

Schlussbericht, 14. August 2019

«Studie Winterstrom Schweiz»

Was kann die heimische Photovoltaik beitragen?



energie schweiz

Unser Engagement: unsere Zukunft.

**Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.
Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.**

Datum: 14. August 2019

Ort: Zürich

Autoren:

Dr. Christof Bucher, Basler & Hofmann AG, christof.bucher@baslerhofmann.ch
Roman Schwarz, Basler & Hofmann AG, roman.schwarz@baslerhofmann.ch

Adresse Autoren:

Basler & Hofmann AG
Forchstrasse 395, CH-8032 Zürich
www.baslerhofmann.ch

Adresse

EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Postadresse: CH-3003 Bern
Infoline 0848 444 444, www.infoline.energieschweiz.ch
energieschweiz@bfe.admin.ch, www.energieschweiz.ch, twitter.com/energieschweiz

Inhaltsverzeichnis

1.	Management Summary (Deutsch)	1
2.	Management Summary (français)	3
3.	Abkürzungen und Definitionen	6
4.	Einleitung	7
5.	Grundlagen	9
6.	Methode	10
6.1	Bildung von Referenzstandorten und Referenzanlagen	10
6.2	Bildung von Referenz-Einstrahlungsprofilen je Gemeinde, Ausrichtung und Neigung	11
6.3	Bildung von Referenz-Produktionsprofilen	12
6.3.1	Schneebedeckung der PV-Anlagen	13
6.4	Bildung von Szenarien	15
6.4.1	Szenario 1: Zubau wie bisher (ZWB)	16
6.4.2	Szenario 2: maximales Winterstrompotenzial (MWP)	16
6.4.3	Szenario 3: Anreize Winterstrom (AWS)	16
6.4.4	Varianten und Einzelfallbetrachtungen	17
6.5	Vergleich der Hauptszenarien	17
6.6	Kosten	19
7.	Resultate	21
7.1	Hauptszenarien	21
7.2	Nebenszenarien	25
7.3	Spezialfall Flachdachanlagen	27
8.	Validierung und kritische Bewertung der Studie	29
8.1	Validierung der Ertragsberechnung	29
8.1.1	Berechnung der Einstrahlung auf die Modulebene	29
8.1.2	Berechnung des Energieertrags unter Vernachlässigung der Schneebedeckung	29
8.1.3	Berechnung des Ertragsverlusts durch die Schneebedeckung	30
8.2	Unsicherheiten bezüglich Ausrichtung und Neigung der Anlagen	33
8.3	Unsicherheiten bezüglich der klimatischen Entwicklung	34
	Anhang 1: Flussdiagramme Methodik	35
	Anhang 2: Potenzial einzelner Kategorien	39

1. Management Summary (Deutsch)

Potenzial Solarstrom

Das Potenzial für Solarstrom in der Schweiz ist gross. Bei einem Endenergieverbrauch von knapp 60 TWh elektrisch beträgt das Potenzial für Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) rund 50 TWh auf Dächern und 17 TWh an Fassaden¹. In dieser Studie wird angenommen, dass von diesem Potenzial 30 TWh realisiert werden. Während der Stromverbrauch im Winterhalbjahr jedoch höher ist als im Sommerhalbjahr, produzieren die meisten PV-Anlagen in der Schweiz im Sommer mehr Strom als im Winter. In der vorliegenden Studie wird die Winterstromproduktion im Detail untersucht.

Szenarienbildung und Potenzial Winterstrom

Diese Studie kommt zu folgenden Resultaten:

- **Szenario 1, Zubau wie bisher (ZWB):** Beim heutigen PV-Anlagenpark entfallen 74% der Energieproduktion auf das Sommerhalbjahr, und 26% auf das Winterhalbjahr. Berechnet wird dies unter Annahme von 30 TWh Solarstromproduktion aus PV-Anlagen, welche die gleichen Eigenschaften aufweisen wie die heute bereits installierten KEV-Anlagen.
- **Szenario 2, maximales Winterstrompotenzial (MWP):** Würden die 30 TWh nur an den am besten für Winterstrom geeigneten Dach- und Fassadenflächen realisiert, so wäre die Sommerproduktion 48% und die Winterproduktion 52%. Dieses Szenario markiert jedoch ein theoretisches Potenzial und ist wirtschaftlich und architektonisch nicht erstrebenswert. Gegenüber dem Szenario ZWB müssten in diesem Szenario 17% mehr Leistung installiert werden.
- **Szenario 3, Anreize Winterstrom (AWS):** Bei einem mittleren Szenario, welches sich am heutigen PV-Anlagenpark orientiert, jedoch verstärkt auf winteroptimierte PV-Anlagen setzt, kann der Winterstromanteil auf 36% erhöht werden. Dies kann mit derselben PV-Leistung erreicht werden wie beim Szenario ZWB, weil sich der Mehr- und Minderertrag der winterstromoptimierten PV-Anlage gegenseitig ausgleicht. Während die für Winterstrom optimalen PV-Fassaden einen etwas geringeren Jahresertrag haben, ist der Energieertrag der aufgeständerten Flachdachanlagen höher als derjenige der horizontal installierten Flachdachanlagen.



Monatliche Verteilung

Nicht nur das Winterhalbjahr, sondern die tägliche und vor allem monatliche Verteilung der Erträge sind relevant, um die Schweiz möglichst mit national produziertem Strom zu versorgen. Abb. 1 zeigt die Monatswerte für die drei genannten Szenarien auf. Alle drei Szenarien gehen vom selben Jahresstromertrag von 30 TWh aus. Dabei wird ersichtlich, dass mit dem Szenario AWS die Stromproduktion der kritischen Monate Dezember, Januar und Februar gegenüber ZWB um ca. 65% erhöht werden kann.

Kosten

Winter-Solarstrom ist etwas teurer als Sommer-Solarstrom, weil winterstromoptimierte PV-Anlagen (z. B. Fassadenanlagen, aufgeständerte Anlagen und Anlagen in den Bergen) etwas teurer sind als die übrigen PV-Anlagen. Die Investitionskosten für das Szenario AWS liegen rund 6% über den Kosten für das Szenario ZWB. Dies führt zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten von rund 0.5 Rp. / kWh. Die Investitionskosten für das Szenario ZWB werden auf rund 38.8 Mrd. CHF geschätzt,

¹ BFE, Schweizer Hausdächer und -fassaden könnten jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>

während sich die Kosten für das Szenario AWS auf 41.3 Mrd. CHF belaufen dürften. Das hypothetische Szenario MWP kostet rund 49.8 Mrd. CHF. Der bisherige PV-Anlagenpark im Wert von rund 4 Mrd. CHF ist in diesen Kosten nicht enthalten.

Alternativen für PV-Winterstrom

Das Szenario AWS geht davon aus, dass für Winterstrom gut geeignete Flächen tendenziell mehr belegt werden als für Winterstrom weniger gut geeignete Dächer. Zudem geht es davon aus, dass PV-Anlagen auf Flachdächern nach Süden aufgeständert werden. Anstatt teurere, für Winterstrom optimierte PV-Anlagen zu bauen, könnten auch einfach doppelt so viele "normale" Anlagen gebaut werden. Diese hätten einen hohen Sommerstrom-Überschuss. Ob diese Variante insgesamt volkswirtschaftlich besser ist, muss im Kontext mit dem gesamten Stromproduktionspark der Schweiz sowie den Speicher-, den Import- und Exportmöglichkeiten geklärt werden.

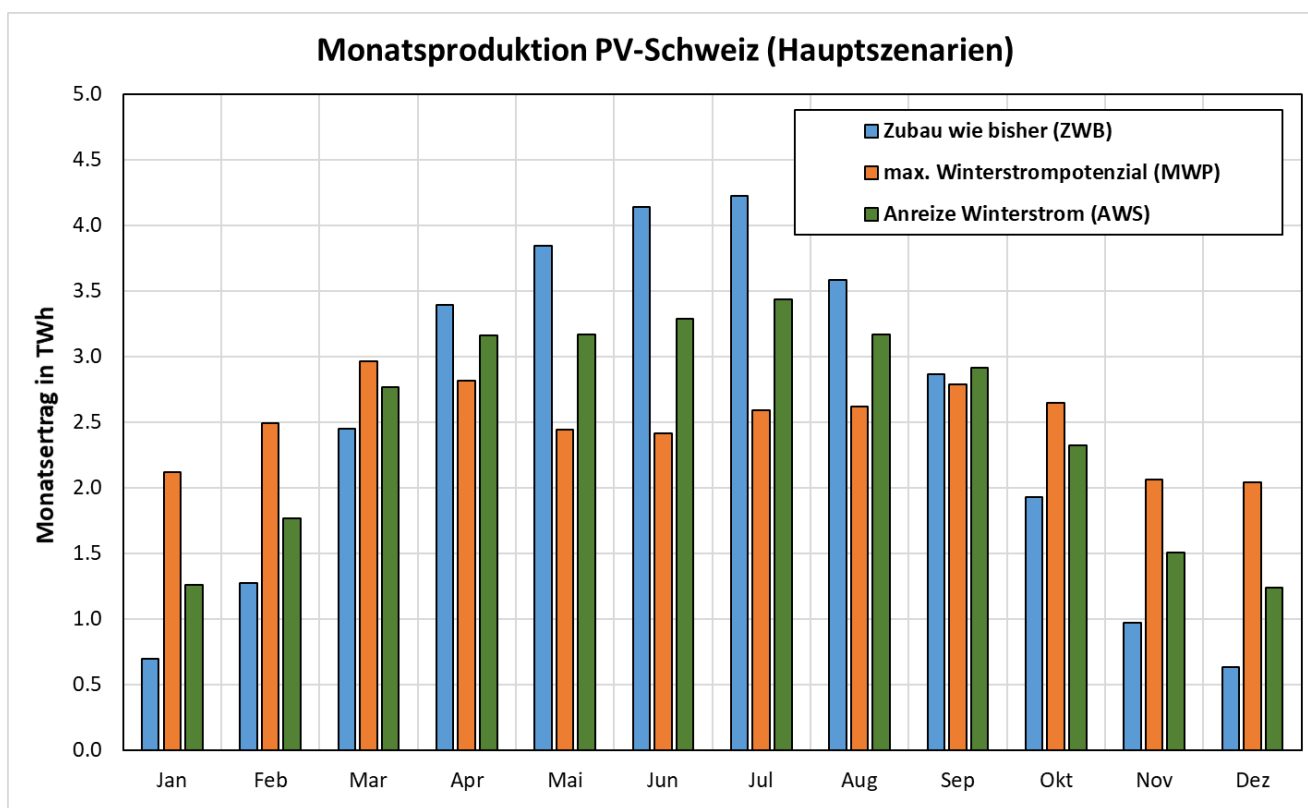


Abb. 1 Monatsproduktion für drei Szenarien.

Unsicherheiten

Die Unsicherheiten der Studie liegen insbesondere in folgenden Bereichen:

- Szenarienbildung: Ausser beim hypothetischen MWP (ein mathematisch definiertes Szenario) ist die Wahl der Dächer gegenüber der Realität mit Unsicherheiten behaftet, weil der Zubau von PV-Anlagen nicht exakt gesteuert werden kann.
- Einfluss Schnee: Ein Modell zur Berücksichtigung des Schnees wird in dieser Studie entwickelt und validiert. Dieses ist jedoch ebenfalls mit Unsicherheiten behaftet. Diese Unsicherheiten werden in der Studie quantifiziert.
- Klimatische Entwicklung und extreme Wetterszenarien: Die Resultate basieren auf Messwerten von 2004 bis 2018. Inwiefern diese für Zukunftsprognosen repräsentativ sind, kann im Rahmen dieser Studie nicht ausgesagt werden.

2. Management Summary (français)

Potentiel énergie solaire

Le potentiel de l'énergie solaire en Suisse est important. Avec une consommation finale d'énergie électrique d'un peu moins de 60 TWh, le potentiel des systèmes photovoltaïques (PV) est d'environ 50 TWh sur les toits et 17 TWh sur les façades.² Cette étude suppose que 30 TWh de ce potentiel sont réalisés. Cependant, si la consommation d'électricité est plus élevée en hiver qu'en été, la plupart des installations photovoltaïques suisses produisent plus d'électricité en été qu'en hiver. La présente étude examine en détail la production d'électricité en hiver.

Élaboration de scénarios et potentiel d'électricité hivernale

Cette étude permet de tirer les conclusions suivantes :

- **Scénario 1, expansion PV comme avant (ZWB)** : Avec le parc photovoltaïque actuel, 74 % de la production d'énergie est produite au cours du semestre d'été et 26 % au cours du semestre d'hiver. Le scénario est calculé sur l'hypothèse d'une production de 30 TWh d'énergie solaire à partir de systèmes photovoltaïques ayant les mêmes caractéristiques que les systèmes RPC déjà installés aujourd'hui.
- **Scénario 2, potentiel PV hivernal maximum (MWP)** : Si les 30 TWh n'étaient réalisés que sur les surfaces de toiture et de façade les mieux adaptées à l'électricité hivernale, la production d'été serait de 48 % et la production d'hiver de 52 %. Ce scénario, cependant, marque un potentiel théorique et n'est pas intéressant du point de vue économique ni architectural. Par rapport au scénario ZWB, il faudrait installer 17 % de puissance en plus dans ce scénario.
- **Scénario 3, incitations PV hivernal (AWS)** : Dans un scénario moyen, qui s'oriente d'après le parc photovoltaïque actuel, mais mise de manière renforcée sur des systèmes photovoltaïques optimisés pour l'hiver, la part de l'électricité hivernale peut être portée à 36 %. Ceci est possible avec la même puissance PV que dans le scénario ZWB, car l'augmentation et la diminution du rendement de l'installation PV optimisée pour l'hiver se compensent entre elles. Alors que les façades photovoltaïques optimales pour l'électricité hivernale ont un rendement annuel légèrement inférieur, le rendement énergétique des systèmes sur châssis posés sur des toits terrasses est supérieur à celui des systèmes à installation horizontale.

Répartition mensuelle

Un approvisionnement de la Suisse en électricité produite essentiellement sur le plan national passe non seulement par la prise en compte du semestre d'hiver, mais aussi de la répartition journalière et surtout mensuelle des rendements. La figure 2 montre les valeurs mensuelles pour les trois scénarios mentionnés qui sont basés chacun sur le même rendement électrique annuel de 30 TWh. Il apparaît ainsi qu'avec le scénario AWS, la production d'électricité pendant les mois critiques de décembre, janvier et février peut être augmentée d'environ 65 % par rapport à celle du scénario ZWB.

Coûts

L'énergie solaire hivernale est un peu plus chère que l'énergie solaire estivale, car les systèmes photovoltaïques optimisés pour l'énergie hivernale (p. ex. systèmes de façade, systèmes sur châssis et systèmes en montagne) sont un peu plus chers que les autres systèmes PV. Les coûts d'investissement pour le scénario AWS sont

² OFEN, Les toits et les façades des maisons suisses pourraient produire 67 TWh d'électricité solaire par an, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiqués-de-presse/mm-test.msg-id-74641.html>

supérieurs d'environ 6 % à ceux du scénario ZWB. Il en résulte une augmentation des coûts de production d'électricité d'environ 0,5 centime/kWh. Les coûts d'investissement pour le scénario ZWB sont estimés à environ CHF 38.8 mia, tandis que les coûts pour le scénario AWS devraient s'élever à CHF 41.3 mia. Le scénario hypothétique MWP coûte environ CHF 49.8 mia. L'actuel parc d'installations photovoltaïques d'une valeur d'environ CHF 4 mia n'est pas inclus dans ces coûts.

Alternatives pour l'électricité
photovoltaïque hivernale

Le scénario AWS repose sur l'hypothèse que les zones bien adaptées à l'électricité hivernale ont tendance à être plus occupées que les toits moins adaptés à l'électricité hivernale. Il suppose également que des systèmes photovoltaïques sur châssis seront installés sur des toits terrasses et orientés au Sud. Par ailleurs, au lieu de construire des systèmes photovoltaïques plus coûteux optimisés pour l'électricité hivernale, on pourrait construire deux fois plus de systèmes « normaux ». Celles-ci auraient un surplus d'électricité estival élevé. La question de savoir si cette variante est économiquement meilleure dans son ensemble doit être clarifiée dans le contexte de la totalité du parc de production électrique suisse ainsi que des possibilités de stockage, d'importation et d'exportation.

