist, überträgt sich daher auch auf den Schweizer Markt. Umgekehrt kann überschüssiger Schweizer Solarstrom von den deutlich grösseren Nachbarländern grundsätzlich problemlos aufgenommen werden und die inländische Kannibalisierung dämpfen – sofern dort nicht gleichzeitig ein Produktionsüberschuss besteht.

Übersteigt die PV-Einspeisung die Stromnachfrage und kann nicht abgeregelt werden, kann dies zu negativen Preisen führen. Ist die Regulierung so ausgestaltet, dass auch bei negativen Preisen die Einspeisung vergütet wird, z. B. durch Minimalvergütung oder fixe Einspeisevergütung, dann laufen die Anlagen auch bei einem Erzeugungsüberschuss weiter und lösen damit die negativen Preise aus. Ohne diese regulatorische Vorgabe würden regelbare PV-Anlagen abgeregelt. Der Grossteil negativer Preise in der Schweiz wird in den nächsten Jahren jedoch durch das Preisgefüge aus dem Ausland getrieben, insbesondere durch negative Preise aus Deutschland.

Einnahmen aus Herkunftsnachweisen (HKN)

Seit der Einführung der Stromkennzeichnung im Jahr 2009 wird für jede produzierte kWh Strom ein Herkunftsnachweis (HKN) ausgestellt. Der HKN ist ein Zertifikat, welches die Herkunft sowie allfällige Qualitätsmerkmale (bspw. Strom aus Erneuerbaren) ausweist. Die Zertifikate werden vom physischen Stromfluss entkoppelt eigenständig gehandelt. Alle PV-Anlagen erhalten, unabhängig vom Anlagentyp, den gleichen HKN.

Anders als die Abnahme- und Vergütungspflicht gemäss Artikel 15 EnG besteht für Anlagen unter 150 kW keine Abnahmespflicht der HKN durch die Netzbetreiber. Die meisten Netzbetreiber in der Schweiz vergüten aber für den eingespeisten Strom dieser Anlagen die HKN freiwillig. Grössere Anlagen veräussern ihre Zertifikate am Markt. Um die Vergleichbarkeit zwischen den unterschiedlichen Anlagentypen zu ermöglichen, wird hier der am Markt erzielbare HKN-Wert für PV verwendet. Dieser wird vom BFE aktuell auf 0,5 Rp./kWh geschätzt.⁷⁸

⁷⁸ UVEK, 2025, Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Energieverordnung – Erläuternder Bericht

Markteinnahmen von Solaranlagen

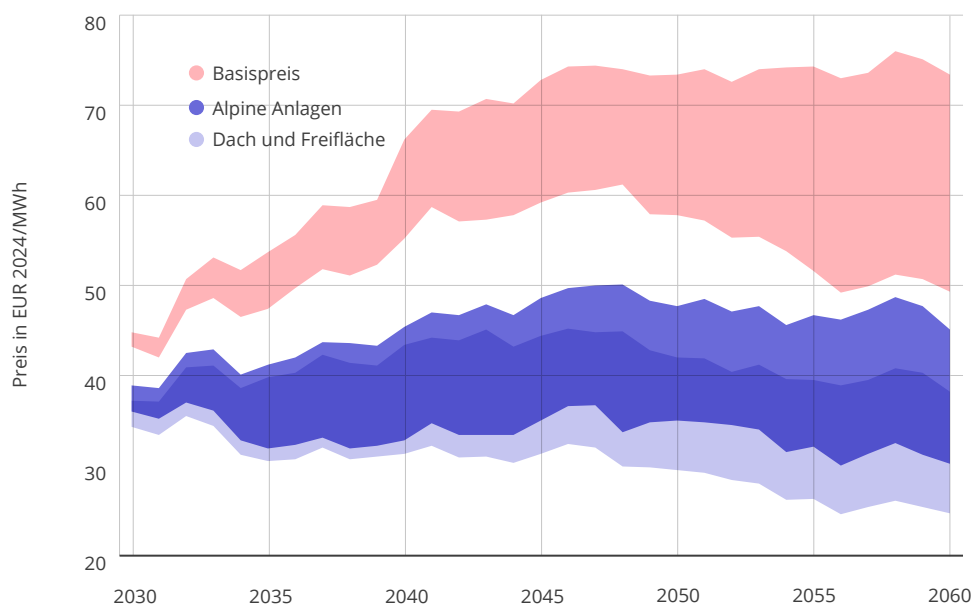


Abbildung 13: Markteinnahmen von alpinen und nicht-alpinen Photovoltaikanlagen sowie Basispreis (durchschnittlicher Jahrespreis)

Die resultierenden Einnahmen sind in Abbildung 13 dargestellt. Die Einnahmen von PV-Anlagen liegen aufgrund der erwähnten Kannibalisierung unter dem Base Preis, also dem Jahresmittelwert der Strompreise. Die jährlich erzielten Marktpreise für PV-Anlagen

liegen in den 2030er-Jahren zwischen 30 und 40 CHF/MWh und steigen in den 2040er-Jahren auf Werte von über 40 CHF/MWh, bevor sie gegen Ende der 2040er-Jahre wieder leicht zurückgehen. Alpine PV-Anlagen können aufgrund ihres höheren Anteils an Winterstrom-

produktion im Vergleich zu Dach- und Freiflächenanlagen in tieferen Lagen zunehmend höhere Marktpreise erzielen. Auch PV-Anlagen mit einer geringeren zeitlichen Gleichzeitigkeit zur übrigen PV-Erzeugung – etwa aufgrund einer Ost- oder Westausrichtung – erreichen tendenziell höhere Erlöse, da ihre Produktion vermehrt in Zeiten geringeren Angebots fällt, insbesondere in die Randstunden am Morgen und Abend.

Wird ein Batteriespeicher zur PV-Anlage hinzugefügt, verändern sich die Markteinnahmen der kombinierten Anlage wesentlich. In Stunden mit hoher Solarproduktion sind die Strompreise – wie oben beschrieben – typischerweise niedrig. Kann der erzeugte Solarstrom zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt, wenn die Preise höher sind, selbst verbraucht oder ins Netz eingespeist werden, steigt der durchschnittlich erzielte Marktpreis. Der Marktwert einer PV-Anlage mit Batteriespeicher liegt folglich über jenem einer vergleichbaren Anlage ohne Speicher. Darüber hinaus kann der Batteriespeicher zusätzliche Erlöse durch Arbitrage erzielen, sofern freie Kapazität zur Verfügung steht. Unter Arbitrage ist zu verstehen, dass

der Speicher in preisgünstigen Stunden Strom aus dem Netz bezieht, unabhängig von der eigenen PV-Produktion, und diesen in preisintensiven Stunden wieder einspeist. Wie viel Arbitrage möglich ist, hängt vor allem vom Verhältnis der Batteriekapazität zur PV-Leistung ab. Zusätzlich muss entweder die Preisdynamik beim Kunden ankommen (z. B. über dynamische Tarife), oder die Batterie wird mit anderen Anlagen gebündelt – etwa in einem virtuellen Kraftwerk –, damit Handel und Optimierung sinnvoll umgesetzt werden können.

Der Marktwert des Batteriespeichers ergibt sich somit aus der Kombination von Erlöverschiebung (Time-Shifting) und Arbitragepotenzial, die beide massgeblich vom täglichen maximalen Preisunterschied (Price Spread) bestimmt werden. Der 2-Stunden-Price-Spread liegt heute bei ungefähr über 50 CHF/MWh und wird bis 2035 auf unter 45 CHF/MWh sinken. Bis 2045 steigt er anschliessend deutlich an auf über 65 CHF/MWh und weist dann bis 2060 einen leicht rückläufigen Trend auf.

Batteriespeicher können zudem Regelleistung liefern bzw. aufnehmen (wenn sie zur Korrektur von Fahrplanabweichungen aktiviert werden). Heute erhöht die Unsicherheit bei Einspeiseprognosen den Bedarf an Ausgleichsenergie; künftig dürften mehr Flexibilität, bessere Prognosen und ein angepasstes Marktdesign diese Ineffizienzen reduzieren.

5.2

Wirtschaftlichkeit unter aktueller Regulierung

Im Folgenden analysieren wir die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen unter der aktuellen Regulierung und den derzeitigen Marktbedingungen.

Abbildung 14 vergleicht aus Sicht eines rationalen Investors die Gestehungskosten mit den verschiedenen Einnahmequellen (inkl. Förderung) unterschiedlicher PV-Anlagentypen. Die Ergebnisse zeigen, dass Investitionen in PV-Anlagen heute in vielen Fällen aus Investorenperspektive wirtschaftlich sind. Für nahezu alle betrachteten PV-Typen übersteigen die er-

warteten Einnahmen inkl. Förderung die mittleren Gestehungskosten – mit Ausnahme einiger Anlagen mit Batteriespeichern sowie einiger Alpin-PV-Anlagen.⁷⁹ Besonders lukrativ schneiden grosse Dach-PV-Anlagen mit Eigenverbrauch sowie Freiflächen-PV-Anlagen ab. Der Eigenverbrauch spielt eine zentrale Rolle für die Wirtschaftlichkeit von Dach-PV-Anla-

gen, insbesondere bei kleineren Anlagen. Ausschlaggebend ist dabei die implizite Förderung durch reduzierte Netzkostenbeteiligung bei Eigenverbrauch, welche die Einnahmen deutlich erhöht. Werden PV-Anlagen mit Batteriespeichern kombiniert, steigen unter den hier getroffenen Annahmen die Einnahmen weniger stark als die Kosten, sodass Investitionen

in Batteriespeicher unter den hier getroffenen Annahmen häufig für Investoren nicht wirtschaftlich sind (Gleichzeitig werden heute rund die Hälfte aller kleineren Dach-PV-Anlagen mit einem Batteriespeicher realisiert, siehe Erklärung in der Box «Hintergrund: Batteriespeicher trotz fehlender Wirtschaftlichkeit für Investoren?»).

Kosten und Einnahmen von PV-Anlagen im aktuellen Fördersystem

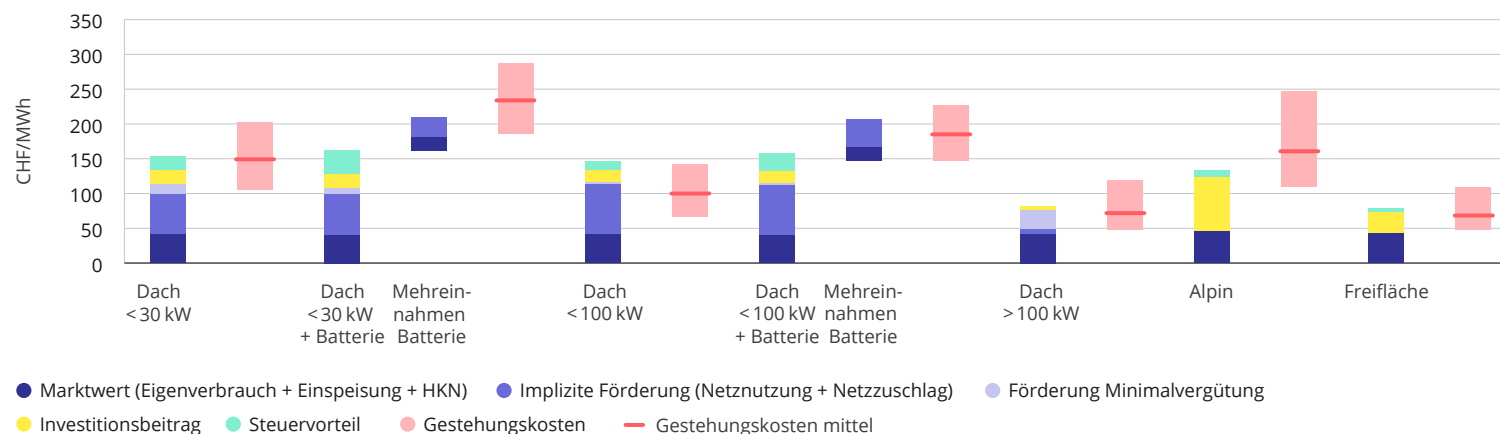


Abbildung 14: Gegenüberstellung von Einnahmen und Kosten für unterschiedliche PV-Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2025.

