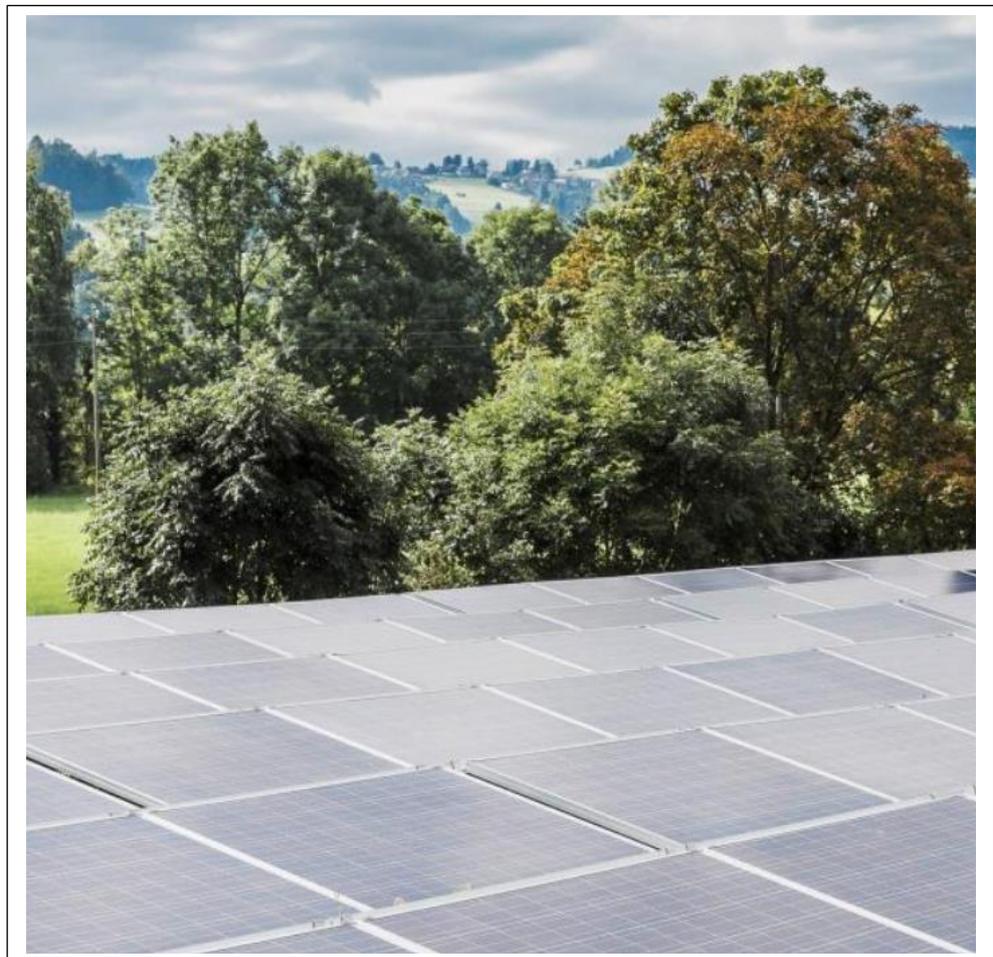


Solarstromlösungen für KMU und Landwirtschaftsbetriebe



Impressum

Auftraggeber

Region Zürichsee-Linth
Oberseestrasse 10
8640 Rapperswil-Jona

Verfasst durch

Energieagentur St.Gallen GmbH
Kornhausstrasse 25
9000 St.Gallen

Autor Christian Eisenhut
Telefon 058 228 71 95
c.eisenhut@energieagentur-sg.ch

St. Gallen, 16. Februar 2024

Inhalt

1. Zusammenfassung	4
2. Für Gebäudeeigentümer: Welche Schritte führen zum erfolgreichen PV-Projekt?	5
2.1. Kontakt Solarunternehmen oder eigene erste Abklärungen.....	5
2.2. Klärung Solarpotenzial und Anlagengrösse.....	5
2.3. Förderbeiträge	6
2.4. Kostenschätzung	7
3. Erfolgs- und Wirtschaftlichkeitsfaktoren	11
3.1. Allgemeine Rahmenbedingungen.....	11
3.2. Designabhängige Faktoren.....	14
4. Resultate aus der Kampagne	18
4.1. Ziele und Ablauf der PV-Kampagne	18
4.2. Online-Umfrage.....	18
5. Weiterführende Informationen	19
5.1. Photovoltaik-Ausbau in der Region Zürichsee-Linth	19
5.2. Energiepolitische Zielsetzungen	20
5.3. Technologie PV-Module und Wechselrichter.....	20
5.4. Gesetze, Normen und Richtlinien	20
5.5. Steuern.....	22
5.6. Versicherung	22
5.7. Biodiversität, PV-Strom und Regenwasserretention auf Flachdächern.....	23
5.8. Vermarktungsmöglichkeiten.....	23
5.9. Lokaler Verbrauch.....	24
5.10. Vermarktung Überschussstrom	25
5.11. Finanzieller Ertrag und Amortisationszeit	27
5.12. Eigenfinanzierung oder Contracting	28
6. Fazit	30
7. Glossar	31

1. Zusammenfassung

Im Rahmen der Kampagne «Solarstromlösungen für KMU- und Landwirtschaftsbetriebe» wurden von Frühling bis Herbst 2023 31 Objekte in der Region Zürichsee-Linth für die Nutzung des PV-Potenzials untersucht. Nach einer online-Umfrage und einem Interview hat die Energieagentur Faktenblätter zum lokalen PV-Potential erstellt. Die allgemeinen Resultate aus der Kampagne sind in diesem Bericht zusammengefasst.

Die vorgeschlagenen PV-Anlagen haben i.d.R. eine Grösse zwischen 25 kWp und 250 kWp. In der Summe ergibt sich eine mögliche installierte Leistung von über 3.6 MWp und ein Jahresertrag von ca. 3.4 GWh, was in der Grössenordnung 30 % des aktuellen jährlichen Zubaus in der ganzen Region entspricht.

Die zu erwartenden Produktionskosten sind sehr stark von der Anlagengrösse abhängig und variieren entsprechend zwischen 7 Rp./kWh für sehr grosse Anlagen bis zu ca. 18 Rp./kWh für die kleinsten Anlagen. Eine verlässliche Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist im aktuellen Marktumfeld schwierig. Die Produktionskosten liegen jedoch meist deutlich tiefer als die aktuellen Stromkosten. Im Zusammenhang mit einem optimierten Eigenverbrauch zahlen sich Investitionen in PV-Anlagen entsprechend schnell aus.

Das Potential für den Photovoltaik-Ausbau ist sehr gross, dessen Nutzung für die Erreichung der nationalen und kantonalen Ziele entscheidend. Der vorliegende Bericht zeigt, wie der PV-Ausbau in KMU- und Landwirtschaftsbetrieben dazu beiträgt, die Ausbauziele rasch zu erreichen.

2. Für Gebäudeeigentümer: Welche Schritte führen zum erfolgreichen PV-Projekt?

Dieser Abschnitt beleuchtet die wichtigsten Punkte und Fragen, die für Gebäudeeigentümer in einem PV-Projekt besonders wichtig sind.

2.1. Kontakt Solarunternehmen oder eigene erste Abklärungen

Der erste Schritt für einen Gebäudeeigentümer kann eine Kontaktaufnahme mit einem PV-Unternehmen sein. Setzt sich die Eigentümerschaft selbst mit der Thematik auseinander, können die wichtigsten Fragen auch selbst geklärt und die Branche somit entlastet werden. Im Rahmen der Kampagne hat die Energieagentur St.Gallen für die Umfrageteilnehmenden die wichtigsten Punkte in einem Faktenblatt zusammengefasst, ergänzend dazu standen folgende Partnerunternehmen für weiterführende Lösungsvorschläge und Richtofferten zur Verfügung (vgl. Abbildung 1):

- Adrian Mettler AG, Benken
- Elektrizitätswerk Uznach AG, Uznach
- Energieversorgung Schänis AG, Schänis
- ezee ENERGY Suisse AG, Weesen
- Polyvoltark GmbH, Schmerikon
- Iontec GmbH, Benken
- Jud Energie AG, Benken



Abbildung 1: Beteiligte Partnerunternehmen

Weitere Kontaktdaten zu möglichen PV-Unternehmen bietet der Branchenverband Swissolar¹.

2.2. Klärung Solarpotenzial und Anlagengrösse

Für eine installierte Leistung von 1 kWp («KiloWatt-Peak») kann mit einer benötigten Fläche von 5.5 m² gerechnet werden. Ist die Dachfläche bekannt, lässt sich die mögliche installierte Anlagenleistung somit einfach abschätzen. Eine Hilfe für einzelne Dachflächen bietet das Portal www.sonnendach.ch. Es ist auch verknüpft mit dem Solarrechner von Energieschweiz².

¹ www.swissolar.ch

² <https://www.energieschweiz.ch/tools/solarrechner/>

Abbildung 2 und Tabelle 1 zeigen beispielhaft eine Zusammenstellung des Potenzials einer Scheune und eines Betriebsgebäudes mit Flachdach.



Abbildung 2: Beispiel einer Ausnutzung des Dachpotenzials auf einer Scheune (Satteldach) und Flachdach.

Nr.	Beschreibung	Fläche [m ²]	Leistung [kWp]	Spezifischer Ertrag [kWh/kWp]
1	Flachdach, Ausrichtung Südwest	150	25	967
2	Flachdach, Ausrichtung Nordost	150	25	812
3	Satteldach West	150	25	918
4	Satteldach Ost	150	25	763
Gesamt		600	100	865

Tabelle 1: Zusammenstellung der Flächenpotenziale für die Beispielanlage

2.3. Förderbeiträge

Photovoltaik wird in der Schweiz auf Bundesebene durch Pronovo gefördert. Die Förderungen sind vielfältig und wurden per 1.1.2023 für Anlagen ohne Eigenverbrauch erweitert. Abbildung 3 zeigt die Übersicht der verschiedenen Fördermodelle, im Wesentlichen abhängig von der installierten Leistung (kW resp. kWp) und vom Eigenverbrauch (Konfiguration, ob ein Teil des erzeugten Solarstroms lokal im Objekt direkt verbraucht wird oder nicht).

Für die Objekte der Kampagne standen folgende Fördermodelle im Fokus³:

- Grosse Einmalvergütung (GREIV) für Anlagen grösser 100 kWp mit mittlerem oder hohem Eigenverbrauch. Die Vergütung beträgt aktuell zwischen CHF 270.- und 330.- pro kWp (vgl. Fördergeldrechner auf www.pronovo.ch)
- Hohe Einmalvergütung (HEIV) mit garantierter Einmalvergütung für Anlagen mit einer Grösse von maximal 150 kWp, wo der gesamte PV-Strom ins Netz eingespeist wird. Die Vergütung beträgt aktuell rund CHF 450.- pro kWp.
- Hohe Einmalvergütung (HEIV) für Anlagen grösser 150 kWp über Auktionen⁴.

³ <https://pronovo.ch/de/foerderung/einmalverguetung-eiv/>

⁴ <https://pronovo.ch/de/foerderung/einmalverguetung-eiv/auktionen/>

Zu beachten ist, dass die einzelnen Fördermodelle auch kombiniert werden können- also beispielsweise eine kleinere PV-Anlage mit Eigenverbrauch (KLEIV) und eine weitere PV-Anlage (auf dem selben Gebäude), deren Strom komplett ins Netz eingespeist wird (Hohe Einmalvergütung).