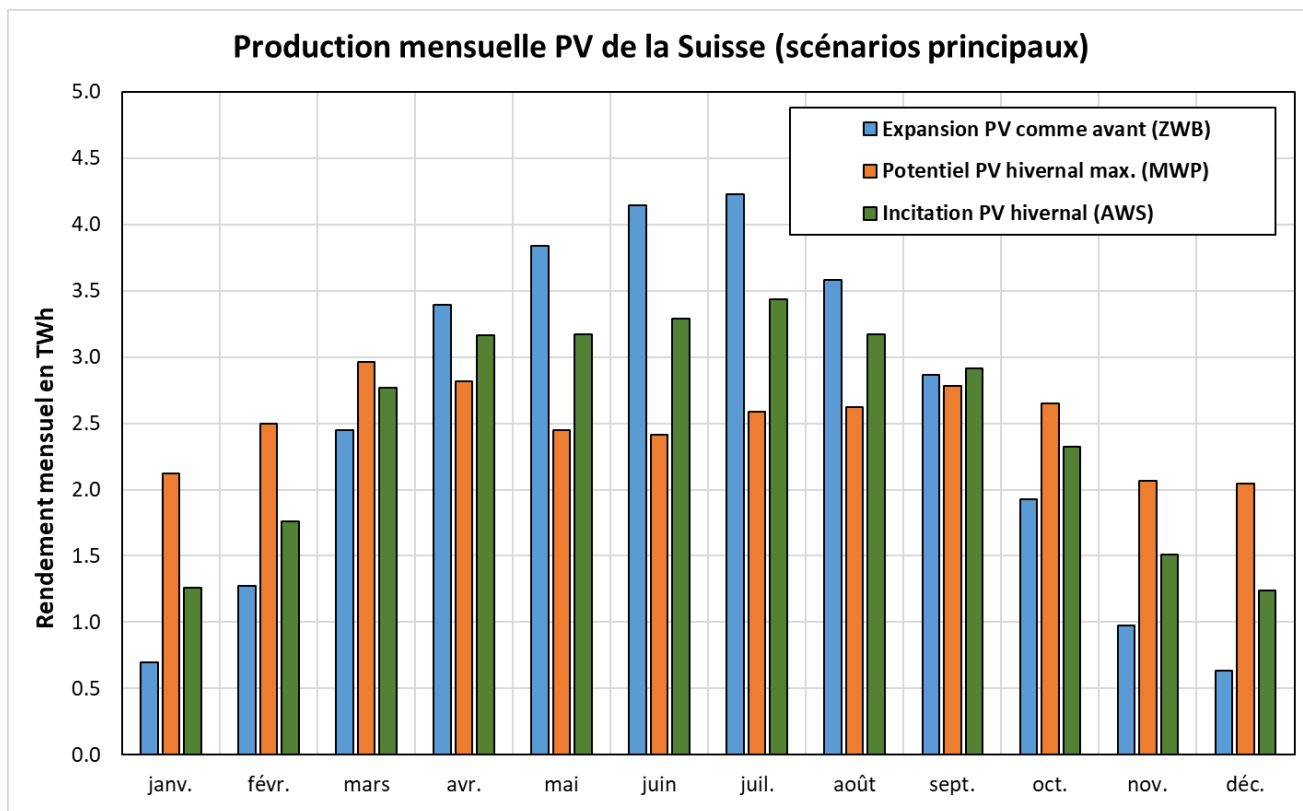


Abb. 2 Production mensuelle pour trois scénarios.

Incertitudes

Les incertitudes de cette étude touchent en particulier les domaines suivants :

- _ Élaboration de scénarios : A l'exception de l'hypothétique MWP (scénario mathématiquement défini), le choix des toitures est sujet à des incertitudes par rapport à la réalité car l'ajout de systèmes photovoltaïques ne peut être régulé avec précision.
- _ Influence de la neige : Un modèle de prise en compte de la neige est développé et validé dans cette étude. Toutefois, il est également sujet à des incertitudes. Ces incertitudes sont quantifiées dans l'étude.
- _ Développement climatique et scénarios météorologiques extrêmes : Les résultats sont basés sur des valeurs mesurées de 2004 à 2018, dont la représentativité pour les prévisions futures ne peut être déterminée dans le cadre de la présente étude.

3. Abkürzungen und Definitionen

Folgende Abkürzungen werden in diesem Dokument verwendet:

- _ AWS: Szenario "Anreiz Winterstrom"
- _ BFE: Bundesamt für Energie
- _ BFS: Bundesamt für Statistik
- _ ES 2050: Energiestrategie 2050
- _ GWh: Gigawattstunde
- _ KEV: Kostendeckende Einspeisevergütung
- _ MWP: Szenario "Maximales Winterstrompotenzial"
- _ PV: Photovoltaik
- _ Sonnendach: Datengrundlage des BFE zum Solarpotenzial sämtlicher Schweizer Hausdächer sowie interaktive Web-Anwendung (www.sonnendach.ch) für die Abfrage dieser Potenziale.
- _ Sonnenfassade: Datengrundlage des BFE zum Solarpotenzial sämtlicher Schweizer Fassaden sowie interaktive Web-Anwendung (www.sonnenfassade.ch) für die Abfrage dieser Potenziale.
- _ TWh: Terawattstunde
- _ Winterhalbjahr: Oktober, November, Dezember, Januar, Februar und März
- _ Winterquartal: Die drei typischerweise ertragsschwächsten Monate Dezember, Januar und Februar
- _ ZWB: Szenario "Zubau wie bisher"

4. Einleitung

Energiestrategie 2050

Die Energiestrategie der Schweiz soll die Schweizer Energielandschaft längerfristig in ein nachhaltiges und erneuerbares System transformieren. Das darauf abgestimmte und von Volk und Ständen angenommene Energiegesetz hat drei Stossrichtungen:

- _ Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz
- _ Massnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien
- _ Atomausstieg

Potenzial Photovoltaik

Die Solarkataster Sonnendach und Sonnenfassade weisen für die Gebäude der Schweiz ein PV-Potenzial von 50 (Dachflächen) respektive 17 (Fassaden) TWh aus. Dabei werden nur gut, sehr gut oder hervorragend geeignete Flächen berücksichtigt; bei Sonnenfassade werden zusätzlich Flächen der Kategorie "mittel" berücksichtigt, um die Ost- und Westfassaden zu erfassen, welche zu den Randstunden Strom generieren. Gemäss Aktualisierung der PSI-Studie "Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies)"³ könnten in der Schweiz 2035 rund 30 TWh Solarstrom pro Jahr für weniger als 13 Rp. / kWh erzeugt werden. Gleichzeitig sind 30 TWh die künftig wegfallende Strommenge aus Kernkraftwerken plus ein Anteil für die künftige Elektromobilität. In der folgenden Studie wird deshalb in allen Szenarien mit einer Solarstromproduktion von 30 TWh / Jahr gerechnet.

Winterstrom

Aufgrund ihrer geografischen Lage verbraucht die Schweiz etwas mehr Strom im Winterhalbjahr als im Sommerhalbjahr. Von 2007 bis 2017 hat dieses halbjährliche Ungleichgewicht geringfügig auf 34.5 TWh Winterverbrauch gegenüber 28.4 TWh Sommerverbrauch zugenommen⁴.

Winterproduktion von PV

Die Photovoltaik als potenziell wichtigste neue erneuerbare Energiequelle für die Energiestrategie 2050 zeigt in der Schweiz typischerweise das gegenteilige Verhalten. Obwohl die PV-Module technologiebedingt im Winter effizienter sind als im Sommer (rund 4% effizienter pro zehn Grad Celsius Temperatursenkung), ist der Energieertrag im Winterhalbjahr meist tiefer als im Sommerhalbjahr, weil im Sommer die Anzahl Sonnenstunden deutlich höher sind als im Winter. So produziert eine typische PV-Dachanlage in Bern nur gerade 30% ihres Energieertrags in den Monaten Oktober bis März, den Rest zwischen April und September. Eine Fassadenanlage in Bern hingegen liefert bereits 45% des Stroms im Winterhalbjahr. Und bei einer Fassadenanlage auf dem Jungfraujoch stammt mehr als jede zweite Kilowattstunde aus dem Winterhalbjahr. Die Jahresstromproduktion von Fassadenanlagen ist hingegen rund 30% geringer als diejenige von Dachanlagen, und die Installation der Anlagen ist aus mechanischen und ästhetischen Gründen aufwändiger. Deshalb ist Solarstrom aus Fassaden trotz dem hohen Winterertrag teurer als Solarstrom von Dächern.

³ Bauer, C. (ed.) et al. (2019) Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies – An update of potentials and electricity generation costs.

⁴ Landesverbrauch gemäss Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017

Solarstrom im Winter: Geht das?

Die vorliegende Studie untersucht, wie gross der Anteil der Photovoltaik an der künftigen Winterstromproduktion der Schweiz sein kann. Dabei werden drei Szenarien betrachtet:

- _ Szenario 1 "**Zubau wie bisher (ZWB)**": Wie gross ist die Winterstromproduktion von PV-Anlagen, wenn der heutige PV-Anlagenpark auf das Potenzial von 30 TWh skaliert wird?
- _ Szenario 2 "**maximales Winterstrompotenzial (MWP)**": Wie gross könnte die Winterstromproduktion von PV-Anlagen hypothetisch sein, wenn nur die Flächen mit dem höchsten Winterstromertrag betrachtet werden und 30 TWh zugebaut werden?
- _ Szenario 3 "**Anreize Winterstrom (AWS)**" Wie gross könnte die Winterstromproduktion von PV-Anlagen sein, wenn realistische Anreize für PV-Anlagen mit einem höheren Winterstromanteil geschaffen werden?

Neben diesen drei Szenarien werden verschiedene Varianten respektive Hilfsszenarien erstellt. Diese Varianten sind für sich genommen keine realistischen Zubauszenarien, helfen jedoch, den Einfluss bestimmter Flächen auf das Winterstrompotenzial abzuschätzen. Die Varianten sind z. B. "nur Dachflächen" oder "nur Fassaden".

Als Resultat der Studie wird für jede Gemeinde der Schweiz ein PV-Produktionsprofil mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde über 15 Jahre pro Szenario generiert. Für jedes Szenario wird zudem eine Kostenschätzung erstellt, womit sich die Kosten für die Stromproduktion und insbesondere für den Winterstrom abschätzen lassen.

Abgrenzung

Nicht zum Potenzial gerechnet werden in dieser Studie Flächen ausserhalb der Daten von Sonnendach und Sonnenfassade. Insbesondere sind dies Infrastrukturbauten, Verkehrswege (Strassen, Bahnanlagen) und Freiflächenanlagen.

5. Grundlagen

Folgende Grundlagendaten werden verwendet:

- _ Berechnungsmodell zur Umrechnung der horizontal gemessenen Einstrahlung auf die geneigte Ebene. Erstellt von Meteotest AG im Auftrag des BFE (radiation_perez_solkat_ch.py).
- _ KEV-Monatsertragsdaten für die Jahre 2009 bis 2016 von rund 1'000 PV-Anlagen.
- _ Ertragsdaten von PV-Anlagen der hassler energia alternativa ag in Tagesauflösung
- _ Daten aus Sonnendach.ch (SOLKAT_CH_DACH)
- _ Monatsdaten aus Sonnendach.ch (SOLKAT_CH_DACH_MONAT)
- _ Daten aus Sonnenfassade.ch (SOLKAT_CH_FASS)
- _ Monatsdaten aus Sonnenfassade.ch (SOLKAT_CH_FASS_MONAT)
- _ Einstrahlungswerte (Stundenauflösung), Albedowerte (Tagesauflösung) und Temperaturwerte (Tagesauflösung) für die Schweiz von 2004 bis 2018 von Meteoschweiz
- _ Energieperspektiven 2050, Zusammenfassung, 5. Oktober 2013, Bundesamt für Energie
- _ Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017
- _ sonnenfassade.ch, Aggregation auf räumliche Gebiete, e4plus AG, Bundesamt für Energie, 31. Januar 2019
- _ Sonnendach.ch: Berechnung von Potenzialen in Gemeinden, Bundesamt für Energie, 6. Oktober 2016
- _ Sonnendach.ch, Datenmodell, Meteotest, 27. Mai 2016
- _ Documentation of MeteoSwiss Grid-Data Products, Hourly, daily, monthly and yearly satellite-based global radiation, Meteoschweiz, Oktober 2014
- _ Documentation of MeteoSwiss Grid-Data Products, Daily Mean, Minimum and Maximum, Temperature: TabsD, TminD, TmaxD, Meteoschweiz, Februar 2013
- _ Digitales Höhenmodell swissALTI3D
- _ Amtliches Gemeindeverzeichnis der Schweiz, Bundesamt für Statistik
- _ Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies - Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, PSI, BFE, November 2017
- _ Bauer, C. (ed.) et al. Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies – An update of potentials and electricity generation costs., 2019
- _ IEC 61853-3:2018 Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating - Part 3: Energy rating of PV modules

6. Methode

Die Methode in Kürze

Die rund acht Millionen Dach- und Fassadenflächen aus Sonnendach und Sonnenfassade werden in verschiedene Kategorien zusammengefasst. Für jede Kategorie wird ein Produktionsprofil entwickelt. Je nach Szenario werden die Kategorien anschliessend gewichtet und zu einem Produktionsprofil für die Schweiz zusammengefügt.

Schritte der Methode

Dieses Vorgehen umfasst die folgenden Schritte:

1. Bildung von Referenzstandorten je Gemeinde
2. Bildung von Referenz-Einstrahlungsprofilen je Gemeinde, Ausrichtung und Neigung
3. Bildung von Referenz-Produktionsprofilen
4. Bildung von Szenarien

Szenarien

- a) Szenario 1 "Zubau wie bisher (ZWB)": Berechnung des Ist-Anteils des PV-Winterstroms, Hochrechnung des PV-Winterstroms gemäss Ertragspotenzial von 30 TWh.
- b) Szenario 2 "maximales Winterstrompotenzial (MWP)": Ausschliesslich die für Winterstrom am besten geeigneten Flächen werden verwendet.
- c) Szenario 3 "Anreize Winterstrom (AWS)" Hochrechnung des PV-Winterstroms unter der Annahme von spezifischen Fördermassnahmen für PV-Winterstrom.
- d) Varianten: Betrachtung verschiedener zusätzlicher Varianten wie "nur Südfassaden", "nur Flachdächer" oder "nur Steildächer".

Die folgenden Kapitel stellen das Vorgehen im Detail vor.

6.1 Bildung von Referenzstandorten und Referenzanlagen

Referenzregionen

Jeder Gemeinde der Schweiz gemäss BFS-Statistik⁵ wird ein Referenzstandort zugewiesen (Abb. 3). Die Referenzstandorte werden aus den gemittelten Koordinaten der Dachflächen in Sonnendach gewählt. Die Anzahl der auf diese Art identifizierten Referenzstandorte (d. h. die Anzahl der Gemeinden) beträgt 2'249 Stück.

⁵ <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/grundlagen/agvch.html>

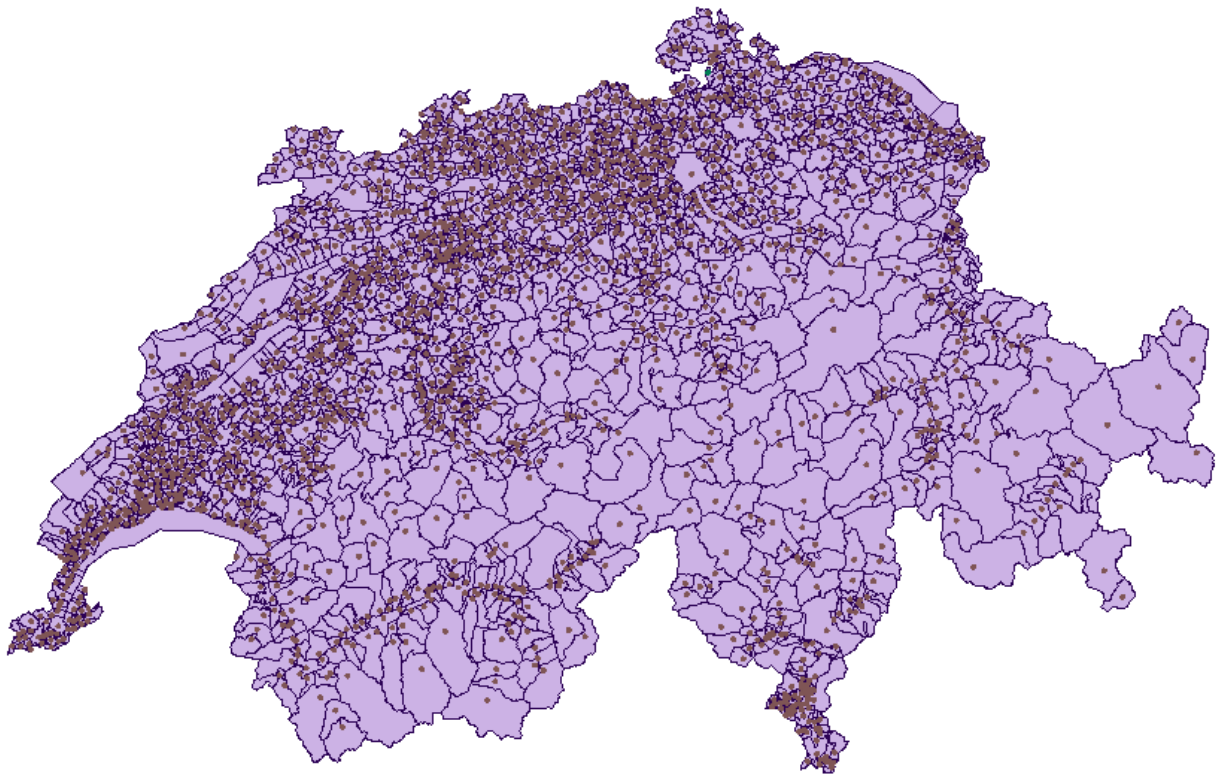


Abb. 3 Gemeinden der Schweiz.