⁷⁹ Einzelne Projekte können von den hier getroffenen Annahmen abweichen. So konnten beispielsweise für Alpin-PV PPAs über dem erwarteten Marktwert realisiert werden, womit die Einnahmen über den hier dargestellten liegen.

Die Einnahmen setzen sich zusammen aus:

Marktwert PV und HKN

Die Markteinnahmen einer Photovoltaikanlage werden durch den am Markt erzielten Strompreis bestimmt, den sogenannten «Capture Price» (siehe Kapitel 5.1.3 Markteinnahmen). Dies gilt sowohl für den selbst verbrauchten als auch den eingespeisten Strom. Wir unterstellen hier also einen dynamischen Energietarif, welcher Preissignale aus dem Strommarkt an Endkunden weitergibt. Zusätzlich sind Erlöse aus den Herkunftszertifikaten zu berücksichtigen, die in der Regel vom Energieversorger vergütet werden. Wie in Kapitel 5.1.3 beschrieben, wird für alle Anlagentypen ein HKN-Wert von 0,25 Rp./kWh verwendet. Die tatsächliche Vergütung durch den Energieversorger kann höher ausfallen. Wie oben beschrieben, werden Erlöse aus Regelleistung nicht berücksichtigt.

Implizite Förderung durch reduzierte Netzkostenbeteiligung

PV-Anlagen müssen für den selbst verbrauchten PV-Strom keine Netzkosten und Netza-

Einnahmen von unterschiedlichen PV-Anlagen im Jahr 2025

	Dach < 30 kW		Dach < 100 kW		Dach > 100 kW	Alpin	Freifläche
CHF/MWh	mit Batterie		mit Batterie				
Einmalvergütung	21	21	17	17	27	78	32
Minimalvergütung	14	9	4	2	5	0	0
Steuervorteil	20	33	13	26	7	10	5
Implizite Förderung	58	87	72	101	0	0	0
Markteinnahmen (inkl. HKN)	41	59	41	59	42	45	42
% Gestehungskosten durch implizite Förderung gedeckt	38%	36%	69%	53%	0%	0%	0%

Tabelle 6: Vergleich der Einnahmequellen unterschiedlicher PV-Anlagen im Jahr 2025.

gaben zahlen (siehe Kapitel 4.2) und werden so zusätzlich implizit gefördert. Im heutigen Tarifdesign für Kunden in der Grundversorgung entspricht das rund der Hälfte des Stromtarifs – im Jahr 2025 durchschnittlich 14,5 von 29 Rp./kWh⁸⁰ – und setzt sich zusammen aus Netznutzungsentgelt und Netzzuschlag. Einsparungen kommunaler Abgaben werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt, würden aber zusätzlich vermiedene Kosten

darstellen. Weitere implizite Förderungen wie etwa der LEG-Abschlag werden an dieser Stelle ebenfalls vernachlässigt. Tendenziell stellen diese jedoch eine zusätzliche Einnahme für kleine Anlagen dar.

Förderung Investitionsbeitrag

Die Förderung setzt sich zusammen aus der Einmalvergütung und der Minimalvergütung (siehe Kapitel 4.1 Aktuelle Förderung). Die

Werte des Investitionsbeitrags für die verschiedenen PV-Typen ergeben sich entweder aus den Sätzen der Einmalvergütung oder für Anlagen grösser als 150 kW basierend auf den Ergebnissen der Auktion für die Hohe Einmalvergütung (Pronovo AG, 2025). Aufgrund der aktuell niedrigen Beteiligung im System der gleitenden Marktpremie wird an dieser Stelle nur die Auktion der Einmalvergütung herangezogen. Mögliche Förderboni

⁸⁰ ElCom, 2025, Strompreise Schweiz

werden vernachlässigt. Für alpine Solaranlagen wird eine Förderung von 60 Prozent der Investitionskosten herangezogen.

Förderung Minimalvergütung

Für den Mehrerlös aufgrund der Minimalvergütung wird je Quartal die Differenz der vierteljährlichen Capture Prices zur Minimalvergütung bestimmt.

Steuervorteil

Zusätzlich profitieren PV-Anlagen, wie andere Technologien auch, von Steuervorteilen (Abschreibungen oder Steuerabzüge). Wir nehmen hierfür an, dass sich diese auf 20 Prozent der Investitionskosten nach Abzug des Investitionsbeitrages belaufen^{81,82}. Der steuerliche Vorteil wird dabei zur Vergleichbarkeit pauschal gleich für alle betrachteten PV-Typen angenommen. Ob der Steuervorteil für Dach-PV nach Wegfall des Eigenmietwertes erhalten bleibt, ist jedoch aktuell noch unklar. Zusätz-

liche Kosten in Form von Gewinnsteuern werden an dieser Stelle nicht betrachtet.

Batteriespeicher

Die Erweiterung einer PV-Anlage um einen Batteriespeicher erhöht die Markteinnahmen des kombinierten Systems zum Beispiel dadurch, dass der erzeugte Solarstrom zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt, wenn die Preise höher sind, selbst verbraucht oder ins Netz eingespeist werden kann (siehe Kapitel 5.1.3 Markteinnahmen). Dadurch wird auch der Eigenverbrauch erhöht, wodurch die Netzkostenbeteiligung weiter reduziert werden kann. Da weniger PV-Strom ins Netz eingespeist wird, verringern sich jedoch entsprechend die Einnahmen aus Minimalvergütung und HKN.

Diese Einnahmen sind absatzgewichtet dargestellt, das heisst beispielsweise, dass die Herkunftsnachweise nur für den eingespeis-

ten Strom angerechnet werden (Beispielrechnung Dach-PV < 30 kW: 2.50 CHF/MWh HKN * (1–40 Prozent Eigenverbrauch) = 1,50 CHF/MWh). Anhand der Übersicht wird deutlich, dass ein Grossteil der Einnahmen von Dach-PV auf die implizite Förderung bei Eigenverbrauch zurückzuführen ist⁸³ – bis zu 69 Prozent bei Dach-PV < 100 kW ohne Batteriespeicher. Grössere Dachanlagen ohne Eigenverbrauch oder Freiflächen- und Alpin-PV profitieren nicht von diesem Vorteil. Würden durch eine Anpassung des Tarifdesigns – zum Beispiel durch erhöhte Fixkosten – die implizite Förderung bei Eigenverbrauch (teilweise) wegfallen, würde dies die Wirtschaftlichkeit von Anlagen mit Eigenverbrauch entsprechend deutlich reduzieren.

⁸¹ [Swissolar, Kantonalen und eidgenössischen Steuerpraxis](#)

⁸² [Bundesamt für Energie BFE, 2024, Konzept Photovoltaik-Förderung und Nutzungsstrategie Photovoltaik Potenziale](#)

⁸³ [Schröder, C., 2025, Integration des künftigen PV-Zubaus in das Energiesystem](#)

Hintergrund: Batteriespeicher trotz fehlender Wirtschaftlichkeit für Investoren?

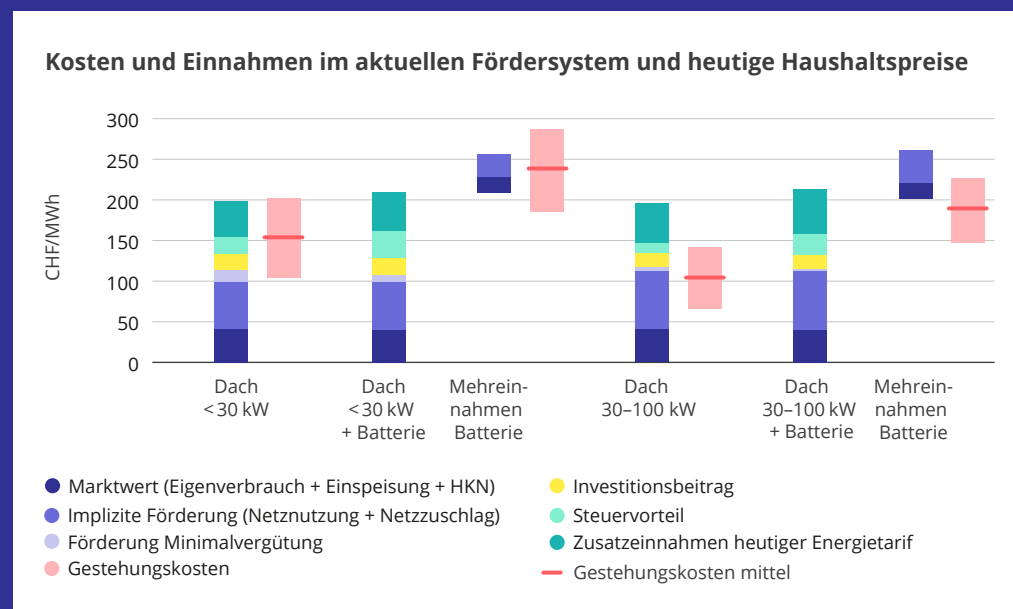


Abbildung 15: Gegenüberstellung von Einnahmen und Kosten für unterschiedliche PV-Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2025. In Gelb: Einsparungen durch Eigenverbrauch unter Berücksichtigung des heutigen Energietarifs.

Kleinere PV-Anlagen mit Batteriespeicher sind unter den hier getroffenen Annahmen trotz Förderung nur in wenigen Fällen aus Investorensicht wirtschaftlich. Gleichzeitig werden heute rund die Hälfte aller kleineren

Dach-PV-Anlagen mit einem Batteriespeicher realisiert. Dieses scheinbare Paradox lässt sich in erster Linie durch unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung der Endkundertarife erklären.

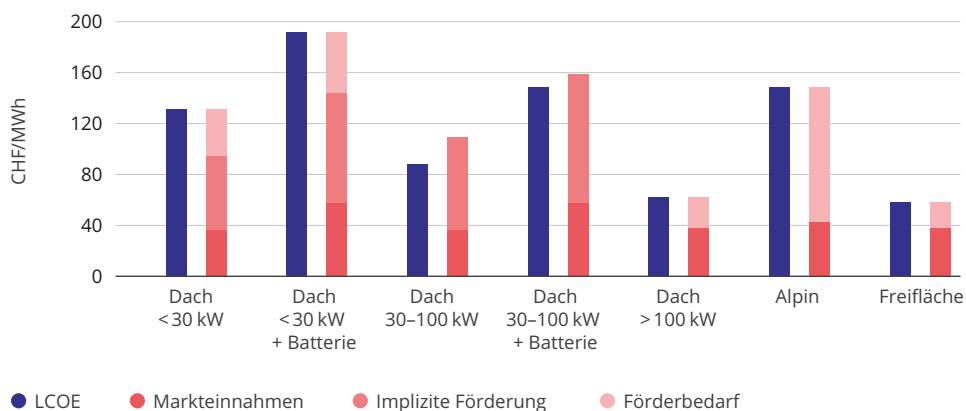
Ein wesentlicher Grund ist, dass Investitionsentscheidungen häufig auf Basis aktueller oder historischer Endkundertarife getroffen werden. Der schweizweite durchschnittliche Energietarif der Kundengruppe H4 (typischer Haushalt mit höherem Stromverbrauch) liegt für das Jahr 2026 bei 12,1 Rp. / kWh (2025: 13,7 Rp. / kWh)⁸⁴ und damit deutlich über den in dieser Analyse verwendeten Annahmen zur langfristigen Entwicklung der Strommarktpreise. In unseren Marktmodellen gehen wir – ausgehend vom heutigen Preisniveau – von weiter sinkenden Strommarktpreisen aus, mit einem durchschnittlichen Marktpreis von rund 4 Rp. / kWh bis 2050.