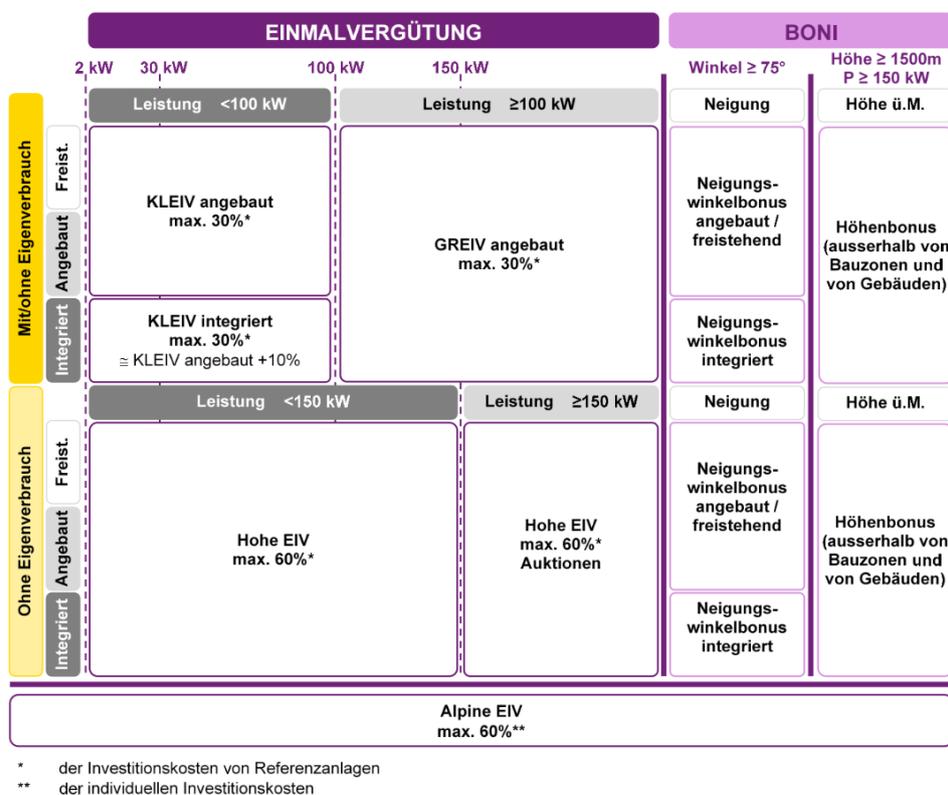


Abbildung 3: Übersicht aktuelle PV-Förderung des Bundes⁵

2.4. Kostenschätzung

Aus der Anlagengrösse und dem Fördermodell lassen sich der Richtpreis, die Netto-Investition und letztlich die Produktionskosten gut abschätzen.

a. Richtpreis (Brutto) und Investitionskosten (Netto)

Abbildung 4 zeigt Richtpreise für spezifische Kosten (Brutto-Investitionskosten pro kWp) in Abhängigkeit der Anlagengrösse aus der aktuellen Preisbeobachtungsstudie von EnergieSchweiz [1]. Die Punktwolke und rote Mittelwert-Linie bezieht sich auf Marktdaten von 2022, die orangenen Sterne zeigen die Durchschnitte von 2021.

Die spezifischen Kosten sind sehr stark von der Anlagengrösse abhängig und liegen für Anlagengrössen zwischen 25 kWp und 250 MWp zwischen CHF 1000.- bis 3000.- pro kWp.

Die Netto-Investitionskosten entsprechen den Brutto-Investitionskosten abzüglich den einmaligen Förderbeiträgen des Bundes.

⁵ <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/7238>

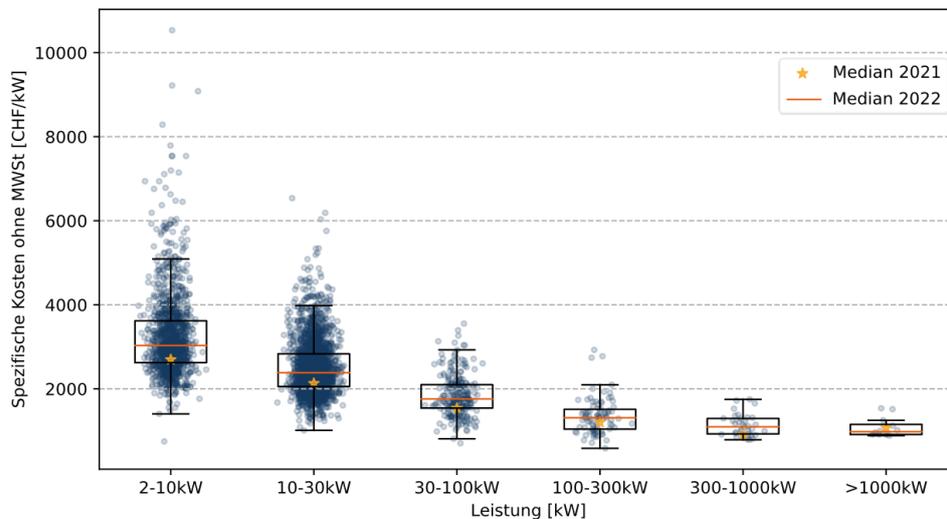


Abbildung 4: Spezifische Kosten der Objekte aus der PV-Kampagne im Vergleich zum durchschnittlichen Richtpreis (rot) aus dem Jahr 2022 [1]. Die orangen Sterne zeigen den Richtpreis 2021

b. Kapitalkosten

Die Kapitalkosten hängen von der Abschreibungsdauer und Kapitalverzinsung ab. In den Faktenblättern und in diesem Bericht wird vereinfachend mit einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren und einer Kapitalverzinsung von 2.5% gerechnet. Daraus resultiert ein Annuitätenfaktor von 4.78%, womit die jährlichen Kapitalkosten einfach gerechnet werden können.

c. Betriebskosten

Es ist schwierig, die Betriebs- und Unterhaltskosten einer PV-Anlage in der Planung genau zu bestimmen. Besonders bei grossen PV-Anlagen haben diese Kosten jedoch einen erheblichen Einfluss auf die Produktionskosten der Anlage und somit auf ihre Rentabilität. Obwohl richtig dimensionierte und gut gebaute PV-Anlagen ohne regelmässige Wartung funktionieren, da sie keine beweglichen Teile haben und keine Brennstoffe oder Schmiermittel benötigen, sind die Betriebskosten bei grossen Anlagen relevant. Dies liegt daran, dass die Kosten für Abschreibung und Verzinsung im Verhältnis zu kleinen PV-Anlagen deutlich niedriger sind. Da verschiedene Faktoren einen Einfluss auf die Betriebskosten haben, sollte in der Planung transparent gemacht werden, von welchen Kosten in folgenden Bereichen ausgegangen wird:

- Kosten für Unterhalt, Reparatur und Ersatz einzelner Komponenten: besonders ein angemessener Wechselrichterersatz während der Anlagen-Lebensdauer sollte kalkuliert werden
- Service- und Kontrollgänge, Monitoring
- Reinigung
- Versicherung, Administration und Verwaltung
- Periodische Gebühren (z.B. ausgelagerte Dienstleistungen)
- Steuern

Durchschnittliche jährliche Betriebskosten werden i.d.R. in Abhängigkeit des jährlichen PV-Ertrages angegeben (Rp./kWh). Eine ältere Studie [2] aus dem Jahr 2014 geht von durchschnittlichen Betriebskosten von 2-4 Rp./kWh aus, bei kleineren Anlagen können diese im Bereich von 5 Rp./kWh

oder aufgrund von Kosten für Datenkommunikation und Dienstleistungen noch höher liegen. Relevant in diesem Zusammenhang ist, dass seit dem 1.1.2018 die Messkosten den Netzkosten angerechnet werden und somit in den Betriebskosten nicht mehr aufgeführt werden.

Im Rahmen dieser Kampagne wird vorgeschlagen, bei grösseren Anlagen mindestens mit Betriebskosten von 2 Rp./kWh zu rechnen. Das entspricht auch dem Minimum aus [3], vgl. Abbildung 5.

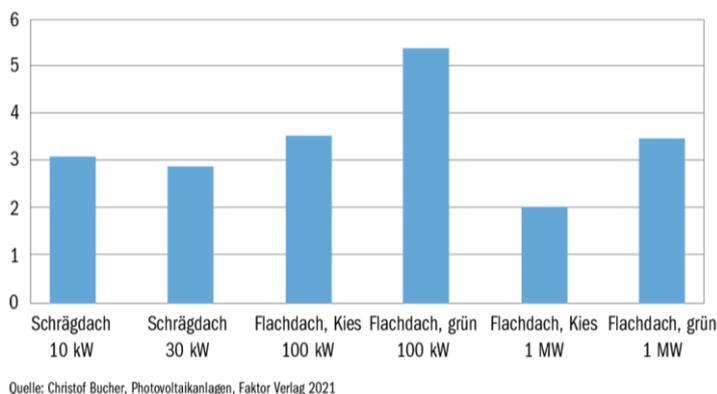


Abbildung 5: Erwartete Betriebs- und Unterhaltskosten in Rp./kWh

d. Produktionskosten

Die Produktionskosten können mit der Annuitätenmethode in Abhängigkeit der geplanten Abschreibungsdauer und Verzinsung (vgl. Kapitalkosten Abschnitt b) sowie den geschätzten Betriebskosten (Abschnitt c) bestimmt werden. Ein Beispiel wird in Abschnitt e gezeigt.

Teilweise werden in Offerten leider nur die «rohen» Produktionskosten ausgewiesen, wo die Netto-Investition durch die geplante Jahresproduktion und Abschreibungszeit geteilt wird (vgl. Abbildung 7). Besonders bei grossen Anlagen fallen jedoch die Betriebs- und Kapitalkosten stark ins Gewicht und sind entsprechend zu berücksichtigen.

Abbildung 6 zeigt die Produktionskosten für die im Rahmen der Kampagne vorgeschlagenen PV-Anlagen.

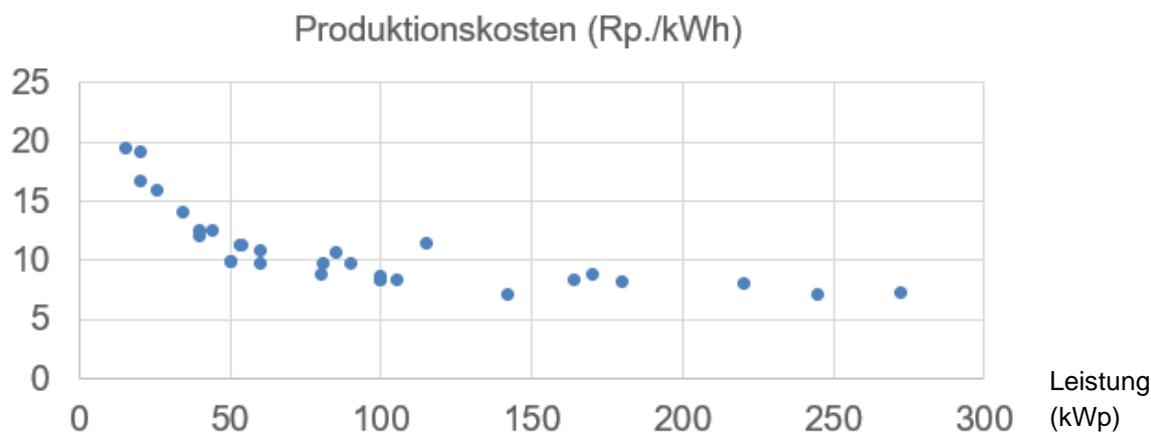


Abbildung 6: Ermittelte Produktionskosten in Abhängigkeit der Anlagengrösse (kWp) für die Objekte aus der Kampagne

e. Beispiel-Berechnung Produktionskosten

Der folgende Abschnitt zeigt eine einfache Berechnung der Produktionskosten, die auf einer linearen Abschreibung der Investition und der Berücksichtigung der Kapitalverzinsung nach der Annuitätenmethode beruht. Auf eine detaillierte Darstellung, die beispielsweise eine zeitlich variable Finanzierung, zeitlich versetzte Auszahlung der Fördergelder, Berücksichtigung von Eigen- und Fremdkapital, Berücksichtigung der Steuern sowie der Herleitung des Kapitalbarwerts zeigt, wird hier bewusst verzichtet und auf den Wirtschaftlichkeitsrechner von Swissolar⁶ verwiesen.

Beispielhaft für die Objekte dieser Kampagne zeigt untenstehende Tabelle die Abschätzung der Produktionskosten für eine Anlage der Grösse 100 kWp.

Beschreibung	Einheit	
Durchschnittliche Jahresproduktion bei spezifischem durchschnittlichen Jahresertrag (inkl. Degradation) von 900 kWh/kWp	kWh	90'000
Kosten schlüsselfertige Anlage (exkl. MWSt.)	CHF	150'000.-
Kosten schlüsselfertige Anlage (inkl. 8.1% MWSt.)	CHF	162'150.-
Abzüglich Förderung (Grosse Einmalvergütung GREIV)	CHF	- 33'000.-
Nettoinvestition	CHF	129'150.-
Annuitätenfaktor (30 Jahre, 2.5% Zins)	%	4.78
Jährliche Abschreibung (Kapitalkosten)	CHF	6'173.-
Jährliche Unterhaltskosten bei 2 Rp./kWh	CHF	1'800.-
Total jährliche Kosten	CHF	7'973.-
Produktionskosten (jährliche Kosten / Jahresproduktion)	Rp./kWh	8.9

⁶ <https://www.swissolar.ch/de/angebot/werkzeuge/wirtschaftlichkeitsrechner>

3. Erfolgs- und Wirtschaftlichkeitsfaktoren

Abbildung 7 zeigt neben den allgemeinen Rahmenbedingungen (links) die wesentlichen Zusammenhänge und wichtigsten Einflussfaktoren auf die Produktionskosten (orange) sowie die Wirtschaftlichkeit (Amortisationszeit und Rendite).

