

Energiestrategie 2050: Zwischenbilanz beim Ausbau neuer erneuerbarer Energien

**Analyse und Ausblick zur Mittelverwendung aus dem
Netzzuschlag**

Im Auftrag der Schweizerischen Energie-Stiftung (SES)

Basel, November 2019
Dr. Rudolf Rechsteiner

Inhalt

1.	<i>Executive Summary</i>	3
2.	<i>Einleitung</i>	4
3.	<i>Ausbau der neuen erneuerbaren Energien 2018</i>	7
4.	<i>Wartelisten-Rückzüge ab 1.1.2018 (Inkrafttreten Energiegesetz)</i>	11
5.	<i>Gesamtproduktion und Ausbau nach Technologie</i>	13
6.	<i>Entwicklung der Stromproduktion und der spezifischen Kosten</i>	21
7.	<i>Marktwert der erneuerbaren Stromerzeugung</i>	26
8.	<i>Überschüsse und Reserven im Netzzuschlagsfonds</i>	31
9.	<i>Werden die gesetzlichen Ziele erreicht?</i>	34
10.	<i>Verstärkung der Produktion im Winterhalbjahr</i>	42
11.	<i>Einmalvergütungen ungenügend für grosse PV-Anlagen</i>	43
12.	<i>Photovoltaik kostengünstiger als neue Wasserkraftwerke</i>	45
13.	<i>Erleichterung der Bewilligungsverfahren für PV-Winterstrom</i>	47
14.	<i>Verursachergerechte Netzgebühren</i>	51
15.	<i>Massnahmenpaket und Zuständigkeiten</i>	55
16.	<i>Abkürzungen</i>	60

1. Executive Summary

Im Mai 2017 haben die Stimmberechtigten der Energiestrategie 2050 zugestimmt, die unter anderem vorsieht, die Stromproduktion der Atomkraftwerke durch Strom aus neuen erneuerbaren Energien zu ersetzen oder mit Effizienzmassnahmen wettzumachen.

Die vorliegende Studie analysiert die Umsetzung der Massnahmen im Energiegesetz. Die Resultate zeigen:

- 2018 sind die Einnahmen aus dem Netzzuschlag um 410 Mio. CHF auf 1,14 Mrd. CHF angestiegen. Dennoch hat sich der Ausbau der erneuerbaren Energien abgeschwächt und wuchs nur um 7,2% gegenüber dem Vorjahr. Das ist die tiefste Wachstumsrate seit Beginn der Einspeisevergütungen (2009).
- Die Entwicklung verlief nach Technologie unterschiedlich: Die Inbetriebnahme von neuen Kapazitäten mit Wasserkraft, Windenergie und Biomasse stagnierte oder entwickelte sich gar rückläufig.
- Bei der Photovoltaik wurde der Abbau der Warteliste beschleunigt. Dies führte aber nicht zu einem starken Schub bei den Neuinstallationen, da zuerst alte Gesuche von Anlagen, deren Inbetriebnahme vor vielen Jahren stattfand, abgerechnet werden mussten. Die PV-Neuinstallationen beliefen sich 2018 bloss auf 265 MW (+9% im Vergleich zum Vorjahr).

In diesem Tempo werden die Ziele der Energiestrategie 2050 und erst recht die Klimaziele des Bundesrates verfehlt. Der bisher hohe Eigenversorgungsgrad der Schweiz wird ohne verbesserte Massnahmen absinken, denn zusätzlich zum Ersatz der Atomkraftwerke zeichnet sich ein erheblicher Stromzusatzbedarf für die Dekarbonisierung im Mobilitäts- und Gebäudebereich ab.

Gemessen an den Kosten lieferte die Photovoltaik 2018 den effizientesten Ausbaupfad. Bei grossen Anlagen liegen die Potenziale aber weitgehend brach, obwohl die Gestehungskosten hier mittels Ausschreibungen für Marktprämien anstelle der Einmalvergütung stark gesenkt werden könnten, wie unzählige Beispiele im Ausland illustrieren. Dies führt zu einer «Effizienzlücke»: Ausgerechnet für kostengünstige, grosse Anlagen ohne Eigenverbrauch – also für den billigsten neuen Strom unter allen neuen Technologien – gibt es in der Schweiz keine hinreichenden Rahmenbedingungen, die eine wettbewerbsfähige Erzeugung im Vergleich mit dem angrenzenden Ausland ermöglichen würde. Dasselbe gilt für die Stromerzeugung im Winterhalbjahr: Sie könnte mittels Photovoltaik stark erhöht werden – und dies günstiger als mit neuer Wasserkraft, aber es fehlen die Anreize dafür.

Denkbar ist, für Anlagen an bestimmten Standorten einen «Solarzins» einzuführen. Das Erfolgsmodell Wasserkraft, bei der Standortkanton/-gemeinden an den Erträgen beteiligt sind, kann für die Photovoltaik als Vorbild dienen. Ein Solarzins könnte die Verabschiedung von Richtplänen beschleunigen.

Ein Stau besteht auch bei «normalen» Dachanlagen. Administrative Hürden verlangsamen den Ausbau:

- Bildung von hohen Reserven im Netzzuschlagsfonds anstelle einer höheren PV-Finanzierung.
- Fokus auf Einmalvergütungen mit Eigenverbrauch und dadurch geringe Anreize für günstige Grossanlagen.
- Hohe Bewilligungshürden und fehlender Zugang zu Stellflächen auf bestehenden Infrastrukturen, zum Beispiel entlang von Verkehrswegen.

Mit einfachen Praxisänderungen könnte der Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigt werden:

- Senkung der Wartefristen für PV-Einmalvergütungen auf unter 3 Monate nach Einreichung der Gesuche.
- Verzicht auf weitere Kürzungen der Vergütungssätze.
- Ergänzung der Einmalvergütung durch Spezialtarife a) für Grossanlagen ohne Eigenverbrauch (bis zur Einführung von Ausschreibungen), b) für Anlagen mit gedrosselter Netzeinspeisung dank Speichern, c) für Anlagen mit hohem Winter-Anteil.
- Inventarisierung und unbürokratische Nutzbarmachung von Stellflächen in öffentlicher Hand, Richtpläne.

Dieser Bericht enthält auch Vorschläge für ein neues Strommarktdesign für die Zeit ab 2023. Dazu zählt die Einführung von Ausschreibungen für Marktprämien für neue Wasserkraftwerke und für PV-Anlagen an Standorten, wo kein hinreichender Eigenverbrauch gegeben ist. Für kleine und grosse PV-Anlagen mit Einmalvergütung kann eine verursachergerechte Revision (Reduktion) der Netzgebühren für Ein- und Ausspeisungen auf Netzebene 7 (Verteilnetz) die wirtschaftliche Situation wesentlich verbessern.

2. Einleitung

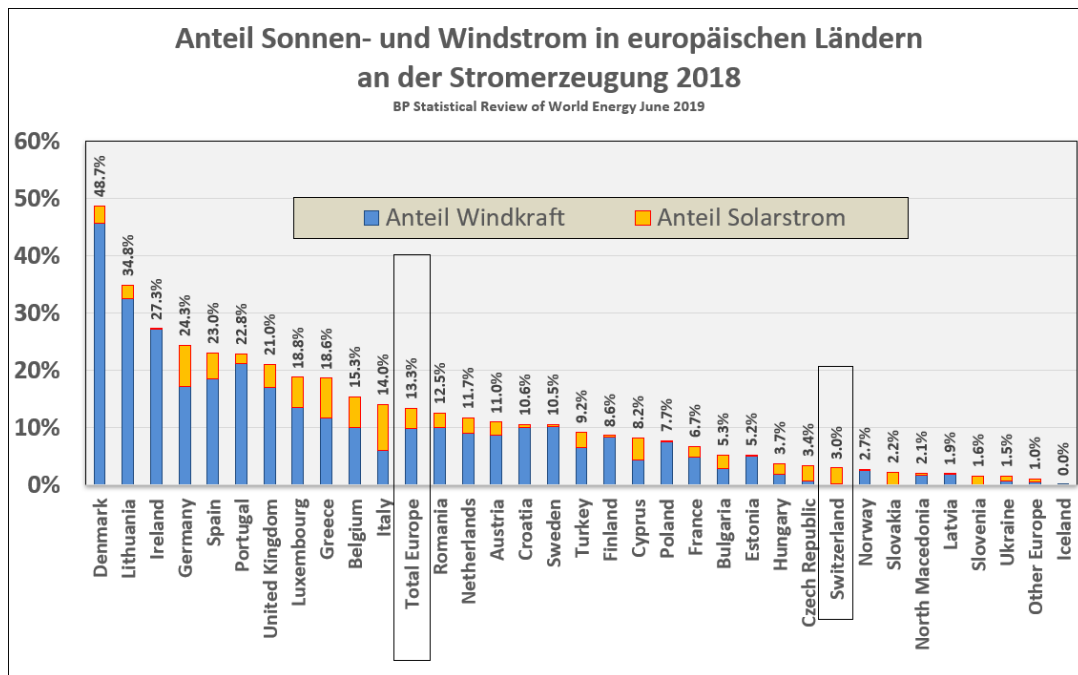


Abbildung 1 Schweiz auf Platz 26 in Europa bei Stromanteil aus Sonne und Wind

Quelle: BP Statistical Review of World Energy (2019)¹

Solar- und Windstrom haben sich in den letzten Jahrzehnten von teuren Alternativen zur kostengünstigen Lösung entwickelt.² Weltweit wird deutlich mehr Geld in diese Technologien investiert als in die atomare und fossile Stromproduktion, ihre Anteile am Stromverbrauch steigen stetig.

In der Schweiz geht es aber nur schleppend voran.³ Im Vergleich europäischer Länder rangiert die Schweiz auf den hintersten Rängen, was Photovoltaik und Windenergie zusammengenommen anbelangt (Abbildung 1).⁴

Hauptverantwortlich dafür sind ungenügende Rahmenbedingungen, die auch von der Elektrizitätswirtschaft beklagt werden.⁵ Mit der Energiestrategie 2050 wollte man diesen Stau beseitigen. Tatsächlich ist das Wachstum der neuen erneuerbaren Energien aber im letzten Jahr (2018) auf den tiefsten Stand seit der Einführung der kostendeckenden Einspeisevergütung vor 10 Jahren (Abbildung 4) gesunken.

Im Durchschnitt der letzten 10 Jahre stieg die aus dem Netzzuschlagsfonds finanzierte Produktion um 366 Gigawattstunden pro Jahr. In diesem Tempo würde es 65 Jahre dauern, bis die Atomkraftwerke ersetzt sind. Dazu kommt der Stromzusatzbedarf für neue Elektroautos und Wärmepumpen.

Im europäischen Strombinnenmarkt werden die erneuerbaren Energien bedeutend schneller ausgebaut. In Deutschland stammten im Oktober 32 Prozent des Stromverbrauchs aus Sonne (6%) und Wind (26,6%), in der Schweiz waren es etwa 4 Prozent.⁶ Die meisten europäischen Länder haben ihre Finanzierungsmechanismen auf wettbewerbliche Ausschreibungen umgestellt und gewährleisteten den

¹ <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

² Eine Studie der Energy Watch Group und LUT University von April 2019 zeigt, dass ein globales Energiesystem mit 100% erneuerbaren Energien günstiger ist als das heutige: <http://energywatchgroup.org/globales-energiesystem-mit-100-erneuerbaren-energien>

³ Solar- und Windenergieproduktion der Schweiz im europäischen Vergleich 2018: <https://www.energiestiftung.ch/publikation-studien/solar-und-windenergieproduktion-der-schweiz-im-europaeischen-vergleich-2018.html>

⁴ Siehe auch: Schweizerische Energie-Stiftung (SES): [Solar- und Windenergieproduktion der Schweiz im europäischen Vergleich 2018](https://www.energiestiftung.ch/publikation-studien/solar-und-windenergieproduktion-der-schweiz-im-europaeischen-vergleich-2018.html)

⁵ Siehe NZZ Interviews mit Alpiq-Chef Jens Alder vom 25.3.2019 und mit Axpo-Verwaltungsratspräsident Thomas Sieber vom 17.10.2019 <https://www.nzz.ch/schweiz/alpiq-chef-jens-alder-im-interview-risiko-eines-blackouts-steigt-ld.1469372>
<https://www.nzz.ch/wirtschaft/axpo-der-stromkonzern-will-mehr-geld-im-inland-investieren-ld.1514530>

⁶ https://energy-charts.de/energy_pie.htm?year=2019&month=10; daten für die Schweiz: Gesamtenergiestatistik 2018

Wind- und Solarkraftwerken eine Preisgarantie während 15 bis 20 Jahren. Die Zuschlagspreise solcher Ausschreibungen sind inzwischen stark (auf rund 5 €/kWh) gesunken; solche Ausschreibungen führen gemessen an den Vergleichskosten neuer Kohle- oder Gaskraftwerke nicht länger zu einer Verteuerung der Elektrizität.

Die Produktion von Wind- und Solarstrom richtet sich nicht nach den Preisen am Strommarkt, sondern nach der Witterung. Die Höhe der Produktion kann von Tag zu Tag und von Stunde zu Stunde unterschiedlich ausfallen. Weil Solar- und Windkraftwerke kaum variable Kosten aufweisen, fallen die Strompreise häufig gegen null oder notieren gar im negativen Bereich. Konsumentinnen und Konsumenten profitieren von willkommenen Verbilligungen. Für die Betreiber der Kraftwerke bringen solche Preisvolatilitäten hingegen grosse Unsicherheit und Verlustrisiken.

Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist nur möglich, wenn Investitionen in neue Kraftwerke vor dem witterungsbedingtem Marktwertisiko geschützt sind. Wind- und Solarstromanlagen erhalten in den meisten europäischen Ländern gleitende Marktprämien ergänzend zu den Erlösen an den Strombörsen, die die Gesamterlöse in einem wettbewerblichen Verfahren auf einem kostendeckenden Niveau sicherstellen.

Schweizer Investitionen in neue Kraftwerke erhalten diese Sicherheiten bis heute nicht. Sie erleiden dadurch einen Wettbewerbsnachteil, weshalb die hiesigen Netzbetreiber vorwiegend im Ausland investieren. Ohne gleichwertige Bedingungen bleibt der Ausbau der Stromerzeugung in der Schweiz weiterhin ungenügend und langfristig steigt die Abhängigkeit von Stromimporten, was zusätzliche Herausforderungen an die Versorgungssicherheit stellt.

Dieser Bericht ist eine Weiterführung der Analyse über die Mittelverwendung aus dem Netzzuschlagsfonds vom Oktober 2018,⁷ die für die Schweizerische Energie-Stiftung (SES) erstellt wurde. Wie schon vor einem Jahr wird am Ende des Berichts ein Massnahmen-Katalog präsentiert.

In der zweiten Hälfte 2018 hat das Bundesamt für Energie (BFE) Schritte unternommen, um die Wartelisten für die Finanzierung von erneuerbaren Energien abzubauen. Dieser Bericht analysiert diese Fortschritte und identifiziert die verbliebenen Hindernisse, die besonders der Photovoltaik im Wege stehen.

Die Schweiz verfügt über grosse Handlungsspielräume, um die Investitionssicherheit für erneuerbare Energien – inklusive Wasserkraft – sicherzustellen. Sie kann Instrumente einsetzen, die auch in der EU zulässig und sehr erfolgreich sind, ohne die Voraussetzungen für ein Stromabkommen zu verschlechtern.⁸ Es ist nicht schwierig, die Stromerzeugung im Inland zu stärken und wettbewerbsfähig zu gestalten. Die Techniken dafür sind vorhanden, sie sind kostengünstig und könnten aus dem gesetzlichen Netzzuschlag problemlos finanziert werden.

Die Hindernisse, die die Photovoltaik in der Schweiz noch immer blockieren, sind administrativer Art. Es gibt in der Schweiz keine Ausschreibungen mit Marktprämien wie im benachbarten Ausland. Die Wartefristen für Einmalvergütungen sind noch immer zu lang. Die Beiträge für Anlagen mit geringem oder ohne Eigenverbrauch sind ungenügend, was zur Unternutzung geeigneter Dachflächen führt. Ausgerechnet die kostengünstigen Grossanlagen bleiben aussen vor. Die Bewilligung geeigneter Standflächen abseits vom Siedlungsgebiet stösst auf hohe Hürden. Der strategische Zubau für das Winterhalbjahr wird nicht an die Hand genommen und die

⁷ Rudolf Rechsteiner Dr. Rudolf Rechsteiner, Dr. Ruedi Meier, Prof. Urs Muntwyler, Thomas Nordmann.: [Photovoltaik als kostengünstigste Stromquelle dauerhaft blockiert?](#) Hrsg. Schweizerische Energie-Stiftung

⁸ Die Europäische Union hat am 11.12.2018 die *EU-RICHTLINIE 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen* veröffentlicht. EU-Mitgliedstaaten können für die Integration von erneuerbaren Energien zahlreiche Massnahmen ergreifen, insbesondere:

- Preisstützungssysteme in Form von Ausschreibungen oder Einspeisevergütungen
- Mechanismen für die regionale Diversifizierung beim Einsatz von erneuerbaren Energien
- Beschränkung von Ausschreibungsverfahren auf bestimmte Technologien, wenn gute Gründe dafür bestehen (Versorgungssicherheit, Netzintegrationskosten, Netzstabilität zu bestimmten Jahreszeiten).

Speicherung von Strom innerhalb der Verteilnetze mittels Batterien wird durch doppelte Netzegebühren diskriminiert im Vergleich zur Speicherung in Pumpspeicherwerken.

So kann weder die Energiestrategie noch das Klimaabkommen von Paris umgesetzt werden.

Manche Verbesserungen könnte das Bundesamt für Energie in kurzer Frist in die Wege leiten. Weitergehende Reformen, etwa die Einführung von Ausschreibungen für grosse PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch, müssten zügig gestartet werden.

Ein wettbewerbliches Fördermodell mit Ausschreibungen könnte gleichermassen für die Photovoltaik wie für die Erneuerung und Erweiterung der bestehenden Wasserkraftwerke zum Zuge kommen – anstelle der wirkungslosen Preiszuschläge für Grosswasserkraftanlagen (Art. 30 EnG), die ohne Zweckbindung verteilt werden. So entstünde echter Wettbewerb und mehr Effizienz bei der Mittelverwendung.

Nur wenn die einheimischen Investitionen gleich lange Spiesse erhalten wie im Ausland, kann die Versorgungssicherheit aus eigener Kraft erhalten und gestärkt werden.

Die geltenden Mengenziele – «Richtwerte» – der Energiestrategie 2050 sind nicht auf die Klimaziele abgestimmt. Die Ziele müssen ambitionierter werden, bis 2035 ist eine Verzweieinhalbfachung von 11,4 auf 26 TWh angesagt, bis 2050 soll ein neues Ziel von 45 TWh angestrebt werden. Auch gilt es, die Effizienzpotenziale besser auszunutzen. Eine 100% erneuerbare Energieversorgung soll die Messlatte setzen.

3. Ausbau der neuen erneuerbaren Energien 2018

Zu den neuen erneuerbaren Energien zählen alle dezentralen Kraftwerke, die vom Energiegesetz mittels Einspeisevergütungen oder Investitionsbeiträgen (inkl. Einmalvergütung) mitfinanziert werden: Wasserkraftwerke < 10 MW, Photovoltaik, Windkraft, Strom aus Biomasse (inkl. Holz) oder Biogas sowie Geothermie. Seit 2018 erhalten auch Kraftwerke > 10 MW Investitionsbeiträge; diese Leistungen an «alte» erneuerbare Energien werden hier nicht erfasst.

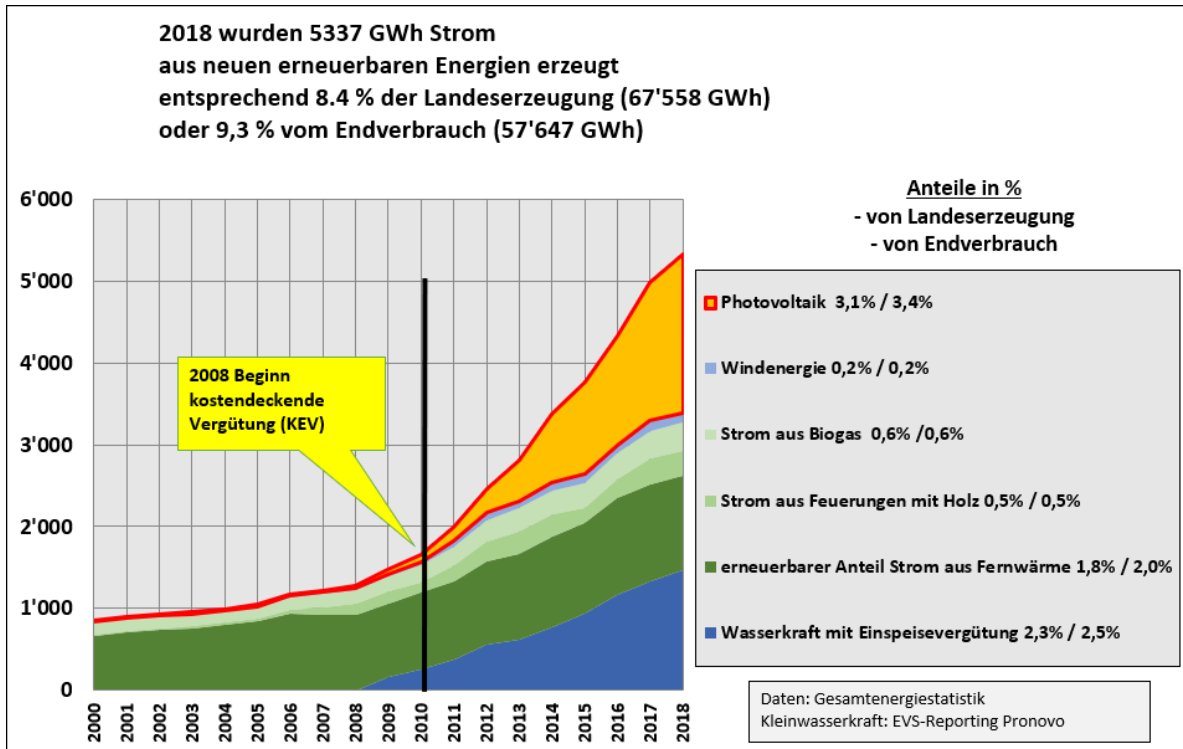


Abbildung 2 Zuwachs Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien 2000-2018

Quelle: Gesamtenergiestatistik, Datenquelle: Pronovo EVS-Reporting

Die Erzeugung von Strom aus neuen erneuerbaren Energien stieg 2018 um 356 GWh/a auf 5337 GWh/a (+7,2%). Darin eingeschlossen sind Kleinwasserkraftwerke, die ab 2008 eine Einspeisevergütung erhalten.

Die Zunahme entspricht mengenmässig 0,56% der Landeserzeugung (Produktion inkl. Exporte, Netzverluste, Verluste der Speicherpumpen) bzw. 0,62% des schweizerischen Endverbrauchs 2018.

Die Stromerzeugung aus *neuen* erneuerbaren Energien 2018 deckte 8,4% der Landeserzeugung bzw. 9,3% des inländischen Endverbrauchs.

Zusammen mit der Grosswasserkraft belief sich der *Anteil aller erneuerbaren Energien* an der Stromerzeugung auf 61,1% (Vorjahr 65,6%) der Landeserzeugung bzw. 71,7% (Vorjahr 68,9%) vom Endverbrauch.

Der Endverbrauch sank 2018 um 836 GWh (-1,4%). Die Fluktuation der Erzeugung ist vornehmlich durch die Hydrologie (Schwankungen der Niederschläge) und durch Stillstand von Atomkraftwerken begründet.

Anteile an der Stromerzeugung nach Technologie

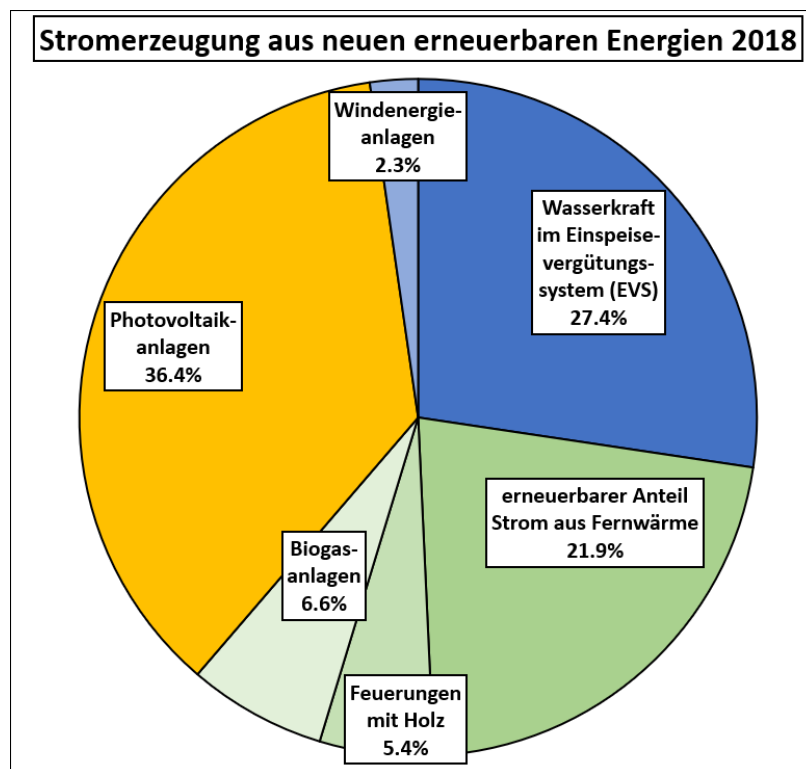


Abbildung 3 Neue erneuerbare Energien: Anteile nach Technologie

Datenquelle: Gesamtenergiestatistik, Pronovo

Die Photovoltaik lieferte 2018 den grössten Anteil an der dezentralen Stromerzeugung, gefolgt von der kleinen Wasserkraft (hier nur erfasst: kleine Wasserkraftwerke mit Einspeisevergütung) und den erneuerbaren Anteilen der Stromerzeugung aus Fernwärme. Bis heute ist keine Anlage in Betrieb, die Strom aus Geothermie erzeugt.

Herkunft der Daten (Abbildung 3)

- Kleinwasserkraft < 10 MW Leistung mit kostendeckender Vergütung: Pronovo EVS-Reporting
- Photovoltaik: Gesamtenergiestatistik, alle Anlagen in der Schweiz
- Windenergie: Gesamtenergiestatistik, alle Anlagen in der Schweiz
- Strom aus Holz, Biogas, Biomasse: Gesamtenergiestatistik, alle Anlagen in der Schweiz
- Erneuerbarer Anteil Strom aus Fernwärme: Gesamtenergiestatistik, alle Anlagen in der Schweiz

Zuwachs im Jahresvergleich

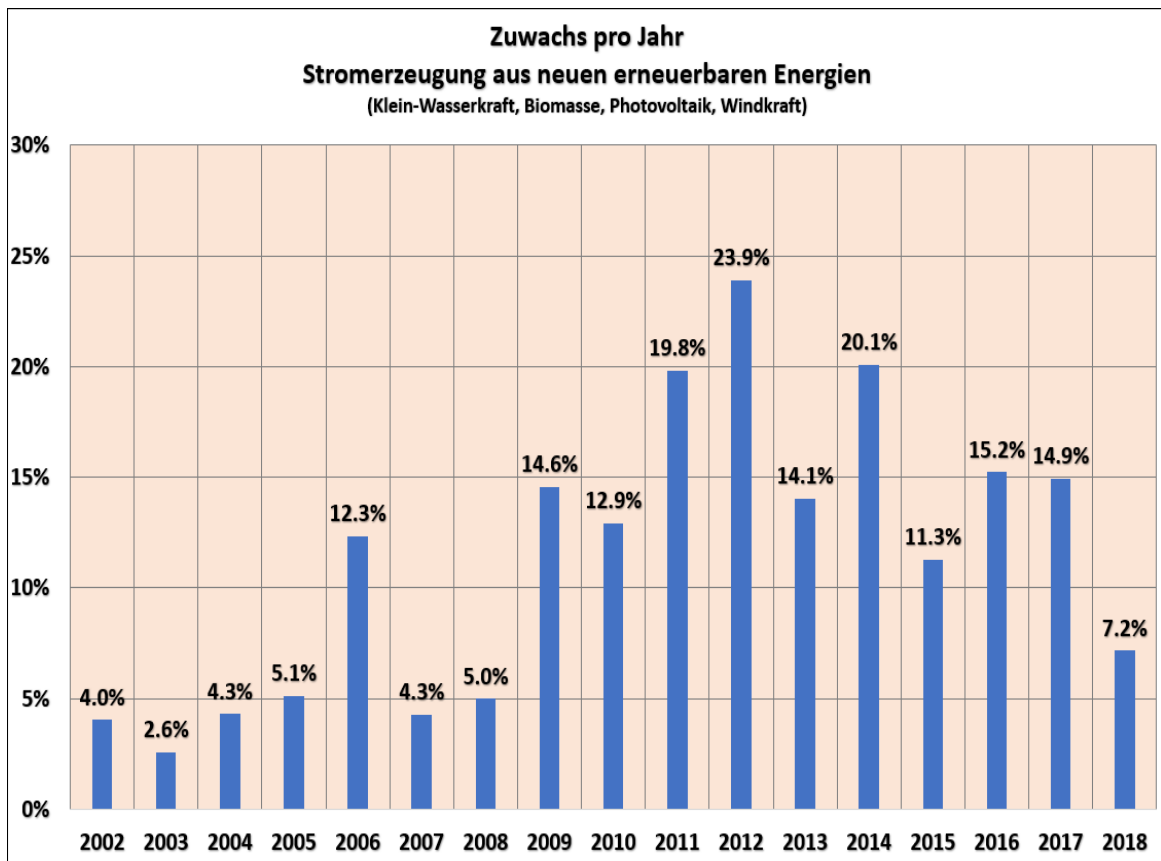


Abbildung 4 Neue Erneuerbare: Jährlicher Zuwachs in Prozent 2002-2018

Datenquelle: Gesamtenergiestatistik

Die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien wuchs 2018 um 7,2 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Dies ist das niedrigste Wachstum seit Inkrafttreten der kostendeckenden Vergütung (2008/2009).

Absolute Veränderungen nach Energieträger

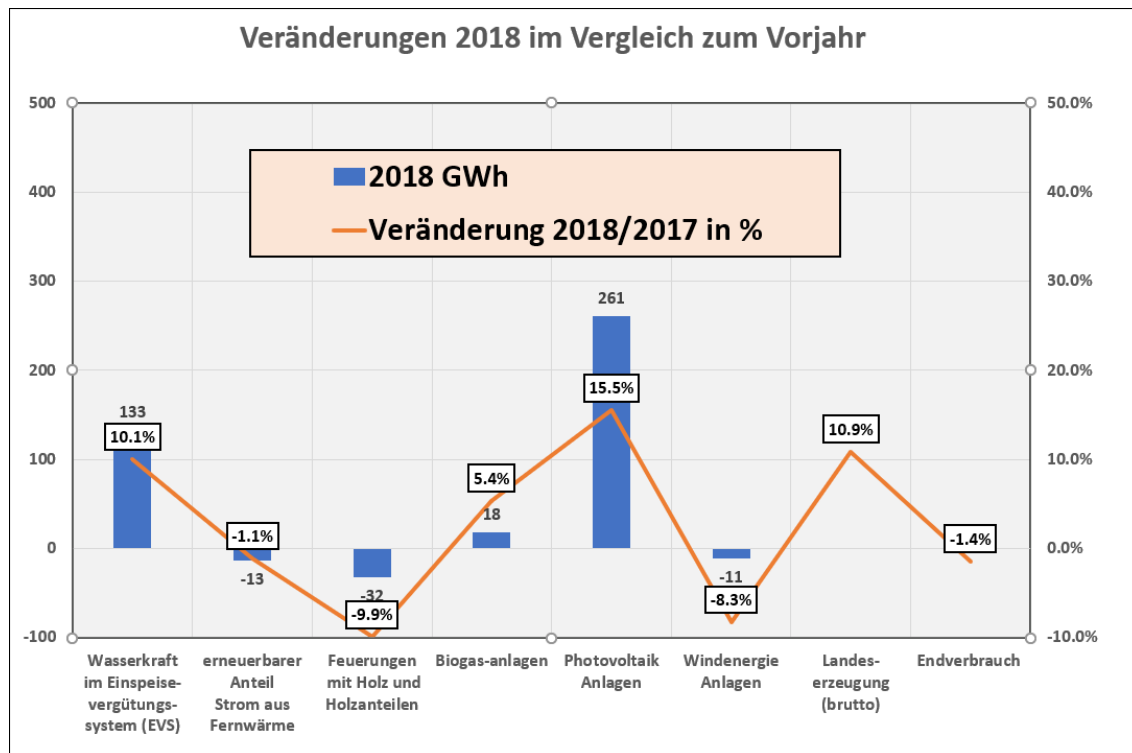


Abbildung 5 Zuwachs in GWh/a und Vergleich mit dem Vorjahr in %

Datenquelle: Gesamtenergiestatistik, Pronovo EVS-Reporting

2018 stieg die Stromerzeugung aus Photovoltaik mit Abstand am stärksten (+261 GWh/a). Dieses Wachstum war grösser als der Zuwachs aller anderen Technologien zusammen.