Es gibt jedoch mehrere Gründe, weshalb die Energietarife im Vergleich zu den heutigen Werten wieder sinken dürften: Der Energietarif reflektiert die durchschnittlichen Strombeschaffungskosten der Energieversorger. Diese beschaffen ihren Strom entweder am Markt oder erzeugen ihn in eigenen Anlagen; letztere werden zu Gestehungskosten bewertet, die über die Zeit weitgehend stabil sind. Der aktuelle Tarif ist noch stark durch

die Preisverwerfungen auf den Strommärkten während der Energiekrise 2022 / 23 geprägt. Vor der Energiekrise lag der schweizweite durchschnittliche Energietarif mit rund 7 Rp. / kWh deutlich tiefer.

Die Abbildung 15 zeigt die Wirtschaftlichkeitsberechnung, wenn der fixe 2026er Energietarif der Kundengruppe H4 für die gesamte Lebensdauer der PV-Anlage als Berechnungsgrundlage verwendet wird. Dadurch erhöhen sich die Einnahmen bei Eigenverbrauch der PV-Anlage, da anstatt des Marktpreises der fixe Energietarif eingespart wird (links in Gelb dargestellt). Der eingespeiste Strom wird weiterhin mit dem Marktwert vergütet, unter Berücksichtigung der Minimalvergütung. Unter diesen Annahmen wird deutlich, dass PV-Anlagen mit Batteriespeicher bei hohen Energietarifen aus Investorensicht wirtschaftlich sind, da sie den Strombezug unter diesen hohen Kosten reduzieren.

⁸⁴ ElCom, 2025, Strompreise Schweiz

Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen bei Referenzannahme im Jahr 2035**Abbildung 16:** Förderbedarf von PV-Anlagen im Jahr 2035 unter Abzug von Marktwert und impliziter Förderung bei Eigenverbrauch.

5.3 Entwicklung Förderbedarf 2035 und 2050

Mit Blick auf 2035 verändern sich die Kosten- und Einnahmenstrukturen: Die Kosten sinken aufgrund der angenommenen Kostendegression bei PV-Anlagen, während die durchschnittlichen Markterlöse über die Le-

bensdauer für Neuanlagen in 2035 in etwa auf dem Niveau der Neuanlagen von 2025 bleiben. Wir blenden die aktuelle Förderung aus und weisen stattdessen den Förderbedarf aus. Der Förderbedarf ist definiert als Differenz zwischen mittleren Stromgestehungskosten und Markterlösen, ergänzt um Zusatz Erlöse durch reduzierte Netzkostenbeteiligung bei Dach-PV.

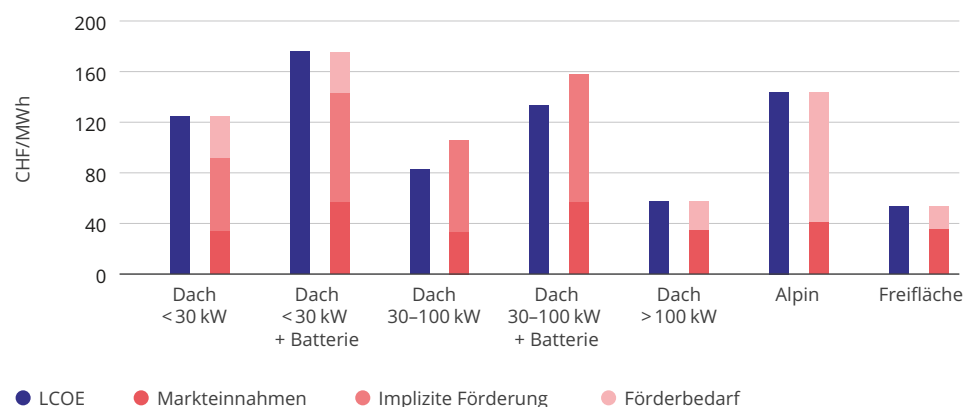
Förderbedarf von PV-Anlagen bei mittleren Kosten im Jahr 2050**Abbildung 17:** Förderbedarf von PV-Anlagen im Jahr 2050 unter Abzug von Marktwert und impliziter Förderung bei Eigenverbrauch.

Abbildung 16 zeigt, dass unter den genannten Annahmen keine der betrachteten Anlagen in 2035 ihre Kosten allein über Markteinnahmen decken kann. Wie aktuell bei allen anderen Stromproduktionstechnologien in der Schweiz ist daher staatliche Förderung für die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen notwendig. Durch die sinkenden Kosten und weiterhin bestehenden hohen Einnahmen aus implizi-

ter Förderung bei Eigenverbrauch weist Dach-PV zwischen 30-100 kW keinen Förderbedarf auf. Wird die implizite Förderung zum Förderbedarf gezählt, ist der Förderbedarf für Freiflächenanlagen (und grosse Dach-PV) am niedrigsten – über 60 Prozent der Kosten werden am Markt erwirtschaftet. Bei Dach-PV < 30 kW können mit Markteinnahmen lediglich rund 30 Prozent der Kosten gedeckt wer-

den; der Rest muss über implizite Förderung (reduzierte Netzkostenbeteiligung, 45 Prozent) und Fördermassnahmen (Investitionsbeitrag, Minimalvergütung, 25 Prozent) finanziert werden. Alpin PV weist weiterhin aufgrund hoher spezifischer Kosten einen sehr hohen Förderbedarf auf.

Unklar ist, ob in 2035 der Netzkostenbeitrag bei Eigenverbrauch weiterhin reduziert werden kann. Bei Tarifumstellungen (z. B. dynamische Netztarife) könnte diese implizite Förderung teilweise oder ganz wegfallen. Der direkte Förderbedarf würde sich dementsprechend erhöhen.

Für 2050 zeigt sich ein ähnliches Muster wie 2035. Das Kostenniveau sinkt insgesamt, die Markterlöse bleiben jedoch in etwa konstant. Folge: Der Förderbedarf reduziert sich für alle PV-Typen, ohne dass sich die grundsätzliche Abhängigkeit von Förderung vollständig auflöst (ausser für Dach-PV 30–100 kW).

5.4

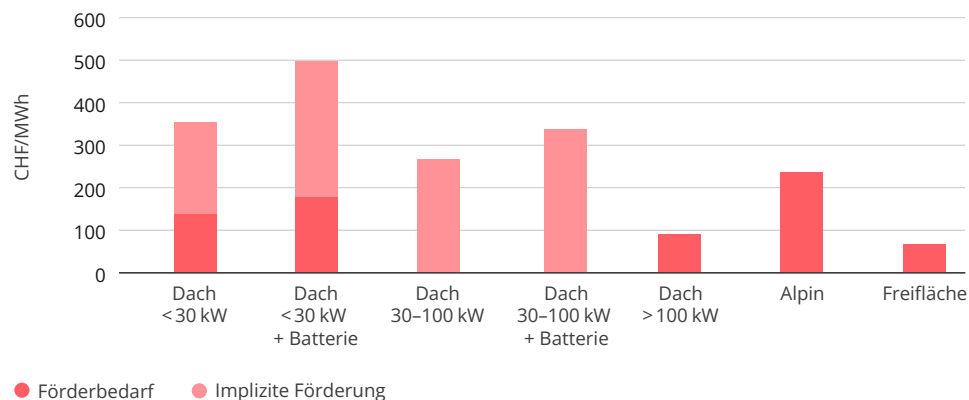
Förderbedarf für das Winterhalbjahr

Neben der grundsätzlichen Wirtschaftlichkeit ist im Rahmen des Axpo Energy Reports insbesondere relevant, welchen sinnvollen Beitrag eine Technologie zur Stromversorgung im Winterhalbjahr leisten kann. Entscheidend ist dabei, wie stark eine Technologie für den im Winterhalbjahr erzeugten Strom förderbedürftig ist.

Abbildung 18 und 19 zeigen den Förderbedarf für die Winterstromerzeugung im Jahr 2035 und 2050. Hierfür wird der im vorangehenden Kapitel ausgewiesene Förderbedarf auf die Winterstromerzeugung umgelegt – bei Dach-PV beträgt diese 27 Prozent, bei Freiflächen-PV 30 Prozent und bei Alpin-PV 45 Prozent der Jahresproduktion. Zusätzlich wird gezeigt, um wie viel der Förderbedarf steigen würde, falls die implizite Förderung bei Eigenverbrauch durch Tarifumstellungen entfielen.

Die Winterstromerzeugung kann je nach Anlagentyp deutlich variieren und beeinflusst entsprechend den Förderbedarf pro MWh im

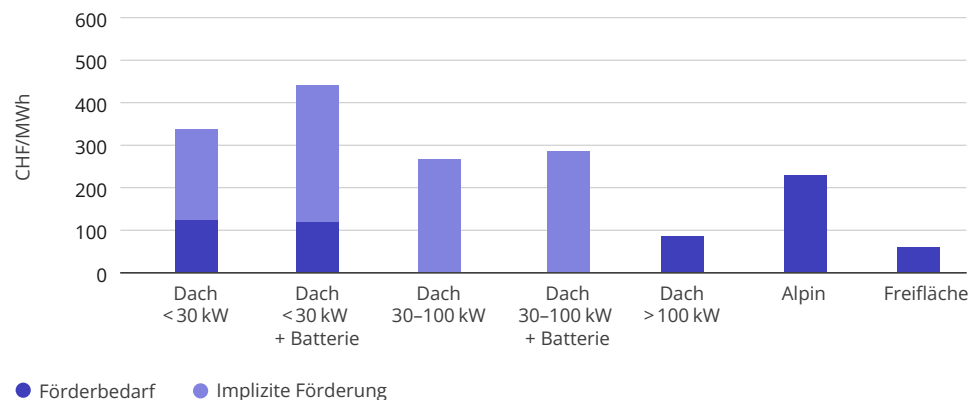


Förderbedarf für Winterstromerzeugung im Jahr 2035**Abbildung 18:** Förderbedarf von PV-Anlagen unter Referenzannahme im Jahr 2035, wenn die benötigte Förderung auf die im Winter produzierte Strommenge verteilt wird.

Winterhalbjahr. Anlagen mit einer höheren Winterstromerzeugung benötigen geringere spezifische Förderanreize pro MWh im Winterhalbjahr. Ein gutes Beispiel hierfür sind Freiflächenanlagen, die auch ausserhalb des alpinen Raums bei geeigneter Höhenlage einen erhöhten Winterstromanteil durch die deutlich grössere Winterstromproduktion erzielen können. Ein weiteres Beispiel sind Ost-/West-ausgerichtete PV-Anlagen, die

durch ihre Erzeugungsscharakteristik insbesondere in den Wintermonaten eine gleichmässige Stromproduktion über den Tag hinweg aufweisen und damit den nutzbaren Winterstrom erhöhen.

Der Förderbedarf für Winterstrom liegt je nach PV-Typ zwischen 0 und über 200 CHF/MWh. Dach-PV 30–100 kW weist keinen Förderbedarf aus und benötigt folglich keine

Förderbedarf für Winterstromerzeugung im Jahr 2050**Abbildung 19:** Förderbedarf von PV-Anlagen unter Referenzannahme im Jahr 2050, wenn die benötigte Förderung auf die im Winter produzierte Strommenge verteilt wird.

Förderung für Winterstrom. Alpin-PV zeigt trotz höherer Winterstromerzeugung aufgrund der hohen Stromgestehungskosten den höchsten Winterförderbedarf.

Ohne die implizite Förderung bei Eigenverbrauch verschiebt sich das Bild deutlich: Dach-PV läge dann zwischen 270 und 500 CHF/MWh, und damit höher als Alpin-PV. Grosse Dachanlagen und Freiflächen-PV hätten

in diesem Fall den niedrigsten Winterförderbedarf mit rund 70–100 CHF/MWh.

Für 2050 ergibt sich ein vergleichbares Bild. Auffällig ist der geringe Förderbedarf bei den Anlagen mit Batterie, aber nur wenn die implizite Förderung durch reduzierte Netzkostenbeteiligung bestehen bleiben.