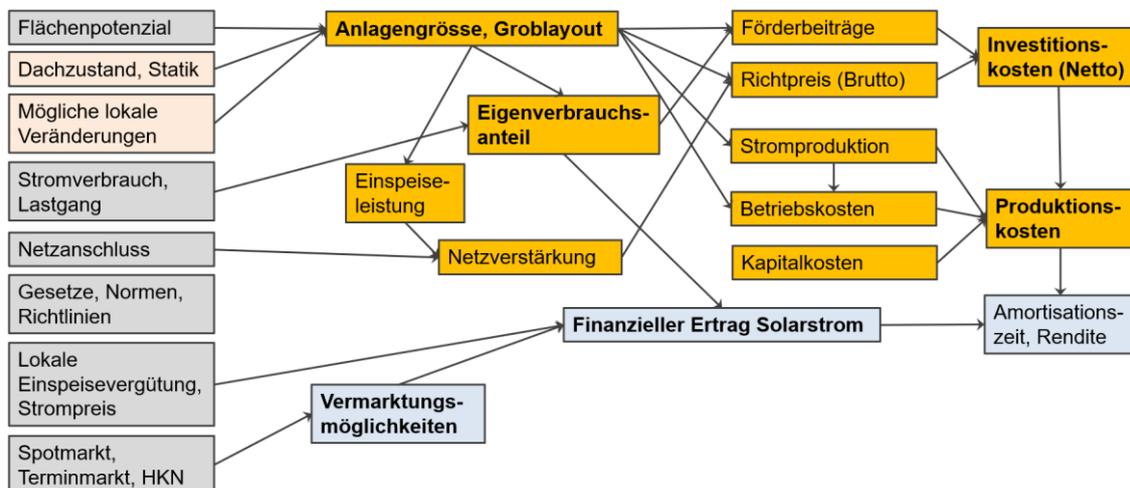


Abbildung 7: Allgemeine Rahmenbedingungen (links) und Zusammenhänge der wichtigsten Einflussfaktoren auf die Produktionskosten und Wirtschaftlichkeit von grossen PV-Anlagen

Aus der online-Umfrage und dem Interview konnte für die untersuchten Objekte ein Faktenblatt erstellt werden, welches die wesentlichen Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren auf die Produktionskosten übersichtlich darlegt. Eine genügende Dachstatik und Datenqualität des Stromverbrauches vorausgesetzt, können die mögliche Anlagengrösse, der Eigenverbrauchsanteil, die Stromproduktion und letztlich über die Investitions- und Betriebskosten die Produktionskosten (Produktionskosten) relativ einfach und mit überschaubarem Risiko abgeschätzt werden.

Anspruchsvoller werden Aussagen zur Wirtschaftlichkeit (z.B. Amortisationszeit oder Rendite), da diese nebst dem Eigenverbrauch stark von den Vermarktungsmöglichkeiten und insbesondere von den Rahmenbedingungen im Strommarkt (Sportmarkt, Terminmarkt, HKN) abhängt. Es ist nicht möglich, diesbezüglich präzise Prognosen für den Zeitraum der Lebensdauer von PV-Anlagen zu machen. Entsprechend sind Angaben zu Renditeaussichten oder Amortisationszeiten in Offerten stets mit Vorsicht zu geniessen.

Die folgenden Abschnitte fassen die wichtigsten Fakten und Erkenntnisse zu den einzelnen Einflussfaktoren zusammen.

3.1. Allgemeine Rahmenbedingungen

Dieser Abschnitt beleuchtet die wichtigsten allgemeinen Rahmenbedingungen aus Abbildung 7, die für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage massgebend sind.

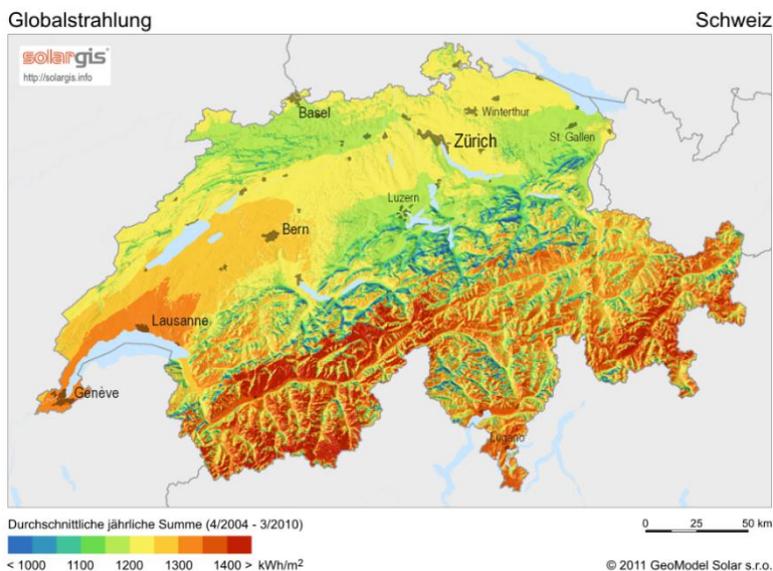
a. Lokale Solarstrahlung und Flächenpotenzial

Mit PV-Anlagen können grundsätzlich überall in der Schweiz attraktive Erträge realisiert werden. Die auf einem Quadratmeter (horizontal) einfallende Sonneneinstrahlung (Globalstrahlung als Summe der

Direktstrahlung und Diffusstrahlung) beträgt in den meisten Regionen der Schweiz zwischen 1000 und 1500 kWh pro m² und Jahr, vgl. Abbildung 8).

Abbildung 8: Übersicht Globalstrahlung Schweiz (Quelle: solargis © 2011 GeoModel Solar s.r.o.)

Die Globalstrahlung setzt sich in den meisten bewohnten Gebieten der Schweiz ca. zur Hälfte aus



Diffusstrahlung und Direktstrahlung zusammen. Eine Nachführung der Panels (Tracking) nach der Sonne lohnt sich deshalb finanziell in der Schweiz nur in speziellen Situationen.

Besonders die Exposition, Höhenlage und das lokale Klima beeinflussen die Globalstrahlung. Verschiedene Tools wie das in der Kampagne eingesetzte und frei nutzbare PV-Gis (siehe unten) berücksichtigen diese Faktoren.

Für den standortspezifischen PV-Ertrag spielt zusätzlich die Neigung, Ausrichtung und Beschattung aufgrund des Horizonts, benachbarter Gebäude und Vegetation eine grosse Rolle.

Nicht nur die besten geeigneten Dachflächen gegen Süden eignen sich, sondern ebenso Flachdächer, Dächer und Fassaden von Ost- über Süd- bis West-Exposition (vgl. Abschnitt 3.2.a).



Tool PV-Gis: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> ermöglicht für einen bestimmten Standort die Berechnung des spezifischen Solaretrags und bietet eine gute Visualisierung des Jahresgangs, Optimierung des Neigungswinkels und Visualisierung der Verschattung durch den Horizont (Berücksichtigung der lokalen Topographie). Ausserdem lässt sich der Tagesverlauf der PV-Produktionsleistung berechnen.

b. Dachzustand, Statik

Ein vielversprechendes Dachpotenzial vorausgesetzt, werden Unsicherheiten in der Dachstatik oder ältere Dächer, die offensichtlich den Statik-Anforderungen einer zusätzlichen Last durch eine PV-Anlage nicht genügen, oft als Grund für ein Scheitern eines potenziellen PV-Projektes genannt.

Wird eine Dachsanierung ohnehin notwendig, bietet ein PV-Projekt verschiedene Vorteile. Neben einigen Synergien (temporäre Arbeitssicherheit, Dach-Anpassungen und elektrische Durchführungen) kann beispielsweise bei geschickter Vertragsausgestaltung im Solar-Contracting u.U. ein Teil der Dachsanierung über den Ertrag aus der Dachvermietung finanziert werden (vgl. Abschnitt 5.12.c).

Die zusätzliche Dachlast, die eine PV-Anlage verursacht (Systemgewicht), liegt zwischen 15 und 23 kg/m² und hängt stark vom Montagesystem ab. Das zusätzliche Gewicht im Falle einer Schwerlastfundation auf Flachdächern kann dabei teilweise durch Entfernung von Substrat resp. Nutzung des Substrats als Schwerlast kompensiert werden.

c. Mögliche lokale Veränderungen, weitere Hindernisse

Unsicherheiten in der mittelfristigen Entwicklung am Standort (bauliche Veränderung, Aufstockung, Erweiterung, ...) können ebenfalls zum Scheitern eines potenziellen PV-Projektes führen.

Ist die Kontinuität in einem Zeitfenster von 20-30 Jahren jedoch gewährleistet, sind es manchmal komplexe Eigentumsverhältnisse und lange Entscheidungswege in grösseren Firmen, die einen Projekterfolg behindern. Eine Contracting-Lösung mit klaren und einfachen Schnittstellen kann diesbezüglich hilfreich sein (vgl. Abschnitt 5.12.b). Die Gebäude-Eigentümerschaft kann von lokalem Solarstrom profitieren, ohne dabei etwas mit der Erstellung, der Finanzierung und dem Betrieb der PV-Anlage zu tun zu haben.

d. Stromverbrauch, Lastgang

Werden an einem Standort die Kriterien in den obigen Abschnitten positiv beurteilt, steht einem PV-Projekt grundsätzlich nichts im Wege. Eine wichtige Grösse ist die Kenntnis des lokalen Stromverbrauches, nach Möglichkeit als Lastgang (Strombedarf resp. elektrische Leistung im Tages- und Jahresverlauf, vgl. Abbildung 9). Dieser kann beim lokalen Energieversorger eingefordert werden resp. liegt in vielen Betrieben ohnehin vor. Immer häufiger kann der Lastgang auch auf dem Kundenportal des Netzbetreibers direkt online bezogen werden. Zusammen mit den berechneten Produktionszahlen (vgl. Abschnitt a) lässt sich der Eigenverbrauchsanteil des Solarstromes abschätzen. Je genauer die Lastgangdaten vorliegen, desto besser lässt sich der Eigenverbrauchsanteil rechnerisch bestimmen. Ist nur der gesamte Stromverbrauch ungefähr bekannt, lässt sich der Eigenverbrauchsanteil über den Solarstromanteil abschätzen (vgl. Abschnitt 3.2.c).

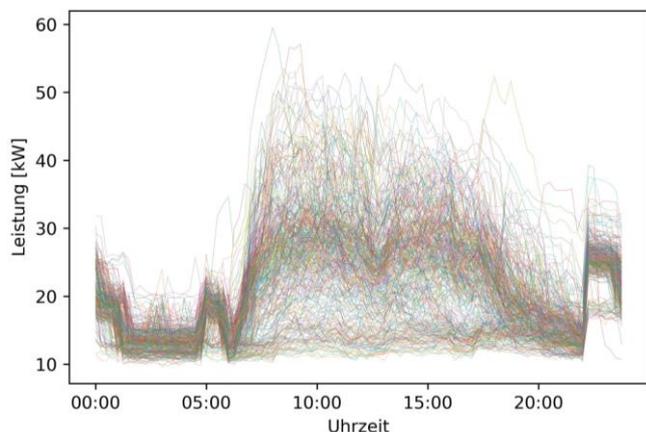


Abbildung 9: Beispiel einer Lastgangdarstellung (Tagesverläufe des Leistungsbedarfes einer Liegenschaft für alle Tage eines Jahres).

e. Netzanschluss

Für PV-Anlagen in der Grössenordnung zwischen 30 kWp und 300 kWp ist die Integration in das Verteilnetz auf den ersten Blick meistens eine Herausforderung. Nur wenige Objekte liegen unmittelbar neben einer Transformatorenstation, meistens ist zudem aufgrund des aktuellen starken PV-Ausbaus das lokale Verteilnetz bereits stark belastet.

Da die Massnahmen zum Netzanschluss u.U. im Verhältnis zu den gesamten Investitionskosten einen grossen Kostentreiber darstellen, ist ein guter Dialog zwischen PV-Unternehmen und Netzbetreiber für pragmatische und kostengünstige Lösungen wichtig. Diese Thematik wird in Abschnitt 3.2.d detaillierter beschrieben.

3.2. Designabhängige Faktoren

a. Anlagengrösse und Groblayout, Modulausrichtung

Im Rahmen der Kampagne wurde für die untersuchten Objekte in den Faktenblättern das Flächenpotenzial mittels PV-GIS abgeschätzt. Ein Beispiel von Inputdaten ist in Tabelle 1 dargestellt, die errechneten Erträge und Leistungsverläufe dafür zeigt Abbildung 11 in Abschnitt b.