Um 10 Prozent oder 133 GWh angestiegen ist der Beitrag der kleinen Wasserkraft (nur Anlagen im Einspeisevergütungssystem EVS). Witterungsbedingte Rückgänge verzeichnete die Windenergie (minus 8,3%).

Bei der Stromerzeugung aus Fernwärme (erneuerbarer Anteil) und aus Holzkraftwerken ist ein Rückgang von 1,1% bzw. 9,9% zu verzeichnen.

Pflicht zur Direktvermarktung seit 2018

Der Rückgang bei der Verstromung von Fernwärme oder Holzanteilen der Fernwärme steht vermutlich in einem direkten Zusammenhang mit der neu eingeführten Pflicht zur Direktvermarktung (Anlagen > 500 kW). Diese führt zu einer verstärkten Preisorientierung der Produktion von Strom bei Einspeisungen ins öffentliche Netz. Bei tiefen Marktpreisen lohnt es sich, die Stromerzeugung einzustellen, wenn die variablen Kosten (Brennstoffe, Betriebskosten, Beeinträchtigung der Wärmeproduktion) teurer ausfallen als der Stromerlös (Gesamtvergütung). Die Gesamtvergütung für Strom aus Biomasse oder Fernwärme setzt sich ab 2018 zusammen aus dem Markterlös der Elektrizität zuzüglich der gesetzlichen Einspeiseprämie. Letztere ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz der Anlage und Referenz-Marktpreis.⁹ Der Referenz-Marktpreis ist ein für einen bestimmten Zeitraum gemittelter Marktpreis. Für Elektrizität aus Holz oder Biomasse entspricht er dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse in einem Vierteljahr jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden. Dieser betrug 2018 durchschnittlich 6,0 Rp/kWh.¹⁰ Für Stromanteile aus nicht-erneuerbaren Anteilen von Abfall gilt der Marktpreis (stundengenau).

⁹ Art. 15 Energieförderverordnung: Referenz-Marktpreis

1 Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus Photovoltaikanlagen entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse in einem Vierteljahr jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden, gewichtet nach der tatsächlichen viertelstündlichen Einspeisung der lastganggemessenen Photovoltaikanlagen.

2 Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus den übrigen Technologien entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse in einem Vierteljahr jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden.

¹⁰ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung.html>

4. Wartelisten-Rückzüge ab 1.1.2018 (Inkrafttreten Energiegesetz)

Jahresproduktion, verpflichtete Projekte und Wartelisten

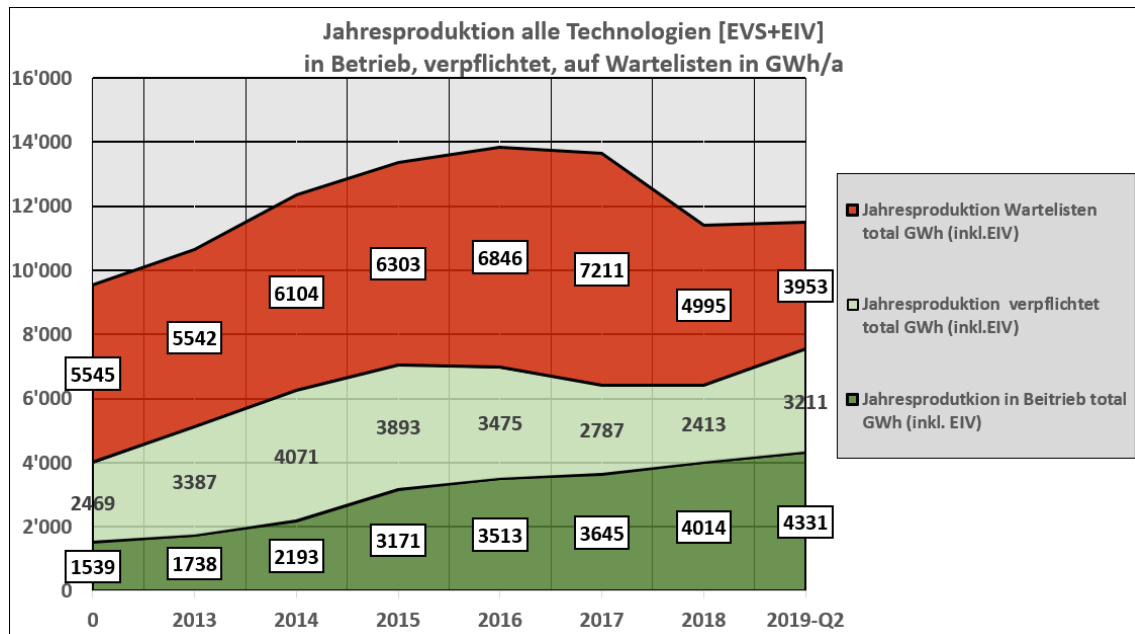


Abbildung 6 Warteliste (rot), mit positivem Bescheid (hellgrün) und in Betrieb (grün)

Datenquelle: Pronovo KEV-Cockpit

Bemerkung zur statistischen Erfassung

Angaben gemäss «KEV-Cockpit» der Vollzugsstelle Pronovo. Erfasst wird nicht die gemessene, sondern die **prognostizierte** Jahresproduktion von Projekten (EVS+EIV-System).

Anlagen in Betrieb / mit positivem Bescheid / auf Warteliste

Anlagen in Betrieb im KEV/EIV-System. Die Jahresproduktion von KEV- und EIV-Anlagen mit laufendem Vertrag (EVS) oder abgerechneter Einmalvergütung (EIV) stieg im Berichtsjahr von 3645 GWh/a auf 4014 GWh/a (+6,0%). Das Wachstum setzte sich im 1. Halbjahr 2019 beschleunigt fort (+317 GWh/a im 2019H1). Ein bedeutender Teil der Anlagen stand schon vor 2018 in Betrieb.

Anlagen mit positivem Bescheid (Verpflichtungen). Der Bestand von Anlagen mit positivem Bescheid ging 2018 (gemessen an der Jahresproduktion) um 16% zurück, verzeichnete aber im 1. Halbjahr 2019 (H1) einen Anstieg um 33% auf 3211 GWh/a.

Anlagen auf der Warteliste. Besonders auffällig war 2018 der starke Rückgang der Warteliste. Die angemeldete Jahresproduktion sank von 7211 GWh/a Jahresproduktion auf 4995 GWh/a (-31%) und der Rückgang setzte sich im 2019H1 fort. Er entspricht der Jahresproduktion des AKW Mühleberg und hat zwei Ursachen:

- Der Rückgang der Warteliste ist durch den Rückzug von Projekten verursacht, die ihren Rechtsanspruch auf eine kostendeckende Vergütung (KEV) durch das Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes verloren. Dies betrifft die Photovoltaik < 100 kW, die Erneuerung von Wasserkraftwerken < 10 MW sowie Kehrichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen. Die Rechtsansprüche im Energiegesetz wurden auf einen einmaligen Investitionsbeitrag reduziert, was einen wirtschaftlichen Betrieb in Frage stellte.
- Eine ebenfalls bedeutende Zahl von Anlagen auf der Warteliste erhielt nach Jahren des Wartens ab 2018 eine Vergütung oder einen positiven Vergütungsbescheid, was die Warteliste ebenfalls verkürzte.

Die Reduktion der Rechtsansprüche entsprach dem Willen des Gesetzgebers. Die Finanzierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sollte effizienter werden.

Reduktion der Warteliste nach Technologie

Stand 31. Dezember 2017						Stand 30. April 2018				
Tab. 1: Geförderte KEV-Anlagen (in Betrieb)						Tab. 1: Geförderte EVS-Anlagen (in Betrieb)				
Technologie	Anzahl	Leistung [MW]	Produktion [MWh/a]	Vergütung Fonds [TCHF]	Gesamtvergütung [TCHF]	Technologie	Anzahl	Leistung [MW]	Produktion [MWh/a]	Förderkosten ¹ [TCHF]
Biomasse	281	352	1'240'962	180'118	242'337	Biomasse	284	348	1'136'328	170'675
Photovoltaik	11'658	561	525'748	151'241	177'601	Photovoltaik	11'665	565	527'805	149'998
Wasserkraft	556	396	1'456'061	164'437	237'440	Wasserkraft	562	413	1'502'621	166'967
Wind	34	49	83'443	8'970	13'154	Wind	34	49	83'443	8'938
Gesamt	12'529	1'358	3'306'214	504'766	670'532	Gesamt	12'545	1'375	3'250'198	496'568
Tab. 2: Projekte mit positivem KEV-Bescheid (noch nicht realisiert)						Tab. 2: Projekte mit positivem EVS-Bescheid				
Technologie	Anzahl	Leistung [MW]	Produktion [MWh/a]	Vergütung Fonds [TCHF]	Gesamtvergütung [TCHF]	Technologie	Anzahl	Leistung [MW]	Produktion [MWh/a]	Förderkosten ¹ [TCHF]
Biomasse	35	35	189'102	39'710	49'192	Biomasse	27	33	178'491	36'797
Geothermie	3	7	61'342	21'461	24'537	Geothermie	3	7	61'342	21'436
Photovoltaik	59	4	4'251	414	627	Photovoltaik	30	2	2'326	933
Wasserkraft	155	238	804'580	91'206	131'546	Wasserkraft	137	208	704'239	81'155
Wind	456	1'030	1'727'345	259'573	360'178	Wind	451	1'029	1'709'845	256'237
Gesamt	708	1'314	2'786'629	411'864	552'080	Gesamt	648	1'270	2'656'243	396'557
Tab. 3: KEV-Projekte auf der Warteliste						Tab. 3: EVS-Warteliste				
Technologie	Anzahl	Leistung [MW]	Produktion [MWh/a]	Vergütung Fonds [TCHF]	Gesamtvergütung [TCHF]	Technologie	Anzahl	Leistung [MW]	Produktion [MWh/a]	Förderkosten ¹ [TCHF]
Biomasse	369	148	93'111	20'178	248'396	Biomasse	347	146	92'111	196'052
Geothermie	3	15	11'111	43'214	49'406	Geothermie	3	15	12'111	43'162
Photovoltaik	34'447	2'097	2'005'826	181'877	282'444	Photovoltaik	0	0	0	0
Wasserkraft	568	633	2'248'674	229'106	341'949	Wasserkraft	435	358	1'240'677	136'180
Wind	379	904	1'675'853	251'927	335'940	Wind	378	903	1'676'237	253'564
Gesamt	35'766	3'797	6'984'472	907'852	1'258'935	Gesamt	1'163	1'422	3'923'344	628'958

Abbildung 7 Transfer von PV-Anlagen auf der Warteliste Ende 2017

Quelle: Pronovo KEV-Cockpit

Am stärksten veränderte sich die Zahl der Anlagen auf der Warteliste bei der Photovoltaik. Anlagen mit einer Jahresproduktion von 2005 GWh/a wurden am 31.12.2017 aus dem Einspeisevergütungssystem entfernt (Bild). Die Rechtsansprüche wurden wie folgt verändert:

- Photovoltaik-Gesuche < 100 kW verloren am 1. Januar 2018 ihren Rechtsanspruch auf *Einspeisevergütungen*. Sie haben nur noch Anspruch auf eine *Einmalvergütung* (KLEIV) und müssen das Marktwertisiko selber tragen.¹¹
- Über die Hälfte dieser Jahresproduktion (1140 GWh/a) erschien danach auf der Warteliste für eine Einmalvergütung.
- Bezüglich der PV-Grossanlagen > 100 kW hat das BFE im März 2018 Wartefristen von sechs Jahren angekündigt. Dies geschah im Wissen, dass die Einspeisevergütungen auf fünf Jahre (bis 2022) befristet waren. Nur noch wenige Anlagen würden ins Einspeisevergütungssystem aufgenommen, liess das BFE verlauten.

Der drohende Verlust aller bisherigen Rechtsansprüche hatte eine durchschlagende Wirkung. Gesuchstellende mussten davon ausgehen, dass sie nie eine Einspeisevergütung erhalten. Sie nahmen mit der tieferen Einmalvergütung vorlieb oder liessen ihre Projekte ganz fallen. Anlagen mit Inbetriebnahme 2012-2017 erlitten teilweise hohe Verluste. Nach altem Recht leitete sich die Vergütungshöhe aus dem Jahr der Inbetriebnahme ab. Es war erklärte Absicht des Gesetzgebers, den Netzzuschlagsfonds von teuren Altlasten – also von älteren PV-Anlagen – zu entlasten.

Erheblich waren die Abgänge bei der Wasserkraft (-1319 GWh/a im 2018, -85 GWh/a im 2019H1). Hier spielte auch die Verkürzung der Laufzeit der Einspeisevergütungen von 20 auf 15 Jahre eine Rolle.

Weniger ausgeprägt schrumpfte die Warteliste bei Projekten mit Biomasse (-112 GWh/a im 2018). Im ersten Halbjahr 2019 erhielt eine zusätzliche Jahresproduktion von 316 GWh/a einen positiven Bescheid, was die Abgänge auf der Warteliste im 2019H1 weitgehend erklärt (-324 GWh/a). Bei Biomassekraftwerken im EVS gilt noch immer eine Vergütungsdauer von 20 Jahren.

¹¹ Gesuchsteller mit Anlagen > 100 kW konnten zwischen einer Einmalvergütung (GREIV) und einem Verbleib im Einspeisevergütungssystem entscheiden. Die grosse Mehrheit entschied sich für die Einmalvergütung. Im September 2018 – nach Ablauf der Karenzfrist – figurierten dann noch 356 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 114 MW und einer Jahresproduktion von 105 GWh/a auf der Warteliste für Einspeisevergütungen.

5. Gesamtproduktion und Ausbau nach Technologie

Biomasse-Anlagen im EVS-System

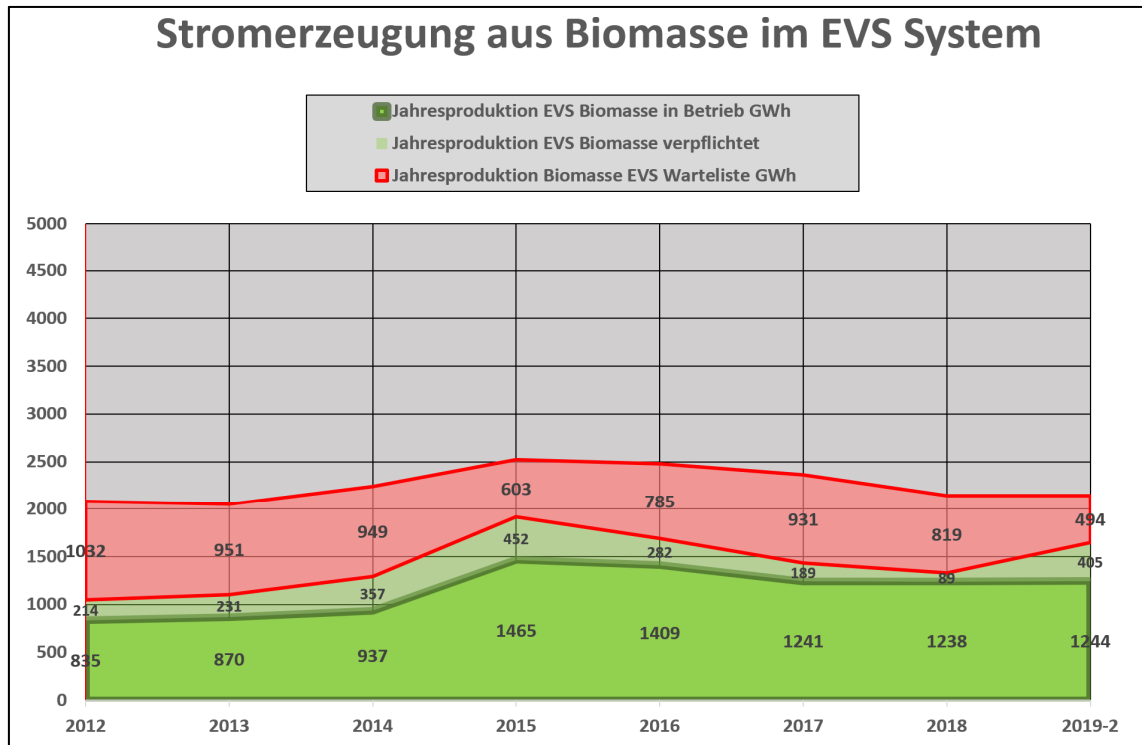


Abbildung 8 Biomasse im EVS-System

Datenquelle: Pronovo KEV-Cockpit

Anlagen in Betrieb. Die Jahresproduktion aus Biomasse-Kraftwerken stagnierte 2018 bei 1238 GWh/a (-0,26%).

Anlagen mit positivem Bescheid (Verpflichtungen). Die Jahresproduktion von Anlagen mit positivem Bescheid verringerte sich 2018 um 100 GWh/a (-53%), was auf den Rückzug zahlreicher Projekte hindeutet.

Im 2019H1 stellte sich aber ein stark gegenläufiger Trend ein. Die verpflichtete Jahresproduktion stieg um 316 GWh/a. Zahlreiche Anlagen auf der Warteliste erhielten einen positiven Bescheid.

Anlagen auf der Warteliste. Die Jahresproduktion auf der Warteliste sank 2018 um 100 GWh/a (-12%) und im 2019H1 um 324 GWh/a (-40%). Das Interesse an der Verstromung von Biomasse und Biogas ist offensichtlich rückläufig. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass eine Vielzahl von Anlagen nach revidiertem Energiegesetz nur noch einmalige Investitionsbeiträge erhält. Kehrichtverbrennungsanlagen, Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen erhalten keine Einspeisevergütungen mehr.

Die Beschickung neuer Biomasse-Kraftwerke ist mit Preisrisiken verbunden, die bei anderen erneuerbaren Energien in diesem Ausmass nicht auftreten:

- Die Nutzung von Biomasse, Abfall oder Biogas ist mit Transport- und Brennstoffkosten verbunden.
- Bei einem Anstieg der CO₂-Abgaben könnte sich die Nachfrage nach Holz zu Heizzwecken erhöhen, was die Beschaffung von Biomasse oder biogenen Abfälle verteuern kann.

Wasserkraft im EVS-System

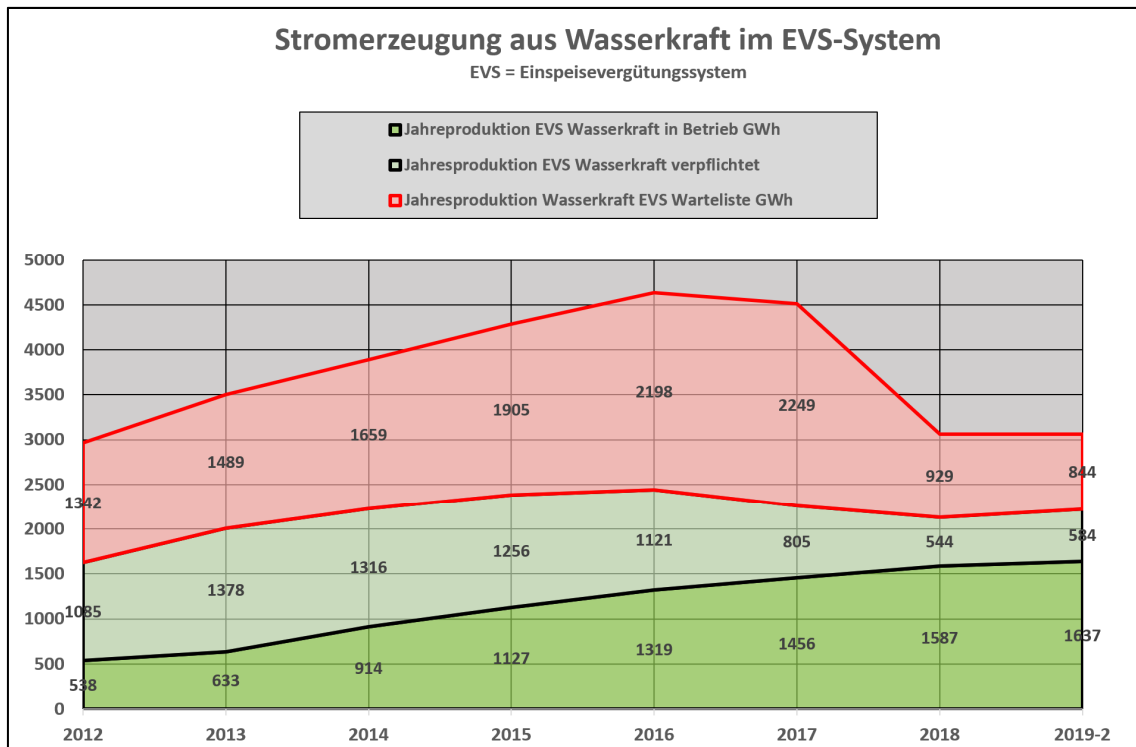


Abbildung 9 Wasserkraft < 10 MW im EVS System

Datenquelle: Pronovo KEV-Cockpit

Anlagen in Betrieb. Die Jahresproduktion der Wasserkraftwerke < 10 MW mit KEV stieg im Berichtsjahr 2018 um 131 GWh/a (+9.0%). Der Trend deutet auf eine Verflachung des Zubaus und auf ein abnehmendes Interesse an neuen Investitionen hin.

Anlagen mit positivem Bescheid (Verpflichtungen). Die Produktionsmenge an Anlagen mit positivem KEV-Bescheid ging um 32% deutlich zurück. 260 GWh/a Jahresproduktion mit bereits erteilten Zusagen verschwanden 2018 aus der Liste der bereits genehmigten Projekte.

Anlagen auf der Warteliste. Die angemeldete Jahresproduktion schrumpfte 2018 um 1320 GWh (-59%) und erneut im ersten Halbjahr 2019 um 85 GWh (-9%).

Die reduzierten Rechtsansprüche im revidierten Energiegesetz sind wohl Hauptursache für das sinkende Interesse an neuen Wasserkraftwerken. Bei Erneuerungen und Erweiterungen besteht nunmehr ein Anspruch auf einen Investitionsbeitrag von 40% anstelle der bisherigen festen kostendeckenden Vergütung. Bei den im Jahr 2022 auslaufenden Einspeisevergütungen wurde die Laufzeit auf 15 Jahre verkürzt. Dies führte bei vielen bereits geplanten oder genehmigten Projekten zum Verlust der Wirtschaftlichkeit, dauert es doch bei Wasserkraftwerken oft 30 bis 50 Jahre, bis die Investitionen amortisiert werden können.

Windenergie im EVS-System

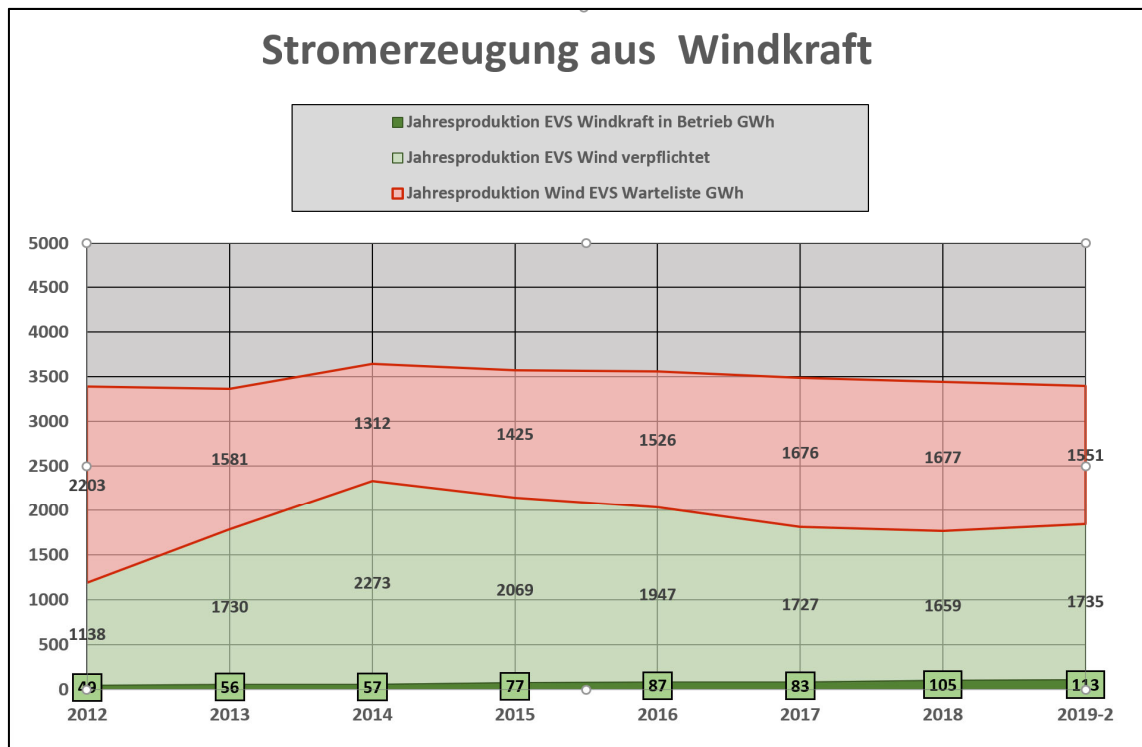


Abbildung 10 Windkraft im EVS System

Datenquelle: Pronovo KEV-Cockpit

Anlagen in Betrieb. Die installierte Jahresproduktion der Windkraft-Anlagen stieg 2018 laut KEV-Cockpit gegenüber dem Vorjahr um 21 GWh auf 105 GWh/a (+25.7%).

Anlagen mit positivem Bescheid (Verpflichtungen). Die Jahresproduktion von Anlagen mit positivem KEV-Bescheid bewegt sich nach wie vor auf dem hohen Niveau von über 1700 GWh/a.

Würden diese Projekte tatsächlich realisiert, könnten sie eine Jahresproduktion von 2,7% der Landeserzeugung beisteuern, wobei der Schwerpunkt der Produktion im Winterhalbjahr liegen würde.

Allerdings ist es unwahrscheinlich, dass diese Anlagen alle realisiert werden. Dass die Jahresproduktion mit positivem Vergütungsbescheid 17-mal grösser ist als die Jahresproduktion in Betrieb, weist darauf hin, dass hohe strukturelle Hürden bei den Genehmigungsverfahren auch nach dem Inkrafttreten des Energiegesetzes vorerst weiter bestehen.

Die Jahresproduktion mit positivem Bescheid im KEV-System sank 2018 um 68 GWh/a (4%). Die Zunahme im ersten Halbjahr 2019 machte diesen Rückgang wieder wett.

Anlagen auf der Warteliste. Die Windkraft-Anlagen auf der Warteliste reduzierten sich 2018 kaum, gingen aber im 2019H1 um 127 GWh/a oder 8% zurück.

Photovoltaik im EVS-System

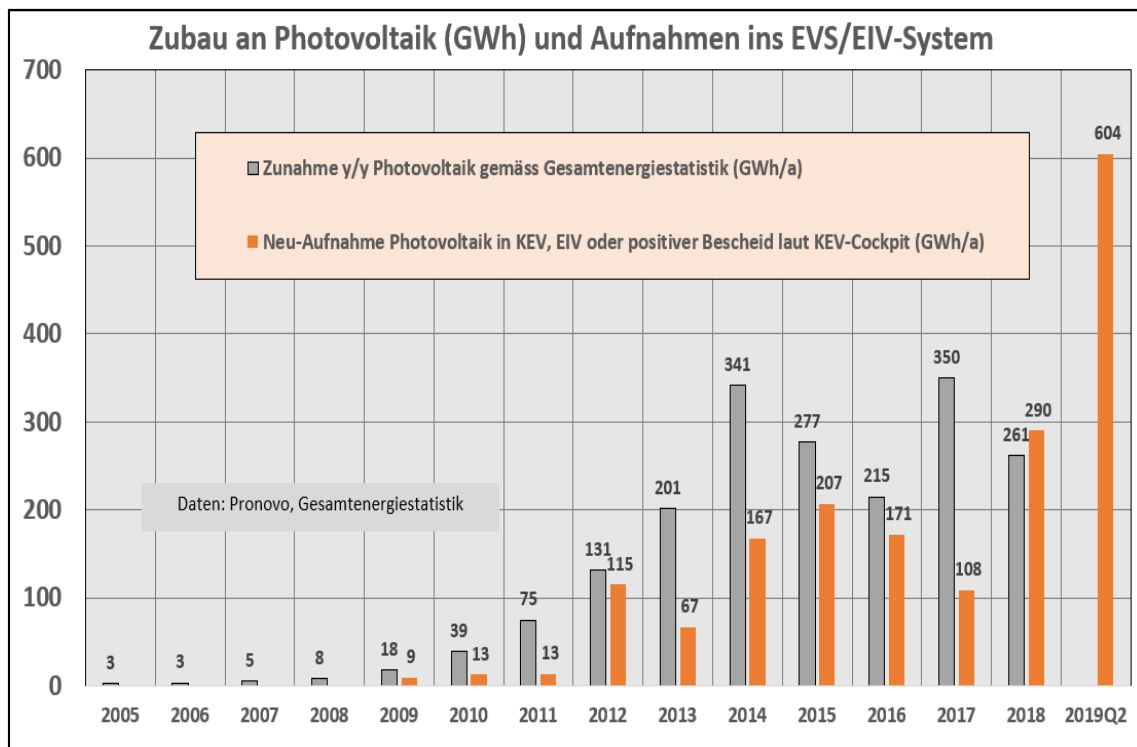


Abbildung 11 Interaktion zwischen tatsächlichem Zubau und Aufnahmen ins KEV/EIV-System

Quelle: Gesamtenergiestatistik, KEV-Cockpit Pronovo

Mit dem Energiegesetz von 2008 setzte ein Photovoltaik-Boom ein. Zahlreiche PV-Anlagen wurden installiert, noch bevor sie eine rechtskräftige Zusage für eine Einspeisevergütung erhalten hatten. Das Interesse an Solarstrom war stets grösser als die Bereitschaft der Politik, die nötigen finanziellen Mittel bereitzustellen. Weil die Photovoltaik damals sehr teuer war, fühlte sich der Gesetzgeber legitimiert, diese Stromerzeugung besonders stark zurückbinden.

Ab 2010 wurde die Photovoltaik immer kostengünstiger. Die Besitzstandsansprüche von alten, teuren Anlagen («Altlasten») blieben dank der Zurückhaltung der Vollzugsbehörden vergleichsweise gering. In den Jahren 2015 bis 2017 wurden die Kontingente aber trotz stark gesunkener Kosten weiter abgesenkt.