06

Wertschöpfung und Beschäftigung

PV-Dachanlagen haben einen inländischen Wertschöpfungsanteil von 75 Prozent und schaffen rund 650 Vollzeitstellen pro TWh

In Kürze

- Ein Grossteil der Ausgaben bleibt im Inland; ins Ausland fliessen vor allem Investitionen in elektronische Komponenten (Module, Wechselrichter), die jedoch nur rund 17 Prozent der Gesamtkosten ausmachen.
- Über die gesamte Lebensdauer liegt der inländische Wertschöpfungsanteil einer PV-Dachanlage in der Schweiz bei rund 75 Prozent der Gesamtkosten.
- Investitionen in PV-Dachanlagen schaffen rund 650 Vollzeitstellen pro TWh.

6.1

Wertschöpfungskette

Die Wertschöpfungskette von Dach-PV kann unterteilt werden in Planung, Finanzierung, Herstellung, Bau/Installation und Betrieb (siehe Tabelle 7). Für jeden dieser Schritte kann der jeweilige Kostenanteil erfasst und in inländische sowie importierte Anteile aufgeteilt werden: Planung, Finanzierung, Bau/Installation sowie Betrieb erfolgen überwiegend in der Schweiz und sind für 83 Prozent der Kosten verantwortlich. Die Herstellung zentraler Komponenten, wie Module und Wechselrichter, erfolgt primär im Ausland und verursacht 17 Prozent der Kosten. Über die gesamte Lebensdauer gesehen fallen 84 Prozent der Gesamtkosten in der Schweiz an. Die Kosten für Rückbau, Entsorgung und Recycling sind in den Investitionen und dadurch in der Herstellung der Komponenten berücksichtigt⁸⁵.

Im Bereich der Wertschöpfungsstufe Herstellung bestehen erhebliche Abhängigkeiten vom Ausland. Ein wesentlicher Anteil der Module und Solarzellen sowie zahlreicher elekt-

Methodischer Hinweis

Die makroökonomischen Aspekte der in den Axpo Energy Reports betrachteten Erzeugungstechnologien wurden durch Swiss Economics analysiert und aufgearbeitet. Für detaillierte Informationen ist die separat verfügbare Analyse zu betrachten.

Für die Analyse betrachten wir als Referenz eine PV-Dachanlage mit einer installierten Kapazität von rund 10 kW und einer

jährlichen Produktion von rund 10 MWh. Die Kosten dieser Anlage entsprechen den im Kapitel 5 beschriebenen Annahmen. Um die Darstellung der Wertschöpfungsseffekte möglichst verständlich zu halten, wurde auf andere Anlagentypen, insbesondere Freiflächen-Anlagen oder Alpin-PV, verzichtet. Diese Anlagentypen weisen jedoch ähnliche Wertschöpfungsketten auf, haben aber andere Kostenaufteilungen.

rischer Komponenten, etwa Wechselrichter, wird überwiegend in China produziert.

6.2

Wertschöpfung aus PV-Dachanlagen in der Schweiz

Für die Berechnung der inländischen Wertschöpfung werden alle Kosten, die innerhalb der Schweiz anfallen, je nach Wertschöpfungsschritt mit einem passenden Multipli-

kator versehen. Dadurch lässt sich bestimmen, wie viel Wertschöpfung aus einer Ausgabe entsteht. Durch den Multiplikator werden die zu erwartenden ausländischen Vorleistungen eines Betriebs im entsprechenden Sektor subtrahiert. Je nachdem, wie viele ausländische Vorleistungen in einem Sektor benötigt werden, entsteht für den gleichen Frankenbetrag mehr oder weniger inländische Wertschöpfung. Für eine PV-Dachanlage in der Schweiz ergibt sich über die

⁸⁵ Hierfür wird ein inländischer Anteil gleich der Herstellung verwendet. Zukünftig könnte das Recycling jedoch vermehrt im Inland stattfinden.

Wertschöpfungskette

	Planung	Finanzierung	Herstellung	Bau/Installation	Betrieb
Wertschöpfungsschritte	• Planung • Ingenieurwesen • Machbarkeits- und Umweltstudien	• Finanzierung (Eigen- und Fremdkapital) • Abschreibungen	• Module • Wechselrichter • Montagematerial	• Transport • Montage • Netzanschluss	• Kontrollgänge • Zählerwesen • Wechselrichter-Ersatz • Versicherung
Kostenanteil	3%	56%	17%	19%	5%
davon national	92%	99%	26%	94%	71%
Anbieter	Überwiegend Schweizer Ingenieure und Planungsbüros, Betreiber	Finanzierung durch Schweizer Banken und Betreiber (50:50%)	Spezialisierte europäische Anbieter, erste schweizerische Anbieter mit geringem Marktanteil	Lokale Solar- und Elektroinstallateure	Unterhalt, Betrieb und Vermarktung durch Betreiber, Reparaturen durch Schweizer Unternehmen, Ersatzteile aus Ausland, Energieanteil gering
Wesentliche Abhängigkeiten Ausland			Module und Solarzellen Wechselrichter-Produktion mehrheitlich in China, Wafer-Produktion mehrheitlich in China		Ersatzteile mehrheitlich aus China

Lokal Ausland

Tabelle 7: Wertschöpfungskette und die dazugehörigen Kostenanteile CH/Ausland von Dach-PV-Anlagen in der Schweiz.

ZHAW (2017), Huemer (2016), Hirschl (2010), BFE (2020), IEA (2021), IEA (2021), pv-barometer.ch (2025), Solaranlage-ratgeber.de (2025), BFE (2025)

Wertschöpfung einer typischen PV-Dachanlage

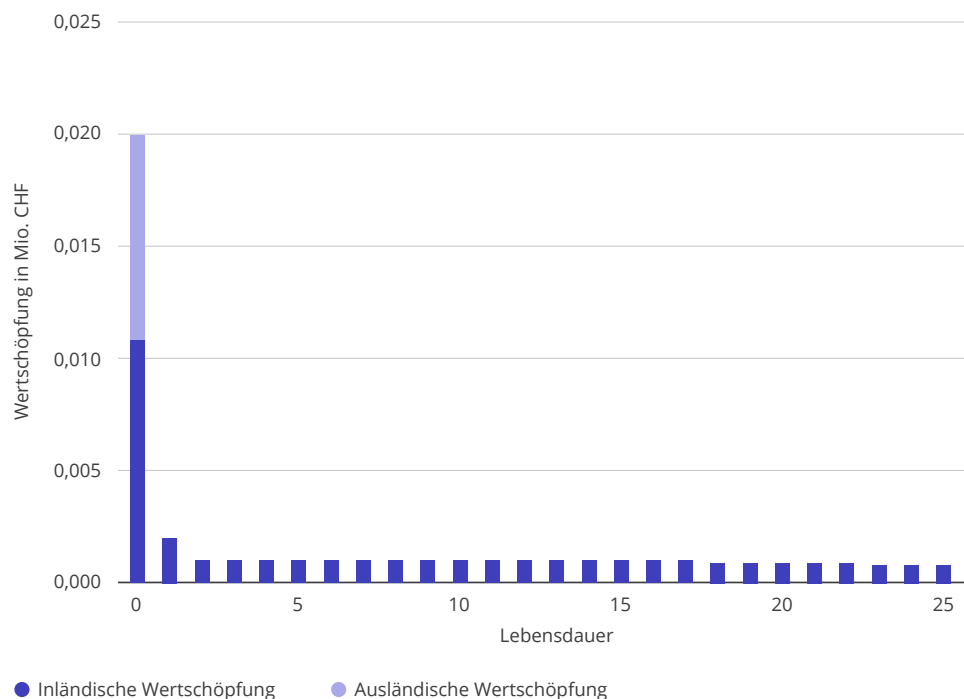


Abbildung 20: Wertschöpfung einer typischen PV-Dachanlage über 25 Jahre gesehen, aufgeteilt in inländische und ausländische Anteile.

gesamte Betriebszeit ein inländischer Wertschöpfungsanteil von rund 75 Prozent der Gesamtkosten.

Wie in Abbildung 20 dargestellt, verteilt sich die Wertschöpfung auf verschiedene Lebenszyklusphasen der Anlage. Vereinfacht wird hier angenommen, dass in der einjährigen Bauphase alle Ausgaben für Planung, Herstellung der Kraftwerkskomponenten sowie Bau und Installation anfallen. Anschliessend beginnt die Betriebsphase in Länge der Lebensdauer der Anlage, in der die Betriebs- und Finanzierungskosten (Kapitalkosten und Abschreibungen) anfallen. Die Wertschöpfung ist dabei ungleich über die Lebensdauer verteilt. Auf die hohe Wertschöpfung im ersten Jahr folgt eine tiefere Wertschöpfung in den Folgejahren während des Betriebs der Anlage. Bei der Dach-PV Referenzanlage mit 10 kW installierter Leistung würde demnach aufbauend auf den Gesamtkosten von 50 Tsd. CHF eine inländische Wertschöpfung von 36,5 Tsd. CHF entstehen – aufgeteilt auf 9,1 Tsd. CHF im Bau und 27,4 Tsd. CHF im Betrieb.⁸⁶

Wertschöpfung und Förderung

Staatliche Förderinstrumente decken in der Schweiz typischerweise einen bedeutenden Anteil der Kosten der Stromerzeugung. Werden die notwendigen Förderbeiträge von der ausgewiesenen Wertschöpfung subtrahiert, fällt der effektiv marktgetriebene Wertschöpfungsanteil entsprechend geringer aus.

Oder anders gesagt: Ein beträchtlicher Teil der Wertschöpfung wird überhaupt erst durch staatliche Unterstützung ermöglicht. Wird von der Wertschöpfung die entsprechende Förderung abgezogen, reduziert sich die inländische Wertschöpfung der betrachteten Referenzanlage von rund 36,5 Tsd. CHF auf 13,5 Tsd. CHF. Der Anteil der inländischen Wertschöpfung an den Gesamtkosten reduziert sich dann von 75 Prozent auf 28 Prozent.

⁸⁶ Die inländische Wertschöpfung durch PV ist vergleichbar mit Umsatzwerten der Solarbranche Schweiz gemäss Swissolar (2,8 Mrd. CHF im Jahr 2024)

6.3

Beschäftigung aus PV-Dachanlagen in der Schweiz

Investitionen in PV-Dachanlagen schaffen Arbeitsplätze, gemessen in Vollzeitäquivalenten (VZÄ), die über den gesamten Lebenszyklus der Anlage hinweg benötigt werden. Eine Referenz PV-Dachanlage in der Schweiz generiert über die Lebenszeit verteilt jährlich insgesamt rund 0,16 VZÄ, was umgerechnet 646 VZÄ pro TWh entspricht. Die Beschäftigung ist dabei ungleichmässig über den Bau und den Betrieb verteilt. In der einjährigen Bauphase werden durchschnittlich 0,07 VZÄ pro Jahr benötigt, während es im Betrieb 0,004 VZÄ pro Jahr sind. Oder umgerechnet pro TWh, rund 6900 VZÄ im Bau und rund 370 VZÄ pro Jahr im Betrieb.⁸⁷

6.4

Auswirkungen Batterien

In der Schweiz werden, wie in Kapitel 2.5 beschrieben, immer häufiger PV-Dachanlagen zusammen mit Batterien installiert. Analog zu PV findet die Wertschöpfung aus der Herstellung der Komponenten mehrheitlich im Ausland statt, während die restlichen Wertschöpfungsstufen eher im Inland anfallen. Da der Anteil der Herstellungskosten an den Gesamtkosten mit 34 Prozent jedoch höher ausfällt also bei PV mit 17 Prozent, fliessen bei Batteriespeicher mehr Ausgaben ins Ausland ab.