Quelle: Basler & Hofmann, Arcgis

6.2 Bildung von Referenz-Einstrahlungsprofilen je Gemeinde, Ausrichtung und Neigung

Ausrichtung und Neigung

Für jeden Referenzstandort werden Referenz-PV-Anlagen gebildet. Diese werden nach Ausrichtung und Neigung gewählt und umfassen die Kategorien nach Tab. 1. Jeder Standort erhält somit $6 \times 9 = 54$ Referenzanlagen. Insgesamt werden somit grundsätzlich $54 \times 2'249 = 121'446$ Referenzanlagen modelliert. Weil einige dieser Kategorien jedoch gemäss Sonnendach und Sonnenfassade über keine relevanten Dach- oder Fassadenflächen verfügen, reduziert sich die Gesamtzahl der Referenzanlagen auf 98'412 Stück.

Warum so kompliziert?

Mit Sonnendach und Sonnenfassade steht der Schweiz ein einmaliges Werkzeug zur Verfügung, um das Solarstrompotenzial zu berechnen. Darin sind jedoch rund acht Millionen Flächen enthalten. Um damit mit einem vertretbaren Aufwand rechnen zu können, werden diese Flächen in Kategorien zusammengefasst. Für die Bildung der Szenarien werden anschliessend nicht mehr einzelne Flächen ausgewählt, sondern beispielsweise "alle Süddächer mit Neigungswinkel 20° bis 30° in Biberist". Selbst damit bleiben noch fast hunderttausend Kategorien übrig, weshalb die Anlagen nur noch bezüglich Ausrichtung, Neigung sowie Flachland- oder Gebirgsstandort unterschieden werden. Letztendlich bleiben 108 Kategorien, welche für die Szenarienbildung ausgewählt werden können.

Ausrichtung Kategorie	Bereich in Grad	Effektive Ausrichtung Referenzanlage	Neigung Kategorie	Effektive Neigung Referenzanlage
	Grad	Grad	Grad	Grad
E	67.5 – 112.5	90	0-5	3
SE	112.5 – 157.5	135	5-10	8
S	157.5 – 202.5	180	10-20	15
SW	202.5 – 247.5	225	20-30	25
W	247.5 – 292.5	270	30-40	35
N	292.5 – 67.5	0	40-50	45
			50-70	60
			70-90	80
			90	90

Tab. 1 Referenz-PV-Anlagen. Es sind 54 Kombinationen möglich. Diese werden jeweils für Berg- und Flachlandstandorte definiert, so dass sich $2 \times 54 = 108$ Kategorien bilden lassen.

Umgang mit dem Horizont

Für die Standorte wird ein unverschatteter Horizont angenommen. Die Horizontabschattung wird in einem späteren Schritt mithilfe der Datenkorrekturen berücksichtigt.

Generierung der
Einstrahlungsprofile

Die Referenz-Einstrahlungsprofile werden mithilfe von Global- und Direktstrahlungsdaten von Meteoschweiz generiert. Analog zum Vorgehen von Sonnendach und Sonnenfassade werden die Strahlungsdaten mithilfe des Perez-Modells auf die geneigte Ebene umgerechnet. Im Gegensatz zu Sonnendach und Sonnenfassade wird aber die Verschattungssituation nicht individuell je Dach- und Fassadenfläche berechnet. Die Berechnungen aus Sonnendach und Sonnenfassade werden jedoch hinzugezogen, um die Einstrahlungsprofile auf Monatsbasis zu korrigieren. Das Ergebnis daraus sind Stundenprofile je Referenzanlage, welche bezüglich der Monatssummen den Werten aus Sonnendach und Sonnenfassade entsprechen. Die Korrekturalgorithmen sind im Anhang 1 aufgeführt.

6.3 Bildung von Referenz-Produktionsprofilen

Produktionsprofile

Aus den Meteodaten werden unter Berücksichtigung von Einstrahlung in die Modulebene, berechneter Modultemperatur, Modul- und Wechselrichterwirkungsgrad sowie verschiedener Verlustfaktoren PV-Produktionsprofile berechnet. Diese Berechnung basiert auf der Methode nach IEC 61853 (Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating - Part 3: Energy rating of PV modules). Die Schneebedeckung der PV-Module wird dabei jedoch nicht berücksichtigt.

Korrektur der Werte

Naturgemäss sind die Resultate aus diesen Berechnungen nicht identisch mit den Werten in Sonnendach und Sonnenfassade. Sonnendach und Sonnenfassade berücksichtigen zusätzlich die lokale Verschattung und sind damit genauer als die Methode nach IEC 61853. Dafür bieten Sonnendach und Sonnenfassade nur

monatliche Werte, während die Resultate dieser Studie in Stundenauflösung berechnet werden. Damit die lokale Verschattung trotzdem in die Studie einfließt, wird wie folgt vorgegangen:

1. Berechnung der Stundenprofile der Energieerträge nach IEC 61853.
2. Bildung der Summe aller Stundenprofile.
3. Vergleich dieses Energieertrags mit den Energieerträgen aus Sonnendach und Sonnenfassade.
4. Anpassung der Stundenprofile, so dass deren monatliche Summe derjenigen aus Sonnendach und Sonnenfassade entspricht.

Weil nicht die einzelne PV-Anlage, sondern die Summe aller Anlagen gemeinsam korrigiert wird, bleiben lokale Effekte wie z. B. höherer Energieertrag an kalten Standorten erhalten, der gesamte Energieertrag entspricht jedoch den Werten aus Sonnendach und Sonnenfassade.

6.3.1 Schneebedeckung der PV-Anlagen

Die Schneebedeckung der PV-Anlagen ist ein kritischer Wert und stellt einer der Hauptschritte dieser Studie dar. Trotz breiter Literaturrecherche konnte kein geeignetes Modell zur Abschätzung der Schneebedeckung der PV-Anlagen gefunden werden.

Methode dieser Studie

Für diese Studie wurde deshalb angelehnt an die Publikation "Prediction of Energy Effects on Photovoltaic Systems due to Snowfall Events" von Rob W. Andrews and Joshua M. Pearce ein Schneemodell entwickelt. Dieses verwendet die Modulneigung, das gemessene Bodenalbedo sowie die Temperatur als Parameter respektive Messwerte zur Beurteilung, ob Schnee auf den PV-Modulen liegt.

Das Schnee-Modell wird auf Tagesbasis implementiert. Anhand von Tageswerten wird identifiziert ob auf der PV-Anlage Schnee liegt oder nicht. Falls Schnee identifiziert wird, wird der PV-Ertrag auf 0 reduziert. Zur Bestimmung ob Schnee liegt werden die folgenden Berechnungsschritte benötigt:

- _ Albedo-Grenzwert für Schnee bestimmen
- _ Neuschnee detektieren
- _ Schnee rutscht ab bzw. schmilzt

Albedo-Grenzwert für Schnee bestimmen

Albedo-Grenzwert für Schnee

Der Albedo-Grenzwert wird für jede Gemeinde mit der folgenden Formel bestimmt:

$$ALB_{GRENZ} = ALB_{MIN} + k * (ALB_{MAX} - ALB_{MIN})$$

Der ALB_{MAX} -Wert wird für jedes Jahr (2004 bis 2018) berechnet. Aus den jährlichen ALB_{MAX} -Werten wird ein Mittelwert gebildet, welcher für die ALB_{GRENZ} Berechnung verwendet wird. ALB_{MIN} wird auf dieselbe Weise bestimmt. Der k-Wert wurde anhand von Ertragsdaten von PV-Anlagen der hassler energia alternativa ag (in Tagesauflösung) bestimmt und auf 0.6 festgelegt.

Neuschnee detektieren

Neuschnee detektieren

Das Ereignis Neuschnee wird über folgende Formel bestimmt.

$$Neuschnee = ALB(t) - ALB(t-1) > NS$$

Steigt der Albedo-Wert vom Vortag ($ALB(t-1)$) um einen bestimmten Wert (NS) an, wird dies als Neuschnee identifiziert. Der Wert NS wird individuell für jede Gemeinde berechnet anhand der Albedo-Werte (ALB_{MAX} und ALB_{MIN}). Die Gewichtung von 0.05 wird anhand von Messdaten von PV-Anlagen bestimmt.

$$NS = 0.05 * (ALB_{MAX} - ALB_{MIN})$$

Schnee rutscht ab bzw. schmilzt

Schnee rutscht ab

Wann der Schnee von der PV-Anlage abrutscht bzw. der Schnee auf der PV-Anlage schmilzt wird mit der folgenden Formel bestimmt. Die Berechnung erfolgt für jede Gemeinde individuell:

$$S_{rutsch} = [A * (T_{ABS} - T_{GRENZ}) *] * \sin(Neigung)$$

für

$$T_{ABS} > T_{GRENZ}$$

Der abrutschende Schnee wird also anhand der durchschnittlichen täglichen Aussentemperatur und dem Neigungswinkel der PV-Fläche bestimmt. Dafür wird ein Grenzwert für die Temperatur verwendet, ab der die Aussentemperatur wirksam wird.

$$T_{GRENZ} = 0 \text{ °C}$$

Die durchschnittliche Tagesaussentemperatur wird also erst ab einer Aussentemperatur von über 0 °C relevant. Ebenfalls berücksichtigt wird der Sinus des Neigungswinkels der Anlage. Auf flachen Dächern rutscht der Schnee somit langsamer ab als auf stark geneigten Dächern.

Fallunterscheidung

Neigung grösser 70°

Anhand der Dachneigung wird eine Fallunterscheidung vorgenommen:

- _ Dächer ab 70° Neigung bzw. Fassaden sind nicht betroffen von Schneebedeckung.
- _ Dächer mit einer Neigung von weniger als 70° werden mit der beschriebenen Methodik bezüglich Schneebedeckung bewertet.

Implementierung

Umsetzung

Die Implementierung des Schnee-Modells wird wie folgt durchgeführt:

- _ Wird der Albedo-Grenzwert (ALB_{GRENZ}) überschritten liegt Schnee und der PV-Ertrag wird auf 0 gesetzt.
- _ Wird der Wert S_{rutsch} grösser als 1 an einem Tag liegt kein Schnee mehr auf den Modulen bis ein Neuschnee detektiert wird und der Albedo-Wert über dem Grenzwert liegt.

Kalibrierung

Um eine möglichst realistische Abschätzung des Energieertrags zu erhalten, wird das Schneemodell zusätzlich anhand der KEV-Daten kalibriert. Dabei wird folgendes Vorgehen gewählt:

1. Für die KEV-Anlagen werden mithilfe des beschriebenen Vorgehens Ertragsdaten berechnet.
2. Diese berechneten Daten werden mit den effektiv gemessenen Monatsdaten verglichen.
3. Für die Abweichungen in den Wintermonaten werden monatliche Korrekturfaktoren gebildet. Bei den Korrekturfaktoren wird zwischen Flachdachanlagen (bis 9 Grad Neigung), Schrägdachanlagen (10 Grad bis 69 Grad Neigung) und sehr steilen Dächern resp. Fassaden unterschieden.

Mit diesen Korrekturen ist sichergestellt, dass die in dieser Studie ausgewiesenen Ertragsdaten den effektiv gemessenen KEV-Daten entsprechen.

Validierung des Schneemodells

Validierung

Die Validierung des Schneemodells wird in Kapitel 8.1 vorgestellt. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass die gesamten berechneten Ertragsdaten mit recht guter Genauigkeit den zu erwartenden Ertragsdaten der Szenarien entsprechen. Bezogen auf die einzelnen Anlagen können die Abweichungen jedoch recht hoch sein.

6.4 Bildung von Szenarien

Verfügbare Flächen

In Sonnendach und Sonnenfassade sind praktisch alle Gebäudeoberflächen der Schweiz erfasst. In der Methodik von e4plus AG werden die weniger gut geeigneten Flächen so aussortiert, dass nur noch Fassadenflächen mit Einstrahlungswerten grösser als 600 kWh / m² / Jahr sowie Dachflächen mit den Eignungen "gut, sehr gut und hervorragend" übrigbleiben. Diese Studie basiert auf der Vorauswahl dieser Flächen. So ist es möglich, dass bei einem bestimmten Projekt eine höhere PV-Leistung installiert wird, als dies gemäss diesen Annahmen überhaupt möglich wäre.

Detaillierte Vorauswahl im Anhang 1

Im Schema "Auswahl der Dächer und Fassaden nach dem Modell von e4plus" im Anhang 1 wird dargestellt, welche Flächen aus Sonnendach für die weitere Berechnung verwendet werden. In Kürze lässt sich die Auswahl wie folgt beschreiben:

- _ Nur Flächen grösser als 10 m² bei Dächern resp. grösser 20 m² bei Fassaden.
- _ Nur Flächen mit den Eignungen "gut", "sehr gut" und "hervorragend" bei Dächern, bei Fassaden zusätzlich Flächen mit der Eignung "mittel".
- _ Alle Flächen werden in Abhängigkeit ihrer Art mit einem Vorfaktor im Bereich 0.45 bis 0.8 multipliziert, um praktischen Einschränkungen beim Bau einer PV-Anlage Raum zu geben.

Das berücksichtigte Potenzial von 50 TWh für Dächer und 17 TWh für Fassaden stützt sich somit nur auf eine bereits nach praktischen Gesichtspunkten reduzierte Anzahl Dach- und Fassadenflächen.

Bildung von Kategorien

Zur Ermittlung der Winterstromproduktion der PV-Anlagen werden verschiedene Szenarien gebildet. In jedem Szenario wird festgelegt, welche der 98'412 Referenzanlagen in welcher Leistung realisiert wird. Als Hilfsmittel zur Generierung der Szenarien werden die 98'412 Referenzanlagen in 108 Kategorien eingeteilt. Die Kategorien fassen die Gemeinden zusammen, lassen aber unterschiedliche Ausrichtungen und Neigungen bestehen und machen zusätzlich die Fallunterscheidung, ob eine Gemeinde oberhalb oder unterhalb von 800 m ü. M. steht.

Die Gemeinden oberhalb 800 m ü. M. machen dabei 15% des energetischen PV-Potenzials nach Berücksichtigung der obigen Vorselektion in der Schweiz aus. Die Anzahl Kategorien setzt sich somit aus 6 Ausrichtungen mal 9 Neigungen mal 2 Höhen gleich 108 Kategorien zusammen.

Drei Hauptszenarien

Bei der folgenden Szenarienbildung wird jeweils zugewiesen, welche der 108 Kategorien mit welchem Prozentsatz ihres Potenzials zum Szenario beitragen soll. Es werden folgende drei Szenarien sowie Varianten (Einzelbetrachtungen) untersucht:

- **Szenario 1 "Zubau wie bisher (ZWB)":** Berechnung des Ist-Anteils des PV-Winterstroms, Hochrechnung des PV-Winterstroms gemäss Ertragspotenzial von 30 TWh.
- **Szenario 2 "maximales Winterstrompotenzial (MWP)":** Ausschliesslich die für Winterstrom am besten geeigneten Flächen werden verwendet.
- **Szenario 3 "Anreize Winterstrom (AWS)":** Hochrechnung des PV-Winterstroms unter der Annahme von spezifischen Fördermassnahmen für PV-Winterstrom.
- **Varianten:** Betrachtung verschiedener zusätzlicher Varianten wie "nur Südfassaden", "nur Flachdächer" oder "nur Steildächer".

Zubau wie bisher (ZWB)

6.4.1 Szenario 1: Zubau wie bisher (ZWB)

Der heutige Anteil des PV-Winterstroms wird mit folgender Methode berechnet:

1. Die zugebaute PV-Leistung Ende 2017 wird der Statistik entnommen: 1906 MW (https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Solarenergie/Fakten-und-Zahlen/Branchen-Faktenblatt_PV_CH_d.pdf).
2. Abschätzung der zugebauten PV-Leistung im Jahr 2018: 250 MW (Expertenmeinung Swissolar, basiert auf Expertengesprächen. Statistiken sind noch nicht verfügbar).
3. Berechnung der PV-Gesamtleistung: $1'906 \text{ MW} + 250 \text{ MW} = 2'156 \text{ MW}$.
4. Ermittlung von Standort, Ausrichtung und Neigung der bereits gebauten Anlagen aus den vorhandenen KEV-Daten. Verteilung dieser Anlagen auf die Kategorien dieser Studie.
5. Hochrechnung der KEV-Anlagen auf 30 TWh. Anlagenkategorien, welche bei dieser Hochrechnung 100% des Potenzials überschreiten, werden auf 100% des Potenzials limitiert. Die dadurch fehlende Leistung wird proportional auf die Kategorien verteilt, deren Potenzial noch nicht ausgeschöpft ist.
6. Die Produktionsprofile werden gebildet.