Viele Investoren rechneten ab 2013 damit, irgendwann ins Einspeisevergütungssystem (EVS) nachzurücken. Sie mussten aber zur Kenntnis nehmen, dass der Bundesrat den Ausbau der Photovoltaik bis 2017 stark abbremste, was ab 2014 zu einem schrumpfenden Markt führte. Dies obschon die solare Einstrahlung bei uns generell ausreichend und in alpinen Gebieten hervorragend ist, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen.

Erst ab Mitte 2018 schrumpfte erstmals der Überhang an Anlagen auf der Warteliste, wovon viele bereits gebaut waren. Nachdem private Investoren PV-Projekte mit fast 2 TWh Jahresproduktion von der Warteliste für Einspeisevergütungen zurückgezogen hatten, gab das BFE erstmals grünes Licht und beschleunigte die Auszahlungen von neuen und von bereits erstellten Projekten.

Die Verkürzung der Wartefristen in Kombination mit gesunkenen Preisen und Eigenverbrauch ermöglicht es von jetzt an, Neuanlagen innert vernünftiger Fristen einigermaßen rentabel zu gestalten. Auch die Möglichkeit zum Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) schafft positive Anreize.

Produktion, verpflichtete Anlagen und Warteliste

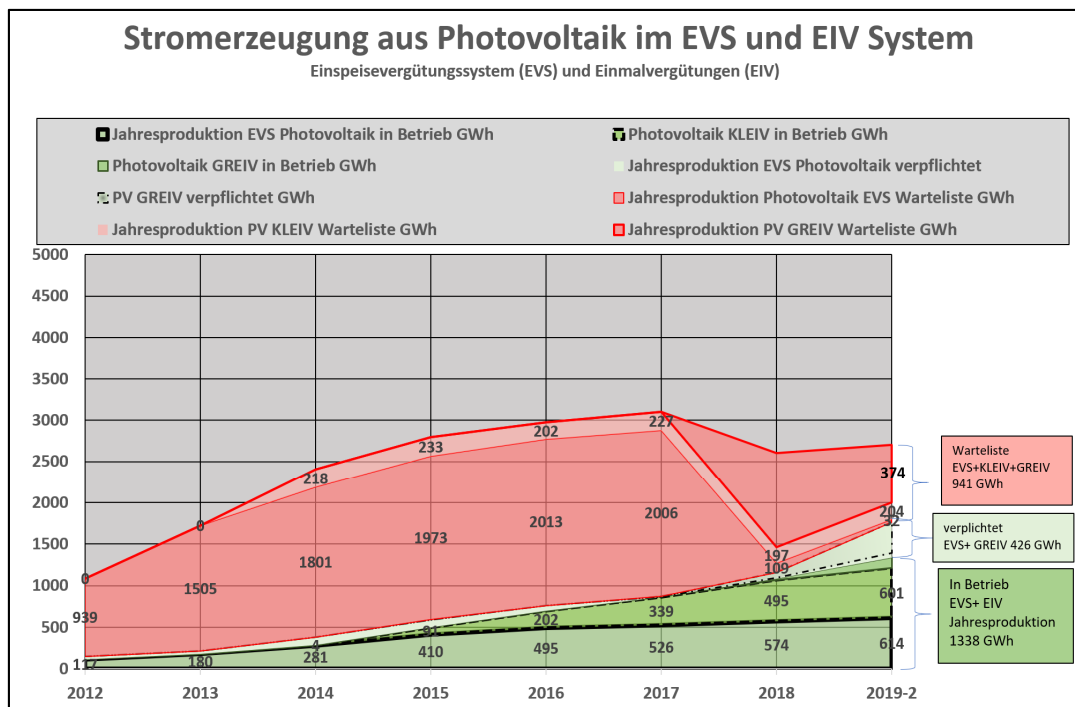


Abbildung 12 Photovoltaik im EVS und im EIV-System

Datenquelle: Pronovo KEV-Cockpit

Anlagen in Betrieb. Im Berichtsjahr 2018 war das BFE trotz höherer Einnahmen aus dem Netzzuschlag zurückhaltend bei der Erteilung von neuen Vergütungsbescheiden. Die gesetzlichen Vergütungen finanzierten ein Produktionsvolumen von 219 GWh/a (Vorjahr 168 GWh/a), was nur einem Bruchteil des Marktpotenzials und der Jahresproduktion auf der Warteliste entsprach.

- Die Jahresproduktion von Anlagen im Einspeisevergütungssystem (EVS) erhöhte sich 2018 um 48 GWh/a auf 573 GWh/a (+9,1%, Vorjahr +31 GWh/a). Viele dieser Anlagen sind seit Jahren in Betrieb.
- Die neu abgerechneten Einmalvergütungen (EIV) stiegen 2018 um 171 GWh/a (+50,4%, Vorjahr +137 GWh/a).

Die Finanzierung von PV-Anlagen beschleunigte sich im 2019H1 und reduzierte die Warteliste:

- Um 39,8 GWh/a erhöhte sich die Jahresproduktion mit Einspeisevergütung im 2019/H1. Hätte dieses Tempo angehalten, wäre die Zahl der alten (teuren) Anlagen auf der Warteliste bis Mitte 2020 auf null gesunken. Dann wären nur noch Anlagen ins EVS nachgerückt, deren Gesamtvergütung 9 Rp/kWh oder weniger betragen hätte. Allerdings hat das BFE Neuaufnahmen in das Einspeisevergütungssystem am 22. Oktober für alle Technologien gestoppt.
- Die Auszahlung von Einmalvergütungen stieg im 2019H1 und erreichte 214 GWh/a. Setzt sich das Tempo fort, beträgt der Anstieg bis Ende Jahr 428 GWh/a (Auszahlungen +250% zum Vorjahr). Um die aktuelle Warteliste von 905 GWh Jahresproduktion abzubauen müsste das Budget der Auszahlungen aber nochmals deutlich erhöht werden.

Anlagen mit positivem Bescheid (Verpflichtungen). Die Jahresproduktion mit Einspeisevergütungen erhöhte sich 2018 unbedeutend von 4,3 GWh/a auf 11,1 GWh/a, gefolgt von 40,5 GWh/a im 2019H1. Viele Anlagen stehen im Abrechnungsprozess und sind oft schon in Betrieb. Dies gilt nicht für Anmeldungen von grossen PV-Anlagen mit Einmalvergütung. Die Jahresproduktion mit «Verpflichtung» (GREIV) stieg 2018 um 64 GWh/a.

In den ersten sechs Monaten 2019 hat das BFE die positiven Bescheide deutlich beschleunigt. Die Einspeisevergütungen für PV-Anlagen erhöhten sich um 40,5 GWh/a. Die GREIV-Verpflichtungen verfünffachten sich auf 310 GWh/a. PV-Anlagen < 100 kW erscheinen seit 1. Januar 2018 nicht mehr in der Statistik der verpflichteten Anlagen, da der Anspruch auf Einmalvergütung erst nach Installation der Anlage geltend gemacht werden kann.

Anlagen auf der Warteliste. Auf der Warteliste fanden 2018 als Folge des revidierten Energiegesetzes starke Umschichtungen statt: KLEIV -30 GWh/a, GREIV +1140 GWh/a, Anlagen mit Einspeisevergütungen -1896 GWh/a. Im ersten Halbjahr 2019 verkleinerte sich die Warteliste: KLEIV +7 GWh/a, GREIV, -435 GWh/a, Anlagen mit Einspeisevergütungen -77 GWh/a.

Zubau und Finanzierung von neuer PV-Leistung

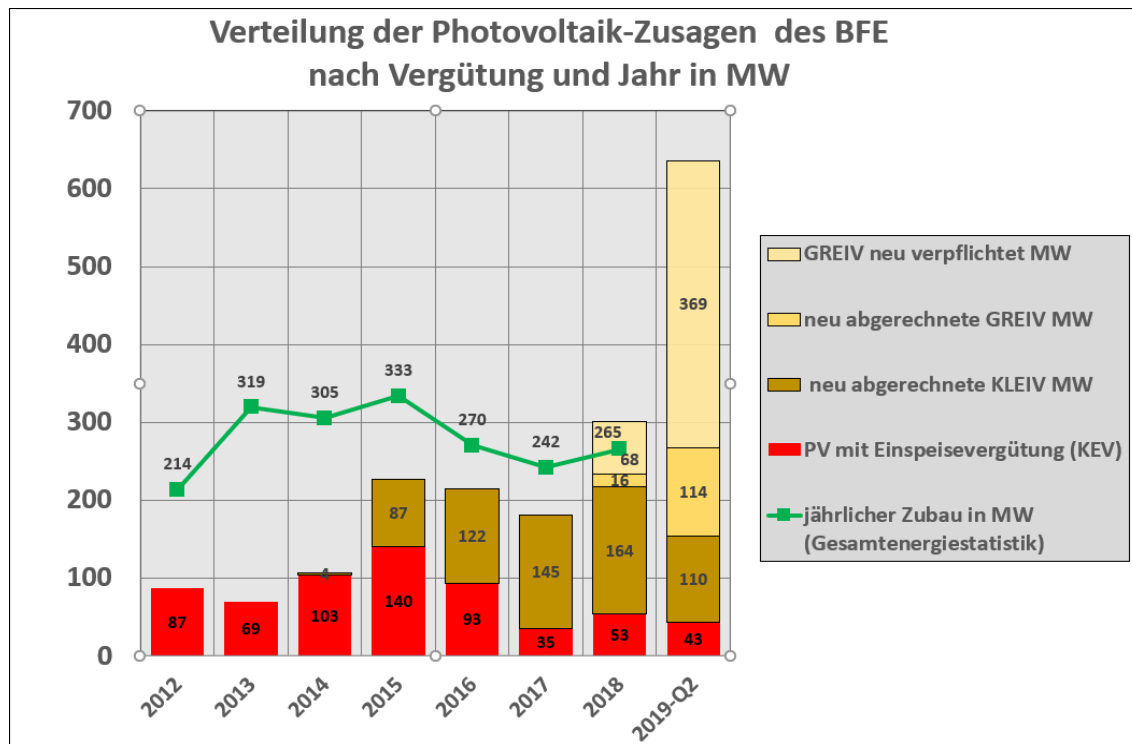


Abbildung 13 Installierte Leistung (grün) und PV-Finanzierungszusagen des BFE

Quelle: Pronovo KEV-Cockpit

Rückblickend war das Jahr 2015 jener Zeitpunkt, an dem die grösste Jahresproduktion von PV-Anlagen in eines der beiden Vergütungssysteme aufgenommen wurde. Danach wurde das PV-Budget vom BFE stetig verringert. Bis 2017 war die neu installierte Leistung stets höher als die Leistung, die eine Auszahlung aus dem Netzzuschlag (KEV/EIV) erhielt.

Diese Zurückhaltung führte zum Schrumpfen der schweizerischen PV-Branche zwischen 2015 und 2018. Wie in Deutschland kam es zu Betriebsschliessungen und wirtschaftlichen Rückschlägen. Die Kosten der Photovoltaik verringerten sich ab 2010 um ca. 85 Prozent, ohne dass dies zu steigenden Verkaufszahlen führte.

Kurswechsel des BFE ab dem zweiten Halbjahr 2018

Der zögerliche Vollzug wurde von der Schweizerischen Energie-Stiftung (SES)¹², aber auch von Parteien und Branchenverbänden wie Swissolar kritisiert. In der zweiten Hälfte 2018 trat ein Kurswechsel ein und das Bundesamt für Energie beschleunigte den Abbau der Warteliste. Die Veränderungen sind in der Grafik (Abbildung 13) ersichtlich. 2018 wurde erstmals mehr PV-Stromproduktion nach den gesetzlichen Bestimmungen ausfinanziert als im gleichen Jahr neu zur Anmeldung kam.

Eine weitere, noch stärkere Beschleunigung ist in der ersten Hälfte 2019 festzustellen. Im ersten Halbjahr wurde doppelt so viel Jahresproduktion in die Einmalvergütung aufgenommen wie zuvor

¹² Rudolf Rechsteiner et al.: [Photovoltaik als kostengünstigste Stromquelle dauerhaft blockiert?](#) Hrsg. Schweizerische Energie-Stiftung (SES)

während eines ganzen Jahres, faktisch eine Vervierfachung. Bei einem bedeutenden Teil dieser Projekte handelt es sich um Anlagen, die vor Jahren in Betrieb gingen. Der Abbau der Warteliste bedeutet somit nicht automatisch einen Anstieg der Neuinstallationen, ist aber Voraussetzung dafür. Erstmals können Investoren innert 12 bis 18 Monaten die Auszahlung des gesetzlichen Finanzierungsbeitrag erwarten.

Analyse der Ankündigungen des BFE

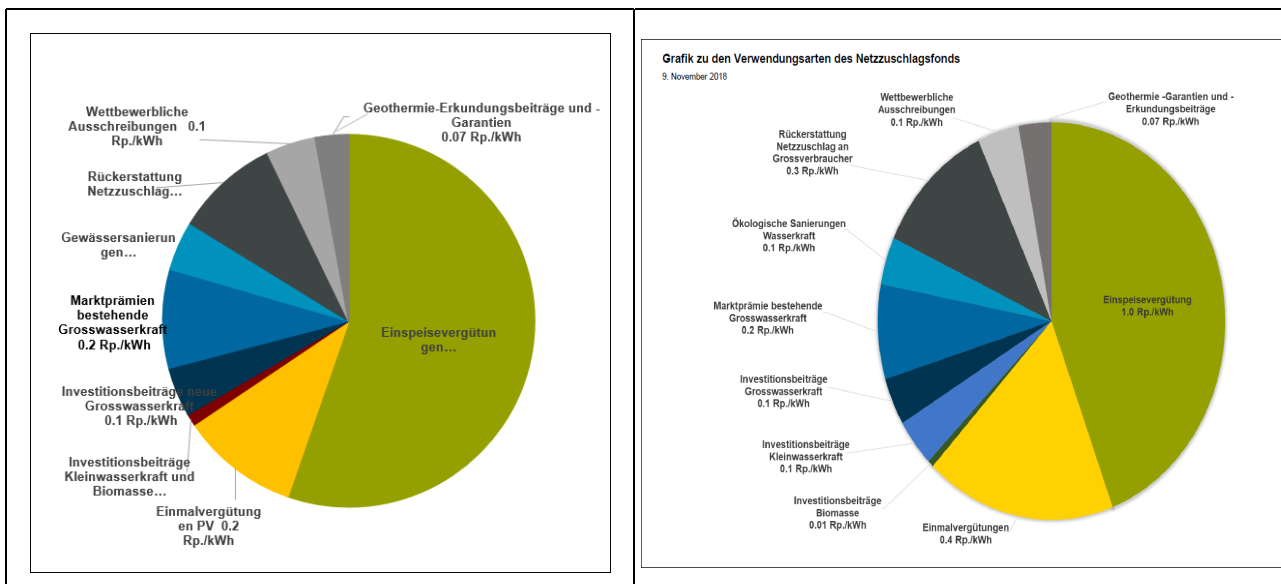


Abbildung 14 (links): Mittelverwendung gemäss Abstimmungsunterlagen (2017)
Abbildung 15 (rechts): gemäss Medienmitteilung 9. November 2018

Quelle: BFE

Am 20. März 2018 schrieb das BFE in einem «Merkblatt»:

Aufgrund der beschränkten finanziellen Mittel und des Auslaufens des Einspeisevergütungssystems per Ende 2022 haben nur noch wenige Projektanten auf der Warteliste Aussicht auf Mittel aus der Einspeisevergütung [...] Bei der KLEIV beträgt die Wartezeit für Anlagen, die ab 2018 ihre Inbetriebnahme melden, rund 2 Jahre. Bei der GREIV ist für Neuanmeldungen ab 2018 mit einer Wartezeit von mindestens 6 Jahren zu rechnen.¹³

Am 9. November 2018 folgte eine weitere Ankündigung:

Betreffend PV-Kleinanlagen (KLEIV): «Anfang 2018 befanden sich 15'000 Anlagen auf der Warteliste der KLEIV. Im Verlauf des Jahres wurden pro Monat durchschnittlich rund 700 PV-Anlagen neu angemeldet. Bis Ende des Jahres wird die KLEIV an rund 6'800 dieser Anlagen ausbezahlt, insgesamt 178 Millionen Franken....»

Ausblick 2019: «Bis Ende 2019 wird die KLEIV voraussichtlich für alle Anlagenbetreiber ausbezahlt, die ihr vollständiges Gesuch bis 30. Juni 2018 eingereicht haben. Das betrifft rund 13'500 Anlagen mit einer Leistung von etwa 260 MW. Die Wartezeit bis zur Auszahlung der KLEIV für Betreiber, die ihr Gesuch Ende 2018 einreichen, beträgt rund eineinhalb Jahre. Das Fördervolumen beträgt 100 Millionen Franken.»

Betreffend PV-Grossanlagen (GREIV):

«Anfang 2018 befanden sich 4400 Anlagen auf der Warteliste der GREIV. Bis Ende des Jahres werden 292 Antragsteller eine GREIV-Zusicherung erhalten. Dies entspricht einem Fördervolumen von insgesamt 22 Millionen Franken.

Ausblick 2019: Bis Ende 2019 erhalten voraussichtlich alle Anlagenbetreiber eine GREIV-Zusicherung, die ihr Gesuch bis **30. September 2013** eingereicht hatten. Das betrifft rund 605 realisierte Anlagen mit einer Leistung von etwa 172 MW und 1073 nicht realisierte Anlagen mit einer Leistung von etwa 330 MW. Die Zusicherungen werden im ersten Quartal 2019 ausgestellt. Durch den beschleunigten Abbau kann die Wartezeit halbiert werden. Projektanten, die sich Ende 2018 für die GREIV anmelden, müssen voraussichtlich 2 bis 3 Jahre (bisher 6 Jahre) auf die Zusicherung warten. Das Fördervolumen beträgt 150 Millionen Franken.»

Am 9. November 2018 wurde ebenfalls eine Neuverteilung der Mittel aus dem Netzzuschlag publiziert. Demnach verdoppelt sich das Budget für Einmalvergütungen aus dem Netzzuschlag von 0,2 auf 0,4 Rp/kWh, (+ 100 Mio. CHF/a).

Das neue Budget von 0,4 Rp/kWh entspricht einer maximalen Auszahlung von 208 Mio. CHF pro Jahr.

¹³ Förderung der Photovoltaik, Faktenblatt, Version 1.1 vom 20. März 2018

BFE Mitteilung vom 26. März 2019

«Dank höherer Marktpreise waren die Einnahmen des Netzzuschlagsfonds im vergangenen Jahr höher als veranschlagt. Diese Mehreinnahmen in Höhe von 30 Millionen Franken werden für den zusätzlichen Abbau der GREIV-Warteliste eingesetzt. Dadurch stehen 2019 insgesamt 180 Millionen Franken für die Einmalvergütungen grosser Photovoltaikanlagen zur Verfügung.»

Die Leistungen liegen so um 120 Mio. CHF höher als das ursprünglich angekündigte Budget für den Abbau der Wartelisten (KLEIV 100 Mio. CHF und GREIV 180 Mio. CHF für 2019). Sichtbar ist der Wille, den Überhang an alten Anlagen auf der Warteliste endlich zu beseitigen. Mit dem neuen Budget will das BFE aber auch verhindern, dass für die 2019 neu angemeldeten Anlagen neue Verzögerungen entstehen. Für die PV-Branche ist dies eine erfreuliche Entwicklung.

BFE Mitteilung vom 22. Oktober 2019

«Es werden keine weiteren Projekte mehr ins Einspeisevergütungssystem aufgenommen, also weder neue Projekte, Projekte auf der Warteliste, noch Projekte, die ab 2018 den Springerstatus erreicht haben.»¹⁴Mit diesem überraschenden Stopp der Erteilung von neuen Einspeisevergütungen für alle Technologien hat das BFE die Fristen für die Sunset-Klausel im Energiegesetz vorweggenommen, noch bevor eine Ersatzlösung in Kraft ist. Das Energiegesetz postuliert einen «kontinuierlichen Zubau»:

Art. 36 Absatz 2: «Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für die Betreiber von Photovoltaikanlagen eingesetzt werden, die am Einspeisevergütungssystem teilnehmen (Photovoltaik-Kontingent). Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung bei der Photovoltaik einerseits und bei den übrigen Technologien andererseits Rechnung. Es berücksichtigt überdies die Belastung der Elektrizitätsnetze sowie die Speichermöglichkeiten.»

Von einer unzulässigen «Belastung der Elektrizitätsnetze» durch PV kann heute keine Rede sein. So äusserte sich das Team der Nationalen Forschungsprogramme 70 und 71:

«Erneuerbare Energien, die in den nächsten Jahrzehnten den Schweizer Strommix prägen sollen, sind abhängig vom Wetter – das führt zu Veränderungen bei der Stromversorgung. Forschende der Universität Basel und der ETH Zürich kommen in einer detaillierten Analyse zum Schluss: Die Infrastruktur des Schweizer Stromnetzes ist für diese Veränderungen gewappnet. Ihre Berechnungen zeigen zudem, dass die Sonnenenergie in der Schweiz das grössere Potenzial hat als die Windenergie: Sie ist günstiger, vorhersehbarer und eher verfügbar. Eine interessante Erkenntnis: Erneuerbare Energien entlasten das Stromnetz und senken das Ausfallrisiko. Das, weil die Energien – etwa bei Solarpanels auf dem Dach – lokal genutzt werden können.»¹⁵

Auf der Warteliste standen Ende 3. Quartal 2019 noch 248 PV-Projekte mit 63 MW Leistung, von denen 147 Anlagen mit 41 MW einen (letzten) positiven Vergütungsbescheid erhielten. Die Geldmittel hätten ohne weiteres ausgereicht, die verbliebenen 101 Anlagen mit 22 Megawatt Leistung ganz abzutragen, worauf PV-Anlagen zu Vollkosten von nur 9 Rp/kWh nachgerückt wären. Nach dem BFE-Entscheid vom 22. Oktober bleibt einzig das System der Einmalvergütungen bestehen, das sich aus Erfahrung für kostengünstige Grossanlagen wenig eignet.

Das BFE interpretiert die Richtwerte im Energiegesetz Art. 2 («mindestens 4400 GWh» bis 2020) als Obergrenze. Dem Zusatzbedarf für Dekarbonisierung wird nicht Rechnung getragen. Das BFE ist trotz vollen Kassen nicht gewillt, den «kontinuierlichen Zubau» sicherzustellen.

Das Parlament sollte deshalb rasch handeln. Nötig sind:

- Die Anpassung der Richtwerte für erneuerbare Energien für 2035 und 2050 in Artikel 2 Energiegesetz für die Dekarbonisierung des Verkehrs, der Wärmeversorgung und der Industrie.
- Die ergänzende Einführung von Ausschreibungen für Anlagen ohne Eigenverbrauch.
- Die Weiterführung der Rechtsansprüche auf Einmalvergütungen für PV-Anlagen mit Eigenverbrauch.

Parlamentarische Vorstösse in dieser Richtung wurden bereits eingereicht.¹⁶

¹⁴ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-76761.html>

¹⁵ <https://nfp-energie.ch/de/projects/1003>

¹⁶ Parlamentarische Initiative Ausschreibung für gewerbliche und landwirtschaftliche Fotovoltaik von Leo Müller: <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefft?AffairId=20190493>

6. Entwicklung der Stromproduktion und der spezifischen Kosten

Produktion von Anlagen mit kostendeckender Vergütung oder Einmalvergütung

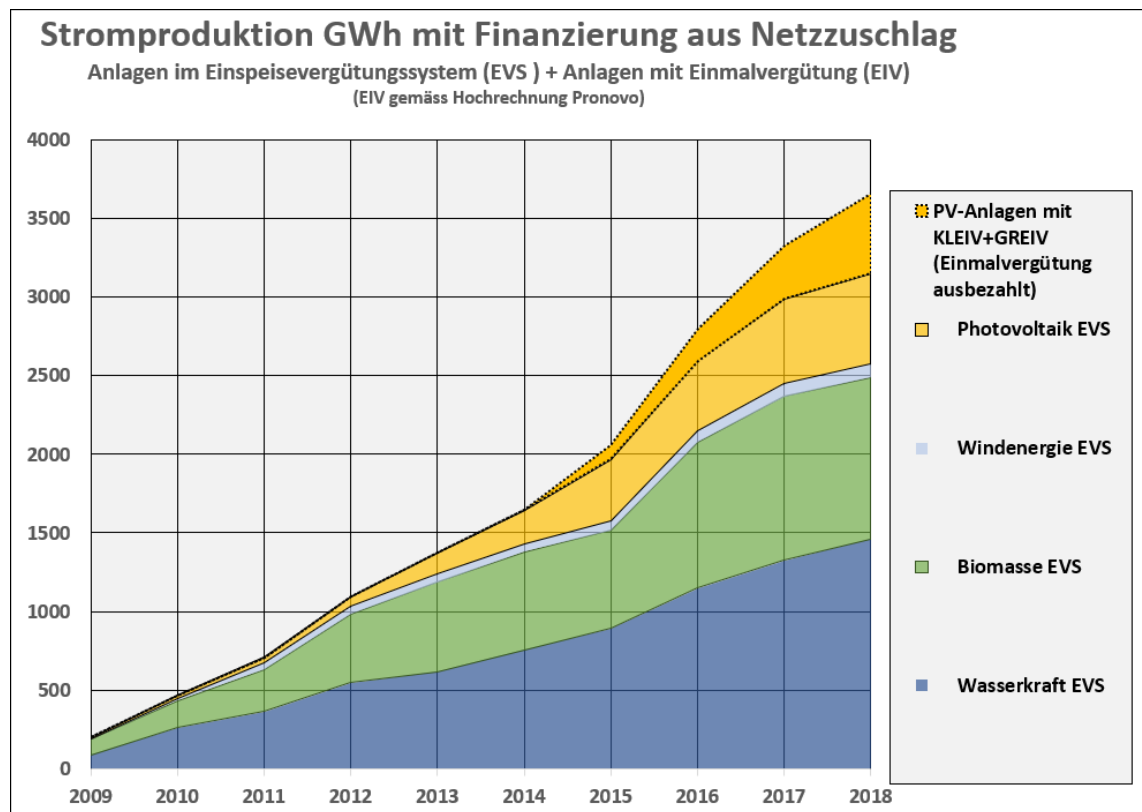


Abbildung 16 Gemessene Jahresproduktion von Anlagen mit Einspeisevergütung zuzüglich geschätzte Produktion Anlagen mit Einmalvergütung

Datenquelle: Pronovo EVS-Reporting / EVS-Cockpit

Die aus dem Netzzuschlagsfonds finanzierte Produktion stieg über die letzten zehn Jahre im Durchschnitt um 366 GWh pro Jahr. Dies genügt bei weitem nicht für den Ersatz der Atomkraftwerke. In diesem Tempo würde es 65 Jahre dauern bis die Atomkraftwerke ersetzt sind.

Abbildung 16 zeigt die gemessene Produktion gemäss «EVS-Reporting» inklusive der geschätzten Produktion von PV-Anlagen mit ausbezahlter Einmalvergütung gemäss «Pronovo-Cockpit».¹⁷

Für die übrigen Kraftwerke mit Investitionsbeiträgen aus dem Netzzuschlagsfonds publiziert das BFE keine spezifischen Daten.

Im «EVS-Reporting» ausgewiesen werden

- die Vergütungen aus dem Netzzuschlagsfonds,
- die erzielten Marktpreise, die für einzelne Techniken unterschiedlich ausfallen.¹⁸

Diese Daten des BFE dienen nachfolgend der Berechnung des Anteils der Produktion im Winterhalbjahr, der spezifischen Kosten sowie des Marktwerts der Stromerzeugung nach Technologie.

Wichtig ist dabei die Erkenntnis, dass sich die Gestehungskosten nach Technologie in den letzten zehn Jahren stark verändert haben, insbesondere die Kosten der Photovoltaik.

¹⁷ Beide Statistiken von Pronovo (EVS-Cockpit und EVS Reporting) finden sich hier: <https://pronovo.ch/landing-page/services/berichte/#>

¹⁸ Weil die Anlagen je nach Technologie zu unterschiedlichen Tages- und Jahreszeiten einspeisen, erzielen sie unterschiedliche Markterlöse. Bei der Photovoltaik sind grossmehrheitlich Anlagen erfasst, die vor 2013 erstellt worden sind. Die Rücklieferartarife für Anlagen mit Einmalvergütung sind statistisch nicht erfasst.