Eine PV-Anlage mit Batterie hat damit auch andere Auswirkungen auf die Wertschöpfung und Beschäftigung als eine PV-Anlage ohne Batterie. Die genauen Auswirkungen hängen davon ab, wie gross und teuer die Batterie im Vergleich zur PV-Anlage ist. Wird bei einer Referenz-PV-Dachanlage zusätzlich



eine Batterie nach den Annahmen aus Kapitel 5.2 (hier beispielhaft 13,5 kWh) integriert, steigt die inländische Wertschöpfung des Gesamtsystems um 8,3 auf insgesamt 44,8 Tausend CHF.

⁸⁷ Die genannten Beschäftigungszahlen sind vergleichbar mit dem Fachkräftebedarf der PV-Branche gemäss Swissolar (ungefähr 10600 VZÄ für Zubau von 1,8 GW im Jahr 2024).

Auswirkung Batterien auf Wertschöpfungskette

	Planung	Finanzierung	Herstellung	Bau/Installation	Betrieb
Wertschöpfungsstufe	Planung	- Finanzierung (Eigen- und Fremdkapital) - Abschreibungen	- Batteriemarken und BMS - Wechselrichter - Balance of System	- Transport - Installation	- Energieverluste - Wartung - Ersatzteile - Versicherungen
Kostenanteil	2%	39%	34%	6%	19%
davon national	95%	99%	8%	80%	72%
Anbieter	Planung durch Schweizer Installateure und Betreiber	Finanzierung durch Schweizer Banken und Betreiber (50:50%)	Elektronische Bestandteile mehrheitlich aus dem Ausland	Lokale Installateure	Wartung und Betrieb durch Schweizer Betreiber, Ersatzteile aus Ausland, Energie aus der Schweiz
Wesentliche Abhängigkeiten Ausland			Herstellung von Batteriemodulen und Wechselrichtern mehrheitlich in China		

Lokal Ausland

Tabelle 8: Wertschöpfungskette und die dazugehörigen Kostenanteile CH/Ausland von Heimspeicher in der Schweiz.

NREL (2024), Highjoule.com (2025), BFE (2025)



07

Umweltauswirkungen

Freiflächen-PV hat einen höheren Landbedarf und mehr Sonderabfall als die anderen Technologien, aber wenig Treibhausgase und radioaktiver Abfall.

Methodischer Hinweis

Die Umweltauswirkungen der betrachteten Erzeugungstechnologien wurden durch das Paul Scherrer Institut (PSI) analysiert und aufgearbeitet. Für detaillierte Informationen ist die separat verfügbare Analyse zu betrachten. Die Umweltauswirkungen sind mittels Ökobilanz-Methodik über den gesamten Lebenszyklus der Kraftwerke berechnet.

Für die Analyse wird zwischen Freiflächen- und Dach-PV unterschieden. Die analysierten Freiflächen-PV-Anlagen stehen im Schweizer Mittelland. Die angenommene Lebenszeit beider Anlagen Typen ist 30 Jahre und die Volllaststunden entsprechen den Annahmen in Kapitel 5.

7.1

Umweltauswirkungen im Vergleich zu anderen Technologien

Für die Bewertung der Umweltauswirkungen wird eine prospektive Ökobilanz⁸⁸, angewendet, welche die Umweltauswirkungen von Kraftwerken über ihren gesamten Lebenszyklus hinweg erfasst. Betrachtet werden dabei alle Phasen vom Abbau der Rohstoffe, Bau und Betrieb bis zum Rückbau und Recycling. Die Analyse umfasst sechs Umweltindikatoren: Treibhausgase, Landbedarf, Schaden an Ökosystemen, Sonderabfall, radioaktiver Abfall sowie der Bedarf an kritischen Metallen.

Die so erfassten Umweltauswirkungen fallen räumlich sowohl im Inland als auch im Ausland an. Diese geografische Verteilung unterscheidet sich von der Kostenaufteilung, wie sie der Wertschöpfungsbetrachtung zugrunde liegt. Zusätzlich werden Umweltwirkungen entlang der Lieferkette berücksichtigt, etwa Auswirkungen aus dem Abbau von Rohmaterialien, welche in den Kraftwerkskomponen-

ten verwendet werden. Die prospektive Ausgestaltung der Ökobilanz erlaubt es zudem, zukünftige Entwicklungen bis 2050 zu berücksichtigen. Dabei wird auch die erwartete Dekarbonisierung der Schweizer und globalen Wirtschaft berücksichtigt, sodass beispielsweise der zukünftige Strommix mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien in den Berechnungen abgebildet wird.

Abbildungen 21 und 22 zeigen die Umweltauswirkungen von Dach- und Freiflächen-PV im Jahr 2035. Vergleichend werden hier zusätzlich die Höchstwerte der anderen betrachteten Technologien (Wind, Kernkraftwerke und Gaskraftwerke) angezeigt. Dach-PV-Anlagen weisen in allen Technologien vergleichbar tiefe Umweltauswirkungen aus. Freiflächen-PV-Anlagen weisen einen hohen Landbedarf und viel Sonderabfall auf und erreichen in beiden Kategorien im Vergleich zu den anderen Technologien Höchstwerte.

Wichtige Erkenntnisse:

- Die wichtigste Quelle von Treibhausgasemissionen ist bei allen Stromerzeugungstechnologien die Verbrennung fossiler Brennstoffe. Bei Gaskraftwerken dominieren dabei die direkten CO₂-Emissionen aus der Verbrennung im Betrieb. Bei allen anderen Technologien entstehen die Emissionen hauptsächlich indirekt, wenn fossile Energieträger entlang verschiedener Stufen des Lebenszyklus wie z. B. bei der Herstellung von Kraftwerkskomponenten eingesetzt. Zwar wird angenommen, dass der Anteil fossiler Energieträger am gesamten Energiesystem künftig zurückgeht – und damit auch solche indirekten Emissionen – aber global bis 2050 nicht vollständig auf null sinken wird. Sowohl Dach als auch Freiflächen Photovoltaik weisen niedrige Treibhausgasemissionen über den Lebenszyklus auf. Freiflächen-PV erreicht dabei leicht höhere Emissionswerte, da für die Unterkonstruktion und Installation mehr Baumaterialien, insbesondere Stahl, eingesetzt werden.

⁸⁸ Eine prospektive Ökobilanz (prospektive LCA) ist eine Lebenszyklusanalyse, die Umweltwirkungen nicht rückblickend mit heutigen Daten bewertet, sondern vorausschauend unter zukünftigen Rahmenbedingungen. Sie kombiniert klassische LCA-Methodik mit Szenarien oder Projektionen, um zu beurteilen, wie sich die Umweltbilanz eines Produkts/Verfahrens in der Zukunft entwickelt.

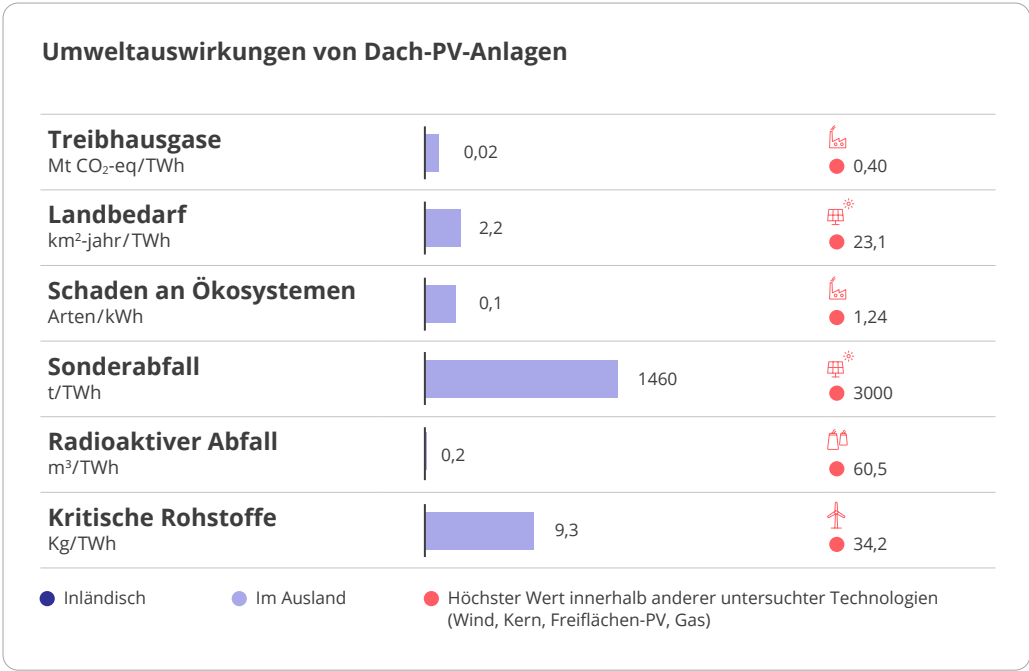


Abbildung 21: Umweltauswirkungen einer Dach-PV-Anlage im Jahr 2035, aufgeteilt in inländische und ausländische Anteile, verglichen mit den Höchstwerten, oder nächsthöchstem Wert anderer Technologien. Die Werte für Gas basieren auf dem Betrieb mit Erdgas, die Werte von Kernenergie entsprechen einem neuen Kernkraftwerk in 2050.

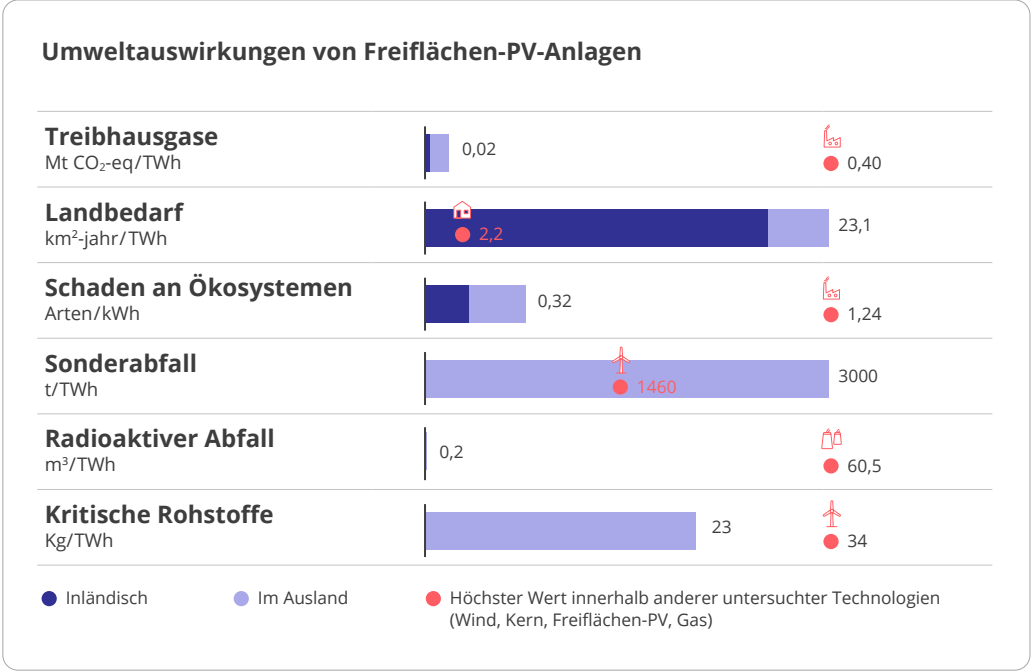


Abbildung 22: Umweltauswirkungen einer Freiflächen-PV-Anlage im Jahr 2035, aufgeteilt in inländische und ausländische Anteile, verglichen mit den Höchstwerten, oder nächsthöchstem Wert anderer Technologien. Die Werte für Gas basieren auf dem Betrieb mit Erdgas, die Werte von Kernenergie entsprechen einem neuen Kernkraftwerk in 2050.