Die Ausrichtung der Module ergibt sich in vielen Fällen aus der Geometrie (Ausrichtung und Neigung) des Daches. Bei Flachdächern gibt es, je nach Montagesystem, mehrere Freiheitsgrade in der Anordnung der Module. Die Wahl der Anordnung und Ausrichtung der Module gehört zu den wichtigsten Design-Entscheidungen und ist zentral für den jährlichen Solarertrag.

Nachfolgende Ausführungen erlauben eine einfache Abschätzung des Ertrages.

Wie in Abbildung 8 gezeigt, liegt in der Region Zürichsee-Linth die auf eine horizontale Fläche von 1 m² pro Jahr einfallende Solarstrahlung üblicherweise bei 1200 kWh (stark abhängig von lokaler Verschattung aufgrund des Horizonts).

Abbildung 10 zeigt, wie dieser Strahlungsertrag auf Flächen in der geneigten Ebene umgerechnet werden kann. Eine Süd-Ost-Fassade beispielsweise ermöglicht 75% der horizontalen Globalstrahlung, also 900 kWh/m² und Jahr- ein optimales Süd-Dach liefert im Vergleich zur Horizontalen eine 15% höhere Ausbeute auf derselben Fläche.

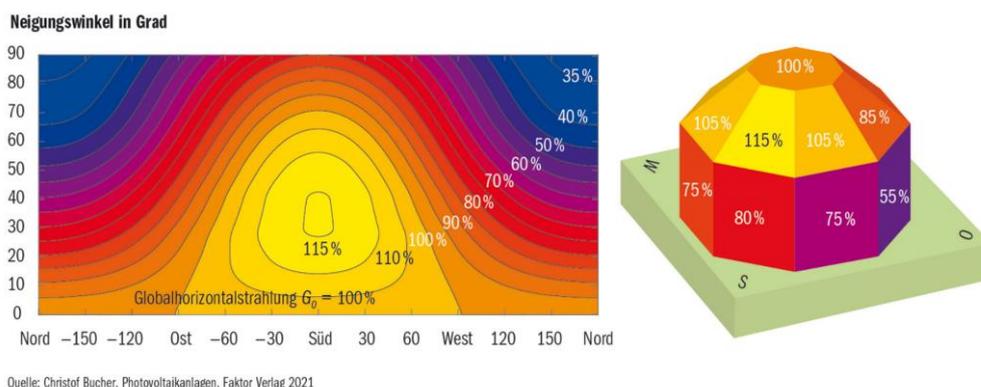


Abbildung 10: Umrechnung der Globalhorizontalstrahlung auf die Globalstrahlung in der geneigten Ebene für das Schweizer Mittelland

Mit der Modulfläche A , dem Modulwirkungsgrad η und der Leistung bei Standard-Bedingungen (1000 W/m²) kann die Anlagenleistung P bestimmt werden:

$$P = A \cdot \eta \cdot 1000 \text{ W/m}^2$$

Für den PV-Ertrag (jährliche PV-Energieerzeugung) einer Anlage mit einer bestimmten installierten Leistung (kWp) müssen schliesslich mit der Performance-Ratio PR die Verluste in der ganzen Erzeugung (Teilabschattung, Verschmutzung, Reflexion, Temperatur, Mismatch, Kabelverluste, Wechselrichter, Störungen) mitberücksichtigt werden. Die PR beträgt üblicherweise 75-80%, was in der Region Zürichsee-Linth zu spezifischen jährlichen PV-Erträgen von 900-950 kWh pro installiertem kWp in der Horizontalen führt. Abbildung 10 macht auch deutlich, dass die auf Flachdächern

mittlerweile häufig angewendeten Ost-West Anordnungen mit Neigungen von mind. 10 Grad (Selbstreinigungseffekt) einen sehr guten spezifischen Ertrag zeigen.

b. Solarstromproduktion

Abbildung 11 zeigt für die Beispielanlage (100 kWp) aus Abbildung 2 die monatlichen Erträge, in Abbildung 12 sind die zu erwartenden Leistungen im Tagesverlauf dargestellt.

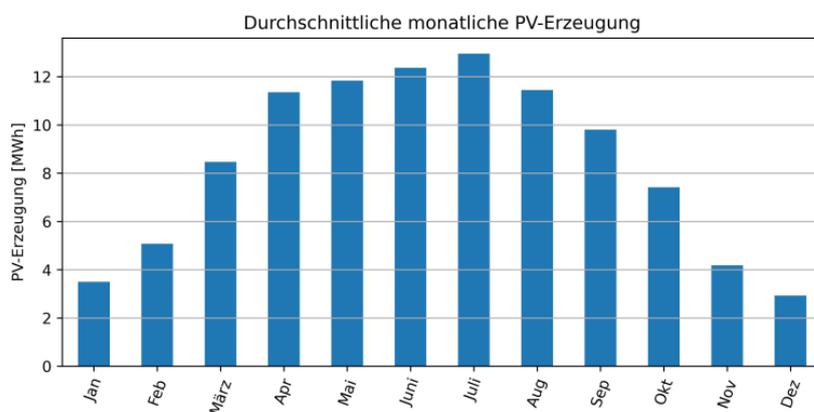


Abbildung 11: Durchschnittliche monatliche PV-Erzeugung für die Beispielanlage

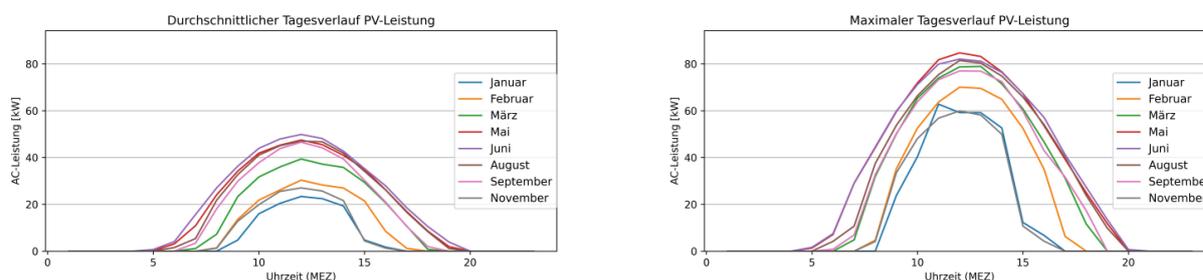
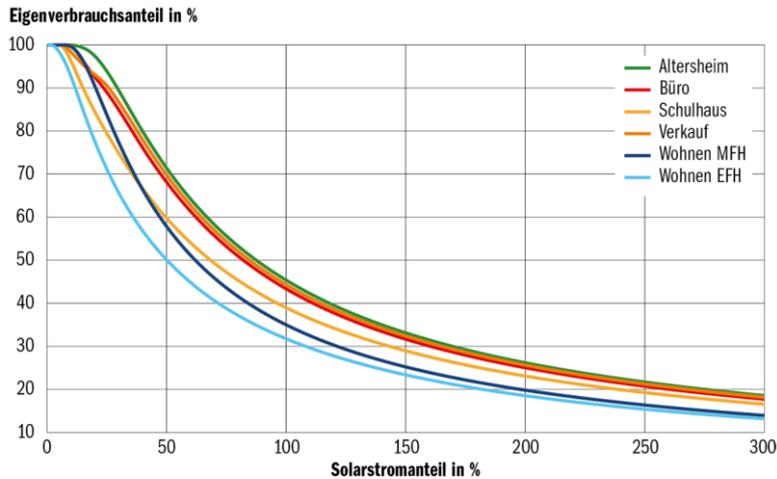


Abbildung 12: Mittlerer und maximaler Tagesverlauf der PV-Leistung

Das frei verfügbare Tool PV-GIS (vgl. Abschnitt 3.1.a) berücksichtigt bewährte Modelle für die lokale Solarstrahlung im Tages- und Jahresverlauf, für die Verschattung aufgrund des Horizonts, den Tagesgang der Temperatur und Reflexionsverluste. Basierend auf einem Groblayout lassen sich so verlässliche Aussagen zur Anlagengrösse, zur Solarstromproduktion und zur maximalen PV-Leistung berechnen. Wie in Abbildung 7 dargestellt sind dies entscheidende Faktoren für die Produktionskosten.

c. Eigenverbrauchsanteil

Der Eigenverbrauchsanteil beschreibt, welcher Prozentsatz des produzierten PV-Stroms direkt in der Liegenschaft verbraucht werden kann. Er hängt sehr stark ab vom solaren Deckungsgrad, d.h. dem jährlichen PV-Ertrag im Verhältnis zum jährlichen Stromverbrauch der Liegenschaft. Abbildung 13 zeigt diesen Zusammenhang für typische Verbrauchscharakteristika von verschiedenen Wohn- und Dienstleistungsgebäuden. Ist der Lastgang der Liegenschaft bekannt, kann der Eigenverbrauchsanteil sehr genau berechnet werden. Selbst wenn nur der Solarertrag und der Jahresstromverbrauch bekannt sind, kann über den Solarstromanteil in Abbildung 13 der Eigenverbrauchsanteil abgeschätzt werden.



Quelle: Christof Bucher, Photovoltaikanlagen, Faktor Verlag 2021

Abbildung 13: Üblicher Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit des Solarstromanteils (Verhältnis jährliche PV-Produktion zu jährlichem Strombedarf)

d. Pragmatische Lösungen für die Netzintegration

Eine in Landwirtschaftsbetrieben häufige Situation zur Netzintegration zeigt Abbildung 14. Beispielhaft wäre auf den Dächern eine Installation von 100 kWp möglich, die maximale Einspeisung beim Hausanschlusskasten (HAK) ist real aber meistens deutlich tiefer. Die maximale Einspeiseleistung liegt oft im Bereich zwischen 20 und 40 kW und ist stark von der Distanz zur nächsten Trafostation abhängig, wie in Abbildung 15 für die in der Kampagne untersuchten Objekte dargestellt. Solche oder ähnliche Voraussetzungen dürfen nicht dazu führen, dass Projekte sistiert werden, wie nachfolgend dargelegt.

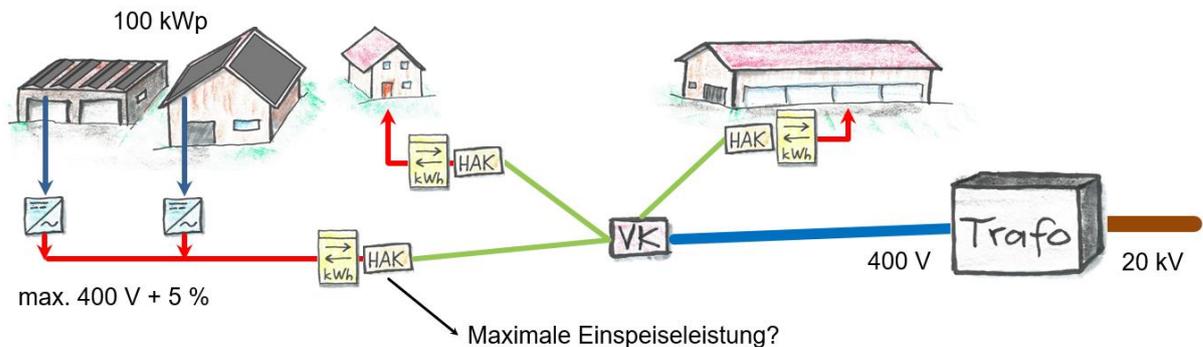


Abbildung 14: Beispiel einer Netzintegration (HAK: Hausanschlusskasten, VK: Verknüpfungspunkt)

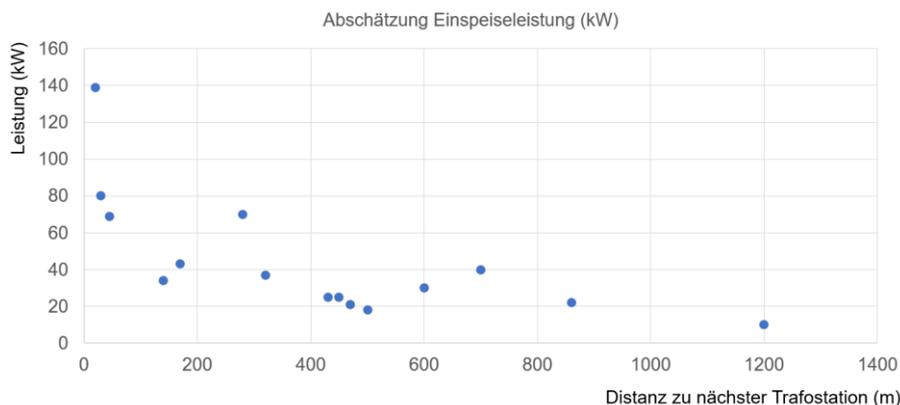


Abbildung 15: Abschätzung der maximalen Einspeiseleistungen verschiedener Objekte aus der Kampagne aus dem Dialog mit dem Verteilnetzbetreiber, dargestellt in Abhängigkeit der Distanz zur nächsten Trafostation

d.I. Bewusste Begrenzung der Wechselrichterleistung

Eine Anlage von 100 kWp, montiert auf einem Flachdach in Ost-West-Ausrichtung resp. einem Satteldach, liefert im Jahresverlauf auf der Wechselspannungsseite (in Abbildung 14 rot) eine Leistung von maximal 85 kW (vgl. Abbildung 12). Eine Begrenzung bei beispielsweise 60 kW würde nur in einem kleinen Ertragsverlust resultieren, da im Jahresverlauf die Leistungsspitzen nur unwesentlich zum Ertrag beitragen. Die Ertragsspitzen, auf die verzichtet wird, erfolgen zudem in der Regel zu Zeitpunkten, wo ohnehin künftig sehr viel Strom produziert wird und der Marktwert entsprechend tief ist. Es macht also Sinn, die Wechselrichterleistung bewusst eher tiefer zu wählen.