Anteil Stromerzeugung im Winterhalbjahr

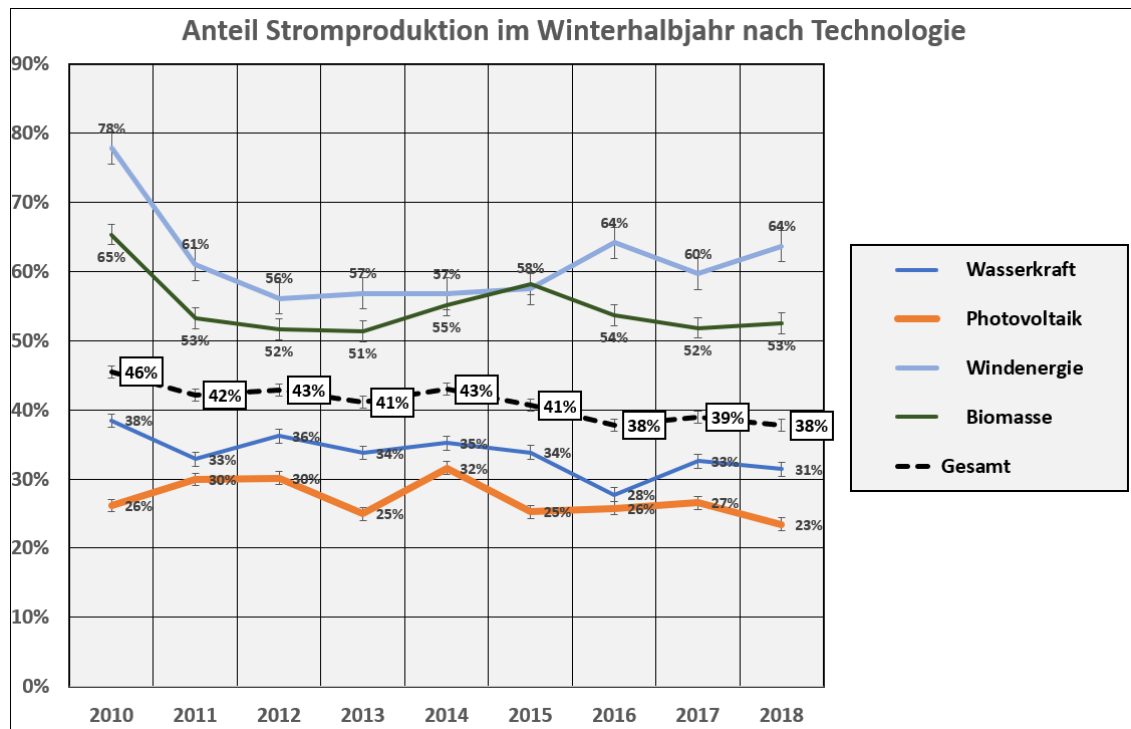


Abbildung 17 Anteil der Produktion im Winterhalbjahr nach Technologie

Quelle: Pronovo EVS Reporting

Der Anteil der Produktion im Winterhalbjahr betrug über alle Anlagen mit Einspeisevergütung 41,1%. Mit 62% wies die Windenergie den höchsten Anteil auf. Den tiefsten Anteil verzeichnet die Photovoltaik mit einem durchschnittlichen Anteil von 27%. Kleinwasserkraftwerke im Einspeisevergütungssystem kommen auf 34% Produktion im Winterhalbjahr, Stromerzeugung aus Biomasse auf 55% (Jahre 2010-2018). Bei der Photovoltaik hängt die Produktion im Winterhalbjahr vom Standort und von der Ausrichtung der Module ab. Freiflächenanlagen an erhöhter Lage wie auf dem Mont Soleil (1200 m ü. M.) erreichen 40% Produktionsanteil im Winterhalbjahr.¹⁹ An alpinen Lagen sind teilweise noch höhere Werte möglich. Wegen der inzwischen tiefen Kosten der Photovoltaik schlagen Experten wie Roger Nordmann vor, die PV-Produktion auf das Winterhalbjahr auszurichten und Stromüberschüsse im Sommer zu exportieren oder abzuregeln.²⁰

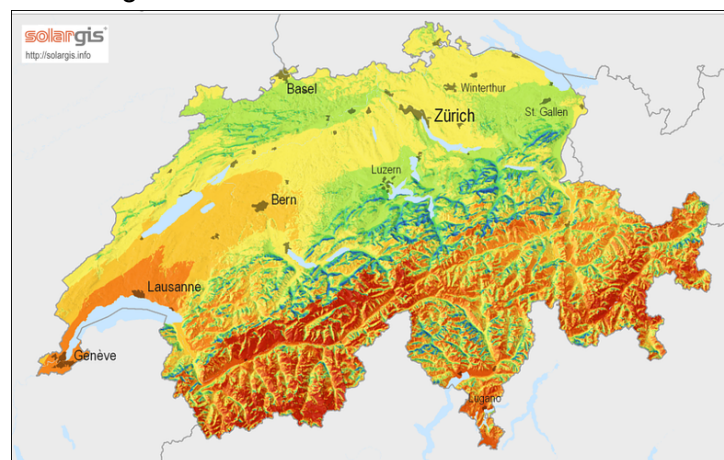


Abbildung 18 Globalstrahlung Schweiz

Quelle: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:SolarGIS-Solar-map-Switzerland-de.png>

¹⁹ <http://www.societe-mont-soleil.ch/solkraftwerk-wissen.html>

²⁰ Roger Nordmann: Sonne für den Klimaschutz, Ein Solarplan für die Schweiz, Zytglogge Verlag 2019

Spezifische Kosten pro kWh – riesige Unterschiede zwischen alten und neuen PV-Anlagen

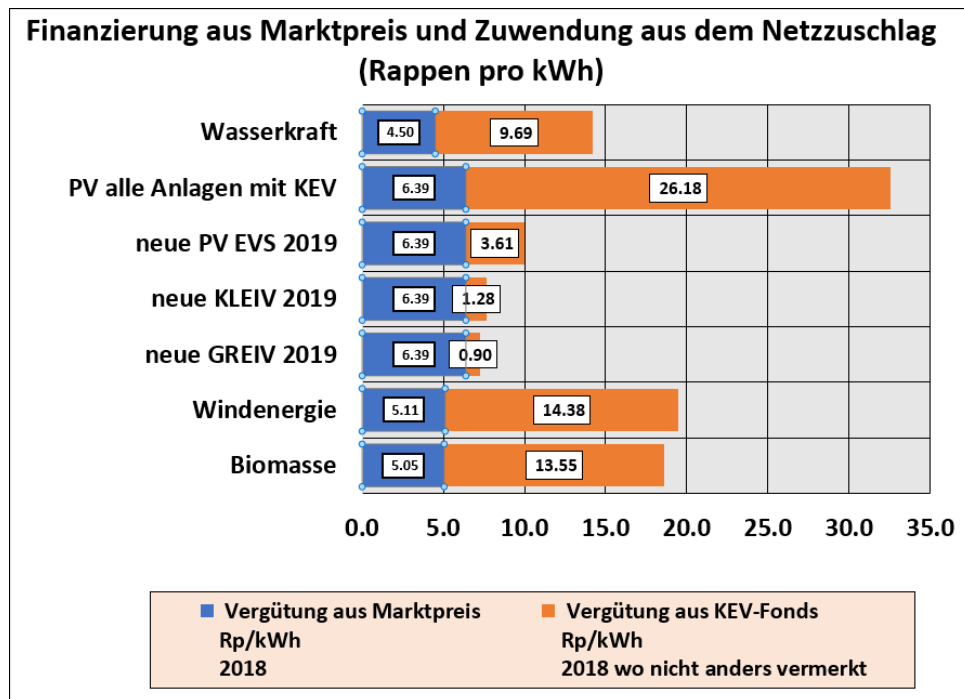


Abbildung 19 Finanzierung pro kWh aus dem Netzzuschlagsfonds (rot) nach Technologie

Quelle: Pronovo EVS-Reporting, EnfV, KEV-Cockpit

Kraftwerke im KEV/EIV-System unterstehen ab 100 kW der Direktvermarktung. Sie erhalten anstelle der Einspeisevergütung eine Einspeiseprämie zusätzlich zum Markterlös.²¹ Der Markterlös spiegelt die Bedarfslage und wird stark beeinflusst von der Witterung und von den Regulierungen im übrigen Europa. Im Winterhalbjahr ist die Windstromproduktion ein wichtiger Einflussfaktor.

Abbildung 19 zeigt die finanzielle Netto-Beitragsleistung des Netzzuschlagsfonds (rot) und den Markterlös (blau) der Anlagen im Einspeisevergütungssystem 2018 (wo nicht anders vermerkt).

Durch die starke Kosten- und Preisdegression bei der Photovoltaik unterscheidet sich der Mittelbedarf zwischen alten und neuen Anlagen im EVS-System sehr stark:

- Neue Photovoltaik verursacht unter allen Technologien den geringsten Finanzierungsbedarf (rote Balken «neue PV EVS, neue KLEIV, neue GREIV 2019»).
- Bei Neuanlagen mit Einmalvergütung beträgt der Beitrag aus dem Netzzuschlagsfonds umgerechnet nur noch **0,9 bis 1,3 Rp/kWh** (Annahme: Lebensdauer von 35 Jahren bei GREIV und KLEIV-Anlagen).
- PV-Anlagen im Einspeisevergütungssystem erhalten ab 2019 eine Einspeiseprämie von bloss 3,61 Rp/kWh (Basis: Markterlös 2018). Rechnet man die Anspruchszeit von 15 Jahren auf die Lebenserwartung von 35 Jahren hoch, ergibt sich ein mittlerer Beitrag aus dem Netzzuschlagsfonds **von 1,54 Rp/kWh**.
- **Die Belastung des Netzzuschlagsfonds durch Einspeisevergütung und Einmalvergütung ist nahezu identisch.** Der Unterschied zu den Leistungen für alte Anlagen mit 26,18 Rp/kWh könnte grösser nicht sein.

Die «zweitbilligste» Förderung erhalten die kleinen Wasserkraftwerke (Durchschnitt 9,69 Rp/kWh), gefolgt von Biomasse (13,55 Rp/kWh) und Windenergie (14,38 Rp/kWh).

Die Windenergie verzeichnet im benachbarten Ausland ebenfalls starke Preissenkungen. In der Schweiz ist dies nicht erkennbar. Es gingen kaum neue Anlagen in Betrieb. Die geringe Grösse von Windfarmen und die langwierigen Bewilligungsverfahren verteuern die Projekte.

²¹ Von der Pflicht zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) ausgenommen sind Betreiber von Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW (Art. 14 EnfV).

Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisevergütungen im Zeitverlauf

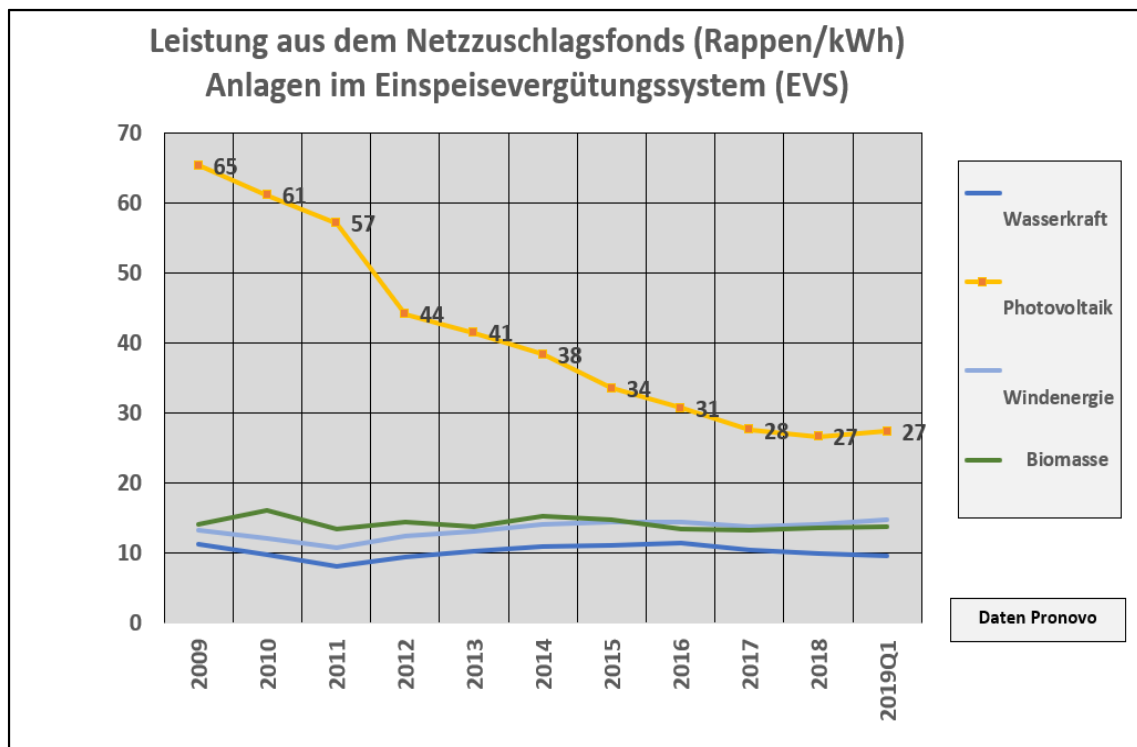


Abbildung 20 Durchschnittliche Einspeisevergütung pro kWh nach Technologie (EVS)

Quelle: Pronovo EVS-Reporting

Nur bei der Photovoltaik ist ein stetiger Preiszerfall sichtbar. Abgebildet sind die durchschnittlichen Vergütungen pro kWh. Bei der Photovoltaik dominieren Zahlenangaben von Anlagen, die vor 2013 in Betrieb genommen wurden und erst später ins Einspeisevergütungssystem nachrückten.²² Wegen diesen «Altlasten» gehört die Photovoltaik scheinbar noch zum teuersten Segment. In Wirklichkeit – gemessen an den Rechtsansprüchen von nur noch ca. 3 Rp/kWh Einspeiseprämien ab 2020 für Neuanlagen – ist dies nicht mehr der Fall.

Die Leistung von Einspeisevergütungen ist bekanntlich befristet. Fast alle Altanlagen werden ihren Anspruch auf Einspeisevergütungen im Zeitraum bis 2034 verlieren.

²² Die Höhe der Vergütung gemäss den geltenden gesetzlichen Bestimmungen nach dem Jahr der Inbetriebnahme (Art. 22 EnG).

Entwicklung der Rechtsansprüche im Zeitverlauf

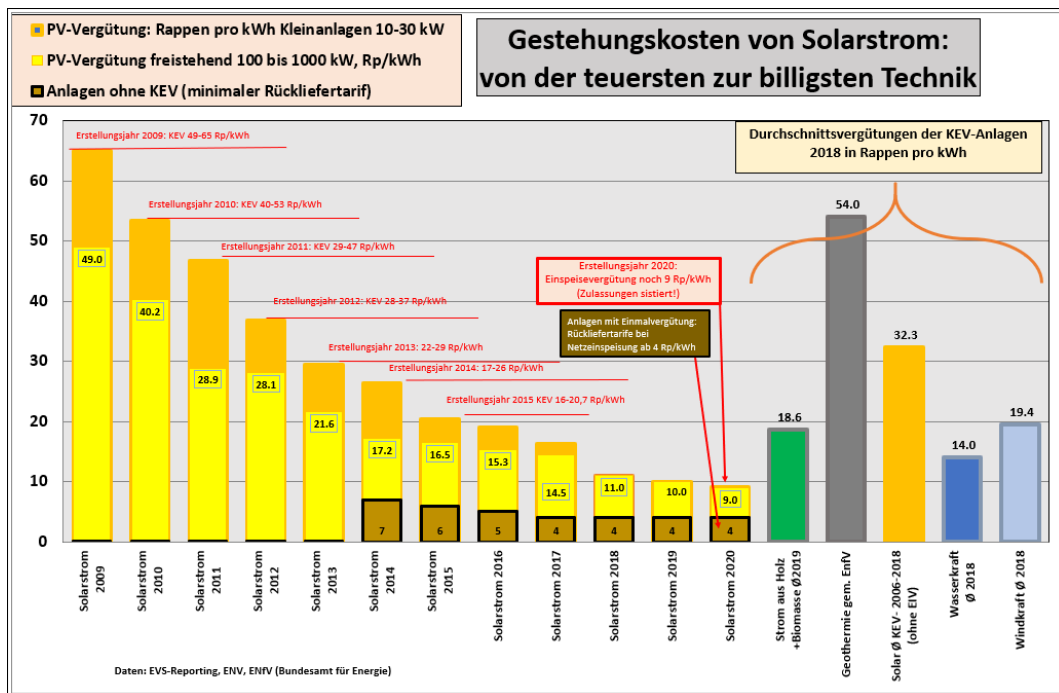


Abbildung 21 Entwicklung der Einspeisevergütungen im Zeitverlauf

Quelle: EVS-Reporting, Energieförderverordnung (EnFV), KEV-Cockpit

Die Photovoltaik hat sich von der teuersten zur günstigsten Technologie entwickelt.

Anlagentyp	Beitrag aus Netzzuschlagsfonds (zusätzlich zum Marktpreis/Rücklieferartarif)	Laufzeit der Vergütung bisher und neu (vor 2018/ab 2018)
Alte PV-Anlagen im EVS System	26.2 Rp/kWh	20 Jahre / 15 Jahre
Windenergie	14.4 Rp/kWh	20 Jahre/15 Jahre
Biomasse	13.55 Rp/kWh	20 Jahre / 20 Jahre
Wasserkraft	9.7 Rp/kWh	15 Jahre
Neue PV-Anlagen im EVS System (2019)	3.6 Rp/kWh	15 Jahre
Neue kleine PV-Anlagen mit Einmalvergütung (KLEIV)	1.3 Rp/kWh	Einmalig, hochgerechnet auf 35 Jahre Betrieb
Neue grosse PV-Anlagen mit Einmalvergütung (GREIV)	0.9 Rp/kWh	Einmalig, hochgerechnet auf 35 Jahre Betrieb

Abbildung 22 Spezifische Leistungen aus dem Netzzuschlagsfonds pro kWh

Quelle: Energieverordnungen, Energieförderverordnung, eigene Berechnung

Bei Eigenverbrauch erspart die Solarstromanlage auf dem Hausdach den Strombezug vom Netz. Dieser kostet im Hochtarif im Durchschnitt 20,7 Rp/kWh.²³ Für Anlagen mit 20-40% Eigenverbrauch genügt deshalb die Einmalvergütung, um die Investition auf Dauer wirtschaftlich zu gestalten. Bei Anlagen ohne Eigenverbrauch ist dies kaum der Fall, da sie ein deutlich höheres Marktwertisiko gewärtigen, weil der grösste Teil des Solarstroms ins Netz eingespeist wird.

- Kleine PV-Anlagen (KLEIV) erhalten 2019 einen Grundbeitrag von 1400 CHF pro Anlage und einen Leistungsbeitrag von 300 bis 340 CHF/kWh. Daraus ergibt sich bei einer mittleren Anlagengrösse von 14,6 kW ein durchschnittlicher Investitionsbeitrag von CHF 6222.—bzw. 426 CHF/kWh, was bei einer Lebenserwartung von 35 Jahren und 1000 kWh/kW Produktion ein Beitrag von 1,28 Rp/kWh ergibt.
- Grosse PV-Anlagen (GREIV) erhalten 2019 einen Grundbeitrag von 1400 CHF pro Anlage und einen Leistungsbeitrag von 300 CHF/kWh. Daraus ergibt sich bei einer mittleren Anlagengrösse von 296,9 kW ein durchschnittlicher Beitrag von CHF 90'463.— für Neuanlagen, woraus sich bei einer Lebenserwartung von 35 Jahren und einer Produktion von 1000 kWh/kW/a ein durchschnittlicher Beitrag von 0,9 Rp/kWh ergibt.²⁴

²³ <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-76327.html>

²⁴ Die Durchschnittswerte basieren auf dem Pronovo Cockpit 2019Q2 (Mittlere Anlagengrösse im 2019H1).

7. Marktwert der erneuerbaren Stromerzeugung

Markterlöse pro Kilowattstunde im Zeitverlauf

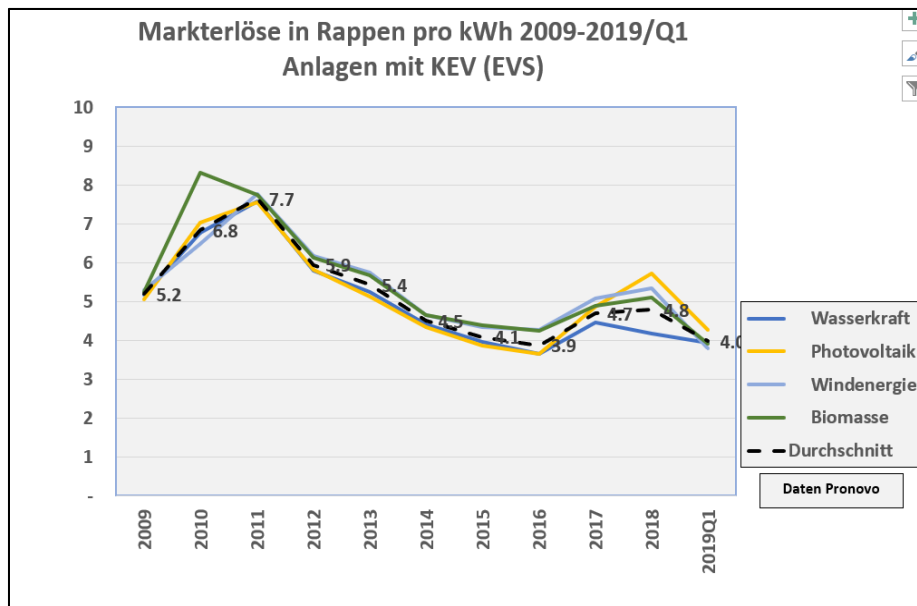


Abbildung 23 Entwicklung der Referenzmarktpreise für Strom aus erneuerbaren Energien

Datenquelle: Pronovo EVS-Reporting

Die Markterlöse für Strom sind seit Jahren generell eher rückläufig.

Von allen Technologien erzielte die Photovoltaik durchschnittlich die höchsten Erlöse pro kWh. Der Solarstrom wird im Tagesverlauf zu Zeiten des grössten Bedarfs eingespeist.

Der Marktanteil der Photovoltaik ist mit rund 3 % noch immer sehr klein. Er vermag bei starkem Sonnenschein noch keine starke Senkung der Börsenstrompreise zu bewirken. Allerdings sind die teuren Preisspitzen am Mittag dank der Photovoltaik kleiner geworden und der weit höhere Solarstromanteil in Deutschland führt immer häufiger zu sinkenden Preisen an sonnigen Nachmittagen.

Die zweithöchsten Markterlöse erzielte die Windenergie, deren Leistung mehrheitlich im Winterhalbjahr eingespeist wird.

Die geringsten Erlöse und – gemessen am Preis – den geringsten Marktwert weisen aktuell die kleinen Wasserkraftwerke auf, die nicht über Speicher verfügen. Dies liegt daran, dass rund die Hälfte der Produktion zur Nachtzeit eingespeist wird, mit einer Produktionsspitze im Sommer.

Mit der Schliessung von Kohlekraftwerken und Kernkraftwerken ist es nicht ausgeschlossen, dass in Zukunft für Nachtstrom im Mittel höhere Erlöse erzielt werden als für den Strom zur Tageszeit.

Mit dem weiteren Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie ist zu erwarten, dass die Preise witterungsspezifisch noch grössere Fluktuationen aufweisen als bisher. Deshalb wird die Absicherung des Marktwerttrisikos durch gleitende Marktprämien oder andere Vorkehrungen im internationalen Wettbewerb immer wichtiger.

Europäische Strompreis-Entwicklung und Auftreten von negativen Strompreisen

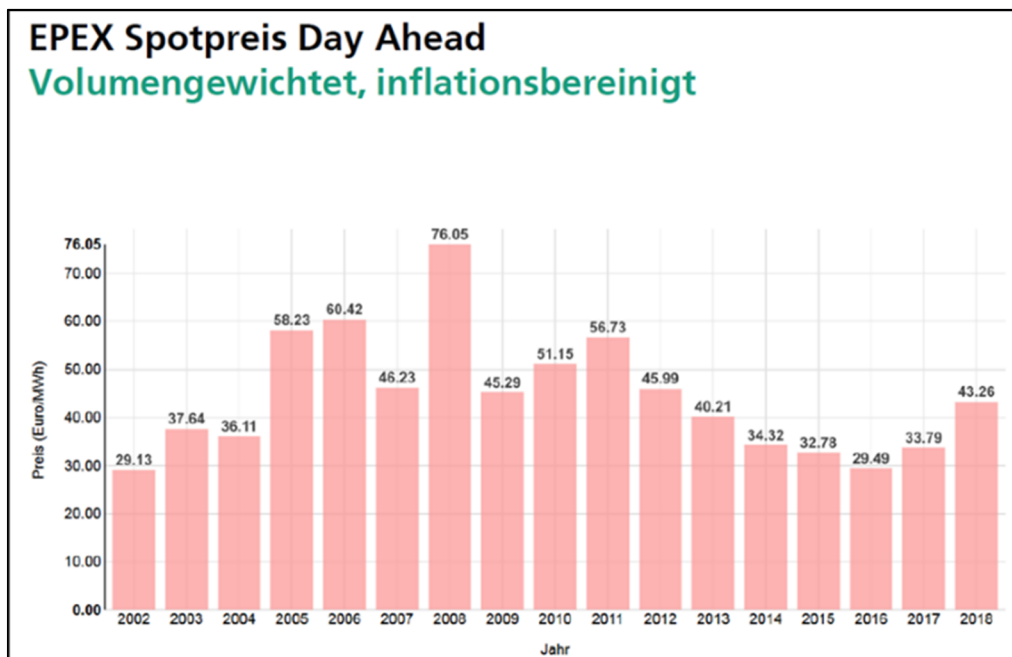


Abbildung 24 Spotmarktpreise day ahead Deutschland

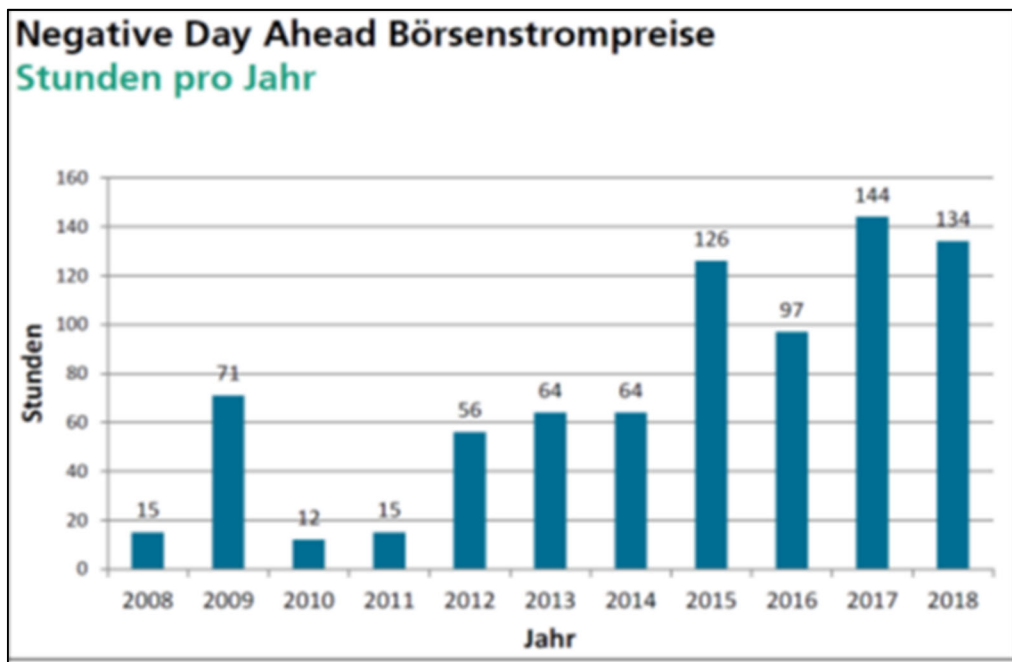


Abbildung 25: Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen in Deutschland

Quelle: Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2018, Fraunhofer ISE (www.energycharts.de)

Die Strompreise haben sich ab 2017 dank der Revision des EU-Emissionshandelssystem leicht erhöht. Fossile Brennstoffe werden seither mit einem CO₂-Preis von 20 bis 30 €/t CO₂ belastet, was die Stromerzeugung aus Kohle um 1,5 bis 3 €/kWh verteuert.

Die höheren CO₂-Preise führen dazu, dass sich das «einfach Laufenlassen» in Zeiten mit geringem Bedarf verteuert. Die Betriebsführung von konventionellen Kraftwerken mit Bandenergie ist deshalb in vielen Ländern flexibilisiert worden. Die Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen in Deutschland ist 2018 nicht mehr weiter gestiegen.

«Merit Order-Effekt» und Marktwertisiko

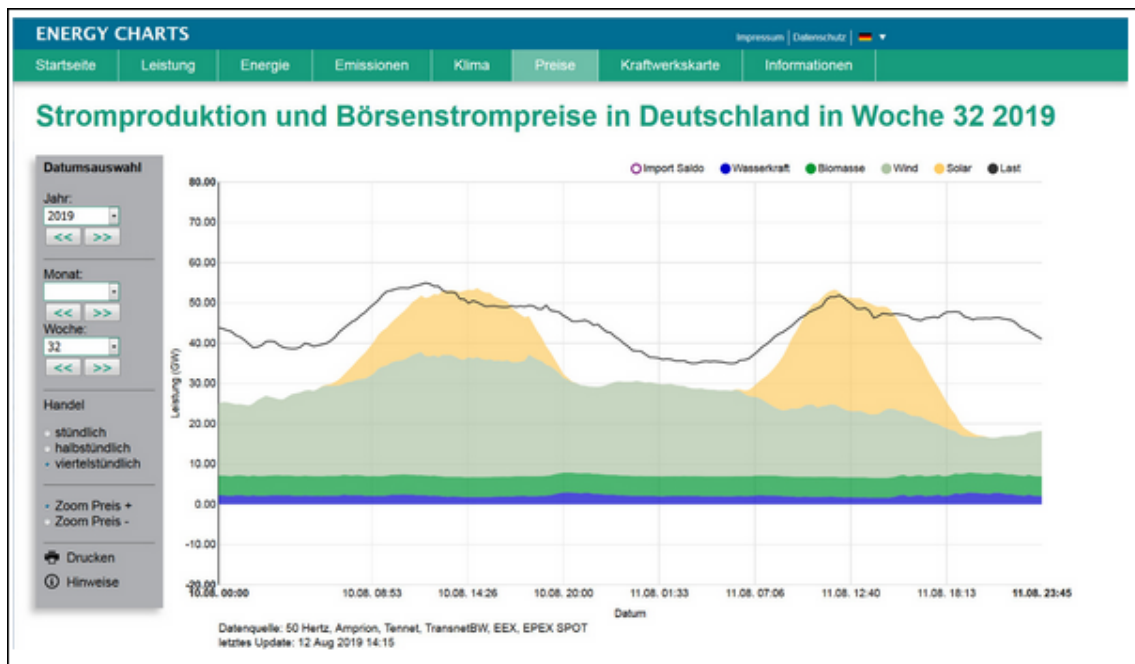


Abbildung 26 Stromanzeugung aus erneuerbaren Energien übersteigt Last in Deutschland

Quelle: PV Magazine August 2019 <http://bit.ly/2TLDz2W>

Im wettbewerblichen Strommarkt bestimmt jeweils die teuerste Anlage, die zur Bedarfsdeckung gerade noch benötigt wird, den Strompreis (sogenannte Merit Order). Während Jahrzehnten lieferten fossile Spitzenlast-Kraftwerke den «Restbedarf» und «machten den Preis». Ihre Bedeutung verringert sich mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien und dem Vormarsch grosser Batterien. In Ländern mit hohem Erneuerbaren-Anteil führen starker Wind und viel Sonne dazu, dass fossile Kraftwerke ganz vom Netz gehen. Dann sind nur noch Kraftwerke am Netz, die variable Kosten von nahe null aufweisen, weshalb dann auch die Strompreise immer öfter gegen null tendieren.

In Deutschland vermochten die erneuerbaren Energien am 10. August und am 11. August 2019 den Strombedarf während Stunden vollständig zu decken (Abbildung 25).

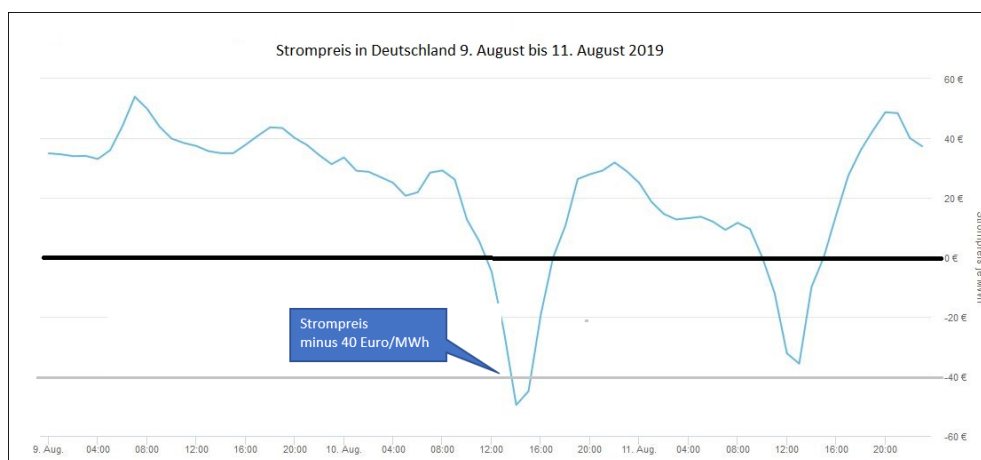


Abbildung 27 Strompreise Deutschland 9. August bis 11. August 2019

Quelle: Agora Energiewende, Agorameter

An beiden Nachmittagen verzeichneten die Strompreise negative Werte von minus 40 bis minus 45 Euro pro MWh (minus 4 bis minus 4.5 €/kWh). Abhilfe ist möglich mit Speichern (Batterien, Power-to-gas usw.) oder mittels Abregelung von Anlagen.