- Landbedarf beschreibt die gesamte Fläche, die eine Technologie direkt am Standort oder in ihren vorgelagerten Stufen des Lebenszyklus beansprucht. Freiflächen-PV hat aufgrund der Installation der Anlage auf ansonsten anders genutzter Fläche den höchsten inländischen Landbedarf im Vergleich zu anderen Technologien. Mit steigenden Modulwirkungsgraden dürfte dieser Flächenbedarf in Zukunft leicht abnehmen. Der inländische Landbedarf von Dach-PV ist gering, da die verwendete Fläche eine Doppelnutzung darstellt und nicht als zusätzlicher Landbedarf ausgewiesen wird. Der ausländische Landbedarf von Freiflächen-PV und Dach-PV ist vergleichbar, da dieser hauptsächlich entlang der Stufen des Lebenszyklus anfällt. Er ist aber aufgrund der verwendeten Materialien leicht höher als jener von Wind, Kern oder Gas (mit Erdgas betrieben).
 - Schäden an Ökosystemen entstehen durch eine Vielzahl von Belastungen und Wirkungen, darunter beispielsweise Schadstoffemissionen in Luft, Boden und Wasser, Land und Wassernutzung sowie Auswirkungen des Klimawandels. Die Quellen dieser Belastungen und Schäden sind häufig über den gesamten Lebenszyklus der Stromerzeugungstechnologien verteilt. Mit Erdgas betriebenen Gaskraftwerke liegen am oberen Ende, getrieben durch hohe Emissionen aus dem Betrieb. Freiflächen-PV weist höhere Werte auf als Dach-PV, da der inländische Flächenbedarf höher ausfällt.
 - Sonderabfall umfasst nicht-radioaktive Abfälle, die aufgrund ihrer gefährlichen Eigenschaften in Untertagedeponien gelagert werden müssen und nicht über beispielsweise Kehrverbrennungsanlagen entsorgt werden können. Hier schneidet Freiflächen-PV, durch den hohen Anteil von Kupfer in den Komponenten, im Vergleich am schlechtesten ab. Dies ist mehrheitlich auf den Kupferbedarf im Transformator für höhere Spannungsebenen zurückzuführen, aber auch auf Verkabelung und Unterkonstruktion.
- Der Sonderabfall von Dach-PV fällt einiges tiefer aus, da der Netzanschluss bereits vorhanden ist und ein im Verhältnis kleinerer Transformator verwendet werden kann (tiefere Spannungsebene). Zudem sind Verkabelung und Unterkonstruktion weniger aufwändig. Der Kupferbedarf von durch Dach-PV bedingtem Netzausbau wurde nicht berücksichtigt, könnte aber dessen Sonderabfall erhöhen. In beiden Fällen fällt der Sonderabfall nicht in der Schweiz an, sondern in den vorgelagerten Stufen des Lebenszyklus (Abbau und Aufarbeitung des Kupfers).
- Radioaktiver Abfall umfasst hochradioaktive Reststoffe, die tiefengeologisch eingelagert werden müssen. Kernenergie verursacht die grösste Menge von solchem Abfall; für PV hingegen ist die Menge an radioaktivem Abfall vernachlässigbar klein und resultiert lediglich indirekt aus der Lieferkette – z. B. aus dem Kernenergieanteil im Strommix der Länder, in denen Komponenten gefertigt werden.
 - Insgesamt ist der Bedarf an kritischen Rohstoffen für Stromerzeugungstechnologien gering. Kobalt und Nickel werden in speziellen Stahllegierungen sowie in elektrischen Anlagen benötigt; der höchste Bedarf entsteht bei Freiflächen-Photovoltaikanlagen und bei Windkraftanlagen, da diese Technologien besonders viele dieser Spezialstähle erfordern.
- Recycling wurde in der Umweltanalyse nicht berücksichtigt, da die dargelegten Umweltauswirkungen bewusst auf der Nutzung von Primärressourcen basieren. Bis 2050 wird infolge der umfassenden Elektrifizierung der Wirtschaft ein stark steigender Bedarf an Metallen und Mineralien erwartet, der das verfügbare Angebot aus Recycling deutlich übersteigt. Solange der Aufbau neuer Infrastruktur dominiert, können Sekundärrohstoffe den zusätzlichen Materialbedarf nur zu einem begrenzten Teil decken. Erst in einer fernerer Zukunft, wenn grosse Teile dieser Infrastruktur das Ende ihrer Lebensdauer erreichen, könnte Recycling einen relevanten Beitrag zur Reduktion der Umweltbelastungen leisten.

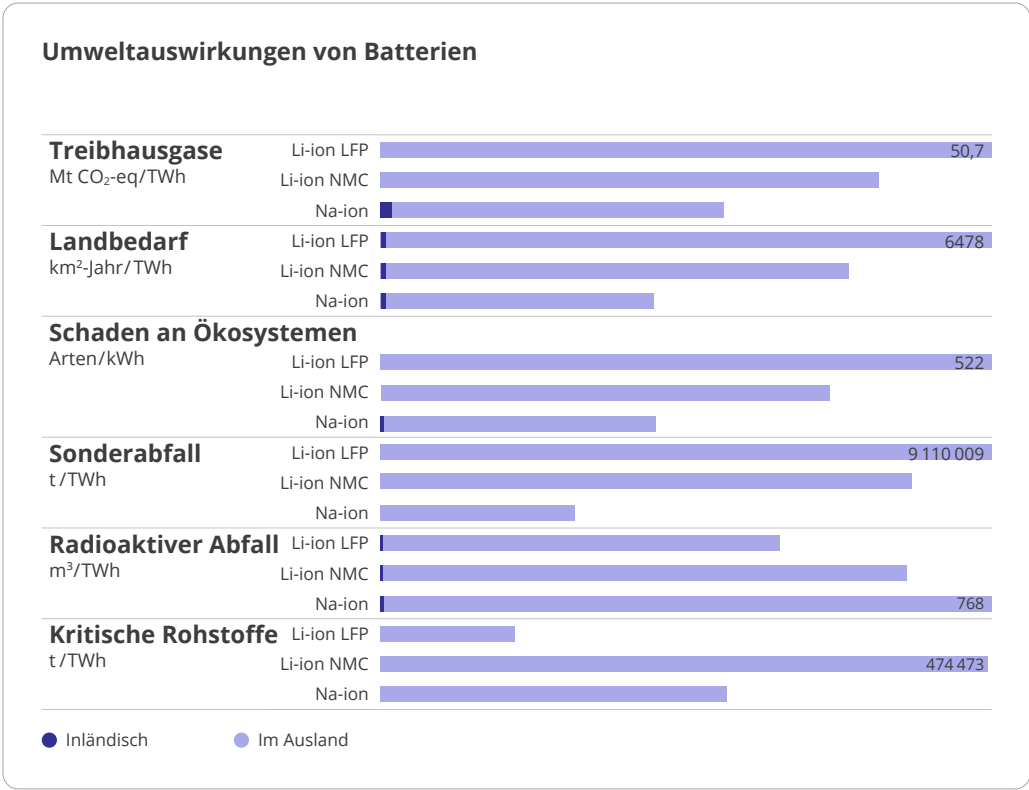


Abbildung 23: Umweltauswirkungen von Lithium Eisenphosphat Batterien (LFP), Lithium Ionen Batterien mit Nickel Mangan Kobalt Kathoden (NMC) sowie Natrium Ionen Batterien (Na-Ion). Alle Werte sind pro installierter Kapazität in TWh für das Jahr 2035.

7.2
Fokus: Umweltauswirkungen von Batterien

Die Umweltauswirkungen stationärer Batterien entstehen überwiegend in der Herstellungsphase und sind stark von der verwendeten Batterietechnologie abhängig. Zentrale Belastungen resultieren aus der Gewinnung und Aufbereitung von Metallen und Mineralien, insbesondere von kritischen Rohstoffen wie Lithium, Nickel und Kobalt, deren Abbau mit vergleichsweise hohen Treibhausgasemissionen, Landnutzung, Ökosystemschäden sowie toxischen Abfällen verbunden ist. Im Rahmen der Analyse werden verschiedene stationäre Batterietypen berücksichtigt, darunter Lithium-Ionen-Batterien mit Nickel-Mangan-Kobalt-Kathoden (NMC), Lithium-Eisenphosphat-Batterien (LFP) sowie Natrium-Ionen-Batterien (Na-Ion).

Die Treibhausgasemissionen der Batterieproduktion liegen heute je nach Technologie bei rund 40–100 kg CO₂-Äquivalenten pro kWh Speicherkapazität, werden jedoch bis 2050 voraussichtlich deutlich auf 20–30 kg CO₂-

Äquivalente pro kWh Speicherkapazität sinken. Diese Entwicklung wird mehrheitlich durch technologische Fortschritte und die daraus resultierenden höheren Energiedichten getrieben, aber auch durch die zunehmend dekarbonisierte Stromversorgung in den globalen Lieferketten.

Der Bedarf an kritischen Rohstoffen unterscheidet sich deutlich zwischen den betrachteten Batterietechnologien und wird massgeblich durch die jeweilige chemische Zusammensetzung der Elektroden bestimmt. Besonders ausgeprägt ist der Kobaltbedarf bei NMC-Batterien, während der Lithiumbedarf bei beiden untersuchten Lithium-Ionen-Batterien am höchsten ausfällt. Nickel wird vor allem für NMC-Batterien, aber auch für die Natrium-Ionen-Batterie benötigt. Im Vergleich dazu spielt Neodym mengenmässig eine untergeordnete Rolle: Die Nachfrage liegt insgesamt rund drei Grössenordnungen niedriger und bewegt sich über alle drei Batterietechnologien hinweg auf einem ähnlichen Niveau. Die Ergebnisse für Kobalt, Lithium und Nickel werden grösstenteils durch den direkten Metallbedarf für die Batterieelektroden bestimmt.

Unter den hier bewerteten Batteriespeichern weisen Natrium-Ionen-Batterien über nahezu alle betrachteten Umweltindikatoren hinweg eine bessere Performance auf als Lithium-Ionen-Batterien. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass Natrium-Ionen-Batterien weniger kritische Rohstoffe enthalten. Deren Gewinnung und Aufbereitung ist häufig mit erheblichen Umweltbelastungen verbunden und geht zugleich mit erhöhten Versorgungsrisiken einher. Die erwarteten technologischen Effizienzsteigerungen, die sich voraussichtlich stärker bei Lithium-Ionen-Batterien ausprägen werden, sowie künftig umweltverträglichere Verfahren zur Rohstoffgewinnung und Verarbeitung dürften diesen Umweltvorteil von Natrium-Ionen-Batterien jedoch in Zukunft verringern.

7.3

Fokus: Recycling von PV-Modulen und Batterien

In der Schweiz ist das Recycling von PV-Modulen durch ein seit 2013 bestehendes System von Swissolar und SENS eRecycling organisiert. Durch einen vorgezogenen Recyclingbeitrag, der beim Kauf eines Moduls erhoben wird, können ausgediente PV-Module kostenlos an Sammelstellen abgegeben werden. Die gesammelten Module werden zur Verarbeitung in spezialisierte, zertifizierte Anlagen in Deutschland und Frankreich transportiert. In der Schweiz bestehen solche Anlagen nicht.⁸⁹ PV-Module bestehen hauptsächlich aus Glas (90 Prozent), Silizium-Wafern, Verbundfolien, Metallen wie Kupfer, Silber oder Aluminium und je nach Modultyp einer Rück-

seitenfolie. Das Glas und die Silizium-Wafer können wiederaufbereitet werden. Verbund- und Rückseitenfolien werden verbrannt, hierbei werden Strom und Wärme erzeugt.⁹⁰ Für Batterien besteht ein ähnliches System, betrieben von INOBAT, welches bis zu 95 Prozent der Rohstoffe wiederverwerten kann⁹¹.