d.II. Dynamische Wirkleistungsreduktion

Eine naheliegende Möglichkeit, die PV-Erzeugung lokal grösstmöglichst zu nutzen und die Einspeiseleistung tief zu halten oder weiter zu minimieren, ist die dynamische Wirkleistungsreduktion des Wechselrichters: Wird die Leistung des Wechselrichters in Abhängigkeit der Leistung beim Hausanschlusskasten (HAK) begrenzt, kann bei hohem lokalem Stromverbrauch und Eigenverbrauchsoptimierung trotzdem der grösste Teil der PV-Produktion genutzt werden, auch wenn die Einspeisung selbst beispielsweise auf 40 kW begrenzt ist. Eine zusätzliche Optimierung kann mit einer stationären Batterie und/oder gesteuerten Ladung von Elektrofahrzeugen erfolgen.

e. NA-Schutz

Ein signifikanter Kostenfaktor auf der Seite der AC-Elektroinstallation ist der von der Elektrizitätsbranche geforderte NA-Schutz. Dieser Punkt wird zwischen PV- Branche und verschiedenen Netzbetreibern kontrovers diskutiert. Bei korrekter Parametrierung erfüllen Wechselrichter grundsätzlich die Anforderungen an den Netz- und Anlagenschutz (vgl. Branchendokument Empfehlung Netzanschluss für Photovoltaikanlagen (PVA) in NE7 von Swissolar). Das VSE-Dokument NA/EEA-NE7-CH 2020 verlangt jedoch einen zusätzlichen externen NA-Schutz ab 30 kVA resp. 100 kVA. Aus Sicht der Kosteneffizienz sowie einem einfachen und zuverlässigen System ist es wünschenswert, dass künftig mehr PV-Unternehmen im Dialog mit Verteilnetzbetreibern pragmatisch den Empfehlungen des Swissolar-Dokumentes folgen resp. die Anforderungen seitens VSE im Sinne der Branche angepasst werden.

4. Resultate aus der Kampagne

4.1. Ziele und Ablauf der PV-Kampagne

Um den raschen Ausbau auf geeigneten Flächen von KMU- und Landwirtschaftsbetrieben zu unterstützen, führten die Energieagentur St.Gallen und die Region Zürichsee-Linth von Frühling bis Herbst 2023 die regionale Kampagne «Solarstromlösungen für KMU- und Landwirtschaftsbetriebe» durch.

An zwei öffentlichen Informationsveranstaltungen vom 29. November in Eschenbach und 7. Dezember in Schänis wurden die wichtigsten Ergebnisse vorgestellt.

Als Ziel der Kampagne sollen Möglichkeiten und Erfolgsfaktoren zur Realisierung von grossen PV-Anlagen aufgezeigt werden:

- Unterstützung und Forcierung PV-Ausbau auf geeigneten Flächen von KMU- und Landwirtschaftsbetrieben in der Region Zürichsee-Linth
- Aufzeigen der relevanten Rahmenbedingungen, Entscheidungsgrundlagen, Finanzierungsvarianten und Lösungsvorschlägen für konkrete Objekte
- Fokus auf pragmatische Lösungen in der Netzintegration

Die Grundlagen dieser Kampagne konnten im Rahmen der Massnahme SG-14 aus dem St.Galler Energiekonzept (PV-Stromproduktion auf grossen Flächen) erarbeitet werden, eine ähnliche Kampagne wurde bereits für grosse Flächen auf Industrie- und Gewerbeliegenschaften in der Region Zürichsee-Linth durchgeführt.

4.2. Online-Umfrage

Über Inserate in den Medien und einen Direktversand des Bauernverbandes wurden KMU- und Landwirtschaftsbetriebe auf die Kampagne und die Online-Umfrage aufmerksam gemacht.

Mittels findmind.ch interessierte Betriebe an einer online-Umfrage teilnehmen. Die Umfrage diente der Klärung folgender Fragen:

- Klärung, ob bereits eine PV-Anlage geplant oder in Betrieb ist
- Klärung, ob PV-Anlage grundsätzlich denkbar ist
- Angabe, ob Gebäudeeigentümer eigene PV-Anlage wünschen oder das Dach allenfalls auch Dritten zur Verfügung stellen würden
- Angaben zum Lastprofil, zum jährlichen Stromverbrauch und zur absehbaren Entwicklung des Strombedarfs
- Einverständnis, dass im Rahmen der Kampagne Lösungsvorschläge erarbeitet werden dürfen

Aus den Umfragen resultierten rund 31 Objekte, für die im Rahmen der Kampagne Faktenblätter erstellt wurden. Insbesondere der Direktversand über den Bauernverband war ein voller Erfolg: 28 der 31 Objekte betrafen landwirtschaftliche Liegenschaften. Abbildung 16 zeigt die Verteilung der Objekte in der ganzen Region.

In weiteren Feedbacks aus der online-Umfrage wurde klar, dass PV-Anlagen auf einigen Flächen der Region bereits realisiert, in Planung oder zumindest angedacht sind. Falls keine PV-Anlagen gewünscht wurden, lag meist einer der folgenden Gründe vor:

- Ungenügende Dachstatik resp. anstehende Dachsanierung
- Unklare mittelfristige Entwicklung des Areals, ev. Umnutzung oder Erweiterung/Aufstockung
- Starke lokale Verschattung
- Eigentumsverhältnisse, lange Entscheidungswege

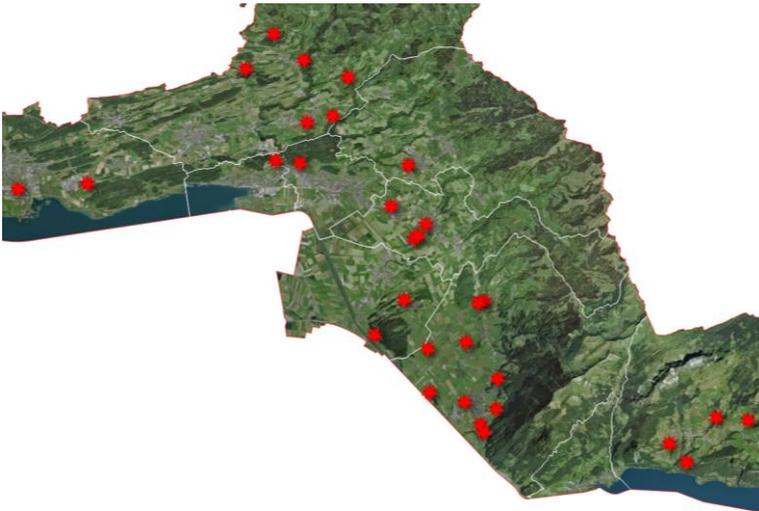


Abbildung 16: Verteilung der Objekte, für die im Rahmen der Kampagne Faktenblätter erstellt wurden

5. Weiterführende Informationen

5.1. Photovoltaik-Ausbau in der Region Zürichsee-Linth

Die Solartechnologien entwickeln sich rasant und die Solarstromerzeugung im Gebäudepark ist heute eine Selbstverständlichkeit. Insbesondere grosse PV-Anlagen sind meist ökonomisch besonders attraktiv.

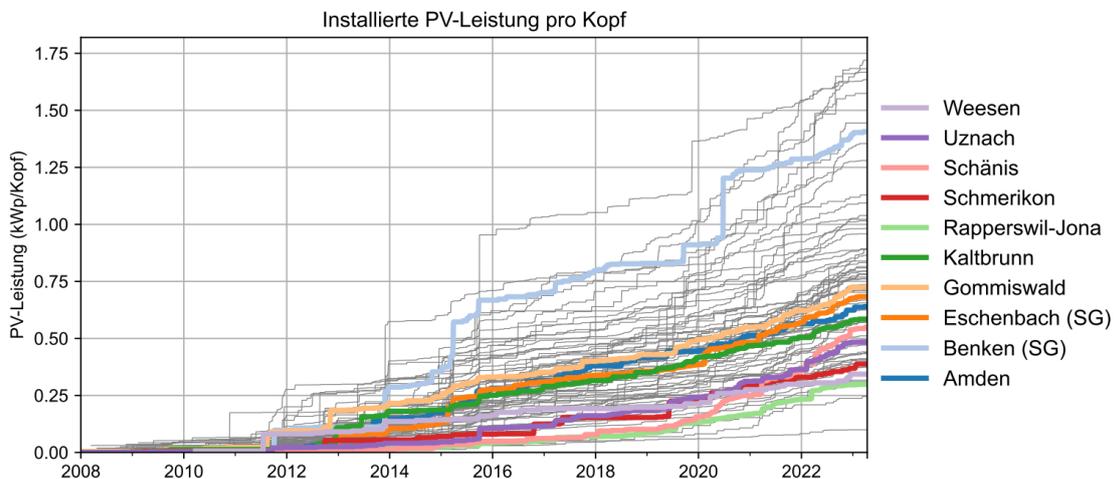


Abbildung 17: Zunahme installierte PV-Leistung pro Kopf für die Gemeinden in der Region Zürichsee-Linth (farbig) und die restlichen Gemeinden im Kanton St.Gallen (grau) (opendata.swiss, Elektrizitätsproduktionsanlagen)

In den letzten 10 Jahren hat sich die Photovoltaik von einer der teuersten zu einer der kostengünstigsten Technologien zur lokalen Stromerzeugung entwickelt. Die Technik ist ausgereift, skalierbar und bietet vielfältige Möglichkeiten, um das grosse Potenzial voll auszuschöpfen. Auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen haben sich stetig zugunsten neuer Möglichkeiten der lokalen Stromproduktion verändert.

Beispielhaft für die Region ist in Abbildung 17 die Zunahme der installierten PV-Leistung für die Gemeinden der Region dargestellt. Die Zubaurate lag 2023 bei gut 12 MWp pro Jahr (170 Wp pro Kopf) und soll mittelfristig noch weiter zunehmen. Die Abflachung am Ende des Kurvenverlaufs ist darauf zurückzuführen, dass noch nicht alle Anlagen in der Statistik erfasst sind.

5.2. Energiepolitische Zielsetzungen

Auch der Kanton St.Gallen forciert den Ausbau erneuerbarer Energien in seinem Energiekonzept. Zwischen 2021 und 2030 soll die jährliche Produktion erneuerbarer Wärme um 600 GWh und die Produktion von erneuerbarem Strom um 500 GWh zunehmen. Die Windenergie soll dazu mehr als 80 GWh, die Photovoltaik mehr als 400 GWh beitragen. Mit Blick auf die im Mantelerlass ambitionierten Zielsetzungen (Volksabstimmung am 9. Juni 2024) zum Ausbau erneuerbarer Energien wird der Kanton St.Gallen die Ziele aus dem Energiekonzept vermutlich anpassen müssen.

5.3. Technologie PV-Module und Wechselrichter

Wurden früher bei grossen PV-Anlagen mehrheitlich polykristalline Module eingesetzt, so gehören seit einigen Jahren monokristalline Module mit Wirkungsgraden über 20 % und Modulleistungen zwischen 360 und 400 Wp zum Standard. In den letzten Jahren haben die Modul-Hersteller die Verluste stetig minimiert und die Modulleistungen maximiert, was besonders durch die Halbzellen-Technologie (Half-Cut) und dem Trend zu grösseren Zellen (und damit tendenziell zu etwas grösseren Modulen) erreicht wurde. Beim direkten Vergleich der Modul-Leistung ist also Vorsicht geboten, da sich die Module in der Grösse deutlich unterscheiden können.