Strompreis-Entwicklung in der Schweiz

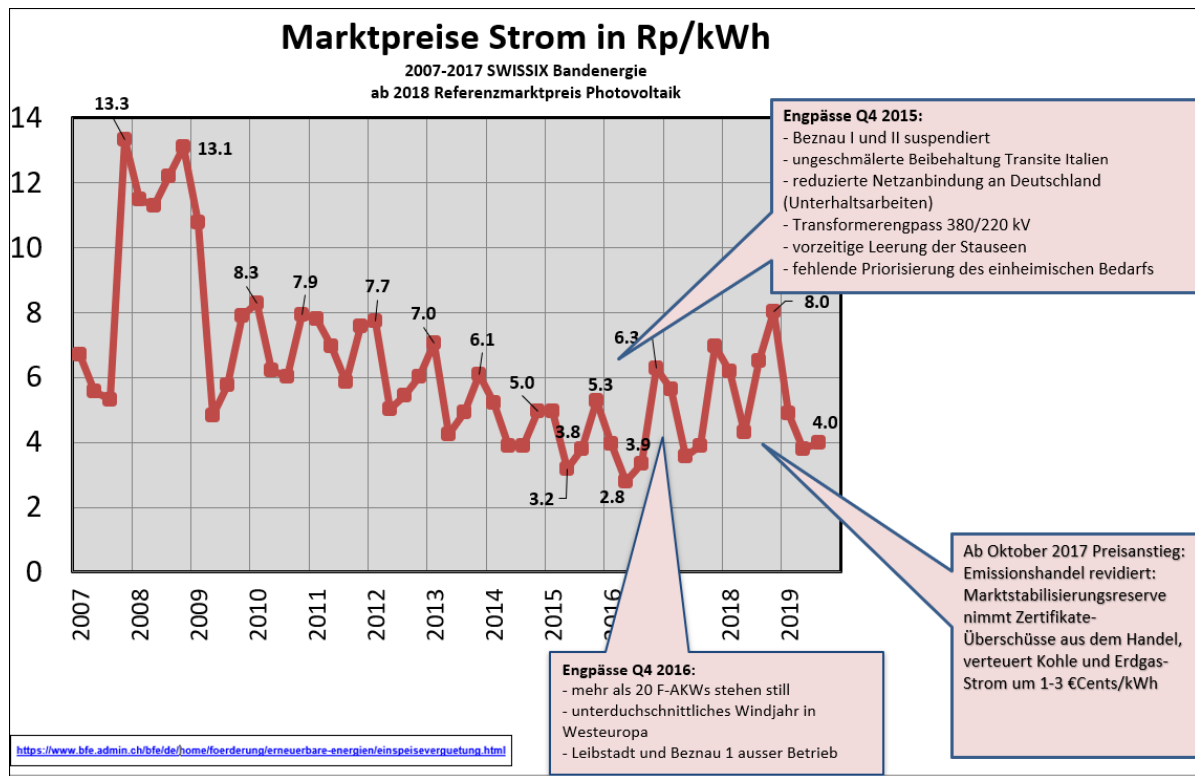


Abbildung 28 Strompreise in der Schweiz

Quelle: Bundesamt für Energie²⁵

Die Strompreise in der Schweiz verlaufen parallel zu den internationalen Märkten. Sie befinden sich im Sinkflug. Der Stromverbrauch hat sich in den letzten zehn Jahren stabilisiert. Sinkende Preise sind ebenso auf den verstärkten Wettbewerb zurückzuführen. Weil die erneuerbaren Energien sehr tiefe marginale Kosten aufweisen, dürfte sich der Preisdruck noch verschärfen.

Kraftwerke mit Wasser-, Wind- und Solarenergie bleiben in der Regel auch dann in Betrieb, wenn sie ihre Vollkosten nicht decken. Weil die marginalen Kosten – laufender Aufwand ohne Finanzierungskosten – nahe bei null liegen, macht es keinen Sinn, die Anlagen bei tiefen Preisen abzuschalten.

Die tiefen Strompreise im ersten Halbjahr 2019 sind auch auf die tiefen Preise für Erdgas zurückzuführen, die auf eine international zu beobachtende Überproduktion zurückzuführen sind. Kohlekraftwerke mit hohen variablen Gestehungskosten und höheren CO₂-Preisen wurden dank den gestiegenen Preisen für CO₂ im EU-Emissionshandelssystem in ganz Europa seltener eingesetzt.

²⁵ Marktpreis gemäss Art. 3bbis, Abs. 2 und 3, EnV (Swissix Base bis 31.12.2017), Referenz-Marktpreise gemäss Art. 15, EnFV (Day-ahead-Preis ab 2018), <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung.html>

Marktpremie zur Kompensation witterungsbedingter Preiseinbrüche

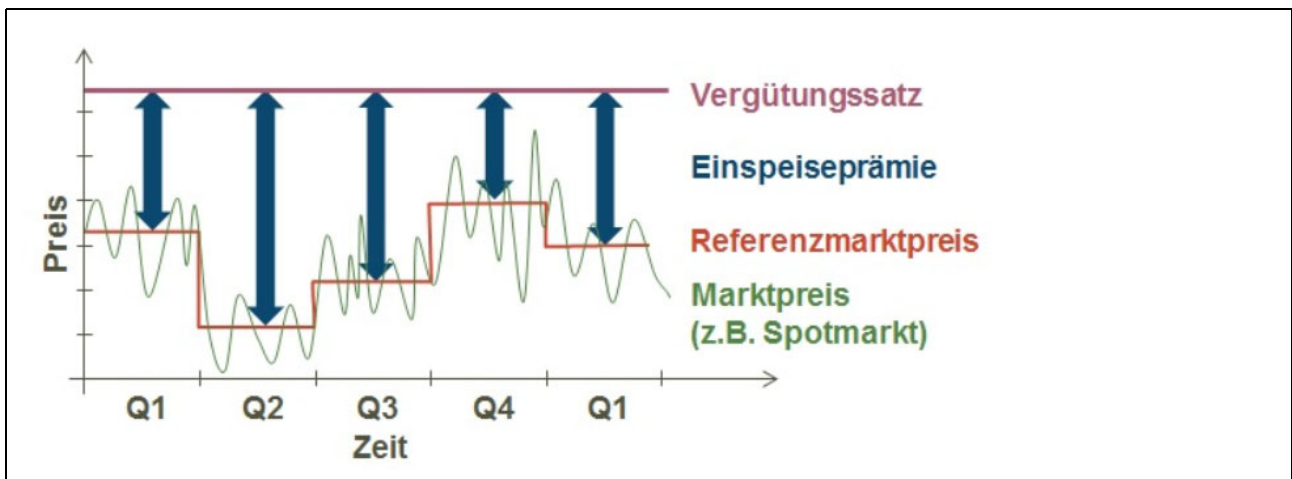


Abbildung 29 Marktpreis + Einspeiseprämie ergeben die Gesamtervergütung

Quelle: BFE-Faktenblatt: Direktvermarktung Version 1.0 vom 22. November 2017²⁶

Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist nur möglich, wenn Investitionen eine Rendite abwerfen. Um die Versorgungssicherheit zu stärken und um die Investitionen vor dem witterungsbedingten Marktwertisiko zu schützen, sind heute in den meisten Ländern Preisabsicherungen in Kraft: Neue Kraftwerke, die nicht massgeblich dem Eigenverbrauch dienen, erhalten nebst dem Markterlös eine ergänzende Marktpremie (in der Schweiz: «Einspeiseprämie»)²⁷ während 15 bis 20 Jahren. So kann die nötige Abschreibung und auskömmliche Rendite erzielt werden, auch wenn sich die Strompreise witterungsbedingt unter dem kostendeckenden Niveau bewegen (Abbildung 29).

Diese Massnahmen stellen sicher, dass die nötigen Investitionen stattfinden und haben einen preisenkenden Effekt, denn die Investitionen erfolgen mit einer tiefen Risikoprämie, was die Finanzierungskosten senkt. Die Höhe der Vergütungen wird heute in den meisten Ländern mittels Ausschreibungen wettbewerblich ermittelt (Ausnahme: Kleinanlagen).

Seit der Verteuerung der CO₂-Emissionen im EU-Emissionshandelssystem sind Grossverbraucher an Direktverträgen für Strom aus Wind- und Solarkraftwerken interessiert. Mit langjährigen Bezugsverträgen zu fixierten Preisen sichern sich Anbieter und Nachfrager gegenseitig ab (sog. PPAs, *power purchase agreements*).

Einspeiseprämien sind keine Subventionen

In der polarisierten Diskussion werden Einspeiseprämien zuweilen als «Subvention» denunziert. Einspeiseprämien werden nicht aus dem Staatshaushalt, sondern verursachergerecht von den Konsumentinnen und Konsumenten finanziert, die von den tiefen Preisen der erneuerbaren Energien profitieren. Es ist deshalb falsch, von Subvention zu sprechen. Marktpremien führen ein Gleichgewicht herbei zwischen den Ansprüchen der Investoren auf eine auskömmliche Rendite und denen der Konsumentinnen und Konsumenten nach möglichst preisgünstigem, sauberem und sicherem Strom.

Bei den meisten Bieterverfahren werden feste Kontingente wiederkehrend und differenziert nach Technologie ausgeschrieben. Das jeweils günstigste Gebot erhält den Zuschlag. Solche wettbewerblichen Verfahren sind laut EU-RICHTLINIE 2018/2001 auch künftig nötig, um die Transformation der Stromversorgung zu ermöglichen. Auch Einspeisevergütungen sind erlaubt und besonders sinnvoll für Kleinanlagen ohne Eigenverbrauch, denn sie senken die Transaktions- und Netzausbaukosten.

²⁶ https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung/jcr_content/par/tabs/items/tab/tabpar/externalcontent.external.exturl.pdf

²⁷ Art. 21 EnG

8. Überschüsse und Reserven im Netzzuschlagsfonds

Entwicklung der Überschüsse im Verhältnis zu den Jahreseinnahmen

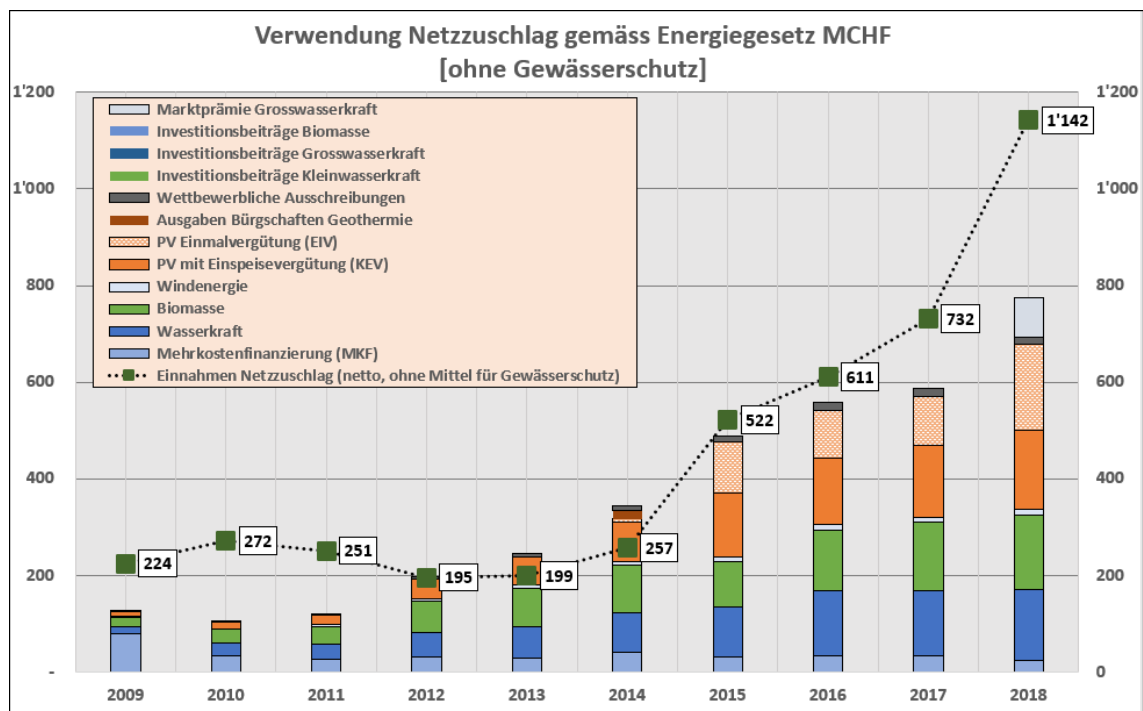


Abbildung 30 Mittelverwendung und Einnahmen des Netzzuschlagsfonds

Quelle: Staatsrechnung 2018 Netzzuschlagsfonds, Jahresberichte KEV-Stiftung

Von den 1,142 Mrd. CHF Einnahmen des Netzzuschlagsfonds wurden 2018 nur 815 Mio. CHF einem gesetzlich vorgesehenen Zweck zugeführt. 327 Mio. CHF oder 28,6 Prozent der Mittel wurden als Reserve thesauriert.

Diese Reserven stehen als Absicherung für die Finanzierung von Einspeisevergütungen, Einmalvergütungen oder Investitionsbeiträgen zur Verfügung, wenn die Strompreise absinken sollten oder wenn die Nachfrage nach neuen Beiträgen die verfügbaren Einnahmen übersteigt.

Zu den Aufgaben, die ebenfalls aus dem Netzzuschlagsfonds finanziert werden, gehören ferner wettbewerbliche Ausschreibungen von Stromspar-Massnahmen, Beiträge an Geothermie-Erkundungsbeiträge und die Sanierung von Wasserkraftwerken für den Gewässerschutz.

Entwicklung und Zweckbindung der Reserven im Netzzuschlagsfonds

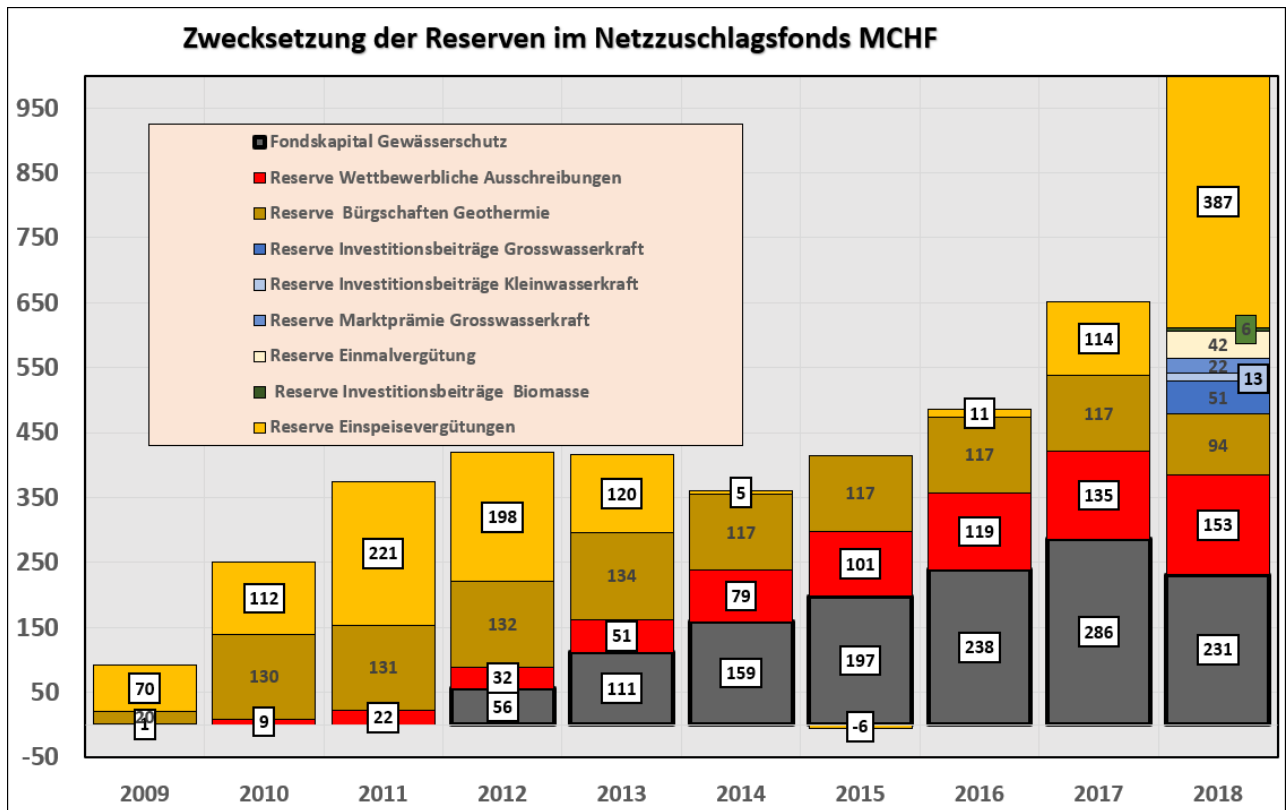


Abbildung 31

Quelle: Jahresbericht Netzzuschlagsfonds / Jahresberichte der KEV-Stiftung

Die Reserven des Netzzuschlagsfonds stiegen 2018 um 327 Mio. CHF oder 53% auf 999 Mio. CHF. Dies ist in absoluten Zahlen der höchste Zuwachs seit Einführung des Netzzuschlags.

Das Bundesamt für Energie hat folgende Reserve-Zuweisungen vorgenommen:

- 387 Mio. CHF für Einspeisevergütungen – Reserve mehr als verdreifacht.
- 42 Mio. CHF für «Einmalvergütung» (neu). Der Betrag liegt doppelt so hoch wie die von Pronovo eingegangenen «Verpflichtungen GREIV» (21,5 Mio. CHF) per Ende 2018.
- 51 Mio. CHF für «Investitionsbeiträge» Grosswasserkraft.
- 153 Mio. CHF für wettbewerbliche Ausschreibungen (+18 Mio. CHF).

Die reichlich dotierten Reserven für Gewässerschutz – die einzige Zweckbindung mit Rechtsgrundlage im Energiegesetz – wurde um 55 Mio. CHF gekürzt; dies soll später kompensiert werden.

Fazit

Die Reserven liegen heute auf einem ausreichenden Niveau, um Einbrüche bei den Strompreisen auf viele Jahre hinaus zu kompensieren, die einen Anstieg der Einspeisevergütungen verursachen könnten. Im nächsten Jahrzehnt werden viele teure Anlagen ihren Rechtsanspruch auf Einspeisevergütungen verlieren.

Reichweite des Netzzuschlagsfonds

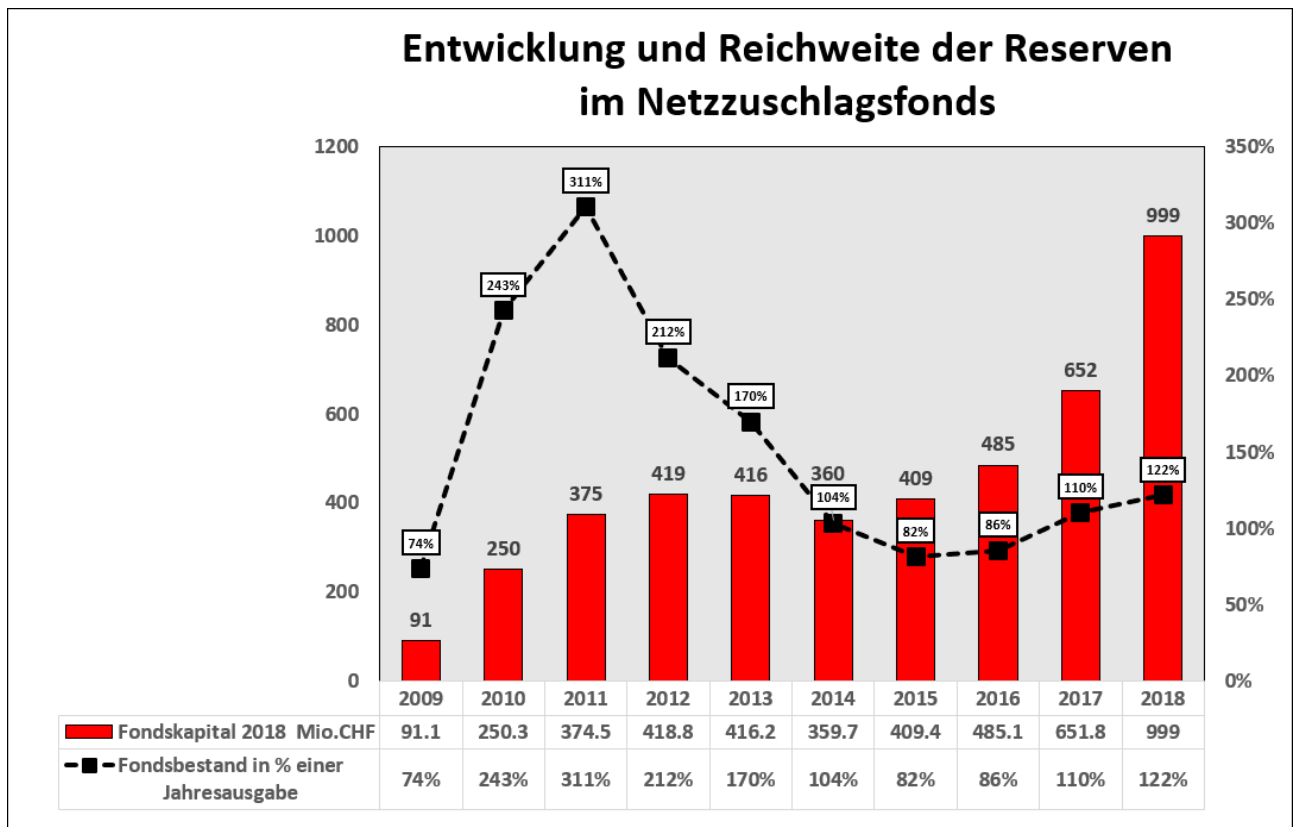


Abbildung 32 Reichweite Netzzuschlagsfonds

Quelle: Staatsrechnung 2018 Netzzuschlagsfonds, Jahresberichte KEV-Stiftung

Seit 2016 haben sich die Reserven im Netzzuschlagsfonds mehr als verdoppelt. Gleichzeitig wurden zahlreiche Leistungen von wiederkehrenden Vergütungen auf einmalige Investitionsbeiträge umgestellt. Der Netzzuschlagsfonds weist, gemessen an den Jahresausgaben 2018, eine Reichweite von 122% (Vorjahr 110%) auf.

Eine zusätzliche Neubildung von Reserven erscheint aus mehreren Gründen wenig sinnvoll:

- Es besteht ein gesetzlicher Leistungsauftrag, die erneuerbaren Energien in der Schweiz verstärkt auszubauen. Dem Abbau der Wartefristen sollte Priorität eingeräumt werden.
- Die Wahrscheinlichkeit, dass die Strompreise in den kommenden Jahren absinken, ist kleiner geworden, weil die EU das Emissionshandelssystem revidiert hat und die CO₂-Preise inzwischen besser steuern kann. Damit ist das Risiko gesunken, dass die Strompreise in den nächsten Jahren dauerhaft absinken, was den Netzzuschlagsfonds zusätzlich belasten würde.
- Das Bundesamt für Energie hat seiner Erwartung Ausdruck gegeben, dass die gestiegenen Strompreise auch zu einer Absenkung der Marktprämie für Grosswasserkraftwerke führen werden. Diese Leistung ist gemäss Gesetz bis Ende 2022 befristet und steht danach für die Finanzierung von neuen Kapazitäten zur Verfügung.

9. Werden die gesetzlichen Ziele erreicht?

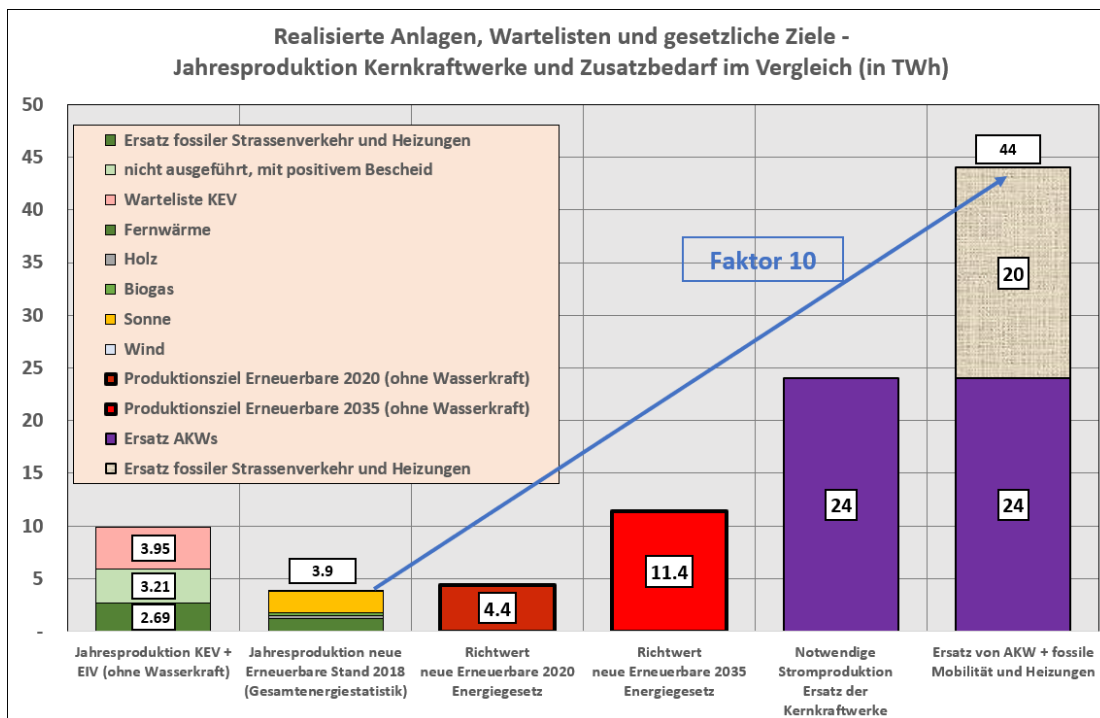


Abbildung 33 erreichte Jahresproduktion und Zielsetzung nach Gesetz

Quellen: Energiegesetz, KEV-Cockpit, Gesamtenergiestatistik, Schätzung Roger Nordmann

Das Energiegesetz sieht bis 2020 eine Produktion von 4,4 TWh aus neuen erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) vor.²⁸ Gemäss Pronovo Cockpit waren Mitte 2019 erst Anlagen mit einer Jahresproduktion von 2.69 TWh in Betrieb und ausfinanziert. Konsultiert man die Gesamtenergiestatistik, war Ende 2018 eine Jahresproduktion von 3.9 TWh erreicht. Es besteht eine Lücke von 0,5 TWh.

Es ist gut möglich, dass die gesetzlich geforderte Zusatzproduktion von 500 GWh pro Jahr bis 2020 erreicht wird. Rasche Zubauten sind besonders bei der Photovoltaik zu erwarten. Mit 37,7 TWh Durchschnittsproduktion über die letzten zehn Jahre ist das gesetzliche Ziel bei der Wasserkraft statistisch erfüllt.

Dies sollte nicht darüber hinwegtäuschen, dass die gesetzlichen Richtwerte ungenügend sind, um die Ziele des Pariser Abkommens zu erreichen. Dieses wurde von der Schweiz am 6. Oktober 2017 ratifiziert. Das Energiegesetz wurde ein Jahr zuvor, am 30. September 2016 verabschiedet. Bis spätestens 2050 soll die Schweiz klimaneutral werden, sagt inzwischen der Bundesrat.²⁹ Um dies zu erreichen, müssen Verkehr und Wärmeversorgung dekarbonisiert werden. Der Zusatzbedarf an Elektrizität dafür wird – basierend auf der Schätzung von Nordmann³⁰ – auf 20 TWh beziffert (ohne den Strombedarf für die Herstellung von synthetischen Treibstoffen für den Flugverkehr). Dazu kommt der Ersatzbedarf für die wegfallenden Kernkraftwerke von 24,5 TWh, was insgesamt einem Bedarf von 45 TWh aus neuen Kapazitäten bis 2050 entspricht. Entsprechend müssen die Richtwerte im Energiegesetz – 11,4 TWh Zusatzproduktion – auf 26 TWh bis 2035 mehr als verdoppelt werden und auf 45 TWh bis 2050

²⁸ Artikel 2 Energiegesetz: 1 Bei der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2020 bei mindestens 4400 GWh und im Jahr 2035 bei mindestens 11 400 GWh liegt. // 2 Bei der Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei mindestens 37 400 GWh liegt.

²⁹ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-76206.html>

³⁰ Roger Nordmann: Sonne für den Klimaschutz, ein Solarplan für die Schweiz, Zytglogge Verlag 2019

vervierfacht werden. Ein jährlicher Zubau von 1,5 bis 2 GW Photovoltaik ist nötig, soll eine hohe Abhängigkeit vom Ausland vermieden werden.

Kleine Anlagen spezifisch teurer als Grossanlagen

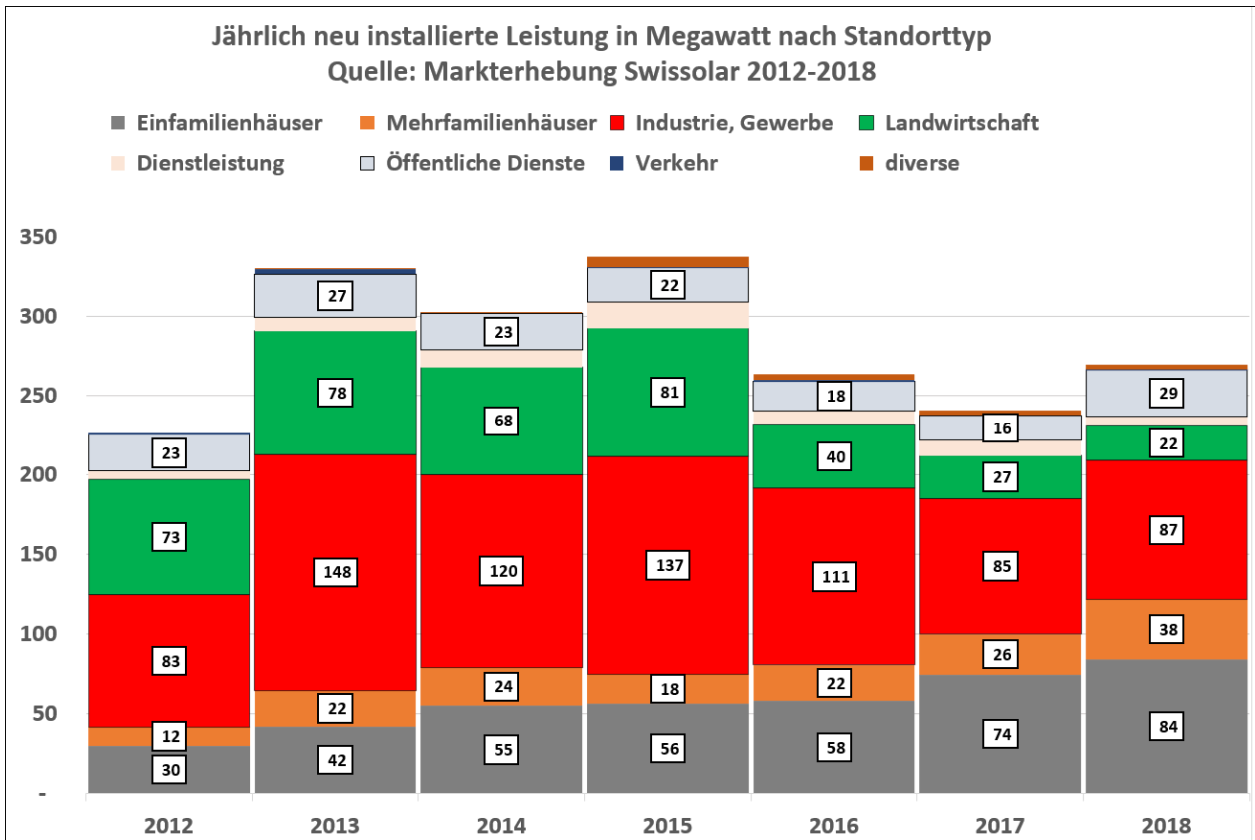


Abbildung 34 Neu installierte Photovoltaik nach Standort

Quelle: Swissolar

Parlament und Bundesrat favorisierten in den letzten Jahren die Einmalvergütungen und belassen die Kontingente für Einspeisevergütungen auf sehr tiefem Niveau. Zwei Standorttypen dominierten in der Folge den Markt:

- Wohnbauten, insbesondere Einfamilienhäuser mit Kleinanlagen,
- PV-Anlagen auf Gewerbebauten.

Der Anteil der Mehrfamilienhäuser am PV-Ausbau blieb bescheiden, obschon dies die häufigste Wohnform der Bevölkerung darstellt. Allerdings hat sich der Zuwachs 2017 etwas erhöht – möglicherweise eine Folge der neuen Möglichkeit zum Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV).