Maximales Winterstrompotenzial (MWP)

6.4.2 Szenario 2: maximales Winterstrompotenzial (MWP)

Das maximale Winterstrompotenzial wird wie folgt berechnet:

1. Die 108 Kategorien werden nach ihrem maximalen spezifischen Winterstromertrag (Energieertrag pro Quadratmeter im Winter) sortiert.
2. Es werden so viele Kategorien ausgewählt, bis die Ertragssumme 30 TWh übersteigt.
3. Die Produktionsprofile werden gebildet und auf exakt 30 TWh korrigiert.

Anreize Winterstrom (AWS)

6.4.3 Szenario 3: Anreize Winterstrom (AWS)

Dieses Szenario ist einerseits realistisch, andererseits optimiert für die Winterstromproduktion. PV-Anlagen werden grundsätzlich die auf denjenigen Flächen

erstellt, auf welchen sie auch ohne spezielle Anreize für Winterstrom erstellt würden. Es wird aber von einer Verlagerung der Zubaumenge ausgegangen: Flächen, welche für Winterstrom geeignet sind (z. B. stark geneigte Süddächer), werden stärker belegt als Flächen, welche sich für Winterstrom weniger eignen (z. B. wenig geneigte Dächer). Für Winterstrom ungeeignete Flächen wie Norddächer oder Ost- und Westfassaden werden in diesem Szenario gar nicht berücksichtigt.

Begründung für die gewählten Flächen

Die Wahl der Flächen lässt sich wie folgt beschreiben und begründen:

- _ PV-Anlagen auf Flachdächern liefern insbesondere dann Winterstrom, wenn sie nach Süden aufgeständert werden. Aus diesem Grund werden alle PV-Anlagen auf Flächen mit Neigung $< 10^\circ$ um 25° aufgeständert und je nach Orientierung des Gebäudes nach Südosten bis Südwesten ausgerichtet.
- _ Stark geneigte Schrägdächer sind für Winterstrom besser geeignet als wenig geneigte Schrägdächer. Darum werden die Flächen der stark geneigten Schrägdächer verhältnismässig doppelt so oft belegt wie die weniger stark geneigten Schrägdächer. Mit einer Ausschöpfung von knapp 70% des Potenzials sind die stark geneigten Schrägdächer zusammen mit den Flachdächern dann auch die Kategorie, bei welcher das Potenzial am meisten ausgeschöpft wird.
- _ Der Energieertrag der Fassaden wird mit 3 TWh auf ca. 10% des gesamten Energieertrags gesetzt. Damit wird rund 15% des Fassadenpotenzials ausgeschöpft. Ein Szenario mit noch mehr Winterstrom müsste als zentraler Faktor noch stärker auf die Fassadenanlagen setzen.

6.4.4 Varianten und Einzelfallbetrachtungen

Varianten

Folgende Fälle werden zusätzlich betrachtet:

- _ Nur Fassadenanlagen
- _ Nur Dachanlagen
- _ Nur Dachanlagen mit Neigungswinkel $> 20^\circ$
- _ Nur Anlagen mit Ausrichtung Südost bis Südwest
- _ Anlagen über 800 m ü. M.
- _ Anlagen unter 800 m ü. M.
- _ Homogene Verteilung der Anlagen über alle Kategorien
- _ Anlagen mit dem höchsten spez. Jahresertrag

6.5 Vergleich der Hauptszenarien

Der Energieertrag aller Hauptszenarien beträgt 30 TWh. Die PV-Anlagen werden jedoch je nach Szenario an unterschiedlichen Flächen angebracht. Welche Flächen für die verschiedenen Szenarien verwendet werden, wird in Abb. 4 bis Abb. 6 dargestellt.

Kategorien sind nicht alle vergleichbar

Dabei gilt es allerdings zu beachten, dass im Szenario "Zubau wie bisher" nicht bekannt ist, ob geneigte PV-Anlagen auf einem Schrägdach oder aufgeständert auf einem Flachdach installiert sind. Die Kategorie "Flachdach aufgeständert" bleibt darum leer und die Schrägdach-Kategorien beinhalten zu viele Anlagen. Die Abbildungen zeigen deshalb nicht eindeutig auf, wie gross der Paradigmenwechsel von ZWB zu AWS ist.

Die Ausrichtung eines Flachdachs ist naturgemäss nicht eindeutig definiert. Sonnendach ordnet jedoch die meisten Flachdächer dem nördlichen Sektor zu. Dies führt dazu, dass das Potenzial von südausgerichteten Flachdächern ausgeschöpft scheint, obwohl es in Realität noch nicht erreicht ist.

Vergleich drei Hauptszenarien

Die drei Szenarien lassen sich bezüglich der verwendeten Flächen wie folgt charakterisieren:

- **Szenario 1 "Zubau wie bisher (ZWB)":** Der Grossteil der PV-Anlagen ist auf moderat geneigten Schrägdächern sowie aufgeständert auf Flachdächern installiert. Wenig aufgeständerte PV-Anlagen auf Flachdächern machen knapp 20% aller Anlagen aus, und stark geneigte Schrägdächer gute 20%. Fassadenanlagen sind nahezu keine vorhanden.
- **Szenario 2 "maximales Winterstrompotenzial (MWP)":** Etwas mehr als die Hälfte des Energieertrags kommt von Fassadenanlagen, der Rest von moderat und stark geneigten Dachflächen. Flachdächer werden gar nicht belegt.
- **Szenario 3 "Anreize Winterstrom (AWS)":** Im Gegensatz zum Szenario ZWB werden hier die Anlagen auf Flachdächern aufgeständert. Steile Schrägdächer werden ca. 30% öfter verwendet wie bei ZWB und die Fassaden machen rund 10% des gesamten Energieertrags aus.

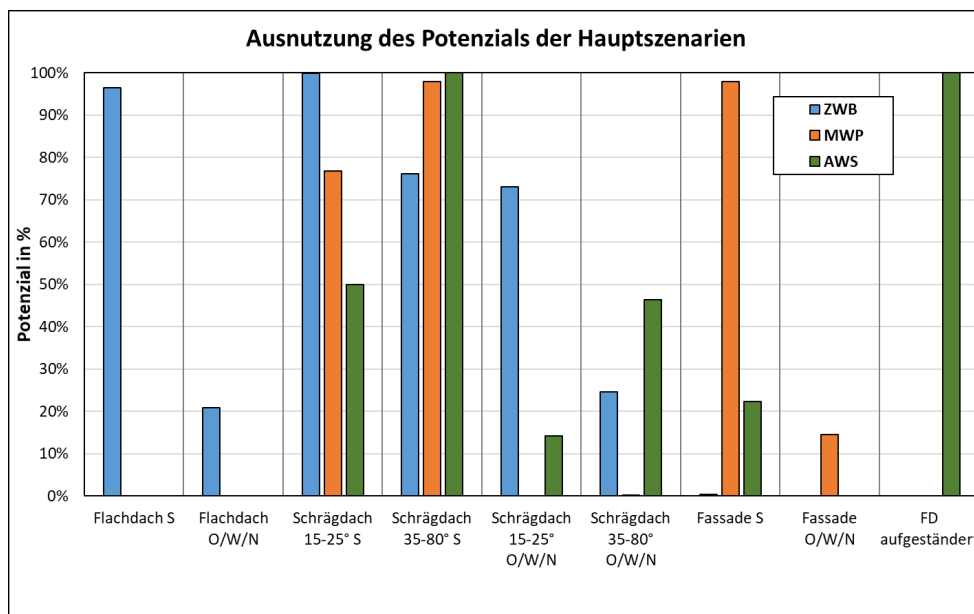


Abb. 4 Anteil der verwendeten Flächen am Gesamtpotenzial für die verschiedenen Hauptszenarien. Weil Sonnendach die meisten Flachdächer dem nördlichen Sektor zuordnet (hier der Kategorie "Flachdach O/W/N"), scheint die Kategorie "Flachdach S" stärker ausgeschöpft zu sein, als sie es in Wirklichkeit ist.

Das energetische Potenzial und die maximal installierbare Leistung der einzelnen Anlagekategorien gemäss Abb. 4 kann dem Anhang 2 in Tab. 9 entnommen werden.

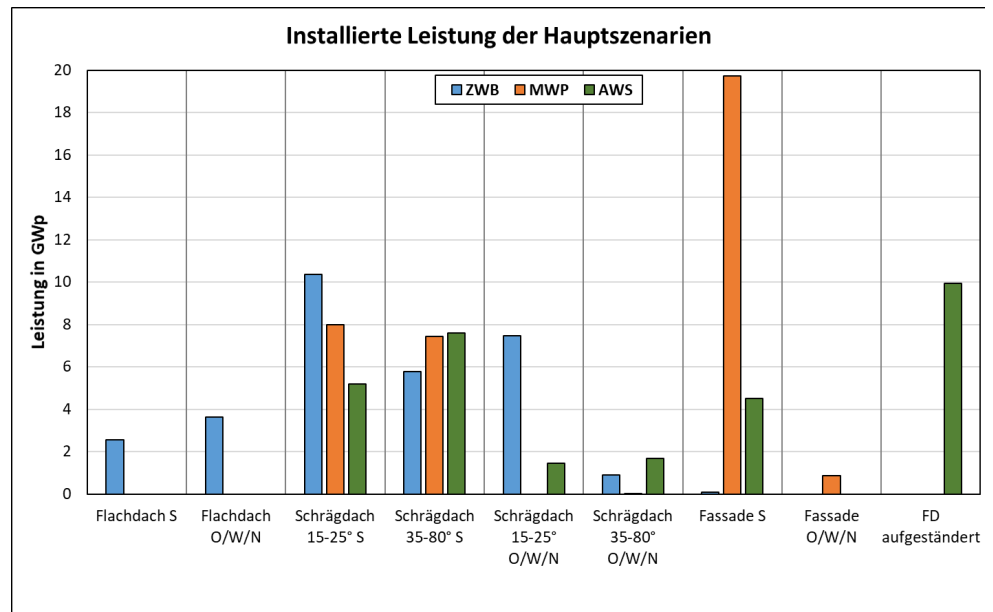


Abb. 5 Leistungsanteil verschiedener Flächen der Hauptszenarien. Weil die Flächen der Kategorie ZWB nicht eindeutig zugeordnet werden können, sind die Werte nur bedingt vergleichbar.

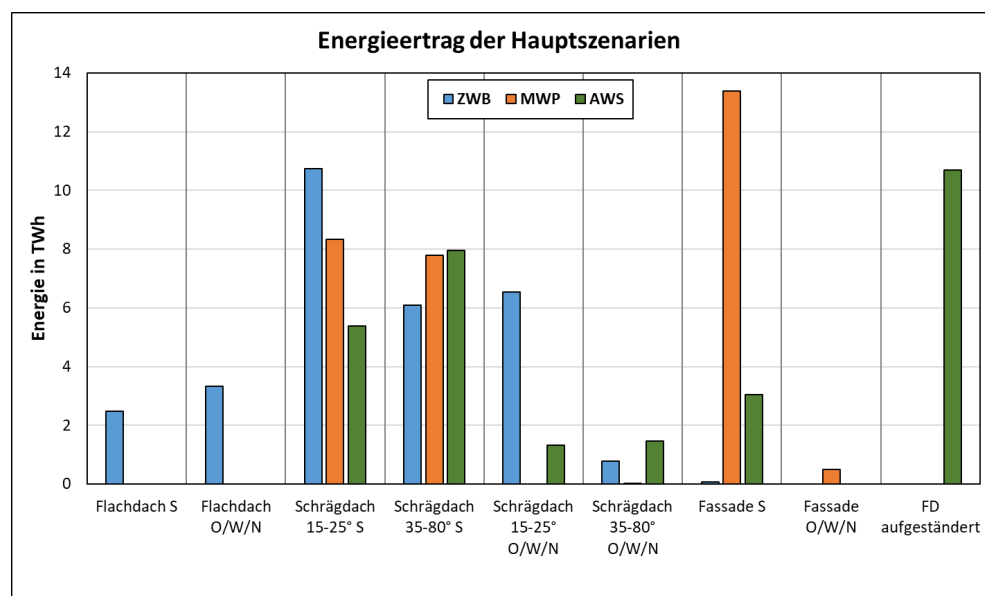


Abb. 6 Energieertrag verschiedener Flächen der Hauptszenarien. Weil die Flächen der Kategorie ZWB nicht eindeutig zugeordnet werden können, sind die Werte nur bedingt vergleichbar.

6.6 Kosten

Zur ökonomischen Betrachtung der Anlagen werden verschiedene Kategorien gebildet. Es wird mit der Grundannahme gearbeitet, dass 1 kWp PV-Leistung für die günstigste Anlagenkategorie (Schrägdach, tiefere Lagen) CHF 1'200.- kostet. Dieser Preis liegt im unteren Mittelfeld für heute realisierte PV-Anlagen gemittelt über alle Anlagenkategorien und kann über die kommenden 30 Jahre als konservative Schätzung angesehen werden. Ebenso entspricht dies einem mittleren angegebenen Preis für Photovoltaik des Updates der PSI-Studie "Potentials, costs and environmental

assessment of electricity generation technologies" (z. B. Kosten für eine 30 kWp-PV-Anlage im Jahr 2035 oder bereits heutige mittlere Kosten für eine 100 kWp bis 1000 kWp PV-Anlage). In der Kostenabschätzung sind der Betrieb und Unterhalt wie auch die Zinsen nicht berücksichtigt. Für die weiteren Kategorien werden folgende Preisaufschläge angenommen:

Kostenmodell

Kategorie	Preis- aufschlag	Begründung
Schrägdach < 800 m ü. M.	0%	Günstigste Anlagenkategorie
Flachdach, Ost-West < 800 m ü. M.	5%	Geringfügig teurer, da grösserer Materialeinsatz
Flachdach, aufgeständert < 800 m ü. M.	10%	Materialintensiver
Fassade < 800 m ü. M.	20%	Annahme
Anlagen > 800 m ü. M. (zusätzlich)	10%	Aufpreis Bergregion*

Tab. 2 Kostenmodell für PV-Anlagen.

* Aufpreis Bergregion: Es wird aus drei Gründen mit rund 10% höheren Kosten gerechnet: a) höhere Wind- und Schneelasten, b) kleinere durchschnittliche Projektgrößen, c) längere Anfahrtswege und geringere Marktkonkurrenz.

Spezialfall Fassaden

Über die Kosten der PV-Fassadenanlagen lässt sich keine eindeutige Antwort geben. Zwar sind die Kosten in aller Regel deutlich höher als die Kosten für eine Dachanlage, hingegen ergeben sich in den meisten Fällen Synergieeffekte mit einer alternativen konventionellen Fassade. So ist es in Einzelfällen möglich, dass eine PV-Fassade sogar günstiger ist als eine hochwertige konventionelle Fassade. In dieser Studie wird mit einem Aufpreis von rund 20% gegenüber einer Aufdachanlage gerechnet, Synergien bereits berücksichtigt.

7. Resultate

7.1 Hauptszenarien

Abb. 7 zeigt die monatlichen Energieerträge für die drei Hauptszenarien. Dabei wird deutlich, dass das eigentliche Winterstrompotenzial (Szenario MWP) deutlich über dem Produktionsgang heutiger PV-Anlagen liegt (ZWB). Weil sich dieses Szenario aber zum Grossteil auf Fassadenanlagen abstützt, kann es nicht als realistisch betrachtet werden. Bei dem Szenario AWS wird der Energieertrag im Winterhalbjahr gegenüber dem Szenario ZWB um rund 38 % erhöht.