Bei Wechselrichtern für PV-Anlagen auf grossen Dächern lässt sich ein Trend zu immer grösseren Multistrang-Wechselrichtern (Leistungsbereich 50 kVA – 150 kVA) mit stark integrierter Funktionalität (zahlreiche MPP resp. String-Anschlüsse, Schutzfunktionalität auf DC- und AC-Seite, ...) feststellen. Mit Blick auf den weiteren starken PV-Ausbau werden Wechselrichter bezüglich Netzstabilität mittel- und längerfristig eine noch grössere Rolle spielen, beispielsweise durch:

- die Möglichkeit einer aktiven Blindleistungsregelung als Beitrag zur Spannungsstabilität
- die Möglichkeit einer dynamischen Wirkleistungsreduktion, um die Kosten für den Netzausbau minimal zu halten und trotzdem den maximalen PV-Ertrag zu erzielen
- die Möglichkeit einer optimalen Ausnutzung von Flexibilität (Lastmanagement)

5.4. Gesetze, Normen und Richtlinien

Für die Anwendung der Photovoltaik sind auf Gesetzes- und Verordnungsebene verschiedene Abschnitte relevant. Die wichtigsten Punkte sind dabei:

a. Bund

Die Bedingungen für die Einspeisung und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien sind in der Schweiz im Bundesgesetz verankert. Es kommen insbesondere das Energiegesetz (EnG) und das Stromversorgungsgesetz (StromVG) zur Anwendung. Wichtige Befugnisse liegen ausserdem beim Bundesrat und bei der eidgenössischen Elektrizitätskommission EICom.

a.I. Energiegesetz (EnG) und Energieverordnung (EnV)

Das aktuelle Energiegesetz trat am 1.1.2018 in Kraft und soll mit dem Mantelerlass per 1.1.25 grundlegend überarbeitet werden (Volksabstimmung am 9. Juni 2024).

Der lokale Verteilnetzbetreiber (VNB) ist verpflichtet, die dezentrale Stromproduktion im Netz abzunehmen und zu vergüten. Allerdings gibt es markante Unterschiede in den Einspeisetarifen, die

ein Produzent vom VNB für den Solarstrom erhält, vgl. www.pv-tarif.ch. Grundsätzlich steht es jedem PV-Produzenten offen, den eingespeisten Strom einem anderen Abnehmer zu verkaufen.

a.II. Stromversorgungsgesetz (StromVG) und Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Das Stromversorgungsgesetz schafft die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung und einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt. Der Fokus liegt auf dem Netz und dessen Schnittstellen.

- Freier Marktzugang für Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100MWh
- Ab 2018 wird bei PV-Anlagen grösser 30kVA nicht mehr von Lastgangmessungen, sondern von «intelligenten Messsystemen» (Smart-Meters) gesprochen. Die Kosten dafür sind neu den Netzkosten anzurechnen (vgl. Merkblatt Lastgangmessung, www.swissolar.ch)

Auch das Stromversorgungsgesetz soll mit dem Mantelerlass grundlegend überarbeitet werden.

a.III. Revision von Energiesetz und Stromversorgungsgesetz (Mantelerlass)

Der Mantelerlass wurde im Herbst 2023 vom Parlament verabschiedet und im Januar 2024 kam das Referendum zu Stande. Am 9. Juni 2024 wird die Volksabstimmung stattfinden. Der Mantelerlass dient im Wesentlichen der Stärkung der Versorgungssicherheit, dem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren (Netto-Null-Ziel), der Stärkung der Energieeffizienz und der Systemintegration dezentraler Energiequellen (Innovation Netze). Die wichtigsten Punkte, die für Photovoltaik relevant sind, können aktuell (noch ohne Kenntnisse der Verordnung) folgendermassen zusammengefasst werden:

- Ambitioniertere Ausbauziele → Zielwert 2035: 35 TWh, davon ca. 30 TWh aus PV (aktuell ca. 5 TWh)
- Vergütungsmodelle: Für Anlagen bis 150 kWp mit Minimalvergütung, ab 150 kWp Wahl zwischen gleitender Marktprämie oder Einmalvergütung
- Solarpflicht für alle neuen Gebäude und anrechenbarer Gebäudefläche > 300 m²
- Netzverstärkungen: für Anschlussleistungen ab 50 kW werden Kosten bis zu bestimmtem Maximum von Allgemeinheit getragen
- Virtuelle ZEV & Lokale Energiegemeinschaften LEG
- Kein Netznutzungsentgelt für Batteriespeicher
- VNB können Flexibilität netzdienlich nutzen (z.B. Abregelung)

a.IV. Raumplanungsgesetz (RPG) und Raumplanungsverordnung (RPV)

Seit dem 1.5.2014 braucht es gemäss Art. 18a RPG für sogenannt «genügend angepasste» Solaranlagen in Bau- und Landwirtschaftszonen keine Baubewilligung mehr. Eine Meldung bei der Baubehörde reicht aus. Die Umsetzung des Artikels ist in der Raumplanungsverordnung (RPV) in den Artikeln 32a und 32b geregelt. Seit 1.7.2022 gelten ausserdem gewisse Anlagen ausserhalb der Bauzone als standortgebunden. Bilden beispielsweise PV-Anlagen mit längerfristig bestehenden Bauten oder Anlagen optisch eine Einheit, wird eine Baubewilligung möglich sein.

b. Kanton St.Gallen (Kantonales Energiegesetz (EnG))

Der VI. Nachtrag zum Energiegesetz trat am 1. Juli 2021 in Kraft, womit die Musterenergievorschriften der Kantone (MuKE n 2014) ins Gesetz integriert wurden.

Zusammenfassend mit dem Fokus PV (Eigenstromerzeugung bei Neubauten Teil E) sind darin die folgenden Bestimmungen enthalten:

- Neubauten versorgen sich ganzjährig möglichst selbst mit Wärmeenergie und zu einem angemessenen Anteil mit Elektrizität.

- Am, auf oder um das Gebäude muss Strom erzeugt werden: Erforderliche Leistung der Anlage: min. 10 W / m² EBF (Bei PV-Anlage gilt Summe der DC-Nennleistung der Module)
- Es ist nicht zwingend erneuerbare Elektrizität gefordert, aber in der Praxis wird es vorwiegend PV-Strom sein.
- Es werden nie mehr als 30 kWp pro Gebäude verlangt.

c. Richtlinien und Normen

Über den Branchenverband Swissolar (www.swissolar.ch) finden Fachleute, PV-Unternehmer und Bauherren aktuelle Informationen in zahlreichen Publikationen, Leitfäden und Richtlinien. Einen Überblick über relevante Normen gibt das Swissolar-Merkblatt «Sammlung von anwendbaren Vorschriften»⁷.

5.5. Steuern

Die Steuerpraxis von PV-Anlagen ist, besonders bei grösseren Anlagen, relativ komplex. Swissolar hat in Zusammenarbeit mit VESE das Merkblatt Photovoltaik Nr. 9 «Kantonale und eidgenössische Steuerpraxis» vollständig überarbeitet. Es behandelt die verschiedenen Steuerarten bei Anlagen im Privat- und im Geschäftsvermögen, sowie deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit.

5.6. Versicherung

Im Kanton St.Gallen sind seit dem Jahr 2012 alle Solarenergieanlagen bei der GVA versichert. Ab 2016 sind Solarenergieanlagen, die von Dritten betrieben werden (sogenannte Contracting-Anlagen), unter folgenden Voraussetzungen nicht mehr GVA-versichert:

- wenn sie nicht integrierender Teil der Gebäudehülle sind und
- wenn sie mit einer Dienstbarkeit errichtet oder im Grundbuch vorgemerkt sind.

Wer meldet wann wem was? Laut GVA sieht der Ablauf im Kanton St.Gallen folgendermassen aus:

Fall 1: Der Eigentümer der PV-Anlage ist auch der Gebäudeeigentümer

Der Installationsabschluss der PV-Anlage wird der Bauverwaltung gemeldet, zusammen mit der Schlussrechnung (Installationskosten PV-Anlage). Die Bauverwaltung sollte diese Information dem Grundbuchamt weitergeben. Das Grundbuchamt prüft dann ob das Gebäude mit der neuen PV-Anlage von der GVA neu eingeschätzt werden muss. Dies ist für Kosten von mehr als 30'000 CHF der Fall oder wenn die Kosten ca. 10% des Gebäudezeitwerts überschreiten (was selten ist, da der Gebäudezeitwert dann unter 300'000 CHF betragen würde).

Fall 2: Der Eigentümer der PV-Anlage ist nicht der Gebäudeeigentümer (beispielsweise Contracting)

Der Installationsabschluss der PV-Anlage wird der Bauverwaltung gemeldet, zusammen mit der Schlussrechnung (Installationskosten PV-Anlage). Die Bauverwaltung sollte diese Information dem Grundbuchamt weitergeben. Das Grundbuchamt informiert die GVA. Die GVA informiert dann den Eigentümer der PV-Anlage darüber, dass die Anlage nicht durch die GVA versichert wird und dass eine private Versicherung dazu abgeschlossen werden sollte.

⁷ <https://www.swissolar.ch/de/wissen/planung-umsetzung/normen-und-vorschriften>

5.7. Biodiversität, PV-Strom und Regenwasserretention auf Flachdächern

Zukunftsfähige Bauten sind energie-, ressourcen- und kostenoptimiert. Eine Fläche ungenutzt zu lassen, die so gross ist wie die Grundfläche des Baukörpers, ist weder ökonomisch noch ökologisch sinnvoll. Das Flachdach bietet gleich mehrere Chancen, einen Mehrwert zu schaffen. Allein schon durch seine Abmessungen bietet es ein besonders grosses Potenzial. Bei der Planung gilt es, die Ansprüche an die Stromproduktion, an ökologische Ausgleichsflächen und an die Regenwasserretention zu berücksichtigen, wobei diese, entgegen einer weit verbreiteten Meinung, sich nicht gegenseitig ausschliessen müssen. Das folgende Infoblatt der Energieagentur zeigt übersichtlich die verschiedenen Möglichkeiten auf:



Infoblatt Biodiversität, PV-Strom und Regenwasserretention auf Flachdächern

www.energieagentur-sg.ch → Publikationen → Broschüren, Ratgeber und Merkblätter

5.8. Vermarktungsmöglichkeiten

Der Bund hat kürzlich eine Übersicht zu den Vermarktungsmöglichkeiten für Solarstrom erstellt [4]. Nachfolgend sind die wichtigsten Vermarktungsmöglichkeiten zusammengefasst.

Grundsätzlich gibt es drei Elemente der Photovoltaikproduktion, die unabhängig voneinander vermarktet werden können:

a. Stromerzeugung

Die Stromerzeugung selbst bildet den Hauptteil der Erträge und wird in den nächsten Abschnitten näher beleuchtet. Mit der Abnahmepflicht im Stromversorgungsgesetz ist garantiert, dass Solarstrom, der lokal nicht genutzt werden kann, ins Netz eingespeist werden kann. Physisch ist der lokale Verteilnetzbetreiber also grundsätzlich verpflichtet, den Strom abzunehmen und zu vergüten. In der Wahl des Vermarktungspartners ist der Anlagenbetreibende jedoch völlig frei.

Die Stromerzeugung soll nach folgenden Prioritäten vermarktet werden:

1. Lokaler Verbrauch (Abschnitt 5.9)
2. Vermarktung des Überschussstroms (Abschnitt 5.10) auf Kurzfrist und Langfristmärkten

b. Ökologischer Mehrwert

Der ökologische Mehrwert wird mit Herkunftsnachweisen (HKN) gehandelt. Diese werden meist vom lokalen Verteilnetzbetreiber (VNB) abgenommen. Der VNB ist generell frei, ob und in welcher Höhe der HKN vergütet wird. Mit dem HKN belegt der Energieversorger dem Konsumenten transparent die Stromqualität und Herkunft über den gelieferten Strommix. Die offizielle Ausstellerin für den HKN ist Pronovo⁸. Aktuell ist die HKN-Nachfrage gering, ein Markt existiert kaum. Die HKN-Preise resp. Erlöse sind entsprechend tief.

⁸ <https://pronovo.ch/de/herkunftsnachweise/information/informationen-zu-hkn/>

c. Flexibilität

Wer flexibel grössere Strommengen produzieren oder grosse Verbraucher steuern kann, hat bereits heute die Möglichkeit, diese Flexibilität zu vermarkten. Die Steuerung dazu erfolgt durch Swissgrid (Regelenergie), das aktuelle Marktdesign dazu ist allerdings für PV allein nicht ideal. Zusammen mit grösseren Batterien ergeben sich spannende Optionen, die mittelfristig unter neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen (vgl. Abschnitt 5.4) im Mantelerlass noch attraktiver werden könnten.

5.9. Lokaler Verbrauch

Strom lokal oder «am Ort der Produktion⁹» zu verbrauchen, ist aufgrund der Einsparungen bei den Netzentgelten meist die sinnvollste Option und somit mit erster Priorität zu verfolgen. Ausnahmen sind besonders dann gegeben, wenn im Verhältnis zur potenziellen Stromproduktion der lokale Stromverbrauch sehr klein ist und sich dies auch mittelfristig nicht ändert. Wird von einer Anlage die gesamte PV-Produktion ins Netz eingespeist, gelten höhere Vergütungssätze in der Förderung (vgl. Abschnitt 2.3).

a. Eigenverbrauch und Eigenverbrauchsoptimierung

Über den Eigenverbrauchsanteil (Abschnitt 3.2.c) und die Anlagengrösse resp. die Stromproduktion kann der PV-Eigenverbrauch gut abgeschätzt werden. Diese Strommenge kann zu Produktionskosten bezogen werden, was aufgrund eingesparter Netzgebühren, anderen Abgaben und das momentan höhere Niveau bei den Strompreisen sehr attraktiv ist. Auch künftig, im Kontext eines sehr starken PV-Ausbaus, wird eine Eigenverbrauchsoptimierung wichtig bleiben, da dies die Netze grundsätzlich entlastet.

Grundsätzlich gilt: je höher der Eigenverbrauchsanteil, desto attraktiver ist die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage. Massnahmen zur Optimierung des Eigenverbrauchsanteils lohnen sich besonders dann, wenn im Grundsatz der Solarstromanteil gemäss Abbildung 13 weder sehr klein noch sehr gross ist, und flexible Verbraucher (Wärme- oder Kälteerzeugung, Prozesse, Ladung Elektromobilität, Batteriespeicher) vorhanden oder geplant sind:

- Integration E-Mobilität: Die Zunahme der Elektromobilität und entsprechende Installation gesteuerter Ladepunkte für die E-Mobilitätsflotte des Unternehmens und Elektrofahrzeuge von Mitarbeitenden bietet ein sehr grosses Potential, den Solarstrom direkt vor Ort zu nutzen. Die Mehraufwände für die Optimierung des PV-Eigenverbrauchs halten sich in Grenzen.
- Last-Verschiebung: Als Beispiel sei die direkte Solarstromnutzung in einer Eissporthalle genannt: der Solarstrom kann direkt genutzt werden, um Eis herzustellen. Der Kühlbedarf ist tendenziell dann am grössten, wenn die Sonne scheint. Je nach vorherrschenden Prozessen lässt sich der Strombedarf in den einzelnen Firmen und Betrieben mehr oder weniger gut steuern. Prädestiniert sind träge Prozesse wie Heizung, Kühlung und Lüftung- insbesondere dann, wenn diese eine grosse Speicherkapazität aufweisen.
- Lokale Energiespeicherung: der Einsatz und Ausbau lokaler Strom- oder Wärmespeicher bildet die kostenintensivste Möglichkeit, den Eigenverbrauchsanteil zu steigern. Er macht besonders dann Sinn, wenn weitere Vorteile genutzt werden können, beispielsweise die Begrenzung der Spitzenlast (Peak-Shaving).

⁹ Vgl. EnG Art. 16

b. Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)

Seit dem 1.1.2018 kann der Eigenverbrauch auch über verschiedene Grundstücke hinweg genutzt werden- allerdings nur, solange das öffentliche Netz nicht beansprucht wird. Mehrere Nutzer können sich so zu einem sogenannten «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch» (ZEV) zusammenschliessen. Mit verschiedenen Revisionen der Energieverordnung (EnV) wurden ZEVs stetig erleichtert und sind besonders bei Areal-Neugestaltungen beliebt. Besonders für Areale im Bestand beinhaltet die Realisierung eines ZEV in der Praxis jedoch noch immer etliche Hürden [5].

In [6] sind die aktuellen gesamtschweizerisch verfügbaren Abrechnungslösungen zusammengefasst. Zahlreiche Energieversorger, Dienstleister und Startups bieten mittlerweile eigene Lösungen an, eine gewisse Konsolidierung ist in diesem Bereich zu erwarten. Ein detaillierter Leitfaden zum Eigenverbrauch findet sich in [7].

Ob und wie genau sich das ZEV-Modell mittelfristig weiter zu etablieren vermag und wie stark dieses Modell zur Forcierung des PV-Ausbaus beitragen kann, ist noch schwierig abzuschätzen. Das hängt auch damit zusammen, ob sich die aktuell im Rahmen des Mantelerlasses diskutierten Ansätze der lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) durchsetzen werden.

c. Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)

Künftig soll es möglich sein, über die unterste Netzebene (NE7) in einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft oder in einem virtuellen ZEV auf Quartierebene den Eigenverbrauch des lokal erzeugten Solarstromes zu optimieren. Falls die im Mantelerlass diskutierten Modelle in Kraft treten, wird dies neue interessante Möglichkeiten bieten, insbesondere für mittlere und grössere PV-Anlagen in Industrie-, Gewerbe- und Landwirtschaftsbetrieben.

5.10. Vermarktung Überschussstrom

Mit zweiter Priorität soll, nachdem der Eigenverbrauch optimiert wurde, der Überschussstrom möglichst optimal vermarktet werden. Hierzu stehen grundsätzlich die folgenden Optionen zur Verfügung:

- Kurzfristmärkte
 - Rückliefertarif des Grundversorgers
 - Referenzmarktpreis¹⁰ (quartalsweiser Spotpreis für ein durchschnittliches PV-Profil, Veröffentlichung durch BFE)
 - Spotmarkt (Stündlicher Spotpreis für effektive Einspeisung)
- Langfristmärkte
 - Terminmärkte (längerfristiger Horizont, vgl. Abbildung 19)
 - «Power Purchasing Agreement PPA»: langfristiger bilateraler Energieabnahmevertrag, Variante «onsite PPA» entspricht grundsätzlich klassischem Solar-Contracting (Abschnitt 5.12.b)
 - Sonderprodukte

a. Rückliefertarif des Grundversorgers, Strompreis

Gemäss Energiegesetz muss der Verteilnetzbetreiber (VNB) den überschüssigen Strom aus PV-Anlagen abnehmen und vergüten, vgl. Abschnitt 5.4.a.i. Die Höhe der zulässigen minimalen Vergütung richtet sich nach den vermiedenen Kosten des Verteilnetzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität. Im Rahmen des aktuellen Energiegesetzes kann jeder Energieversorger

¹⁰ <https://opendata.swiss/de/dataset/referenz-marktpreise-gemass-art-15-enfv>

(EVU) die Vergütung selbst festlegen, welche dem minimalen Vergütungspreis entspricht. Entsprechend variiert die Vergütungshöhe erheblich¹¹.

Auch die Stromtarife sind von VNB zu VNB resp. von Gemeinde zu Gemeinde unterschiedlich. Grosse Stromkunden mit einem Strombezug von mehr als 100 MWh/Jahr (für die meisten Objekte der Kampagne zutreffend) beziehen in der Regel den Strom auf dem freien Markt. Im Jahr 2022 war dieser einer extremen Volatilität ausgesetzt, wie am Beispiel der Spotpreise in Abbildung 18 und den «Futures» in Abbildung 19 ersichtlich.

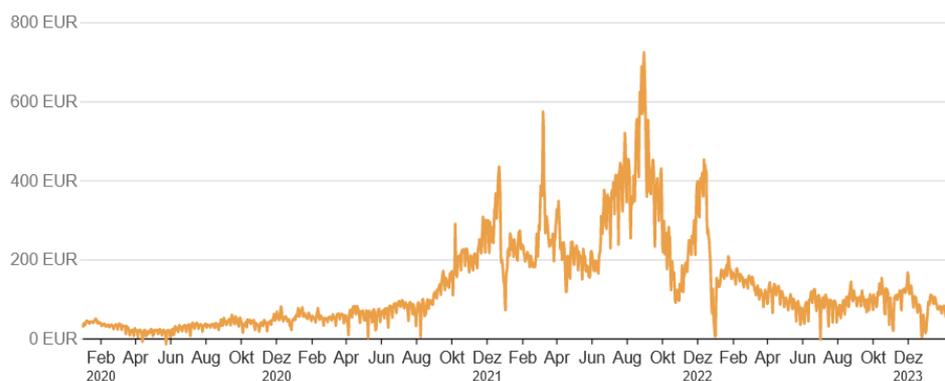


Abbildung 18: Entwicklung der Strompreise auf dem Spotmarkt Schweiz für "Day Ahead" Preise¹².

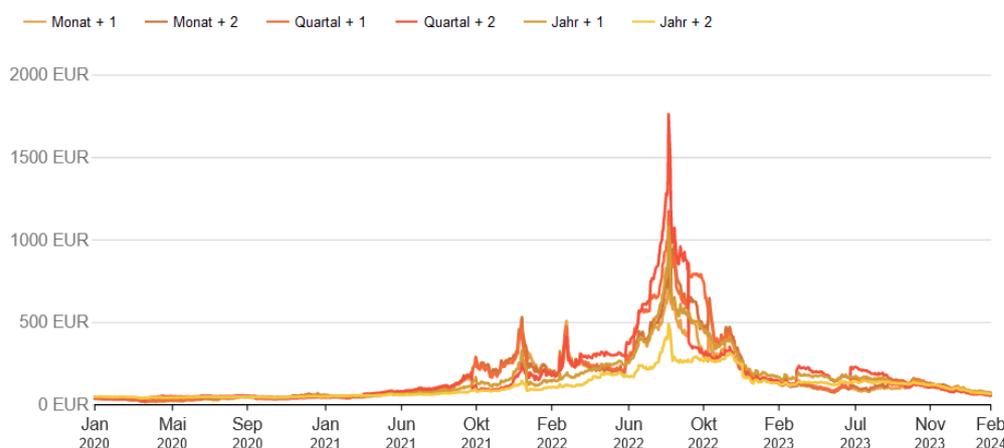


Abbildung 19: Entwicklung der Strompreise auf dem Futures-Markt

Die höheren Strompreise stellen eine Hauptmotivation für eine PV-Anlage mit signifikantem Eigenverbrauch dar. Die Kosten für den PV-Strom (Eigenverbrauch) liegen bei den Produktionskosten der untersuchten Objekte (Abschnitt 5.12.a) im Bereich von 60 bis 90 EUR/MWh. Etwas höher liegt der Tarif für den PV-Strom im klassischen Solar-Contracting (Abschnitt 5.12.b).

In der Region Zürichsee-Linth lagen zum Zeitpunkt dieser Kampagne die Strompreise in der Kategorie C2 Gewerbe zwischen 27 und 36 Rp./kWh¹³.

¹¹ www.pvtarif.ch

¹² <https://energiedashboard.admin.ch/preise/strom>

¹³ www.strompreis.elcom.admin.ch

b. Weitere Vermarktungsmöglichkeiten

Verschiedene Anbieter ermöglichen die Vermarktung des PV-Überschusses zum Referenzmarktpreis, Spotmarkt oder Terminmärkten. Wie eingangs erwähnt liegen die Unterschiede in der Periode der Preisbildung (Tag, Quartal, längerfristig). Auf die Variante des «Onsite-PPA», die im Wesentlichen dem klassischen Solar-Contracting entspricht, wird in Abschnitt 5.12.b näher eingegangen. Daneben existieren weitere Formen der Direktlieferung und Vermarktungsprodukte, die in [4] näher beschrieben sind.

5.11. Finanzieller Ertrag und Amortisationszeit

Vor dem Hintergrund des oben beschriebenen gestiegenen Preisniveaus liegen die Produktionskosten in den meisten Fällen bereits unter den lokalen Einspeisetarifen¹⁴ resp. den Vermarktungspreisen am Spot- oder Terminmarkt, womit die übliche Abschreibungszeit von 30 Jahren sicher gewährleistet ist. Abhängig des Eigenverbrauchsanteils kann der finanzielle Ertrag weiter deutlich gesteigert und somit die Amortisationszeit markant gesenkt werden.

Abbildung 20 zeigt beispielhaft die Produktionskosten, den Einspeisetarif und den Stromtarif. Man beachte, dass sich der Stromtarif aus der Summe des Tarifs für die Energie, die Netzabgaben und allgemeine Abgaben zusammensetzt. Die Abbildung macht deutlich, dass ein hoher Eigenverbrauchsanteil den grössten Vorteil in der Wirtschaftlichkeit bringt.

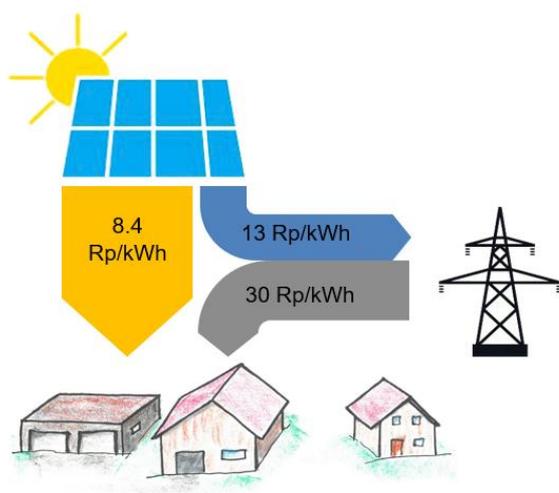


Abbildung 20: Beispieldarstellung für Produktionskosten (orange), Einspeisevergütung (blau) und Strompreis (grau)

Schwieriger wird eine Aussage zur Entwicklung des finanziellen Stromertrags. Dieser ist, je nach Objekt, von folgenden Faktoren und deren Entwicklung in den nächsten Jahren abhängig:

- Eigenverbrauchsanteil
- Strompreis (Energiepreis und Netztarif), entspricht aufgrund der Einsparung im Eigenverbrauch einer virtuellen Rückvergütung
- Vermarktung Überschussstrom resp. Rückvergütung des Überschussstroms
- Leistungspreis, Möglichkeit zur Reduktion von Lastspitzen

¹⁴ vgl. www.pv-tarif.ch

Für die nächsten Jahre (und somit für die Amortisation einer PV-Anlage massgebend) ist für die meisten Anlagen aus heutiger Sicht ein durchschnittlicher finanzieller Ertrag zwischen 10 und 16 Rp./kWh realistisch. Auch hier gilt: je höher der Eigenverbrauchsanteil, desto höher wird der finanzielle Ertrag sein.

Unter Berücksichtigung dieser Bandbreite liegt die Amortisationszeit aus heutiger Sicht für die meisten betrachteten Objekte in der Grössenordnung von 15 bis 20 Jahren. Präzisere Aussagen sind mit zu vielen Unsicherheiten behaftet.

5.12. Eigenfinanzierung oder Contracting

Die Investition in grössere PV-Anlagen wurde für Investoren zunehmend interessanter, da die Preise stark gefallen sind, neue gesetzliche Möglichkeiten für die Optimierung des Eigenverbrauchs bestehen und Anlagen ohne Eigenverbrauch seit kurzem noch stärker gefördert werden.

Verschiedene Investoren, u.a. auch Energieversorger oder Solar-Installateure, investieren als Contracting-Geber entsprechend in grössere PV-Anlagen¹⁵. Der Dacheigentümer (Contracting-Nehmer) vermietet sein Dach und/oder profitiert vom Eigenverbrauch, der günstiger angeboten werden kann als der vom Netz bezogene Strom. Je nach Modell geht die Anlage nach einer bestimmten Laufzeit ins Eigentum des Dacheigentümers über, alternativ kann der Dacheigentümer den Betrieb der Anlage über die gesamte Lebensdauer dem Anlagenbetreiber resp. Contracting-Geber delegieren. Immobilienbesitzer oder Mieter haben so die Möglichkeit, von Solarstrom zu profitieren, ohne einmalig viel Geld investieren zu müssen.

Ist entsprechend auf einem grossen Gebäude oder einer grossen Fläche auf dem Grundstück ein grosses Solarpotenzial gegeben, steht die Eigentümerschaft häufig vor der Entscheidung «make or buy». Soll die Anlage «in Eigenregie» finanziert und betrieben werden oder sollen diese Dienstleistungen im Rahmen eines Contractings komplett eingekauft werden?

Der neue Leitfaden zum Solar-Contracting [8] gibt u.a. eine erste, einfache Entscheidungshilfe in Form von Abbildung 21. Die Abbildung zeigt, dass die möglichen Modelle in erster Linie von der Dachgrösse (Solarpotenzial) und vom Eigenverbrauchsanteil abhängen. Welches Modell gewählt wird, hängt im Endeffekt von der Investitionsbereitschaft der Gebäudeeigentümerschaft ab.

¹⁵ <https://www.swissolar.ch/de/wissen/wirtschaftlichkeit/dachvermietung>

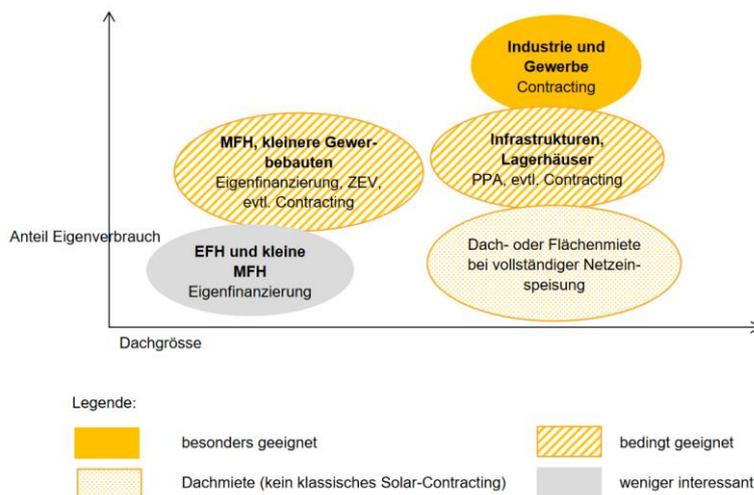


Abbildung 21: Übersicht grundsätzlich Eignung von Dächern für ein Solar-Contracting [8]

Nachfolgend werden die Varianten der Eigenfinanzierung, des klassischen Solar-Contractings und der Dachvermietung etwas näher erläutert und die wesentlichen Unterschiede aufgezeigt.

a. Eigenfinanzierung

Kleinere Flächen und tendenziell Anlagen mit kleinerem Eigenverbrauchsanteil sind für Contracting-Geber weniger interessant. Diese Anlagen sind für die Gebäudeeigentümerschaft meist in Eigenfinanzierung oder ggf. in Zusammenarbeit mit einer Energie-Genossenschaft gut realisierbar.

Für Gebäudeeigentümer mit grossen Flächen verspricht die Eigenfinanzierung grundsätzlich die höchste Rendite und ein hoher solarer Deckungsgrad sorgt für langfristig stabile Strompreise. Allerdings ist in diesem Modell zu berücksichtigen, dass Eigenkapital gebunden wird und die Gebäudeeigentümerschaft die Betriebsrisiken selbst trägt.

b. Klassisches Solar-Contracting

Grosse Flächen in Industrie und Gewerbe, die zudem einen hohen Eigenverbrauchsanteil ergeben, sind für ein klassisches Solar-Contracting sehr interessant.

Von klassischem Solar-Contracting spricht man, wenn Solarstrom direkt der Gebäudeeigentümerschaft verkauft wird. Der PV-Strom fliesst in diesem Fall physisch über eine direkte Leitung, ohne Nutzung des Stromnetzes, von der PV-Anlage zum Endabnehmer. Wie erwähnt, wird dabei oft von «on-site power purchase agreement» gesprochen. Die Vorteile liegen auf der Hand: die Gebäudeeigentümerschaft kann Planung, Bau und Betrieb komplett an den Contracting-Geber delegieren, von dessen Know-How und langfristig stabilen Stromkosten profitieren. Allerdings wird durch die vertragliche Bindung die Flexibilität etwas eingeschränkt und die Renditeaussichten sind im Vergleich zur Eigenfinanzierung kleiner.

c. Contracting ohne Eigenverbrauch (Dachvermietung)

Besonders seit Einführung der hohen Einmalvergütung (HEIV, vgl. Abschnitt 2.3) und den gestiegenen Strompreisen (Abschnitt 5.10) sind auch grössere Flächen ohne nennenswerten Eigenverbrauch attraktiv. Als Contracting-Lösung wird häufig eine Dachmiete bezahlt- entweder als jährliche Vergütung oder als Einmalvergütung zu Beginn der Vertragslaufzeit. Letztere kann, wenn die Realisierung im Zusammenhang mit einer Dachsanierung erfolgt, ein willkommener finanzieller Zustupf darstellen.

6. Fazit

Ein geeigneter Zustand des Daches vorausgesetzt, sind grosse PV-Anlagen auf KMU- und Landwirtschaftsbetrieben in der Regel wirtschaftlich attraktiv, nicht zuletzt auch dank einer vielfältigen Förderung. Grosse Flächen auf Betrieben mit hohem Stromverbrauch versprechen die beste Wirtschaftlichkeit. In den aktuellen Rahmenbedingungen sind auch grosse Flächen ohne signifikanten Eigenverbrauch wirtschaftlich realisierbar.

Die Wirtschaftlichkeit wird durch alle dargestellten Rahmenbedingungen beeinflusst- vom Layout der Anlage und dem spezifischen Solarertrag am Standort über aktuelle Marktpreise für Komponenten, Förderbeiträge, Einspeise- und Stromtarife, bis zum Nutzungsprofil und dem resultierenden Eigenverbrauchsanteil.

Besonders bei grossen Anlagen fallen die Betriebskosten stark ins Gewicht. Entsprechend wichtig ist die hohe Qualität in der Planung, den Komponenten, der Ausführung und der Dokumentation.

Dank hohen nationalen Ausbauzielen, tiefen Preisen von Anlagenkomponenten, mittelfristig noch besseren gesetzlichen Rahmenbedingungen und günstigeren Möglichkeiten zur Eigenverbrauchsoptimierung (Speicherung, E-Mobilität) werden Photovoltaik-Anlagen mittelfristig sicher attraktiv bleiben. Das ist eine grosse Chance für die Zusammenarbeit zahlreicher Akteure, um gute Projekte zur Realisierung zu bringen. Die aktuelle starke Dynamik in der Branche stimmt zuversichtlich, dass die ambitionierten Ausbauziele erreicht werden.

7. Glossar

EnG	Energiegesetz Bund und Kanton St. Gallen.
EnV	Energieverordnung Bund und Kanton St. Gallen.
GREIV	Einmalvergütung für grosse Anlagen
KLEIV	Einmalvergütung für kleine Photovoltaikanlagen (<100 kWp)
HEIV	Hohe Einmalvergütung für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch
VNB	Verteilnetzbetreiber
EVU	Energieversorgungsunternehmen
VNB	Verteilnetzbetreiber
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch
LEG	Lokale Elektrizitätsgemeinschaft
VSE	Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
VESE	Verband unabhängiger Energieerzeuger (www.vese.ch)
Globalstrahlung	Gesamte an der Erdoberfläche auf eine horizontale Empfangsfläche auftreffende Solarstrahlung. Sie setzt sich zusammen aus Direktstrahlung und Diffusstrahlung.
Direktstrahlung	Strahlung, die direkt (ohne auf ein Hindernis zu treffen) von der Quelle auf den Ort fällt, wo sie reflektiert, absorbiert oder gestreut wird. Die resultierende nicht direkte Strahlung wird Diffusstrahlung genannt.
Diffusstrahlung	Strahlung, die indirekt von der Quelle zu einem bestimmten Ort gelangt und dazwischen reflektiert resp. gestreut wird.
MPP	Maximum Power Point Tracking: Verfahren, wonach ein Wechselrichter die maximale Leistung aus einer PV-Anlage gewinnt

Literaturverzeichnis

- [1] Y. S. F. J. Lionel Bloch, «Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2022,» EnergieSchweiz, BFE, 2023.
- [2] EnergieSchweiz, «Betriebskosten von Photovoltaikanlagen».
- [3] C. Bucher, Photovoltaikanlagen - Planung, Installation, Betrieb, Faktor Verlag, 2021.
- [4] S. P.-N. Felix Ribi, «Vermarktungsmodelle für Solarstrom,» BFE, 2021.
- [5] S. Probst, L. Kern und L. Konersmann, «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch von Solarstrom auf Arealen - Herausforderungen und Erfolgsfaktoren,» 2019.

- [6] S. Probst, L. von Känel und L. Konersmann, «Abrechnungslösungen für den Eigenverbrauch von Solarstrom,» 2019.
- [7] P. Toggweiler, D. Stichelberger, A. Krebs, T. Ammann, I. Spirig, M. Töngi, M. Galus und W. Hintz, «Leitfaden Eigenverbrauch,» 2019.
- [8] EnergieSchweiz, «Leitfaden zu Solar-Contracting,» 2022.
- [9] F. Wassmann-Takigawa, «EnergieGrünDach und EnergieGrünFassade Herausforderung und Chance».
- [10] EnergieSchweiz, «Solarstrom Eigenverbrauch: Neue Möglichkeiten für Ihr Unternehmen».
- [11] EnergieSchweiz, «Solarstrom Eigenverbrauch optimieren».
- [12] EnergieSchweiz, «Solarstrom Eigenverbrauch: Neue Möglichkeiten für Mehrfamilienhäuser und Areale».