Der Bau von Anlagen auf landwirtschaftlichen Bauten hat sich seit 2013 um 72 Prozent vermindert – eine Folge der schlechten Rahmenbedingungen bei fehlendem Eigenverbrauch und der geringen Kontingente für Anlagen mit Einspeisevergütung.

Abnehmende Leistung – zunehmende Anzahl der Neuinstallationen

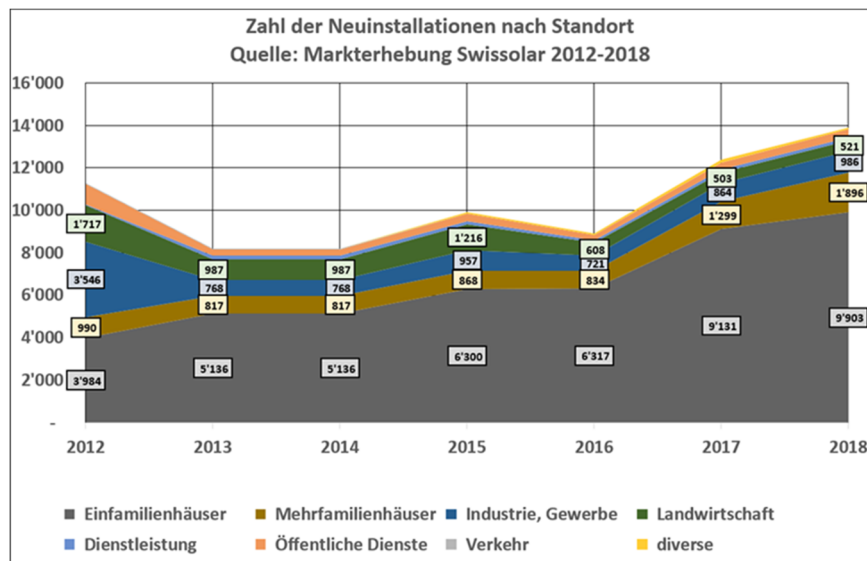


Abbildung 35 Zahl der Neuinstallationen

Quelle: Markterhebung Swissolar 2012-2018

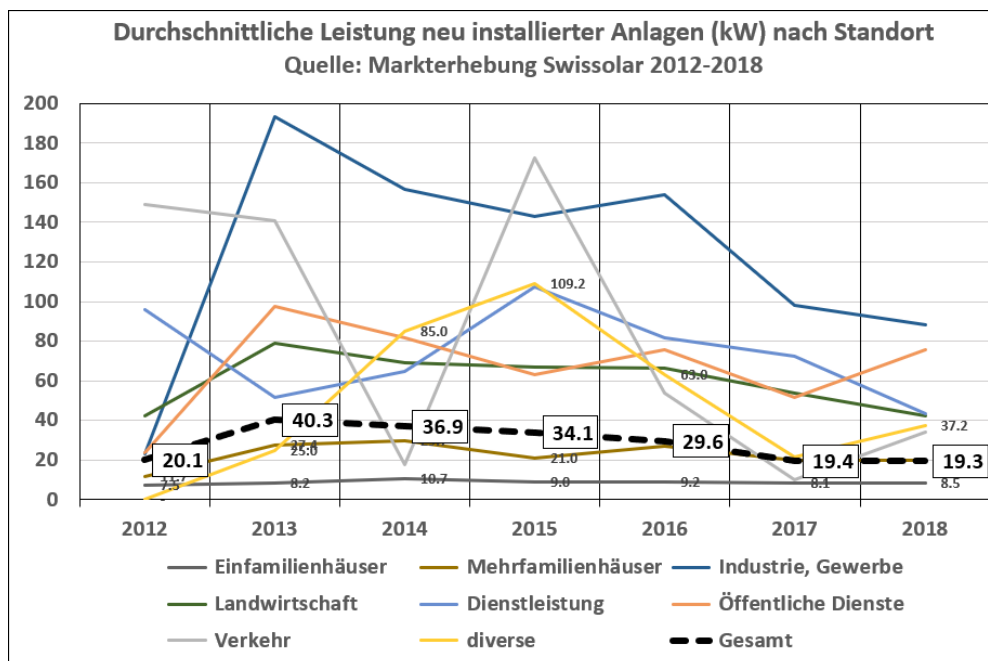


Abbildung 36 Durchschnittsleistung der Neuinstallationen nach Standort

Quelle: Markterhebung Swissolar 2012-2018

Durch den Rückgang der Kontingente mit Einspeisevergütungen ab 2015 orientierte sich die Dimensionierung neuer Anlagen zunehmend am erwarteten Eigenverbrauch am jeweiligen Standort. Anlagen ohne Eigenverbrauch waren meistens nicht wirtschaftlich, es sei denn sie erhielten eine Preisgarantie (KEV). Die Einmalvergütungen führten zur Verkleinerung der Neuanlagen, d.h. zum stetigen Rückgang der spezifischen Leistung. Die Zahl der Kleinstanlagen auf Einfamilienhäusern nahm gleichzeitig stark zu. Am stärksten litten Standorte der Landwirtschaft unter dieser Politik, am wenigsten die Anlagen auf öffentlichen Bauten. Bei Anlagen auf Einfamilienhäusern waren die Entscheidungswege kurz, weil die meisten Konsumentinnen und Konsumenten von Solarstrom gleichzeitig Eigentümer waren. Umgekehrt sanken die kostengünstigen Neuinstallationen auf Gewerbebauten und erreichten nie mehr den Stand von 2012. Fast gänzlich fehlten Anlagen auf oder an Verkehrsflächen.

Kostengünstige Photovoltaik erfordert Zugang zu grossen Stellflächen

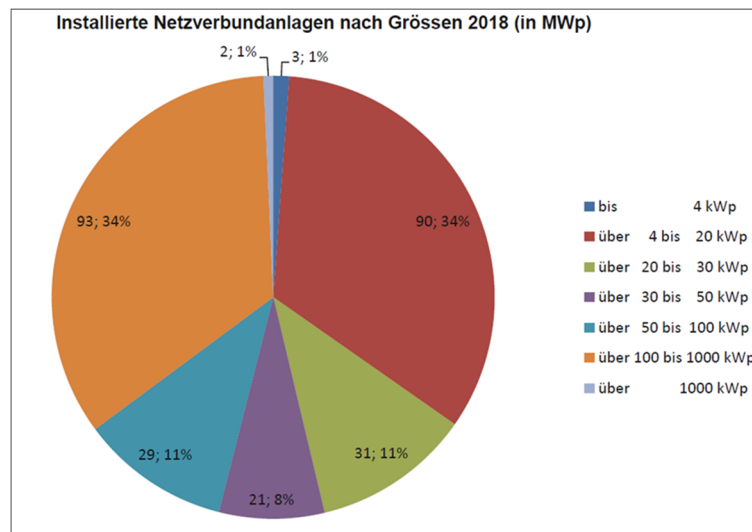


Abbildung 37 Marktanteil von neu installierten Solarstromanlagen 2018 nach Grösse

Quelle: Swissolar Markterhebung 2018

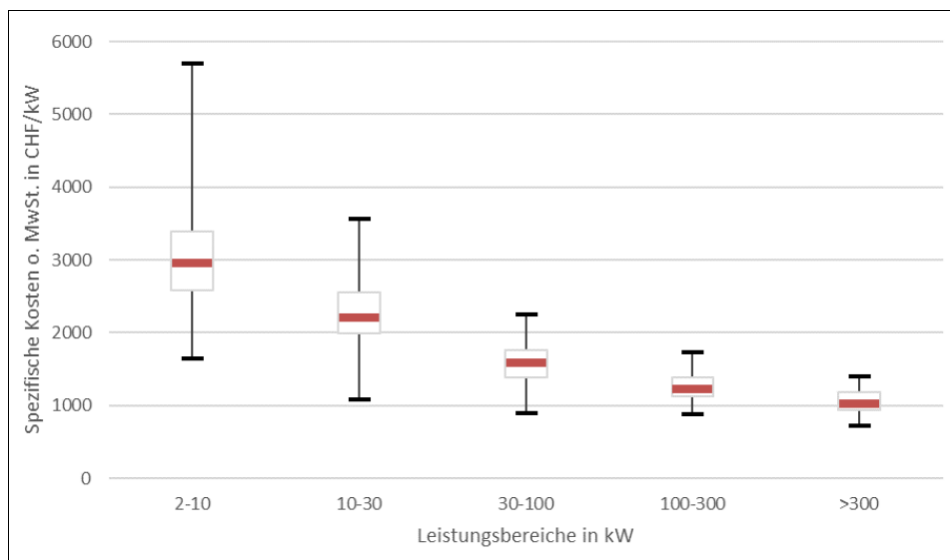


Abbildung 38 Spezifische Kosten von PV-Anlagen nach Grösse – Marktuntersuchung 2018/19

Quelle: Bundesamt für Energie: Observation du marché photovoltaïque 2018 (Mai 2019)³¹

Der PV-Ausbau in der Schweiz konzentriert sich bisher auf die Erstellung von Kleinanlagen. Sie weisen in der Regel höhere spezifische Kosten auf als Grossanlagen (Abbildung 38). Im Jahr 2018 wurden nur gerade zwei der besonders kostengünstigen Anlagen mit einer Leistung von mehr als 1 MW erstellt.

Anlagen auf Dächern und Anlagen weisen eine Reihe von Vorteilen auf: Sie sind in bestehende Bauten integriert. Die Stromerzeugung erfolgt verbrauchsnahe, dezentral und verursacht geringe Netz-Integrationskosten. Solarstromanlagen auf Dächern geniessen grosse Akzeptanz, weil sie keine freien Flächen versiegeln. Die Einmalvergütung ist ein Erfolg und deckt einen wachsenden Anteil der Stromerzeugung mit grossem Potenzial nach oben. Doch sie reicht nicht aus.

Will die Schweiz ihre Klimaziele erreichen, müsste auch das kostengünstige Segment der grossen PV-Anlagen unbedingt bessere Rahmenbedingungen erhalten, zum Beispiel mittels Einführung der Finanzierung durch Ausschreibungen und *Contracts für Difference* nach dem Modell Grossbritanniens.

³¹ <https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/9716>

Kostengünstige Grossanlagen im Ausland

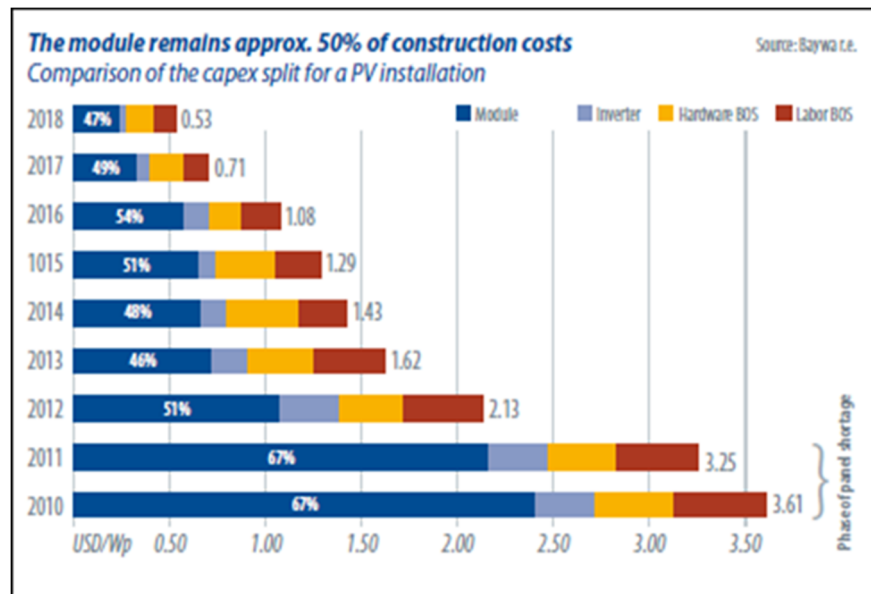


Abbildung 39 Kostenentwicklung von grossen PV-Anlagen in \$/W (Angaben Baywa-re)

Quelle: PV Magazine 07/2019

Die Grafik des deutschen Anlagenbauers Baywa-re illustriert die starken Preissenkungen, die bei der Installation von Grossanlagen in den letzten Jahren realisiert werden konnten. Die spezifischen Kosten sanken von \$3,61/Watt auf \$0,53/Watt. Dies entspricht einer Kostensenkung von 85 Prozent.

Es bestehen zwar gewisse Zweifel an der Genauigkeit der zitierten Preiserhebung von Planair.³² Die Untersuchungen des BFE bestätigen aber die Erkenntnisse aus dem In- und Ausland, wonach die Kosten von PV-Anlagen deutlich gesenkt werden können, wenn Grossanlagen gebaut werden. Entsprechend müsste man die entsprechenden Standort-Potenziale genauer untersuchen und die Bildung von «Clustern» zulassen, bei denen mehrere Anlagen an einer bestimmten Infrastruktur, zum Beispiel einer Autobahn, einer alpinen Strasse oder einer Eisenbahnlinie, rechtlich zu einem einzigen Projekt zusammengefasst werden könnten.

³² Swissolar, der schweizerische Branchenverband für Solarenergie, steht der zitierten Untersuchung, die im Auftrag des Bundesamtes für Energie erstellt wurde, eher kritisch gegenüber.

Unklar sei, auf welche Firmenangaben sich die Untersuchung abstütze. Es bestünden Zweifel, dass diese ein repräsentatives Bild lieferten. In der Umfrage fehle die technische Schnittstellendefinition, u.a. nach Technologie («Vermischung von Speicherung, PV, Lastmanagement») und nach Projekt («ging es um echte Kostentransparenz oder nur darum, ‚Billig-Jakobpreise‘ zu finden?»). Die Erhebung der Daten sei unstrukturiert und unkoordiniert erfolgt und die «extreme Kurzfristigkeit» bei der Preisumfrage habe zu einer eingeschränkten Datenerfassung infolge fehlendem Response geführt. Relevante Marktteilnehmer seien gar nicht angeschrieben worden. Und die Umfrage sei von einer Person durchgeführt worden, die selber als Marktteilnehmer aktiv sei, was die Antwortbereitschaft und die Genauigkeit der Daten beeinflusst haben könne.

Kostensenkungen auf Marktpreisniveau nur möglich mit neuem Strommarktdesign

Durchgeführte Ausschreibungsrunden 2017-2018		
Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert in ct/kWh*
Solar	1. Februar 2017	6,58
	1. Juni 2017	5,66
	1. Oktober 2017	4,91
	1. Februar 2018	4,33
	1. Juni 2018	4,59
	1. Oktober 2018	4,69
Wind an Land	1. Mai 2018	5,71
	1. August 2018	4,28
	1. November 2018	3,82
	1. Februar 2018	4,73
	1. Mai 2018	5,73
	1. August 2018	6,16
Wind auf See	1. Oktober 2018	6,26
	1. April 2017	0,44
	1. April 2018	4,66

Abbildung 40 Zuschlagswert von Grossanlagen in Deutschland in €/kWh 2017/18

Quelle: Bundesnetzagentur Monitoringbericht 2018

Sehr tiefe Zuschlagspreise für Solarstrom von weniger als 5 €/kWh wurden selbst in Deutschland erreicht (Abbildung 40). Sie verdeutlichen die hohe Wettbewerbsfähigkeit der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windkraft, wenn Anlagen ohne Eigenverbrauch im Rahmen von Ausschreibungen eine feste Vergütung über 20 Jahre erhalten. Die tiefen Gebote sind einzig möglich,

a) wenn Standortbewilligungen unbürokratisch erteilt werden und

b) wenn eine Mindestpreisgarantie (gleitende Marktprämie) die Betreiber vor den Preisschwankungen an der Strombörse zumindest in den ersten Jahren ab Erstellung der Anlage schützt, was zu tiefen Risikoprämien bei der Finanzierung führt. Solche wettbewerblichen Modelle mit festen Bezugsverträgen sind inzwischen auf der ganzen Welt üblich und werden immer häufiger auch von privaten Grossverbrauchern abgeschlossen. Nur in der Schweiz will man die Vorteile der Preissicherheit nicht wahrhaben und setzt auf Ausschreibungen, bei denen bloss eine Einmalvergütung wettbewerblich verteilt werden soll. Dies birgt die Gefahr, dass ein neuer Kostendeckel für Grossanlagen entsteht (in Form neuer Kontingente anstelle des bisherigen Rechtsanspruchs auf Einmalvergütung) und dass die Gestehungskosten in der Schweiz nicht wettbewerbsfähig sind, weil die Risikoprämien viel höher ausfallen als im benachbarten Ausland.

Weil die Erlöse von witterungsabhängigen erneuerbaren Energien bei starker Sonne oder starkem Wind gegen null tendieren, muss ein spezifisches Marktdesign, angepasst auf die erneuerbaren Energien, die Betreiber vor den Preissenkungen schützen. Nur so ist möglich, dass die neuen Technologien ihre Vorteile ausspielen können. Geschieht dies nicht, sind tiefe Preisgebote wenig realistisch.

Solange die Schweiz auf gleichwertige Rahmenbedingungen verzichtet, wie sie im angrenzenden Ausland üblich sind, wird der Zubau grosser PV-Anlagen ausbleiben. Auch die Nachfrage nach Winterstrom kann nach dem Entscheid des BFE, die Einspeisevergütungen zu beenden, nur mit spezifischen Ausschreibungen adressiert werden.

Neue Nutzflächen für Grossanlagen und für die Stromerzeugung im Winterhalbjahr

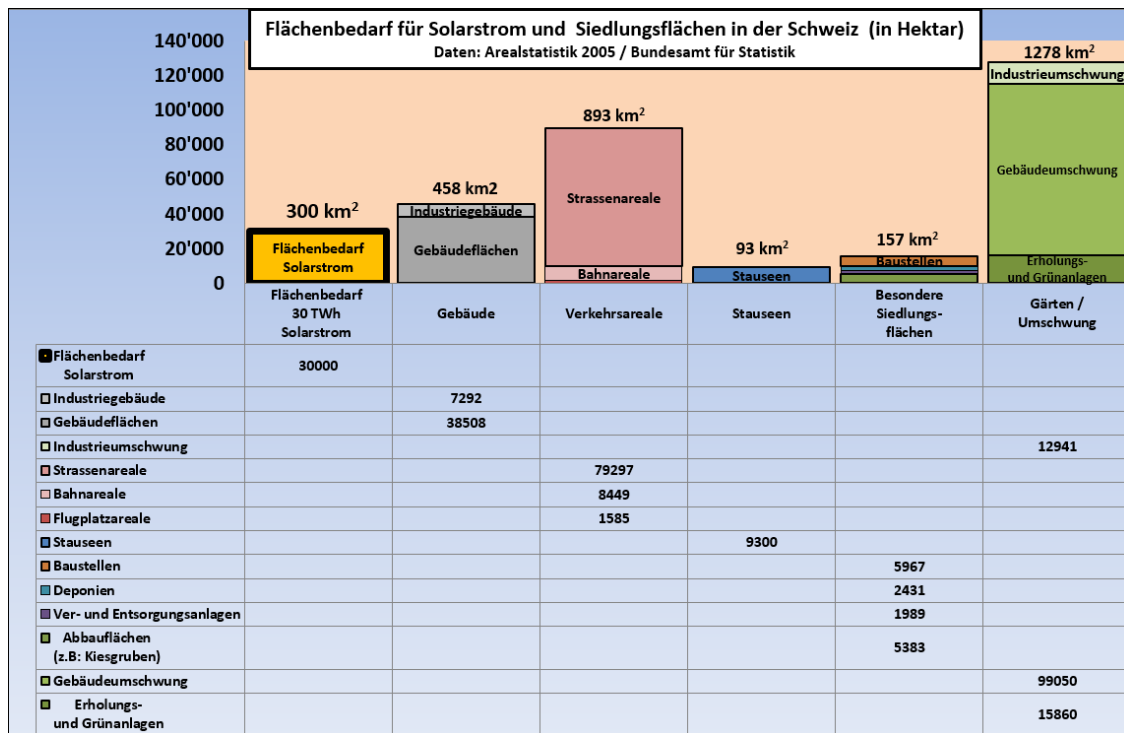


Abbildung 41 PV-Standflächen auf bestehenden Nutzungszonen

Quelle: Arealstatistik der Schweiz (Bundesamt für Statistik)

Für eine zusätzliche Stromerzeugung von 20 bis 30 TWh aus Photovoltaik sind neue Standflächen im Umfang von mindestens 30'000 ha (entsprechend 300 km²) nötig.

Die Arealstatistik (2005) zeigt, dass vielversprechende Potenziale auf bestehenden Infrastrukturen bestehen. Solarmodule können neben, an oder über Strassen und Schienen montiert werden, ebenso an öffentlichen Gebäuden, Schutzbauten, Lärmschutzwänden, Lawinenverbauungen, an Brücken oder Brückenpfeilern, Leitplanken oder Zäunen.

Weitere Potenziale bestehen im Umfeld von Wasserkraftwerken, wo Netzanschlüsse mit hoher Leistung schon bestehen: schwimmende Anlagen auf Stauseen, an Staumauern oder über Druckleitungen. Die Grundproblematik ist weder technischer noch finanzieller Natur, sondern institutioneller Art. Folgende Gründe können zur Ablehnung multifunktionaler Nutzungen führen:

- Fehlende Verfügbarkeit der Standflächen, Desinteresse der öffentlichen Hand oder der privaten Besitzer
- Fehlender Eigenverbrauch, hohe Planungs- und Transaktionskosten, fehlende Wirtschaftlichkeit
- Befürchtungen um die Ästhetik, ungenügendes Design, fehlende bauliche Integration
- Fehlende Richtplanung und fehlende Nutzungsplanung der Kantone
- Fehlende Spielregeln bei Planung, Betrieb oder Entsorgung; in der Peripherie: hohe Netzanbindungskosten
- Fehlende Standardisierung/Modularisierung von PV-Installationen, zum Beispiel entlang von Autobahnen
- Fehlende Zusammenarbeit mit den Eignern, fehlende Abgeltung der Nutzungsrechte («Solarzins»)

Um diese Flächen zu erschliessen braucht es ein Massnahmenpaket:

- Verankerung eines Rechtsanspruchs auf Nutzung öffentlicher Standflächen unter Bedingungen
- Verzicht auf Richtpläne und Nutzungspläne bei Inanspruchnahme bestehender Infrastrukturen
- Leistung eines regulierten Nutzungsentgelts («Solarzins») für öffentliche Standorte mit erhöhtem Anteil im Winterhalbjahr; Anerkennung der Netzanbindungskosten durch Swissgrid als Systemdienstleistung
- Ausschreibepflicht ganzer Cluster von Stellflächen (>3 MW) anstelle von kleinen Einzelanlagen
- Ausschreibungen speziell nach Topografie für Standorte ohne Eigenverbrauch

Förderkosten sinken ohne Reduktion der Rechtsansprüche

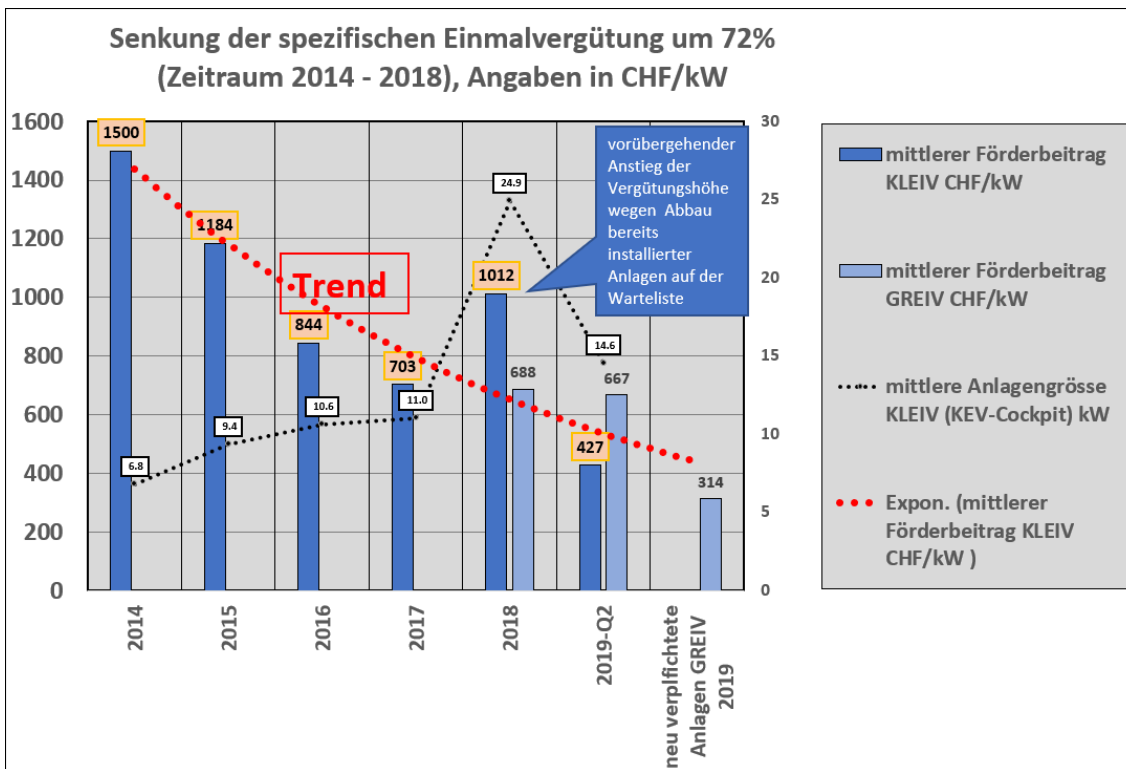


Abbildung 42 Entwicklung der spezifischen Einmalvergütung in CHF/kW

Quelle : Pronovo, KEV Cockpit

Der Quervergleich der Technologien zeigte, dass Photovoltaik neuen Strom zu den kostengünstigsten Bedingungen liefern kann. Es sollte deshalb unbedingt vermieden werden, dass durch die fortschreitende Absenkung der Vergütungen immer mehr Standorte unrentabel werden. Die spezifischen Kosten der Finanzierung von Neuanlagen sinken ohnehin, weil die alten Anlagen, die noch zu höheren Preisen ans Netz gingen, sukzessive von der Warteliste verschwinden.

Die Einmalvergütung – der spezifische Beitrag pro kW – sank von 1500 auf 427 CHF/kW (2019-Q2). Er ging damit seit 2014 um 72% zurück. Die Vergütungen für Neuanlagen (Baujahr 2019/2020) werden nochmals tiefer liegen. Dank dem Abbau der Wartelisten sinkt die Belastung des Netzzuschlags pro kW, ohne dass die Höhe der Einmalvergütung weiter gesenkt werden muss. Die 2019 neu verpflichteten Grossanlagen (GREIV) beanspruchen nur noch 314 CHF pro kW neu installierte Leistung.

Aus dem Abbau der Warteliste und der Steigerung der verfügbaren Mittel resultiert ein Hebeleffekt. Er kann die Expansion der Photovoltaik beflügeln, wird aber kaum das erforderliche Niveau von 1,5 bis 2 GW Neuinstallationen pro Jahr herbeiführen. Eher ist mit einem Zubau von 400 bis 500 MW pro Jahr zu rechnen, was für die Versorgungssicherheit bei Weitem nicht ausreicht.

Um den weiteren Ausbau attraktiv und systemdienlich zu gestalten, sollten die Bewilligungsverfahren weiter vereinfacht die Vergütungsmodelle differenziert werden. Die Netzdienlichkeit der Produktion und die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr sollten verstärkt adressiert werden.

Dazu braucht es erhöhte spezifische Vergütungen für Anlagen mit hohem Winteranteil und für Anlagen, die dank Batterien oder anderen Speichern mit gedrosselter Leistung ins Netz einspeisen. Zudem müssten die Stellflächen auf bestehenden Infrastrukturen der öffentlichen Hand unbürokratisch verfügbar gemacht werden.

10. Verstärkung der Produktion im Winterhalbjahr

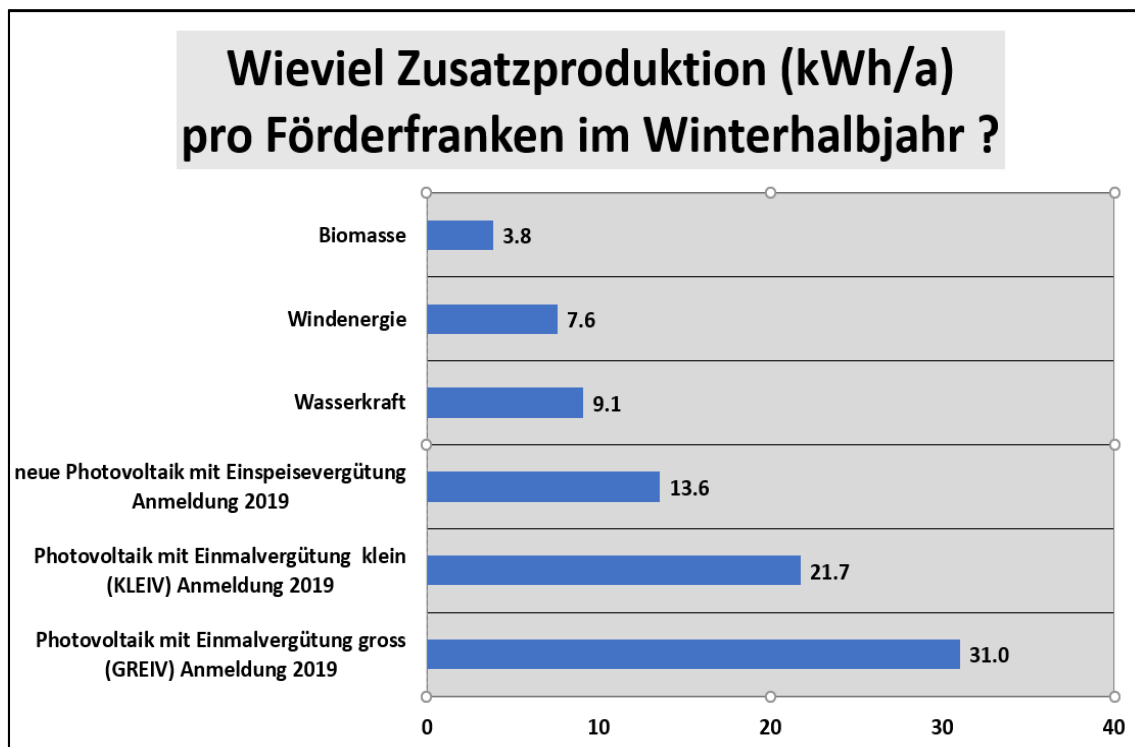


Abbildung 43 Zusatzproduktion pro Franken im Winterhalbjahr

Quelle: eigene Berechnung auf Basis aktueller Finanzierungsbestimmungen der EnFV

Die Schweiz hat dank den alpinen Speicherkraftwerken eine ausreichende verfügbare *Leistung*. Der Bedarf kann auch im Winterhalbjahr auf kurze Sicht stets gedeckt werden. Was hingegen fehlt, ist die Bereitstellung von zusätzlicher *Energie*.

Hier kann die Photovoltaik inzwischen einen weit billigeren Beitrag leisten als die Erstellung neuer Wasserkraftwerke. Der Vergleich der Kosten nach Technik (Abbildung 43) zeigt deutlich, dass die Photovoltaik auch für die Stromerzeugung im Winterhalbjahr die billigste Option darstellt. Für eine detaillierte Herleitung der Kosten sei auf die letztjährige Studie verwiesen.³³

Wichtigste Voraussetzung für einen hohen Beitrag der Photovoltaik im Winterhalbjahr ist die Verfügbarkeit von Standorten, an denen ein Winteranteil von 30 bis 40% der Produktion möglich ist. Nicht weniger bedeutsam ist die Schaffung eines Finanzierungsmodells, das wettbewerbsfähig auf Winterstrom fokussiert, zum Beispiel indem Auktionen speziell auf den Winteranteil fokussieren.