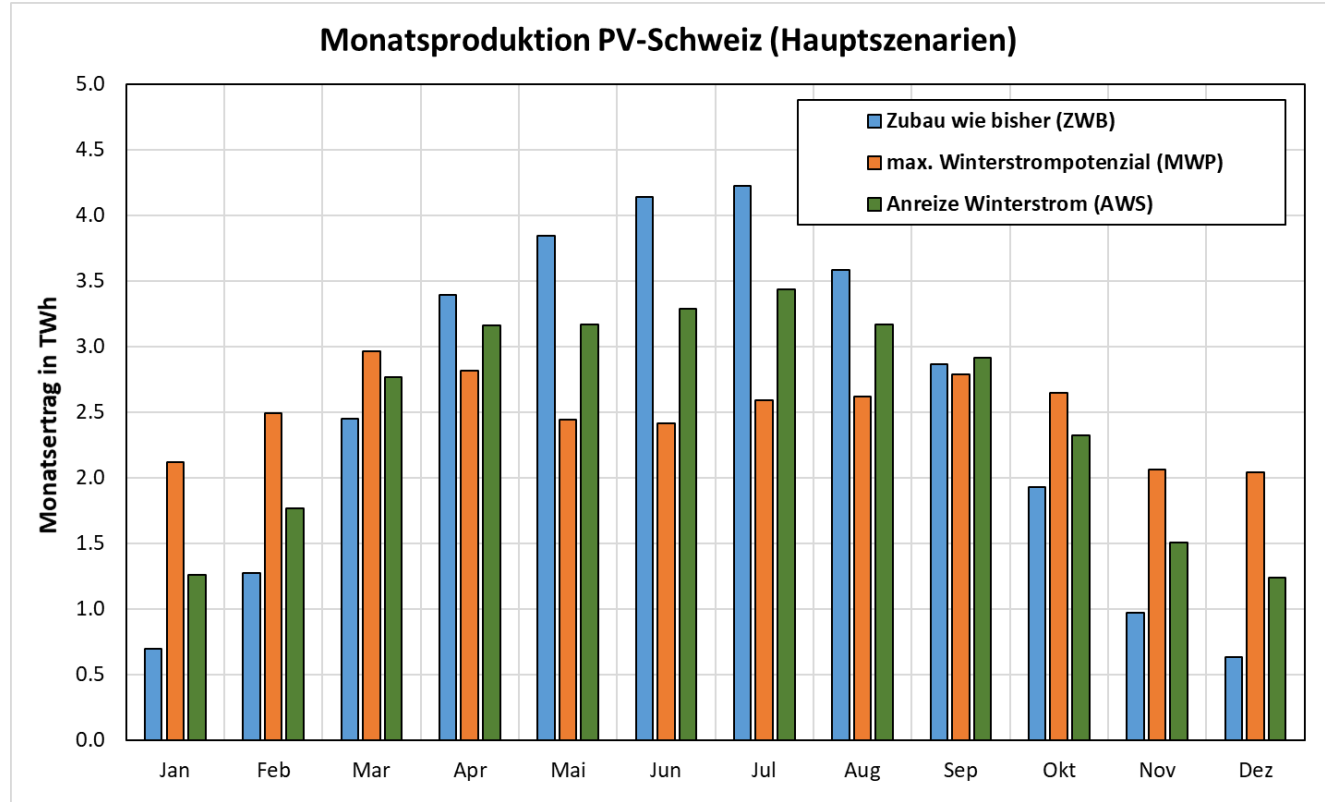


Abb. 7 Monatsproduktion für drei Szenarien.

Tab. 3 zeigt die Resultate der Studie tabellarisch auf.

Hauptszenario	Jahres-	Produktion	Produktion	Installierte	spez. Ertrag	spez. Ertrag	Kosten
	produktion	Winterhalbjahr	Jan/Feb/Dez	Leistung	Winterhalbjahr	Jan/Feb/Dez	
	TWh	TWh	TWh	GWp	kWh/kWp	kWh/kWp	Mrd. CHF
Zubau wie bisher (ZWB)	30	7.9	2.6	30.8	275.4	83.0	38.8
Maximales Winterstrompotenzial (MWP)	30	14.3	6.7	36.0	392.3	182.3	49.8
Anreize Winterstrom (AWS)	30	10.9	4.3	30.3	351.4	138.0	41.3

Tab. 3 Resultate der Hauptszenarien.

Die folgenden Abbildungen zeigen die jährlichen Ertragsschwankungen der verschiedenen Szenarien in einem Boxplot (Minimalwerte bis Maximalwerte als Linie, 25% bis 75% als Rechteck, Querlinie als Median).

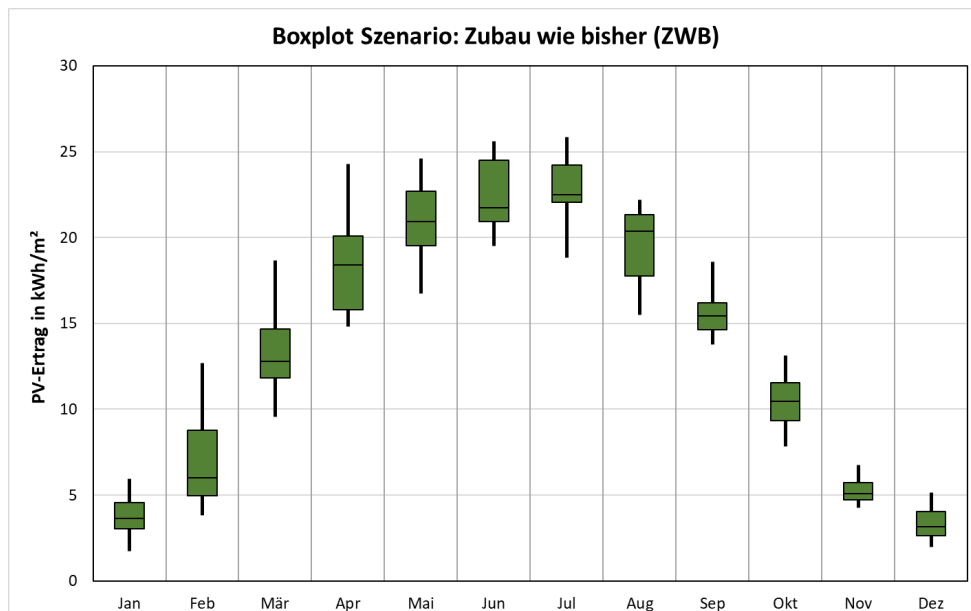


Abb. 8 Zubau wie bisher (ZWB), Boxplot. Die Bandbreite der Werte beruht auf den jährlichen Schwankungen der Einstrahlung.

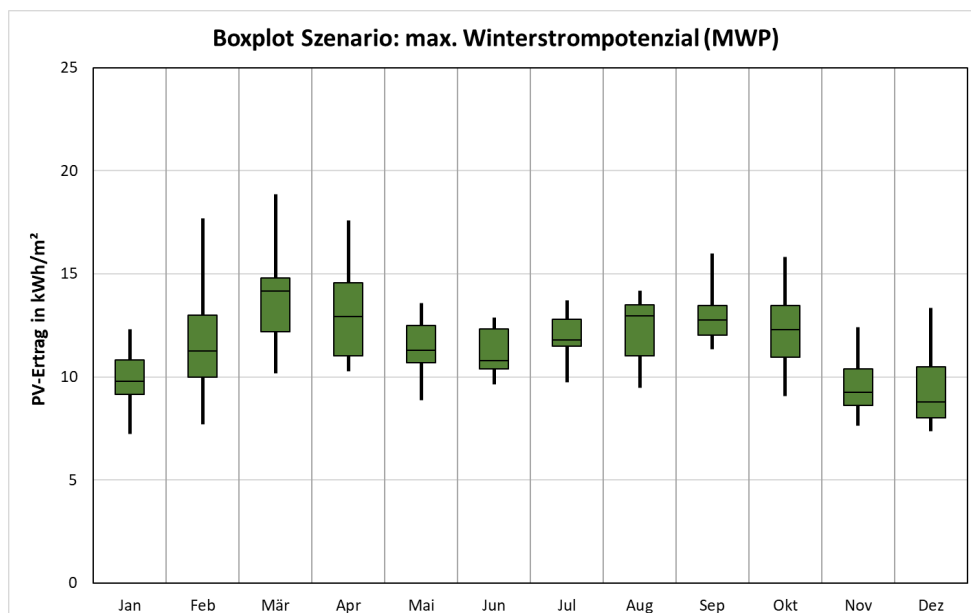


Abb. 9 Maximales Winterstrompotenzial (MWP), Boxplot. Die Bandbreite der Werte beruht auf den jährlichen Schwankungen der Einstrahlung.

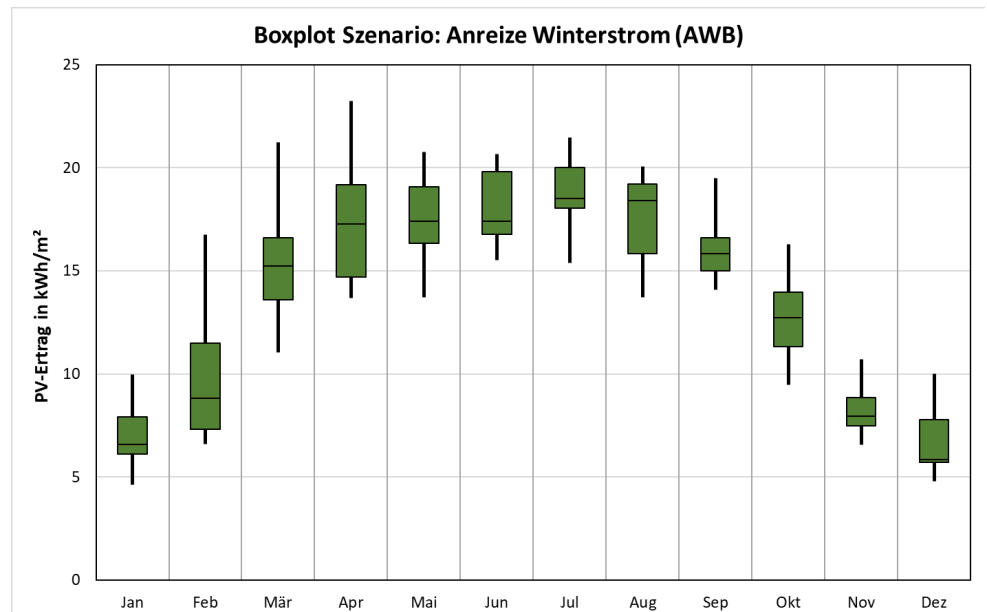


Abb. 10 Anreize Winterstrom (AWS), Boxplot. Die Bandbreite der Werte beruht auf den jährlichen Schwankungen der Einstrahlung.

Der Energieertrag der drei üblicherweise ertragsschwächsten Monate Januar, Februar und Dezember wird in Abb. 11 dargestellt. Abb. 12 zeigt den Energieertrag im Winterhalbjahr. Dabei wird deutlich, dass die Differenz zwischen "guten und schlechten Wintern" nicht sehr gross ist.

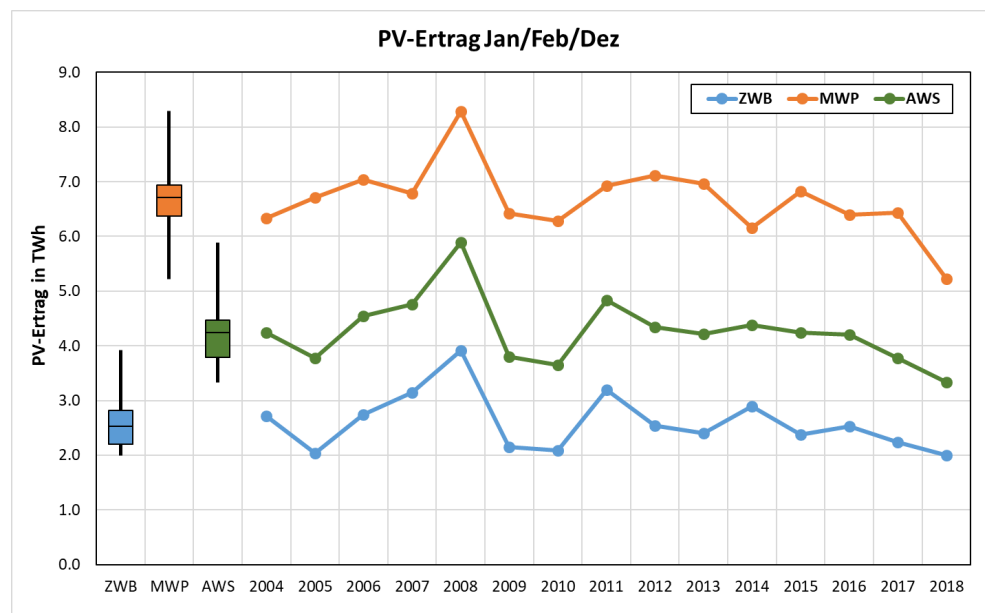


Abb. 11 Energieertrag der Monate Januar, Februar und Dezember (Summe) der Jahre 2004 bis 2018.

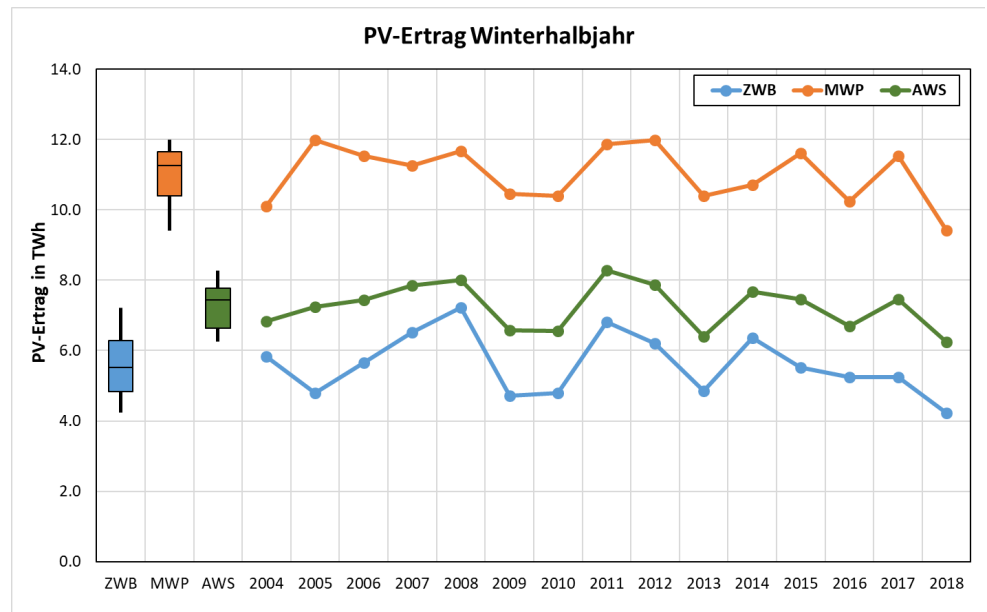


Abb. 12 Energieertrag des Winterhalbjahrs (Summe) der Jahre 2004 bis 2018.

Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten der drei Hauptszenarien werden in Abb. 13 dargestellt. Für die monatliche Kostenermittlung wird jeweils 1/12 der Anlagenkosten auf den jeweiligen Monatsertrag umgelegt.

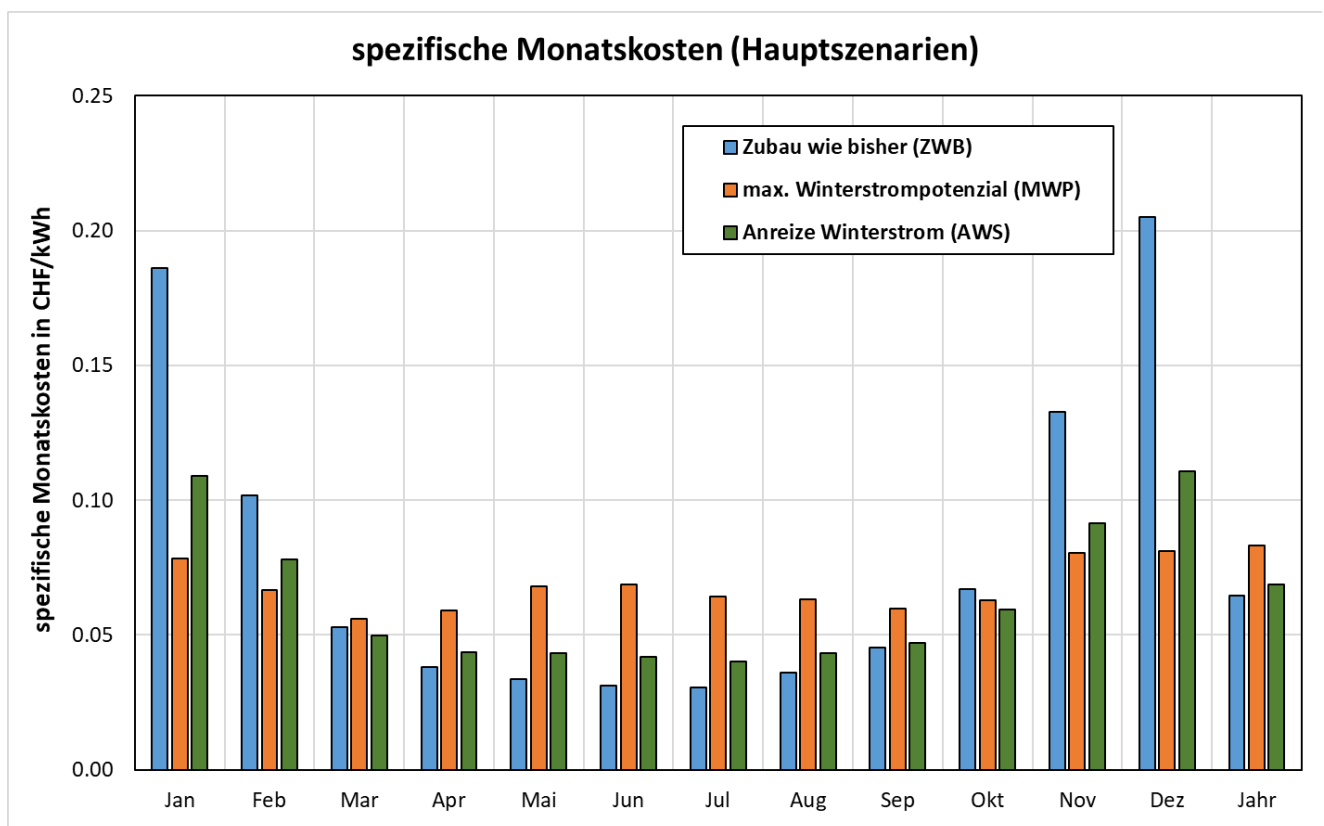


Abb. 13 Monatliche Stromgestehungskosten für die drei Hauptszenarien. Annahme: Jeder Monat wird 1/12 der Investitionskosten abgeschrieben.