⁸⁹ SENS eRecycling, 2026, [Starke Branchenlösung für das Recycling von Photovoltaik-Modulen](#)

⁹⁰ Swissolar, 2026, [Entsorgung und Recycling](#)

⁹¹ INOBAT, 2026, [Batterie recycling](#)



08

Schlussfolgerung

PV-Anlagen auf Dachflächen werden in der Schweiz derzeit stark ausgebaut und sind die am schnellsten wachsende Stromerzeugungstechnologie. Sie profitieren bisher von hoher gesellschaftlicher Akzeptanz, vereinfachter Bewilligung (in der Regel nur Meldepflicht statt Baubewilligung⁹²) und solider Wirtschaftlichkeit, auch aufgrund der direkten Förderung sowie der reduzierten Netzkostenbeteiligung bei Eigenverbrauch – eine implizite Förderung. Diese Kombination macht Dach-PV aktuell zur einzigen Technologie mit signifikantem jährlichem Zubau in der Schweiz. Neben Dach-PV gibt es noch weitere PV-Anlagen mit grossem Potenzial in der Schweiz, etwa Freiflächen-PV, Alpin-PV oder Agri-PV, deren Ausbau bis heute aber minimal erfolgt ist.

Dach-PV weist geringe Stromerzeugung im Winterhalbjahr auf, was die Technologie für den Ausbau der inländischen Winterstromerzeugung sehr teuer macht.

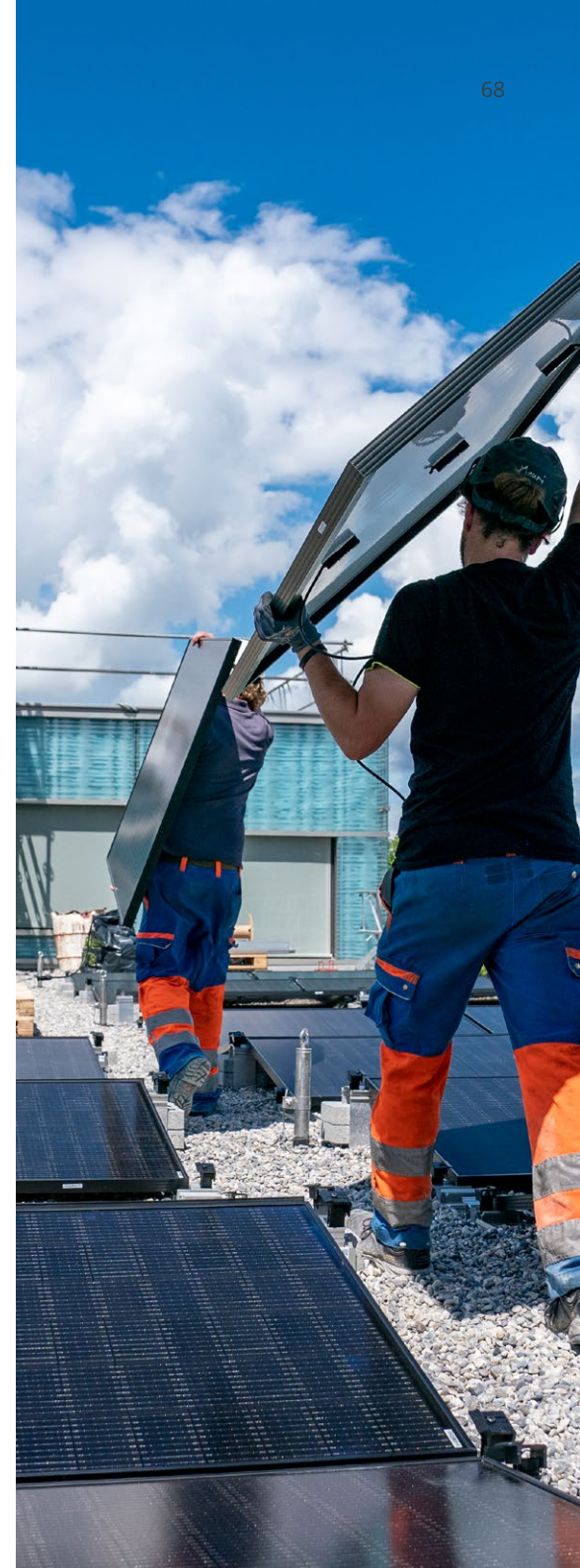
Bei Dach-PV Anlagen entfallen nur rund ein Viertel der Jahreserzeugung auf das Winterhalbjahr, auf den meteorologischen Winter (Dezember bis Februar) sogar nur 8 Prozent.⁹³ Zusätzlich weisen insbesondere kleinere Dach-PV Anlagen – welche mehr als die Hälfte des verfügbaren Dachpotenzials ausmachen – im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien hohe Stromgestehungskosten auf. Diese Anlagen weisen kaum Skaleneffekte auf und profitieren wenig von sinkenden Modulpreisen, da der grösste Anteil der Kosten durch die Montage entsteht.

Dach-PV-Ausbau kann zu zusätzlichem Verteilnetzausbau führen; Massnahmen wie Einspeisebegrenzung, steuerbare Nachfrage und Batteriespeicher sollten diesen Ausbaubedarf reduzieren.

Ein starker Ausbau von Dach-PV macht erhebliche Investitionen in das Verteilnetz wahrscheinlich. Neben dem bereits heute zunehmenden, nachfragegetriebenen Netzausbau führt hohe gleichzeitige PV-Einspei-

sung an sonnigen Tagen zu zusätzlichen Belastungen. Werden lokale Netzkapazitäten überschritten, führt die Erstellung von weiteren PV-Anlagen an solchen Einspeisepunkten zu einem «PV-getriebenen» Netzausbau, der sehr kostenintensiv sein kann.

Dezentrale Integrationsmassnahmen können diesen Ausbaubedarf abschwächen. Sie reduzieren sowohl nachfrage- als auch PV-bedingte Spitzen. Dazu zählen die gezielte Einspeisebegrenzung, steuerbare Nachfrage wie beispielsweise das Laden von Elektrofahrzeugen, und Batteriespeicher. Wenn Nachfrage und Batteriespeicher «netzdienlich» eingesetzt werden, können Stromverbrauch, Erzeugung und Speicherung zeitlich so verschoben oder gezielt so gesteuert werden, dass Belastungsspitzen im Verteilnetz reduziert werden. Diese Massnahmen kommen jedoch mit Kosten. Während Einspeisebegrenzung und Lastverschiebung typischerweise den Netzausbau kosteneffizient adressieren, sind Heimspeicher für das Ver-



⁹² Art. 18a Abs. 3 RPG, Solaranlagen auf Kultur- und Naturdenkmälern von kantonaler oder nationaler Bedeutung bedürfen stets einer Baubewilligung. Sie dürfen solche Denkmäler nicht wesentlich beeinträchtigen.

⁹³ Bundesamt für Energie, 2025, Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz

meiden von Netzausbau aus Systemsicht nicht kosteneffizient.

Heutiges Tarifdesign erhöht Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch, unterläuft aber die verursachergerechte Aufteilung der Netzkosten.

Die wirtschaftliche Attraktivität von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch ergibt sich im heutigen Tarifdesign neben eingesparten Energiekosten insbesondere daraus, dass für selbst verbrauchten Strom keine Netzentgelte sowie keine nationalen und kommunalen Abgaben bezahlt werden müssen. Diese reduzierte Netzkostenbeteiligung trägt wesentlich dazu bei, dass Anlagen mit Eigenverbrauch trotz hoher Stromgestehungskosten wirtschaftlich betrieben werden können.

Problematisch ist jedoch, dass Endkunden mit PV-Anlagen im Verhältnis zu den von ihnen verursachten Kosten zu wenig zur Deckung der Netzkosten beitragen. Der daraus resultierende Fehlbetrag muss von den übrigen Endkunden über höhere Netzentgelte

getragen werden. Es kommt somit zu einer nicht verursachergerechten Umverteilung der Netzkosten, die als implizite Förderung von PV-Anlagen wirkt. Zum Verständnis dieses Problems sind zwei Aspekte zentral: Erstens sind 60 bis 70 Prozent der Netzkosten struktureller Natur – sie hängen von den notwendigen Leitungslängen ab, die durch Anzahl und Lage der Netzanschlusspunkte bedingt sind. Diese Kosten werden durch Eigenverbrauch nicht beeinflusst. Demgegenüber entfallen lediglich 30 bis 40 Prozent der Netzkosten auf die Netzhöchstlast und die transportierte Energiemenge. Zweitens zeigen wissenschaftliche Modelle, dass der PV-Ausbau – auch mit Eigenverbrauch – insgesamt zu steigenden Netzausbaukosten führt.

Die implizite Förderung durch reduzierte Netzkostenbeiträge bei Eigenverbrauch führt somit dazu, dass insgesamt höhere Netzkosten auf weniger verbleibende Endkunden aufgeteilt werden müssen. Diese müssen damit überproportional für das Netz aufkommen. Diese implizite Förderung von PV-Anlagen

wird folglich von anderen Endkunden durch höhere Netzentgelte getragen.

Notwendige Anpassungen im Tarifdesign würden die implizite Förderung von Anlagen mit Eigenverbrauch verringern; zur Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen müsste die direkte Förderung entsprechend erhöht werden.

Das bestehende Netztarifdesign sollte zur Sicherstellung der verursachergerechten Verteilung der Netzkosten – und zur Förderung netzdienlichen Verhaltens – angepasst werden. Seit 2026 kommen erstmals dynamische Netztarife zum Einsatz, teilweise ergänzt durch leistungsbezogene Komponenten. Damit verlagert sich die Kostenverteilung weg von fixen Arbeitspreisen (CHF/kWh) hin zu tatsächlicher Netzbeanspruchung, differenziert nach Leistung und Zeitpunkt. Ein höherer Anteil fixer oder leistungsbezogener Komponenten wäre konsistent mit der Kostenstruktur des Netzes. Die optimale Ausgestaltung von Netztarifen – die sowohl Netzkosten verursachergerecht aufteilt als auch Flexibilität netzdienlich akti-

viert – ist noch nicht abschliessend geklärt. Sie wird sich erst in der praktischen Umsetzung und durch begleitende Lernprozesse zeigen.

Eine konsequente Umsetzung solcher Tarifanpassungen würde die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch reduzieren, da die implizite Förderung zumindest teilweise entfiel. Der erforderliche direkte Förderbedarf müsste dies kompensieren und wäre entsprechend höher. Entscheidend ist hier folgendes Verständnis: Ein höherer Förderbedarf würde nicht zu einer zusätzlichen Belastung der Endkunden führen. Statt durch die heutige implizite Umverteilung via höherer Netznutzungstarife würden der Förderbedarf dann explizit über den Netzzuschlag finanziert und nachvollziehbar gemacht werden. Dadurch würde der Förderbedarf von allen Endkunden getragen werden. Dies erhöht die Transparenz bei der Beurteilung der Fördereffizienz erheblich.

Das BFE plant, die Fördereffizienz anhand der vom Netzzuschlag bereitgestellten Mittel und dem erreichten Zubau ab 2027 zu veröffent-

lichen.⁹⁴ Dies ist zu begrüßen. Es sollte aber sichergestellt werden, dass die aktuellen Umverteilungseffekte durch Einsparungen beim Eigenverbrauch entsprechend berücksichtigt werden.

Freiflächenanlagen sind die günstigste PV-Option und weisen den tiefsten Förderbedarf für Stromerzeugung im Winterhalbjahr auf.

Freiflächen-PV weist im Vergleich zu allen anderen PV-Anlagentypen die tiefsten Stromgestehungskosten sowie den geringsten Förderbedarf für Stromerzeugung im Winterhalbjahr auf. Diese Kostenvorteile sind primär auf vereinfachte Montageprozesse und ausgeprägte Skaleneffekte zurückzuführen. Darüber hinaus bietet Freiflächen-PV den Vorteil, dass der Winterstromanteil erhöht werden kann, ohne dass die Kosten stark ansteigen. Da sie nicht an eine Dachneigung und Orientierung gebunden sind, können Freiflächenanlagen optimal ausgerichtet werden und einen leicht höheren Winterstromanteil als Dach-

PV erzielen. Anlagen in subalpinen Lagen könnten den Winterstromanteil weiter erhöhen. Sie würden einen Teil der Vorteile alpiner PV-Anlagen nutzen, wie etwa deutlich weniger Nebeltage als im Flachland, während Herausforderungen wie Schneelasten und Erschliessung voraussichtlich einfacher zu bewältigen wären als an hochalpinen Standorten. Dies könnte zu deutlich geringeren Baukosten führen.

Der Netzanschluss erfolgt bei Freiflächen-PV zudem in der Regel auf einer höheren Netzebene als bei Dach-PV (NE5 oder höher, statt NE7), wodurch die Auswirkungen auf das Verteilnetz geringer ausfallen, und Ausbaukosten entsprechend reduziert werden können.

Freiflächen-PV hat hohes Potenzial, der Ausbau hängt jedoch entscheidend von der kantonalen Umsetzung von Eignungsgebieten und Bewilligungsverfahren sowie vom Umgang mit Nutzungskonflikten ab.

Das schweizweite Potenzial von Freiflächen-PV ist grundsätzlich gross, jedoch schwer quantifizierbar, da potenzielle Standorte intensiven Interessensabwägungen unterliegen. Nutzungskonflikte betreffen insbesondere die Landwirtschaft sowie Umwelt und Landschaftsschutz. Kombinierte Nutzungsformen, wie etwa eine gleichzeitige landwirtschaftliche Produktion bei Agri-PV, können diese Konflikte zwar teilweise entschärfen, sind jedoch häufig mit höheren Kosten und regulatorischen Anforderung verbunden.

Per Anfang 2026 bestehen – anders als etwa im Bereich der Windenergie – noch keine kantonalen Eignungsgebiete für Freiflächen-PV. Inzwischen wurden jedoch erste fachliche Grundlagen erarbeitet, welche die Kantone bei der Prüfung und Festlegung geeigneter Gebiete unterstützen sollen. Insbesondere Flächen mit geringen oder keinen Schutzinteressen, wie sie unter anderem in Studien des ARE identifiziert wurden, können dabei eine wichtige Ausgangsbasis darstellen.

Um den Ausbau von Freiflächen-PV zu ermöglichen ist es nun unerlässlich, dass die Kantone diese Flächen umfassend prüfen und Eignungsgebiete ausweisen. Durch das beschleunigte Bewilligungsverfahren gemäss Beschleunigungserlass hat sich die Ausgangslage für Freiflächen-PV in Eignungsgebieten verbessert. Die Kantone müssen nun sowohl die Vorgaben des Beschleunigungserlasses als auch die Anforderungen zur Festlegung von Eignungsgebieten konsequent umsetzen und Nutzungskonflikte transparent und nachvollziehbar abwägen. Damit schaffen sie hinsichtlich Dauer und Erfolgchancen des Bewilligungsprozess die notwendige Voraussetzung für den Ausbau von Freiflächen-PV.

Zusätzlich können auch die Gemeinden in ihrer Nutzungsplanung vorausgehen und Sonderzonen für kleinere Anlagen, bspw. auf vorbelasteten Flächen, vorsehen. Diese sind oftmals einfacher zu realisieren, wirtschaftlich attraktiv und gut akzeptiert.

⁹⁴ Die Bundesversammlung, 2025, Transparenz bei der Fördereffizienz aller erneuerbaren Technologien herstellen

Disclaimer und Literaturverzeichnis

Veröffentlichungsdetails

Erstpublikation: 24. März 2026

Hauptautorinnen und Hauptautoren:

Oliver Hugi, Fabian Feger, Roland Kübler,
Lara Lück, Paul Letainturier, Mia Pfuderer,
Bettina Putzi, Carlo Schmitt, Marius Schwarz,
Thomas Porchet, Leo Zimmermann

Expertinnen, Experten und

Mitwirkende: Konrad Emmenegger,
Martin Koller, Siliva Milan, Lena Schneider,
Stephan Weber, Thomas Weber

Design und Produktion:

Aorta Design GmbH, Baden

Titelbild: © Urbasolar / M. Colin – verwendet
mit Genehmigung

Disclaimer

Diese Publikation wurde im Rahmen des Projektes Axpo Energy Reports erstellt, um einen Überblick über die Rolle und das Potenzial der Solarenergie in der Schweiz zu geben, und dient ausschliesslich zu Informationszwecken. Die in diesem Dokument dargelegten Meinungen spiegeln die Überlegungen und Bestrebungen von Axpo zum Zeitpunkt der Veröffentlichung wider. Diese können aufgrund regulatorischer oder gesamtwirtschaftlicher Entwicklungen ändern. Wir können weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Gewähr für die in diesem Dokument enthaltenen Informationen übernehmen. Das Dokument enthält Aussagen, die sich auf zukünftige Ereignisse beziehen und rein spekulativer Natur sind. Solche Aussagen spiegeln lediglich

unsere Einschätzung der Situation zu einem bestimmten Zeitpunkt wider. Handlungen, die auf diesem Dokument basieren, liegen in der alleinigen Verantwortung der Akteure. Wir übernehmen keine Haftung für Schäden, die direkt oder indirekt aus der Verwendung dieses Dokuments entstehen könnten.

- Alpine PV competence. (2026). <https://alpine-pv.ch/statistics/>.
- BFE. (2024). *Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie*.
- Bucher, P.D. (2022). *Photovoltaik-Potenziale der Schweiz*.
- Bucher, P.D. (2025). *Anreize zum systemdienlichen Netzanschluss von Photovoltaik-Anlagen, Umsetzungsvorschlag zur Entlastung der Verteilnetze*. Bern: Berner Fachhochschule.
- Bundesamt für Energie BFE. (2024). *GESAMTE ERZEUGUNG UND ABGABE ELEKTRISCHER ENERGIE IN DER SCHWEIZ*. BFE.
- Bundesamt für Energie BFE. (2024). *Konzept Photovoltaik-Förderung und Nutzungsstrategie Photovoltaik Potenziale*.
- Bundesamt für Energie BFE. (2024). *Statistik Sonnenenergie 2024*.
- Bundesamt für Energie BFE. (2025). *Elektrizitätsproduktionsanlagen*.
- Bundesamt für Energie BFE. (2025). *GESAMTE ERZEUGUNG UND ABGABE ELEKTRISCHER ENERGIE IN DER SCHWEIZ*. BFE.
- Bundesamt für Energie BFE. *Photovoltaik-Grossanlagen nach Art. 71a EnG in der Schweiz*. Von www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE_AlpineSolaranlagen/.
- CKW. (2026). *Stromprodukte*. www.ckw.ch/energie/strom/stromprodukte.
- Demiray, T., & Ingold, T. (2024). *Energiezukunft 2050: Auswirkungen auf die Verteilnetze*. VSE; ETH.
- EBP Schweiz AG. (2024). *Konzept Photovoltaik-Förderung und Nutzungsstrategie Photovoltaik Potenziale*. Zürich: Bundesamt für Energie BFE.
- Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK. (2025). *Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Energieverordnung mit Inkrafttreten – Erläuternder Bericht*.
- ElCom. (2025). *Strompreise Schweiz*. Von www.strompreis.elcom.admin.ch.
- Energie Schweiz. «Der Markt für Heimbatterien dürfte weiterhin wachsen». Von www.energieschweiz.ch/stories/batterien/.
- Fesenfeld, L. et al. (2026). *Agrivoltaics can reduce political polarization and local opposition to solar energy on land*. Von <https://digitalcollection.zhaw.ch/items/837646d2-97e7-49d2-9f8b-ba367a1548f8>.
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2025). *Photovoltaics Report*. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.
- gfs.bern. (2025). *Schlussbericht – Studie Versorgungssicherheit Welle 4*. Bern.
- Hübner, O. (2024). *Analyse der gesellschaftlichen Akzeptanz alpiner Solaranlagen in der Schweiz: Bestimmungsfaktoren, Herausforderungen und Perspektiven*. Lengnau, Schweiz: HSO Wirtschaftsschule Schweiz.
- IEA International Energy Agency. (2024). *Trends in Photovoltaic Applications*.
- INOBAT Batterierecycling. (2026). Von www.inobat.ch.
- IRENA. (2023). *Renewable Power Generation Costs in 2023*.
- Klopfenstein Broggini, D., Kolly, N., Rieder, B., & Vincenz-Stauffacher, S. (2023). *Energiegesetz. Änderung (Beschleunigungserlass)*. Von Die Bundesversammlung – Das Schweizer Parlament: www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20230051.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2025). *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. Von National Renewable Energy Laboratory (NREL): www.nrel.gov/pv/module-efficiency.
- Nemet, G. (2009). *Interim monitoring of cost dynamics for publicly supported energy technologies*. Energy Policy 37(3), 825–835.
- Neoom. *Wirkungsgrad des Batteriesystems*. Von www.wissen.neoom.com/wirkungsgrad-des-batteriesystems.
- NREL Photovoltaic Research. (19.8.2025). *Best Research-Cell Efficiency*. Von NREL Photovoltaic Research: www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.
- Prognos, I.T. (2021). *Energieperspektiven 2050+, Technischer Bericht*.
- Pronovo. (2025). *Facts EVS*. Von www.pronovo.ch/de/foerderung/evs/facts/.

Pronovo AG. (2025). *Auktions-Cockpit Photovoltaik – 2025/Runde 1–3*.

pvXchange. (2025). *pvXchange*.
Von pvXchange.com.

Schröder, C. (27.5.2025). *Integration des künftigen PV-Zubaus in das Energiesystem*. Von PerspectivE:
www.strom.ch/de/perspective/integration-des-kuenftigen-pv-zubaus-das-energiesystem.

Semmelmann, L., Konermann, M., Dietze, D., & Staudt, P. (2024). *Empirical field evaluation of self-consumption promoting regulation of household battery energy storage systems*. Energy Policy.

SENS eRecycling. (2026). *Starke Branchenlösung für das Recycling von Photovoltaik-Modulen*.
Von www.erecycling.ch/de/photovoltaik.html.

SRF. (2026). *Der «Solarexpress» liefert bemerkenswerte Erkenntnisse*. www.srf.ch/news/schweiz/alpine-solaranlagen-der-solarexpress-liefert-bemerkenswerte-erkenntnisse.

Swissgrid. (2026). *Alles rund um den Strompreis*.
www.swissgrid.ch/de/home/about-us/company/electricity-price.html

Swissolar. (2023). *Merkblatt Photovoltaik Kantonale und Eidgenössische Steuerpraxis*.

Swissolar. (2023). *Merkblatt Photovoltaik Nr. 9 – Kantonale und eidgenössische Steuerpraxis*.

Swissolar. (2025). *Batteriespeicher*.
Von www.swissolar.ch/de/wissen/solarenergie-kombiniert/batteriespeicher.

Swissolar. (2025). *Batteriespeicher mit Photovoltaik 2025*. Von www.swissolar.ch/02_markt-politik/batteriespeicherbericht/130525_batteriespeicher_bericht_sws.pdf.

Swissolar. (2025). *Solarmonitor*.

Swissolar. (2026). *Entsorgung und Recycling*.
Von www.swissolar.ch/de/wissen/anlagenbetrieb/entsorgung-und-recycling.

Swissolar. *Kantonale und eidgenössische Steuerpraxis*. Von www.swissolar.ch/01_wissen/fachwissen/photovoltaik/merkblaetter/21009d_merkblatt_steuerpraxis.pdf.

UVEK. (2025). *Vernehmlassungsentwurf «Erläuternder Bericht zur Revision vom November 2025 der Energieförderungsverordnung»* vom April 2025.

WINAICO. *5 Kriterien für die Auswahl des besten Solarstromspeichers*. Von www.winaico.com/de/blog-de/solarstromspeicher/.

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften. (2022). *Machbarkeitsstudie Agri-Photovoltaik in der Schweizer Landwirtschaft*.