Dank dem Preiszerfall der Solarmodule, Wechselrichter, Aufständerung usw. wird die Energiewende zum wirtschaftlichen Unterfangen. Sie kann die Versorgungssicherheit erhöhen und die Stromkosten der Konsumentinnen und Konsumenten in der Schweiz verbilligen oder zumindest auf tiefem Niveau stabil halten.

Voraussetzung dafür ist, dass auch kostengünstige Grossanlagen (einzeln oder verstreut als Cluster entlang von Infrastrukturen) in Ergänzung zu den Aufdachanlagen mit Eigenverbrauch an geeigneten Standorten tatsächlich entstehen können und nicht durch lange Wartefristen, rechtliche Unsicherheiten bei der Genehmigung oder fehlende Finanzierungssicherheit im Vergleich mit dem Ausland unattraktiv werden.

Mit der Einführung von differenzierten Ausschreibungen für Grossanlagen ohne Eigenverbrauch kann die Photovoltaik ihre Stärken viel bedeutender ins Spiel bringen als bisher.

³³ Rudolf Rechsteiner et al.: [Photovoltaik als kostengünstigste Stromquelle dauerhaft blockiert?](#) Hrsg. Schweizerische Energie-Stiftung

11. Einmalvergütungen ungenügend für grosse PV-Anlagen



Abbildung 44 Die Einmalvergütung führt zur Unternutzung von Dachflächen, abhängig vom Eigenverbrauch

Quelle: Eigene Aufnahme (August 2019), Dachanlage auf einer Schreinerei (Bergün/Graubünden 1350 m ü. M.)

Auf dem EU-Strombinnenmarkt herrscht hoher Preiswettbewerb. Netzbetreiber und Grossverbraucher mit Marktzugang können ihren Strombedarf problemlos dort einkaufen. Die Bedingungen für die Erstellung von grossen, kostengünstigen Solar- und Windfarmen ist in der EU deutlich besser als bei uns. Die Folgen dieser unterschiedlichen Rahmenbedingungen sind:

- Strom von kleinen Dachanlagen ist relativ teuer und lässt sich nur dank Einmalvergütung und Eigenverbrauch kostendeckend gestalten.
- Stromüberschüsse von Kleinanlagen können in der Regel nicht kostendeckend vermarktet werden. Die gesetzlichen Rücklieferarife sind zu niedrig. Im benachbarten Ausland gibt es feste Vergütungen für Kleinanlagen, die attraktiver sind und zu einer besseren Ausnutzung der Dachflächen führen.
- Die «Marktnische Eigenverbrauch» liefert für sich allein nicht die erforderlichen Zubaumengen.
- Grossanlagen können nicht erstellt werden, weil die nötigen Freiflächen bisher raumplanerisch nicht zugänglich sind oder verpönt werden und weil eine dem Ausland ebenbürtige Preisabsicherung fehlt.

Nebenbedingung «Eigenverbrauch» verhindert Erschliessung optimaler Standorte

Die ungenügende Wirtschaftlichkeit bei geringem Eigenverbrauch führt dazu, dass das Potenzial auf Dachflächen oft nur teilweise ausgeschöpft wird (Abbildung 44). Die Produktion von Solarstrom muss zu mindestens 20 bis 30 Prozent dem Eigenverbrauch zugeführt werden können, damit eine Anlage knapp kostendeckend betrieben werden kann.

In gewerblichen und industriellen Betrieben muss der Eigenverbrauchsanteil noch höher liegen, weil die Strompreise dank Marktzugang tiefer liegen als für Haushalte oder kleine Dienstleister.

Zwar ist es inzwischen zulässig, durch Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) über mehrere Parzellengrenzen hinweg den Anteil des Eigenverbrauchs zu erhöhen. Diese Möglichkeit führt aber nur in vergleichsweise seltenen Einzelfällen dazu, dass kostengünstigere Grossanlagen installiert werden können. Die Transaktionskosten für die Betreiber sind oft hoch. Sollen die kostengünstigen Potenziale der Photovoltaik ausgeschöpft werden, müssen die Rahmenbedingungen grundlegender verbessert werden.

Verursachergerechte Netznutzungsgebühren – Berücksichtigung der Netzentlastung

Zu einer Benachteiligung von PV-Anlagen und von anderen dezentralen erneuerbaren Energien führen die geltenden Bestimmungen über die Kalkulation von Netzgebühren, die in der Schweiz für die Endverbraucher auf Netzebene 7 distanzunabhängig festgelegt sind.

Bei PV-Anlagen beträgt die Distanz zwischen Stromerzeugung und dem physikalischen Verbrauch oft nur wenige Meter. Die Einspeisungen aus dezentralen Anlagen entlasten so die oberliegenden Netze. Allerdings spiegelt sich dies nicht in den Netzgebühren. Die Endverbraucher auf Netzebene 7 bezahlen heute – im Unterschied zu den Grossverbrauchern – beim Verbrauch von Elektrizität stets dieselben Netznutzungsentgelte für alle sieben Netzebenen. Die Entlastung der Netze durch die Bereitstellung

von Solarstrom, durch andere erneuerbare Energien oder durch den Einsatz von Batterien mit hoher Netzdienlichkeit wird nicht angemessen berücksichtigt.

Eine Revision des Stromversorgungsgesetzes, die diese Einspareffekte berücksichtigt, könnte die Rentabilität von Kleinanlagen und «ZEV»-Arealnetzen deutlich verbessern. Eine solche Revision hätte auch positive Auswirkungen auf den Ausbau lokaler Arealnetze (Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch ZEV): Diese könnten bei der Erstellung von parzellenübergreifenden Arealnetzen mindestens teilweise auf den Bau teurer neuer Kupferleitungen verzichten und dank verursachergerechten Netzgebühren einen Teil ihrer Produktion über das öffentliche Netz vermarkten (siehe dazu ausführlich Kapitel 13).

Standorte für die Produktion im Winterhalbjahr ausserhalb der Bauzonen

Standorte ausserhalb der Bauzone, die viel Strom im Winterhalbjahr liefern könnten, lassen sich bisher ohne Eigenverbrauch nicht rentabel gestalten. Dies gilt besonders für Standorte an hohen Lagen, wo die solare Einstrahlung 1400 kWh/m² erreichen kann und eine erhöhte Stromerzeugung im Winterhalbjahr möglich wäre. Die Erschliessung von alpinen Standorten ist auf Basis der heutigen Rahmenbedingungen nicht möglich. Es braucht die Anerkennung der besonderen Systemdienlichkeit solcher Anlagen. Die Winterstromproduktion entlastet die Speicher der Wasserkraftwerke, spart Kosten bei den Systemdienstleistungen (Leistungs- und Energievorhaltung) und verbessert die Versorgungssicherheit in Zeiten volatiler Stromerzeugung.

Wichtige Schritte dahin wären

- a. Eine Verbesserung der bewilligungsrechtlichen Situation für die Produktion an Standorten, die im Winterhalbjahr viel leisten können.
- b. Eine Meldepflicht anstelle der Bewilligungspflicht unter bestimmten Bedingungen – analog zu Artikel 18a RPG für Dachanlagen –, zum Beispiel für PV-Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen (Lärmschutzwände, Leitplanken, bestehende Strassen- und Schienenverbauungen).
- c. Verbesserung der Investitionssicherheit, namentlich durch Ausschreibungen für Winterstrom und Gewährung von garantierten Mindestvergütungen über 15 bis 20 Jahre wie im benachbarten Ausland.
- d. Deckung der Netzanschlusskosten an peripheren Lagen wie für Netzverstärkungen angesichts der hohen Systemdienlichkeit.

Das BFE könnte an bestehenden Infrastrukturen «wettbewerbliche strategische Standorte» (WSS) ermöglichen wie Texas im sandigen Westen («*competitive renewable energy zones*») oder wie die Niederlande in der Nordsee. Die Netzanbindung würde wie eine Netzverstärkung als Systemdienstleistung finanziert (StromVV Art. 22.3). Für Projektentwickler entstünde so ein «level playing field». Nullpreis-Gebote wie in der Nordsee wären dann jedenfalls nicht länger ausgeschlossen.

12. Photovoltaik kostengünstiger als neue Wasserkraftwerke

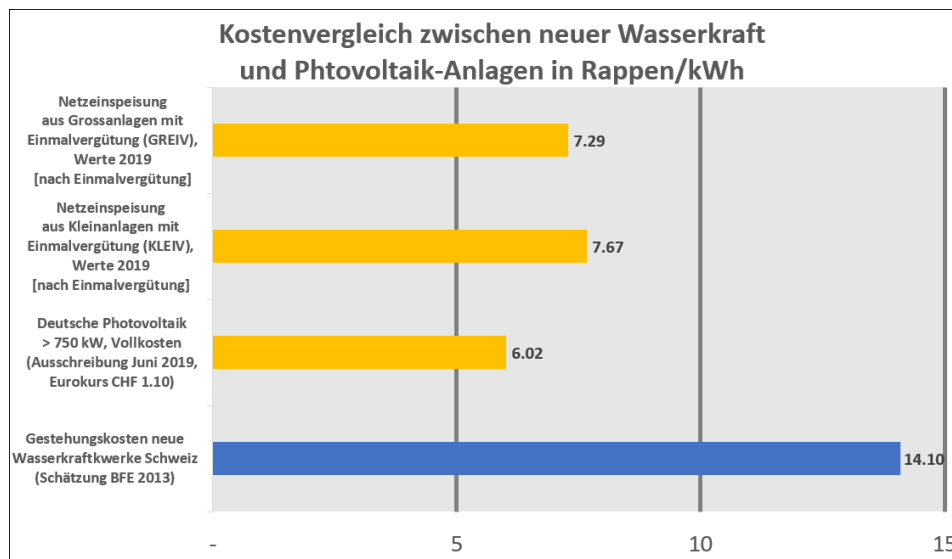


Abbildung 45 Kostenvergleich PV/Wasserkraft

Quelle: BFE, Bundesnetzagentur, Pronovo

Die fehlenden Rahmenbedingungen für PV-Anlagen haben unerwünschte Nebeneffekte. Die öffentliche Diskussion konzentriert sich nun erneut auf den Ausbau der Wasserkraft, obschon bereits mehr als 90 Prozent der Bäche und Flüsse in der Schweiz für die Energiegewinnung genutzt werden.³⁴

Ein Ausbau der Wasserkraft ist in den seltensten Fällen billiger als ein Ausbau der Photovoltaik. In einer Untersuchung aus dem Jahr 2013 hielt das Bundesamt für Energie fest:

«Die durchschnittlichen, nach Zusatzproduktion gewichteten Gestehungskosten sind mit 14.1 Rp./kWh mehr als doppelt so hoch als die Gestehungskosten bestehender Grosswasserkraftanlagen (5 bis 6 Rp./kWh).² Ebenso liegen die berechneten Gestehungskosten deutlich über den heutigen Grosshandelspreisen von rund 5 Rp./kWh. Bis auf ein Projekt weisen alle 25 untersuchten Projekte im Referenzszenario einen negativen Nettobarwert aus. Sie sind im vom BFE erwarteten Preisszenario nicht wirtschaftlich. Das BFE geht im Referenzszenario davon aus, dass sich bis ins Jahr 2020 die Strompreise auf 9 bis 11 Rp./kWh erholen.»³⁵

Seit dem Erstellungsjahr 2013 der Untersuchung sind die Strompreise nicht gestiegen, sondern weiter gesunken. Der Referenzmarktpreis des Bundesamt für Energie lag in den ersten drei Quartalen bei 4,5 Rp/kWh.³⁶

³⁴ Bundesamt für Energie: Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050, Juni 2012; <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/27057.pdf>

³⁵ Bundesamt für Energie: Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft, 12. Dezember 2013; <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/33285.pdf>

³⁶ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung.html>

Zuschlagswerte von 6 Rp/kWh auch in der Schweiz realistisch

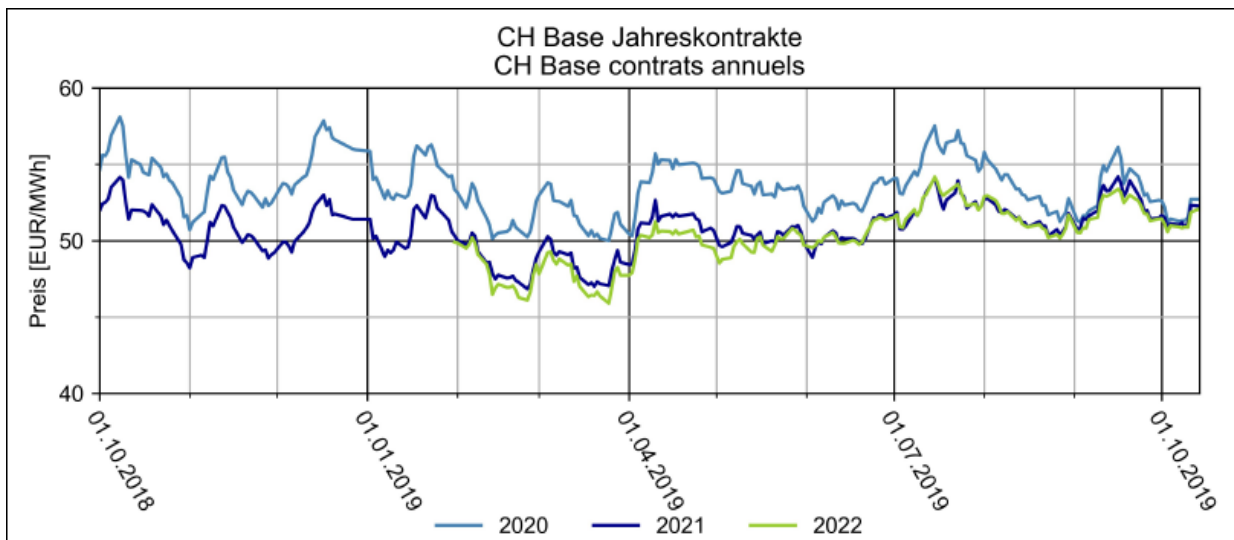


Abbildung 46 Terminpreise für Elektrizität in der Schweiz (CH Base Jahreskontrakte)

Quelle: ECom, Terminmarktbericht vom 29.10.2019³⁷

In Deutschland sanken die Vergütungen für Photovoltaik seit 2013 von mehr als 12 €/kWh auf weniger als 6 €/kWh (Grossanlagen).

Damit erreichten die Ausschreibungen für PV-Anlagen in Deutschland Zuschlagswerte, die nur wenig von den aktuellen Terminpreisen für Elektrizität abweichen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verpflichtet Anlagen ab 750 kW, an Auktionen teilzunehmen. Sie erhalten keine Einspeisevergütung, sondern den in der Ausschreibung ermittelten Zuschlagswert während 20 Jahren. Der Mittelwert des Zuschlagspreises lag in der Auktion vom Juni 2019 bei 5,47 €/kWh,³⁸ umgerechnet 6,02 Rp/kWh (Euro-Kurs von CHF 1.10).

Dieser Zuschlagswert ist trotz den höheren Löhnen in der Schweiz auch bei uns realistisch angesichts der weit höheren Sonneneinstrahlung an guten Standorten im Vergleich mit Deutschland. Voraussetzung dafür ist, dass die Ausschreibungsmodalitäten, der Zugang zu Stellflächen für Grossanlagen³⁹ und die Laufzeiten bei uns ebenbürtig sind.

Die Belastung des Netzzuschlagsfonds durch solche Ausschreibungen würde bei den aktuellen Marktpreisen in der Grössenordnung von 1 Rp/kWh liegen. Bei langfristigen Jahreseinnahmen aus dem Netzzuschlag von 1,1 Milliarden Franken liessen sich 110 TWh finanzieren. Steigt die Preisdifferenz wegen des Marktwerttrisikos auf 2 Rp/kWh, liessen sich noch 55 TWh finanzieren, bei 3 Rp/kWh Differenz noch 36 TWh. Die Rechenexempel zeigen, dass sich die Stromerzeugung für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien auf Basis des geltenden Netzzuschlags von 2,3 Rp/kWh ausreichend finanzieren lässt, sobald die effizientesten Instrumente eingesetzt werden.

³⁷ <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/marktueberwachung/Terminmarktbericht.html>

³⁸ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20190619_Solarausschreibung.html

³⁹ Gegebenenfalls in Form von Clustern, zum Beispiel entlang von Verkehrswegen

13. Erleichterung der Bewilligungsverfahren für PV-Winterstrom

Die Schweiz ist ein stark besiedeltes Land mit wenig unberührten und freien Flächen. Mit der strategischen Rolle, welche der Photovoltaik inzwischen zukommt, ist die Verantwortung verbunden, den Ausbau so zu gestalten, dass die Funktion der jeweiligen Zone, das Ökosystem, die Pflanzen- und Artenvielfalt, aber auch das Landschafts- und Ortsbild so wenig wie möglich beeinträchtigt werden.

Konflikte und Spannungsfelder mit anderen Raumnutzungen wie bspw. Landwirtschaft, Landschaftsschutz, Artenschutz oder Tourismus sind vorprogrammiert, wenn neue PV-Anlagen ausserhalb von Siedlungsgebieten erstellt werden. Dies muss aber nicht heissen, dass auf solche Nutzungen völlig verzichtet werden kann. Vielmehr gilt es, die Spannungen mit Hilfe von «guten Lösungen» abzubauen und neue Handlungsspielräume zu definieren, die allen Interessen Rechnung tragen.

Die Photovoltaik kann massgeblich zum Klimaschutz beitragen. Sie kann damit auch dem Artenschutz dienen; Anlagen in der freien Fläche sind nicht per se umweltschädlich. PV-Anlagen können zum Beispiel in intensiv genutzten Zonen einer Landwirtschaft, die geprägt wird von Monokulturen, als Rückzugsgebiete für bedrohte Arten konzipiert werden. In Kombination mit Magerwiesen, Feuchtgebieten oder als Schutzzone für Kleinlebewesen können PV-Anlagen dazu beitragen, dass die Biodiversität erhöht wird, gemessen beispielsweise an der Biodiversität eines konventionellen Maisfelds.

Angesichts des schnellen technischen Wandels ist es denkbar, dass besonders leichte PV-Konstruktionen «mobil» werden und wie grosse Bewässerungsanlagen auf Rädern aufgestellt werden. Sie könnten dann in derselben Aufstellung jeweils ein bis zwei Jahre am selben Ort verbleiben und beispielsweise Teile von Brachflächen belegen.

Welche Kombinationen dafür sinnvoll und erlaubt sein sollen, müsste vertieft untersucht werden.

Hindernisse für Grossanlagen

Dachanlagen im Mittelland liefern gerade im Winterhalbjahr vergleichsweise geringe Erträge. Grossanlagen auf Freiflächen stossen bewilligungsrechtlich auf Hindernisse:

- PV-Anlagen in der Landwirtschaftszone sind heute nur dann zonenkonform, wenn sie der bodenabhängigen Bewirtschaftung (landwirtschaftliche Bewirtschaftung oder produzierender Gartenbau) oder der inneren Aufstockung dienen.⁴⁰
- Die Erstellung von PV-Anlagen ausserhalb der Bauzonen ist gesetzlich nicht ohne spezielle Planungsverfahren zulässig. Dazu gehören kantonale Richt- und Nutzungspläne.
- Es gibt heute noch keine etablierte Praxis, grosse bestehende Infrastrukturen wie Verkehrswege, Stauseen, nicht schützenswerte Deponien oder Zäune ausserhalb der Bauzone für die Photovoltaik zu nutzen. Diese Standorte wurden auch deshalb nicht entwickelt, weil die Finanzierung neuer Projekte in der Schweiz auf Jahre hinaus blockiert war.

Mit der Einführung von Artikel 18a Raumplanungsgesetz im Jahre 2007 wurden PV-Anlagen auf Dächern unter bestimmten Bedingungen für bewilligungsfrei erklärt. Diese rechtliche Neuerung hat die PV-Expansion enorm beschleunigt.

Die Nutzung von Dachanlagen ist inzwischen breit akzeptiert. Dies gilt auch für Fassadenanlagen in Fällen, in denen die Installationen wenig sichtbar sind und nicht auf schützenswerten Anlagen erstellt werden. Zur Akzeptanz beigetragen haben gerade die gezielten Einschränkungen, wonach Kultur- und Naturdenkmäler von kantonaler und nationaler Bedeutung nach wie vor der Bewilligungspflicht unterstehen und besonderen Schutz geniessen.

⁴⁰ Dimosthenis Stefanopoulos: Bewilligungs- und planungspflichtige Solaranlagen in der Landwirtschaftszone, Masterarbeit Uni Bern S.16

Neue rechtliche Möglichkeiten für Freiflächenanlagen

Der Bund hat mit der Energiestrategie den Kantonen die Möglichkeit eröffnet, Standorte für PV-Anlagen via Richtplan zu definieren und einem Bewilligungsverfahren nach kantonalem Recht zu unterstellen. Allerdings haben die Kantone darauf kaum reagiert, denn die langen Wartezeiten von «sechs Jahren», die noch im März 2018 vom BFE für Projekte > 100 kW kommuniziert wurden, zügelten den Appetit auf neue Zonenbestimmungen.

Auch erklärt sich der fehlende Enthusiasmus der Kantone im Vergleich zur Wasserkraft aus der fehlenden Möglichkeit, analog zum Wasserzins ein Nutzungsentgelt zu erhalten.

Zugang zu Standorten ist ebenso wichtig wie die Finanzierung

Vorhaben, die die Landschaft verändern, sind selbst bei an sich notwendigen und sinnvollen Projekten umstritten. Mit dem vermehrten Ausbau der erneuerbaren Energienutzung ist die Verantwortung verbunden, diese so zu gestalten, dass das Ökosystem so wenig wie möglich beeinträchtigt wird.

Die Notwendigkeit der solaren Exposition führt dazu, dass PV-Anlagen öffentlich sichtbar sind. Am ehesten gilt die «Unsichtbarkeit» für Flachdächer mit geringem Anstellwinkel. Diese Anlagen liefern aber gerade im Winterhalbjahr eher geringe Erträge. Deshalb gilt es, geeignete Standflächen im alpinen Raum durch zusätzliche Abklärungen genauer zu identifizieren.

PV-Anlagen benötigen grosse Standflächen, sollen die Kosten tief gehalten werden. Bauten und Anlagen sollen sich in die Landschaft einordnen (Art. 3 Abs. 2 lit. b RPG). Dies gilt umso mehr für Anlagen ausserhalb der Bauzone. Anlagen, die möglichst nahe von bestehenden Bauten geplant werden, erfüllen das Erfordernis der landschaftlichen Einordnung am ehesten.⁴¹

Nach bundesgerichtlicher Rechtsprechung wird die Standortgebundenheit zonenwidriger Vorhaben bejaht, wenn eine Baute aus technischen oder betrieblichen Gründen auf einen Standort ausserhalb der Bauzonen angewiesen ist. Dies ist heute für PV-Anlagen mit hohem Produktionsanteil im Winterhalbjahr der Fall. Anlagen im Nichtbaugelände können aufgrund einer Ausnahmegewilligung nach Art. 24 RPG, einer Konzession oder mit einem Nutzungsplan nach Art. 18 RPG zugelassen werden.

Soll die Photovoltaik auch im Winterhalbjahr zur Versorgungssicherheit beitragen, ist der Zugang zu geeigneten zusätzlichen Standorten ebenso wichtig wie die Finanzierung. Manche Juristen sind der Meinung, dass die Kantone heute «letztlich verpflichtet [sind], die nötigen konkretisierenden Rechtsvorschriften zu erlassen»⁴² wenn die nationale Interessenlage eine solche Nutzung gebietet. Aber ohne Anreize wird dies kaum geschehen.

Das geltende Raumplanungsrecht schliesst somit freistehende Solaranlagen nicht ausdrücklich aus, doch ist eine (Sonder-)Nutzungsplanung nach Art. 18 RPG notwendig. Ausserdem wird eine Thematisierung im kantonalen Richtplan gefordert.

Das Bundesamt für Umwelt hat ein nationales Konzept gefordert. Freistehende Solaranlagen hätten nicht zu unterschätzende Auswirkungen auf Raum und Umwelt und liessen sich in vielen Fällen nicht mit den landwirtschaftlichen, ökologischen und landschaftlichen Interessen abstimmen: «Insbesondere Anlagen auf Kulturland und auf ökologischen Vorrangflächen (z.B. Trockenwiesen) führen zu Nutzungskonflikten und widersprechen einer haushälterischen und nachhaltigen Bodennutzung». Aus diesen Gründen könnten freistehende Solaranlagen nur in Ausnahmefällen zugelassen werden.⁴³

Freiflächenanlagen als Beitrag zum Umweltschutz?

Um den Winterbedarf (in Kombination mit Wasserkraft) zu sichern, müssten Anlagen im alpinen Gebiet ins Zentrum der Überlegungen rücken. Sie könnten die Produktion von Solarstrom auf Dächern

⁴¹ Ders. S. 18f.

⁴² Stefanopoulos 2019 S.12

⁴³ Stefanopoulos 2019, S. 39

saisonal sinnvoll ergänzen und sie könnten teilweise auch den Bau neuer Wasserkraftwerke ersparen, die ebenfalls zu unerwünschten Eingriffen in die Landschaft führen.

Positive Aspekte der Photovoltaik werden auch bei einem Verzicht auf Monokulturen für Biomasseenergie identifiziert: «Obschon der Flächenverbrauch für eine freistehende Solaranlage beträchtlich ist und zu Konflikten mit anderen Nutzungen führen kann, sind sie dem Anbau von Pflanzen zur Energiegewinnung vorzuziehen. Denn mit einer Solaranlage lässt sich auf der gleichen Fläche eine um ein Vielfaches höhere Energiemenge gewinnen als mit dem Bau von Pflanzen zur Energieverwertung. Ausserdem sind die Produktionskosten bei grossflächigen freistehenden Anlagen wesentlich geringer als bei kleinen Einzelanlagen; dies macht sie auch wieder konkurrenzfähiger und wirtschaftlicher gegenüber anderen erneuerbaren Energiegewinnungsformen.»⁴⁴

Mit dem Bau von Solaranlagen könnte die Wertschöpfung in der Landwirtschaft und im Berggebiet erhöht werden. Es könnten negative Auswirkungen einer intensiven landwirtschaftlichen Nutzung durch Monokulturen, Einsatz von Düngern und schweren Maschinen reduziert werden. Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb eine Anlage zur Gewinnung von Biogas mittels Vergärung von Mais innerhalb der Landwirtschaftszone zonenkonform sein soll, eine Solaranlage, die nicht auf Dächern angebracht wird, dagegen nicht. Nötig wäre, dass die Vollzugsbehörden hier eine entsprechende Priorisierung vornehmen.

Speziell auf Biodiversität ausgelegte PV-Anlagen könnten dem Boden und der Natur ermöglichen, sich von den Belastungen der konventionellen Landwirtschaft zu erholen. Im Hinblick auf den Klimawandel sind auch in der Landwirtschaft Beschattungselemente (mit Stromproduktion) ein Vorteil für empfindliche Kulturen, z.B. Gemüse. In Süddeutschland wird Agro-Photovoltaik bereits eingesetzt, in der Schweiz ist sie nicht zulässig.

Winterstrom führt zu stark vertikal gerichteten Panels mit geringerer Produktion

Die höchste Leistung erzielen Solaranlagen, wenn die Sonnenstrahlen senkrecht auf die Kollektorenfläche auftreffen. Deshalb macht es Sinn, alpine Anlagen für die Produktion im Winterhalbjahr steil auszurichten. Dies geht aber – je nach Standort – mit Produktionseinbussen im Sommerhalbjahr einher. Die steile Neigung reduziert zudem den Selbstreinigungseffekt durch Regen und führt zu Reinigungsaufwand. Allerdings rutscht der Schnee im Winter leichter ab, was einen positiven Einfluss auf den Ertrag hat.

Eine Aufständigung von Solaranlagen auf flachem Untergrund sollte grundsätzlich zulässig sein. Solarstromanlagen könnten so entlang von Verkehrswegen aufgestellt werden oder entlang von landwirtschaftlichen Nutzflächen als Zaun oder Abschrankung dienen. Die Grösse dieser Potenziale ist angesichts der Verkehrs- und Strassendichte in der Schweiz nicht zu unterschätzen.

Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen: Auf Richt- und Nutzungspläne verzichten!

Als Indiz, dass ein Vorhaben nur aufgrund einer Nutzungsplanung bewilligt werden kann, wertet das Bundesgericht die Tatsache, dass eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) vorgeschrieben ist. Einer UVP unterstehen PV-Anlagen mit mehr als 5 MW, die nicht an Gebäuden angebracht sind.⁴⁵

Werden Solarstromanlagen auf Infrastrukturen erstellt, sollte man auf eine UVP verzichten und es sollte höchstens eine normale Baubewilligung (ohne Richtplan oder Nutzungsplan) erforderlich sein, etwa an Autobahnen oder Bahngleisen, Hochspannungsleitungen, Staudämmen, entlang von landwirtschaftlichen Anlagen, Flughäfen oder Industriegebieten, die ohnehin Beeinträchtigungen ausgesetzt sind.

Auch die Umweltbehörden anerkennen, dass freistehende Photovoltaik-Anlagen Sinn machen, wenn sie Vorteile gegenüber Anlagen auf bestehenden Bauten aufweisen. Ein solcher Vorteil könnte z.B.

⁴⁴ Akademien der Wissenschaften Schweiz, Lösungsansätze für die Schweiz im Konfliktfeld erneuerbarer Energien und Raumnutzung, Bern 2012, S. 21, zitiert von Stefanopoulos, 2019, S. 50

⁴⁵ Stefanopoulos S. 54

darin bestehen, dass sie in den Wintermonaten einen hohen Ertrag garantieren, aber auch tiefe Kosten sind ein wichtiges Argument.⁴⁶

Auf bestehenden Bauten und Anlagen ist das Interesse an der Produktion von Winterstrom gering, weil die Rentabilität geringer ist als bei einer ertragsmaximierenden Ausrichtung. Die Schlussfolgerung sollte sein, dass der Bund eine eigene «Winterstromstrategie» mittels Photovoltaik in Kombination mit Speicherkraftwerken entwickeln sollte, die auch Standortfragen, Anreize und Netzanschlusskosten einbezieht. Davon sind wir heute noch weit entfernt.

⁴⁶ ARE/BAFU/BFE/BLW, Positionspapier freistehende Photovoltaik-Anlagen

14. Verursachergerechte Netzgebühren

Stromversorgungsgesetz missachtet Verursacherprinzip und benachteiligt Photovoltaik

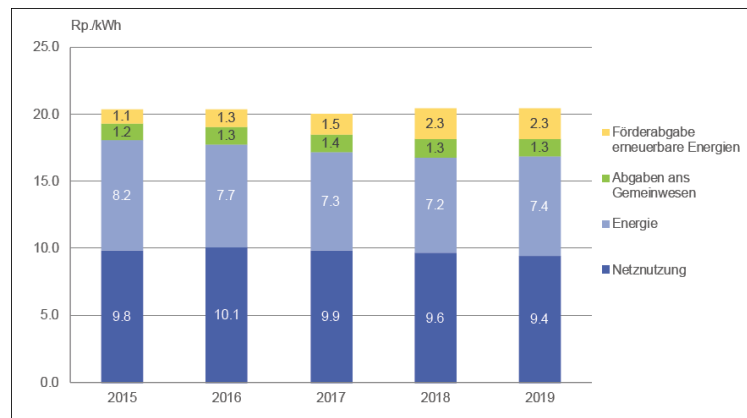


Abbildung 47 Kostenbestandteile Strompreis Konsumprofil H4 (exkl. MwSt.)