7.2 Nebenszenarien

Neben den Hauptszenarien werden im Folgenden diverse Nebenszenarien respektive Varianten miteinander verglichen. Diese Varianten stellen keine eigentlichen Zubauszenarien für PV-Anlagen dar, sondern bewerten den Produktionsgang von bestimmten Anlagenkategorien. Für die bessere Vergleichbarkeit mit den Hauptszenarien wird jeweils von einer Jahresenergieproduktion von 30 TWh ausgegangen, selbst wenn das Potenzial eines bestimmten Szenarios das entsprechende Potenzial gar nicht hergibt (z. B. Anlagen über 800 m ü. M.).

Beschreibung Nebenszenarien

Folgende Nebenszenarien werden betrachtet:

- _ homogene Verteilung der Anlagen über alle Kategorien: Jede verfügbare Kategorie wird zu rund 45% mit PV belegt. Daraus resultieren 30 TWh Stromproduktion.
- _ Nur Anlagen mit Ausrichtung Südost bis Südwest: Alle Dach- und Fassadenflächen mit Ausrichtung Südost bis Südwest werden zum selben Prozentsatz belegt, die übrigen Flächen werden nicht belegt.
- _ Anlagen über 800 m ü. M.: Alle Flächen von Gebäuden höher als 800 m ü. M. werden verwendet. Damit die Produktion auf 30 TWh zu liegen kommt, werden die Flächen hypothetisch überbelegt.
- _ Anlagen unter 800 m ü. M.: Alle Flächen von Gebäuden tiefer als 800 m ü. M. werden verwendet.
- _ Nur Fassadenanlagen: Alle Fassadenflächen werden belegt. Da das Fassadenpotenzial nur 17 TWh beträgt, werden auch diese Flächen überbelegt.
- _ Nur Dachanlagen: Nur Dachflächen werden verwendet, Fassadenflächen werden nicht belegt.
- _ Nur Anlagen mit Neigungswinkel über 20°: Nur Dachflächen mit einem Neigungswinkel grösser 20° sowie Fassadenflächen werden verwendet.
- _ Flächen mit dem höchsten spez. Ertrag: Die Flächen werden verwendet, welche den höchsten Jahresertrag haben. Insbesondere Fassadenflächen werden entsprechend nicht verwendet. Dieses Szenario entspricht dem Anreiz der klassischen KEV-Förderung, weil dabei der Jahresertrag unabhängig des Produktionszeitpunkts vergütet wird.

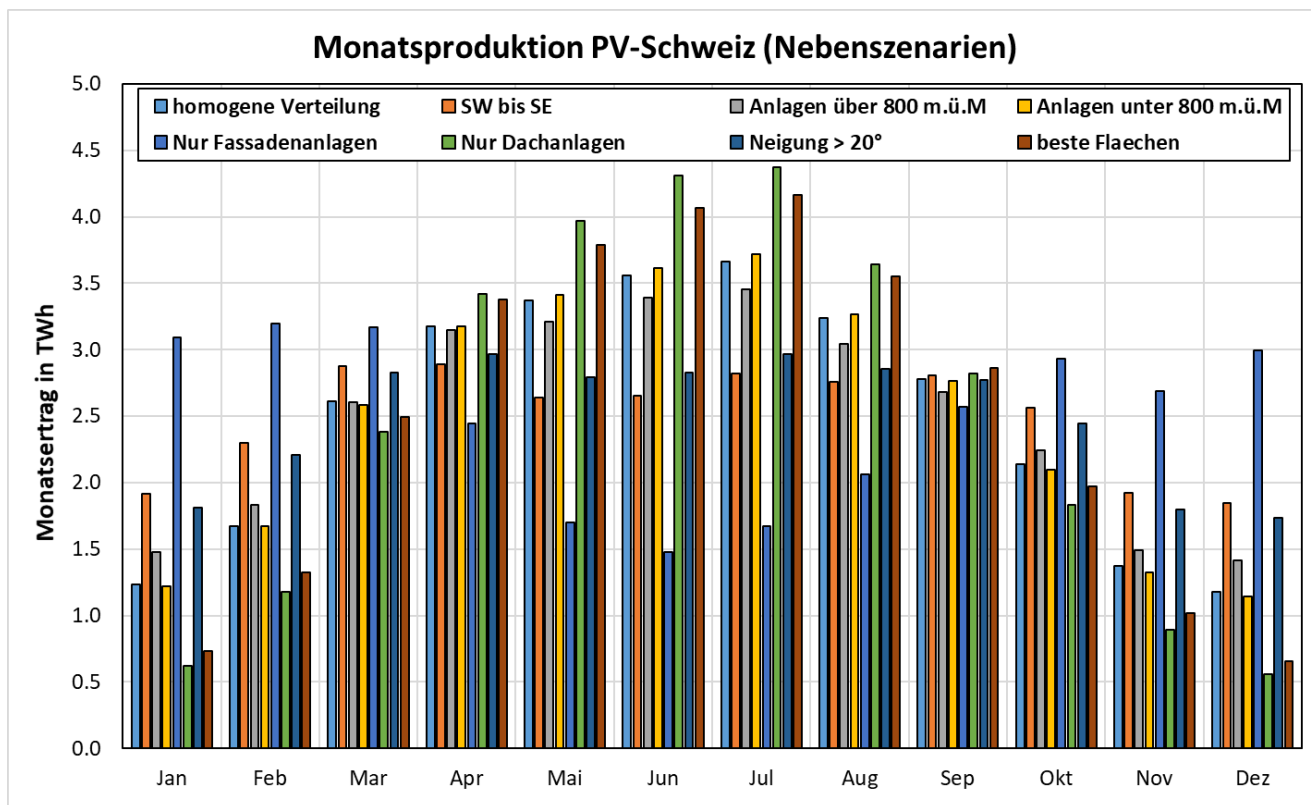


Abb. 14 Nebenszenarien respektive Varianten.

Tab. 4 zeigt die Resultate der Studie tabellarisch auf.

Nebenszenario	Jahres- produktion	Produktion Winterhalbjahr	Produktion Jan/Feb/Dez	Installierte Leistung	Kosten
	TWh	TWh	TWh	GWp	Mrd. CHF
homogene Verteilung der Anlagen über alle Kat.	30	10.2	4.1	34.4	45.5
Nur Anlagen mit Ausrichtung Südost bis Südwest	30	13.4	6.1	35.5	48.1
Anlagen über 800 m ü. M. ⁶	30	11.1	4.7	35.8	51.1
Anlagen unter 800 m ü. M.	30	10.0	4.0	35.4	45.7
Nur Fassadenanlagen ⁷	30	18.1	9.3	46.4	67.8
Nur Dachanlagen	30	7.5	2.4	31.7	39.1
Nur Anlagen mit Neigungswinkel über 20°	30	12.8	5.8	38.0	51.3
Flächen mit dem höchsten spez. Ertrag	30	8.2	2.7	30.6	37.7

Tab. 4 Resultate der Nebenszenarien respektive Varianten.

⁶ Maximales Potenzial bei ca. 9 TWh

⁷ Maximales Potenzial bei ca. 17 TWh

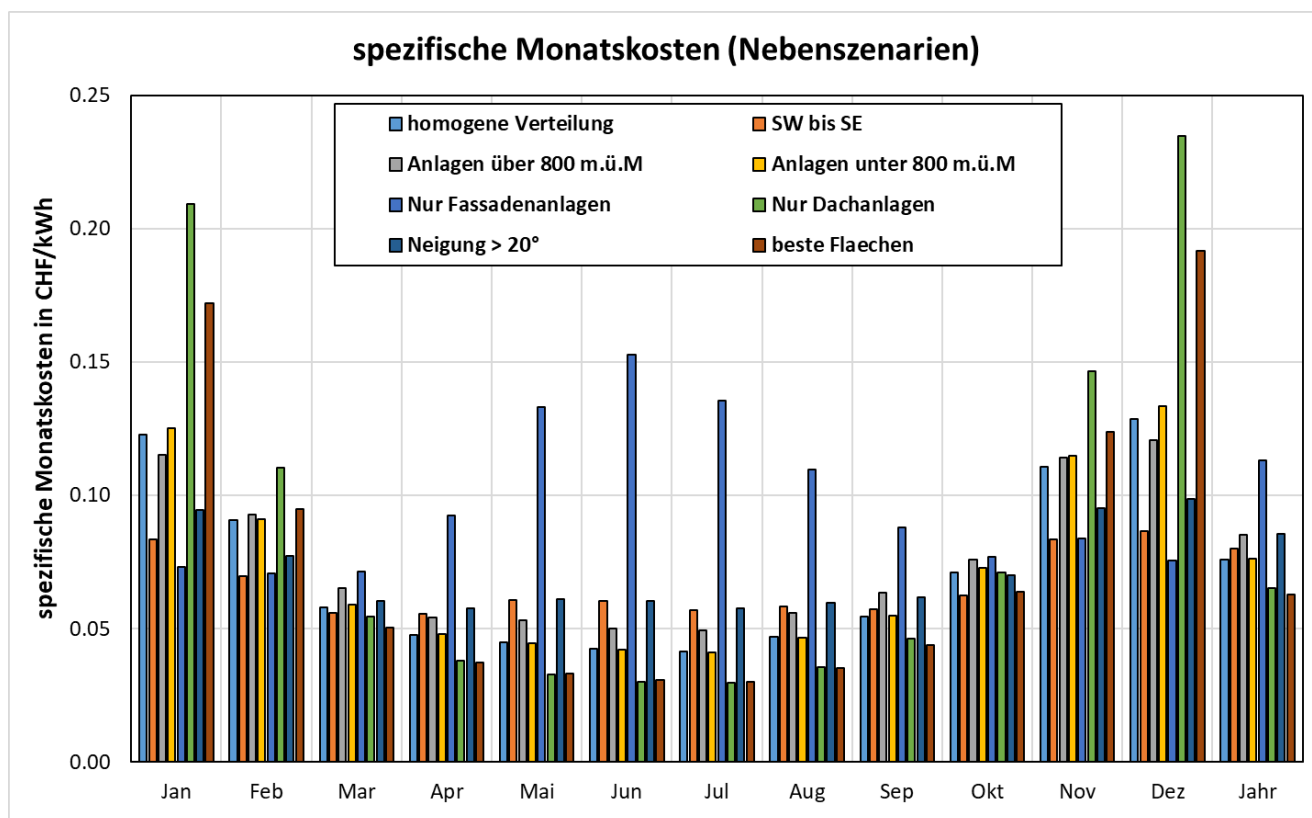


Abb. 15 Spezifische Monatskosten der Nebenszenarien respektive Varianten.

7.3 Spezialfall Flachdachanlagen

Entwicklung von
Flachdachanlagen

Flachdächer bilden eine besondere Anlagenkategorie: Während früher zur besseren Ausnutzung der PV-Module die Module aufgeständert und nach Süden ausgerichtet wurden, werden die mittlerweile sehr günstigen PV-Module zur besseren Ausnutzung der Dachflächen heute möglichst flach installiert. Der Jahresertrag pro PV-Modul reduziert sich damit um rund 10%, die Anlageleistung und damit der Ertrag insgesamt verdoppelt sich aber nahezu.

Ertrag von Flachdachanlagen

Abb. 16 zeigt auf, wie sich das Potenzial für PV-Leistung und Energieertrag ändert, wenn alle Flachdächer der Schweiz mit um 25° nach Südost bis Südwesten aufgeständerten PV-Modulen belegt würden. Eindeutig zu sehen ist, dass der Jahresenergieertrag bei flachen PV-Anlagen deutlich über dem Ertrag der südaufgeständerten Anlagen zu liegen kommt. Der Ertrag der kritischen Wintermonate hingegen ist bei den südaufgeständerten Anlagen trotz der geringeren Anlagenleistung höher.

Vor- und Nachteile

Sollen PV-Anlagen auf Flachdächern also aufgeständert werden oder nicht? Diese Frage lässt sich nur mit einer Systembetrachtung und einer Bewertung der Speichermöglichkeiten beantworten. Bei der Verfügbarkeit von günstigem Langzeitspeicher (z. B. Power to Gas) ist es vermutlich sinnvoller, die Anlagen flach zu installieren und dafür einen höheren Jahresenergieertrag zu erzielen. Ist ein

entsprechender Speicher nicht verfügbar, sollte zumindest ein Teil der Anlagen auf Winterstrom optimiert werden.

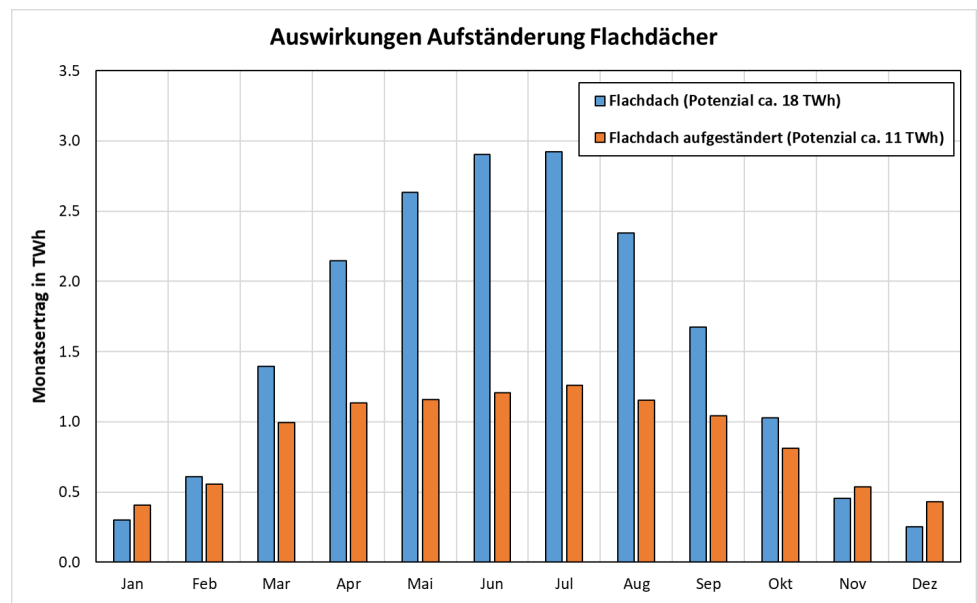


Abb. 16 Energieertrag von Flachdachanlagen.

8. Validierung und kritische Bewertung der Studie

8.1 Validierung der Ertragsberechnung

Die Ertragsberechnung umfasst drei relevante Schritte:

1. Berechnung der Einstrahlung auf die Modulebene
2. Berechnung des Energieertrags unter Vernachlässigung der Schneebedeckung
3. Berechnung des Ertragsverlusts durch die Schneebedeckung

Im Folgenden werden die Methoden zu den Berechnungen begründet und validiert. Die dabei festgestellten Abweichungen zwischen den Modellen bedürfen eigentlich einer genaueren Analyse. Die hier verwendeten Methoden stützen sich letztendlich jedoch auf die effektiven Ertragswerte aus den KEV-Anlagen und können somit als nahe an der Realität angesehen werden.

8.1.1 Berechnung der Einstrahlung auf die Modulebene

Perez-Modell, Abgleich auf Monatsebene

Die Einstrahlung auf die Modulebene wird mit dem Perez-Modell und denselben Perez-Koeffizienten wie in Sonnendach und Sonnenfassade vorgenommen. Weil die Nahverschattung jedoch nicht nachgerechnet werden konnte (dies hätte eine komplette Neuberechnung von Sonnendach und Sonnenfassade bedeutet), wurden die resultierenden Einstrahlungsprofile (Stundenwerte) mit den Monatswerten aus Sonnendach und Sonnenfassade abgeglichen. Damit ist sichergestellt, dass die Einstrahlungen auf die Modulebene auf Monatsbasis exakt den Werten aus Sonnendach und Sonnenfassade entsprechen.

Beobachtung / Abweichungen

Im Allgemeinen sind die Differenzen zwischen der Umrechnung in dieser Studie nach dem Perez-Modell und den Resultaten aus Sonnendach und Sonnenfassade relativ gering (kleiner als 5%). In Einzelfällen und speziell in den Wintermonaten sind die Abweichungen jedoch grösser als 100%. Sonnendach und Sonnenfassade geben dabei eine deutlich höhere Einstrahlung an, als aufgrund des Perez-Modells zu vermuten wäre. Der Vergleich mit den KEV-Ertragsdaten (Abschnitt 8.1.3 bestätigt diese hohen Wintererträge jedoch nicht. Bei der entsprechenden Korrektur werden diese nach unten korrigiert.

8.1.2 Berechnung des Energieertrags unter Vernachlässigung der Schneebedeckung

Vereinfachte Berechnung in Sonnendach

In Sonnendach und Sonnenfassade wird die Einstrahlung mit den Faktoren 0.17 (Wirkungsgrad PV-Modul) und 0.8 (Anlagenwirkungsgrad) auf den Energieertrag umgerechnet.

Erweitertes Modell

Um lokale Unterschiede bezüglich Temperatur und Schwachlicht (Teillastwirkungsgrad) auszugleichen, wurde in dieser Studie der Wirkungsgrad von PV-Modul und Wechselrichter für jede Stunde einzeln simuliert. Damit die Werte trotzdem mit Sonnendach und Sonnenfassade konsistent sind, wurde die Gesamtsumme des Energieertrags wiederum mit den Werten von Sonnendach und Sonnenfassade abgeglichen. Die regionalen und jahreszeitlichen Schwankungen hingegen werden im Gegensatz zu Sonnendach und Sonnenfassade berücksichtigt.

8.1.3 Berechnung des Ertragsverlusts durch die Schneebedeckung

Das Modell für die Schneebedeckung wurde mangels passenden verfügbaren Modellen für diese Studie neu entwickelt. Es ist jedoch an die Publikation "Prediction of Energy Effects on Photovoltaic Systems due to Snowfall Events" von Rob W. Andrews and Joshua M. Pearce angelehnt. Die Validierung des Modells erfolgt mit den verfügbaren Monatserträgen der KEV-Anlagen. Die folgenden Abbildungen zeigen, wie gut das Schneemodell dieser Studie den effektiv gemessenen Energieerträgen der KEV-Anlagen entspricht.

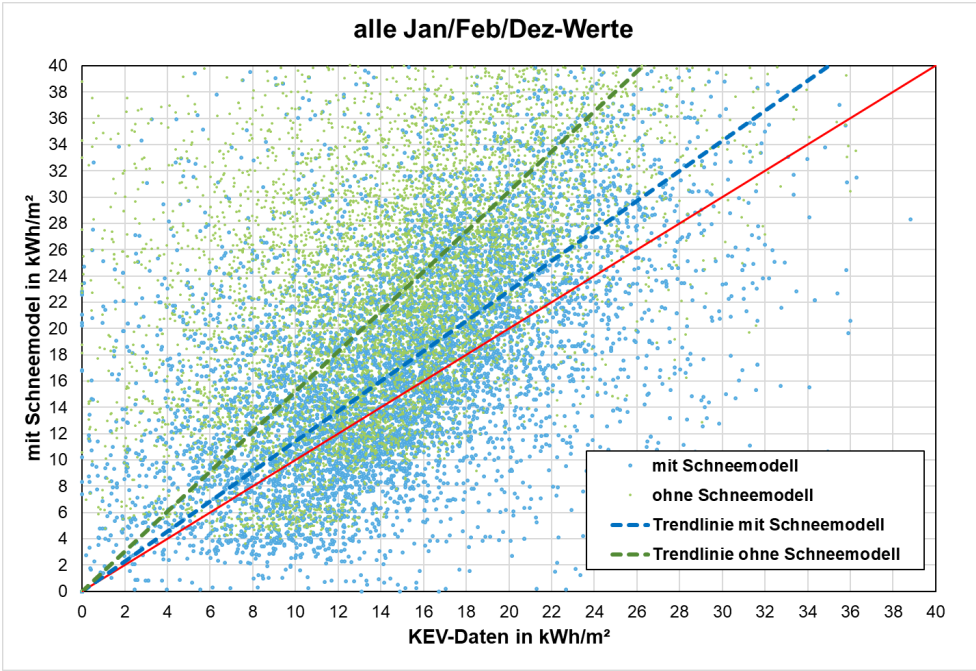


Abb. 17 Ertragsverlust durch Schneebedeckung. Diese Grafik umfasst die KEV-Anlagendaten aller Neigungen (0° bis 90°).

Unter Vernachlässigung des Schneemodells wäre mit der Methode aus dieser Studie der Winterertrag (Dezember, Januar und Februar) um 64 % zu hoch eingeschätzt worden. Mit dem Schneemodell reduziert sich dieser Fehler auf 20 %. Mit einem Korrekturfaktor (Tab. 5) wird dieser Fehler zusätzlich reduziert.

Die obige Grafik zeigt jedoch auch auf, dass der Fehler für einzelne Anlagen und Monate durchaus recht gross sein kann. Standardabweichungen für verschiedene Jahre (alle Anlagen) respektive für verschiedene Anlagen (alle Jahre) werden in den Boxplots von Abb. 19, Abb. 20 und Abb. 21 aufgezeigt.

Neigung	Jan	Feb	Mär	Okt	Nov	Dez
0-10°	1.26	1.22	1.00	1.10	1.13	1.16
15-60°	0.83	1.03	0.95	0.96	0.82	0.71
>60°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tab. 5 KEV-Korrekturfaktoren.
Sommerhalbjahr (April – September) wird nicht korrigiert

Für stark geneigte Dächer wird der Korrekturfaktor jeweils = 1.00 gesetzt, weil einerseits die Datenlage eine Korrektur nicht erlaubt (es sind zu wenig Ertragsdaten von stark geneigten Dächern vorhanden) und andererseits der Minderertrag wegen Schneebedeckung bei stark geneigten Dächern als wenig relevant eingeschätzt wird.

Abb. 18 zeigt die Energieerträge der KEV-Anlagen im Vergleich mit den Prognosen dieser Studie mit und ohne Schneemodell. Die Abweichungen lassen sich wie folgt begründen:

- Die KEV-Anlagen sind bis zu 10 Jahre alt und weisen entsprechend bereits eine gewisse Degradation auf. Deshalb sind die Erträge der KEV-Anlagen grundsätzlich etwas tiefer als die prognostizierten Erträge.
- Im Winter sind die Abweichungen zwischen den KEV-Daten und den Prognosen ohne Schneemodell besonders gross – diese Unterschiede werden jedoch mit dem Schneemodell korrigiert.
- Unter Berücksichtigung des Schneemodells und der Korrekturfaktoren werden die Prognosen den Erträgen der KEV-Daten angeglichen.

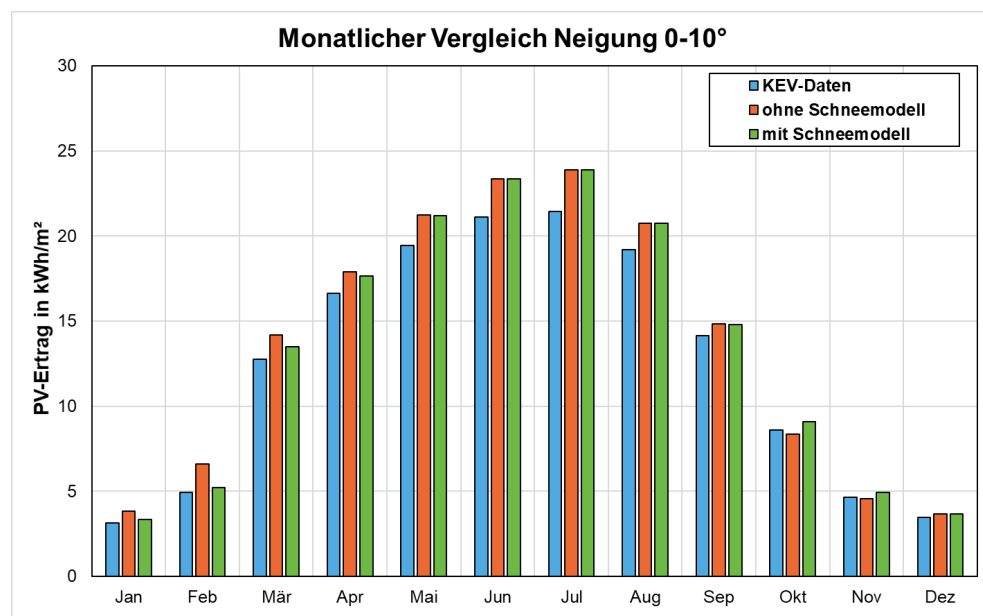


Abb. 18 Monatserträge mit- und ohne Schneemodell Neigung 0-10°, Validierung mit KEV-Anlagen.

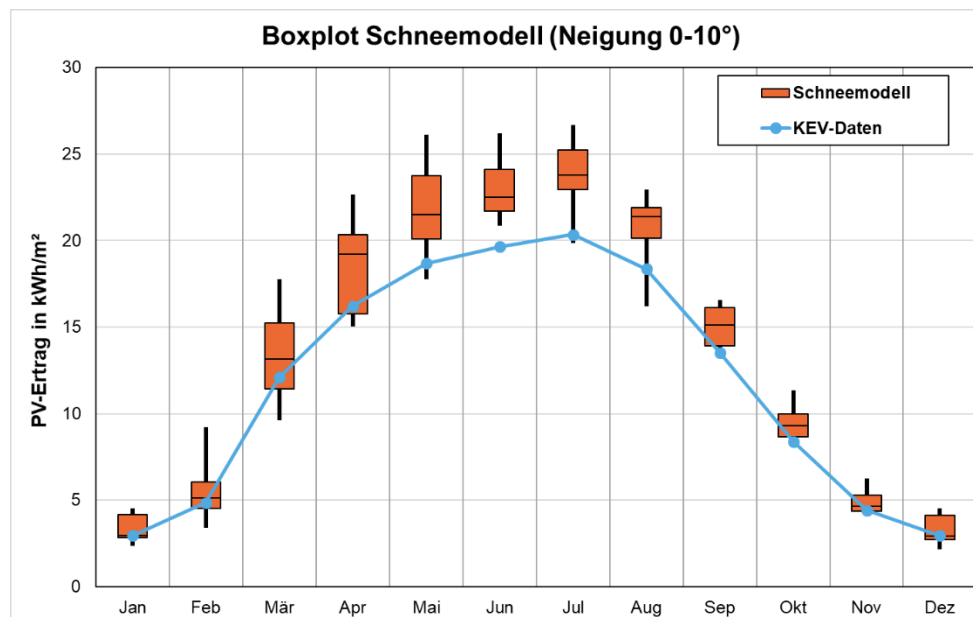


Abb. 19 Monatserträge des Schneemodells Neigung 0-10°, Validierung mit KEV-Anlagen.

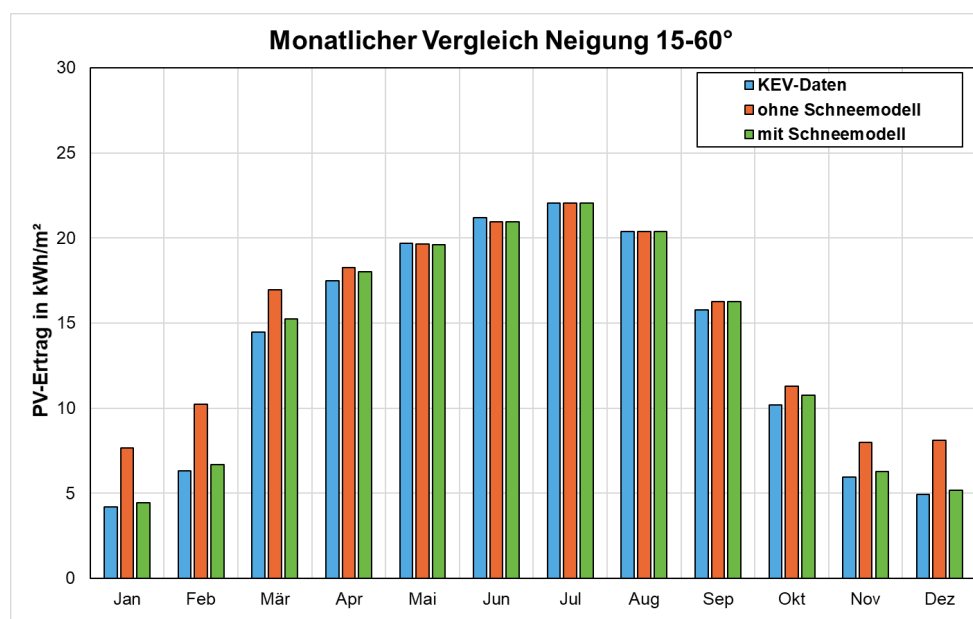


Abb. 20 Monatserträge mit- und ohne Schneemodell Neigung 15-60°, Validierung mit KEV-Anlagen.

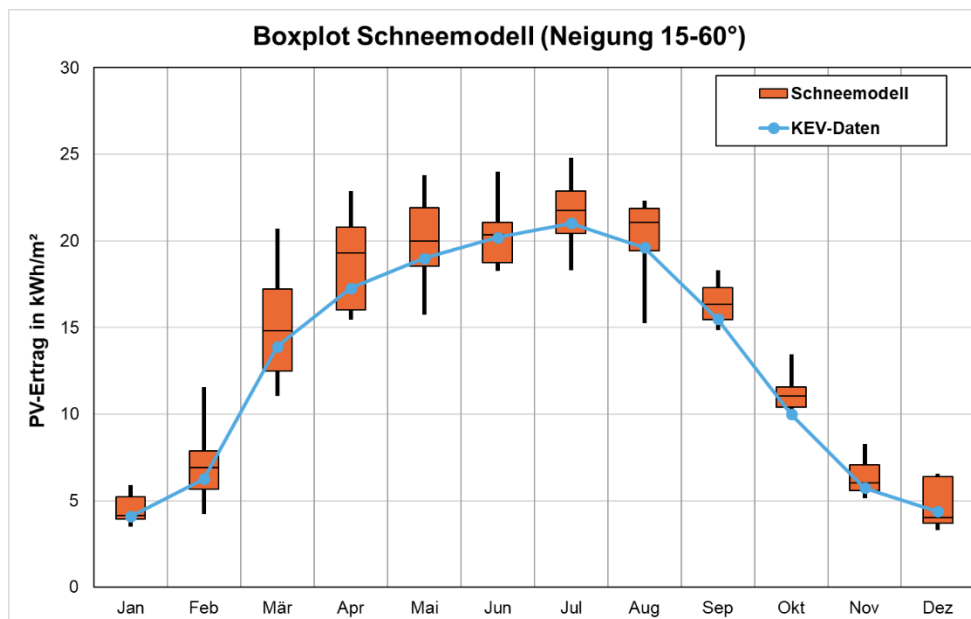


Abb. 21 Monatserträge des Schneemodells Neigung 15-60°, Validierung mit KEV-Anlagen.

Limitierungen des Schneemodells

Fazit zum Schneemodell: Das Schneemodell eignet sich gut zur Betrachtung des Gesamtportfolios der Anlagen, stimmt jedoch für die Betrachtung einer einzelnen Anlage nur bedingt.

Thesen

8.2 Unsicherheiten bezüglich Ausrichtung und Neigung der Anlagen

Im Laufe der Zeit haben sich die PV-Anlagen gewandelt. Ohne die Effekte zu quantifizieren werden folgende Thesen aufgestellt:

- In einer frühen Phase (bis ca. 2005) wurden primär kleine und gut nach Süden ausgerichtete PV-Anlagen gebaut. Flachdachanlagen wurden stark nach Süden geneigt, um den Ertrag jedes einzelnen Moduls zu maximieren. Diese Anlagen sind für Winterstrom optimal.
- Mit Einführung der kostendeckenden Einspeisevergütung KEV wurden die Anlagen laufend grösser. Da jede Kilowattstunde gleich vergütet wurde, wurde die Jahresproduktion eines Projektes maximiert. Gleichzeitig hat ein starker Preiszerfall der PV-Module begonnen. Vermehrt wurden deshalb Anlagen flach in der Dachebene installiert. Diese Anlagen haben einen hohen Jahresertrag, sind jedoch im Winter weniger ertragsstark.
- Mit dem Auslaufen der KEV werden Anlagen vermehrt eigenverbrauchsoptimiert gebaut. Energieertrag im Winter ist attraktiver als Energieertrag im Sommer. Der Trend hin zu gebäudeintegrierter Photovoltaik begünstigt die für Winterstrom attraktiven Fassadenanlagen. Gleichzeitig setzt sich der Ost-West-Trend auf Flachdächern jedoch fort. Ost-West-Anlagen sind für Winterstrom nicht attraktiv.

Prognose

Wohin geht die Reise? In dieser Studie wird für das Basisszenario ein gleichförmiges Wachstum des heutigen PV-Anlageparks angenommen. Mit Blick auf die oben beschriebenen Trends muss jedoch mit einer erheblichen Unsicherheit gerechnet werden. Werden PV-Anlagen auch ohne Förderung von Winterstrom für diesen optimiert?

Konvergenz der Szenarien

Je stärker sich die Szenarien dem maximalen Dächer- und Fassadenpotenzial nähern, desto ähnlicher werden sie sich gegenseitig. So könnten z. B. ohne weiteres 1 TWh Solarstrom auf winterstromoptimierten Flächen gebaut werden. Sollen aber 30 TWh Solarstrom erzeugt werden, müssen unweigerlich Flächen hinzugezogen werden, welche weniger gut für Winterstrom prädestiniert sind.

Monatliche und jährliche Schwankungen

8.3 Unsicherheiten bezüglich der klimatischen Entwicklung

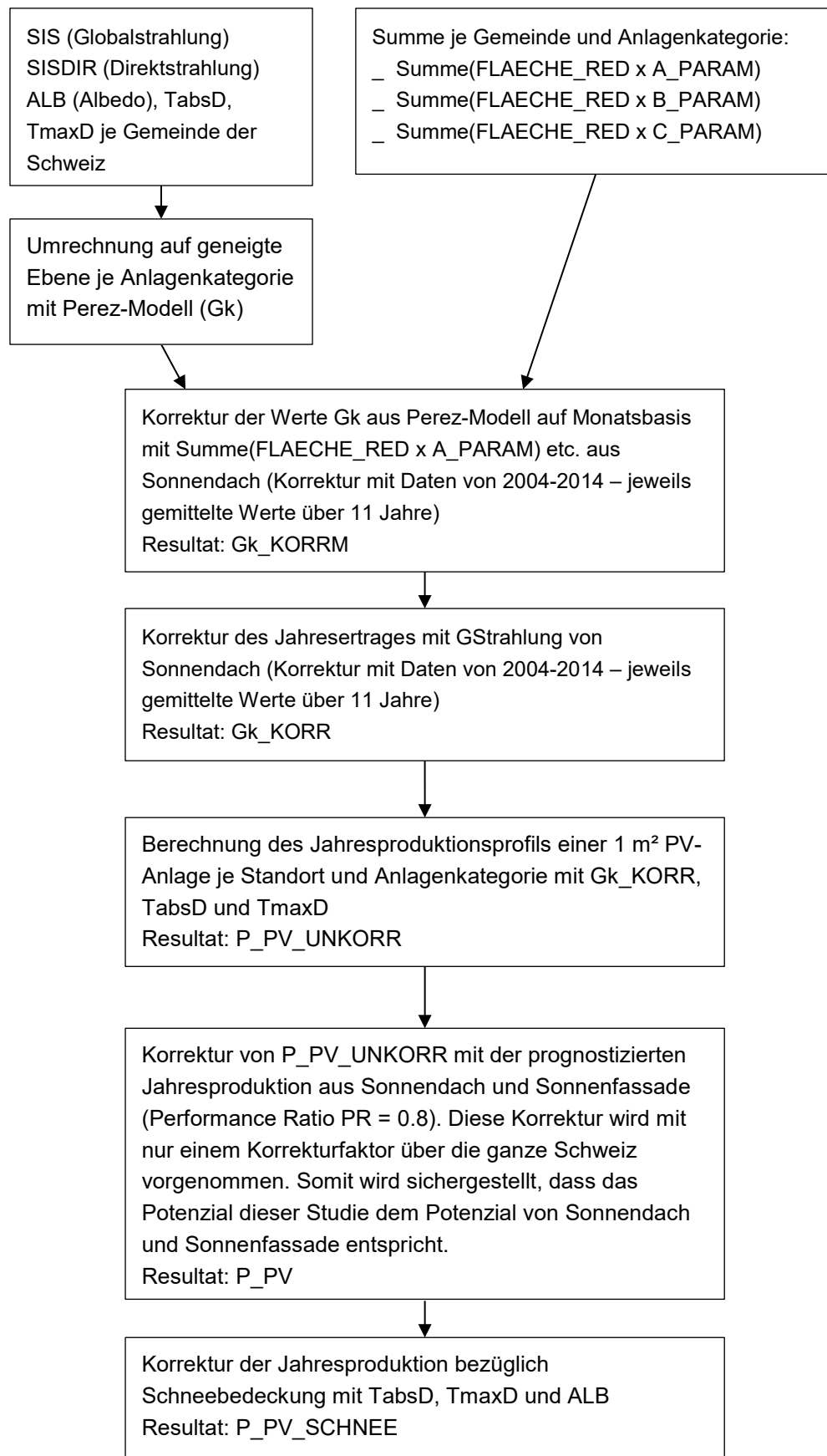
Im Gegensatz zum Niederschlag ist die Jahreseinstrahlung in kWh in der Schweiz relativ konstant. Ein sonniges Jahr unterscheidet sich nur um rund 10% von einem weniger sonnigen Jahr. Bezogen auf einen Monat hingegen sind die Schwankungen erheblich grösser. So unterscheidet sich ein sonniger Januar erheblich von einem weniger sonnigen Januar.

Keine Prognose möglich

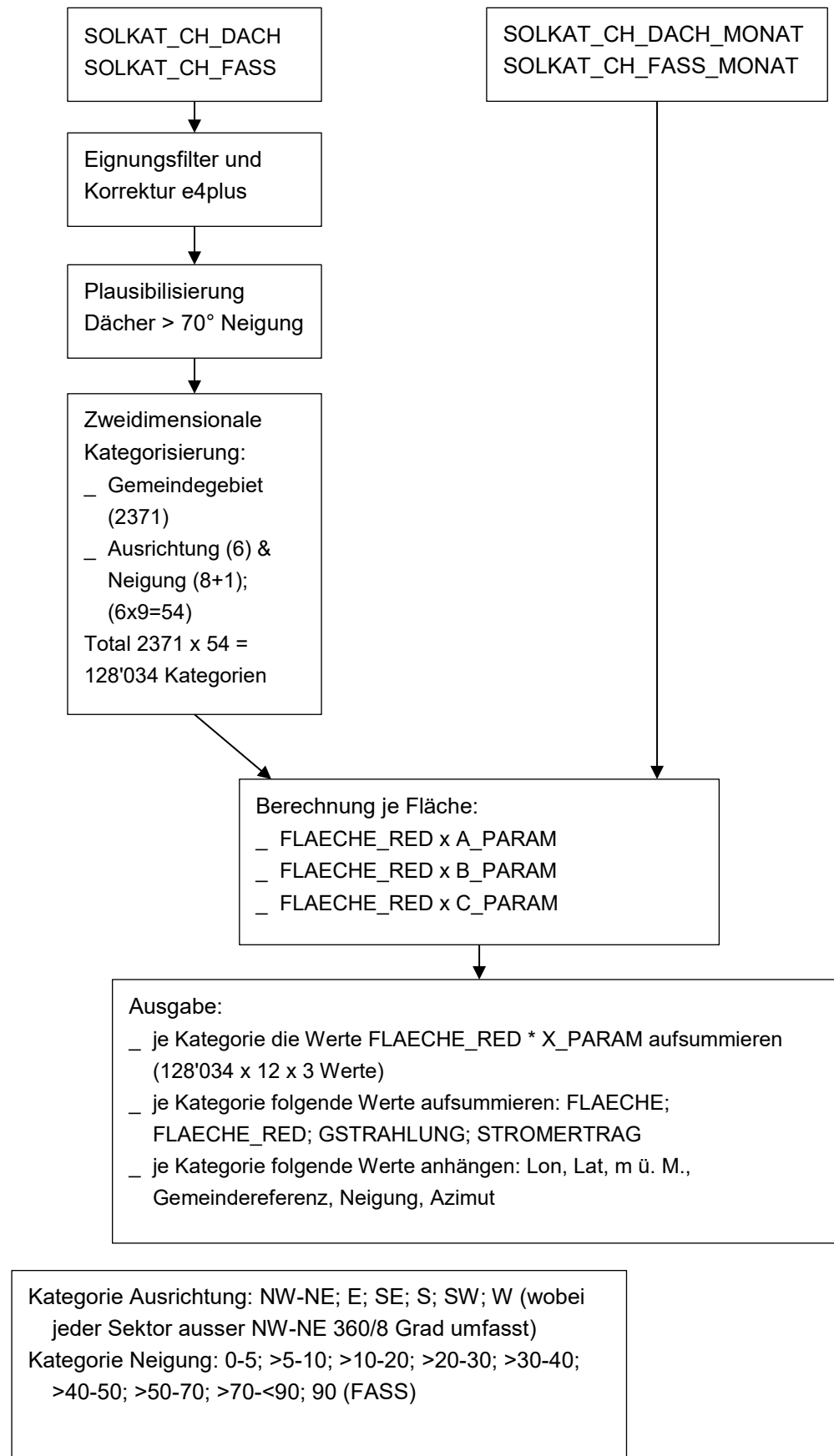
Der Trend der letzten Jahrzehnte zeigt eine deutliche Zunahme der jährlichen Globalstrahlungssumme. Bezogen auf das Winterhalbjahr kann dieser Trend jedoch mit den vorhandenen Daten dieser Studie nicht bestätigt werden (Abb. 11 und Abb. 12). Rückschlüsse auf die künftige Entwicklung können aus diesen Daten nicht gezogen werden.

Anhang 1: Flussdiagramme Methodik

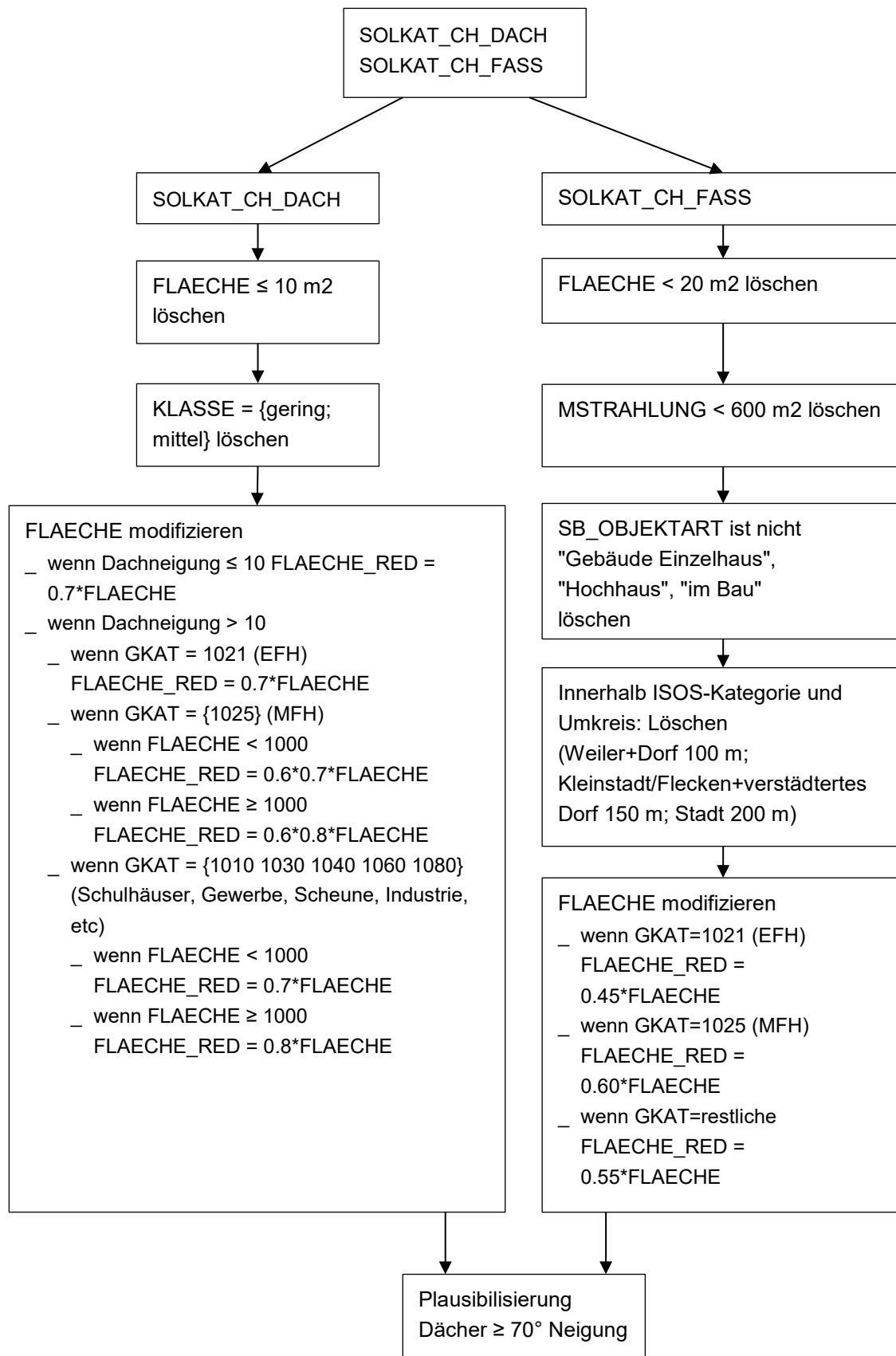
Die folgenden Grafiken zeigen den Prozess der Datenverarbeitung von den Einstrahlungsdaten respektive von den Sonnendach- und Sonnenfassadendaten bis zu den Resultaten dieser Studie auf.



Von den Strahlungsdaten und den Sonnendach- und Sonnenfassadendaten bis zur Ertragsprognose.



Berechnung der Einstrahlung je Anlagenkategorie.



Auswahl der Dächer und Fassaden nach dem Modell von e4plus.

Anhang 2: Potenzial einzelner Kategorien

Ausrichtung (Sektor in Grad)	Neigung								
	0-5°	5-10°	10-20°	20-30°	30-40°	40-50°	50-70°	70-90°	90°
N (292.5 - 67.5)	13550.8	1132.3	2480.7	1232.9	141.8	2.1	2.5	24.8	43.1
O (67.5 - 112.5)	379.2	342.9	1046.5	1561.6	1090.1	351.7	24.5	11.4	1852.8
SE (112.5 - 157.5)	461.2	421.8	1430.5	2083.7	1956.6	718.3	75.8	17.6	4643.3
S (157.5 - 202.5)	422.4	443.8	1552.6	2188.4	1951.9	702.2	77.3	15.6	5004.6
SW (202.5 - 247.5)	400.7	399.3	1365.7	2131.2	1682.4	647.3	85.6	15.0	4026.7
W (247.5 - 292.5)	333.7	377.3	1127.3	1548.3	1050.2	359.4	27.1	10.0	1345.8

Tab. 6 Gesamtes Ertragspotenzial nach Ausrichtung und Neigungswinkel in GWh.

Flachdächer mit Neigungswinkel 0° sind gemäss Definition Sonnendach nach Norden ausgerichtet

Ausrichtung (Sektor in Grad)	Neigung								
	0-5°	5-10°	10-20°	20-30°	30-40°	40-50°	50-70°	70-90°	90°
N (292.5 - 67.5)	14642.7	1277.8	2940.3	1491.2	175.1	2.7	7.7	81.0	68.5
O (67.5 - 112.5)	409.0	369.9	1134.8	1725.0	1236.7	408.2	29.6	19.4	3414.5
SE (112.5 - 157.5)	486.2	428.9	1399.5	2007.2	1862.9	699.4	78.9	21.4	6882.8
S (157.5 - 202.5)	445.5	445.8	1484.6	2040.3	1786.5	647.5	76.2	17.7	7012.3
SW (202.5 - 247.5)	422.7	409.6	1356.9	2086.2	1638.8	643.9	90.3	18.7	6267.4
W (247.5 - 292.5)	360.6	407.2	1225.2	1715.2	1188.1	414.1	32.5	17.0	2510.3

Tab. 7 Installierbare Leistung nach Ausrichtung und Neigungswinkel in MWp.

Flachdächer mit Neigungswinkel 0° sind gemäss Definition Sonnendach nach Norden ausgerichtet

Kategorien	Energie	Installierbare Leistung
	GWh	MWp
Flachdach S	2549.3	2638.6
Flachdach O/W/N	16116.3	17467.2
Schrägdach 15-25° S	10752.1	10374.7
Schrägdach 35-80° S	7945.4	7581.9
Schrägdach 15-25° O/W/N	8997.3	10231.7
Schrägdach 35-80° O/W/N	3095.8	3612.0
Fassade S	13674.6	20162.6
Fassade O/W/N	3241.7	5993.3

Tab. 8 Energie- und Leistungspotenzial der definierten Kategorien gemäss Abb. 3.

Flachdächer mit Neigungswinkel 0° sind gemäss Definition Sonnendach nach Norden ausgerichtet

Wenn die Flachdächer aufgeständert werden reduziert sich deren Energie- und Leistungspotenzial. Das reduzierte Potenzial ist in der folgenden Tabelle angegeben.

Kategorien	Energie	Installierbare Leistung
	GWh	MWp
Flachdächer aufgeständert	10700.9	9935.3

Tab. 9 Energie- und Leistungspotenzial der aufgeständerten Flachdächer gemäss Abb. 3.