Quelle: Tätigkeitsbericht der ECom 2018

Als das Stromversorgungsgesetz im März 2007 verabschiedet wurde, entschied sich das Parlament für eine einheitliche «Briefmarke» für den Transport von Elektrizität nach dem Ausspeisepinzip (Art. 14). Die Regulierung wurde darauf ausgerichtet, Strom aus Grosskraftwerken «nach unten» zu verteilen. Mit 9,4 Rp/kWh (Durchschnitt) haben die Netzgebühren den grössten Anteil am Strompreis.⁴⁷

Die Netzbetreiber erreichten mit der einheitlichen Gebühr vorteilhafte Konditionen für ihre Beteiligungen an Grosskraftwerken. Der Bezug von Wasserkraft oder von Windstrom aus alpinen Gebieten an der Peripherie der Schweiz wird genau gleich tarifiert wie der Transport von Solarstrom vom Nachbarn an derselben Strasse oder in derselben Gemeinde. Dies obschon in beiden Fällen sehr unterschiedliche Infrastrukturen im Spiel sind. Für die Wasserkraft werden sieben Netzebenen inkl. Netzverluste zur Übertragung benötigt und es sind zahlreiche Transformatoren im Spiel. Für die Photovoltaik wird der netzdienliche Wechselrichter privat finanziert und die Elektronen bewegen sich auf kurzem Weg und ohne weitere Transformation nur innerhalb eines einzigen Verteilnetzes.

Diese Spielregeln führen zu einer geldwerten Benachteiligung der dezentralen Stromerzeugung. Für Grossbezügler – oft Grossfirmen – wird peinlich genau darauf geachtet, dass nur für jene Netzebenen ein Entgelt bezahlt werden muss, die effektiv beansprucht werden. Eine Aluminiumfabrik, die ihre Bezüge auf Netzebene 2 (Höchstspannung) bezieht, wird nur mit den Kosten der Netzebenen 1 und 2 tarifiert, nicht aber mit den nicht beanspruchten unterliegenden Netzen.

Wenn aber eine Solarstromanlage Elektrizität von Haus A zum Nachbarhaus B liefert, werden alle sieben vorgelagerten Netzebenen in die Netznutzungsgebühr eingerechnet, obschon physikalisch nur eine einzige Netzebene (Netzebene 7) im Spiel ist.

Als Gegenargument kann man einwenden, dass zur Stabilität der Netzebene 7 auch die oberliegenden Netze benötigt werden, während das Umgekehrte nicht gilt. Doch diese «Stabilitätsgarantie» ist etwas anderes als eine physikalische Durchleitung. Tatsächlich führt die dezentrale Photovoltaik dazu, dass die oberliegenden Netze weniger belastet sind und für den Stromhandel oder für die Übertragung zusätzlicher Produktion an Endverbraucher zur Verfügung stehen. Die Kosten der Systemdienstleistungen für die «Vorhaltung» lassen sich mit einem kleinen Obolus durchaus abgelden, ohne dass die Kosten einer Netzdurchleitung im physikalischen Sinn zu bezahlen sind.

⁴⁷ Tätigkeitsbericht ECom 2018 Seite 34

Dass sich die «einheitliche Briefmarke» im bisherigen System zuungunsten der Photovoltaik auswirkt, wurde bei der Verabschiedung des Gesetzes kaum erkannt. Solarstrom kostete damals circa 90 Rp/kWh. Dass sie je wettbewerbsfähig werden könnte und dank neuen Speichertechniken die oberliegenden Netze entlastet, stand damals nicht im Mittelpunkt der Diskussion. Heute sieht die Sache anders aus.

Die dezentrale Stromerzeugung wie auch die dazugehörige Speicherung mittels stationären Batterien, Elektromobilen oder Wärmespeichern verzeichnet seit 2010 ein exponentielles Wachstum.⁴⁸ Immer mehr Konsumentinnen und Konsumenten werden zu «Prosumers», die Strom konsumieren wie auch produzieren.

Dezentrale Speicher können technisch gesehen ebenso wirksam für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage herbeigezogen werden wie die Pumpspeicherwerke. Die «Sektorkopplung» gewinnt dabei an Bedeutung. Mit einer verursacherorientierten Gebührenstruktur könnten Elektromobile, Wärmepumpen und Wärmespeicher noch vermehrt zur Absorption von Produktionsspitzen und zur Dämpfung von Spitzenlasten im Netz beitragen. Dies erspart erhebliche Kosten beim Netzausbau. Es ist deshalb nicht korrekt, diese Techniken mit ungerechtfertigten Netzgebühren zu belasten, weil «alte» Technologien favorisiert werden. Die Entlastungen durch dezentrale Produktion und neue Speicher kommen auch jenen Konsumentinnen und Konsumenten zugute, die selber keine solche Anlagen betreiben.

Damit die verbrauchsnahe, netzdienliche Installationen keine Benachteiligungen mehr erfahren, sollte das Stromversorgungsgesetz revidiert werden:

- **Gebührenhöhe verursachergerecht nach effektiv beanspruchter Durchleitung.** Der Transport von Elektrizität soll – wie bei Grossverbräuchen – nur mit den Kosten jener Netzebene belastet werden, die tatsächlich beansprucht wird. Der Weiterverkauf von dezentral erzeugtem Strom soll innerhalb eines Verteilnetzes nur mit den Kosten von Netzebene 7 belastet werden (zuzüglich eines geringen Zuschlags für Dispatch-Dienstleistungen). Der dezentral erzeugte Strom, der im selben Verteilnetz verbraucht wird, soll nicht mit den Durchleitungstarifen der oberliegenden Netze belastet werden.

Daraus entsteht den Abnehmern und Produzenten von Solarstrom (und weiteren dezentralen Erzeugungsarten) ein Preisvorteil, der den Marktwert steigert. Die dezentralen Stromeinspeisungen können dadurch innerhalb desselben Versorgungsgebietes einige Rappen teurer vermarktet werden als der Strom aus den oberliegenden Netzen.

Engagierte Verteilnetzbetreiber werden diese neue Geschäftsgelegenheit nutzen und sie können sich als treuhänderische Dienstleister bei der Vermarktung profilieren (Stromprodukt «solar lokal», «solarer Marktplatz»). Angesichts der tiefen Rücklieferatarife in der Schweiz von teilweise bloss 4 Rp/kWh würde der dezentral erzeugte Strom, der nicht als Eigenverbrauch konsumiert wird, auf diesem Weg bis zu einer Verdoppelung seines Verkaufswerts erfahren.⁴⁹

- **Zeitorientierte Gebührenhöhe.** Die Aufteilung der Netzgebühren in einen fixen Hochtarif am Tag und einen Niedrigtarif in der Nacht wird dem technischen Wandel und dem witterungsabhängigen Profil der Stromerzeugung zu wenig gerecht. Die Höhe der Netzgebühren sollte sich auch zeitlich an der tatsächlichen Beanspruchung im Netz orientieren, wobei je nach Tageszeit bestimmte «Tarifbänder» eingeführt werden könnten und auch nach Witterung zusätzliche Abstufungen zu prüfen wären.⁵⁰

Eine dynamische Gestaltung der Netzgebühren und die Entschädigung netzdienlicher Dienstleistungen durch Speicher ist schon heute möglich und in nichtdiskriminierender Art und Weise vorgeschrieben (vgl. Art. 8c und 13a StromVV), wird aber noch kaum angewandt. Damit beim Aufbau von Speicher-Infrastruktur keine Doppelspurigkeit entsteht, sollten die zuständigen Behörden Empfehlungen mit konkreten Beispielen

⁴⁸ <https://rmi.org/insight/breakthrough-batteries/>

⁴⁹ Es wird zu prüfen sein, ob die dezentrale Vermarktung zum reduzierten Netzentgelt auf die erneuerbaren Energien beschränkt bleiben soll oder ob sie auch für Wärmekraft-Kopplungsanlagen gilt. Eine Expansion der Stromerzeugung aus Erdgas wäre nicht im Sinn und Geist der Energiestrategie 2050. Die Frage wäre durch geeignete Vorkehrungen im CO₂-Gesetz zu regeln.

⁵⁰ Siehe Beitrag von Cédric Chanez, Peter Cuony im VSE-Bulletin 11/2019: «Entgegen entsprechender Meinungen erlaubt die Fakturierung der individuellen Leistungsspitze kaum, eine bessere Lastverteilung im Netz zu bewirken. Ausserdem ist das Argument, dass das Verursacherprinzip die leistungsorientierte Verrechnung rechtfertigt, nicht stichhaltig [...]. Anstelle dieses Verursacherprinzips sollte eher ein Verantwortungsprinzip zum Tragen kommen. Jeder Verbraucher müsste in die Verantwortung für die Netznutzung eingebunden werden und nicht als einfacher Verbraucher betrachtet werden. Somit sollte er ermutigt werden, bei Netzspitzen seine Bezugsleistung möglichst gering zu halten.»; <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/leistung-ohne-wirkung.html>

abgeben, wie und in welcher Höhe die Systemdienstleistungen nichtdiskriminierend konkret abzugelten sind.

- **Keine Doppelbelastungen der dezentralen Speicher.** Die Diskriminierung der dezentralen Speicher durch doppelte Belastung bei der Ein- und bei der Ausspeicherung ist zu beseitigen. Eine nichtdiskriminierende, zeitvariable Höhe der Netzgebühren (siehe oben) dient als Preissignal für die Einspeicherung oder Ausspeicherung von Elektrizität und erleichtert die Steuerung.
- **Tarifstruktur im Dienste der Stromeffizienz.** Das Vorhaben, mit der Revision des Stromversorgungsgesetzes neu bis zu 50% (bisher 30%) der Netznutzungsgebühren als «Grundgebühr» oder als fixen «Leistungstarif» zuzulassen, widerspricht dem verfassungsmässigen Gebot der Energieeffizienz. Der Anteil des nicht-degressiven Arbeitstarifs sollte wie bisher auf 70 Prozent belassen und auf keinen Fall gesenkt werden. Fixtarife sind nicht verursachergerecht,⁵¹ denn sie lassen eine Steuerung des Verbrauchs zur Entlastung der Netze in Spitzenzeiten nicht zu. Sie sind zudem unsozial, weil sie sparsame Kleinverbräuche stärker belasten und die Stromverschwendung belohnen.⁵²

Höhe der Netzkostenentlastung auf Netzebene 7

Die Betreiber von PV-Anlagen mit Einmalvergütung erhalten heute für ihre Energie zu geringe Rücklieferatarife. Das geltende Recht berücksichtigt nicht, dass die massgeblichen Beschaffungspreise («vermiedene Kosten der Netzbetreibers») sozusagen «im Ausland gemacht werden», wo der Strom aus Marktpremien künstlich verbilligt wird, finanziert aus dem dortigen Netzzuschlag.

Diesen Benachteiligungen kann eine Netzkostenentlastung auf Netzebene 7 entgegenwirken. Die Höhe der Entlastung lässt sich aus den Gesamtkosten der Netzgebühren ableiten (Durchschnitt 2018: 9,4 Rp/kWh), von denen die Kosten in Abzug zu bringen sind, welche jenen Bezügen auferlegt wird, die nur die vorgelagerten Netzebenen benutzen. Gemäss der Preisstatistik der Elcom liegen diese Gebühren bei rund 5 Rp/kWh (Abbildung 48). Davon in Abzug zu bringen ist eine Abgeltung der Vorhalteleistung aus den oberliegenden Netzen, die sich deutlich unter 1 Rp/kWh bewegen dürfte. Die Vorhalte- und Redispatch-Kosten sind aufs Ganze gesehen niedrig, wie Beispiele aus dem In- und Ausland zeigen.⁵³

⁵¹ Diese Meinung wird gestützt von Chanez/Cuony: «Eine bessere Art, auf die Notwendigkeit der Lastverteilung zu reagieren, ist eine abgestufte Tarifierung nach Zeitplänen und Jahreszeiten, entweder mit einer genauen Aufteilung von Stunden und Jahreszeiten in zwei oder drei Tarifstufen oder anhand einer dynamischen Tarifierung gemäss einem Modell von «Demand Response». Eine solche Tarifierung würde es den Netzbetreibern langfristig erlauben, die Bedürfnisse des Verteilnetzes klar und direkt zu kommunizieren und damit könnte jedes flexible und intelligente Gerät und jeder informierte Kunde seinen Bezug entsprechend optimieren.» VSE-Bulletin a.a.O., <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/leistung-ohne-wirkung.html>

⁵² Nicht die installierte Leistung, sondern die Summe der individuellen Netzbeanspruch während Spitzenzeiten treibt die Kosten der Netze und des Netzausbaus in die Höhe.

⁵³ In der Schweiz wurden die Kosten für Systemdienstleistungen zwischen 2016 und 2018 auf weniger als 80 Mio. CHF pro Jahr halbiert. (Tätigkeitsbericht der Elcom 2018 S. 16, a.a.O.) Die Bundesnetzagentur in Deutschland beziffert die Kosten für Redispatch-Management im ersten Quartal 2019 auf 89 Mio.€. – dies für ein Land, das zehnmals grösser ist als die Schweiz. Die geltend gemachten Vorhaltekosten für die in Frage kommenden Stromtransporte auch Netzebene 7 sind somit nahezu vernachlässigbar.

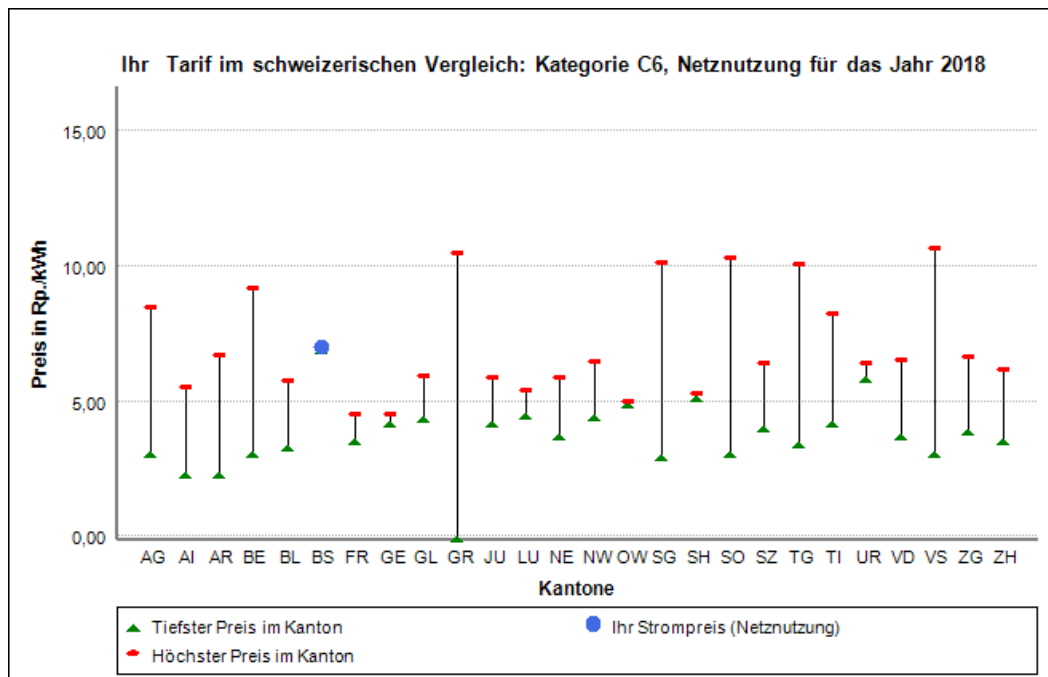


Abbildung 48 Netznutzungsgebühren Tarif C6 (Netzebene 1-5)

Quelle: Elcom⁵⁴

Mit der Einführung einer verursacherorientierten Tarifgestaltung muss nicht die ganze Gebührenordnung umgestossen werden. Das Ausspeiseprinzip kann beibehalten werden. Aber es wird hinsichtlich der Kostenverursachung geschärft. Die Bezüge von dezentral erzeugtem Strom aus demselben Verteilnetz werden um etwa 4 bis 5 Rp/kWh an Netzgebühren entlastet. Umgekehrt erlaubt der Ausbau der dezentralen erneuerbaren Energien inkl. Speicher langfristig eine etwas kleinere Dimensionierung der oberliegenden Netze. Insgesamt wird die Marktposition der Photovoltaik besonders in den dicht besiedelten Verbrauchszentren entscheidend verbessert.

⁵⁴ <https://www.strompreis.elcom.admin.ch>

15. Massnahmenpaket und Zuständigkeiten

Dank der hohen Akzeptanz und den tiefen Kosten rutscht die Photovoltaik in der Stromversorgung in eine strategische Rolle. Dies ergibt sich auch aus dem abflauenden Ausbau der übrigen Technologien (Wasserkraft, Biomasse, Geothermie, Windenergie), die an ökologische und ökonomische Grenzen stossen. Für den weiteren PV-Ausbau und für das Ausschöpfen der grossen Kostensenkungspotenziale müssen die Rahmenbedingungen verbessert werden, damit gleich lange Spiesse wie im Ausland gelten.

	Instrument	Begründung
Praxisänderungen im Vollzug		
1	Einführung einer angepassten (erhöhten) Einmalvergütung für Anlagen ohne Eigenverbrauch, solange noch keine Ausschreibungen für solche Anlagen in Kraft sind.	Die gesetzlichen Rücklieferatarife sind heute nicht kostendeckend, denn sie bilden bloss die Verkaufspreise der besser gestellten ausländischen Stromerzeuger ab. Damit Anlagen ohne Eigenverbrauch wirtschaftlich betrieben werden können, sind angepasste Vergütungen nötig, evtl. differenziert nach Topografie. Das Potenzial solcher Standorte ist gross: Dächer und Fassaden an oder auf Ställen, Lagerhallen, Parkplätzen, Lärmschutzwänden, entlang von Verkehrswegen usw.; alle diese Standorte können in der Regel weit billiger Strom liefern als neue Wasser- oder Windkraftwerke oder neue Kraftwerke mit Biomasse/ Biogas. Die erhöhte Vergütung muss dem fehlenden Deckungsbeitrags des Eigenverbrauchs Rechnung tragen.
2	Verzicht auf weitere Absenkungen der Einmalvergütung.	Photovoltaik liefert heute den billigsten Strom. Die Beitragssätze für kleine und mittelgrosse Dachanlagen (< 1 MW) wurden bereits um über 70 Prozent gekürzt und dürfen nun nicht Jahr für Jahr weiter gesenkt werden, weil sich die Strombeschaffung insgesamt verteuert, wenn die billigste Option vernachlässigt wird. Die Modulkosten machen bei Kleinanlagen nur einen geringen Teil der Gesamtkosten aus. Preisnachlässe bei Modulen werden durch steigende Bau- und Transaktionskosten aufgewogen: Teure Gerüste bei Mehrfamilienhäusern, Organisationskosten und Verknüpfungsleitungen für ZEV, steigendes Marktwertisiko mit fortschreitendem PV-Ausbau. Jede weitere Senkung der Vergütungen reduziert das Potenzial rentabler PV-Standflächen. Die Umsetzung der Energiestrategie verteuert sich unnötig, wenn auf andere Technologien zu höheren Kosten ausgewichen werden muss.
3	Wartefristen von maximal drei Monaten bis zur Auszahlung von Einmalvergütungen	Die Auszahlung von Einmalvergütungen sollte nach Einreichung der vollständigen Gesuche innert drei Monaten erfolgen. Solange die Liquidität im Netzzuschlagsfonds ausreicht, was dank der Milliarden-Reserve heute der Fall ist, gibt es kaum eine Verwendung im Sinne des Gesetzes, die effektiver wäre, als die Finanzierung neuer Photovoltaik.

4	Einführung einer erhöhten Einmalvergütung für PV-Anlagen mit >400kWh/kW Ertrag im Winterhalbjahr	Mit einer besseren Honorierung der Produktion im Winterhalbjahr können die Importabhängigkeit und die Kosten für Systemdienstleistungen (z.B. Energie- und Leistungsvorhaltung) vermindert werden. Wer die Winterproduktion maximiert, erleidet oft Ertragsausfälle im Sommer. Für die Versorgungssicherheit und zur Schonung der Energiereserven der Speicherkraftwerke ist die Erhöhung der Winterproduktion wichtig.
5	Einführung einer erhöhten Einmalvergütung für Anlagen mit Speichern und gedrosselter Netzeinspeisung («Peak shaving»)	Solarstromanlagen, die über Speicher verfügen, sind besonders netzdienlich, weil sie ihre Leistung bei hoher Produktion abregeln und bei hoher Nachfrage einspeisen können. Die Installation von Speichern (Wärmespeicher, bi-direktionale Elektromobile und Batterien) senkt die Netzausbaukosten und erhöht die Versorgungssicherheit. Sie ist finanziell zu honorieren.
6	PV-Stellflächen auf Infrastrukturen der öffentlichen Hand sollen einem generellen Nutzungsrecht unter attraktiven Bedingungen unterliegen, wenn keine berechtigten Interessen entgegenstehen.	Grosse PV-Freiflächen-Anlagen sind in der Schweiz nur in Ausnahmen möglich. Um den Druck auf die Landschaft klein zu halten, sind Standorte auf bestehender Infrastruktur zu priorisieren. Dafür braucht es die Erstellung eines öffentlich zugänglichen Inventars der verfügbaren Flächen sowie transparente Spielregeln, die die Nutzung dieser Flächen durch die Eigner oder durch Dritte ermöglichen und die Nutzungsrechte gewährleisten.
7	«Solarzins» als Nutzungsabgeltung für Standflächen der öffentlichen Hand, insbesondere an Standorten mit erhöhter Produktion im Winterhalbjahr	Wo die öffentliche Hand oder deren Regiebetriebe Standflächen zur Verfügung stellen, soll eine gesetzlich geregelte Abgeltung analog dem Wasserzins geleistet werden (z.B. 10% vom Ertrag / ca. 0,6 Rp/kWh). Daraus entsteht ein Anreiz für die Freigabe von Standflächen und für die Verabschiedung von Richtplänen.
8	Planungsgrundlagen, Kommunikation und standardisierte Verfahrenswege bei Nutzung bestehender Infrastrukturen	Die Planungsgrundlagen zur Schaffung von PV-Nutzungsflächen auf bestehenden Infrastrukturen und die Vermarktung solcher Nutzflächen ist eine wichtige kommunikative Aufgabe. Für nutzbare Infrastrukturen gilt es, einfache, standardisierte Verfahrenswege zu definieren. Zudem ist zu untersuchen, ob und wie Vergütungen angepasst werden müssen, damit diese raumplanerisch besonders wertvollen Potenziale ausgeschöpft werden.
9	Erarbeitung einer Winterstromstrategie. Stärkung der Produktion im Winterhalbjahr durch planerische Massnahmen und Verbesserung der Rechtssicherheit.	Für die Stärkung der Winterproduktion mittels Photovoltaik sind Untersuchungen nötig, damit geeignete Flächen identifiziert werden und zur Verfügung stehen. Wenn dies auf bestehenden Infrastrukturen nicht gelingt, gilt es zu fragen, ob und unter welchen Bedingungen auch Freiflächen in Frage kommen: z.B. in der Umgebung von Wasserkraftwerken oder als Agro-Photovoltaik für bestimmte Pflanzungen, als Zäune oder auf landwirtschaftlichen Nutzflächen unter

		Schaffung von Ausgleichsflächen mit erhöhter Biodiversität, etwa solar genutzte Brachflächen zum Ausgleich von Monokulturen.
10	Untersuchungen und Pilot- & Demonstrations-Programme zur Agro-Photovoltaik	Agro-Photovoltaik kann für bestimmte Kulturen sinnvoll sein, vertikale PV-Anlagen als Zäune oder auf Ausgleichsflächen mit erhöhter Biodiversität stiften einen doppelten Nutzen. Mobile Solaranlagen könnten an oder über Brachflächen eine zusätzliche Wertschöpfung generieren. Schwimmende Solaranlagen auf stehenden Gewässern können Gewässer kühlen und gefährdete Fische schützen.
11	Verzicht auf Richt- und Nutzungspläne für PV-Anlagen auf Infrastrukturen	Für PV-Anlagen, die auf bestehenden Infrastrukturen errichtet werden, sollte auf Richtpläne verzichtet werden, wenn die Beeinträchtigungen marginal sind. Eine Baubewilligung soll genügen.
12	Verzicht auf Baubewilligungsverfahren unter bestimmten Bedingungen, im Einvernehmen mit dem Eigentümer des Standorts.	Für PV-Anlagen, die nach einem standardisierten technischen Verfahren auf bestimmten Infrastrukturen erstellt werden, soll analog zur Regelung für Dachanlagen (Artikel 18a RPG) eine Meldepflicht genügen. Der Bundesrat erstellt einen Katalog solcher Standflächen (z.B. Lärmschutzwände, Staumauern usw.) und regelt die gestalterischen Normen.

Technische Unterstützung der Projektentwicklung

13	Eine Ombudsstelle für Standortfragen sollte als Ansprechstelle des Bundes zur Verfügung stehen. Das BFE sollte zudem wie bei der Windenergie einen «guichet unique» einrichten, der die Stellungnahmen der Ämter koordiniert.	Wer sich für ein Investment in Photovoltaik ausserhalb konventioneller Dachanlagen entscheidet, sollte vom Bund unterstützt werden. Das BFE sollte Fragen rund um das Zonenrecht, Nutzungsrechte, Netzanbindung, Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV), Abgeltungen und Vertragsmodelle niederschwellig und kompetent beantworten.
14	GIS-Systeme und Planungsinstrumente zur Mikrozonierung technisch nutzbarer Flächen auf bestehenden Infrastrukturen	Bei standardisierten Topografien wie Kantonsstrassen, Nationalstrassen, Lawinverbauungen oder Gleisanlagen sollen Cluster von PV-Anlagen in einem Los ausgeschrieben werden können. Planungsinstrumente sollten dazu dienen, Markthindernisse und administrative Behinderungen zu beseitigen.
15	Entwicklung einer Standortvorratspolitik	Wie bei den Fruchtfolgeflächen sollen Bund und Kantone Mindestziele für die Bereitstellung barrierefreier PV-Standflächen auf bestehenden Infrastrukturen definieren und so umsetzen, dass sich PV-Anlagen ohne jahrelange Wartefristen und rechtliche Händel realisieren lassen.
16	PV-Mantelverträge für Abteilungen des Bundes, der Kantone und der Regiebetriebe	Mantelverträge dienen dazu, Investoren in einem transparenten Verfahren die Nutzungsrechte und -pflichten bekannt zu machen.
17	Massnahmen für die Verbesserung Markttransparenz	Um die Orientierung am Markt zu erleichtern, sollten die monatlichen und jährlichen Stromerträge von grossen PV-Anlagen, die eine Vergütungsleistung

		gemäss Energiegesetz erhalten, öffentlich publiziert werden. Sachdienlich wäre eine Publikationsdatenbank für Photovoltaik-Systeme. Dies gilt besonders für Anlagen mit neuen Technologien (z.B. bi-faziale Zellen, Anlagen für den Winterbedarf usw.).
Neue gesetzliche Regelungen		
18	Die Richtwerte im Energiegesetz – 11,4 TWh Zusatzproduktion bis 2035 – sollten auf 26 TWh mehr als verdoppelt und bis 2050 auf 45 TWh vervierfacht werden. Ein jährlicher, gesetzlich verankerter Zubau von mindestens 1,5 bis 2 GW Photovoltaik ist nötig, soll eine hohe Abhängigkeit vom Ausland vermieden werden.	Der Zusatzbedarf an Elektrizität für Elektromobile und Wärmepumpen wird auf 20 TWh beziffert (ohne synthetische Treibstoffe für den Flugverkehr). Dazu kommt der Ersatzbedarf der wegfallenden Kernkraftwerke von 24 TWh. ⁵⁵ Die Umsetzung muss im Gesetz verbindlich verankert werden, damit die bisherige Stop-and-Go-Politik ein Ende findet.
19	Ein wettbewerbliches System mit Ausschreibungen sollte das vom BFE sistierte Einspeisevergütungssystem möglichst rasch ersetzen. Der Zuschlagswert für Grossanlagen (> 1 MW) ohne Eigenverbrauch sollte mittels Ausschreibungen ermittelt und während 15 bis 20 Jahren garantiert werden. Das System soll gleichermassen für Wasserkraft und für Photovoltaik und evtl. weitere Technologien Anwendung finden.	Für PV-Grossanlagen (> 1 MW) ohne Eigenverbrauch sollten wettbewerbliche Ausschreibungen für Marktprämien mit einer Laufzeit von 15 bis 20 Jahren eingeführt werden. Die minimalen Kontingente für Neuinstallationen sollten gesetzlich definiert werden. Die jährlichen Zubau-mengen (inkl. Kleinanlagen) sollten auf minimal 1,5 bis 2 GW gesetzlich fixiert werden. Auf diese Weise erhält die Branche gleich lange Spiesse wie im Ausland. Dank der Marktprämien verringern sich die Risikoprämien der Investitionen und damit die Zuschlagswerte (=Preise), zu denen während der vereinbarten Zeitspanne eingespeist wird. Mehrerlöse am Markt während Hochpreis-Phasen können abgeschöpft werden (<i>contracts for difference</i>).
20	Für die vermehrte Beschaffung von Winterstrom sollte das im Ausland bewährte Konzept der „wettbewerblichen strategischen Standorte (WSS)« in der Schweiz eingeführt werden. Die Ausschreibungen werden dabei auf eine definierte saisonale Produktion ausgerichtet und mit technisch verfügbaren Standorten verknüpft, an denen die Kosten der Netzanbindung wie eine Netzverstärkung (StromVV Art 22.3) als Systemdienstleistung finanziert werden.	Anlagen mit erhöhter Produktion im Winterhalbjahr senken die Kosten für Systemdienstleistungen und für Saisonspeicherung. Mit der von Swissgrid finanzierten Netzanbindung von entsprechenden Zonen, die wettbewerblichen Ausschreibungen für Marktprämien unterstellt werden, werden gleich die Netzanschluss-Bedingungen entscheidend verbessert, sodass verbesserte Standortbedingungen für Winterstrom herbeigeführt werden können.

⁵⁵ Roger Nordmann: Sonne für den Klimaschutz, ein Solarplan für die Schweiz, Zytglogge Verlag 2019

21	Verursachergerechte Netzgebühren für die Ein- und Ausspeisungen von Elektrizität innerhalb desselben Verteilnetzes.	Distanzunabhängige Netzgebühren führen zu einer Benachteiligung der dezentralen Stromerzeugung. Der Transport von Elektrizität sollte – wie für Grossverbraucher – nur mit den Kosten jener Netzebene belastet werden, die tatsächlich beansprucht wird. Der Weiterverkauf von dezentral erzeugtem Strom innerhalb eines Verteilnetzes soll nur mit den Kosten von Netzebene 7 belastet werden.
22	Beseitigung der Diskriminierung von Batteriespeichern.	Batterien, die in den Verteilnetzen platziert werden, zahlen heute bei der Ein- wie auch bei der Ausspeisung Netzgebühren. Gefordert ist eine Gleichbehandlung mit den Pumpspeicherwerken, d.h. die Beseitigung der Doppelbelastung.
23	Anreize für die Produktion im Winterhalbjahr.	Der Stromerzeugung für das Winterhalbjahr ist durch ein entsprechendes Design der Ausschreibungen besondere Beachtung zu schenken. Auch bei Standortgenehmigungen verdient der saisonale Aspekt eine besondere Würdigung.

16. Abkürzungen

BFE	Bundesamt für Energie
CHF	Schweizer Franken (1 CHF = 100 Rappen)
EIV	Einmalvergütung
EVS	Einspeisevergütungssystem
€	Euro
€/kWh	Euro-Cents pro Kilowattstunde
HKN	Herkunftsnachweis
KEV	kostendeckende Vergütung, Vorläufer des EVS
GREIV	Einmalvergütungen für grosse Photovoltaikanlagen (< 100kWp)
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1 Mio. kWh)
KLEIV	Einmalvergütungen für kleine Photovoltaikanlagen (> 100kWp)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Rp	Rappen (1 Rp = 0,01 CHF)
Rp/kWh	Rappen pro Kilowattstunde
TWh	Terawattstunde (1 TWh = 1000 GWh = 1 Mrd. kWh)
UVEK	Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch