



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Marktregulierung

EBP
April 2022

Externe Evaluation der Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und der Zusammenschlüsse zum Eigengebrauch (ZEV) 2018 bis 2020

Im Auftrag des Bundesamt für Energie

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern

www.bfe.admin.ch

Auftragnehmerin:

EBP, Zollikerstrasse 65, 8702 Zollikon; zusammen mit Planair SA

Begleitgruppe:

BFE Beat Goldstein
BFE Wieland Hintz
BFE Denis Peytregnet
SECO Damien Vacheron
Pronovo Hansjörg Bless
Pronovo Sabrina Phillipp
Swissolar David Stickelberger

Autor/innen:

EBP Sabine Perch-Nielsen
EBP Hendrik Clausdeinken
EBP Felix Ribi
EBP Reinhard Zweidler
Planair Leo-Philipp Heiniger
Planair Laure Deschaintre
Planair Yannick Sauter

Dieser Bericht wurde im Rahmen der Evaluationen des Bundesamts für Energie erstellt.
Für den Inhalt sind ausschliesslich die Autorinnen und Autoren verantwortlich.

BFE-Projektbegleitung:

Bruno Nideröst Abteilung Energiewirtschaft, Evaluationsverantwortlicher

Zusammenfassung

Einleitung: Die Photovoltaik soll in Zukunft eine tragende Säule der Schweizer Stromproduktion werden. Dazu fördert der Bund die Photovoltaik über die Einmalvergütung mit zwei Teilprogrammen, der KLEIV (Einmalvergütung für kleine Anlagen von 2 bis < 100 kW) und der GREIV (Einmalvergütung für grosse Anlagen ab 100 kW). Ein wichtiger, gesetzlich festgelegter, Anreiz ist zudem die Möglichkeit der Anlagenbetreiber, den produzierten Strom selbst zu verbrauchen und darauf kein Netznutzungsentgelt und keine Abgaben an die öffentliche Hand zu bezahlen. Durch die 2018 gesetzlich verankerten «Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch» (ZEV) können sich Grundeigentümer für den gemeinsamen Verbrauch zusammenschliessen oder auch ihre Mieter oder Pächter mit dem vor Ort produzierten Strom versorgen.

Ziel: Das übergeordnete Ziel der Evaluation besteht darin, die diversen Wirkungen des Förderinstruments Einmalvergütung und des Eigenverbrauchs in den Jahren 2018 bis 2020 zu erheben und Empfehlungen zur Optimierung zu formulieren. Konkret sollen sechs Fragen zur Einmalvergütung und neun Fragen zum Eigenverbrauch beantwortet werden.

Vorgehen: Wichtige methodische Elemente sind die Datenanalyse der Fördergesuche, die Analyse von Literatur und Dokumenten, Wirtschaftlichkeitsrechnungen, eine schriftliche Befragung aller Gesuchstellenden und die qualitative Befragung von Eigentümern und Experten mit Telefoninterviews. Die Systemgrenze der Evaluation umfasst die zwischen 2018 und 2020 angemeldeten Photovoltaik-Anlagen (und nicht etwa die zwischen 2018 und 2020 realisierten oder ausbezahlten Anlagen).

Entwicklung von 2018 bis 2020: Im betrachteten Zeitraum nahm sowohl die Anzahl der Gesuche als auch die angemeldete Leistung stark zu. Der Anstieg ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass das zuvor verlorene Vertrauen in die Förderung wiedergewonnen werden konnte, indem zusätzliche finanzielle Mittel den Abbau der zuvor sehr langen Wartezeiten ermöglichten.

Eigenverbrauch: Gemäss der Befragung der Eigentümer der angemeldeten Anlagen liegt der durchschnittliche gemessene Eigenverbrauch der Anlagen bei 44%. Dabei besteht fast kein Unterschied zwischen dem alleinigen Eigenverbrauch und den ZEV. Die Eigenverbrauchsquoten steigen mit der Grösse der Anlage stark an – von 43% für Anlagen unter 30 kW bis zu 72% für Anlagen über 500 kW. Häufige Massnahmen zur Erreichung dieser Quoten sind die Installation einer Wärmepumpe, intelligente Verbrauchssteuerungen und die Anpassung der Produktion oder Prozesse, um den solaren Ertrag am Mittag nutzen zu können. Nur sehr wenige Eigentümer geben an, gar keine Massnahmen zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote umzusetzen. Ein wichtiger Grund für das Steigen der Quote mit der Anlagengrösse ist, dass grosse Anlagen nur dann überhaupt gebaut werden, wenn aufgrund einer hohen Eigenverbrauchsquote die Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Bei kleineren Anlagen können weitere Motive - wie Freude an der Technik, die Ökologie oder das Image - eine nicht vorhandene oder tiefe Wirtschaftlichkeit eher wettmachen. Dies bedeutet auch, dass das Ausbaupotenzial von grossen Anlagen unter den aktuellen Rahmenbedingungen vom lokalen Eigenverbrauchspotenzial abhängig ist.

Wirtschaftlichkeit der geförderten Anlagen: Die Einmalvergütung und der Eigenverbrauch beeinflussen die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlagen sehr stark. Ohne Förderung und ohne Eigenverbrauch sind die Investitionen der meisten geförderten Anlagen innert 25 Jahren nicht amortisiert. Mit Eigenverbrauch und Einmalvergütung kann ein Grossteil der Anlagen über 10 kW ihre Investition innerhalb der Lebensdauer amortisieren – teilweise sogar viel früher. Je grösser die Anlage, desto wirtschaftlicher ist sie. Dies ist unter anderem auf die viel höheren Eigenverbrauchsquoten der grossen Anlagen und auf die tieferen spezifischen Kosten zurückzuführen. Diese Resultate gelten nicht generell, sondern nur für die betrachteten, geförderten Anlagen mit durchschnittlich hohen Eigenverbrauchsquoten.

Derzeit verbessert der Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit klar stärker als die Einmalvergütung. Dieses Ergebnis hängt von den realisierbaren Eigenverbrauchspotenzialen ab. Sind hohe Eigenverbrauchsquoten nicht möglich oder ist das Potenzial der Gebäude mit hohen möglichen Quoten bereits ausgeschöpft, nimmt die Bedeutung des Eigenverbrauchs für die Wirtschaftlichkeit ab und die Bedeutung der Einmalvergütung zu. Die grosse Bedeutung des Eigenverbrauchs ist zudem daran gekoppelt, dass sich die Netznutzungstarife heute stark an der Energie orientieren. Werden sie künftig, wie vom Bundesrat vorgeschlagen, stärker an der Leistung ausgerichtet, wird damit die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Anlagen stark geschmälert.

Mitnahmeeffekte Einmalvergütung: Die Einmalvergütung hatte gemäss der schriftlichen Befragung eine Wirkung auf rund 50% der Eigentümer – sei dies direkt auf den Entscheid zur Installation, auf den Zeitpunkt (vorgezogen) oder auf die realisierte Fläche (grösser). Dies ergibt einen Mitnahmeeffekt von rund 50%, der im Vergleich zu anderen energiepolitischen Massnahmen als eher hoch zu werten ist. Die Mitnahmeeffekte sind zudem leicht höher als für den Zeitraum von 2014 bis 2017. Ein möglicher Grund liegt darin, dass die Einmalvergütung bei Anlagen mit hohem Eigenverbrauch nicht so stark ins Gewicht fällt. Während gemäss der schriftlichen Befragung erstaunlicherweise kaum Unterschiede in den Mitnahmeeffekten je nach Eigenverbrauchsquote bestehen, bestätigen Interviews tiefe Mitnahmeeffekte bei tiefem Eigenverbrauch und hohe Mitnahmeeffekte bei hohem Eigenverbrauch.

Hürden beim ZEV: Die meisten Hürden von ZEV gibt es in bestehenden Gebäuden und bei der Bildung von ZEV über mehrere Grundstücke. Die wichtigsten Hürden sind der Aufbau der Zählerinfrastruktur, das Verbot der Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur und der Überzeugungsaufwand der Mieterschaft. Weitere wichtige Hürden sind die aufwändige Berechnung des ZEV-Solarstromes und die Unsicherheit bezüglich der Auswirkungen der Strommarktliberalisierung.

Zugang zum freien Strommarkt: Der Zugang zum freien Strommarkt wirkt nicht als relevanter Anreiz, ZEV zu bilden. Ein finanzieller Anreiz entsteht dadurch, dass durch einen ZEV tiefere Stromtarife erzielt werden können.

Empfehlungen: Das Fördersystem hat sich bewährt, entsprechend viele Elemente sollen auch weitergeführt werden. Es werden einige Empfehlungen formuliert, um die Mitnahmeeffekte der Einmalvergütung zu senken, Detailregelungen zum ZEV zu vereinfachen und die Unsicherheit im Bereich ZEV bezüglich einer allfälligen Strommarktliberalisierung zu reduzieren.

Résumé

Introduction : Le photovoltaïque doit devenir à l'avenir le pilier de la production d'électricité en Suisse. Afin d'amener cette transition, le Conseil fédéral encourage le photovoltaïque en finançant, grâce à une rétribution unique, deux sous-programmes : la PRU (petite rétribution unique pour les installations de 2 à 100 kW) et la GRU (grande rétribution unique pour les installations à partir de 100 kW). Une autre incitation importante prévue par la loi est la possibilité pour les exploitants de centrales de consommer eux-mêmes l'électricité qu'ils produisent et d'être exempts des frais d'utilisation du réseau et des taxes sur l'électricité. Enfin, à travers les "regroupements dans le cadre de la consommation propre" (RCP) inscrits dans la loi depuis 2018, les propriétaires peuvent se regrouper afin de consommer en commun ou de fournir à leurs locataires l'électricité produite sur place.

Objectif : L'objectif global de cette étude est d'évaluer les différents effets des outils d'incitations que sont la rétribution unique et la consommation propre entre 2018 et 2020 et de formuler des recommandations d'optimisation. Concrètement, de manière à répondre à cela, une liste de six questions sur la rétribution unique et neuf questions sur la consommation propre a été établie.

Procédure : Les éléments de méthodologie utilisés sont l'analyse des données des demandes de subventions, l'analyse de la littérature et des documents, les calculs de rentabilité, une enquête écrite auprès de tous les demandeurs et l'enquête qualitative auprès des propriétaires et des experts avec des entretiens téléphoniques. Enfin, cette évaluation ne comprend que les installations photovoltaïques annoncées à Pronovo entre 2018 et 2020 (et non, par exemple, les installations réalisées ou subventionnées entre 2018 et 2020).

Développement de 2018 à 2020 : Au cours de la période étudiée, le nombre de demandes ainsi que la puissance annoncée ont fortement augmenté. Cette hausse est due, en partie, au fait que la confiance précédemment perdue vis-à-vis du subventionnement a pu être regagnée dans la mesure où des ressources financières supplémentaires ont permis de réduire les délais d'attente, auparavant très longs.

Consommation propre : Selon l'enquête menée auprès des propriétaires des installations enregistrées, la consommation propre moyenne mesurée des installations est de 44%. Il n'y a pratiquement aucune différence entre les installations en consommation propre seule et celles en RCP. Les taux de consommation propre augmentent fortement avec la taille du système - allant de 43% pour les systèmes de moins de 30 kWc, à 72% pour ceux de plus de 500 kWc. Les mesures courantes permettant d'atteindre ces pourcentages sont l'installation d'une pompe à chaleur, des contrôles intelligents de la consommation et l'ajustement de la production ou des consommateurs de façon à tirer parti du rendement solaire à midi. A noter que seuls quelques rares propriétaires déclarent ne mettre en œuvre aucune mesure visant à augmenter la part de consommation propre. La raison principale pour laquelle le taux augmente avec la taille de l'installation est que les grandes installations ne sont construites que si l'efficacité économique est assurée grâce à un niveau de consommation propre élevé. Dans le cas des petits systèmes, d'autres raisons - telles que l'intérêt de la technique, de l'écologie ou encore de toute image de bonne réputation - peuvent

avoir tendance à compenser une rentabilité inexistante ou faible. Cela signifie aussi que le potentiel d'expansion des grandes centrales dans les conditions cadres actuelles dépend du potentiel local du taux de consommation propre.

Rentabilité des systèmes subventionnés : La rétribution unique et la consommation propre ont une très forte influence sur la rentabilité des systèmes photovoltaïques. Sans subventions et sans consommation propre, les investissements de la plupart des systèmes ne sont pas amortis en 25 ans. Grâce à la consommation propre et à la rétribution unique, la majorité des systèmes de plus de 10 kWc peuvent amortir leur investissement au cours de leur durée de vie - et dans certains cas bien plus rapidement. Plus le système est grand, plus il est économique. Cela est dû, notamment, aux taux de consommation propre considérablement plus élevés des grands systèmes et aux coûts spécifiques plus faibles. Ces résultats ne s'appliquent pas à la généralité des cas, mais concernent uniquement les installations subventionnées étudiées dans cette évaluation présentant des taux moyens de consommation propres élevés.

Actuellement, c'est la consommation propre qui influence le plus le rendement économique total, et non la rétribution unique. Ce résultat dépend du potentiel réalisable de consommation propre. Si une installation ne permet pas de garantir des taux élevés de consommation propre ou si le potentiel des bâtiments permettant des niveaux importants de consommation propre a déjà été épuisé, l'importance de la consommation propre en termes de rendement économique diminue et l'importance de la rétribution unique augmente. Une des raisons qui rend la consommation propre si importante pour la rentabilité est liée au fait que les tarifs d'utilisation du réseau sont actuellement fortement orientés vers l'énergie. Si, comme le propose le Conseil fédéral, ils deviennent à l'avenir davantage axés sur la puissance, la rentabilité des installations photovoltaïques s'en trouvera fortement réduite.

Effet d'aubaine de la rétribution unique : Selon l'enquête, la rétribution unique a eu un effet persuasif sur environ 50 % des propriétaires - que ce soit directement sur la décision d'installer, sur le choix de la date (avancée) ou sur la taille de surface réalisée (plus grande). La seconde moitié des propriétaires a donc pu bénéficier de la subvention par effet d'aubaine, ce qui est plutôt élevé en comparaison avec d'autres mesures de politique énergétique. L'effet d'aubaine de cette incitation est également légèrement plus élevé que durant la période de 2014 à 2017, ce qui peut s'expliquer par le fait que la rétribution unique a moins d'importance pour les installations à forte consommation propre. Bien que selon l'enquête écrite il n'y ait étonnamment guère de différences d'effet d'aubaine en fonction du taux de consommation propre, les entretiens oraux confirment que l'effet d'aubaine de la subvention est bas lorsque la consommation propre est faible (=fort impact persuasif de la subvention), et haut lorsqu'elle est élevée (=faible impact persuasif de la subvention).

Obstacles aux RCP : La plupart des obstacles aux RCP interviennent au niveau des bâtiments existants et lorsqu'ils concernent plusieurs terrains. Les principaux freins rencontrés sont la construction de l'infrastructure de comptage, l'interdiction d'utiliser l'infrastructure de réseau existante et les efforts nécessaires pour convaincre les locataires. D'autres obstacles importants sont le calcul complexe du coût de l'électricité solaire du RCP et l'incertitude quant aux effets de la libéralisation du marché de l'électricité.

Accès au marché libre de l'électricité : L'accès au marché libre de l'électricité ne constitue pas une raison suffisante pour encourager la construction de RCP. Une incitation financière découle du fait que des tarifs d'électricité plus bas peuvent être obtenus grâce à un RCP.

Recommandations : Le système de subventions a fait ses preuves et de nombreux éléments devraient être poursuivis en conséquence. Un certain nombre de recommandations sont formulées afin de réduire l'effet d'aubaine de la rétribution unique, de simplifier les réglementations pointues sur les RCP et de réduire l'incertitude dans le domaine des RCP au regard d'une possible libéralisation du marché de l'électricité.

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|-----|-----------------------------|----|
| 1. | Einleitung | 10 |
| 1.1 | Ausgangslage | 10 |
| 1.2 | Ziele der Evaluation | 12 |
| 1.3 | Systemgrenze der Evaluation | 13 |

| | | |
|-----|--|----|
| 2. | Methoden | 14 |
| 2.1 | Daten- Literatur, und Dokumentenanalysen | 14 |
| 2.2 | Schriftliche Befragung | 14 |
| 2.3 | Qualitative Befragungen | 19 |
| 2.4 | Wirtschaftlichkeitsrechnungen | 22 |

| | | |
|-----|--|----|
| 3. | Förderinstrumente und ihr Wirkungsmodell | 25 |
| 3.1 | Einmalvergütung | 25 |
| 3.2 | Eigenverbrauch | 27 |
| 3.3 | Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch | 28 |
| 3.4 | Wirkungsmodell | 30 |

| | | |
|-----|---|----|
| 4. | Evaluationsfragen zur Einmalvergütung | 32 |
| 4.1 | Zahl und Art der Gesuche ab 2018 | 32 |
| 4.2 | Realisierte Anlagen und installierte Leistung | 35 |
| 4.3 | Finanzielle Mittel | 37 |
| 4.4 | Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlagen | 37 |
| 4.5 | Mitnahmeeffekte | 43 |
| 4.6 | Erwarteter Ausbau | 50 |

| | | |
|-----|---|----|
| 5. | Evaluationsfragen zum Eigenverbrauch | 52 |
| 5.1 | Rechtliche Vorgaben | 52 |
| 5.2 | Eigenverbrauchsquote | 54 |
| 5.3 | Massnahmen zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquoten | 58 |
| 5.4 | Minimierung von Photovoltaik-Anlagen | 60 |
| 5.5 | ZEV und Zugang zum freien Strommarkt | 64 |
| 5.6 | Regulatorische und technische Hürden | 66 |
| 5.7 | Managementmodelle und -kosten | 72 |
| 5.8 | Auswirkungen auf das Verteilnetz | 74 |
| 5.9 | Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit | 77 |

| | | |
|----|--------------|----|
| 6. | Empfehlungen | 79 |
|----|--------------|----|

Anhänge

| | | |
|----|--|----|
| A1 | Fragebogen Online-Umfrage (Deutsch) | 81 |
| A2 | Gesprächsleitfäden qualitative Befragungen | 98 |

1. Einleitung

1.1 Ausgangslage

In den letzten zehn Jahren hat die Bedeutung der Photovoltaik für das Schweizer Energiesystem sehr stark zugenommen. Während bis und mit ins Jahr 2010 unter 50 MW_p an Leistung jährlich zugebaut wurde, begann ab 2011 ein starker Zuwachs (siehe Abbildung 1). Die kleinen Anlagen bis und mit 20 kW nahmen seither stetig zu bis zu einem jährlichen Zubau von rund 100 MW_p im Jahre 2019. Die Anlagen über 100 kW nahmen vor allem von 2012 bis 2015 stark zu, brachen dann 2016 jedoch ein und erholten sich bis ins Jahr 2019 noch nicht ganz. Insgesamt machte die Photovoltaik im Jahr 2019 mit gut 2 TWh rund 3% der Stromproduktion in der Schweiz aus. Provisorische Zahlen des Jahres 2020 weisen auf eine Verstärkung des Trends hin und gehen von einem Wachstum auf rund 450 MW_p installierter Anlagen aus¹.

Photovoltaik wächst stark an Bedeutung

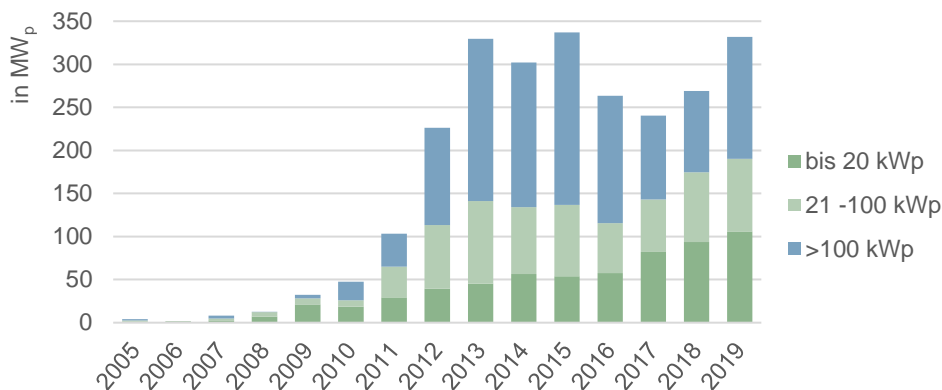


Abbildung 1: Verkaufte Leistung der Photovoltaik in der Schweiz (Quelle: Markterhebung Sonnenenergie diverser Jahre)

Die Entwicklung wurde vor allem durch die über lange Zeit stark sinkenden Preise der Photovoltaik sowie durch die staatliche Förderung geprägt. Der Bund führte im Jahr 2009 eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) und 2014 eine Einmalvergütung für Anlagen bis 30 kW ein, um die Förderung zu vereinfachen und zu beschleunigen. Schliesslich weitete er auf Anfang 2018 die Einmalvergütung auf alle Anlagengrössen aus und teilte die Förderung auf zwei Programme auf, die Einmalvergütung für kleine Anlagen (KLEIV) und für grosse Anlagen «GREIV».

Entwicklung geprägt durch fallende Preise und Förderung

¹ Swissolar 2021: Rekordzubau der Schweizer Photovoltaik 2020: Medienmitteilung vom 3. März 2021

Im europäischen Vergleich zählt die Schweiz im Jahr 2019 mit rund 290 Watt installierter Kapazität pro Einwohner zu den Vorreitern, hinter Deutschland, den Niederlanden, Belgien, Italien und Malta (siehe Abbildung 2).

Schweiz im europäischen Vergleich im vorderen Viertel

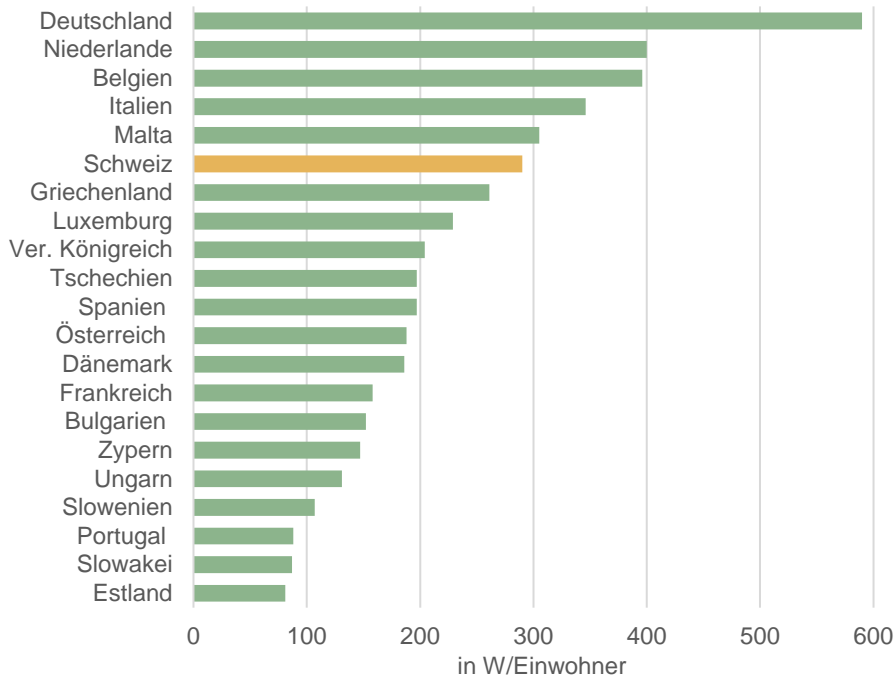


Abbildung 2: Installierte Photovoltaik-Leistung pro Einwohner im Jahr 2019: Schweiz im Vergleich zu den 20 der 28 EU-Ländern mit der höchsten Leistung (Quelle: EuroObserv'ER 2020, Markterhebung Sonnenenergie 2019)

Photovoltaik soll eine tragende Säule der Schweizer Stromproduktion werden. In den kürzlich veröffentlichten Energieperspektiven 2050+ des Bundes, die sich an der Zielvorgabe von *netto null Treibhausgasemissionen* orientieren, wird die Photovoltaik im Szenario ZERO Basis von den heute 2 TWh bis 2050 auf 34 TWh Jahresproduktion ausgebaut (siehe Abbildung 3).

Photovoltaik als tragende Säule des künftigen Energiesystems

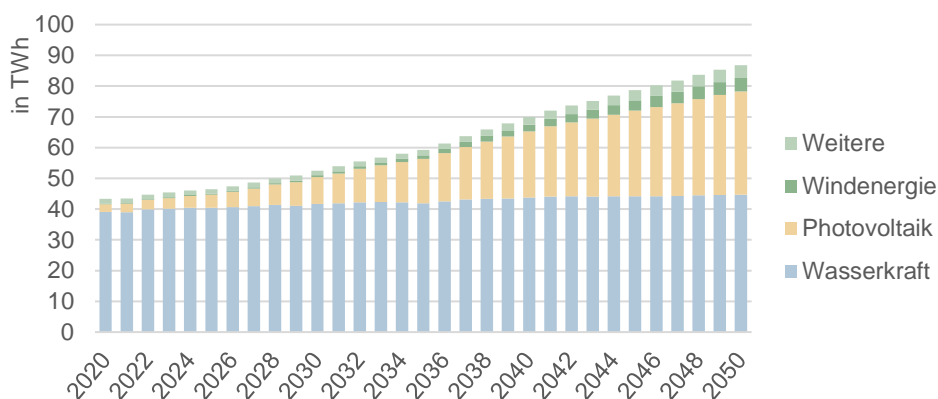


Abbildung 3: Stromerzeugung aus Wasserkraft und neuen erneuerbaren Energien gemäss dem Szenario Zero Basis (Quelle: Energieperspektiven 2050+).

Die heutigen politischen Instrumente reichen nicht aus, um die langfristigen Ziele zu erreichen. Die Orientierung am Ziel *netto null Treibhausgase* führt zu einer raschen Elektrifizierung im Verkehrs- und Wärmesektor. Damit gewinnt der Ausbau der Stromerzeugung nochmals an Bedeutung. Daher plant der Bundesrat derzeit eine Revision des Energiegesetzes², um mehr Anreize für Investitionen in die inländische Erzeugung von erneuerbaren Energien zu schaffen und die langfristige Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten. Unter anderem soll der Ausbau der Photovoltaik auf rund 600 bis 700 MW_p pro Jahr beschleunigt werden. Dazu möchte der Bundesrat unter anderem die Höchstgrenze der Einmalvergütung für Anlagen ohne Eigenverbrauch von 30 auf 60 Prozent erhöhen und für grosse Anlagen die Förderbeiträge der Einmalvergütung durch Auktionen festlegen können.

Instrumente reichen für Ziele nicht aus

1.2 Ziele der Evaluation

Das übergeordnete Ziel der Evaluation besteht darin, dass die diversen Wirkungen des Förderinstrumentes Einmalvergütung und des Eigenverbrauchs erhoben und Empfehlungen zur Optimierung formuliert sind. Konkret sollen folgende Evaluationsfragen beantwortet werden:

Ziel: Wirkung Instrumente und Empfehlungen

Evaluationsfragen zur Einmalvergütung

- 1) Wie präsentieren sich die Zahl und die Art der Gesuche ab 2018? Wie sind allfällige Trends bei den Gesuchen zu erklären?
- 2) Wie viele realisierte Photovoltaik-Anlagen gab es ab 2018? Wie viel beträgt die installierte Leistung der mit Einmalvergütungen realisierten Anlagen?
- 3) Wie viele Gelder wurden für die installierte Leistung der geförderten Photovoltaik-Anlagen eingesetzt (Fördergelder plus Investorengelder)?
- 4) Wie beeinflussten die kleine Einmalvergütung (KLEIV) bzw. die grosse Einmalvergütung (GREIV) und der Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlagen?
- 5) Welche Wirkung hatten KLEIV bzw. GREIV und Eigenverbrauch auf die Investitionen in Photovoltaik-Anlagen? Wie hoch waren die Mitnahmeeffekte bei der KLEIV und GREIV ab 2018?
- 6) Wurden ab 2018 im erwarteten Ausmass mehr Photovoltaik-Anlagen gebaut, erweitert oder zeitlich vorgezogen?

Fragen zur Einmalvergütung

Evaluationsfragen zum Eigenverbrauch

- 1) Haben sich die ab 2018 geltenden rechtlichen Vorgaben für den Eigenverbrauch und besonders für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) als geeignet erwiesen (verständlich, ohne wesentliche Lücken oder Widersprüche)?

Fragen zum Eigenverbrauch

² Bundesrat (2020): Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023): Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage.

- 2) Welche Eigenverbrauchsquoten werden mit Eigenverbrauch und mit dem ZEV erreicht? Wie gross ist die eigenverbrauchte Strommenge?
- 3) Welche technischen Massnahmen zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote wurden ab 2018 umgesetzt (z.B. Laden von E-Autos, Einsatz von Batterien, oder auch das Minimieren der PV-Anlage)?
- 4) Wie häufig werden Photovoltaik-Anlagen minimiert, um so die Eigenverbrauchsquote zu maximieren? Wie gross ist schätzungsweise die deswegen ungenutzte Fläche?
- 5) Werden häufig gezielt ZEV gebildet mit einem Jahresverbrauch über 100 MWh, um so Zugang zum freien Strommarkt zu erhalten?
- 6) Welche regulatorischen und technischen Hürden sind für den gemeinsamen Eigenverbrauch bei Neu- und Bestandsbauten am höchsten? Wie können regulatorische Hürden bei Neu- und Bestandsbauten am besten abgebaut werden?
- 7) Wie entwickeln sich die Kosten für die Abrechnung und das Management der ZEV? Welche Modelle des Managements von ZEV waren die erfolgreichsten (Echtzeitabrechnung, Visualisierung etc.)?
- 8) Welche Auswirkungen hatten Eigenverbrauch und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch bisher auf das Verteilnetz (im Vergleich zu einer Volleinspeisung ins Netz)? Welche Auswirkungen sind realistischerweise künftig zu erwarten?
- 9) Wie zuverlässig ist die Stromversorgung beim Eigenverbrauch sowie beim ZEV im Vergleich zur Versorgung aus dem öffentlichen Netz?

1.3 Systemgrenze der Evaluation

Die Evaluation betrachtet

- das Förderinstrument der Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen, konkret die kleine Einmalvergütung (KLEIV) und die grosse Einmalvergütung (GREIV), sowie
- den Eigenverbrauch mit einem Fokus auf Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) im selben Gebäude / auf demselben Grundstück.

Zeitlich beschränkt sich die Evaluation auf den Zeitraum zwischen 2018 und 2020. Damit grenzt sich die Evaluation insbesondere von der Evaluation der Einmalvergütung für Photovoltaik in den Jahren 2014 bis 2017 ab, die das Bundesamt für Energie 2018 in Auftrag gegeben hatte und 2020 veröffentlicht³. Ein wesentlicher Unterschied gegenüber der ersten Evaluation liegt darin, dass von 2014 bis 2017 nur kleine Anlagen von 2 bis 30 kW gefördert wurden und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch erst ab 2018 gesetzlich geregelt waren.

Einmalvergütung
und Eigen-
verbrauch
zwischen 2018 und
2020

³ Bundesamt für Energie (2020): Externe Evaluation der Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen und der Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch in den Jahren 2014 bis 2017. Erarbeitet durch infras und Energie Zukunft Schweiz.

2. Methoden

Für die Beantwortung der Evaluationsfragen wurden folgende Methoden eingesetzt:

Mix an Methoden

- Datenanalyse der eingegangenen Fördergesuche
- Analyse von Literatur und Dokumenten
- Wirtschaftlichkeitsrechnungen
- Schriftliche Befragung aller Gesuchstellenden
- Qualitative Befragungen in der Form von Telefoninterviews.

2.1 Daten- Literatur, und Dokumentenanalysen

Vor allem für die Evaluationsfragen zur Einmalvergütung wurden folgende Datensätze analysiert:

Datenbank Fördergesuche

- Datenbank der Fördergesuche von Pronovo für die Fragen 1, 2 und 3 zur Einmalvergütung. Die Datenbank umfasst Anlagen mit einem Gesuch für Einmalvergütung mit Anmeldedatum vom 16.3.2009 bis zum 31.12.2020. Bei der Analyse der Daten fielen offensichtlich falsche Angaben zur projektierten Leistung auf. Daher wurde die projektierte Leistung dort manuell korrigiert, wo aufgrund der effektiv realisierten Anlagenleistung von einem offensichtlichen Fehleintrag (Faktor 100 oder Faktor 1'000, vermutlich Angabe von Watt statt Kilowatt) ausgegangen werden konnte. Dies war bei 83 Anlagen der Fall. Die projektierte Leistung dieser Anlagen wurde von 624 MW_p auf 785 kW korrigiert.
- Strompreis-Website der Elcom für die Frage 4 zur Einmalvergütung (Wirtschaftlichkeit)
- Analyse der Rückliefertarife vom Verband unabhängiger Energieerzeuger (VESE, pvtarif.ch) für die Frage 4 zur Einmalvergütung und die Frage 4 zum Eigenverbrauch (Wirtschaftlichkeit und Minimierung der Anlagengrösse)
- Potenzialanalyse Photovoltaik auf Sonnendach.ch für die Frage 4 zum Eigenverbrauch (Minimierung der Anlagen).

Darüber hinaus wurden diverse Studien, Marktberichte und die bisherige Evaluation der Einmalvergütung von 2014 bis 2017 analysiert.

2.2 Schriftliche Befragung

Stichprobe

Im November 2020 wurden alle Personen und Organisationen online befragt, die zwischen dem 1. Januar 2018 und dem 15. September 2020 ein Gesuch für eine Einmalvergütung gestellt hatten. Die Stichprobe umfasst alle Gesuchstatus (also von noch unvollständigen Gesuchen bis zu ausbezahlten Gesuchen), jedoch keine abgelehnten Gesuche. Zudem wurden Personen und Organisationen entfernt, die bei der Evaluation der Einmalvergütungen

Gesuchsteller von 2018 bis 2020

2014 bis 2017 bereits angeschrieben wurden. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht dieser Stichprobe nach Leistungsklasse und Sprachregion.

Zudem wurden im November 2020 Personen und Organisationen online befragt, die eine Photovoltaik-Anlage besitzen, dafür aber keine Einmalvergütung in Anspruch genommen haben. Dazu wurde die Datenbank der Einmalvergütung mit der Datenbank der Herkunftsnachweise für Solarstrom abgeglichen. Im betrachteten Zeitraum von Januar 2018 bis und mit Oktober 2020 ergab der Abgleich insgesamt 349 Anlagen. Eine Übersicht der gesamten Stichprobe (inkl. Besitzer von HKN-Anlagen) nach Sprachregionen zeigt Tabelle 2.

Anlagen ohne Förderung

| | Deutschschweiz | | | Suisse Romande | | | Svizzera Italiana | | | Total |
|--------------|----------------|---------------|--------------|----------------|--------------|------------|-------------------|------------|-----------|---------------|
| | ÖH | PP | PU | ÖH | PP | PU | ÖH | PP | PU | |
| < 30 kW | 118 | 13'879 | 963 | 61 | 8'649 | 506 | 13 | 942 | 62 | 25'193 |
| 30 - 100 kW | 84 | 492 | 503 | 9 | 72 | 104 | 1 | 7 | 13 | 1'285 |
| 100 - 500 kW | 27 | 38 | 240 | 9 | 3 | 47 | 1 | | 8 | 373 |
| > 500 kW | 4 | 5 | 35 | | 2 | 2 | | | | 48 |
| Total | 233 | 14'414 | 1'741 | 79 | 8'726 | 659 | 15 | 949 | 83 | 26'899 |

Tabelle 1: Übersicht der Stichprobe (ohne Besitzer von HKN-Anlagen)
 ÖH = öffentliche Hand, PP = Privatpersonen, PU=Privatunternehmen)

| Sprachregion | Stichprobe |
|-------------------|---------------|
| Deutschschweiz | 16'554 |
| Suisse Romande | 9'644 |
| Svizzera Italiana | 1'050 |
| Total | 27'248 |

Tabelle 2: Übersicht der Stichprobe nach Sprachregion (inkl. Besitzer von HKN-Anlagen)

Pretest

Der Fragebogen wurde von 10 Testpersonen bei EBP und Pronovo auf Verständlichkeit, Benutzerführung und fachliche Richtigkeit getestet. Anschliessend wurde der Fragebogen aufgrund der Rückmeldungen überarbeitet.

Pretest bei 10 Personen

Unterstützung der Teilnehmenden

Bei Fragen und Problemen bei der Bearbeitung des Online-Fragebogens konnten sich die Teilnehmenden direkt über eine spezifische E-Mail-Adresse an EBP wenden. Über den Verlauf der Umfrage wurden rund 200 Anfragen bearbeitet. Die Anfragen und Rückmeldungen betrafen meist technische Probleme mit den spezifischen Umfragelinks der Teilnehmenden oder Probleme bei der korrekten Eingabe von Zahlenwerten in der Online-Eingabemaske. Bei der Eingabe von Zahlenwerten verbesserte EBP in den ersten

200 Anfragen zu meist technischen Problemen

Tagen der Umfrage aufgrund mehrerer Rückfragen die Gültigkeitskriterien in der Online-Eingabemaske und erweiterte die Erklärungen zu gültigen Eingabewerten.

Rücklauf

Für die beiden Umfragen wurden insgesamt rund 27'000 Mailadressen angeschrieben. Die Mailadressaten erhielten ein Schreiben mit einem Link zum Online-Fragebogen (siehe Anhang A1). Die Angeschriebenen konnten die Umfrage in Deutsch, Französisch oder Italienisch beantworten. Die Umfrage erzielte eine sehr hohe Rücklaufquote von rund 55 % (siehe Tabelle 3). Unter den Teilnehmenden schlossen 91 % die Umfrage vollständig ab, während 9 % die Umfrage vorzeitig abbrachen. Tabelle 4 beschreibt den Rücklauf nach Anlagengrösse und Sprachregionen.

Sehr hohe Rücklaufquote von 55%

| | Anzahl |
|----------------------------------|---|
| Angeschriebene E-Mail-Adressaten | 27'248, davon 349 Anlagen ohne Förderung |
| Unzustellbare E-Mails | 1'008 4% der Adressaten |
| Nicht an Umfrage teilgenommen | 11'369 42% der Adressaten |
| An Umfrage teilgenommen | 14'871 55% der Adressaten |
| Umfrage beendet | 13'549 91% der Teilnehmenden |
| Umfrage unvollständig bearbeitet | 1'322 9% der Teilnehmenden |

Tabelle 3: Übersicht der Umfrage-Stichprobe

| Kategorie | Deutschschweiz | Suisse Romande | Svizzera Italiana | Total |
|---------------------------------|--------------------|--------------------|-------------------|----------------------|
| Anlagen bis 100 kW | 7'703 (52%) | 2'904 (20%) | 450 (3%) | 11'057 (74%) |
| < 30 kW | 7'325 (49%) | 2'828 (19%) | 444 (3%) | 10'597 (71%) |
| 30 - 100 kW | 378 (3%) | 76 (1%) | 6 (0%) | 460 (3%) |
| Anlagen über 100 kW | 159 (1%) | 28 (0%) | 4 (0%) | 191 (1%) |
| 100 - 500 kW | 132 (1%) | 28 (0%) | 4 (0%) | 164 (1%) |
| > 500 kW | 27 (0%) | - | - | 27 (0%) |
| Keine/fehlerhafte Angabe | 1'619 (11%) | 1'839 (12%) | 165 (1%) | 3'623 (24%) |
| Total | 9'481 (64%) | 4'771 (32%) | 619 (4%) | 14'871 (100%) |

Tabelle 4: Rücklaufantworten nach Anlagengrösse und Sprachregion (Prozentangaben beziehen sich alle auf das Gesamttotal)

Unter den Teilnehmenden befanden sich 37 Personen, die zwar ursprünglich eine Anlage geplant hatten, sie aber schliesslich nicht realisiert haben. Insgesamt 208 Antworten betrafen Anlagen mit Herkunftsnachweis ohne eine

Geringe Anzahl nicht-geförderter PV-Anlagen

Förderung mit Einmalvergütung (entspricht einer Rücklaufquote von 60% bei HKN-Anlagen). Bei 16 Antworten wurde das ursprüngliche Gesuch für Einmalvergütung nachträglich zurückgezogen.

Plausibilisierung und Bereinigung der Rückmeldungen

Die ausgefüllten Fragebögen wurden auf Vollständigkeit und soweit möglich auf Plausibilität geprüft. Insbesondere wurden die Angaben folgender Größen plausibilisiert:

Plausibilisierung

- Anlagenleistung
- Jährliche Stromproduktion
- Investitionskosten
- Förderung durch Dritte
- Amortisationsdauer
- Zinssatz
- Lebensdauer
- Eigenverbrauchsmenge/-quote

Wie bei der Förderdatenbank von Pronovo gab es auch bei der Befragung unrealistische Antworten bei der angegebenen Leistung. Für die Anlagen, bei denen das Verhältnis von angegebener Produktion zu angegebener Leistung in einem starken Missverhältnis stand, wurden die Angaben kontrolliert. Wo ein offensichtlicher Fehler vorlag (Leistung um Faktor 1'000 zu hoch wegen Angaben von Watt statt Kilowatt), wurde die Leistung entsprechend korrigiert. Wo der Fehler unklar war, wurde die Leistung auf 0 gesetzt. Wo Einfamilienhäuser Leistungen von über 500 kW angaben, wurde die Leistung durch 1'000 geteilt. Einfamilienhäuser mit Leistungen von über 100 kW wurden auch kontrolliert und um den Faktor 1'000 gekürzt oder bei unklaren Ausgangslagen auf 0 gesetzt.

Korrekturen der Leistungen

Charakterisierung der Anlagen der Teilnehmenden

Am häufigsten befindet sich die Photovoltaik-Anlage auf einem bestehenden Gebäude, manchmal auf einem neuen Gebäude und sehr selten ist sie anderweitig aufgestellt (freistehend, auf Infrastrukturen, etc., siehe Abbildung 4). Werden hingegen nur Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch betrachtet (Abbildung 5), ergibt sich ein anderes Bild: Rund 70% der Anlagen und der Leistung befinden sich auf neuen Bauten.

Vorwiegend PV-Anlagen auf Bestandsbauten

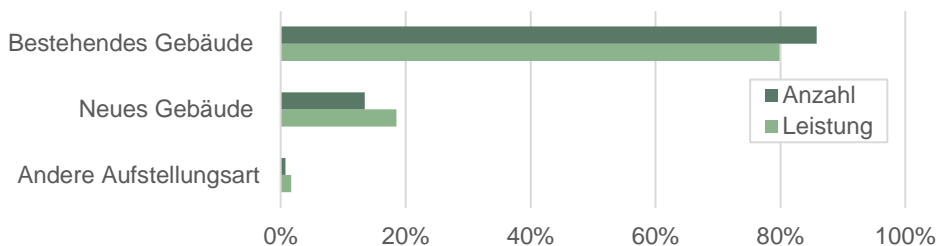


Abbildung 4: Rücklauf: Art der Aufstellung der Photovoltaik-Anlage (n=14'391)

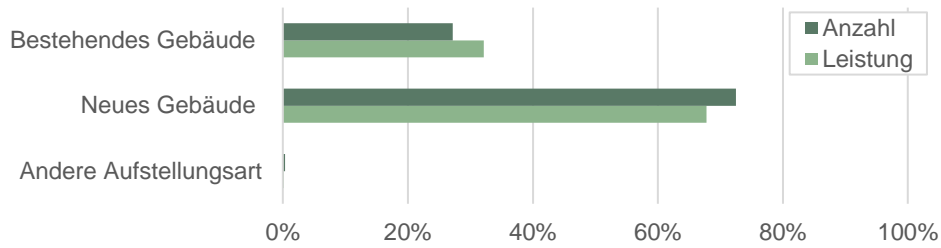


Abbildung 5: Rücklauf: Art der Aufstellung der Photovoltaik-Anlage (nur ZEV, n=1'159)

Fast 80% der Befragten besitzen eine Photovoltaik-Anlage auf einem Ein- oder Zweifamilienhaus, 8% auf einem Mehrfamilienhaus und 4% auf einer Lagerhalle oder einem landwirtschaftlichen Gebäude. Die übrigen rund 10% verteilen sich auf andere Arten Gebäude. In Bezug auf die durch die Befragten repräsentierte Leistung verringert sich die Bedeutung der Ein- und Zweifamilienhäuser auf nur noch 44% (siehe Abbildung 6). Werden nur ZEV betrachtet, gewinnen vor allem die Mehrfamilienhäuser stark an Bedeutung (siehe Abbildung 7).

80% Ein- oder Zweifamilienhäuser

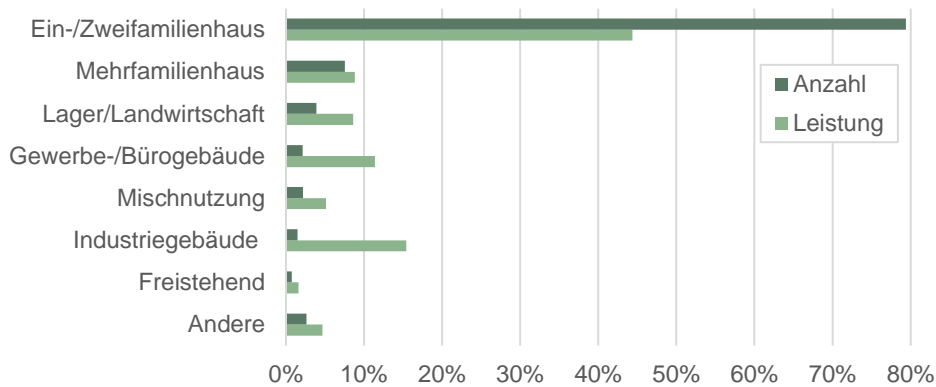


Abbildung 6: Rücklauf: Art des Gebäudes (n=14'399)

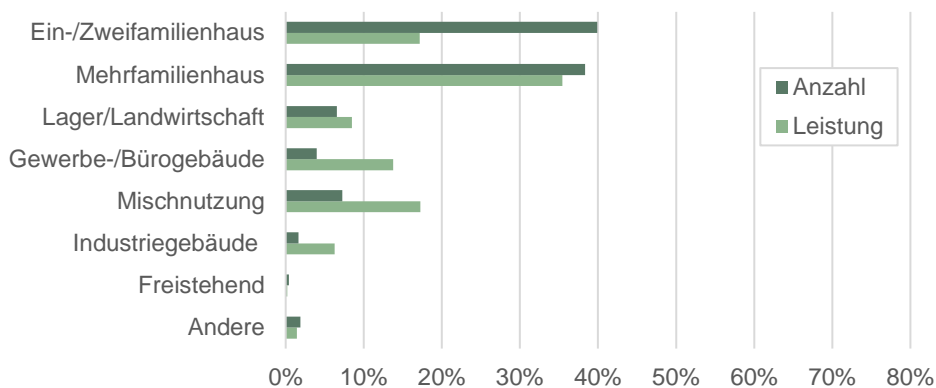


Abbildung 7: Rücklauf: Art des Gebäudes (nur ZEV, n=1'158)

Bei der Art der Eigentümerschaft dominieren die Privatpersonen mit 91%, gefolgt von privaten Unternehmen (4%) und landwirtschaftlichen Betrieben (3%). Auf die Leistung bezogen gewinnen vor allem die privaten Unternehmen gegenüber den Privatpersonen an Bedeutung (siehe Abbildung 8). Bei den ZEV spielen die privaten Unternehmen eine etwas stärkere Rolle (siehe Abbildung 9)

Rund 90% der Besitzer sind Privatpersonen

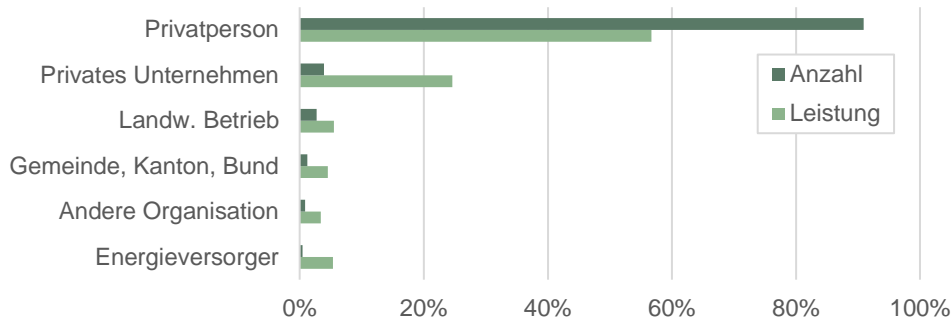


Abbildung 8: Rücklauf: Art der Eigentümerschaft der Photovoltaik-Anlage (n=14'403)

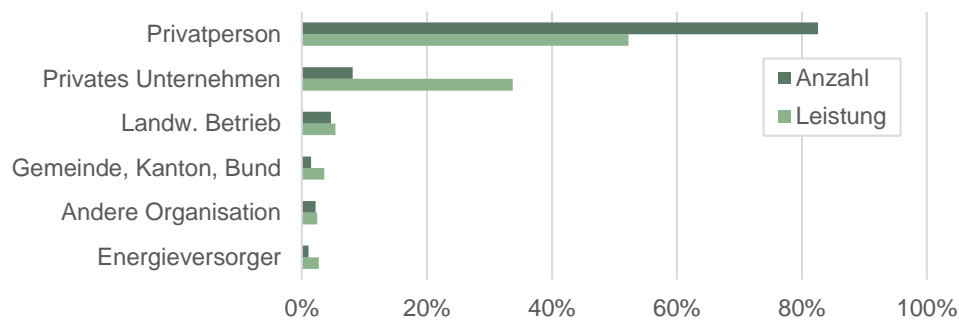


Abbildung 9: Rücklauf: Art der Eigentümerschaft der Photovoltaik-Anlage (nur ZEV, n=1'159)

2.3 Qualitative Befragungen

Zur Plausibilisierung und Ergänzung der Resultate der schriftlichen Befragung wurden Vertiefungsinterviews zur Einmalvergütung und dem Zusammenschluss für Eigenverbrauch (ZEV) durchgeführt. Die Interviews dienen dazu, qualitative Eindrücke und Hintergründe zu erfahren, die in kurzen standardisierten Umfragen schwierig zu erheben sind. Im Rahmen der schriftlichen Befragung wurden die Eigentümer gefragt, ob sie für ein Telefoninterview zur Verfügung stehen würden. Somit lag die Möglichkeit vor, sehr gezielt Fragen zu stellen.

Zweck qualitative Befragungen

Zur Vertiefung der Themen der Einmalvergütung wurden insgesamt 20 kurze Telefoninterviews mit Eigentümern von Photovoltaik-Anlagen geführt. Die Auswahl der befragten Eigentümer mit den Charakteristika Anlagengrösse, Gebäudetyp und Art des Eigentümers ist in Tabelle 5 aufgeführt. Es wurden nach Sichtung der Resultate der schriftlichen Befragung folgende drei Themen vertieft: Mitnahmeeffekte bei grossen Anlagen, Massnahmen für hohe Eigenverbrauchsquoten bei grossen Anlagen und Abhängigkeiten der Investitionsentscheidungen für Photovoltaik, Wärmepumpen und Elektroautos.

Einmalvergütung:
20 Interviews

| Merkmale | Ausprägungen | Anzahl |
|---------------------|---|--------|
| Anlagengrösse | < 30 kW | 6 |
| | 30-100 kW | 5 |
| | 100 - 500 kW | 4 |
| | > 500 kW | 5 |
| Gebäudetyp | Industriegebäude | 8 |
| | Ein-/Zweifamilienhaus | 7 |
| | Mischnutzung (Wohnen/Gewerbe/Dienstl.) | 2 |
| | Lagerhalle/landwirtschaftliches Gebäude | 1 |
| | Andere | 2 |
| Art des Eigentümers | Privates Unternehmen | 10 |
| | Privatperson | 7 |
| | Öffentlich-rechtliche Körperschaft | 2 |
| | Landwirtschaftlicher Betrieb | 1 |

Tabelle 5: Charakterisierung der 20 befragten Eigentümer zur Vertiefung Einmalvergütung (Charakterisierung gemäss Angaben in der schriftlichen Befragung)

Zur Vertiefung der Themen zum Zusammenschluss zum Eigenverbrauch wurden insgesamt 10 Telefoninterviews mit Eigentümern von Photovoltaik-Anlagen gemacht, welche die Anlage in Form eines ZEV realisiert haben. Die Auswahl der befragten Eigentümer mit den Charakteristika Anlagengrösse, Gebäudetyp, Neu- versus Bestandesbau, Anzahl Grundstücke und Zugang zum freien Strommarkt ist in Tabelle 6 aufgeführt. Es wurden nach Sichtung der Resultate der schriftlichen Befragung folgende vier Themen zum Frageblock Eigenverbrauch vertieft: Eignung der rechtlichen Vorgaben, Hürden für ZEV, Relevanz des Zugangs zum freien Strommarkt und Versorgungssicherheit.

Eigenverbrauch: 10
Interviews

| Merkmal | Ausprägungen | Anzahl |
|--------------------------|--|--------|
| Anlagengrösse | < 30 kW | 4 |
| | 30-100 kW | 3 |
| | > 100 kW | 3 |
| Gebäudetyp | Industriegebäude | 2 |
| | Ein-/Zweifamilienhaus | 1 |
| | Mehrfamilienhaus | 2 |
| | Mischnutzung (Wohnen/Gewerbe/Dienstl.) | 3 |
| | Andere | 2 |
| Anzahl Grundstücke | 1 Grundstück | 8 |
| | Mehrere Grundstücke | 2 |
| Neubau vs. Bestand | Neubau | 3 |
| | Bestehender Bau | 7 |
| Zugang freier Strommarkt | Genug gross und Anbieter gewechselt | 1 |
| | Genug gross aber Anbieter nicht gewechselt | 2 |
| | Zu klein für Zugang freier Strommarkt | 7 |

Tabelle 6: Charakterisierung der 10 befragten Eigentümer zur Vertiefung Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (Charakterisierung gemäss Angaben in der schriftlichen Befragung)

Des Weiteren wurden 5 Telefoninterviews mit Vertretern von Verteilnetzbetreibern gemacht. Die kontaktierten Gesprächspartner sind in Tabelle 7 aufgeführt. Folgende Fragestellungen wurden in den Gesprächen in erster Linie vertieft: Eignung der rechtlichen Vorgaben, Hürden, Einfluss von Eigenverbrauch aufs Verteilnetz und auf die Versorgungssicherheit.

Verteilnetzbetreiber: Fokus auf Verteilnetz und Versorgungssicherheit

| Verteilnetzbetreiber | Gesprächspartner |
|---------------------------------|------------------|
| Groupe E | Cédric Chanez |
| VSE | Olivier Stössel |
| EKZ | Karl Resch |
| IB Wohlen (ehem. Präsident DSV) | Peter Lehmann |
| EWZ | Christoph Deiss |

Tabelle 7: Befragung Verteilnetzbetreiber

Als wichtige Akteursgruppe im Zusammenhang mit ZEV wurden zudem vier Expertengespräche mit Anbietern von Abrechnungslösungen geführt. Die entsprechenden Firmen und Gesprächspartner sind in Tabelle 8 aufgeführt. Folgende Fragestellungen standen im Vordergrund: Eignung der rechtlichen Vorgaben, Hürden, Kostenentwicklung von Abrechnungs- und Managementlösungen, erfolgreichste Modelle.

Experteninterviews

| Akteursgruppe | Organisation | Gesprächspartner |
|----------------------------------|--------------|------------------|
| Anbieter von Abrechnungslösungen | Neovac | Pascal Welti |
| | Climkit | Nicolas Vodoz |
| | SEIC Gland | Jérôme Udry |
| | Egon AG | Sandra Stettler |

Tabelle 8: Befragung von Experten zu noch offenen Fragen

2.4 Wirtschaftlichkeitsrechnungen

Indikatoren für die Wirtschaftlichkeit

In der Analyse für die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Anlagen wurde eine statische Methode (Amortisationsdauer mit Zinssatz 0%) und eine dynamische Methode (interner Zinsfuss (IRR)) verwendet. Die Amortisationsdauer ist die Zeitperiode, nach welcher die gesamten Investitionskosten durch die jährlichen Netto-Einnahmen abbezahlt sind. Der interne Zinsfuss steht für die durchschnittliche mittlere Jahresrendite der Photovoltaik-Anlage über die angenommenen 25 Jahre Lebensdauer.

Indikatoren Amortisationsdauer und IRR

Vier verschiedene Förderkonstellationen

Um die Bedeutung des Eigenverbrauchs und der Einmalvergütung zu beleuchten, wurde die Wirtschaftlichkeit der Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch und Einmalvergütung berechnet. Daraus ergeben sich insgesamt vier Förderkonstellationen, die in Tabelle 9 dargestellt sind.

Wirtschaftlichkeit mit und ohne Eigenverbrauch und Einmalvergütung

| | | |
|-----------------|--------|--|
| Konstellation 1 | oF oEV | <i>Ohne</i> Förderung (Einmalvergütung) und <i>ohne</i> Eigenverbrauch |
| Konstellation 2 | mF oEV | <i>Mit</i> Förderung (Einmalvergütung) und <i>ohne</i> Eigenverbrauch |
| Konstellation 3 | oF mEV | <i>Ohne</i> Förderung (Einmalvergütung) und <i>mit</i> Eigenverbrauch |
| Konstellation 4 | mF mEV | <i>Mit</i> Förderung (Einmalvergütung) und <i>mit</i> Eigenverbrauch |

Tabelle 9: Förderkonstellationen der Wirtschaftlichkeitsrechnungen

Datengrundlagen: Anlagen

Gemäss der Systemgrenze der Studie (siehe auch Kapitel 1.3) wurde die Wirtschaftlichkeit aller Anlagen betrachtet, die sich zwischen 2018 und 2020 für eine Einmalvergütung angemeldet wurden. Die Bereinigung der Anlagen-daten erfolgte gemäss den Angaben im Kapitel 2.1. Die Wirtschaftlichkeit wurde nur für Anlagen ausgewertet, welche keine Lücken in den Daten aufwiesen. Daher wurden bspw. die freistehenden Anlagen ausgeschlossen (da keine Kostendaten), wie auch die noch nicht realisierten Anlagen (da keine überprüften Leistungsdaten) oder Anlagen in Gemeinden ohne bekannten Rücklieferarif. Schlussendlich umfasst die Analyse eine Wirtschaftlichkeitsberechnung von 14'630 Anlagen.

Anmeldungen zwischen 2018 und 2020

Datengrundlagen: Annahmen

Die Annahmen für die Investitionskosten befinden sich in Tabelle 10 und basieren auf Marktberichten⁴. Für angebaute Anlagen sind Daten der Jahre 2018 und 2019 vorhanden. Um die Kosten für das Jahr 2020 zu ermitteln, wurde mangels weiterer Grundlagen die gleiche Kostenentwicklung der zwei vorhergehenden Jahre angenommen. Es liegen nur Daten für das Jahr 2018 für integrierte Anlagen vor. Um die Kosten für die anderen zwei Jahre zu ermitteln, wurde die gleiche Kostenentwicklung für integrierte wie für angebaute Anlagen verwendet. Bei gänzlich fehlenden Werten von integrierten Anlagen (Anlagen der Grösse 100-300 kW und >1'000 kW) wurden die Kosten von gleich grossen angebauten Anlagen abzüglich der mittleren Differenz zwischen den verschiedenen Anlagentypen übernommen. Für die wenigen Anlagen, die vor 2018 erbaut wurden, wurden die Kosten des Jahres Jahr 2018 eingesetzt. Es sind keine Daten zu den Kosten für integrierte Anlagen verfügbar.

| In Fr./kW | Anlagengrösse | 2018 | 2019 | 2020 |
|------------|-----------------|-------|-------|-------|
| Angebaut | <=10 kW | 2'956 | 2'985 | 3'014 |
| | 10 bis 30 kW | 2'219 | 2'184 | 2'149 |
| | 30 bis 100 kW | 1'595 | 1'512 | 1'429 |
| | 100 bis 300 kW | 1'296 | 1'254 | 1'212 |
| | 300 bis 1000 kW | 1'000 | 1'045 | 1'090 |
| | >1000 kW | 7'05 | 772 | 739 |
| Integriert | <=10 kW | 3'435 | 3'464 | 3'493 |
| | 10 bis 30 kW | 2'841 | 2'806 | 2'771 |
| | 30 bis 100 kW | 2'485 | 2'402 | 2'319 |
| | 100 bis 300 kW | 2'237 | 2'195 | 2'153 |
| | 300 bis 1000 kW | 2'773 | 2'818 | 2'863 |
| | >1000 kW | 1'680 | 1'663 | 1'646 |

Tabelle 10: Mittlere Kosten (in Fr./kW ohne Einmalvergütung) abhängig von Jahr und Anlagengrösse (Grundlage: Planair, Observation du marché photovoltaïque 2018 & 2019).

Bei den beiden Förderkonstellationen mit Eigenverbrauch wurde als Ertrag des Eigenverbrauchs der Stromtarif des Jahres 2019 am jeweiligen Standort der Anlage anhand der Strompreisdaten der Elcom abgeschätzt. Diese Preisdaten liegen in der Form von Preisen für vordefinierte Verbraucherklassen vor, die sich grösstenteils nach Stromverbrauch unterscheiden. So musste jeder Anlage eine Verbraucherklasse zugeordnet werden. Private Eigentümer wurden alle der Verbraucherkategorie «H4» zugeteilt. Bei Unternehmen kann der Stromverbrauch stark variieren, es liegen keine geeigneten Datengrundlagen für eine Schätzung vor. Daher wurde vereinfachend angenommen, dass der Stromverbrauch vier Mal höher ist als die Stromproduktion der Anlage und danach der entsprechenden Verbraucherkategorie zugeteilt. Bei der öffentlichen Eigentümerschaft wurde der Stromverbrauch als die zweifache Menge der Stromproduktion der Anlage angenommen. Die beiden Annahmen (Faktor zwei und Faktor vier) beruhen auf Erfahrungen von Planair in der Anlagenplanung. Der jährliche Stromverbrauch der Verbraucherklassen «C4» und «C5» ist gleich, sie unterscheiden sich nur in der

⁴ Bundesamt für Energie (2020): Observation du marché photovoltaïque 2019 (Planair). Bundesamt für Energie (2019): Observation du marché photovoltaïque 2018 (Planair).

angeschlossenen Leistung. Mangels Daten zur angeschlossenen Netzleistung wurde daher die Verbraucherklasse C5 nicht verwendet.

Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, den eingespeisten Strom von Photovoltaik abzunehmen und zu vergüten. Der für den Strom bezahlte Rücklieferer tarif variiert erheblich je nach Netzbetreiber. Konkret fällt er oft auch je nach Anlagegrösse oder Lieferzeitpunkt (Hoch- bzw. Niedertarif) unterschiedlich hoch aus. Für alle Anlagen wurden die jeweils an dem Standort und für diese Leistungsklasse gültigen Rücklieferertarife des Jahres 2019 eingesetzt⁵.

Rücklieferer tarif von VESE differenziert nach Verteilnetzbetreiber

Weitere Parameter wurden von Experten von EBP und Planair geschätzt oder von der schriftlichen Befragung abgeleitet. Sie sind in Tabelle 11 aufgelistet.

Weitere Annahmen

| Variable | Schätzung |
|---|--|
| Lebensdauer | 25 Jahre |
| Betriebskosten ⁶ | 2.5 Rp. / kWh |
| Durchschnittlicher spezifischer Ertrag über die Lebensdauer | 950 kWh / (kW * a) |
| Durchschnittliche Eigenverbrauchsanteile gemäss Antworten aus der schriftlichen Umfrage | <ul style="list-style-type: none"> - < 30 kW <ul style="list-style-type: none"> o Privatperson: 42% o Privatunternehmen: 54% o Öffentliche Hand: 55% - 30-100 kW <ul style="list-style-type: none"> o Privatperson: 45% o Privatunternehmen: 62% o Öffentliche Hand: 67% - 100-500 kW: 61% - > 500 kW: 72% |
| Verbraucherklasse | H4 für Private C1, C2, C3, C4, C6, C7 für Privatunternehmen und öffentliche Hand, je nach Grösse der Photovoltaik-Anlage |

Tabelle 11: Übersicht über geschätzte Parameter der Wirtschaftlichkeitsrechnung

⁵ Verband unabhängiger Energieerzeuger (VESE): Liste der Rücklieferertarife.

⁶ Dazu gehören Kosten für Unterhalt, Reparatur und Ersatz (bspw. für Wechselrichter oder Sicherungen), Gebühren, Service- und Kontrollgänge, automatische Betriebsüberwachung, allenfalls Reinigung, Versicherung.

3. Förderinstrumente und ihr Wirkungsmodell

3.1 Einmalvergütung

Seit 2009 wird die Photovoltaik auf der Grundlage des Energiegesetzes gefördert. Zu Beginn geschah dies über eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Bereits wenige Monate nach der Einführung der KEV war der Gesamtkostendeckel bereits ausgeschöpft und neue Anlagen wurden auf Wartelisten gesetzt⁷.

Anfänglich Förderung über eine Einspeisevergütung

So beschloss das Bundesparlament 2013, dass künftig mehr Mittel für die KEV zur Verfügung stehen sollen und kleine Photovoltaik-Anlagen bis 30 kW eine Einmalvergütung erhalten⁸. Die Einmalvergütung wurde als einmalige Zahlung nach Installation der Anlage konzipiert und auf 30% der Investitionskosten von Referenzanlagen begrenzt. Es wurde in Aussicht gestellt, dass damit die Warteliste bis zu jenen Anlagen abgebaut werden könnte, die sich bis Sommer 2011 für die KEV angemeldet hatten.

Einmalvergütung für kleine Anlagen als Vereinfachung

Im Jahr 2017 beschloss das Schweizer Stimmvolk mit der Revision des Energiegesetzes mehr Mittel für die Förderung erneuerbarer Energien. Da diese Mittel nicht zum Abbau der immer noch langen Warteliste der KEV ausreichten, wurde die Einmalvergütung ab Inkraftsetzung der Revision im Jahr 2018 auf grosse Anlagen bis 50 MW_p ausgeweitet. Die Einmalvergütung wurde damit zum Hauptinstrument der Förderung von Solarstrom in der Schweiz⁹.

Einmalvergütung als Hauptinstrument seit 2018

Die Einmalvergütung wird durch einen Zuschlag auf das Netznutzungsentgelt für das Stromübertragungsnetz finanziert (EnG Art. 35) und läuft als Instrument Ende 2030 aus.

Finanzierung und Dauer

Seit 2018 wird unterschieden zwischen der Einmalvergütung für kleine Anlagen («KLEIV») und für grosse Anlagen («GREIV»). Die beiden Systeme unterscheiden sich vor allem punkto Anmeldeverfahren und Fördersätzen⁹. Die KLEIV zeichnet sich wie folgt aus:

Unterscheide KLEIV und GREIV

- Geltungsbereich für Anlagen zwischen 2 und bis unter 100 kW.
- Die Förderung darf erst nach der Inbetriebnahme beantragt werden.
- Die Auszahlung erfolgt in Reihenfolge der vollständigen Anmeldung zur Förderung.

Die GREIV zeichnet sich wie folgt aus¹⁰:

- Geltungsbereich für Anlagen zwischen 100 kW und bis unter 50 MW_p.
- Die Förderung kann vor oder nach der Inbetriebnahme beantragt werden. Klassischerweise Üblicherweise wird sie vor der Inbetriebnahme beantragt.
- Sofern genügend Mittel zur Verfügung stehen, wird eine Zusicherung gewährt, nach welcher die Anlage innert 12 Monaten in Betrieb genommen

⁷ Bundesamt für Energie (2012): Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), Juli 2021. Erarbeitet durch Interface, Ernst Basler + Partner und Université de Genève.

⁸ Bundesamt für Energie (2013): Faktenblatt FAQ: Wie geht es 2014 weiter mit der KEV?

⁹ Bundesamt für Energie (2019): Faktenblatt Förderung der Photovoltaik Version 1.2 vom 1. Mai 2019.

¹⁰ Pronovo (2020): Richtlinie zur Energieförderungsverordnung (EnFV): Photovoltaik. Ausführungen zum Vollzug des Einspeisevergütungssystems (EVS) und der Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen. Version 2.0.

werden muss. Stehen keine Mittel zur Verfügung, gelangt die Anmeldung auf eine Warteliste.

— Die Auszahlung erfolgt gemäss Warteliste.

Ende 2017 betrug die Wartezeit für die damalige Einmalvergütung (beschränkt auf unter 30 kW) rund 3 Monate. Durch die Ausweitung auf grössere Anlagen stiegen Anfang 2018 die Wartezeiten stark an. Sie lag für die KLEIV bei 2 Jahren und für die GREIV bei 6 Jahren. Die Wartezeiten konnten bis im ersten Quartal 2020 auf 9 Monate für die KLEIV und auf 3 Monate für die GREIV gesenkt werden¹¹.

Entwicklung der Wartezeiten

Die Förderung erfolgt über einen Grundbeitrag (700 Fr. für eine Inbetriebnahme seit dem 1. April 2021) und einen Leistungsbeitrag pro kW, der mit zunehmender Grösse der Anlage absinkt (380 Fr./kW für die ersten 30 kW und ab dann 290 Fr./kW). Für Anlagen unter 100 kW gelten zudem höhere Sätze für integrierte Anlagen¹². Die Förderung richtet sich nach dem Inbetriebnahmedatum der Anlage. Vor allem durch die sinkenden Kosten der Photovoltaik konnte auch die Förderung über die Zeit stark gesenkt werden (Abbildung 10). Für Inbetriebnahmen seit dem 1. April 2021 liegt sie zwischen rund 300 Fr./kW für Anlagen über 300 kW und über 500 Fr./kW für Anlagen unter 5 kW.

Entwicklung der Fördersätze

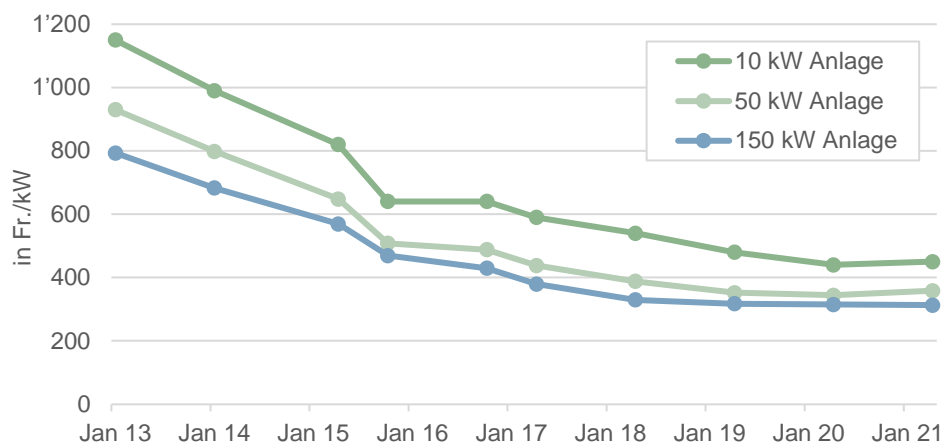


Abbildung 10: Entwicklung der Förderung für drei unterschiedlich grosse Anlagen in Fr./kW (angebaut oder freistehend)

Es besteht bereits eine Evaluation der Förderinstrumente Einmalvergütung und Einmalverbrauch für die Jahre 2014 und bis 2017¹³. Zu dieser Zeit wurde die Einmalvergütung nur für Anlagen unter 30 kW eingesetzt. Diese erste Evaluation beurteilte das Konzept, den Vollzug und die Wirkungen der Einmalvergütung und die Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch und formulierte

Resultate der Evaluation 2014 bis 2017 für Anlagen zwischen 2 bis 30 kW

¹¹ Medienmitteilungen des Bundesamtes für Energie vom 20. März 2018, 9. November 2018, 26. März 2019, 22. Oktober 2019 und 20. April 2020.

¹² Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV), SR 730.03, Stand am 1. Januar 2021

¹³ Bundesamt für Energie (2020): Externe Evaluation der Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen und der Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch in den Jahren 2014 bis 2017. Erarbeitet durch infras und Energie Zukunft Schweiz.

Empfehlungen zur Optimierung. Die Autoren kamen unter anderem zu folgenden Schlüssen:

- Die Konzeption der Einmalvergütungen erfüllt die gesetzlichen Vorgaben und ist mehrheitlich klar und konsistent.
- Die Einmalvergütung adressiert wichtige Hindernisse für den Ausbau der Photovoltaik, nämlich Investitionskosten und Wirtschaftlichkeit. Damit ist sie ein geeignetes Instrument, um die Solarenergie zu fördern.
- Mit dem Ausbau der Einmalvergütung auch auf grosse Anlagen werden mit dem Förderinstrument alle Zielgruppen abgedeckt.
- Die Förderhöhen sind angemessen, da die Zahl der Gesuche – trotz abnehmender Fördersätze zwischen 2014 und 2017 – zunahm.
- Die Wirtschaftlichkeit von kleinen Photovoltaik-Anlagen ist knapp gegeben. Sie wird stärker durch den Eigenverbrauch als durch die Einmalvergütung verbessert.

3.2 Eigenverbrauch

Gemäss Energiegesetz Art. 16 dürfen Betreiber von Photovoltaik-Anlagen die selbst produzierte Energie ganz oder teilweise selbst verbrauchen. Der Stromverbrauch erfolgt dabei entweder direkt oder durch die Speicherung in einer Batterie und dem späteren Verbrauch vor Ort. Der Eigenverbrauch erhöht die Attraktivität von Photovoltaik-Anlagen, da heute in den meisten Fällen die Produktion des Stroms aus Photovoltaik günstiger ist als der Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz¹⁴. Beim Bezug aus dem Stromnetz muss nicht nur der bezogene Strom, sondern auch ein Entgelt für die Nutzung des Stromverteilnetzes sowie Abgaben an der öffentlichen Hand (inkl. Netzzuschlag) bezahlt werden.

Eigenverbrauch ist oft günstiger als der Netzbezug

Zur Verbreitung des Eigenverbrauchs gibt es provisorische Daten, die auf einer Umfrage des Bundesamtes für Energie bei den Verteilnetzbetreibern basieren¹⁵. Sie beziffern die Anzahl installierter Photovoltaik-Anlagen in der Schweiz Ende 2019 auf 98'369 Anlagen. Davon sind 73'840 Anlagen mit Eigenverbrauch (ohne ZEV), also 75% aller Anlagen. Zieht man als Referenzgrösse die installierte Leistung der Anlagen bei, reduziert sich der Anteil auf 51%.

Mehrheit der PV-Anlagen mit Eigenverbrauch

Die Befragung im Rahmen der Evaluation der Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch in den Jahren 2014 bis 2017¹³ zeigte eine noch stärkere Verbreitung bei den in diesem Zeitraum angemeldeten Anlagen. Bei Anlagen bis 30 kW nutzten 80 bis 90% der Eigentümer einen Teil des Stroms selbst, bei den Anlagen über 100 kW lag der Anteil bei rund 70%. Die Evaluation zeigte, dass der Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit der Anlagen stark verbesserte.

Starke Verbreitung und grosse Bedeutung des Eigenverbrauchs

¹⁴ EnergieSchweiz (2020): Solarstrom – Eigenverbrauch optimieren. Handbuch. Erarbeitet durch den Verband unabhängiger Energieerzeuger.

¹⁵ Bundesamt für Energie (2020): Energiestrategie 2050: Monitoring-Bericht 2020 (ausführliche Fassung)

3.3 Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch

Der Eigenverbrauch wird ab 2014 im Energiegesetz explizit erwähnt. Auf dieser Basis war es auch möglich, «Eigenverbrauchsgemeinschaften» zu bilden. In der Revision des Energiegesetzes von 2018 wurde die explizite rechtliche Grundlage für den gemeinsamen Eigenverbrauch geschaffen. Durch die «Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch» (ZEV) können sich Grundeigentümer für den gemeinsamen Verbrauch zusammenschliessen oder auch ihre Mieter oder Pächter mit dem vor Ort produzierten Strom versorgen (Art. 17 EnG). Daraus ergeben sich mehrere Vorteile. Da durch den Zusammenschluss das Verbrauchsprofil gleichmässiger wird, kann der Anteil Eigenverbrauch gesteigert werden. Zudem sind die Investitionskosten pro Kilowatt für grosse Anlagen tiefer als bei mehreren kleinen Anlagen. Somit wurde bei der Einführung des neuen Instrumentes ein grosses Interesse an dieser neuen Möglichkeit erwartet¹⁶.

Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch ZEV

Ein ZEV tritt gegenüber dem lokalen Netzbetreiber als ein Endverbraucher mit einem Messpunkt auf (Art. 18 EnG). Die einzelnen Teilnehmende eines ZEV haben kein vertragliches Verhältnis mehr zum Verteilnetzbetreiber, sondern beziehen den Strom vom ZEV. Der ZEV ist neu für die Versorgung aller am ZEV Beteiligten verantwortlich. Die interne Organisation für die Produktion, Verteilung und Messung ist grundsätzlich Sache des ZEV. Die Kosten für die Einführung des ZEV muss der Grundeigentümer zahlen und darf sie nicht direkt auf die Mieter überwälzen (Art. 17 EnG). Für die Bildung eines ZEV muss die Produktionsleistung mindestens 10 Prozent der Anschlussleistung des Zusammenschlusses betragen (Art. 15 EnV). Ein ZEV kann über mehrere aneinander angrenzenden Grundstücke hinweg gebildet werden, sofern die Grundeigentümer am ZEV teilnehmen und das Netz des Netzbetreibers nicht in Anspruch nehmen (Art. 14 EnV). Der Solarstrom muss für die Mieter billiger sein als der Netzstrom vor dem Zusammenschluss (Art. 16 EnV). Liegt der Stromverbrauch eines ZEV höher als 100 MWh pro Jahr, ist dem ZEV der Zugang zum freien Strommarkt offen. Kann der Grundeigentümer die Versorgung des ZEV nicht gewährleisten, so hat der Netzbetreiber die Pflicht einzuspringen (Art. 18 EnV).

Modalitäten der ZEV

Im April 2019 traten durch eine Anpassung der Energieverordnung einige Erleichterungen und Präzisierungen in Kraft. So dürfen seither ZEV auch über Grundstücke hinweg gebildet werden, die nur durch eine Strasse, ein Eisenbahntrasse oder ein Fliessgewässer getrennt sind (Art. 14 EnV; Abbildung 11). Dazu muss der Grundeigentümer der Querung seines Grundstückes zustimmen.

Neu auch ZEV über getrennte Grundstücke

¹⁶ EnergieSchweiz (2019): Leitfaden Eigenverbrauch. Version 2.1, Dezember 2019.

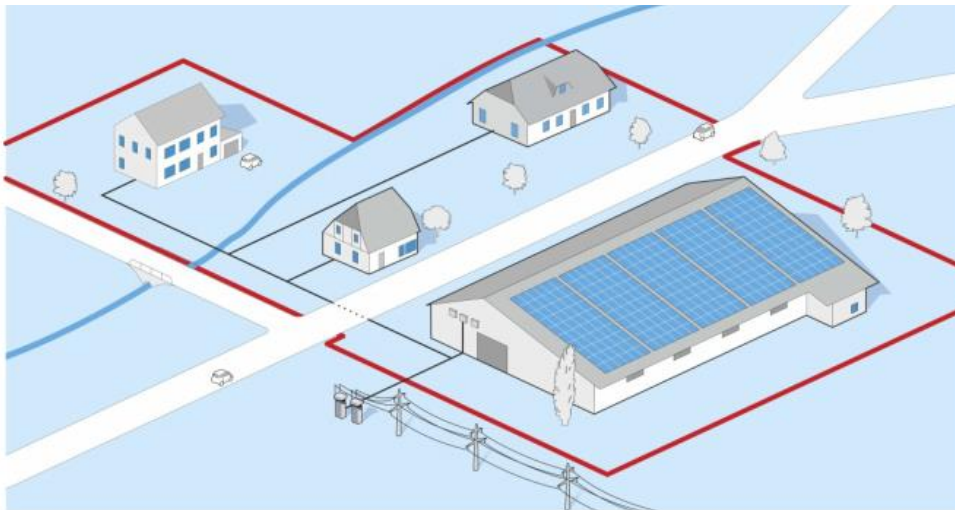


Abbildung 11: Zusammenschluss zum Eigenverbrauch, der sich über eine Strasse erstreckt (Quelle: Leitfaden Eigenverbrauch von EnergieSchweiz, 2019)

Zudem wurden die Regelungen zur Verrechnung präzisiert. Als Referenzpreis gilt das externe Standardstromprodukt (Art. 16 EnV). Verglichen wird also mit dem Preis, den die Mieterschaft ohne ZEV bezahlen würde. Neu wurde definiert, dass die Preisdifferenz zwischen den Solarstromkosten und dem Referenzpreis maximal zur Hälfte den Mietern in Rechnung gestellt werden darf (Abbildung 12). Dabei sind die anrechenbaren Kapitalkosten und der angemessene Satz für Verzinsung und Amortisation vorgegeben (Art. 16 EnV, Präzisierung im Leitfaden des BFE).

Neu Regelung der Preisdifferenz

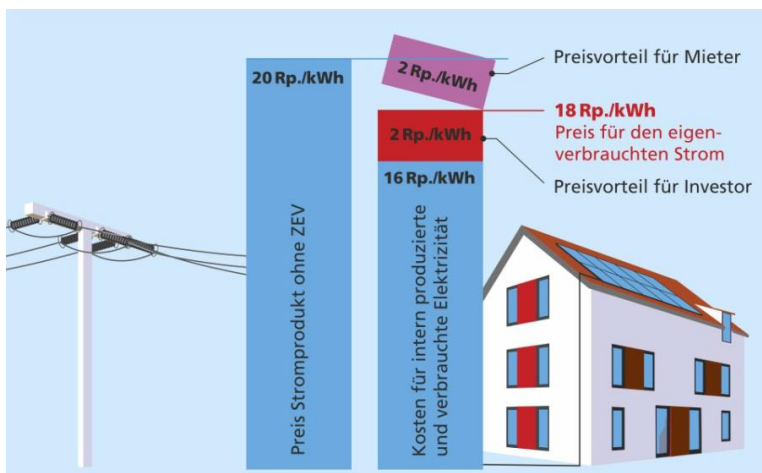


Abbildung 12: Aufteilung der Ersparnis gegenüber externem Stromprodukt zwischen Mieter und Grundeigentümer

Neben den ZEV bestehen weiterhin die sogenannten «Praxismodelle Verteilnetzbetreiber». Verschiedene Verteilnetzbetreiber haben auf der Basis des Eigenstromartikels (Art. 16 EnG) Modelle entwickelt, in denen Strom aus Photovoltaik eines Standortes vor Ort den Mietern oder Pächtern verkauft wird. Die Unterschiede zwischen diesen Modellen und den ZEV sind in Tabelle 12 beschrieben.

Unterschiede zwischen den Modellen der Verteilnetzbetreiber und den ZEV

| | Praxismodelle Verteilnetzbetreiber | Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) |
|------------------------------------|---|--|
| Investition in Anlage | Typischerweise Eigentümerschaft des Gebäudes. | Typischerweise Eigentümerschaft des Gebäudes. |
| Realisierbarkeit | Nur verfügbar, wenn der Verteilnetzbetreiber ein solches Angebot führt. | Unabhängig vom Verteilnetzbetreiber realisierbar. |
| Ausdehnung | Innerhalb einer Parzelle realisierbar | Über Grundstücke hinweg realisierbar |
| Verhältnis zu Verteilnetzbetreiber | Alle Beteiligten bilden eigene Messpunkte und bleiben einzeln Kunden des Verteilnetzbetreibers (Endverbraucher im Sinne des StromVG). | Der Zusammenschluss bildet einen Messpunkt und ist Kunde des Verteilnetzbetreibers. Die einzelnen Beteiligten haben keine direkte Verbindung zum Verteilnetzbetreiber mehr. |
| Versorgung und Verrechnung | Der Verteilnetzbetreiber ist für die Versorgung der Beteiligten zuständig und verrechnet den Strom auch. | Der Zusammenschluss ist für die Versorgung der Beteiligten zuständig und verrechnet den Strom auch. Der Verteilnetzbetreiber ist für die Versorgung des Zusammenschlusses zuständig und verrechnet diesem den Strom. |
| Freiwilligkeit | Mieter und Pächter müssen explizit zustimmen und können jederzeit in die Grundversorgung zurück wechseln. | Mieter und Pächter können sich nur bei der Einführung eines ZEV für die Grundversorgung entscheiden. Danach ist ein Ausstieg nur möglich, falls der Grundeigentümer seinen Pflichten nicht nachkommt (Art. 17 EnG). Sie behalten jedoch ihren Anspruch auf Netzzugang nach Artikel 13 StromVG (Art. 16 EnV). |

Tabelle 12: Unterschiede zwischen den Praxismodellen der Verteilnetzbetreiber und dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Zur Verbreitung der ZEV gibt es provisorische Daten aus der oben genannten Umfrage des Bundesamtes für Energie bei den Verteilnetzbetreibern¹⁷. Sie beziffern die Anzahl der ZEV in der Schweiz Ende 2019 auf 3'079 Anlagen, also 3% der Anlagen mit 5% der installierten Leistung.

3% der installierten Anlagen mit ZEV

3.4 Wirkungsmodell

Das Förderinstrument Einmalvergütung und der Eigenverbrauch, ihr Vollzug und ihre Wirkungsketten sind in einem Wirkungsmodell in Abbildung 13 dargestellt. Der Fokus der Evaluationsfragen liegt dabei vor allem auf den Ebenen Output und Outcome mit einigen wenigen Fragen in den anderen Bereichen.

Wirkungsmodell mit Fokus auf Output und Outcome

Als Input dienen die rechtlichen Grundlagen, vor allem das Energiesgesetz, die Energieverordnung und die Energieförderungsverordnung, aber die auch Richtlinie zur Energieförderungsverordnung. Diese sorgen dafür, dass Fördermittel als Input für die Einmalvergütung bereitstehen und der Eigenverbrauch von den Netzkosten befreit ist.

Input

¹⁷ Bundesamt für Energie (2020): Energiestrategie 2050: Monitoring-Bericht 2020 (ausführliche Fassung)



Abbildung 13: Wirkungsmodell

Der Vollzug der Einmalvergütung wurde im Rahmen der Evaluation der Jahre 2014 bis 2017 bereits untersucht. Dabei wurden Gesuchsverfahren, Gesuchsbearbeitung, Vollzugskosten und die Information und Beratung analysiert und bewertet, nicht jedoch die Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch, weil diese erst seit 2018 im Energiegesetz geregelt sind.

Vollzug

Als Output werden die erzielten Anreize gesehen. Die für die Einmalvergütung bereitgestellten Fördermittel senken die Investitionskosten und erhöhen damit die Wirtschaftlichkeit von Anlagen. Beim Eigenverbrauch führt die Befreiung der Netzkosten für den Eigenverbrauch zu tiefen Stromkosten und damit zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit. Schliesslich kann auch der Zugang zum Strommarkt für ZEV mit über 100 MWh Stromverbrauch zu tieferen Stromkosten und damit einer höheren Wirtschaftlichkeit der Investition in eine Anlage führen.

Output = erzielte Anreize

Diese Anreize sollen zu einem stärkeren Zubau von Anlagen führen. Ein Fokus der vorliegenden Evaluation liegt deshalb auf dieser «Auslösewirkung» (oranger Pfeil). Der gewünschte Outcome sind Gesuche für die Einmalvergütung, die Bildung von Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch, Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs und schliesslich die Installation von neuen Photovoltaik-Anlagen.

Outcome

Die Folge eines Zubaus von Anlagen ist die vermehrte Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz. Zudem stellt die Evaluation die Frage nach weiteren Wirkungen auf das Verteilnetz und die Versorgungssicherheit.

Impact

4. Evaluationsfragen zur Einmalvergütung

4.1 Zahl und Art der Gesuche ab 2018

Evaluationsfrage

Wie präsentieren sich die Zahl und die Art der Gesuche ab 2018? Wie sind allfällige Trends bei den Gesuchen zu erklären?

Analysen und Resultate

Die Anzahl Gesuche für eine Einmalvergütung stieg zwischen 2014 und 2017 auf rund 13'500 Gesuche an. Im Jahr 2018 brach die Nachfrage dann auf rund die Hälfte zusammen, bevor sie im Jahr 2019 und 2020 wieder stark anstieg (siehe Abbildung 14). Die Anzahl Gesuche stieg von 8'900 im Jahr 2018 auf 13'700 (+54%) im Jahr 2019 und 18'800 im Jahr 2020 (nochmals +44%). Anzahlmässig dominierten die Gesuche für die KLEIV. Sie machten im Durchschnitt der Jahre 2018 bis 2020 97% der Gesuche aus. Insgesamt wurden zwischen 2018 und 2020 35'420 Photovoltaik-Anlagen für die Förderung angemeldet.

Anstieg der Gesuche von 2018 bis 2020

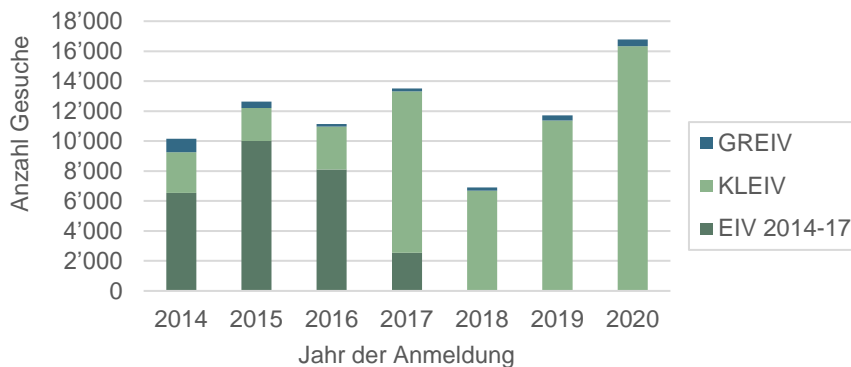


Abbildung 14: Entwicklung der Anzahl Gesuche für die Einmalvergütung zwischen 2014 und 2020 (Gesuche für die KLEIV und GREIV in den Jahren 2014 bis 2017 sind Gesuche, die in diesen Jahren für die Einmalvergütung oder KEV eingereicht wurden, ab 2018 mit dem Wechsel des Förderregimes der KLEIV oder GREIV zugewiesen wurden).

Wird statt der Anzahl Gesuche die projektierte Leistung der Gesuche betrachtet, ergibt sich ein etwas anderes Bild (siehe Abbildung 15). Die Entwicklung seit 2014 zeigt, dass vor allem in den Jahren 2014 und 2015 sehr viele grosse Anlagen für die KEV angemeldet wurden, welche beim Wechsel des Förderregimes Anfang 2018 in eine GREIV-Anmeldung umgewandelt wurden. Ähnlich wie bei der Anzahl der Gesuche ist in den drei Jahren von 2018 bis 2020 ein starker Anstieg zu verzeichnen. Die Gesuche für die KLEIV machten im Durchschnitt der Jahre 2018 bis 2020 60% der projektierten Leistung aus. Insgesamt wurden zwischen 2018 und 2020 Anlagen mit einer projektierten Leistung von 737 MW_p für die Förderung angemeldet.

Anstieg der projektierten Leistung von 2018 bis 2020

Dabei ist zu beachten, dass diese Analysen nicht eins zu eins mit publizierten Auswertungen im «Cockpit» von Pronovo übereinstimmen. Dies liegt einerseits daran, dass im Rahmen der Evaluation der erste Eingang des Ge-

Übereinstimmung mit publizierten Daten

suchs als Anmeldedatum verwendet wurde, während Pronovo für die publizierten Auswertungen je nach Verfügbarkeit den ersten Eingang oder das Vorliegen eines vollständigen Gesuchs verwendet. Die beiden Daten unterscheiden sich bei rund 17% der Anlagen, welche nach 2014 angemeldet wurden. Zudem wurde für die Evaluation die projektierte Leistung der Anlagen validiert und bei augenfälligen Fehlern manuell korrigiert (siehe dazu Kapitel 2.1). Da diverse Fehler aufgrund der falschen Einheit sehr gross ausfallen (Faktor 1'000 zwischen Watt und Kilowatt), sank die insgesamt angemeldete Leistung durch diese Korrekturen deutlich.

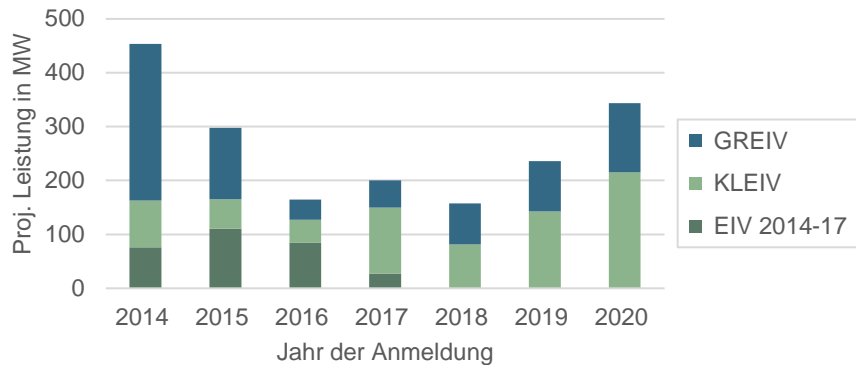


Abbildung 15: Entwicklung der projektierten¹⁸ Leistung der Gesuche für die Einmalvergütung zwischen 2014 und 2020. (Gesuche für die KLEIV und GREIV in den Jahren 2014 bis 2017 sind Gesuche, die in diesen Jahren für die Einmalvergütung oder KEV eingereicht wurden, ab 2018 mit dem Wechsel des Förderregimes der KLEIV oder GREIV zugewiesen wurden).

Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der projektierten Leistung nach Grössenklassen. Abbildung 17 zeigt die realisierte Leistung nach Grössenklassen sowie die projektierte Leistung in den Fällen, in denen die Anlagen noch nicht realisiert wurden. Der Vergleich der beiden Abbildungen zeigt, dass sehr viele Anmeldungen der Jahre 2014 und 2015 (noch) nicht realisiert wurden. Dies sind vor allem Anlagen über 100 kW, welche zwar eine Zusicherung erhalten haben, aber trotzdem nicht realisiert wurden. Die Zunahme der noch nicht realisierten Leistung von 2018 bis 2020 ist nachvollziehbar, da die Umsetzung von Anlagen eine gewisse Zeit beansprucht.

Trotz Zusicherung
nicht realisiert

¹⁸ Bis 2017 ist es bei KLEIV und GREIV die projektierte Leistung, ab 2018 ist es bei der GREIV die projektierte Leistung und bei der KLEIV die realisierte Leistung (da die Anmeldung erst nach Realisierung erfolgt).

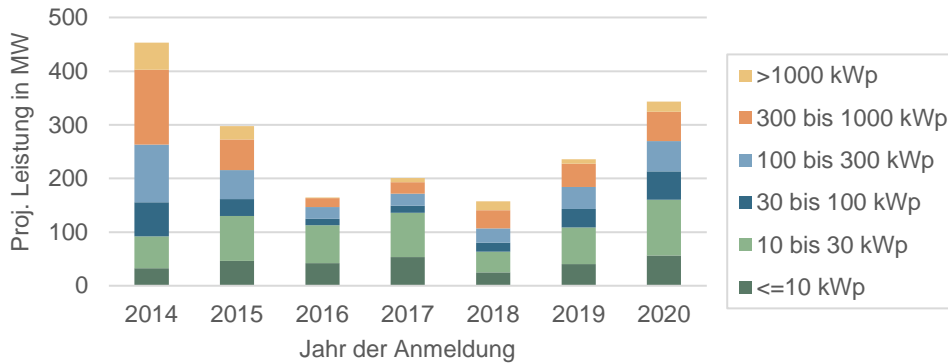


Abbildung 16: Entwicklung der projektierten Leistung der Gesuche für die Einmalvergütung nach Grössenklassen

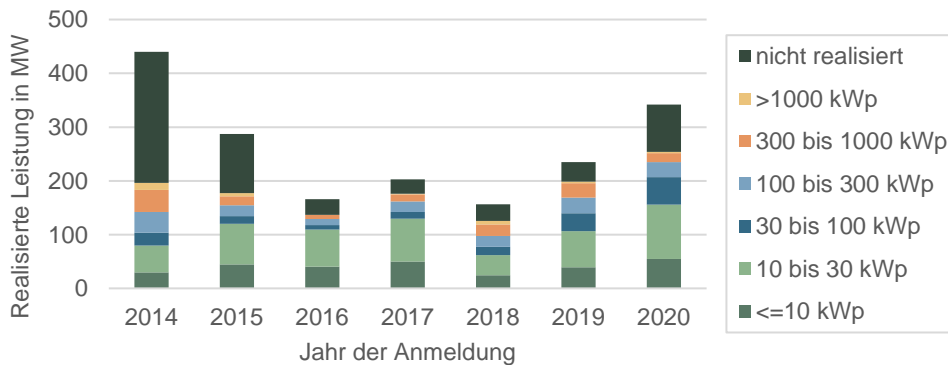


Abbildung 17: Entwicklung der Leistung der Gesuche für die Einmalvergütung per Stichtag 31. Dezember 2020. Bei den realisierten Gesuchen wird die realisierte Leistung nach Anlagengrösse dargestellt, bei den (noch) nicht realisierten Gesuchen die insgesamt projektierte Leistung

Die Eingabe von Gesuchen hängt von diversen Faktoren ab. Dazu gehört die Förderhöhe, die Wartezeit, die lokalen Fördertarife, die Photovoltaik-Preise, die Auslastung der Planer und Installateure, etc. Im Detail können die Trends daher nicht erklärt und nachvollzogen werden.

Gesuchseingabe von vielfältigen Faktoren abhängig

Die Experteninterviews ergaben folgende Erklärungen zur dargestellten Entwicklung bei den Anlagen über 100 kW: Im Jahr 2013 kündigte das Bundesamt für Energie an, dass der maximale Netzzuschlag Anfang 2014 auf 1.5 Rp./kWh erhöht wird und damit mehr Mittel für die Förderung zur Verfügung stehen. Es wurde in Aussicht gestellt, dass bis Ende 2014 die KEV-Anmeldungen bis und mit Juni 2011 eine Zusicherung erhalten¹⁹. Damit bestand zu diesem Zeitpunkt für grosse Anlagen noch eine Hoffnung auf die KEV, und es wurden viele Anlagen angemeldet. Als die Wartelisten für die KEV immer länger wurden, nahm die Gesuchseingabe grosser Anlagen ab, bis sie mit der Aussicht auf die GREIV ab 2018 wieder anzog.

Grossanlagen: Hoffnung auf KEV

Der Einbruch von Gesuchen für Anlagen unter 100 kW zwischen 2017 und 2018 führen Experten darauf zurück, dass Ende 2017 in Fachkreisen und im

Kleine Anlagen: Vertrauensverlust durch Wartezeiten

¹⁹ Bundesamt für Energie (2013): FAQ: Wie geht es 2014 weiter mit der KEV?

März 2018 öffentlich bekannt wurde, dass die Wartefristen von vorher 3 Monaten auf 2 Jahre für die KLEIV ansteigen. Dies führte zu einem Vertrauensverlust in die Förderung. Das Vertrauen konnte im Verlauf der Jahre 2019 und 2020 langsam wieder etabliert werden, als die Wartezeiten stark gesenkt werden konnten und die Gesuchsteller die Vergütungen ausbezahlt bekamen.

Kurzantwort

Die Anzahl Gesuche stieg von 8'900 im Jahr 2018 auf 13'700 (+54%) im Jahr 2019 und 18'800 im Jahr 2020 (nochmals +44%). Die Gesuche für die KLEIV machten in diesem Zeitraum 97% der Gesuche und 60% der projektierten Leistung aus. Der Anstieg ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass das zuvor verlorene Vertrauen in die Förderung wieder gewonnen werden konnte, indem zusätzliche finanzielle Mittel den Abbau der langen Wartezeiten ermöglichten.

4.2 Realisierte Anlagen und installierte Leistung

Evaluationsfrage

Wie viele realisierte Photovoltaik-Anlagen gab es ab 2018? Wie viel beträgt die installierte Leistung der mit Einmalvergütungen realisierten Anlagen?

Analysen und Resultate

Von den zwischen 2018 und 2020 angemeldeten Anlagen wurden 34'150 Anlagen bis Ende 2020 realisiert (siehe Abbildung 18). Dies entspricht rund 96% der Anmeldungen. Der Anteil der GREIV-Anlagen an den realisierten Anlagen machte 2% aus. 656 Anlagen (2%) wurden bereits vor 2018 realisiert, einzelne davon sogar in den Jahren 2008 bis 2012. Von den realisierten Anlagen hatten bis Ende 2020 insgesamt 19'810 Anlagen die Einmalvergütung erhalten (58%). Von den noch nicht abgerechneten Anlagen sind 92% auf der Warteliste, 7% verfügen noch über ein unvollständiges Dossier und ein paar wenige haben das Gesuch zurückgezogen oder die GREIV Zusage erhalten.

34'150 Anlagen realisiert

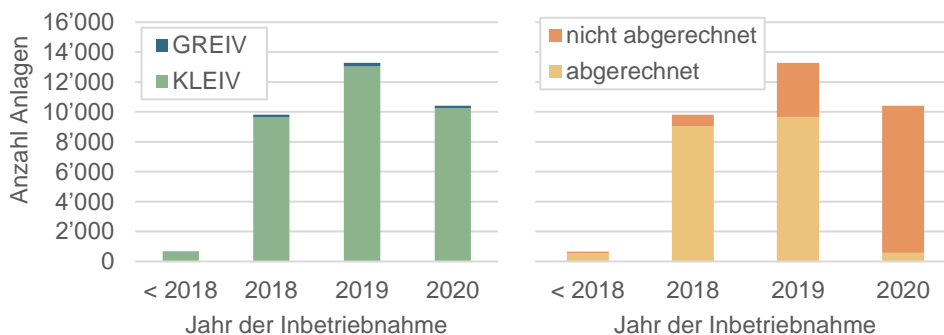


Abbildung 18: Entwicklung der zwischen 2018 und 2020 angemeldeten und seither realisierten Anlagen nach dem Jahr der Inbetriebnahme, links nach Art der Förderung unterteilt, rechts nach Stand der Abrechnung

Die installierte Leistung der realisierten Anlagen beträgt 575 MW_p, davon 423 MW_p KLEIV Anlagen und 152 MW_p GREIV Anlagen (siehe Abbildung 19). Dies entspricht 78% der Anmeldungen. Die durchschnittliche Leistung der realisierten KLEIV Anlagen lag bei 13 kW, diejenige der GREIV Anlagen bei 246 kW.

575 MW_p realisierte Leistung

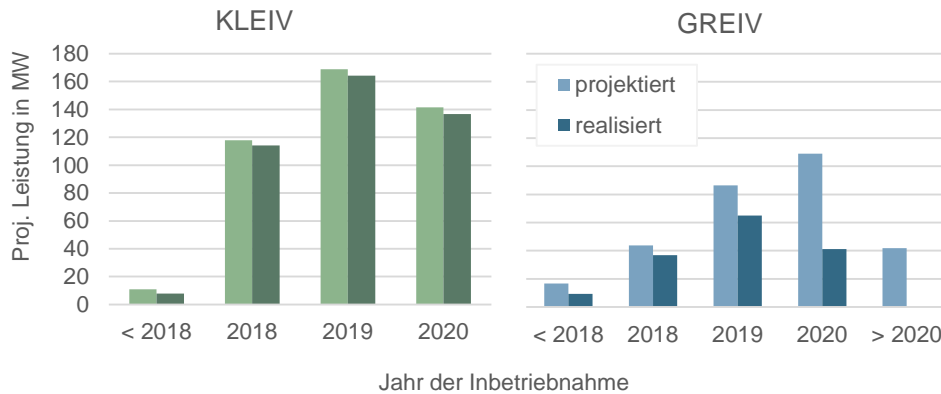


Abbildung 19: Entwicklung der zwischen 2018 und 2020 angemeldeten und seither realisierten Anlagenleistung (ohne Erweiterungen) nach dem Jahr der (geplanten)Inbetriebnahme.

Von der realisierten Leistung wurden 352 MW_p bereits abgerechnet, davon 235 MW_p KLEIV Anlagen und 117 MW_p GREIV Anlagen (siehe Abbildung 20). Dies entspricht 61% der realisierten Leistung.

352 MW_p abgerechnete Leistung

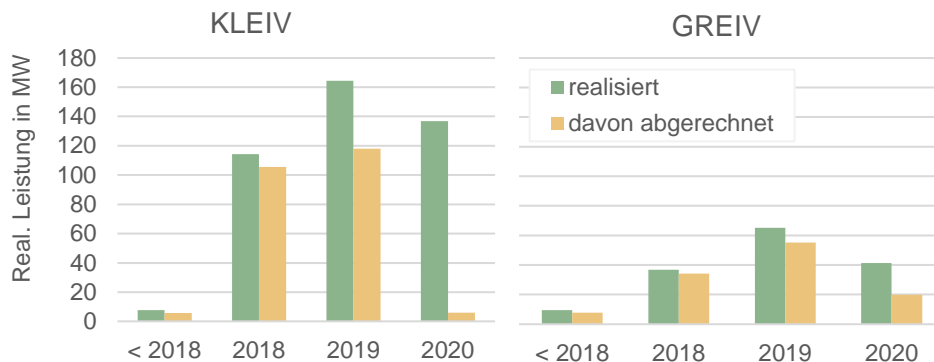


Abbildung 20: Entwicklung der zwischen 2018 und 2020 angemeldeten und seither realisierten Anlagenleistung (ohne Erweiterungen) und Anteile der bereits abgerechneten Leistung

Kurzantwort

Von den zwischen 2018 und 2020 angemeldeten Anlagen wurden 34'150 Anlagen mit einer Leistung von 575 MW_p bis Ende 2020 realisiert. Dies entspricht 96% der Anzahl Anmeldungen und 78% der angemeldeten Leistung. Von den realisierten Anlagen haben 58% der Anlagen und 61% der realisierten Leistung die Einmalvergütung ausbezahlt erhalten.

4.3 Finanzielle Mittel

Evaluationsfrage

Wie viele Gelder wurden für die installierte Leistung der geförderten Photovoltaik-Anlagen eingesetzt (Fördergelder plus Investorengelder)?

Analysen und Resultate

Von den zwischen 2018 und 2020 angemeldeten Photovoltaik-Anlagen wurden bis Ende 2020 19'810 Anlagen mit einer Leistung von 352 MW_p abgerechnet. Für diese wurden insgesamt 697 Mio. Fr. eingesetzt (157 Mio. Fr. Fördergelder für die Einmalvergütung und 540 Mio. Fr. Investorengelder²⁰). Dies ergibt eine durchschnittliche Förderung von rund 445 Fr. pro kW und einen durchschnittlichen Preis von 1'980 Fr. pro kW. Der Förderanteil liegt über alle Anlagen bei 22%. Die Förderung wurde zwischen 2018 und 2020 so ausgelegt, dass der Förderanteil bei kleineren Anlagen bei rund 20% lag, bei den grossen Anlagen über 300 kW bei rund 30%.

Die finanziellen Mittel für die zwischen 2018 und 2020 *angemeldeten* Photovoltaik-Anlagen weichen stark von den zwischen 2018 und 2020 für *alle* Photovoltaik-Anlagen *eingesetzten* Mitteln ab. Letztere belaufen sich auf 664 Mio. Fr. Fördergelder und 1.9 Mrd. Investorengelder.

Zu beachten ist, dass im Begriff «Investorengelder» auch Mittel von anderen Förderinstanzen enthalten sind. In der schriftlichen Befragung gaben 23% der Eigentümer an, über die Einmalvergütung hinaus eine Förderung erhalten zu haben (vor allem für kleine Anlagen). Der Umfang dieser Förderung ist nicht bekannt.

157 Mio. Fr. Fördergelder, 540 Mio. Fr. Investorengelder

Systemgrenze Anmeldungen 2018 bis 2020

Drittförderung nicht quantifiziert

Kurzantwort

Von den zwischen 2018 und 2020 angemeldeten Photovoltaik-Anlagen wurden bis Ende 2020 insgesamt 697 Mio. Fr. eingesetzt (157 Mio. Fr. Fördergelder aus der Einmalvergütung und 540 Mio. Fr. von Investoren und in kleinerem Ausmass weiteren Förderinstanzen).

4.4 Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlagen

Evaluationsfrage

Wie beeinflussten KLEIV bzw. GREIV und der Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlagen?

²⁰ Schätzung der Investitionskosten anhand folgender Publikationen: Bundesamt für Energie (2020): Observation du marché photovoltaïque 2019 (Planair). Bundesamt für Energie (2019): Observation du marché photovoltaïque 2018

Analysen und Resultate

Für die Frage der Wirtschaftlichkeit bestehen Resultate aus zwei Methoden: Einerseits umfasste die schriftliche Befragung diverse Fragen zur Wirtschaftlichkeit, andererseits liefern die Wirtschaftlichkeitsrechnungen der geförderten Anlagen entsprechend Ergebnisse.

Methoden Befragung und Berechnung

Die Teilnehmenden der schriftlichen Befragung gaben zu 55% an, dass sie die Wirtschaftlichkeit berechnet haben (siehe Abbildung 21). Diese niedrige Zahl erstaunt, da es doch um beträchtliche finanzielle Mittel geht und zudem in den Standardofferten von kleinen Photovoltaik-Anlagen Wirtschaftlichkeitsrechnungen zu finden sind. Die Wirtschaftlichkeit spielt offensichtlich für viele Eigentümer eine nebensächliche Rolle. Ein Vergleich nach Anlagen-grösse zeigt, dass die Bedeutung der Wirtschaftlichkeitsrechnung mit der Grösse der Anlage relevant zunimmt.

nur 55% berechnen Wirtschaftlichkeit

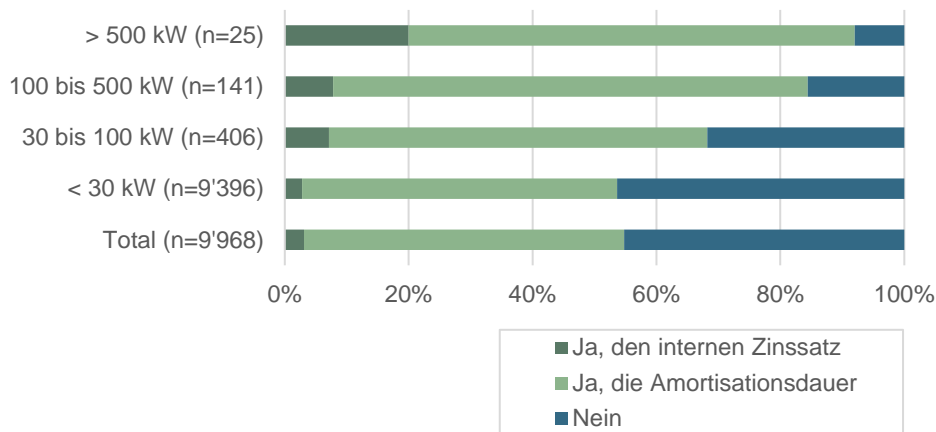


Abbildung 21: Berechnung der Wirtschaftlichkeit Anlagengrösse
(Frage: **Haben Sie die Wirtschaftlichkeit Ihrer Photovoltaik-Anlage berechnet / berechnen lassen?**)

Die meisten Teilnehmenden geben im Mittel eine berechnete Amortisationsdauer zwischen 11 und 15 Jahren an, häufig wurden auch Werte zwischen 6 und 10 Jahren und zwischen 16 und 20 Jahren angegeben (Abbildung 22). Eine Analyse nach Anlagengrösse zeigt kein klares Muster (ohne Abbildung). Auch die Analyse nach angegebener Eigenverbrauchsquote zeigt wenig Zusammenhang. Anlagen unter 10% Eigenverbrauch zeigen zwar längere Amortisationsdauern, alle Quoten darüber zeigen kaum einen Unterschied in den berechneten Amortisationsdauern (ohne Abbildung). Auch zwischen den angegebenen Amortisationsdauern und den dafür angenommenen Zinssätzen besteht kein klares Muster (ohne Abbildung).

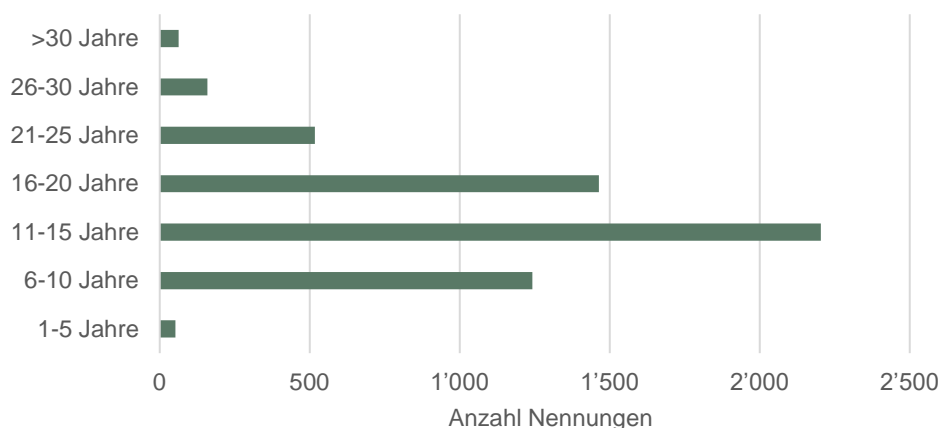


Abbildung 22: Mittlere berechnete Amortisationsdauern (n=5'702)
 (Frage: **Wie hoch war die berechnete Amortisationsdauer und welchen Zinssatz haben Sie angenommen?**)

Auf die Frage, welche maximale Amortisationsdauer die Teilnehmenden noch akzeptiert hätten für den Bau einer Photovoltaik-Anlagen, gab die grosse Mehrheit der Teilnehmenden genau die für ihre Anlage berechnete Amortisationsdauer an (ohne Abbildung).

akzeptierte Amortisationsdauer

Die Teilnehmenden, die angegebenen hatten, die Wirtschaftlichkeit mit einem internen Zinssatz (IRR) zu berechnen, wurden auch zur berechneten Wirtschaftlichkeit befragt. Die Teilnehmenden gaben eine sehr grosse Bandbreite an Zahlen an, mitunter auch unrealistisch anmutende Zinssätze von weit über 20%.

Insgesamt sind die Resultate sehr schwer interpretierbar, weil klare reale Zusammenhänge (bspw. höhere Wirtschaftlichkeit bei höherem Eigenverbrauch) in den Antworten nicht abgebildet werden, eine sehr grosse Bandbreite an Annahmen besteht (angenommene Lebensdauer von Anlagen von unter 5 zu über 40 Jahren) und sachlich unlogische Antworten gegeben werden (maximal akzeptierte Amortisationsdauer liegt unter der berechneten Amortisationsdauer der realisierten Anlage). Insgesamt stellt sich die Frage, ob die Fragen der schriftlichen Befragung von der Mehrheit der Teilnehmenden korrekt verstanden wurde.

Resultate der Befragung schwer interpretierbar

Die berechneten Amortisationsdauern sind in der nachstehenden Abbildung 23 dargestellt. Ohne Förderung und ohne Eigenverbrauch sind die meisten geförderten Anlagen innert 25 Jahren nicht amortisiert. Mit der Einmalvergütung (ohne Eigenverbrauch) nimmt die Amortisationsdauer ab, mit dem Eigenverbrauch (ohne Einmalvergütung) sogar stärker, da die Eigenverbrauchsquoten gemäss Befragung sehr hoch sind. Mit Eigenverbrauch und Einmalvergütung zusammen schliesslich sinken die Amortisationsdauern nochmals. Ein Grossteil der Anlagentypen kann ihre Investition innerhalb der Lebensdauer einer Anlage amortisieren.

Klare Wirkung von Eigenverbrauch und Einmalvergütung

Die Abbildung zeigt einen sehr starken Effekt der Anlagengrösse: je grösser die Anlage, desto kürzer ist die Amortisationsdauer. Dies ist auf zwei Gründe zurückzuführen. Für den Eigenverbrauch wurden die Quoten angenommen,

grosse Anlagen wirtschaftlicher wegen hohen Eigenverbrauchsquoten

die in der Befragung angegeben wurden (siehe weiter unten Kapitel 5.2) und nicht etwa Quoten, wie sie typischerweise auf Gebäuden mit grossen Dächern realisiert werden könnten. Die Eigenverbrauchsquoten gemäss Befragung sind für grosse Anlagen sehr hoch, vermutlich da grosse Anlagen mit tiefen Eigenverbrauchsquoten aus finanziellen Gründen derzeit nicht gebaut werden. Zudem profitieren grosse Anlagen von tieferen spezifischen Baukosten und einem höheren Anteil Förderung. Diese beiden Gründe wiegen den «Nachteil» typischerweise tieferer Stromtarife der Anlagenbetreiber von grossen Anlagen offensichtlich auf. Das Muster der Resultate widerspiegelt sich auch in der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit mit der dynamischen Methode des internen Zinsfusses (siehe Abbildung 24).

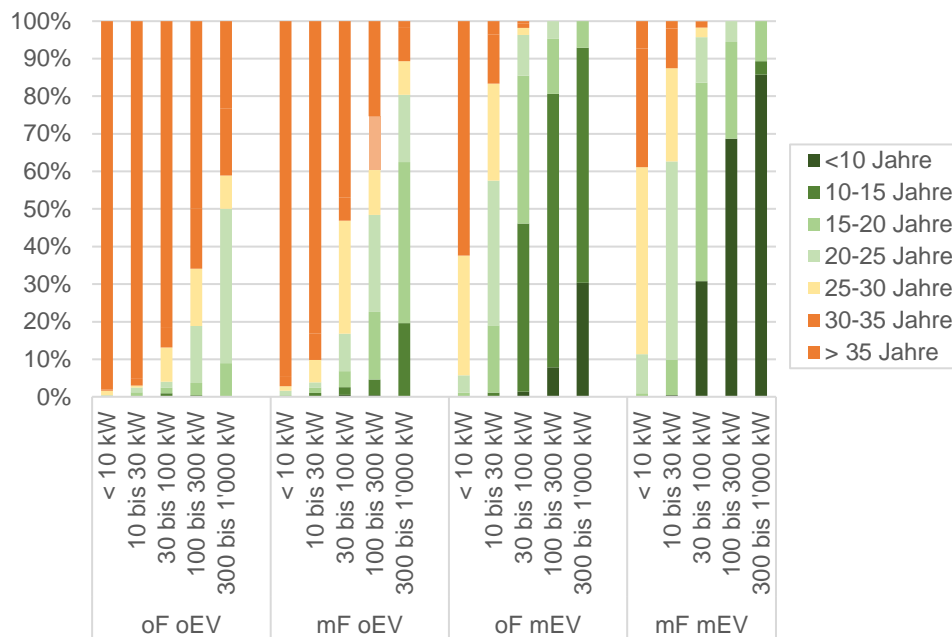


Abbildung 23: Berechnete Amortisationsdauern der zwischen 2018 und 2020 angemeldeten und realisierten Anlagen (n=14'630)
 (Abkürzungen: oF/mF = ohne/mit Förderung, oEV/mEV = ohne/mit Eigenverbrauch)

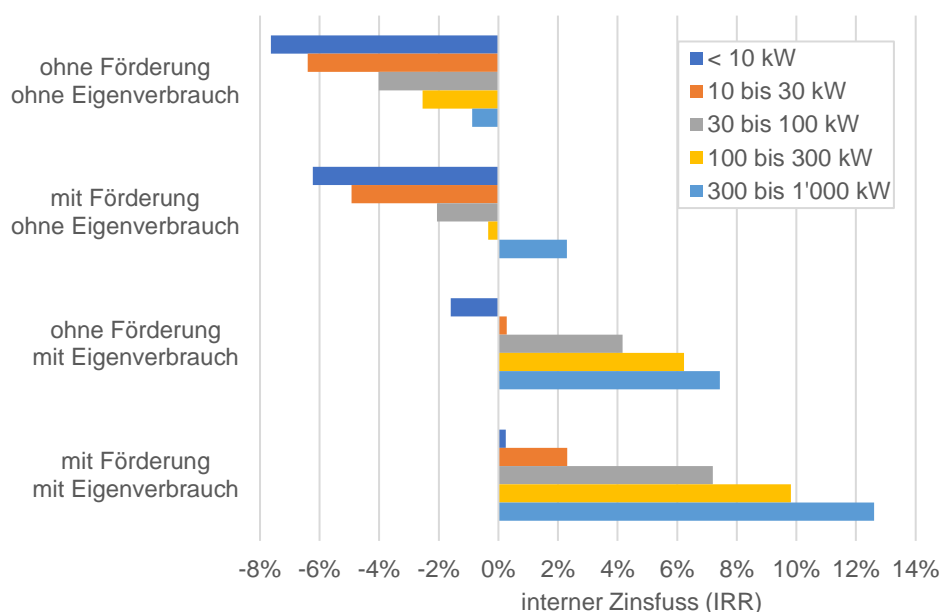


Abbildung 24: Berechneter interner Zinsfuss (IRR) der zwischen 2018 und 2020 angemeldeten und realisierten Anlagen (n=14'630)

Die nachstehende Tabelle 12 zeigt eine Übersicht von typischen Anlagen verschiedener Grösse mit einigen Kenngrössen und ihrer Wirtschaftlichkeit. Die Annahmen zum Eigenverbrauch stammen aus der Befragung, diejenigen zum Rücklieferarif und dem Tarif Netzstrom aus der Analyse der geförderten Anlage. Die Anlage mit 40 kW ist zweifach aufgeführt, einmal mit einer hohen Quote gemäss Befragung, einmal mit einer tieferen Quote zum Vergleich. Die grossen Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit dieser beiden Anlagen zeigt die grosse Bedeutung eines hohen Eigenverbrauchs für die Wirtschaftlichkeit.

Typische Anlagen

| | 6 kW | 40 kW | 40 kW tiefe Quote | 150 kW | 550 kW |
|----------------------------------|------------|------------|----------------------|-------------|-------------|
| Investitionskosten | 18'000 Fr. | 57'000 Fr. | 57'000 Fr. | 182'000 Fr. | 600'000 Fr. |
| Förderung | 3'040 Fr. | 14'200 Fr. | 5'420 Fr. | 47'200 Fr. | 152'200 Fr. |
| Anteil Eigenverbrauch | 40% | 60% | 25% | 60% | 70% |
| Rücklieferarif | 7 Rp./kWh | 5 Rp./kWh | 5 Rp./kWh | 4 Rp./kWh | 4 Rp./kWh |
| Tarif Netzstrom | 21 Rp./kWh | 20 Rp./kWh | 20 Rp./kWh | 18 Rp./kWh | 15 Rp./kWh |
| Amortisationszeit | 26 Jahre | 9 Jahre | 34 Jahre | 10 Jahre | 9 Jahre |
| Interner Zinsfuss nach 25 Jahren | 0.3% | 10% | -2% | 9% | 10% |

Tabelle 13: Beispiele von Anlagen und ihrer Wirtschaftlichkeit

Die Bedeutung der Einmalvergütung zeigt sich auch bei einem Vergleich der Erträge einer Anlage über ihre Lebensdauer. In Abbildung 25 sind die Erträge einer Anlage von 150 kW mit verschiedenen Anteilen Eigenverbrauch und Einspeisung dargestellt. Der Vergleich zeigt dabei die grosse Bedeutung des Eigenverbrauchs.

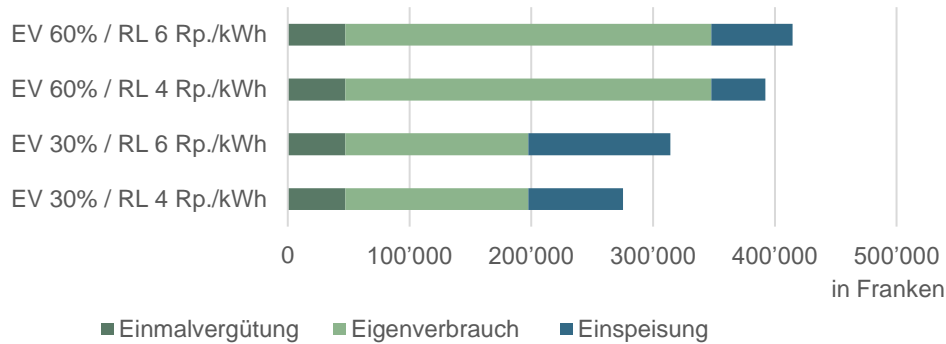


Abbildung 25: Vergleich der Erträge einer Anlage von 150 kW mit verschiedenen Anteilen Eigenverbrauch (EV) und Rücklieferstarifen (RL) (Annahmen: Stromtarif 18 Rp./kWh; Diskontierung der Erträge Eigenverbrauch und Einspeisung über 25 Jahre mit 2%)

Die Resultate zeigen, dass der Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit derzeit stärker verbessert als die Einmalvergütung. Dieses Ergebnis hängt von den realisierbaren Eigenverbrauchspotenzialen ab. Sind hohe Eigenverbrauchsquoten nicht möglich oder ist das Potenzial der Gebäude mit hohen möglichen Quoten bereits ausgeschöpft, nimmt die Bedeutung des Eigenverbrauchs für die Wirtschaftlichkeit ab.

Hoher Eigenverbrauch nicht überall möglich

Die grosse Bedeutung des Eigenverbrauchs ist zudem daran gekoppelt, dass sich die Netznutzungstarife heute stark an der bezogenen Energie orientieren. Werden sie künftig, wie vom Bundesrat vorgeschlagen, stärker an der Leistung ausgerichtet, wird damit die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Anlagen stark geschmälert.

Gestaltung der Netznutzungstarife von grosser Bedeutung

Kurzantwort

Die Einmalvergütung und der Eigenverbrauch beeinflussten die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlagen sehr stark. Ohne Förderung und ohne Eigenverbrauch sind die Investitionen der meisten geförderten Anlagen innert 25 Jahren nicht amortisiert. Mit Eigenverbrauch und Einmalvergütung kann ein Grossteil der Anlagen über 10 kW ihre Investition innerhalb der Lebensdauer amortisieren – teilweise sogar viel früher.

Im Durchschnitt der geförderten Anlagen gilt: Je grösser die Anlage, desto wirtschaftlicher ist sie. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die grossen geförderten Anlagen gemäss Befragung sehr hohe Eigenverbrauchsquoten aufweisen. Auch deswegen verbessert der Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit derzeit stärker als die Einmalvergütung.

Generell ist zu beachten, dass diese Resultate nur für die betrachteten, geförderten Anlagen gelten. So werden grosse Anlagen heute meist nur dann

gebaut, wenn eine hohe Eigenverbrauchsquote möglich ist. Bei grossen Anlagen mit tiefer Eigenverbrauchsquote ist die Wirtschaftlichkeit deutlich schlechter einzuschätzen.

4.5 Mitnahmeeffekte

Evaluationsfragen

Welche Wirkung hatten KLEIV bzw. GREIV und Eigenverbrauch auf die Investitionen in Photovoltaik-Anlagen?

Wie hoch waren die Mitnahmeeffekte bei der KLEIV und GREIV ab 2018?

Analysen und Resultate

Ein Mitnahmeeffekt liegt allgemein vor, wenn der Staat Fördergelder für einen gesellschaftlich erwünschtes Verhalten anbietet und diese Fördergelder ebenfalls von Akteuren beansprucht werden, die das erwünschte Verhalten auch ohne Förderung gezeigt hätten. Damit entfalten die Fördergelder bei den Mitnehmern keine Wirkung. Bezogen auf die Einmalvergütung und die Möglichkeit zum Eigenverbrauch ergeben sich Mitnahmeeffekte, wenn Photovoltaik-Anlagen auch ohne Einmalvergütung und Eigenverbrauch gebaut worden wären.

Definition Mitnahmeeffekt

Um die Wirkung der Einmalvergütung auf den Investitionsentscheid und somit auch den Umfang der Mitnahmeeffekte abschätzen zu können, wurden in der schriftlichen Befragung diverse Fragen gestellt. In diesem Unterkapitel werden die unterschiedlichen Anhaltspunkte für die Mitnahmeeffekte einzeln vorgestellt und am Schluss zu einem Fazit zusammengefasst.

Sammlung verschiedener Anhaltspunkte

Die direkte Frage nach der Wirkung der Einmalvergütung zeigt, dass ohne die Einmalvergütung knapp 18% der Befragten eine kleinere Anlage gebaut hätten, 29% die Anlage erst später gebaut hätten und 34% die Anlagen gar nicht gebaut hätten (jeweils Summe der Antworten «trifft voll zu» und «trifft eher zu», siehe Abbildung 26). Die Antwort auf die letzte Frage ist robust, wie die Antworten auf die umgekehrt lautende Frage aufzeigt. Hier verneinen 37% der Eigentümer die Aussage, dass sie die Anlage auch ohne Einmalvergütung gebaut hätten. Diese Resultate deuten auf eine geringe bis mittlere Wirkung der Einmalvergütung auf Anlagengrösse, Investitionszeitpunkt und -entscheid hin.

geringe bis mittlere Wirkung auf Grösse, Zeitpunkt und Entscheid

Diese Fragen wurden in der Evaluation der Einmalvergütung in den Jahren 2014 bis 2017 in identischer Form gestellt. Die Resultate beider Evaluationen liegen bei den Fragen zum Zeitpunkt und der Anlagengrösse sehr nahe beieinander, obwohl von 2014 bis 2017 nur kleine Anlagen von 2 bis 30 kW gefördert wurden. Bei der Frage, ob die Befragten die Anlage ohne Vergütung nicht gebaut hätten, stimmten 41% der Befragten zu (Umkehrfrage: 48%). Die Wirkung des Förderbeitrags auf den Investitionsentscheid hat demnach gemäss dieser Frage also eher abgenommen. Dies könnte damit zusammenhängen, dass in den letzten Jahren auch die Fördersätze gesenkt wurden (siehe dazu auch Abbildung 7).

Zunahme des Mitnahmeeffektes gegenüber 2014-2017

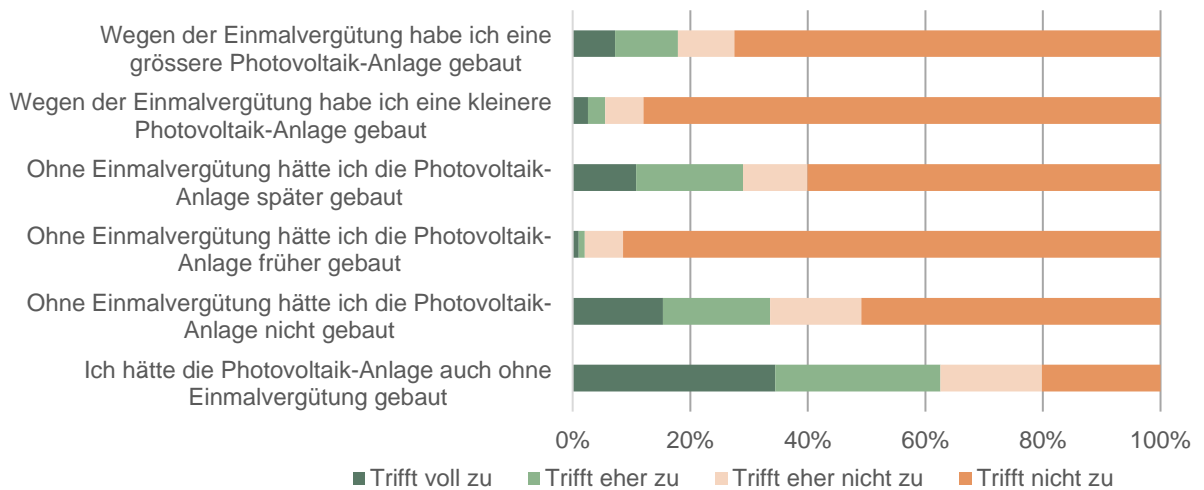


Abbildung 26: Einfluss der Einmalvergütung auf den Investitionsentscheid (n=13'481)
 (Frage: Inwieweit treffen folgende Aussagen zur Einmalvergütung auf Sie zu?)

Eine Differenzierung der letzten Frage nach Grössenklassen der Photovoltaik-Anlagen zeigt, dass die Wirkung der Einmalvergütung mit der Grösse der Anlagen tendenziell leicht zunimmt (siehe Abbildung 27). Die eher tiefe Wirkung und der eher schwache Zusammenhang zwischen Einmalvergütung und Investitionsentscheid liegt womöglich je nach Anlagengrösse an unterschiedlichen Gründen. Bei den kleinen Anlagen sind nicht-wirtschaftliche Entscheidungsmotive von grösserer Bedeutung, und bei den grossen Anlagen ist der Eigenverbrauch für die Rentabilität wichtiger. Um welche Frankenbeträge es dabei je nach Grösse geht, zeigt Tabelle 13 auf Seite 41.

Wirkung bei grösseren Anlagen leicht höher

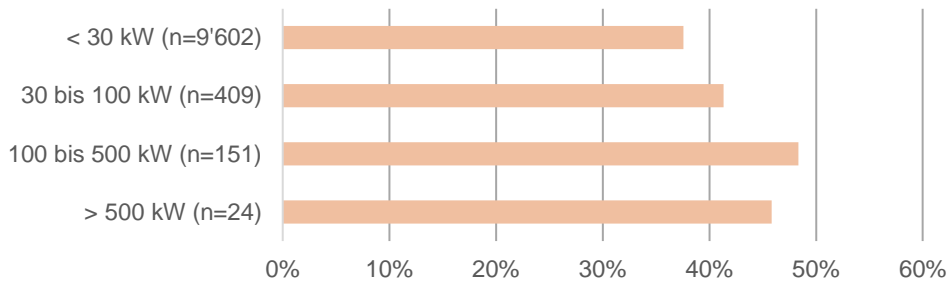


Abbildung 27: Einfluss der Einmalvergütung auf den Investitionsentscheid nach Anlagengrösse: Summe der Antworten «trifft eher nicht zu» und «trifft nicht zu» (n=10'186)
 (Frage: Inwieweit treffen folgende Aussagen zur Einmalvergütung auf Sie zu? «Ich hätte die Photovoltaik-Anlage auch ohne Einmalvergütung gebaut.»)

Bei einer Analyse nach Art des Eigentümers zeigt, dass landwirtschaftliche Betriebe und öffentlich-rechtliche Körperschaften dem Förderbeitrag der Einmalvergütung eine stärkere Wirkung zuweisen als die privaten Unternehmen oder die Privatpersonen.

am wenigsten Wirkung bei Privatpersonen

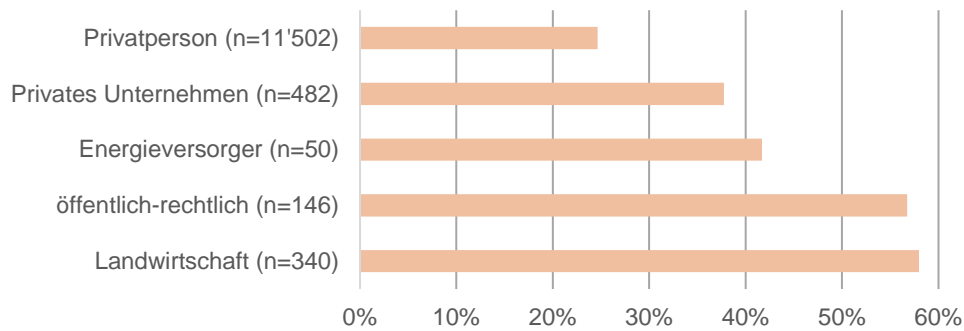


Abbildung 28: Einfluss der Einmalvergütung auf den Investitionsentscheid nach Eigentübertyp: Summe der Antworten «trifft eher nicht zu» und «trifft nicht zu» (n=12'520)
(Frage: Inwieweit treffen folgende Aussagen zur Einmalvergütung auf Sie zu? Ich hätte die Photovoltaik-Anlage auch ohne Einmalvergütung gebaut.)

Die Analyse nach gemessener Eigenverbrauchsquote zeigt, dass diese kaum einen Einfluss auf die Einschätzung hat, ob die Einmalvergütung einen Einfluss auf den Investitionsentscheid hatte (Abbildung 29). Werden für diese Analyse nur Anlagen über 30 kW betrachtet, ändert sich das Bild nicht wesentlich (ohne Abbildung).

Eigenverbrauchsquote zeigt kaum einen Einfluss

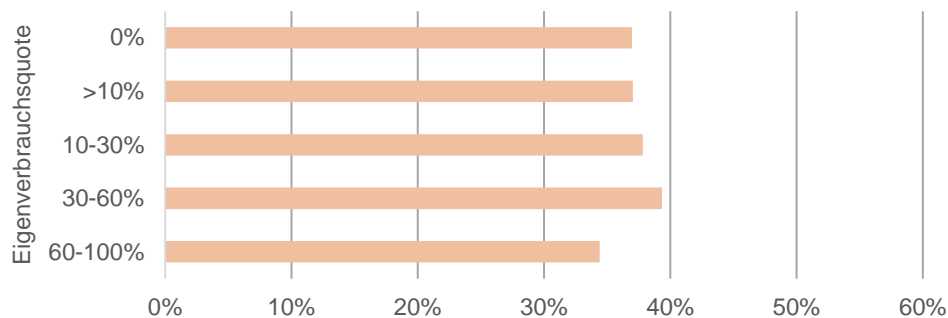


Abbildung 29: Einfluss der Einmalvergütung auf den Investitionsentscheid nach gemessener Eigenverbrauchsquote: Summe der Antworten «trifft eher nicht zu» und «trifft nicht zu» (n=6'351)
(Frage: Inwieweit treffen folgende Aussagen zur Einmalvergütung auf Sie zu? Ich hätte die Photovoltaik-Anlage auch ohne Einmalvergütung gebaut.)

In Analysen anderer energiepolitischer Massnahmen (KEV, Gebäudeprogramm) wurden ähnliche Fragenkataloge gestellt. Als minimaler Mitnahmeeffekt wurden jene Investitionsentscheide bezeichnet, bei denen die Förderung weder

Minimaler Mitnahmeeffekt bei rund 50%

- ausschlaggebend war für den Entscheid, noch
- zum zeitlichen Vorzug der Investition führte, noch
- zu einer Ausweitung des Projektes führte.

Die damit berechneten minimalen Mitnahmeeffekte lagen bei der KEV bei 26%²¹ und beim Gebäudeprogramm (Sanierung Gebäudehülle in den Jahren 2010 bis 2016) je nach Zeitpunkt zwischen 21 und 37%²². Bei der Einmal-

²¹ Bundesamt für Energie (2012): Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV). Erarbeitet durch Interface, Ernst Basler + Partner und Université de Genève.

²² EnDK (2020): Schlussbericht 2010-2019. Das Gebäudeprogramm, nationaler Programmteil A.

vergütung liegt dieser Wert gemäss Befragung bei 52% für die Anzahl Anlagen und 46% für die installierte Leistung. Der Mitnahmeeffekt liegt damit höher als bei den anderen zwei energiepolitischen Massnahmen.

Weitere Hinweise zur Wirkung der Förderung und den Mitnahmeeffekten kann die Frage nach den Motiven zum Bau von Anlagen liefern. Die am häufigsten genannten Motive sind ökologische Gründe und die Möglichkeit zum Eigenverbrauch, gefolgt von der Einmalvergütung, der Wirtschaftlichkeit und dem Interesse an der Technologie (siehe Abbildung 30). Die Resultate entsprechen in weiten Teilen den Resultaten aus der Evaluation für die Jahre 2014 bis 2017. In der aktuellen Befragung lag die Bedeutung der Einmalvergütung etwas höher als in der ersten Befragung. Eine differenzierte Analyse nach Anlagengrösse zeigt generell eher geringe Unterschiede (keine Abbildung). Die stärksten Unterschiede liegen bei den steuerlichen Aspekten und dem Eigenverbrauch (wichtig für kleine, unwichtig für grosse Anlagen) sowie dem Image (unwichtig für kleine, sehr wichtig für grosse Anlagen).

Ökologie und Eigenverbrauch als wichtigste Motive

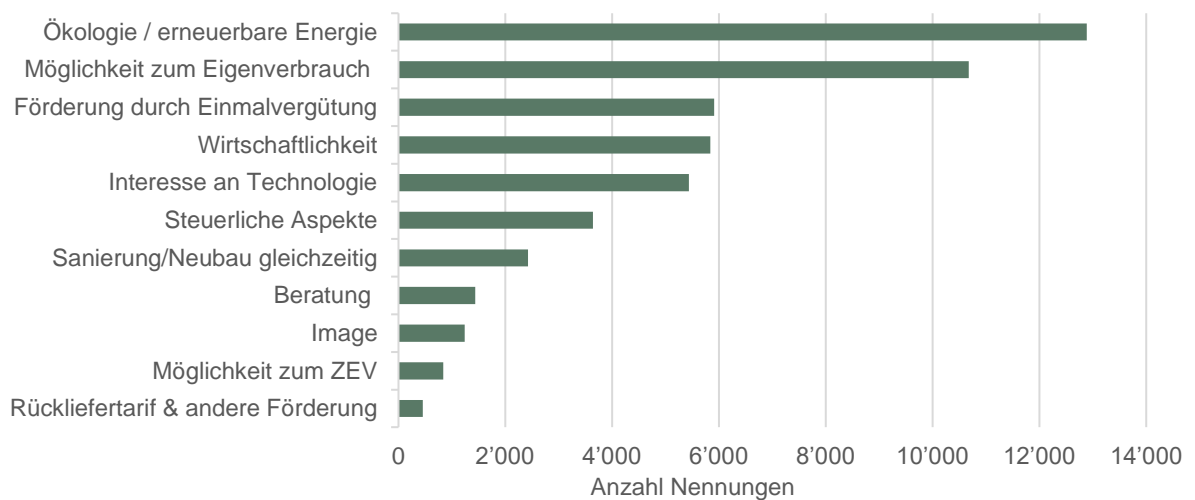


Abbildung 30: Motive beim Bau von Photovoltaik-Anlagen (Mehrfachnennungen möglich) (n=13'941)

(Frage: Welche Faktoren haben, bei Ihrer Entscheidung, eine Photovoltaik-Anlage zu bauen, eine wichtige Rolle gespielt?)

Ein weiterer Hinweis für einen Mitnahmeeffekt ist die Tatsache, dass die Förderung zum Zeitpunkt der Planung der Anlage nicht bekannt war. Dies war gemäss schriftlicher Befragung bei 8% der Eigentümer der Fall (n=14'695).

8% der Eigentümer kannten Förderung nicht

Ein weiteres Indiz für einen Mitnahmeeffekt ist ein geringes Vertrauen in die Auszahlung der Einmalvergütung. Wer kein Vertrauen in die Auszahlung hat, basiert seinen Entscheid zum Bau eher weniger auf diesen Förderbeitrag. Insgesamt 78% der Befragten hatten zum Zeitpunkt der Anmeldung volles oder grosses Vertrauen in die Auszahlung, 22% hat kein bis nur mittleres Vertrauen (siehe Abbildung 31).

22% kein bis nur mittleres Vertrauen in Auszahlung

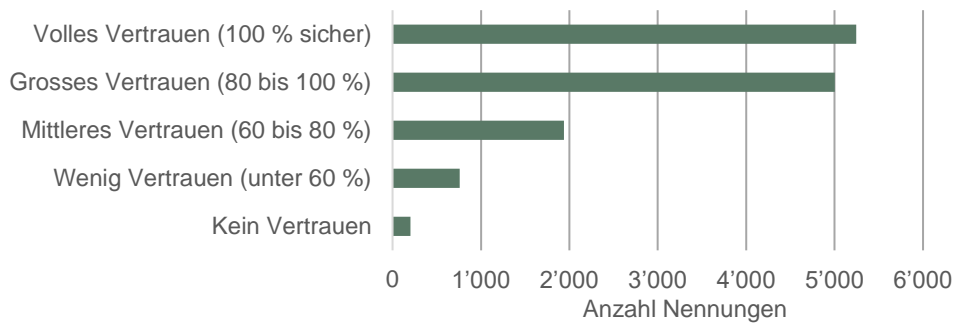


Abbildung 31: Vertrauen in die Ausbezahlung einer Einmalvergütung (n=13'145)
(Frage: Zum Zeitpunkt der Eingabe Ihres Gesuchs: Wie hoch war Ihr Vertrauen, dass Sie eine Einmalvergütung erhalten werden?)

Weitere Hinweise zu Mitnahmeeffekten können die Gründe liefern, warum gewisse Eigentümer kein Gesuch einreichten. Nur für rund 1% der Anlagen beantragten wurde keine Förderung beantragt (349 Anlagen, siehe Kapitel 2.2). Die Gründe waren gemäss Befragung, dass sie die Förderung nicht kannten, die ausführende Firma das Gesuch stellte oder dass eine andere Förderung in Anspruch genommen wurde (siehe Abbildung 32). Dass ein wirtschaftlicher Betrieb auch ohne Förderung möglich war, gaben nur zwei Eigentümer als Grund an.

Hauptgrund für die sehr seltene Nicht-Eingabe: unbekannte Förderung

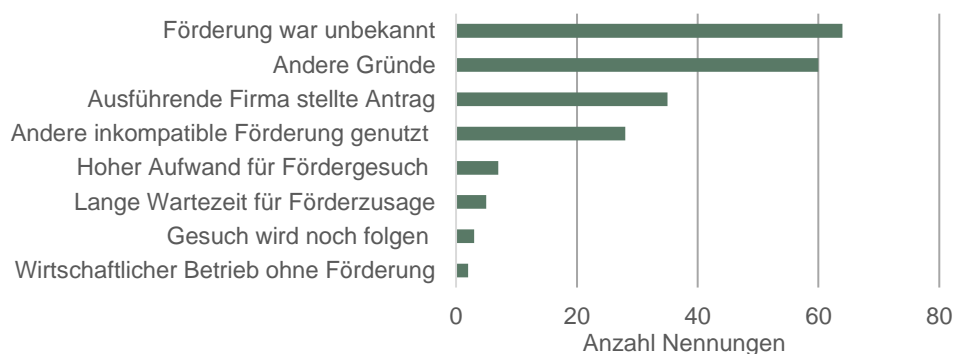


Abbildung 32: Gründe für ausgebliebene Gesuche (n=204)
(Frage: Weshalb haben Sie kein Gesuch für eine Einmalvergütung gestellt?)

Die Analyse zur Minimierung von Anlagen weiter unten (Kapitel 5.4) zeigt, dass in rund 80% der Fälle nicht die volle geeignete Dachfläche mit Photovoltaikmodulen belegt wird. Als Gründe werden die fehlenden finanziellen Mittel (27%) und die zu tiefe Wirtschaftlichkeit (wegen geringerem Eigenverbrauch: 33%, geringerer Vergütung: 3% oder geringerem Rücklieferarif 6%) genannt (Mehrfachnennung möglich). Bei rund 50% der Anlagen wird somit aus wirtschaftlichen Gründen das vorhandene Flächenpotenzial nicht ausgenützt. Dies könnte ein Hinweis darauf sein, dass bei diesen 50% der Fälle die Anlagen ohne Förderung vermutlich noch kleiner gebaut worden wären und die Förderung damit eine Wirkung erzielte.

Hinweise durch die Minimierung der Anlagen

Um die Resultate der schriftlichen Befragung besser zu verstehen, wurden Vertiefungsinterviews durchgeführt. Dazu wurden gezielt Eigentümer grosser Photovoltaik-Anlagen kontaktiert, die angegeben hatten, dass sie trotz

Sieben grosse Photovoltaik-Anlagen mit niedrigem Eigenverbrauch

niedrigem Eigenverbrauch ihre Anlage ohne Einmalvergütung gebaut hätten, da dieses Resultat überraschte. Erwartungsgemäss sollte diese Auswahl an Photovoltaik-Anlagen eine niedrige Wirtschaftlichkeit aufweisen und die Einmalvergütung für die Wirtschaftlichkeit stark ins Gewicht fallen. Insgesamt wurden sieben Betreiber grosser Photovoltaik-Anlagen zwischen 50 bis 1'200 kW befragt, welche auf Industriegebäuden, landwirtschaftlichen Betrieben oder städtischen Liegenschaften (Schule, Schwimmbad) installiert sind.

In vier von sieben Fällen war die Angabe des Eigenverbrauchs in der schriftlichen Befragung falsch. Der Eigenverbrauch war mit über 70% in der Realität sehr viel höher als ursprünglich angegeben, so dass die Wirtschaftlichkeit ebenfalls besser ausfiel. Die Aussage, dass man die Photovoltaik-Anlage ohne Einmalvergütung gebaut hätte, basierte in diesen Fällen auf einer bereits bestehenden Wirtschaftlichkeit.

Vier Fehlangaben zu niedrigem Eigenverbrauch

In drei von sieben Fällen war die Angabe des niedrigen Eigenverbrauchs zwar korrekt, doch zogen die Betreiber in den Interviews ihre Aussage zurück, dass sie ihre Photovoltaik-Anlagen ohne Einmalvergütung gebaut hätten. Sie führten aus, dass die Einmalvergütung für die Wirtschaftlichkeit und den Zeitpunkt der Investition entscheidend war.

Drei Fehlangaben zum Mitnahmeeffekt

Insgesamt zeigt die vertiefte Analyse auffälliger Einzelfälle, dass die gemachten Angaben in der Befragung in allen sieben Fällen falsch waren: Entweder war der Eigenverbrauch und damit die erwartete Wirtschaftlichkeit höher, oder die Betreiber revidierten ihre Aussage zum Mitnahmeeffekt. Aus diesen Resultaten lässt sich nicht generell auf eine hohe Fehlerquote bei den Angaben schliessen, da für die Interviews sehr gezielt Eigentümer mit unerklärlichen Antworten befragt wurden. Übergeordnet lässt sich schlussfolgern, dass bei grossen Anlagen mit hohen Eigenverbrauchsquoten hohe Mitnahmeeffekte bestehen, bei grossen Anlagen mit tiefen Eigenverbrauchsquoten jedoch nicht.

Mitnahmeeffekte sind vom Eigenverbrauch abhängig

Schliesslich stellt sich noch die Frage, inwieweit andere Förderungen beim Entscheid für den Bau einer Anlage relevant waren. Insgesamt gaben 23% der Eigentümer an, über die Einmalvergütung hinaus eine Förderung erhalten zu haben. Eine Auswertung nach Grösse der Anlage zeigt, dass der Anteil mit der Grösse der Anlage stark sinkt und bei Anlagen über 100 kW nur noch bei 12% lag (siehe Abbildung 33). Rund 70% der Eigentümer mit Drittförderung erhielten weniger als 5'000 Fr., 30% mehr als 5'000 Fr.

24% der Anlagen mit Drittförderung

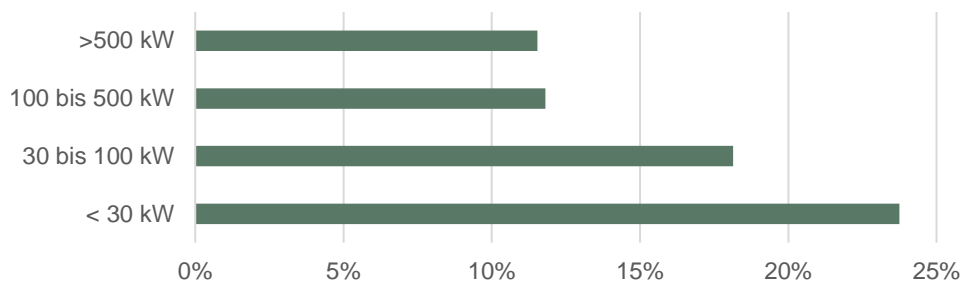


Abbildung 33: Anteil der Anlagen mit Drittförderung nach Anlagengrösse (n=10'385)

Zusammenfassend hohe Mitnahmeeffekte

In Tabelle 14 sind die verschiedenen Anhaltspunkte zu den Mitnahmeeffekten der Einmalvergütung in einer Übersicht zusammengetragen. Sie zeigen, dass die Förderung durch die Einmalvergütung allseits bekannt ist, ein eher hohes Vertrauen geniesst und praktisch immer auch in Anspruch genommen wird.

Die schriftliche Befragung zeigt jedoch sowohl über die direkte Befragung als auch über die Fragen zur Minimierung der Anlagenflächen eher hohe Mitnahmeeffekte. Die Befragung, Vertiefungsinterviews und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen geben Hinweise, dass heute viele Anlagen mit hohen Eigenverbrauchsquoten gebaut werden und bei diesen die Einmalvergütung für die Rentabilität nicht mehr ausschlaggebend ist.

| Anhaltspunkte | Mitnahmeeffekt |
|--|---|
| <i>Bekanntheit der Förderung:</i> 92% wussten bei der Planung ihrer Anlage, dass es eine Förderung gibt. | Der Mitnahmeeffekt liegt mindestens bei 8%. |
| <i>Vertrauen in die Förderung:</i> 78% haben ein hohes Vertrauen in die Förderung und ihre Auszahlung. | Der Mitnahmeeffekt liegt bei mindestens 22%. |
| <i>Schriftliche Befragung:</i> Hohe Mitnahmeeffekte und Steigerung seit der Befragung der Evaluation 2014 bis 2017 (nur Kleinanlagen, direkte Frage). Jedoch auch knapp 20% der Befragten, die dank Förderung eine grössere Anlage bauen und knapp 30%, die früher bauen. | Der Mitnahmeeffekt (nur bezogen auf Entscheid) liegt bei ca. 65% Der Mitnahmeeffekt (bezogen auf Entscheid, Ausmass, Zeitpunkt) liegt bei ca. 50%. |
| <i>Minimierung der Anlagefläche:</i> Rund 50% der Anlagenbetreiber haben aufgrund wirtschaftlicher Faktoren das Flächenpotenzial des Dachs nicht voll ausgenutzt. | Bei diesen rund 50% besteht kaum oder nur ein geringer Mitnahmeeffekt. |
| <i>Wirkung der Wartezeiten:</i> Mit der Kommunikation von langen Auszahlungsfristen (6 Jahre für die GREIV und 2 Jahre für die KLEIV) Anfang 2018 sank die Anzahl Gesuche ab. Mit abnehmenden Wartefristen nahm seither die Anzahl Gesuche trotz sinkenden Förderbeiträgen wieder zu (siehe Abbildung 14 auf Seite 32). | Hinweis auf relevante Wirkung der Förderung. |
| <i>Vertiefungsinterviews mit sieben Eigentümern grosser PV-Anlagen:</i> Korrektur der Angaben zu hohem Mitnahmeeffekt in Fall von entweder fälschlicherweise zu tief angegebenem Eigenverbrauch, oder «Rückzug» der Einschätzung, dass die Anlage auch ohne Förderung gebaut worden wäre. | Hohe Mitnahmeeffekte bei hohem Eigenverbrauch Tiefe Mitnahmeeffekte bei tiefem Eigenverbrauch |
| <i>Schriftliche Befragung zu Eigenverbrauchsquoten und Wirtschaftlichkeitsrechnungen:</i> Die Befragten geben im Durchschnitt hohe realisierte Eigenverbrauchsquoten an, welche die Rentabilität stark steigern. In diesem Gesamtkontext ist die Einmalvergütung für die Rentabilität nicht ausschlaggebend. Gleichwohl senkt die Einmalvergütung die Hürde der hohen Investition. | Eher hohe Mitnahmeeffekte bei hohem Eigenverbrauch |

Tabelle 14: Anhaltspunkte und Resultate zum Mitnahmeeffekt der Einmalvergütung

Im Widerspruch zu dieser Logik besteht gemäss Befragung kaum ein Zusammenhang zwischen dem Anteil der Mitnahmeeffekte und der Eigenverbrauchsquote. Wie bereits in der Evaluation von 2014 bis 2017 dargelegt,

Erklärungen dazu widersprüchlich

können direkte Befragungen mit verzerrten Antworten einhergehen. So unterschätzt die subjektive Einschätzung oft die nicht monetäre Wirkung der Förderung (Signalwirkung, Bekanntheit, psychologische Wirkung). Zudem ist bekannt, dass Befragte ihr Verhalten oft positiver einschätzen als es in der Realität tatsächlich ist («soziale Erwünschtheit»). Dieses Phänomen scheint durch die Vertiefungsinterviews bestätigt, in denen Befragte mit tiefen Eigenverbrauchsquoten in der Befragung angaben, dass sie ihre Anlage auch ohne Einmalvergütung gebaut zu hätten, im Gespräch diese Aussage dann jedoch zurückzogen.

Mit zunehmender Anlagengrösse nehmen die Mitnahmeeffekte eher ab. Dies kann sowohl darauf zurückzuführen sein, dass der Förderanteil bei grösseren Anlagen heute bewusst höher ist als bei den kleinen Anlagen, als auch darauf, dass der Wirtschaftlichkeit bei grösseren Anlagen ein höheres Gewicht beigemessen wird.

Zusammenhang mit Anlagengrösse

Kurzantwort

Die Einmalvergütung und der Eigenverbrauch haben eine starke Wirkung auf die Rentabilität der Investitionen in Photovoltaik-Anlagen. Die Mitnahmeeffekte der Einmalvergütung sind als eher hoch zu werten und auch leicht höher als im Zeitraum zwischen 2014 und 2017.

4.6 Erwarteter Ausbau

Evaluationsfrage

Wurden ab 2018 im erwarteten Ausmass mehr Photovoltaik-Anlagen gebaut, erweitert oder zeitlich vorgezogen?

Analysen und Resultate

Für die Beantwortung der Frage muss bekannt sein, in welchem Ausmass ein Ausbau erwartet wurde. Dies ist jedoch leider nicht bekannt. Stattdessen werden im Folgenden Orientierungsgrössen beigezogen.

Erwartungswert nicht bekannt

Eine Orientierungsgrösse zur Erwartung des Ausbaus können die Energieperspektiven 2050 aus dem Jahr 2013 bilden. In den damaligen Energieperspektiven wurde bis 2020 je nach Stromangebotsszenario ein Ausbau auf 256 bis 434 GWh abgeschätzt²³. Parallel zur Erarbeitung der Energieperspektiven wurde damals im Bundesparlament über eine parlamentarische Initiative beraten, die Mittel für die damalige kostendeckende Einspeisevergütung zu erhöhen und eine Einmalvergütung für kleine Anlagen bis 30 kW einzuführen (parl. Initiative 12.400, Erhöhung der Netzabgabe auf 1,5 Rp./kWh). In der Folge wurden in den Energieperspektiven zusätzliche Sensitivitäten mit einem stärkeren Zubau an Photovoltaik berechnet. Abbildung 34 zeigt die Basisszenarien der damaligen Energieperspektiven in blau und orange. In der Sensitivität 1 (in gelb) wurde der bis 2012 effektiv beobachtete

Energieperspektiven aus dem Jahr 2013

²³ Bundesamt für Energie (2013): Energieperspektiven 2050: Zusammenfassung. Erarbeitet durch prognos.

Zubau eingesetzt, für 2013 bis 2016 der erwartete Zubau durch die parlamentarischen Initiative und ab 2017 ein logistischer Wachstumspfad bis auf 11 TWh im Jahr 2050. Der Ausbau bis 2020 betrug in dieser Sensitivität 1'260 GWh, das Dreifache des bis dahin höchsten Szenarios «C&E».

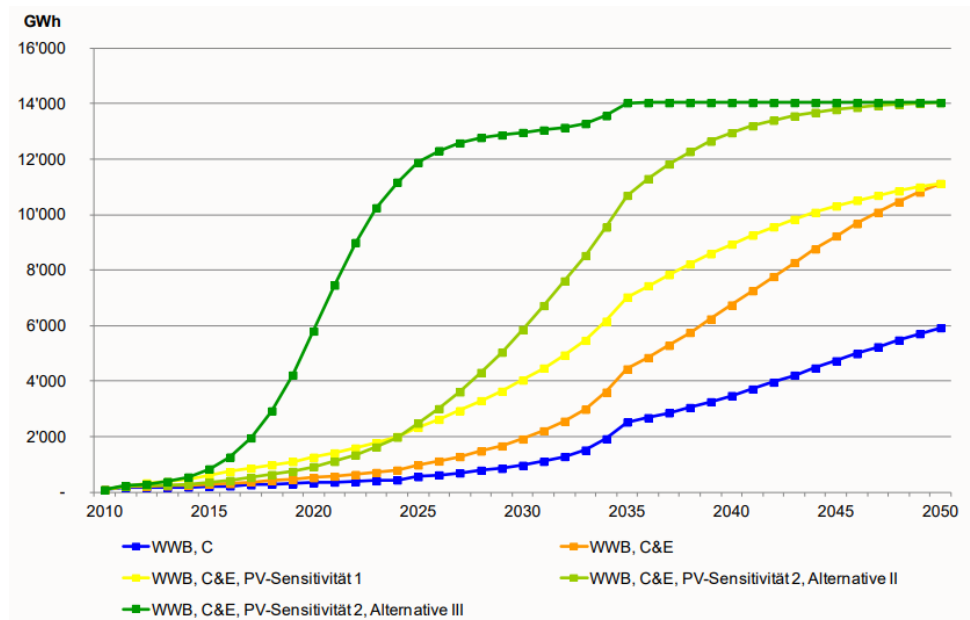


Abbildung 34: Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen nach Stromangebotsvarianten (Quelle: Energieperspektiven 2050: Sensitivitätsanalysen Photovoltaik: Ergebnisse der Modellrechnungen aus dem Jahr 2013)

Diese Zahl kann nicht direkt als Erwartungswert für die Förderung der Photovoltaik in den Jahren 2018 bis 2020 genutzt werden, da das Szenario ab 2017 nicht bottom-up von der Förderung aus geschätzt wurde. Zudem wurde seither das Fördervolumen auch erhöht (Erhöhung des Netzzuschlags auf maximal 2,3 Rp./kWh durch die Energiestrategie 2050). Gleichwohl lässt sich feststellen, dass der real erfolgte Zubau bis ins Jahr 2020 in etwa doppelt so hoch liegt wie die damalige Zahl von 1'260 GWh.

Zubau doppelt so hoch wie Szenario der Energieperspektiven

Als weitere Orientierungsgrösse kann das Ziel gemäss Energiegesetz gelten, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, ohne Wasserkraft, bis ins Jahr 2020 auf mindestens 4'400 GWh auszubauen (EnG Art. 2 Abs. 1). Eine Auswertung der bisherigen Entwicklung zeigt, dass der Zielwert vor allem durch den Zubau der Photovoltaik erreicht werden kann (siehe Abbildung 35).

Zielwert Energiegesetz 2020 erreicht

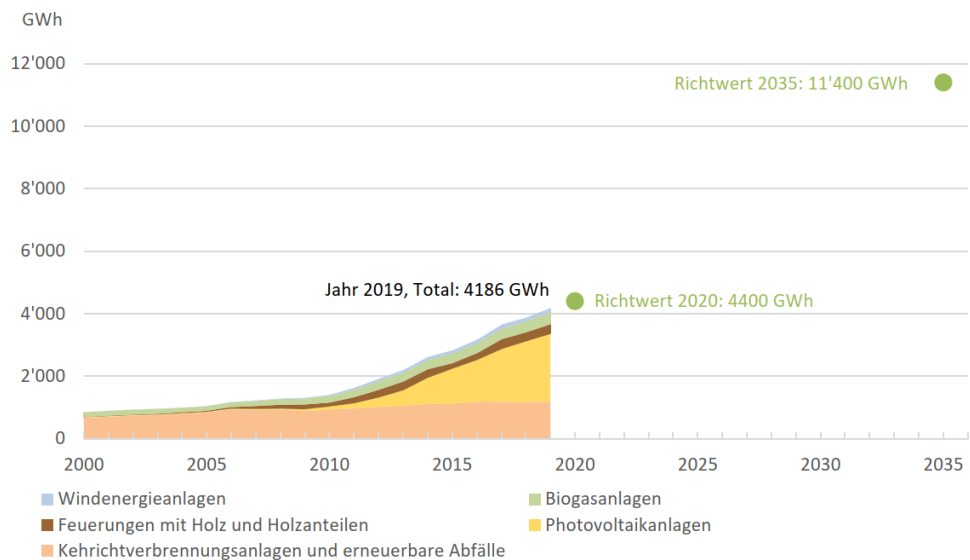


Abbildung 35: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (Quelle: Energiestrategie 2050: Monitoring-Bericht 2020 des BFE)

Die Abbildung zeigt zudem, dass die bestehende Ausbaugeschwindigkeit nicht ausreicht, um den Zielwert des Energiegesetzes für das Jahr 2035 (11.4 TWh erneuerbare Energien ohne Wasserkraft) zu erreichen. Die neuen Energieperspektiven 2050+ mit der Zielvorgabe von netto null Treibhausgasen bis ins Jahr 2050 zeigen einen noch steileren Zubau mit Photovoltaik im Umfang von rund 14 TWh bis 2035²⁴.

Richtwert 2035 bedarf Beschleunigung

Kurzantwort

Die Frage lässt sich nicht beantworten, da nicht bekannt ist, welcher Zubau durch das aktuelle Förderregime in den Jahren 2018 bis 2020 erwartet wurde. Die Erwartungen aus dem Jahr 2013 wurden übertroffen und die Richtwerte aus dem Energiegesetz von 2016 wurden erreicht.

5. Evaluationsfragen zum Eigenverbrauch

5.1 Rechtliche Vorgaben

Evaluationsfrage

Haben sich die ab 2018 geltenden rechtlichen Vorgaben für den Eigenverbrauch und besonders für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) als geeignet erwiesen (verständlich, ohne wesentliche Lücken oder Widersprüche)?

²⁴ Bundesamt für Energie (2020): Energieperspektiven 2050+. Kurzbericht. Tabellen und Grafiken. Erarbeitet von Prognos, TEP Energie, Infrac und Ecoplan.

Analysen und Resultate

Die rechtlichen Vorgaben für den Eigenverbrauch finden sich im Energiegesetz und in der Energieverordnung. Diese sind in den Kapiteln 3.2 und 3.3 grob beschrieben. Aus den Vorgaben haben sich zahlreiche Detailfragen ergeben, die in weiteren Dokumenten behandelt wurden:

- Leitfaden Eigenverbrauch, Version 2.1 vom Dezember 2019 (im Auftrag von EnergieSchweiz durch Swissolar, den Hauseigentümerverband, dem Schweizerischen Mieterinnen- und Mieterverband und unter Einbezug des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen)
- Handbuch Eigenverbrauchsregelung (HER). Empfehlung zur Umsetzung der Eigenverbrauchsregelung Version 2020 (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen)
- Leitfaden Pronovo zur Beglaubigung von Anlage- und Produktionsdaten vom 1. April 2020
- Mitteilung der Elcom vom 13. Juli 2020 (mit Ergänzung vom 4. September 2020) zum Praxismodell Eigenverbrauch
- Merkblatt METAS/Elcom vom November 2018
- Mitteilung des Eidgenössischen Starkstrominspektorats vom 18. Juli 2019

Auf der Ebene von Gesetz und Verordnung beurteilen die befragten ZEV-Betreiber und Anbieter von ZEV-Lösungen die Vorgaben als klar und verständlich, insbesondere nachdem im Jahr 2019 in der Energieverordnung das Referenzstromprodukt und die Verrechnung präzisiert wurden. Sie beurteilten die Vorgaben als frei von Widersprüchen.

Verständlichkeit auf Ebene Gesetz und Verordnung

In den Interviews wurden viele Hinweise zur Umsetzung und Konkretisierung dieser Vorgaben in der Praxis gegeben:

Komplexität erfordert fachliche Beratung für Umsetzung

- *Anbieter von ZEV-Lösungen:* Die Anbieter sind Fachexperten und schätzen den Leitfaden Eigenverbrauch und das Handbuch Eigenverbrauchsregelung als wichtige und nützliche Grundlage ein. Auch die diversen Mitteilungen des ESTI und der Elcom werden als klar und verständlich beurteilt.
- *ZEV-Betreiber:* Die Vertiefungsinterviews mit den ZEV-Betreibern zeigte, dass viele Betreiber die diversen Vorgaben nicht kennen und sich daher beraten lassen. Jene, die den ZEV selbst umgesetzt haben, beurteilten die Umsetzung als kompliziert. Der Leitfaden Eigenverbrauch wurde für den Laien als zu komplex beurteilt. Zudem kann auch nicht erwartet werden, dass ausserhalb der Fachkreise die laufenden Mitteilungen des ESTI und der Elcom bekannt sind.

Insgesamt ergibt sich somit das Bild, dass ein ZEV als Konstrukt so komplex ist, dass im Normalfall ein Gebäudeeigentümer diesbezüglich externe fachliche Beratung braucht.

Während die Unklarheiten in der Umsetzung mit dem Zuwachs an Erfahrung von 2018 bis 2020 gemäss Interviews relevant abgenommen haben, bestehen zu diversen Detailthemen offene Fragen. Die meisten werden nicht als «wesentliche Lücken» auf gesetzlicher Ebene gewertet, sondern als Lücken in den Detailbestimmungen des Vollzugs:

offene Fragen im Detail

- Berechnung des internen Solarstromtarifs:
 - Welche Kosten dürfen effektiv eingerechnet werden? Dies ist in der Theorie klar, in der Praxis aber nicht, insbesondere bei integrierten Anlagen.
 - Wie müssen oder dürfen die Tarife bei verschiedenen Kundengruppen berechnet werden, insbesondere bei der Verrechnung von Leistungstarifen?
 - Müssen den Teilnehmenden Hoch- und Niedertarife weiterverrechnet werden, oder kann der ZEV daraus eine Mischrechnung machen?
 - Muss die Annuität bei verändertem Referenzzinssatz jeweils neu berechnet werden?
- Strommarktliberalisierung: Welche Folgen hätte die Strommarktliberalisierung auf die ZEV? Können dann Teilnehmende aussteigen, da Endverbraucher ihren Anspruch auf Netzzugang gelten machen können? Wer trägt in solchen Fällen die Kosten für den Umbau der Zählerkonstellation, resp. ZEV-internen Netzinfrastruktur?
- Praxismodelle VNB: Welche der Praxismodelle sind gesetzeskonform und welche nicht?
- Haftung: Wer haftet bei einem Stromausfall gegenüber den Betroffenen, insbesondere dem Gewerbe?
- Einverständnis der Mieter: Braucht es das explizite Einverständnis der Mieter, oder reicht eine «stille Zustimmung» (Information, dass keine Rückmeldung als Zustimmung verstanden wird)? Hier haben die unterschiedlichen Akteure keine einheitliche Meinung.
- Dokumentationspflicht der Leitungen: Ist der ZEV wie der Verteilnetzbetreiber verpflichtet, die Leitungen in seinem Gebiet zu dokumentieren?

Kurzantwort

Die rechtlichen Vorgaben für den Eigenverbrauch und besonders für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) werden als verständlich und ohne wesentliche Lücken oder Widersprüche beurteilt. In der Konkretisierung und Umsetzung der Vorgaben bestehen jedoch noch diverse Unklarheiten. Das gesamte Konstrukt wird als komplex erachtet, und kann ohne externe Beratung kaum umgesetzt werden.

5.2 Eigenverbrauchsquote

Evaluationsfrage

Welche Eigenverbrauchsquoten werden mit Eigenverbrauch und mit dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch erreicht?

Analysen und Resultate

97% der Teilnehmenden der schriftlichen Befragung gaben an, dass bei ihnen eine Form von Eigenverbrauch vorliegt (Abbildung 36). 83% gaben an, dass sie alleinige Eigenverbraucher sind, und 14% verbrauchen ihren selbstproduzierten Strom in Eigenverbrauchsgemeinschaften (mehrheitlich als ZEV).

Meist alleiniger
Eigenverbrauch

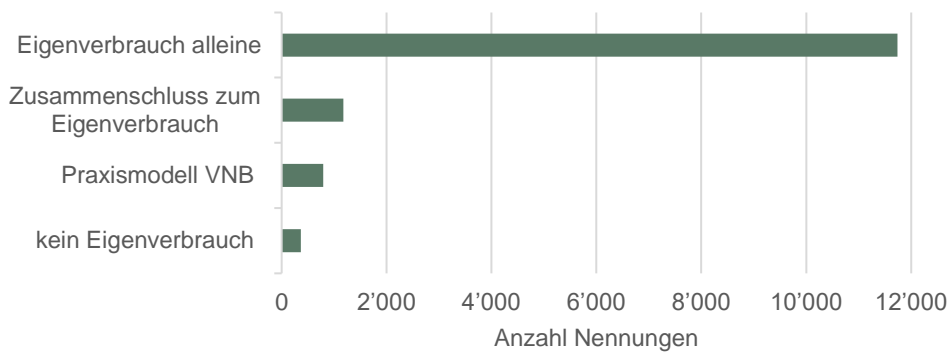


Abbildung 36: Arten des bestehenden Eigenverbrauchs (n=14'656)
(Fragen: *Verbrauchen Sie allein oder gemeinsam mit anderen Verbrauchern/ Verbraucherinnen Ihren eigenen Strom? / Welche Art der Eigenverbrauchsgemeinschaft liegt bei Ihnen vor?*)

Gut die Hälfte der Teilnehmenden mit Eigenverbrauch gaben an, ihre Eigenverbrauchsquote zu messen. Die folgenden Abbildungen zu Eigenverbrauchsquoten basieren alle auf angegebenen, gemessenen Werten der Teilnehmenden mit Eigenverbrauch. Der Mittelwert der Eigenverbrauchsquoten *der Teilnehmenden mit Eigenverbrauch* liegt bei 45% (siehe Verteilung Abbildung 37). Dabei ist zu beachten, dass die Eigenverbrauchsquote *aller* Anlagen wegen der Teilnehmenden ohne Eigenverbrauch (3%) etwas tiefer liegt, nämlich bei 44%. Zum Vergleich: Im Rahmen des Monitorings der Energiestrategie wurde der Eigenverbrauch auf 39% geschätzt, basierend auf der Befragung von Verteilnetzbetreibern²⁵. Ein weiterer Vergleich lässt die Analyse aller geförderten Anlagen (inkl. KEV Anlagen) von über 30 kW zu. Die Daten der Pronovo zeigen für das Jahr 2018 eine Eigenverbrauchsquote von 47.5%.

Meist Eigenverbrauchsquoten zwischen 20 und 49%

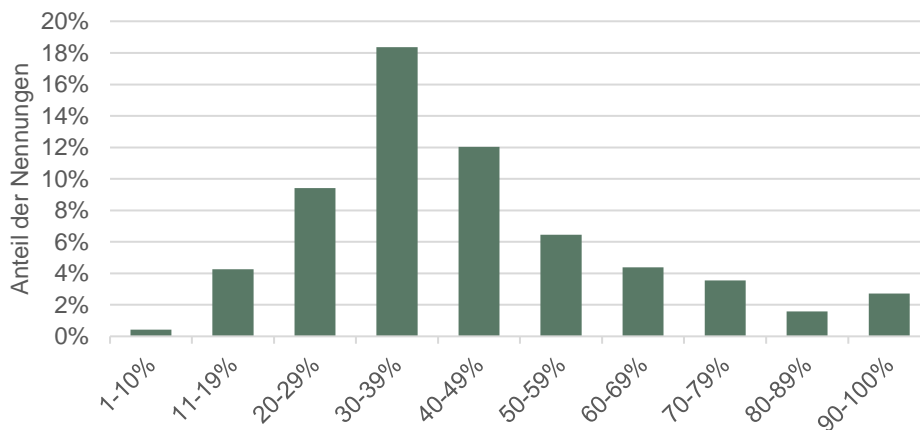


Abbildung 37: Häufigkeit gemessener Eigenverbrauchsquoten bei Teilnehmenden mit Eigenverbrauch (n=4'291)
(Frage: *Wie gross ist der jährliche, durchschnittliche Eigenverbrauch Ihres selbst produzierten Stroms (bei Ihnen oder Ihrer Eigenverbrauchsgemeinschaft)?*)

Die Eigenverbrauchsquoten variieren nur wenig zwischen den Arten des Eigenverbrauchs und liegen bei 45% für den alleinigen Eigenverbrauch, 44% für das Praxismodell VNB und bei 47% für die ZEV (Abbildung 38).

Eigenverbrauchsquoten: 45% bei ZEV, 30% bei alleinigem Verbrauch

²⁵ Bundesamt für Energie (2020): Energiestrategie 2050: Monitoring-Bericht 2020 (ausführliche Fassung)

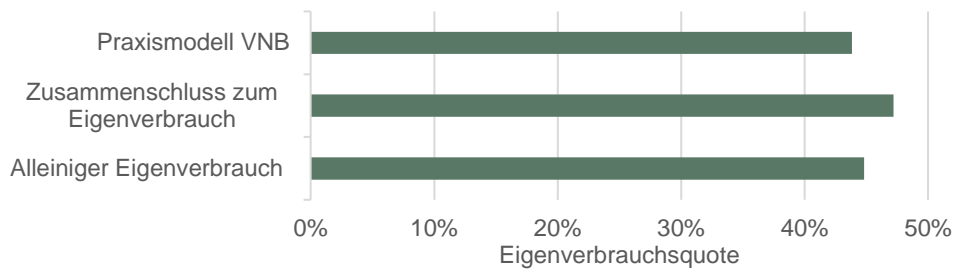


Abbildung 38: Gemessene Eigenverbrauchsquoten nach Art des Eigenverbrauchs bei Teilnehmenden mit Eigenverbrauch (n=5'063) (**Frage: Wie gross ist der jährliche, durchschnittliche Eigenverbrauch Ihres selbst produzierten Stroms (bei Ihnen oder Ihrer Eigenverbrauchsgemeinschaft)?**)

Die durchschnittliche gemessene Eigenverbrauchsquote von Teilnehmenden mit Eigenverbrauch nimmt mit der Anlagengrösse zu (Abbildung 39). Sie lag bei Anlagen bis und mit 30 kW bei 44% und bei Anlagen über 500 kW bei 75%. Die geschätzten Eigenverbrauchsquoten liegen bei den kleinen Anlagen eher höher als die gemessenen Quoten, bei den grossen Anlagen ist es umgekehrt. Die Eigenverbrauchsquote kleiner Anlagen wurde von Experten als eher hoch eingeschätzt. Die hohen Werte sind unter anderem dadurch zu erklären, dass sie neue Anlagen betreffen (Anmeldungen zwischen 2018 und 2020) und viele Massnahmen zur Optimierung ergriffen werden (siehe Abbildung 42 weiter unten).

Eigenverbrauchsquoten steigen mit Anlagengrösse

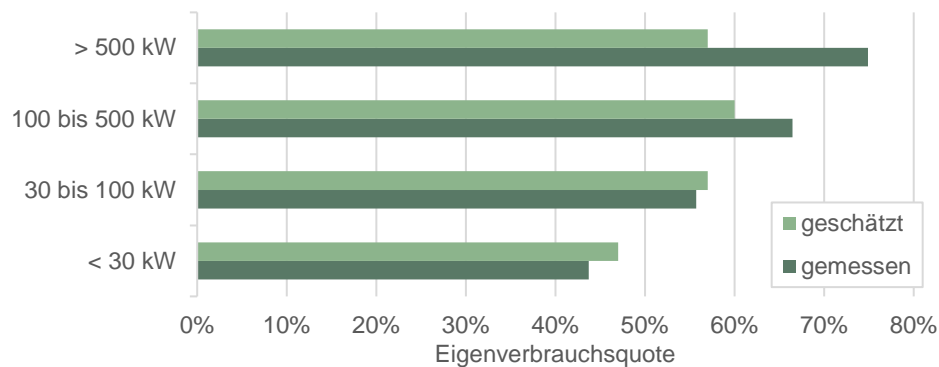


Abbildung 39: Gemessene (n=3'999) und geschätzte (n=719) Eigenverbrauchsquoten nach Anlagengrösse bei Teilnehmenden mit Eigenverbrauch (**Frage: Wie gross ist der jährliche, durchschnittliche Eigenverbrauch Ihres selbst produzierten Stroms (bei Ihnen oder Ihrer Eigenverbrauchsgemeinschaft)?**)

Die durchschnittlichen Eigenverbrauchsquoten fallen je nach Eigentübertyp sehr unterschiedlich aus (Abbildung 40). Bei Privatpersonen mit Eigenverbrauch liegt die durchschnittliche Eigenverbrauchsquote bei rund 45%, während private Unternehmen gut 60% und öffentlich-rechtliche Körperschaften rund 70% Eigenverbrauch erreichen.

Höchster Eigenverbrauch bei öffentlich-rechtlichen Körperschaften

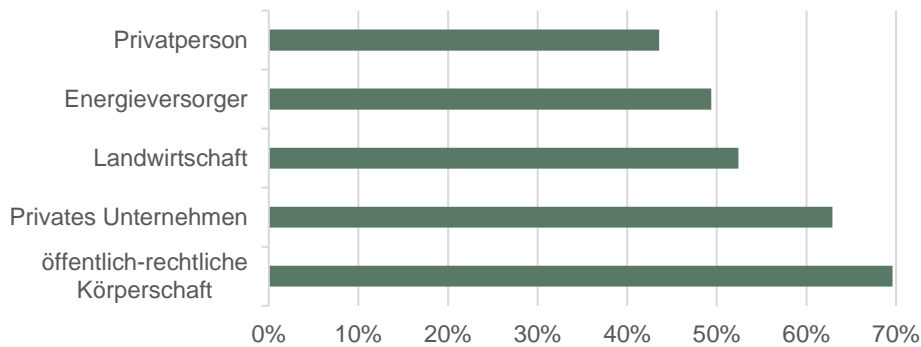


Abbildung 40: Gemessene Eigenverbrauchsquoten nach Eigentübertyp (n=4'267)
(Frage: Wie gross ist der jährliche, durchschnittliche Eigenverbrauch Ihres selbst produzierten Stroms (bei Ihnen oder Ihrer Eigenverbrauchsgemeinschaft)?)

In Vertiefungsinterviews wurde der Frage nachgegangen, wie Betreiber mit Anlagen über 50 kW einen hohen Eigenverbrauch erreichen können. Insgesamt wurden acht Betreiber solcher Anlagen befragt.

Interviews zur Erreichung hoher Quoten

Die Interviews ergaben, dass die Photovoltaik-Anlagen mit sehr hohen Eigenverbrauchsquoten häufig bei produzierenden und verarbeitenden Betrieben angesiedelt sind, die durch ihre Maschinen und Anlagen hohe Stromverbräuche aufweisen. Unter diesen Betrieben waren mehrere lebensmittelverarbeitende Betriebe und Lebensmittelhändler zu finden, die für ihre thermischen Anlagen (Wärme und Kühlung) gleichmässig und in hohem Masse Strom benötigen. Ein weiterer Betrieb stammte aus der Textilbranche und nutzt im Dauerbetrieb Klima- und Lüftungsanlagen sowie Grundwasserpumpen. Weitere Beispiele für hohen Eigenverbrauch waren eine Fischzucht, Schwimmbäder, Kindergärten, Schulen und andere Gemeindeliegenschaften.

Produzierende/verarbeitende Betriebe

In keinem der Interviews wurden spezielle Steuerungen zur Verbesserung des Eigenverbrauchs genannt. Es schien bei allen Photovoltaik-Anlagen so, dass diese aufgrund der bereits guten Rahmenbedingungen für einen hohen Eigenverbrauch gebaut wurden.

Keine speziellen, technischen Steuerungen

In diversen Gesprächen (vertiefende Interviews, Experteninterviews) wurde der Frage nachgegangen, warum die Eigenverbrauchsquoten mit der Grösse der Anlagen steigen. In vertiefenden Interviews gaben mehrere Besitzer grösserer Photovoltaik-Anlagen an, dass die Rückliefertarife ihrer lokalen Verteilnetzbetreiber eine Einspeisung wenig attraktiv machen und sie ihre Anlagengrösse daher passend für einen hohen Eigenverbrauch dimensioniert haben. Experten gehen davon aus, dass grosse Anlagen nur dann überhaupt gebaut werden, wenn aufgrund einer hohen Eigenverbrauchsquote die Wirtschaftlichkeit gegeben ist, während bei kleineren Anlagen weitere Motive wie Freude an der Technik, die Ökologie oder das Image eine nicht vorhandene oder tiefe Wirtschaftlichkeit wettmachen können. Dies bedeutet auch, dass das Ausbaupotenzial von grossen Anlagen unter den aktuellen Rahmenbedingungen vom lokalen Eigenverbrauchspotenzial abhängig und damit beschränkt ist.

Gründe für hohe Eigenverbrauchsquoten bei grossen Anlagen

Kurzantwort

97% der Photovoltaikanlagen liefern unter anderem Strom für Eigenverbrauch. Die durchschnittliche Eigenverbrauchsquote liegt bei 44%, dabei besteht fast kein Unterschied zwischen dem alleinigen Eigenverbrauch und den ZEV. Grosse Anlagen erzielen grössere Eigenverbrauchsquoten. Hohe Eigenverbräuche erreichen Betreiber grosser Photovoltaik-Anlagen durch Maschinen und Anlagen mit hohen und kontinuierlichen Stromverbräuchen. Meist sind dies Kälte-, Wärme- oder Lüftungsanlagen.

Evaluationsfrage

Wie gross ist die eigenverbrauchte Strommenge?

Analysen, Resultate und Kurzantwort

Die Leistung der zwischen 2018 und 2020 angemeldeten Anlagen liegt bei 737 MW_p. Geht man von einer Jahresproduktion von rund 950 kWh/kW und Eigenverbrauchsquote von 44% (siehe Resultate der Befragung im obigen Unterkapitel 5.2) aus, ergibt dies eine eigenverbrauchte Strommenge von 310 GWh.

310 GWh eigenverbraucher Strom

5.3 Massnahmen zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquoten

Evaluationsfrage

Welche technischen Massnahmen zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote wurden ab 2018 umgesetzt (z.B. Laden von E-Autos, Einsatz von Batterien, oder auch das Minimieren der PV-Anlage)?

Analysen und Resultate

In der schriftlichen Befragung wurden die Installation einer Wärmepumpe und einer intelligenten Verbrauchssteuerung für die Wärmepumpe und/oder den Elektroboiler als häufigste technische Massnahmen zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote angegeben (siehe Abbildung 41, macht rund 30 bis 40% der Befragten aus). Auch oft kommt eine Anpassung der Produktion oder der Prozesse vor, um die solare Produktion am Mittag nutzen zu können. Diese Massnahme war im Hinblick auf Unternehmen als Antwortmöglichkeit angeboten worden, wurde aber von allen Eigentübertypen auch ausgewählt. Relevant sind zudem die Installation eines Batteriespeichers und der Kauf eines Elektroautos. Nur wenige geben an, gar keine Massnahmen umzusetzen.

Wärmepumpe als häufigste Massnahme

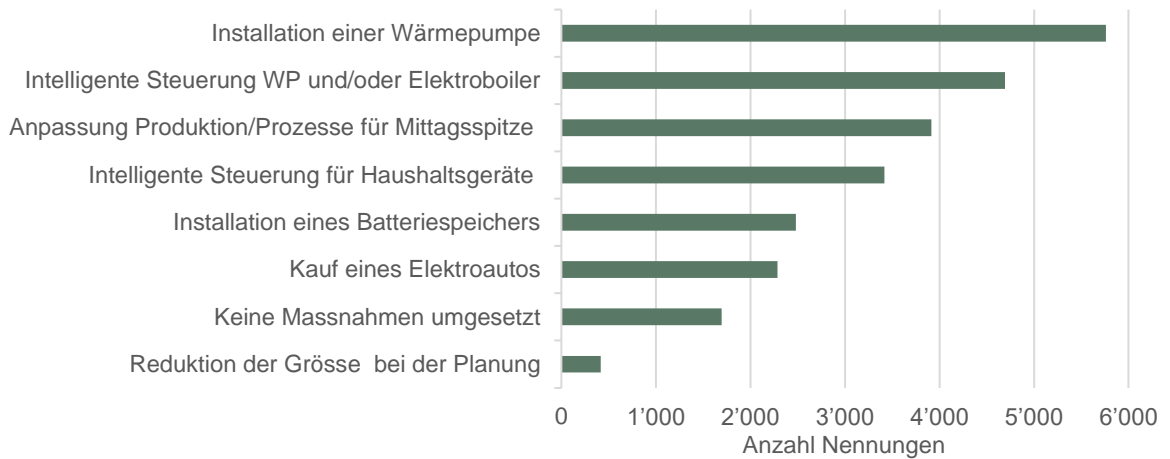


Abbildung 41: Umgesetzte Massnahmen, um den Anteil Eigenverbrauch zu erhöhen (n=13'115)
(Frage: Der Eigenverbrauch lässt sich mit technischen Massnahmen erhöhen. Welche der folgenden Massnahmen haben Sie umgesetzt?)

Die Antworten unterscheiden sich je nach Grösse der Anlage relevant (siehe nachstehende Abbildung 42). Je kleiner die Anlage, desto grösser ist die Vielfalt der umgesetzten Massnahmen. Es erstaunt, dass auch bei Anlagen über 500 kW die Installation einer Wärmepumpe oder die intelligente Steuerung für Haushaltsgeräte genannt werden. Ob die Befragten hier die Anlagengrösse falsch angegeben oder die Frage uminterpretierten, ist nicht klar.

grössere Vielfalt an Massnahmen bei kleinen Anlagen

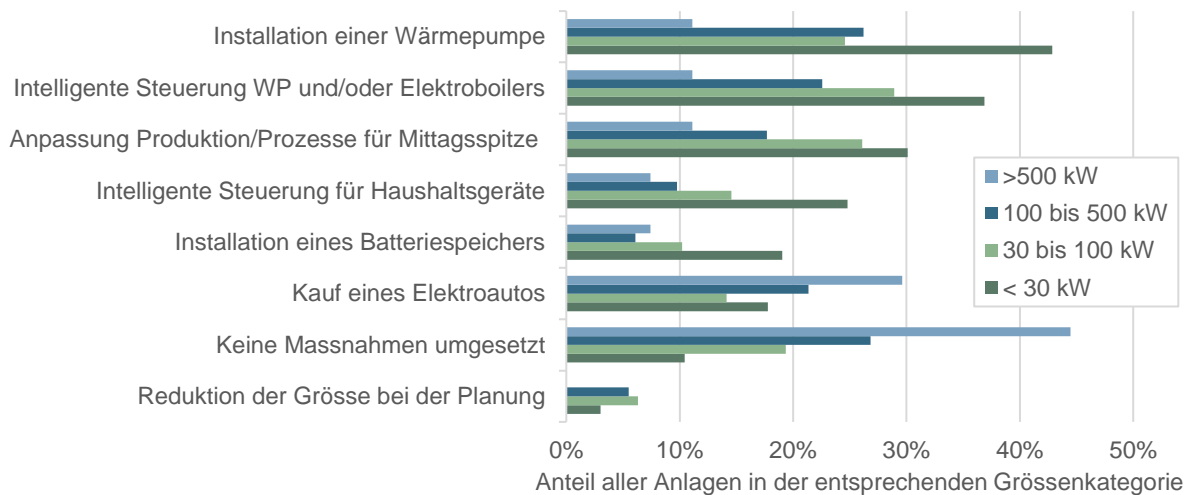


Abbildung 42: Umgesetzte Massnahmen, um den Anteil Eigenverbrauch zu erhöhen, nach Anlagengrösse (n=11'248).
(Frage: Der Eigenverbrauch lässt sich mit technischen Massnahmen erhöhen. Welche der folgenden Massnahmen haben Sie umgesetzt?)

Die Analyse nach Eigentümerschaft oder Art des Eigenverbrauchs (einzeln oder gemeinschaftlich) zeigt wenige Unterschiede in den umgesetzten technischen Massnahmen (ohne Abbildung).

Um besser zu verstehen, wie die Entscheidung für Installationen von Photovoltaik-Anlagen, Wärmepumpen und Elektroautos miteinander verknüpft sind, wurden dazu Vertiefungsinterviews durchgeführt. Dazu wurden Besitzer von PV-Anlagen auf Ein-/Zweifamilienhäusern kontaktiert, die angegeben hatten, dass sie eine Wärmepumpe und ein Elektroauto besitzen. Insgesamt wurden 8 Interviews durchgeführt.

Verknüpfung der Investitionsentscheidungen

Die Wärmepumpen wurden in 6 von 8 Fällen vor der Photovoltaik-Anlage installiert. In mehreren Interviews wurde ausgesagt, dass die Wärmepumpe ein Einstieg in die ökologische Energieversorgung war und für die Entscheidung für eine Photovoltaik-Anlage eine Rolle gespielt hatte. Die Wärmepumpe wurde jedoch nicht als entscheidender Auslöser für die Installation einer Photovoltaik-Anlage genannt.

Wärmepumpe als ökologischer Anstoss

Beim Elektroauto schafften 5 von 8 Haushalten ihr Fahrzeug nach der Installation der Photovoltaik-Anlage an, ein Haushalt etwa zur gleichen Zeit und zwei Haushalte vorher. Die Interviews zeigten, dass die Photovoltaik-Anlage und die Möglichkeit zu mehr Eigenverbrauch die Anschaffung von Elektroautos begünstigt und teils beschleunigten. Im Fall, dass das Elektroauto vor oder mit der Photovoltaik-Anlage angeschafft wurde, spielte das Elektroauto für die Dimensionierung und die Entscheidung für die Photovoltaik-Anlage eine wichtige Rolle.

Photovoltaik-Anlage begünstigt E-Auto

Auf der Grundlage der geführten Interviews scheint der Zusammenhang der Photovoltaik-Anlage mit dem Elektroauto anders gerichtet zu sein als mit der Wärmepumpe: Die Wärmepumpe besteht eher vor der Installation der PV-Anlage, das Elektroauto wird typischerweise erst nachher gekauft. Ob dies einer Kausalität entspricht oder der heute noch viel stärkeren Verbreitung von Wärmepumpen als von Elektroautos, ist nicht klar.

zuerst Wärmepumpe, dann Photovoltaik, dann Elektroauto

Kurzantwort

Häufige Massnahmen sind die Installation einer Wärmepumpe, intelligenten Verbrauchssteuerungen und die Anpassung der Produktion oder Prozesse, um die solare Produktion am Mittag nutzen zu können.

5.4 Minimierung von Photovoltaik-Anlagen

Evaluationsfrage

Wie häufig werden Photovoltaik-Anlagen minimiert, um so die Eigenverbrauchsquote zu maximieren?

Analysen und Resultate

In der schriftlichen Befragung gaben die Teilnehmenden an, wie viel der zur Verfügung stehenden Dachfläche durch ihre Photovoltaik-Anlage bedeckt wird (Abbildung 43). Dabei nutzen rund 20% der Anlagenbesitzer die gesamte Dachfläche und nochmals rund 20% mehr als zwei Drittel der Dach-

60% der Anlagen belegen weniger als 66% des Daches

fläche. Rund 45% der Teilnehmenden nutzen ein bis zwei Drittel ihrer Dachfläche, während rund 15% weniger als ein Drittel ihres Daches mit ihrer Anlage belegt haben

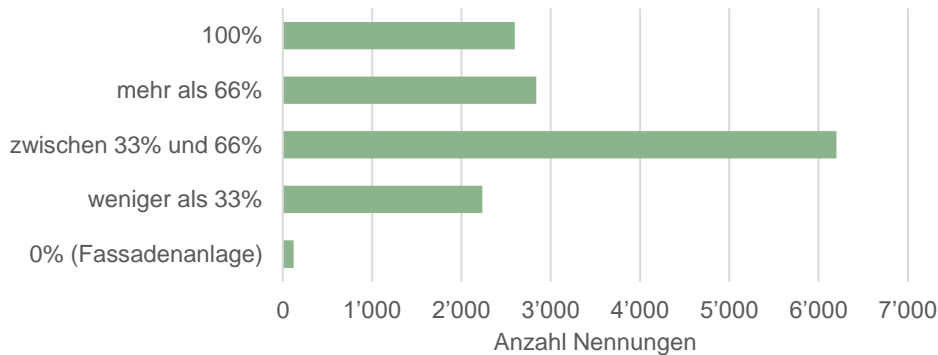


Abbildung 43: Anteil der durch Photovoltaik-Anlagen bedeckten Dachfläche. (n=13'993)
(Frage: Welchen Anteil der Dachfläche deckt Ihre Photovoltaik-Anlage ungefähr ab? Beziehen Sie die Antwort auf die für Photovoltaik geeignete Dachfläche (Dachfläche ohne Aufbauten))

Eine Analyse nach Anlagengrösse zeigt einen klaren Zusammenhang auf: Je grösser die Anlage, desto vollständiger wird die Fläche genutzt (Abbildung 44).

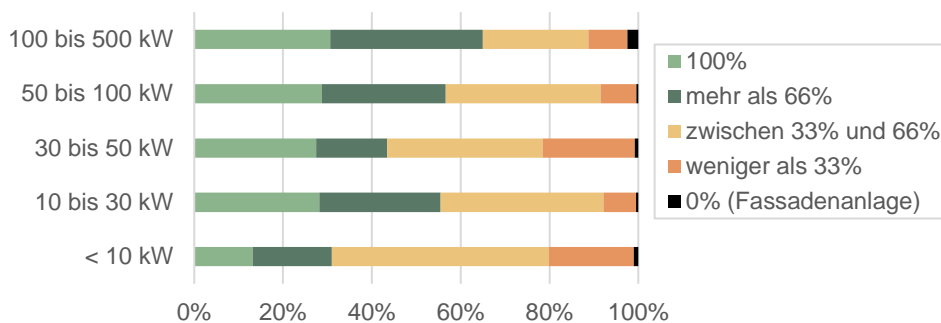


Abbildung 44: Anteil der durch Photovoltaik-Anlagen bedeckten Dachfläche nach Anlagengrösse (n=11'095)
(Frage: Welchen Anteil der Dachfläche deckt Ihre Photovoltaik-Anlage ungefähr ab? Beziehen Sie die Antwort auf die für Photovoltaik geeignete Dachfläche (Dachfläche ohne Aufbauten))

Gründe dafür, nur einen Teil der Fläche zu nutzen, waren vorrangig die Verschattung, während fehlende finanzielle Mittel und eine anderweitige Nutzung (z.B. durch Solarthermie oder Dachterrasse) ebenfalls häufig genannt wurden (Abbildung 45). Des Weiteren wurde nach wirtschaftlichen Faktoren gefragt, die sich durch eine grössere Anlage potenziell verschlechtern können: geringere Eigenverbrauchsquote, geringere Einmalvergütung durch Überschreiten der 100kW-Grenze bei integrierten Anlagen oder geringere Rücklieferatarife des lokalen Energieversorgers für grössere Anlagen. Häufig wurde von diesen Gründen die geringere Eigenverbrauchsquote genannt, die mit über 3'000 Nennungen der zweithäufigste Grund nach der Verschattung ist. Die anderweitigen Gründe wurden hingegen seltener bestätigt.

Verschattung und tiefere Wirtschaftlichkeit wegen geringerem Eigenverbrauch

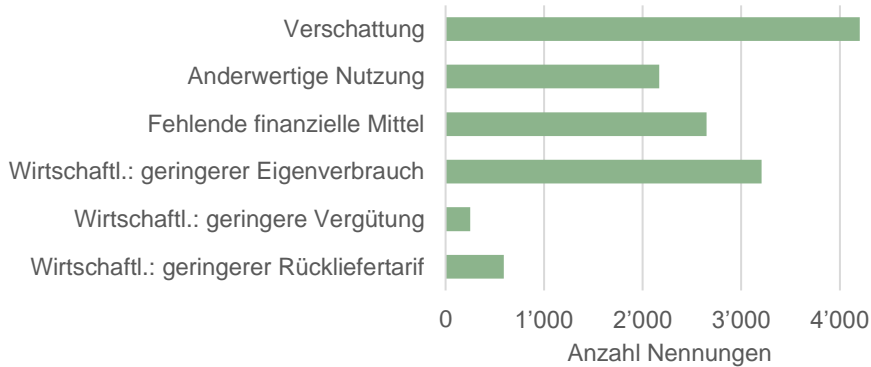


Abbildung 45: Gründe für unbebaute Dachfläche (n=9'769)
(Frage: Welcher der folgenden Faktoren hat Sie massgeblich davon abgehalten, die geeignete Dachfläche maximal mit Photovoltaik zu bebauen (Mehrfachnennungen möglich)?)

Neben der Befragung wurde der Frage der Minimierung von Anlagen auch mit einer Analyse der geförderten Anlagen nachgegangen. Dazu wurde die geförderte installierte Leistung der Anlagen mit dem Potenzial des betrachteten Gebäudes verglichen. Die geförderten Anlagen wurden über die Adresse mit den Potenzialdaten von Sonnendach.ch verknüpft²⁶. Zur Berechnung des effektiven Potenzials des Gebäudes wurde ein analoges Vorgehen gewählt wie bei der Berechnung von Potenzialen in Gemeinden²⁷:

- Berücksichtigung von Dachflächen grösser über 12 Quadratmeter Fläche und einer jährlichen Einstrahlung von über 1'000 kWh/m²
- Reduktionsfaktor von 0.7 resp. 0.8 bei grossen Dachflächen, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass gewisse Dachflächen nicht nutzbar sind (Dachfenster, Aufbauten, Dachränder,...)
- Produktionsannahme von 170 W/m².

Die Analyse ergab, dass etwa 20% das des geeigneten Dachs voll nutzen, nochmals 20% mehr als zwei Drittel des Dachs, etwas mehr als ein Drittel zwischen 33% und 66% und ein Viertel weniger als 33% (siehe Abbildung 47). Die Resultate sind sehr ähnlich wie die Resultate der Befragung.

60% der Anlagen belegen weniger als 66% des Daches

²⁶ Anlagen, welchen einen Adressematch-Score von < 95% und eine Distanz zwischen dem Adresspunkt und dem nächsten Dachpunkt von über 20 m aufwiesen wurden von der Analyse ausgeschlossen (entspricht ca. 10% der Anlagen).

²⁷ Bericht «Sonnendach.ch und Sonnenfassade.ch: Berechnung von Potenzialen in Gemeinden» von e4plus im Auftrag des BFE (2019)

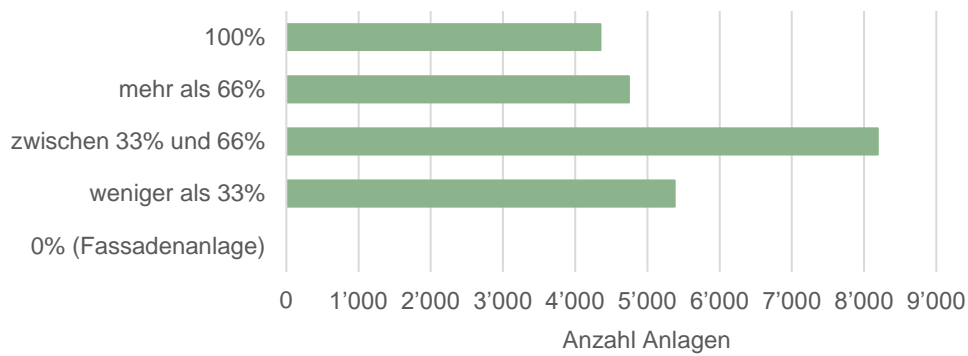


Abbildung 46: Ausschöpfung des geeigneten Dachpotenzials durch die geförderten Photovoltaik-Anlagen (insgesamt 22'621 Anlagen)

Es wurde geprüft, ob die Potenzialausschöpfung vom aktuellen Rückliefertarif in der jeweiligen Gemeinde abhängig ist. Die meisten Anlagen liegen in Gemeinden mit einem aktuellen Tarif von zwischen 5 und 10 Rp./kWh und schöpfen das Potenzial zu knapp 50% aus. Anlagen mit einem tieferem Rückliefertarif von unter 5 Rp./kWh schöpfen hingegen 54% ihres Potenzials ab. Anlagen mit einem Rückliefertarif von über 10 Rp./kWh schöpfen ihr Potenzial zwischen 43% und 46% aus, je höher der Tarif desto höher die Ausschöpfung (Abbildung 47). Die Bedeutung des Rückliefertarifs für die Ausschöpfung des Potenzials ist aufgrund dieser widersprüchlichen Resultate unklar. Da die Rückliefertarife meist nur für ein Jahr gelten, sind sie eine Unsicherheit, die bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer Anlage mitberücksichtigt werden muss.

Wirkung des Rückliefertarif unklar

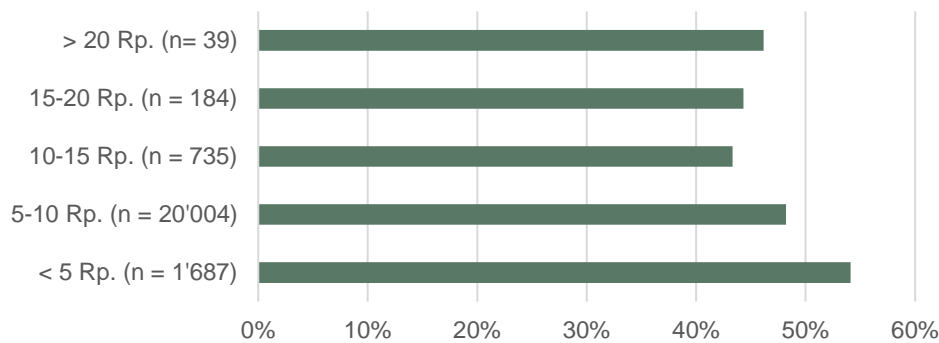


Abbildung 47: Ausschöpfung des Dachpotenzial durch die geförderten Photovoltaik-Anlagen, in Abhängigkeit des Rückliefertarifs (Berechnung: realisierte Leistung aller Anlagen geteilt durch Potenzial aller Anlagen)

Evaluationsfrage

Wie gross ist schätzungsweise die deswegen ungenutzte Fläche?

Analysen und Resultat

Eine Abschätzung der nicht genutzten Leistung aufgrund der Befragung ergibt einen Anteil von durchschnittlich 30% der geeigneten Dachflächen, die nicht genutzt werden. Bezieht man diesen Anteil auf die zwischen 2018 und 2020 angemeldeten Anlagen von rund 737 MW ergibt dies eine ungenutzte Leistung von 316 MW. 33% der Befragten geben an, dass mindestens ein Grund für die Minimierung der Fläche die Maximierung des Eigenverbrauchs war. Das ergibt also 104 MW an Leistung, die zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit nicht gebaut wurden (ca. 100 GWh jährliche Produktion). Mit einer Annahme von rund 6 Quadratmeter pro Kilowatt ergibt dies in den Jahren 2018 bis 2020 insgesamt 1.9 Mio. Quadratmeter ungenutzte Fläche, davon 600'000 Quadratmeter zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit. Diese Flächen sind ein ungenutztes Potenzial mit vergleichsweise tiefen Kosten, da die Grenzkosten des Zubaus mit der Grösse der Anlage sinken.

rund 30% der geeigneten Fläche nicht genutzt, ca. ein Drittel davon zwecks Maximierung des Eigenverbrauchs

Kurzantwort

Gut 600'000 Quadratmeter Dachfläche wurde in den Jahren 2018 bis 2020 nicht genutzt, da die Anlagen minimiert wurden, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen durch einen höheren Eigenverbrauch zu verbessern.

5.5 ZEV und Zugang zum freien Strommarkt

Evaluationsfrage

Werden häufig gezielt ZEV gebildet mit einem Jahresverbrauch über 100 MWh, um so Zugang zum freien Strommarkt zu erhalten?

Analysen und Resultate

Von den befragten Eigentümern von ZEV-Anlagen sind 92% nicht marktbe-rechtigt (siehe Abbildung 48). Eine Auswertung der Gebäudetypen zeigt, dass 77% der ZEV-Anlagen auf Wohnbauten installiert sind. Mehrfamilienhäuser müssen typischerweise sehr gross sein, um einen Stromverbrauch von über 100 MWh auszuweisen. Von den übrigen 8% Marktberechtigten, gab nur ein Viertel an, dass sie den Stromanbieter gewechselt hatten. Insgesamt wechselten damit 2% der ZEV Eigentümer den Stromanbieter.

nur wenige ZEV sind marktbe-rechtigt

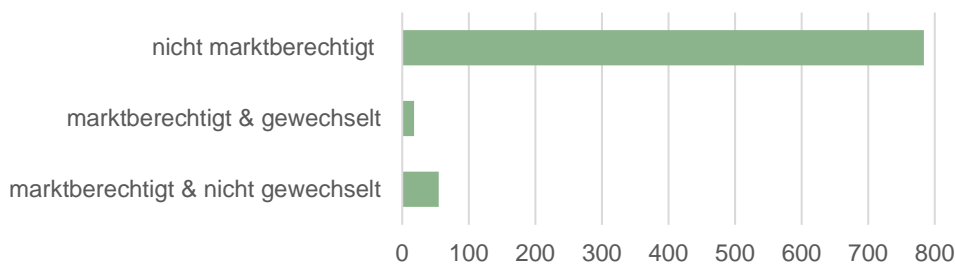


Abbildung 48: Nutzung des Marktzugangs (n=857)
(Frage: Nutzen Sie die Möglichkeit, Ihren Energieversorger schweizweit zu wechseln?)

Eine Analyse der marktberechtigten Eigentümer zeigt, dass Privatpersonen und öffentlich-rechtliche Körperschaften den Stromlieferanten eher nicht wechseln, private Unternehmen und Energieversorger jedoch eher (siehe Abbildung 49).

Unternehmen wechseln eher als Private

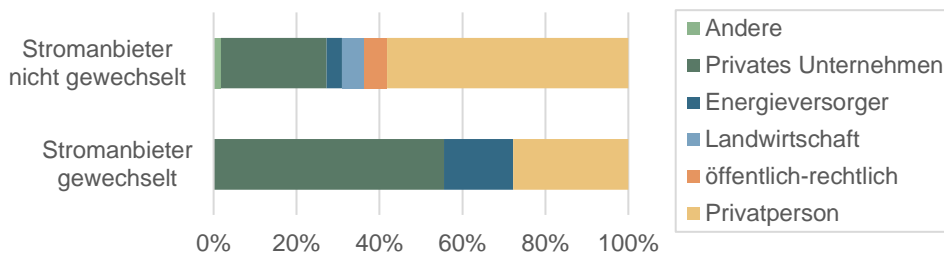


Abbildung 49: Nutzung des Marktzugangs durch Marktbererechtigte nach Art des Eigentümers (n=73)
(Frage: Nutzen Sie die Möglichkeit, Ihren Energieversorger schweizweit zu wechseln?)

Ob der Zugang zum Markt für die Bildung des ZEV wichtig war, wurde ungefähr hälftig als wichtig und unwichtig bezeichnet. Von den 18 Eigentümern, die den Versorger gewechselt hatten, gaben nur 2 an, dass die Grösse des ZEV bewusst so gewählt wurde, um Zugang zum Strommarkt zu erhalten.

Marktzugang eher untergeordnete Bedeutung

Von den nicht marktberechtigten Eigentümern gab rund ein Drittel an, dass die Stromtarife des ZEV tiefer sind als die Tarife der einzelnen Teilnehmenden in etwa wären. Von diesen sagten 60%, dass die tieferen Stromtarife für die Bildung des ZEV wichtig oder sehr wichtig waren.

günstigere Stromtarife für nicht Marktbererechtigte

Das Bundesamt für Energie erhob bei den Schweizer Verteilnetzbetreibern²⁸ die Anzahl ZEV, die ihren Strom am Markt beschaffen. Gemäss diesen Zahlen haben im Jahr 2019 nur 36 der ZEV (rund 1% der 3'079 Anlagen) ihren Strom am freien Markt beschafft. Dabei ist nicht bekannt, welcher Anteil der ZEV marktbererechtigt ist.

1% der ZEV beschaffen am Markt

Die Resultate der schriftlichen Befragung decken sich mit den Rückmeldungen aus den Vertiefungsinterviews mit ausgewählten Umfrageteilnehmenden, Verteilnetzbetreibern und Anbietern von ZEV-Abrechnungslösungen. In der Praxis erreichen nur relativ wenige ZEV die kritische Grösse von 100'000

Vertiefungsinterviews bestätigen die Resultate der Umfrage

²⁸ Bundesamt für Energie (2020): Energiestrategie 2050: Monitoring-Bericht 2020 (ausführliche Fassung)

kWh Stromverbrauch. Der freie Marktzugang spielt somit im Gesamtkonstrukt ZEV eine untergeordnete Rolle. Gemäss Einschätzung der Experten ist der Zugang zum freien Strommarkt in den wenigsten Fällen ausschlaggebend für den Entscheid oder die Grösse des ZEV. Als wichtiger wurde die Tatsache eingestuft, dass durch den Zusammenschluss in vielen Fällen ein tieferer Stromtarif (bspw. Gewerbetarif) erzielt werden kann. Eine typische Grenze für diesen tieferen, dafür mit einem Leistungstarif verbundenen, Stromtarif liegt bei einem Verbrauch von 50'000 kWh/Jahr.

Als Gründe gegen einen Wechsel des Stromlieferanten wurden folgende Gründe angegeben:

- Loyalität gegenüber dem lokalen Stromversorger oder politische Entscheidung für den Verbleib (beispielsweise bei Gemeinden)
- Aufwand, sich um einen neuen Stromlieferanten zu bemühen
- Günstigere Tarife müssten bei Mietliegenschaften 1:1 an die Mieter weitergegeben werden. Für den ZEV-Betreiber wird dadurch der Anreiz reduziert.

Gründe gegen einen Wechsel des Stromlieferanten

Kurzantwort

Nein. Die gezielte Bildung von ZEV, um Zugang zum freien Strommarkt zu erhalten, ist sehr selten. Die meisten ZEV sind nicht marktberechtigt, und auch von den marktberechtigten ZEV wechselt nur ein Viertel den Stromanbieter. Hingegen können durch einen ZEV teilweise tiefere Stromtarife erzielt werden. Für einen Teil der ZEV-Betreiber ist dies ein wichtiger Anreiz für die Bildung eines ZEV.

5.6 Regulatorische und technische Hürden

Evaluationsfrage

Welche regulatorischen und technischen Hürden sind für den gemeinsamen Eigenverbrauch bei Bestandsbauten am höchsten? Wie können regulatorische Hürden bei Neu- und Bestandsbauten am besten abgebaut werden?

Analysen und Resultate

Die Befragung ergab, dass bei rund einem Viertel der ZEV keine Hindernisse erfahren wurden (siehe Abbildung 50). Am häufigsten wurde der Aufbau der Zählerinfrastruktur als Hindernis genannt, gefolgt von den Zusatzkosten zur Installation eines ZEV, den Abklärungen für Messung und Abrechnungslösungen und der neuen Kabelverlegung und dem Kabelrückbau.

Aufbau Zählerinfrastruktur als grösstes Hindernis

Viele der Hindernisse werden aus Sicht Neubauten und Bestandsbauten ähnlich beurteilt. Bei Neubauten werden vor allem die Mess- und Abrechnungskosten und das fehlende Wissen bei Installateuren und Projektleitern als wichtigere Hindernisse beurteilt als bei Bestandsbauten. Bei Bestandsbauten wurde die Information der Mieter und das Einholen des Einverständnisses zur Teilnahme am ZEV, die neue Kabelverlegung und der Kabelrückbau und der Aufbau der Zählerinfrastruktur häufiger als Hindernis genannt.

nur wenige Unterschiede Neubau vs. Bestand

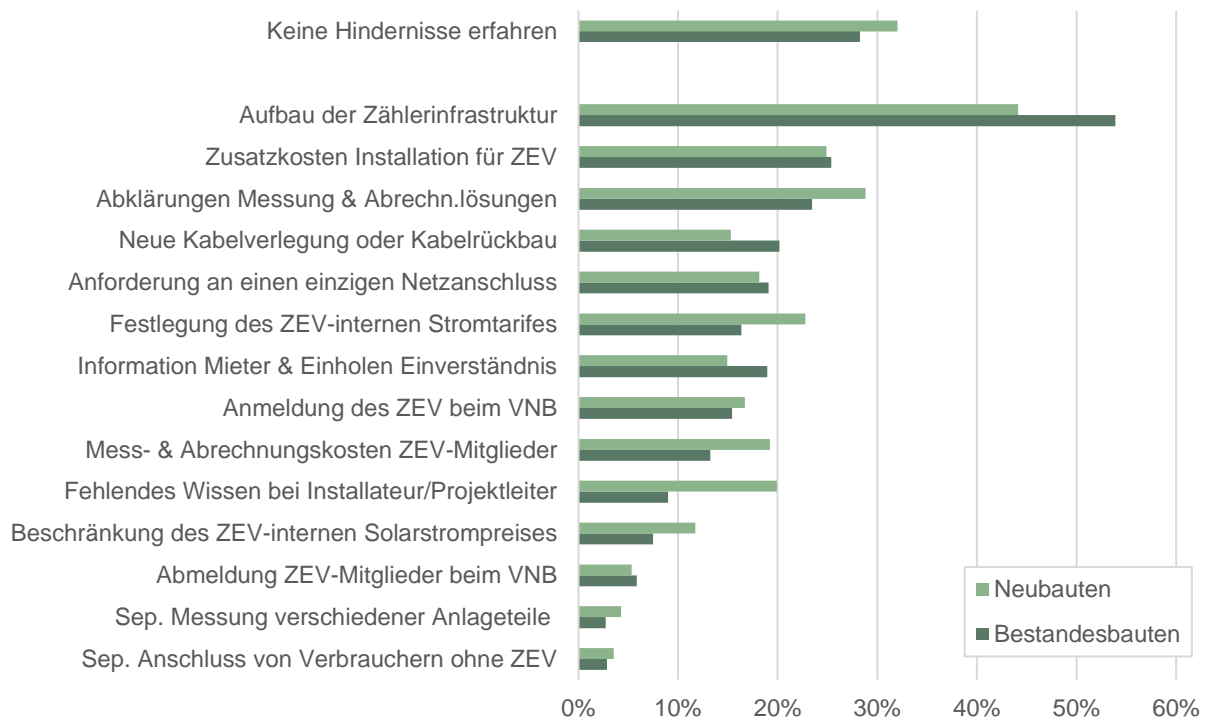


Abbildung 50: Erfahrene Hindernisse beim Aufbau eines ZEV (in Prozent aller Teilnehmenden mit ZEV: 733 Bestandsbauten und 281 Neubauten) (n=1'014)

(Frage: Welche Hindernisse sind Ihnen beim Aufbau Ihres Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) begegnet?)

Ein Blick auf die Unterschiede nach der Art des ZEV in Abbildung 51 zeigt, dass ZEV auf mehreren Grundstücken mehr Hindernisse erfahren als die ZEV auf einem Gebäude. Bei ZEV auf mehreren Grundstücken werden vor allem die Zusatzkosten für die Installation des ZEV, die neue Kabelverlegung oder der Kabelrückbau sowie die Anmeldung des ZEV beim Verteilnetzbetreiber relevant häufiger genannt als bei ZEV auf einem Gebäude.

mehr Hindernisse für ZEV auf mehreren Gebäuden

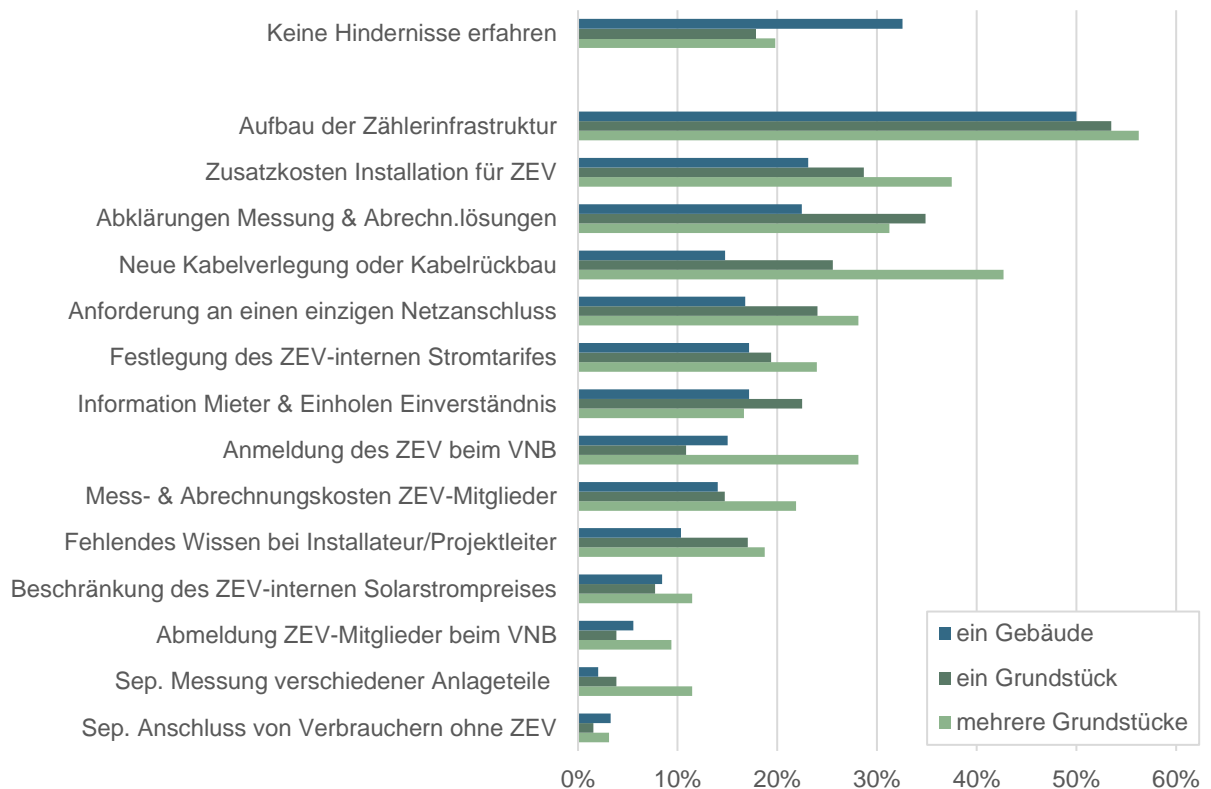


Abbildung 51: Erfahrene Hindernisse beim Aufbau eines ZEV (in Prozent aller Teilnehmenden mit ZEV: ein Gebäude (n=792), ein Grundstück (n=129) und mehrere Grundstücke (n=96)) (n=1'017)

(Frage: Welche Hindernisse sind Ihnen beim Aufbau Ihres Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) begegnet?)

In den diversen Interviews (siehe Kapitel 2.3) wurden die Eigentümer, Verteilnetzbetreiber und Experten zu den Hürden befragt. Übergeordnet weisen viele der Befragten darauf hin, dass es zwischen den frühen und späten ZEV zu unterscheiden gilt. Alle Akteure haben hinzugelernt und damit haben sich diverse Prozesse in der Zwischenzeit eingependelt.

Handhabung ZEV hat sich eingependelt

In Übereinstimmung mit der Befragung wurde der Aufwand für die Beschaffung und Installation neuer Zähler mehrfach als Hürde genannt. Mehrfach genannt wurde zudem der Aufwand für die interne Leitungslegung bei ZEV, welche über verschiedene Parzellen gebildet werden. Teilweise müssen bestehende Kabel rückgebaut werden, das Einziehen von neuen Kabeln ist zudem aufwändig und teuer. Die Handhabung der Leitungen ist von Verteilnetzbetreiber zu Verteilnetzbetreiber sehr unterschiedlich – teilweise können die bestehenden Leitungen gekauft oder gemietet werden, teilweise auch nicht. Schliesslich wurde auch mehrfach darauf hingewiesen, dass die Vorgabe, dass es für ein ZEV nur einen Netzanschlusspunkt geben darf, oft eine ideale Nutzung verhindern, da dadurch unnötige Parallelnetzte aufgebaut werden müssen.

bestehende Bauten: neue Zähler und Leitungen im ZEV als Hürden

Die Vorgabe, dass die Mieter schriftlich für die Teilnahme am ZEV einwilligen müssen, wird unterschiedlich bewertet. Teilweise beurteilen dies die Exper-

Bestehende Bauten: Einholung Einwilligung ZEV

ten und Teilnehmenden als aufwändig und schwierig, teilweise nicht. Während einige diese Pflicht befürworten, sind andere der Meinung, man sollte Mieter auch zur Teilnahme zwingen können. Dies mit der Begründung, dass der Mieter preislich profitiert und zudem für die separate Messung grössere Aufwände generiert werden, wenn Einzelne nicht teilnehmen.

Gemäss Interviews sind die Aufwände bei Neubauten geringer, da unter anderem keine Zähler ausgetauscht und keine Mieter überzeugt werden müssen. Einmal genannt wurde die komplizierte Anmeldung beim Verteilnetzbetreiber (im Grundsatz keine Unterschiede zwischen Neubau und Bestand). Auch als Hürde wurden das fehlende Know-how und die Zurückhaltung von Liegenschaftsverwaltungen genannt. Bei diesen besteht teilweise die Angst, dass der ZEV zu mehr Fragen der Mieter führt und insbesondere die Anpassungen oder Zusätze der Mietverträge und die höheren Akontozahlungen der Nebenkosten zu mehr Erklärungsbedarf.

klar weniger Hürden bei Neubauten

Unabhängig von der Frage Neubau vs. Bestand wurden die Vorschriften zur Berechnung des ZEV-internen Strompreises sehr häufig als Hürde genannt (siehe dazu unter anderem Abbildung 12 in Unterkapitel 3.3 zu den Grundlagen der ZEV). Dieses Resultat steht etwas im Kontrast mit der schriftlichen Befragung, bei der die «Beschränkung des ZEV-internen Strompreises» nicht häufig als Hürde angekreuzt wurde. Eine Analyse der Interviews zeigt im Detail, dass neben der Beschränkung des Strompreises (und dadurch der Rendite) auch der Aufwand für die Bereinigung von Unklarheiten und die Verhandlung darüber als Hürde wahrgenommen wird:

Berechnung ZEV-interner Solarstrompreis

- Beschränkung Strompreis: ZEV-Betreiber sehen in der limitierten Rendite eine unnötige Einschränkung, da der Anlagenbesitzer bereits ein Interesse an einem tiefen internen Solarstrompreis hat: Er möchte die Mieter für die Teilnahme am ZEV gewinnen; zudem besteht mit einem tieferen Solarstrompreis ein Anreiz für einen höheren Eigenverbrauch der Mieter, was die Rentabilität der Anlage verbessert. Andere Experten wiesen jedoch darauf hin, dass wegen der Komplexität die Regeln teilweise gar nicht eingehalten würden. Die von den Betreibern genannten Mechanismen greifen daher nicht immer.
- Hoher Verhandlungsaufwand zur Bereinigung von Unklarheiten: Da noch Unklarheiten (siehe rechtliche Grundlagen, zur Berechnung des Preises bei Kundengruppen und zu den anrechenbaren Kosten) bestehen, kann die Regelung zu einem hohen Verhandlungsaufwand führen. Die Kosten des internen Stromprodukts werden jährlich basierend auf dem effektiven Ertrag und dem effektiven Eigenverbrauchsanteil neu berechnet. Dies kann zu Fragen der Mieterschaft führen. Ein Experte meinte, dass je genauer man rechnet, desto mehr man sich streitet. Hieraus besteht der Wunsch nach einer einfacher umsetzbaren Vorgabe. Mehrfach wurde der Vorschlag gemacht, dass der intern veräusserte Strom einfach um einen festen Betrag tiefer als das externe Standardprodukt sein könnte.

Zur inhaltlichen Unsicherheit kommt zusätzlich eine Unsicherheit bezüglich des Vorgehens zur Klärung der inhaltlichen Fragen. Während sich ein ZEV-Betreiber bei Fragen zur Schnittstelle zwischen ZEV und Netzbetreiber an die Elcom wenden kann, sind bei allfälligen Streitigkeiten zwischen dem ZEV und den Mietern die Zivilgerichte zuständig. Die oben genannte Frage der Preise für unterschiedliche Kundengruppen wird beispielsweise im Leitfaden nicht abschliessend geklärt: *«Ob in gewissen Fällen spezielle Teilnehmer*

Zivilgerichte zur Klärung nötig

des ZEV [...] einen von den anderen Teilnehmern abweichenden Solarstrompreis bekommen dürfen, ist nicht eindeutig festgelegt. In Anlehnung an die Regelung in StromVG und StromVV [...] erscheint bei erheblich unterschiedlichen ZEV-Teilnehmern eine unterschiedliche Preisgestaltung zulässig.»

Die Schnittstelle zu den Verteilnetzbetreibern wird oft als relevante Hürde genannt, die aber sehr stark vom individuellen Netzbetreiber abhängt. Verteilnetzbetreiber, die ein eigenes Praxismodell haben und/oder ZEV als Gefahr sehen, verursachen zusätzlichen Aufwand durch hohe Kosten (bspw. für die Entfernung der existierenden Zähler) oder durch unnötige Fristen (bspw. 3 Monate Frist für die Entfernung der bestehenden Zähler). Für Betreiber mehrerer ZEV ist auch die Heterogenität der Verteilnetzbetreiber an sich eine weitere Hürde, da die Praxis jeweils sehr unterschiedlich ist. Die Konkurrenz des Praxismodells wurde häufig als Hürde für die ZEV genannt. Bei den ZEV-Anlagen ist die Wirtschaftlichkeit limitiert und die Kostenberechnung muss transparent dargelegt werden können, während es beim Praxismodell bezüglich Preisgestaltung keine Vorgaben gibt.

Schnittstelle Verteilnetzbetreiber

Schliesslich wurde die Strommarktliberalisierung mehrmals als Unsicherheitsfaktor für die Bildung von ZEV bezeichnet. Es ist unklar, welche Folgen eine Liberalisierung für bestehende und neue ZEV hätte. Führt die Liberalisierung wie erwartet zu tieferen Preisen, wird allenfalls die Attraktivität zur Bildung von ZEV reduziert. Auch unklar ist, ob die Mieter bei einer vollständigen Strommarktliberalisierung durch ihren Netzzugang jederzeit aus dem ZEV aussteigen könnten.

Bedeutung Strommarktliberalisierung

Es wurde auch die Befürchtung geäussert, dass der Eigentümer als ZEV-Mitglied für zahlungsunwillige Mieter haftet, was insbesondere bei hohen Stromkosten (gewerbliche Mieter) als Risiko angesehen wird. Obwohl sich das Problem mit Akontozahlungen entschärfen liesse, wurde von Fällen berichtet, bei denen aus diesem Grund kein ZEV gebildet wurde und Eigenverbrauch nur auf dem Gemeinschaftsstrom realisiert wird.

Verantwortung für Stromzahlung

Seitens Netzbetreiber wird als Hürde betrachtet, dass der ZEV gegenüber dem Verteilnetzbetreiber zwar als ein einziger Verbraucher gilt, gleichzeitig aber mehrere Produzenten hinter diesem Netzanschlusspunkt definiert sein können. Ins Netz eingespeiste Energie muss daher aufgeschlüsselt an die verschiedenen Produzenten vergütet werden, was zusätzliche Aufwände für die Netzbetreiber verursacht. Die Netzbetreiber würden es begrüßen, wenn diese Aufteilung analog zum Verbrauch durch den ZEV-Betreiber sichergestellt werden könnte.

Aufwand für Netzbetreiber bei mehreren Produzenten

Seitens Netzbetreiber wird als Hürde betrachtet, dass der Netzbetreiber gemäss Mitteilung des ESTI vom Juli 2019 weiterhin verpflichtet ist, die Eigentumsverhältnisse innerhalb der ZEV zu erfassen und die Aufforderung der periodischen Kontrolle nach NIV (Niederspannungs-Installationsverordnung) an die jeweiligen Grundeigentümer zu verschicken. Bei ZEV mit verschiedenen Eigentümern und einem Messpunkt, gilt der Grundsatz «ein Zähler – ein Sicherheitsnachweis» nicht mehr. Die Datenbanken der Verteilnetzbetreiber müssen mit entsprechenden Kostenfolgen angepasst werden.

Aufwand für Netzbetreiber bei periodischen Kontrollen

Kurzantwort

Die meisten Hürden von ZEV gibt es in bestehenden Gebäuden und bei der Bildung von ZEV über mehrere Grundstücke. Die wichtigsten Hürden sind der Aufbau der Zählerinfrastruktur, das Verbot der Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur und der Überzeugungsaufwand der Mieterschaft. Weitere wichtige Hürden sind die aufwändige Berechnung des ZEV-Solarstromes und die Unsicherheit bezüglich der Auswirkungen der Strommarktliberalisierung.

Frage zu allgemeinen Hürden

Die Befragung der Eigentümer von Photovoltaik-Anlagen wurde genutzt, um generell nach den Hürden beim Bau einer Photovoltaik-Anlage zu fragen. Die diversen administrativen Aufgaben beim Bau laufen in der Wahrnehmung der Befragten meist unproblematisch oder eher unproblematisch ab (siehe Abbildung 52). Am ehesten als problematisch wird das Fördergesuch bei Pronovo und das Anschlussgesuch beim Verteilnetzbetreiber angesehen. Die Evaluation der Einmalvergütung in den Jahren 2014 bis 2017, die ausschliesslich kleine Anlagen zwischen zwei bis 30 kW betraf, zeigte ein generell ähnliches Bild. Damals wurden auch die meisten Aufgaben als (eher) unproblematisch betrachtet. Am ehesten als problematisch wurden damals die Einreichung der Plangenehmigung beim eidg. Starkstrominspektorat (ESTI) und des Anschlussgesuchs beim Verteilnetzbetreiber betrachtet (20 bis 30% (eher) problematisch).

administrative Aufgaben generell (eher) unproblematisch

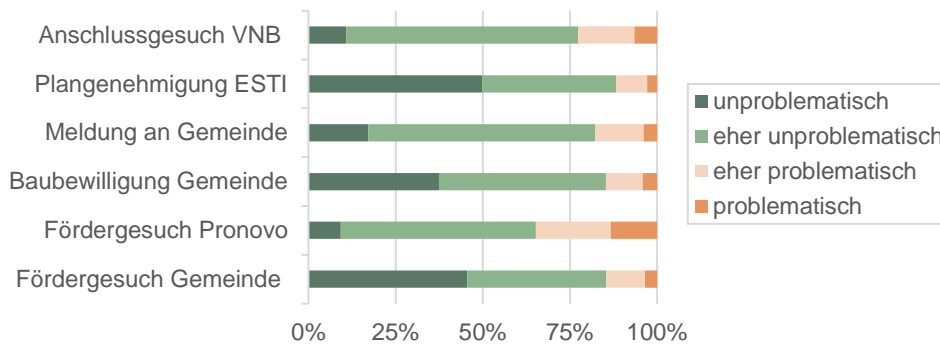


Abbildung 52: Administrativen Aufgaben und Wahrnehmung ihrer Bearbeitung (VNB = Verteilnetzbetreiber, ESTI = eidg. Starkstrominspektorat) (n=14'061)

Auch weitere Themen im Zusammenhang mit dem Bau werden generell als eher unproblematisch wahrgenommen. Als eher etwas problematischer wird die Beglaubigung der Anlage für die Förderung wahrgenommen (siehe Abbildung 53). Auch dies entspricht in etwa den Resultaten der Evaluation für die Jahre 2014 bis 2017.

weitere Themen auch (eher) unproblematisch

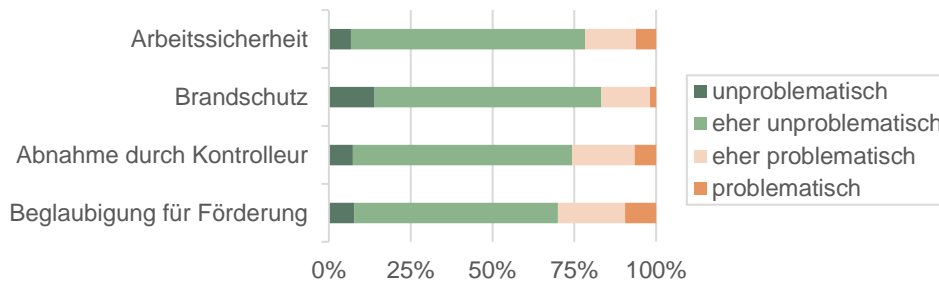


Abbildung 53: Wahrnehmung weiterer Themen beim Bau einer Photovoltaik-Anlage (n=13'954)

In den Interviews wurden die je nach Kanton und Gemeinde unterschiedliche Handhabung des Meldeverfahrens mehrfach als Hürde genannt. Die Anforderung an eine kompakte Fläche wird in einigen Gemeinden sehr restriktiv ausgelegt (nur rechteckig). Dies führt dazu, dass Photovoltaik-Anlagen verkleinert werden oder eine Baubewilligung einholen müssen, mit eher unsicherem Ausgang, wenn sich die Gemeinde im Vorfeld bereits gegen eine nicht rechteckige Form ausgesprochen hat.

Hürde Meldeverfahren

Weitere Hürden wurden dort geortet, wo lokale Vorschriften zu einer Verteuerung der Anlagen führen:

Weitere Vorschriften führen zu einer Verteuerung

- zunehmende Vorschriften für Gründächer führen zu höheren Kosten bei Installation und Betrieb der Photovoltaik
- teilweise strengere Anforderungen für die Dachsicherheit von Dächern mit gegenüber Dächern ohne Photovoltaik-Anlage
- der von vielen Verteilnetzbetreibern geforderte externe Netz- und Anlagenschutz, welcher zusätzlich zu jenem installiert werden muss, der in jedem Wechselrichter bereits enthalten ist.

Häufig als Hürde wurde zudem die mangelnde Investitionssicherheit genannt, die aus immer wieder ändernden Rücklieferertarifen resultiert.

5.7 Managementmodelle und -kosten

Evaluationsfrage

Wie entwickeln sich die Kosten für die Abrechnung und das Management der ZEV? Welche Modelle des Managements von ZEV waren die erfolgreichsten (Echtzeitabrechnung, Visualisierung etc.)?

Analysen und Resultate

Gemäss den befragten Experten sind die Kosten für die Abrechnung und das Management von ZEV über die letzten Jahre tendenziell leicht gesunken. Als Gründe wurden einerseits tiefere Hardwarekosten (Zähler, Datenkommunikation) angegeben, andererseits die Tatsache, dass die Fixkosten der Softwareentwicklung und des Abrechnungsprozesses zunehmend auf eine grössere Anzahl ZEV verteilt werden können. Eine Ende 2020 aktualisierte Übersicht von Abrechnungslösungen für den Eigenverbrauch²⁹ stellt zudem

Leichte Kostensenkung seit 2018

²⁹ Bundesamt für Energie (2020): Update 2020: Abrechnungslösungen für den Eigenverbrauch von Solarstrom: Erarbeitet von EnergieZukunftSchweiz.

fest, dass sich die Anzahl der Anbieter seit 2018 in etwa verdoppelt hat. Es ist davon auszugehen, dass der Konkurrenzdruck durch die zunehmende Anzahl von Anbietern auch zur Kostensenkung beigetragen hat.

Der Grossteil der Akteure bietet seine Dienstleistungen in zwei Abstufungen an:

Dienstleistungen in zwei Abstufungen

- Messung und Bereitstellung der Daten (ohne Versand der Rechnungen): jährliche Kosten zwischen 40 und 70 Franken pro Zähler
- Messung, Abrechnung und Inkasso: jährliche Kosten zwischen 50 und 120 Franken pro Zähler

Da sich die Angebote der verschiedenen Anbieter im Detail unterscheiden, ist ein direkter Kostenvergleich schwierig. Unterschiede gibt es insbesondere bei der Flexibilität der Abrechnungsmöglichkeiten (mit/ohne Leistungstarif, verschiedene Tarifgruppen), dem Umfang der Dienstleistungen (Mahnungszustellung, Service App, Kontoführung, Helpline). Die Kosten für die Datenübermittlung, die parallele Messung des Zählers des Verteilnetzbetreibers oder fixe Verwaltungsgebühren werden teilweise inkludiert oder auch separat verrechnet. Solche separaten Verrechnungen können gerade bei ZEV mit wenig Teilnehmenden stärker ins Gewicht fallen und allenfalls ausschlaggebend für die Wahl des ZEV-Abrechnungsanbieters sein.

Umfang der Dienstleistungen variiert

Die Anbieter von Abrechnungslösungen erwarten damit, dass die Kosten für Abrechnung und Management in Zukunft signifikant sinken werden. Es ist schwierig einzuschätzen, wie stark diese Perspektive von den eigenen Interessen geprägt ist. Der wachsende Konkurrenzdruck und die nochmalige Zunahme der ZEV, auf welche die Fixkosten verteilt werden könnten, könnten zu einer weiteren Senkung führen.

Anbieter erwarten künftig kaum relevante Preissenkungen

In diesem Zusammenhang wurde auf einen Wettbewerbsvorteil der Verteilnetzbetreiber hingewiesen, welche im Gegensatz zu privaten Akteuren ihre bestehende und im Rahmen ihres öffentlichen Stromversorgungsauftrages entwickelte Software (und teilweise Hardware) für Messung und Abrechnung verwenden können.

Wettbewerbsvorteil Netzbetreiber?

Kurzantwort

Die mittleren Kosten für Abrechnung und Management der ZEV sind über die letzten Jahre leicht gesunken. Es ist unklar, ob es in der Zukunft zu weiteren Kosteneinsparungen kommen wird.

Evaluationsfrage

Welche Modelle des Managements von ZEV waren die erfolgreichsten (Echtzeitabrechnung, Visualisierung etc.)?

Die ZEV Vertiefungsinterviews und die Interviews mit Anbietern von Abrechnungslösungen ergaben, dass sich heute vor allem Echtzeitabrechnungslösungen durchgesetzt haben, obwohl diese gesetzlich nicht vorgeschrieben sind. Durch den Einsatz von Smart Metern kann damit der Eigenverbrauchsanteil für jeden einzelnen Verbraucher individuell berechnet werden. Dies kann insbesondere bei grösseren ZEV mit zahlreichen Endkunden heute als Standard bezeichnet werden.

Echtzeitabrechnung als Standard

In den Vertiefungsinterviews zeigte sich, dass bei kleineren ZEV mit wenigen Teilnehmenden (typischerweise bei einem Zusammenschluss von wenigen Stockwerkeigentümern) vereinzelt noch manuell abgerechnet wird. Dabei wird der Zählerstand in regelmässigen Abständen abgelesen und ein einheitlicher Eigenverbrauchsanteil über den gesamten ZEV berechnet.

manuelle Lösungen für kleine ZEV

Die meisten Anbieter von ZEV-Abrechnungslösungen bieten eine Echtzeitvisualisierung des Stromverbrauchs und des durch den Stromverbrauch gedeckten Anteils an. In der Übersicht der im ZEV-Bereich aktiven Dienstleister trifft dies auf 52 von 59 Anbietern zu³⁰. Ob diese Visualisierung effektiv auch für die Endverbraucher freigeschaltet wird, variiert von Anbieter zu Anbieter und scheint unter anderem davon abzuhängen, ob der Dienstleister auch die Abrechnung und das Inkasso macht, oder ob er lediglich für den ZEV-Betreiber die Abrechnungsplattform zur Verfügung stellt. Letzteres kann zum Beispiel der Fall sein, wenn der Vertragspartner des ZEV-Anbieters eine Verwaltung ist, welche die Stromkostenabrechnung in die Nebenkostenabrechnung für Wärme und Wasser integriert hat. Als Gründe, weshalb in einer solchen Situation die Visualisierung für den Endkunden eher seltener freigeschaltet ist, wurde die Befürchtung von Verwaltungen angegeben, vermehrt mit Fragen der Mieter konfrontiert zu werden. Es scheint jedoch auch immer wieder vorzukommen, dass die Endkunden (Mieter) Druck auf den Vermieter ausüben, um die Echtzeitvisualisierung freigeschaltet zu bekommen.

Nachfrage nach Visualisierungen

Kurzantwort

Als Abrechnungsmodelle haben sich Echtzeitabrechnungslösungen mit der Möglichkeit der Visualisierung des Stromverbrauchs durchgesetzt. Diese Visualisierung wird häufiger für den Endkunden (Mieter) freigeschaltet, wenn der Anbieter die Abrechnung übernimmt anstatt die Verwaltung.

5.8 Auswirkungen auf das Verteilnetz

Evaluationsfrage

Welche Auswirkungen hatten Eigenverbrauch und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch bisher auf das Verteilnetz (im Vergleich zu einer Volleinspeisung ins Netz)? Welche Auswirkungen sind realistischere künftig zu erwarten?

Präzisierung: Die Frage bezieht sich auf die technischen Auswirkungen und nicht auf die Fragen der Finanzierung der Verteilnetze.

Analysen und Resultate

Strom fliesst real dorthin, wo er den geringsten Widerstand erfährt. Besteht in einem Gebäude mit Photovoltaik-Anlage ein Verbrauch, bedeutet dies in jedem Fall einen geringeren Widerstand. Der Strom wird somit real vor Ort verbraucht. Ob der im Gebäude verbrauchte Strom auch als Eigenverbrauch

Kein Unterschied zwischen Eigenverbrauch und Volleinspeisung

³⁰ Energiezukunft Schweiz (2020): Update 2020: Abrechnungslösungen für den Eigenverbrauch von Solarstrom: Eine Übersicht für Projektentwickler und Bauherren.

gemessen wird, ist davon abhängig, ob die Anlage vor oder hinter dem Zähler angeschlossen wird (siehe Abbildung 54). Würde keine gesetzliche Möglichkeit zum Eigenverbrauch bestehen und müssten alle Anlagen voll einspeisen, so würde trotzdem der produzierte Strom real im Gebäude verbraucht. Daher macht es aus Sicht des Verteilnetzes keinen Unterschied, ob eine Photovoltaik-Anlage als Volleinspeisung oder als Eigenverbrauchsanlage angeschlossen wird, solange keine Steuerung des Verbrauchs vorgenommen wird, um den Eigenverbrauch zu erhöhen.

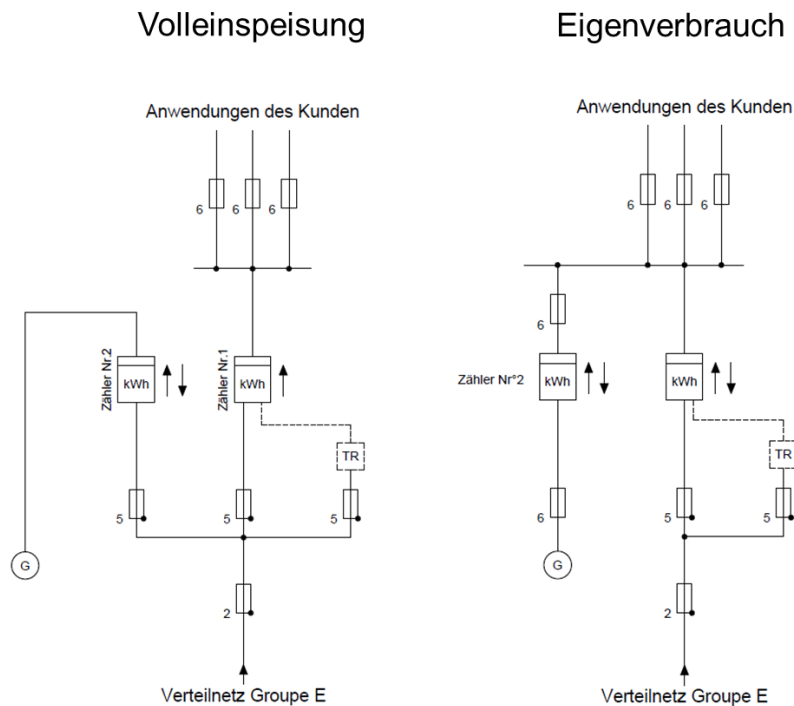


Abbildung 54: Prinzipschema Messanordnung: Links: Anschluss und Zählerposition für eine Anlage, welche die Energie (messtechnisch) voll ins Netz einspeist, rechts: Anlage mit Eigenverbrauchsconfiguration. Der Stromfluss an der Stelle, welche für allfällige Netzauswirkungen relevant ist (Position 2, Anschlussüberstromunterbrecher) ist in beiden Fällen der gleiche. (Quelle: Beilage zu den Werkvorschriften von Groupe E)

In Interviews wiesen Verteilnetzbetreiber darauf hin, dass durch den Eigenverbrauch und insbesondere durch die ZEV bei Neubauten vermehrt für ganze Areale ein einzelner Netzanschlusspunkt geschaffen wird, während ohne ZEV die verschiedenen Gebäude einzeln ans Verteilnetz angeschlossen werden. Vereinzelt wird auch von Veränderungen des Netzes gesprochen, wenn – im Rahmen von ZEV im Bestandesbau oder zur Optimierung des Eigenverbrauchs bei einem Eigentümer mit mehreren Netzanschlusspunkten – private Leitungen gelegt werden und somit existierende Leitungen des Verteilnetzes obsolet werden. Dies hat jedoch keine technischen Konsequenzen auf das Verteilnetz, sofern die Leitungsauslegung entsprechend den geltenden Regeln erfolgt (Niederspannungs-Installationsnorm).

Es könnte sein, dass durch die Möglichkeit des Eigenverbrauchs der Endkunde aus finanziellen Gründen sein Verbrauchsprofil der Stromproduktion anpasst und daher das Netz entlastet wird. Dazu bestehen unterschiedliche

Netzanschlusspunkte für ganze Areale

unklar, ob belastend oder entlastend

Ansichten. Während einige Verteilnetzbetreiber diese Argumentation stützen, weisen andere daraufhin, dass die Anpassung des Verbrauchsprofils in vielen Fällen nur bedingt möglich ist. Eine Studie³¹ eines Schweizer Verteilnetzes hat zudem gezeigt, dass die Leistungsmaxima der einzelnen Nutzer nicht mit der maximalen Belastung des Verteilnetzes korrelieren, da die Leistungsmaxima nicht zur gleichen Zeit auftreten. Auch eine Studie zu den Wirkungen von Eigenversorgung mit Strom³² kommt zum Schluss, dass Eigenverbrauch von dezentraler Produktion bezüglich des Maximalwertes des Netzbezuges sowohl netzentlastend als auch (in ganz spezifischen Situationen) netzbelastend sein kann, während die durch die Einspeisung verursachte Netzbelastung entweder sinken (unter anderem bei Verwendung von netzdienlich eingesetzten Speichern) oder gleichbleiben kann.

Kurzantwort

Aus Verteilnetztsicht macht es bei gleichbleibendem Produktions- und Verbrauchsprofil keinen Unterschied, ob lokal produzierter Strom als Eigenverbrauch verbucht oder voll eingespeist wird. Der Eigenverbrauch und ZEV haben in diesem Sinn derzeit keine Auswirkungen auf das Verteilnetz. Wenn in Zukunft durch den Einsatz von Lastgangmanagement oder Speichern vermehrt das Verbrauchsprofil der Produktion angepasst wird, kann Eigenverbrauch dazu beitragen, Bezugsspitzen zu reduzieren. Da die Bezugsspitzen des Einzelnen jedoch nicht unbedingt mit der maximalen Belastung des Netzes korrelieren, ist eine verlässliche Aussage zu den Auswirkungen aufs Verteilnetz im Einzelfall nicht möglich.

Vereinzelt wird durch die Bildung von ZEV die Verteilnetzstruktur beeinflusst, insbesondere wenn bei Neubauten ganze Areale mit nur einem Netzanschlusspunkt realisiert werden.

Kurzbetrachtung zu den Auswirkungen von dezentraler Stromproduktion auf das Verteilnetz

Ergänzend zur oben behandelten Frage bezüglich nach den Auswirkungen von Eigenverbrauch (gegenüber Volleinspeisung) auf das Verteilnetz soll im Folgenden kurz auf die Frage eingegangen werden, inwiefern eine dezentrale Stromproduktion (mit einhergehendem Eigenverbrauch) das Verteilnetz beeinflusst.

Das heutige Stromnetz ist für eine Energieproduktion aus Grosskraftwerken ausgelegt. Eine zunehmend dezentrale Stromversorgung ändert somit das Paradigma der unidirektionalen Stromübertragung und hat entsprechend auch Konsequenzen für das Stromnetz. Dabei stehen in erster Linie die Auswirkungen auf der Niederspannungsebene (Netzebene 7) im Vordergrund, insbesondere in Bezug auf

- Auslastung der NS/MS Transformatoren
- Leitungsauslastung

Wirkung dezentraler Stromproduktion auf das Verteilnetz

Fokus auf Netzebene 7

³¹ Leistung ohne Wirkung – Vor- und Nachteile der Leistungstarife, C. Chanez & P. Cuony, publiziert im Bulletin des VSE, 11/2019

³² Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien – Eigenversorgung mit Strom, Consentec & Rauenhofer ISI, 2016

— Spannungsanhebung

Diverse Verteilnetzbetreiber haben diese möglichen Auswirkungen für verschiedene Zubauszenarien untersucht. So kommt beispielsweise die CKW in ihren Simulationen³³ von 2'340 Niederspannungsteilnetzen zum Schluss, dass bei einer solaren Nutzung von allen gemäss Solarkataster als sehr gut oder gut klassifizierten Dachflächen lediglich 175 der 2'340 (7%) Teilnetze gefährdet sind. Dabei gilt zu beachten, dass bei den Simulationen der Eigenverbrauch nicht berücksichtigt wurde. Es kann davon ausgegangen werden, dass dadurch die Stromflüsse in den Teilnetzen reduziert werden und in der Realität noch weniger Teilnetze gefährdet sind.

Analyse CKW

Eine Untersuchung von Groupe E zeigt, dass die Problematik bei ländlichen Netzen etwas ausgeprägter ist³⁴. Um das Ausmass von Netzverstärkungsmassnahmen zu limitieren können die PV-Anlagen entweder in ihrer Leistung begrenzt werden (statische oder dynamische Leistungsbegrenzung), oder die Wechselrichter können so parametrisiert werden, dass sie ihre Wirk- und Scheinleistung abhängig von der Netzspannung anpassen. Beide Studien kommen zum Schluss, dass dadurch auch bei einem deutlichen Zubau von Photovoltaik (entsprechend 26% des Stromverbrauchs bei Groupe E) der Grossteil der Engpässe bei minimalen Produktionsverlusten (2.5 bis 3%) beseitigt werden kann. Weitere Massnahmen, um die Auswirkungen auf die Verteilnetze zu reduzieren, sind Lastgangmanagement und der Einsatz von netzdienlichen Speichern.³⁵ Es sollte zudem erwähnt sein, dass im Zuge der Dekarbonisierung die Verteilnetze stark auch durch neue Verbraucher wie die Elektromobilität und den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen beeinflusst werden. Inwiefern Photovoltaik-Anlagen bei einem massiven Zuwachs von Elektromobilität und Wärmepumpen bei einer intelligenten Steuerung entlastend wirken können, ist noch nicht bekannt.

Analyse Groupe E

5.9 Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit

Evaluationsfrage

Wie zuverlässig ist die Stromversorgung beim Eigenverbrauch sowie beim ZEV im Vergleich zur Versorgung aus dem öffentlichen Netz?

Analysen und Resultate

Wer den selbst produzierten Strom selbst verbraucht, bleibt in aller Regel an das öffentliche Stromnetz angeschlossen. Ausnahmen sind Inselanlagen wie beispielsweise Berghütten. Zudem ist rechtlich geregelt, dass der Netzbetreiber die Versorgung sicherstellen muss, falls der Grundeigentümer die Versorgung des ZEV nicht gewährleisten könnte (Art. 18 EnV). Daher sehen sowohl die interviewten ZEV-Betreiber als auch die interviewten Verteilnetzbetreiber keinen Einfluss auf die Versorgungssicherheit, solange die Instal-

Generell gleich hohe Zuverlässigkeit

³³ Anschlusskappung von Photovoltaikanlagen, veröffentlicht im Bulletin des VSE 5/2019

³⁴ Netzintegration Photovoltaik und Peak-Shaving, Vortrag an der PV Tagung Swissolar vom 13.3.2020

³⁵ Christof Bucher, Analysis and simulation of distribution grids with photovoltaics, Dissertation 2014, ETHZ

lationsregeln eingehalten werden. Diese Ansicht teilten auch die Teilnehmenden an der schriftlichen Befragung. Die meisten Teilnehmenden mit ZEV antworteten nicht auf die Frage, ob der ZEV die Zuverlässigkeit der Stromversorgung beeinflusst. Von den 191 vorhandenen Antworten waren 98% negativ. Von den vier Antworten, die die Frage bejahten, verwiesen zwei auf bessere Zuverlässigkeit dank installiertem Batteriespeicher mit Notstromfunktion und zwei beschrieben Probleme, die jedoch nicht mit der Zuverlässigkeit der Versorgung zu tun haben.

Bei ZEV auf Arealen ist nicht mehr der Verteilnetzbetreiber für die Verteilung und den Unterhalt zuständig, sondern der ZEV. Während die Verteilnetzbetreiber für den Betrieb und Unterhalt der Stromnetze professionell aufgestellt sind und bspw. über einen 24-Stunden-Pikettdienst verfügen, ist dies bei einem ZEV nicht ohne Weiteres gewährleistet. Sind sich die Teilnehmenden des ZEV dessen nicht bewusst und kehren nicht entsprechend vor (bspw. über einen Pikettvertrag mit einem Unternehmen, das eine Installationsbewilligung nach NIV besitzt), besteht hier besteht die Möglichkeit, dass die Versorgungssicherheit auf dem Areal geringer ist als bei einem reinen Anschluss an das öffentliche Netz. Zu diesem hypothetischen Szenario waren den Experten jedoch noch keine realen Fälle bekannt.

Zuverlässigkeit bei ZEV auf Arealen

Ein Verteilnetzbetreiber wies in einem Interview auf die Möglichkeit hin, dass der Betreiber eines ZEV die Stromrechnung des Stromversorgers und Netzbetreibers mehrmals nicht bezahlen könnte und dies dazu führen könnte, dass der Strom abgestellt oder limitiert würde. Davon wären dann alle hinter diesem Netzanschlusspunkt angeschlossenen Verbraucher (Mieter oder andere ZEV-Teilnehmende) betroffen. Um die Auswirkung auf die Versorgungssicherheit zu beurteilen, müsste also abgewogen werden, bei welchem Akteur (ZEV-Betreiber oder einzelnen Personen/Organisationen) diese Gefahr höher liegt.

neue Abhängigkeiten

Kurzantwort / Beurteilung und Antwort

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung beim Eigenverbrauch wird generell gleich hoch eingeschätzt wie bei der Versorgung aus dem öffentlichen Netz. Einzig bei ZEV auf Arealen könnte die Zuverlässigkeit abnehmen, falls die Betreiber des ZEV das Arealnetzes nicht professionell unterhalten und betreiben.

6. Empfehlungen

Aus den Analysen der Evaluation ergeben sich einige Empfehlungen zur Optimierung der Förderung der Photovoltaik über die Einmalvergütung, den Eigenverbrauch und die Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV).

Optimierung der Einmalvergütung

- *Bewährtes beibehalten*: Das einfache Fördersystem (kein Wahlrecht, etc.) sowie eine einfache Anmeldung und Abwicklung sollen beibehalten werden. Besonders wichtig ist die Verfügbarkeit der finanziellen Mittel, welche eine rasche Auszahlung der Fördergelder ermöglicht.
- *Anreize gegen die Minimierung von Anlagen schaffen*: Derzeit werden in relevantem Ausmass Anlagen minimiert, um deren Wirtschaftlichkeit zu erhöhen. Es sollen Anreize gegen die Minimierung von Anlagen geschaffen werden. Eine Möglichkeit besteht beispielsweise darin, Anlagen nur noch über einen Leistungsbeitrag zu fördern und den Grundbeitrag zu streichen, der insbesondere für kleine Anlagen relevant ist.
- *Mitnahmeeffekte minimieren*: Da kleine Anlagen trotz fehlender Wirtschaftlichkeit derzeit immer noch gebaut werden, grosse Anlagen jedoch nur mit hohen Eigenverbrauchsquoten, können die relativen Förderanteile zur Minimierung der Mitnahmeeffekte noch stärker gestaffelt werden (noch geringere Anteile für kleine Anlagen). Zudem sollen zur Minimierung der Mitnahmeeffekte Anlagen verstärkt gefördert werden, die keinen hohen Eigenverbrauch erzielen können.
- *Qualität der Förderdaten erhöhen*: Bei der Anmeldung für die Förderung werden teilweise falsche Leistungsangaben in der Grössenordnung von einem Faktor 1'000 gemacht. Dies führt zu falschen Prognosen des geförderten Ausbaus und der notwendigen Mittel. Bei der Eingabe der Leistungsdaten sollen solche Falschangaben abgefangen werden.

Eigenverbrauch und ZEV

- *Unsicherheit bezüglich Strommarktliberalisierung reduzieren*: Die Unsicherheit bezüglich Strommarktliberalisierung wird heute als wichtige Hürde für die Bildung von ZEV gesehen. Es sollen Lösungen für die kritischen Themen (z.B. Austritt von Teilnehmenden existierender ZEV) erarbeitet und vor allem auch in der Branche kommuniziert werden.
- *Detailregelungen zum ZEV schaffen und vereinfachen*: Es bestehen im Detail diverse Hürden (beispielsweise aufwändige Berechnung und Verhandlung zum internen Solarstrompreis) und Unklarheiten (beispielsweise zu den anrechenbaren Kosten und der Übernahme von existierenden Leistungen des Verteilnetzbetreibers). Die Unklarheiten sollen geklärt und die Hürden wo möglich durch Vereinfachungen abgebaut werden. Eine Möglichkeit wäre beispielsweise die Vorgabe, dass der interne Solarstrom mindestens einen fixen Rappenbetrag unter dem Referenzstromtarif ohne ZEV liegen muss.
- *Virtuelle Netzanschlusspunkte ermöglichen*: Die Vorgabe, dass es für einen ZEV nur einen physischen Netzanschlusspunkt geben darf, führt teilweise zum Aufbau unnötiger Parallelnetze. Daher sollen virtuelle Netzanschlusspunkte ermöglicht werden, welche gleich wie ein physischer Netzanschlusspunkt behandelt werden.

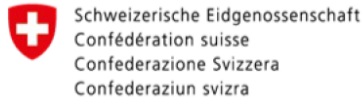
Ausbau der Photovoltaik

Anreize verstärken: Um das Ausbauziel von 11.4 TWh erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft) für das Jahr 2035 zu erreichen, muss der Zubau der Photovoltaik stark beschleunigt werden. Dazu müssen die Anreize verstärkt werden. Derzeit schlägt der Bundesrat für die Revision des Stromversorgungsgesetzes vor, die Netznutzungstarife stärker an der Leistung statt an der Energie zu orientieren. Damit verliert der heute starke Anreiz des Eigenverbrauchs relevant an Bedeutung. Wird diese Entwicklung mitberücksichtigt, müssen die Anreize für den Ausbau der Photovoltaik nochmals verstärkt werden. Die Auswahl an möglichen Anreizen ist sehr gross und werden derzeit politisch rege diskutiert. Dabei soll insbesondere das grosse Potenzial der mittelgrossen Anlagen zwischen 30 kW und 200 kW berücksichtigt werden.

Grundlagenwissen zum Eigenverbrauch

Eigenverbrauch besser verstehen: Es bestehen diverse noch unbeantwortete Fragen zum Eigenverbrauch: Sind die Quoten tatsächlich so hoch wie in der Befragung angegeben? Wie werden sie erzielt? Wie hoch ist das Ausbaupotenzial von Anlagen mit solch hohen Quoten? Warum sind die Eigenverbrauchsquoten in ZEV nicht höher als beim alleinigen Eigenverbrauch? Wie ist der kausale Zusammenhang zwischen der Photovoltaik, den Wärmepumpen und der Elektromobilität? Hier sollen zusätzliche Analysen Klarheit bringen.

A1 Fragebogen Online-Umfrage (Deutsch)



Bundesamt für Energie BFE
Office fédéral de l'énergie OFEN



Umfrage zur Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen und Eigenverbrauch

Willkommen zur Umfrage zur Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen und zum Eigenverbrauch. Bitte wählen Sie Ihre Sprache:

Bienvenue à l'enquête sur la rétribution unique pour les installations photovoltaïques et la consommation propre. Veuillez choisir votre langue:

Benvenuti al sondaggio sulla remunerazione unica per impianti fotovoltaici e sul consumo proprio. Selezioni la Sua lingua:

- Deutsch
- Français
- Italiano

Start

Geschätzte/r Teilnehmer/-in,

Seit 2014 fördert der Bund kleinere Photovoltaikanlagen mit Einmalvergütungen. Seit 2018 steht die Einmalvergütung auch für grosse Anlagen zur Verfügung.

Da Sie ein Gesuch für eine Einmalvergütung gestellt haben und/ oder Besitzer/-in einer Photovoltaik-Anlage sind, lädt Sie das Bundesamt für Energie ein, den folgenden Fragebogen auszufüllen. Die Umfrage dauert ca. 15 Min. Ihre Angaben helfen mit, die Förderung erneuerbarer Energien zu verbessern.

Die Umfrage wird vom Ingenieur- und Beratungsunternehmen EBP durchgeführt. Sämtliche Angaben werden nur anonymisiert weiterverarbeitet und lassen keine Rückschlüsse auf Ihre Person zu. Die Ergebnisse werden im Sommer 2021 auf www.bfe.admin.ch veröffentlicht.

Bitte füllen Sie den Fragebogen bis **spätestens Sonntag, 6. Dezember 2020** aus.

Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

Ihr Bundesamt für Energie und EBP

Hinweise zur Bearbeitung des Fragebogens

Hinweis zur Bearbeitung des Fragebogens

- Die "Rückwärts"-Funktion Ihres Browsers wird nicht unterstützt! Bitte nutzen Sie den "Rückwärts"-Pfeil in der Umfrage, wenn Sie eine vorherige Frage nochmals anschauen oder bearbeiten wollen.
- Sie können die Umfrage jederzeit unterbrechen und später wieder aufnehmen. Notieren Sie sich dazu den Code oben rechts auf der Webseite, der in den folgenden Schritten angezeigt wird. Diesen Code können Sie beim erneuten Besuch des Umfragelinks oben rechts unter "Teilnahme fortsetzen" eingeben und Ihre Umfrage fortsetzen.
- Alle Fragen, die mit einem roten Stern (*) versehen sind, sind als Pflichtfragen zu beantworten.

Abschnitt 0 - Eingangsfrage PV-Anlage

Sind Sie Besitzer/-in einer Photovoltaik-Anlage? *

- Ja, ich besitze eine oder mehrere Photovoltaik-Anlagen (realisiert, in Bau und/oder in absehbarer Zeit geplant).
- Nein, ich besitze keine Photovoltaik-Anlage. Ich hatte zwar eine geplant, aber sie dann nicht realisiert.

Abschnitt 0 - Eingangsfragen EIV

War Ihnen vor der Planung Ihrer Photovoltaik-Anlage die Fördermöglichkeit durch eine Einmalvergütung bekannt? *

Falls Sie Ihre Photovoltaik-Anlage **noch nicht realisiert** haben, beziehen Sie bitte alle Fragen auf die **geplante** Photovoltaik-Anlage.

Falls Sie **mehrere** Photovoltaik-Anlagen besitzen, beziehen Sie alle Fragen auf die **zuletzt** realisierte Anlage.

- Ja, sie war mir bekannt.
- Nein, sie war mir nicht bekannt.

Haben Sie je ein Gesuch für eine Einmalvergütung gestellt? *

- Ja, ich habe ein Gesuch für eine Einmalvergütung gestellt.
- Ja, ich habe ein Gesuch für Einmalvergütung gestellt, aber das Gesuch nachträglich zurückgezogen.
- Nein, ich habe kein Gesuch für Einmalvergütung gestellt.
- Weiss nicht

Abschnitt 1 – Gründe für Rückzug und Ausbleiben eines Einmalvergütungsgesuchs

Weshalb haben Sie Ihr Gesuch für eine Einmalvergütung zurückgezogen? *

- Weil die Anlage nicht oder nicht in der vorgegebenen Frist realisiert wurde.
- Weil die Einmalvergütung nicht mehr benötigt wurde.
- Weiss nicht
- Andere Gründe:

Weshalb haben Sie kein Gesuch für eine Einmalvergütung gestellt? *

- Förderung war mir nicht bekannt
- Zu lange Wartezeit bis zur Förderzusage
- Zu hoher Aufwand für ein Fördergesuch
- Betrieb der Anlage war ohne die Förderung bereits wirtschaftlich
- Förderung war nicht kompatibel mit anderen Fördermechanismen (z.B. von Kanton oder Kommune)
- Weiss nicht
- Andere Gründe:

Abschnitt 0 - Eingangsfragen Eigenverbrauch

Verbrauchen Sie einen Teil des produzierten Stroms Ihrer Photovoltaik-Anlage selbst (sog. Eigenverbrauch)? *

Als **Eigenverbrauch** gilt der Verbrauch von Strom aus der Photovoltaik-Anlage
- durch den Eigentümer/-in oder die Mieter/-in
- für Allgemeinstrom (Wärmepumpe etc.)
- für Batteriespeicher

- Ja
- Nein
- Weiss nicht

Abschnitt 0 - Eingangsfragen Eigenverbrauch

Verbrauchen Sie allein oder gemeinsam mit anderen Verbrauchern/ Verbraucherinnen Ihren eigenen Strom? *

- Ich verbrauche den selbst produzierten Strom allein.
- Ich verbrauche den selbst produzierten Strom gemeinsam mit anderen Verbrauchern/ Verbraucherinnen.
- Weiss nicht

Abschnitt 0 - Eingangsfragen Eigenverbrauch

Welche Art der Eigenverbrauchsgemeinschaft liegt bei Ihnen vor? *

Eine Eigenverbrauchsgemeinschaft liegt vor, wenn mehrere Verbraucher/-innen gemeinsam den produzierten Strom einer oder mehrerer Photovoltaik-Anlagen vor Ort verbrauchen. Sie kann in zwei Arten vorliegen:

a) Praxismodell VNB: Zusammenschluss mehrerer Stromverbraucher/-produzenten mit Hilfe des Verteilnetzbetreibers (VNB) oder Energieversorgers. Bei diesem Modell erhalten die Verbraucher/-innen ihre Stromrechnung weiterhin vom Energieversorger. Sie bleiben Kunden/-innen des Energieversorgers.

b) Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV): Eigenständiger Zusammenschluss mehrerer Stromverbraucher/-produzenten. Bei diesem Modell gibt es nur noch einen übergeordneten Zähler zum Energieversorger. Die Messung und Abrechnung der einzelnen Verbraucher/-innen werden durch den Zusammenschluss organisiert.

- Praxismodell VNB
- Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)
- Weiss nicht

Abschnitt 2 - Angaben zur Photovoltaik-Anlage (gefördert und nicht gefördert)

Wo ist die Photovoltaik-Anlage installiert? *

- Auf/ an einem bestehenden Gebäude
- Auf/ an einem neu gebauten Gebäude
- Andere Aufstellungsart
- Weiss nicht

Auf welcher Art von Gebäude ist Ihre Photovoltaik-Anlage montiert? *

- Ein-/Zweifamilienhaus
- Mehrfamilienhaus
- Mischnutzung (Wohnen/Gewerbe/Dienstleistung)
- Gewerbe-/Bürogebäude
- Industriegebäude
- Lagerhalle, landwirtschaftliches Gebäude
- Freistehend
- Andere
- Weiss nicht

Welcher Kategorie gehören Sie oder der/die Eigner/-in der Photovoltaik-Anlage an? *

- Privatperson
- Landwirtschaftlicher Betrieb
- Energieversorgungsunternehmen
- Anderes privates Unternehmen
- Öffentlich-rechtliche Körperschaft (z.B. Gemeinde, Kanton, Bund)
- Andere

Wie hoch ist die Nennleistung Ihrer Photovoltaik-Anlage? *

Falls Sie keine Angaben machen können, geben Sie bitte "0" ein.

kWp: (nur ganze Zahlen möglich)

Wie hoch ist in etwa die jährliche Stromproduktion Ihrer Photovoltaik-Anlage? *

Falls Sie keine Angaben machen können, geben Sie bitte "0" ein.

kWh pro Jahr: (nur ganze Zahlen möglich)

Welchen Anteil der Dachfläche deckt Ihre Photovoltaik-Anlage ungefähr ab? *

Beziehen Sie die Antwort auf die für Photovoltaik geeignete Dachfläche (Dachfläche ohne Aufbauten).

- 0% (reine Fassadenanlage)
- weniger als 33%
- zwischen 33% und 66%
- mehr als 66%
- 100% der geeigneten Dachfläche
- Weiss nicht

ABHÄNGIG von Frage 14: Wenn nicht «Das ganze Dach (100%)»

Welcher der folgenden Faktoren hat Sie massgeblich davon abgehalten, die geeignete Dachfläche maximal mit Photovoltaik zu bebauen? *

(Mehrere Antworten möglich)

- Verschattung von Teilen des Daches.
- Anderweitige Nutzung von Teilen des Daches (z.B. Solarthermie, Dachterrasse).
- Fehlende finanzielle Mittel für eine grössere Investition.
- Schlechtere Wirtschaftlichkeit einer grösseren Anlage aufgrund eines geringeren Anteils Eigenverbrauch.
- Schlechtere Wirtschaftlichkeit, da die Anlage damit grösser als 100 kWp geworden wäre und eine geringere Vergütung bekommen hätte.
- Schlechtere Wirtschaftlichkeit, da der lokale Energieversorger für grössere Anlagen tiefere Rücklieferatarife bietet.
- Andere:

Abschnitt 2 - Angaben zur Photovoltaik-Anlage (gefördert und nicht gefördert) (Fortsetzung)

Wie haben Sie die folgenden Arbeiten beim Bau Ihrer Photovoltaik-Anlage wahrgenommen? *

| | Unproblematisch | Eher unproblematisch | Eher Problematisch (aufwendig) | Problematisch (sehr aufwendig) | Nicht zutreffend / Weiss nicht |
|---|-----------------------|-----------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Anschlussgesuch beim Verteilnetzbetreiber einreichen | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Gesuch um Plangenehmigung beim Eidg. Starkstrominspektorat ESTI einreichen (erst ab 30 kVA notwendig) | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Meldung an Gemeinde/Stadt (falls baubewilligungsfrei) | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Baubewilligung einholen (falls ordentliches Verfahren notwendig, bspw. für Photovoltaik-Anlagen auf Kulturdenkmälern) | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Einreichung des Fördergesuchs bei Pronovo | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Einreichung des Fördergesuchs bei der Gemeinde | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Andere: <input type="text"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |

Abschnitt 2 - Angaben zur Photovoltaik-Anlage (gefördert und nicht gefördert) (Fortsetzung2)

Wie haben Sie die Bearbeitung der folgenden Themen beim Bau Ihrer Photovoltaik-Anlage wahrgenommen? *

| | Unproblematisch | Eher unproblematisch | Eher Problematisch (aufwendig) | Problematisch (sehr aufwendig) | Nicht zutreffend / Weiss nicht |
|--|-----------------------|-----------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Arbeitssicherheit, z.B. Notwendigkeit einer Absturzsicherung | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Brandschutz | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Abnahme der Photovoltaik-Anlage durch unabhängigen Kontrolleur (ab 2018) | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Beglaubigung der Photovoltaik-Anlage für die Einmalvergütung | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Andere: <input type="text"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |

Abschnitt 3 - Investitionsentscheidung Photovoltaik-Anlage (gefördert und nicht gefördert)

Welche Faktoren haben, bei Ihrer Entscheidung eine Photovoltaik-Anlage zu bauen, eine wichtige Rolle gespielt? *

(Maximal fünf Antworten möglich)

- Ökologie, erneuerbare Energie
- Image
- Interesse an Technologie
- Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlage
- Steuerliche Aspekte
- Finanzielle Förderung über Einmalvergütung
- Andere finanzielle Förderung (andere Förderbeiträge oder hohe Rückliefertarife)
- Möglichkeit, den produzierten Strom selbst zu verbrauchen (= Eigenverbrauch)
- Möglichkeit des Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV)
- Gleichzeitiger Neubau oder Sanierung des Gebäudes
- Beratung durch Installateur, Planer oder Architekt/-in
- Andere:

Abschnitt 3.1 – Einfluss der Einmalförderung bzgl. Mitnahmeeffekt

Zum Zeitpunkt der Eingabe Ihres Gesuchs: Wie hoch war Ihr Vertrauen, dass Sie eine Einmalvergütung erhalten werden? *

- Volles Vertrauen (100 % sicher gewesen)
- Grosses Vertrauen (80 bis 100 %)
- Mittleres Vertrauen (60 bis 80 %)
- Wenig Vertrauen (unter 60 %)
- Kein Vertrauen
- Weiss nicht

Welche Art der Einmalvergütung haben Sie für die Photovoltaik-Anlage beantragt bzw. erhalten? *

- Einmalvergütung für eine kleine Photovoltaik-Anlage (KLEIV: Anlagenleistung unter 100 kWp)
- Einmalvergütung für eine grosse Photovoltaik-Anlage (GREIV: Anlagenleistung über 100 kWp)
- Weiss nicht

Inwieweit treffen folgende Aussagen zur Einmalvergütung auf Sie zu? *

| | Trifft voll zu | Trifft eher zu | Trifft eher nicht zu | Trifft nicht zu | Weiss nicht |
|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Wegen der Einmalvergütung habe ich eine grössere Photovoltaik-Anlage gebaut | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Wegen der Einmalvergütung habe ich eine kleinere Photovoltaik-Anlage gebaut | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Ohne Einmalvergütung hätte ich die Photovoltaik-Anlage später gebaut | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Ohne Einmalvergütung hätte ich die Photovoltaik-Anlage früher gebaut | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Ohne Einmalvergütung hätte ich die Photovoltaik-Anlage nicht gebaut | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |
| Ich hätte die Photovoltaik-Anlage auch ohne Einmalvergütung gebaut | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |

Abschnitt 3.2 – Wirtschaftlichkeit und weitere Förderungen

Wie hoch waren die Investitionskosten für den Bau der Photovoltaik-Anlage? *

Geben Sie bitte Folgendes an:

Bei Aufdachanlagen: Gesamte Investitionskosten (Material, Installation, MWSt. usw.)

Bei integrierten Anlagen: Gesamte Investitionskosten abzgl. der Kosten einer regulären Dachdeckung oder Fassadenverkleidung

Falls Sie keine Angaben machen können, geben Sie bitte "0" ein.

Investitionskosten (in Franken): (nur ganze Zahlen möglich)

Haben Sie eine Förderung durch Dritte (z.B. Kanton oder Gemeinde) erhalten? *

- Ja
- Nein
- Weiss nicht

Abschnitt 3.2 – Wirtschaftlichkeit und weitere Förderungen (Fortsetzung)

In welcher Höhe haben Sie eine Förderung durch Dritte (z. B. Kanton oder Gemeinde) erhalten? *

In der Höhe von Franken. (nur ganze Zahlen möglich)

Abschnitt 3.2 – Wirtschaftlichkeit und weitere Förderungen (Fortsetzung2)

Haben Sie die Wirtschaftlichkeit Ihrer Photovoltaik-Anlage berechnet / berechnen lassen? *

Amortisationsdauer:

Anzahl an Betriebsjahren, nach denen die gesamten Investitionen durch die jährlichen Netto-Einnahmen (inkl. Fördergelder) abbezahlt sind.

Interner Zinssatz (engl. internal rate of return oder IRR):

Ist ein Kalkulationszinssatz, bei dem sich eine Photovoltaik-Anlage gerade amortisiert (unter Annahme einer festen Lebensdauer/ Projektlaufzeit, z. B. 20 Jahre). Wenn zum Bau einer Photovoltaik-Anlage ein Kredit aufgenommen wird, muss der interne Zinssatz über dem Kreditzins liegen, damit die Photovoltaik-Anlage eine profitable Investition ist.

- Ja, die Amortisationsdauer
- Ja, den internen Zinssatz
- Nein
- Weiss nicht

Amortisationsdauer

Sie haben die Amortisationsdauer Ihrer Photovoltaik-Anlage berechnet/ berechnen lassen.

Wie hoch war die berechnete Amortisationsdauer und welchen Zinssatz haben Sie angenommen? *

Amortisationsdauer:

Anzahl an Betriebsjahren, nach denen die gesamten Investitionen durch die jährlichen Netto-Einnahmen (inkl. Fördergelder) abbezahlt sind.

Hinweis: Falls Sie keine Angabe zum angenommenen Zinssatz machen können, geben Sie bitte "99" ein.

(Zahlenwerte mit Dezimalstellen möglich)

Berechnete Amortisationsdauer (in Jahren):

Angenommener Zinssatz (in %):

Ab welcher Amortisationsdauer wären Sie nicht mehr bereit gewesen, Ihre Photovoltaik-Anlage zu bauen? *

Falls Sie keine Angaben machen können, geben Sie bitte "99" ein.

(nur ganze Zahlen möglich)

Die Anlage muss nach maximal Jahren amortisiert sein.

Interner Zinssatz

**Sie haben den internen Zinssatz Ihrer Photovoltaik-Anlage berechnet/ berechnen lassen.
Wie hoch war der berechnete interne Zinssatz und welche Lebensdauer der Anlage bzw. Projektlaufzeit haben Sie angenommen? ***

Interner Zinssatz (engl. internal rate of return oder IRR):

Ist ein Kalkulationszinssatz, bei dem sich eine Photovoltaik-Anlage gerade amortisiert (unter Annahme einer festen Lebensdauer/ Projektlaufzeit, z. B. 20 Jahre). Wenn zum Bau einer Photovoltaik-Anlage ein Kredit aufgenommen wird, muss der interne Zinssatz über dem Kreditzins liegen, damit die Photovoltaik-Anlage eine profitable Investition ist.

Hinweis: Falls Sie keine Angaben machen können, geben Sie bitte "99" ein.

(Zahlenwerte mit Dezimalstellen möglich)

Interner Zinssatz (in %):

Angenommene Lebensdauer der Anlage/ Projektlaufzeit (in Jahren):

Unter welchem internen Zinssatz wären sie nicht mehr bereit gewesen, Ihre Photovoltaik-Anlage zu bauen? *

Falls Sie keine Angaben machen können, geben Sie bitte "99" ein.

(Zahlenwerte mit Dezimalstellen möglich)

Minimaler interner Zinssatz (in %):

Bei einer Lebensdauer der Anlage/ Projektlaufzeit (in Jahren) von:

Abschnitt 4 - Erfahrungen mit Eigenverbrauch

Kennen Sie den jährlichen, durchschnittlichen Eigenverbrauch Ihres selbst produzierten Stroms (bei Ihnen oder Ihrer Eigenverbrauchsgemeinschaft)? *

- Ja, über reale Messwerte
- Ja, über geschätzte Werte (z. B. aus der Projektierungsphase)
- Nein
- Weiss nicht

Reale und geschätzte Werte

Wie gross ist der jährliche, durchschnittliche Eigenverbrauch Ihres selbst produzierten Stroms (bei Ihnen oder Ihrer Eigenverbrauchsgemeinschaft)?

Wenn Sie den Eigenverbrauch kennen:

Falls Sie keine Angaben machen können, geben Sie bitte "0" ein.

Eigenverbrauch: kWh pro Jahr *(nur ganze Zahlen möglich)*

Wenn Sie die Eigenverbrauchsquote kennen:

Falls Sie keine Angaben machen können, geben Sie bitte "0" ein.

Eigenverbrauchsquote: % *(nur ganze Zahlen möglich)*

Abschnitt 4 - Erfahrungen mit Eigenverbrauch (Fortsetzung)

**Der Eigenverbrauch lässt sich mit technischen Massnahmen erhöhen.
Welche der folgenden Massnahmen haben Sie umgesetzt? ***

(Mehrere Antworten möglich)

- Installation einer Wärmepumpe
- Installation eines Batteriespeicher
- Kauf eines Elektroautos
- Intelligente Steuerung der Wärmepumpe und/ oder des Elektroboilers
- Intelligente Verbrauchssteuerung für Haushaltsgeräte (z. B. Waschmaschine, Trockner, Geschirrspüler)
- Anpassung der Produktion/ Prozesse, um solare Stromproduktion zur Mittagsspitze zu nutzen
- Reduktion der Grösse der Photovoltaik-Anlage bei der Planung
- Keine Massnahmen umgesetzt
- Weiss nicht
- Andere Massnahmen umgesetzt:

Abschnitt 4.1 – Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)

Wo befinden sich die Mitglieder/-innen Ihres Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV)? *

- Sie befinden sich in einem Gebäude.
- Sie befinden sich auf einem Grundstück.
- Sie befinden sich auf mehreren Grundstücken.

Welche Hindernisse sind Ihnen beim Aufbau Ihres Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) begegnet? *

(Mehrere Antworten möglich)

- Anforderung an einen einzigen Netzanschluss
- Neue Kabelverlegung oder Kabelrückbau
- Aufbau der Zählerinfrastruktur
- Fehlendes Wissen bei Installateur/-in oder Projektleiter/-in
- Separater Anschluss von Verbrauchern/ Verbraucherinnen, welche nicht Teil vom ZEV sein wollen
- Separate Messung von verschiedenen Photovoltaik-Anlageteilen (falls Gesamtanlage grösser als 30 kWp)
- Information der Mieter/-innen und Einholen des Einverständnisses, Teil von einem ZEV zu werden
- Abklärungen für Messung und Abrechnungslösungen
- Abmeldung der zukünftigen ZEV-Mitglieder beim Verteilnetzbetreiber
- Anmeldung des ZEV beim Verteilnetzbetreiber
- Festlegung des ZEV-internen Stromtarifes
- Zusatzkosten der Installation, um einen ZEV zu realisieren
- Mess- und Abrechnungskosten der ZEV-Mitglieder
- Limitierte Wirtschaftlichkeit als Anlagenbetreiber/-in aufgrund von Beschränkungen des ZEV-internen Solarstrompreises
- Keine Hindernisse erfahren
- Weiss nicht

Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) erhalten ab einem jährlichen Gesamtstromverbrauch von über 100 MWh Zugang zum freien Strommarkt . Damit dürfen sie den Energieversorger schweizweit frei wählen.

Nutzen Sie die Möglichkeit Ihren Energieversorger schweizweit frei zu wählen? *

- Unser Verbrauch liegt über 100 MWh und wir haben den Energieversorger gewechselt.
- Unser Verbrauch liegt zwar über 100 MWh, aber wir haben den Energieversorger nicht gewechselt.
- Unser Verbrauch liegt unter 100 MWh, so dass wir den Energieversorger nicht frei wählen können.
- Weiss nicht

ABHÄNGIG von Frage 29: Zeigen, wenn Antwort «Unser Verbrauch liegt über 100 MWh und wir haben den Energieversorger gewechselt.»

Wie wichtig war für Sie bei der Entscheidung für einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) die Möglichkeit, Ihren Energieversorger schweizweit frei wählen zu können? *

| | Sehr wichtig | Wichtig | Eher unwichtig | unwichtig | Nicht zutreffend / Weiss nicht |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------------------|
| Zugang zum freien Strommarkt / Freie Energieversorgerwahl | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |

Haben Sie die Grösse Ihres Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) so gewählt (z. B. ZEV im Planungsprozess erweitert), dass Sie Ihren Energieversorger schweizweit frei wählen konnten? *

- Ja
- Nein
- Weiss nicht

ABHÄNGIG von Frage 29: ... so dass wir den Energieversorger nicht frei wählen können.»

Bezahlen Sie durch den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) tiefere Stromtarife (Energie und Netz) als vorher? *

- Ja, die Stromtarife des ZEV sind tiefer, als es die Tarife der einzelnen Mitglieder waren.
- Nein, die Stromtarife des ZEV sind in etwa gleich, wie es die Tarife der einzelnen Mitglieder waren.
- Weiss nicht

ABHÄNGIG von Frage 32: Zeigen, wenn Antwort «Ja, die Stromtarife des ZEV sind tiefer als es die Tarife der einzelnen Mitglieder waren.»

Wie wichtig waren für Sie bei der Entscheidung für einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) die tieferen Stromtarife? *

| | Sehr wichtig | Wichtig | Eher unwichtig | Unwichtig | Nicht zutreffend / Weiss nicht |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------------------|
| Tiefere Stromtarife durch Zusammenschluss | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |

Hat der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch die Zuverlässigkeit der Stromversorgung im Vergleich zum öffentlichen Netz beeinflusst? *

Nein

Weiss nicht

Ja, nämlich:

Abschnitt 5 - Abschluss / Kontakt

Wären Sie bereit die Studie im Rahmen eines kurzen Telefoninterviews (maximal 15 Minuten) zum Thema Eigenverbrauch und Zusammenschlüssen für Eigenverbrauch zu unterstützen?

(falls nicht, bitte Angaben zu Kontaktdaten leerlassen)

Name:

Telefon:

E-Mail:

Abschluss

Sie sind am Ende der Umfrage angelangt. Mit der Taste «Zurück» können Sie nochmals in der Umfrage blättern und Ihre Antworten – falls gewünscht – anpassen.

Vielen Dank, dass Sie sich die Zeit genommen haben, die Fragen zu beantworten! Ihre Angaben helfen mit, die Förderung erneuerbarer Energien zu verbessern.

Die Ergebnisse werden im Sommer 2021 auf www.bfe.admin.ch veröffentlicht.

Haben Sie noch Bemerkungen zur Einmalvergütung oder zum Eigenverbrauch?

Mit der Taste «Weiter» werden Ihre Antworten gesendet. Sie können den Fragebogen anschliessend nicht mehr bearbeiten.

Abbruch

Vielen Dank für Ihr Interesse! Sie fallen leider nicht in die Zielgruppe der Umfrage, da Sie keine Photovoltaik-Anlage realisiert haben oder realisieren werden.

Mit der Taste «Zurück» können Sie nochmals in der Umfrage blättern und bei Bedarf Ihre Antworten ändern.

Die Ergebnisse der Umfrage werden im Sommer 2021 auf der Webseite des Bundesamts für Energie www.bfe.admin.ch veröffentlicht.

Mit der Taste «Weiter» werden Ihre Antworten gesendet. Sie können den Fragebogen anschliessend nicht mehr bearbeiten.

Die Umfrage ist beendet. Ihre Antworten wurden vollständig gespeichert.

Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

Das Fenster kann nun geschlossen werden.

A2 Gesprächsleitfäden qualitative Befragungen

Einmalvergütung

Einführung:

— Wie haben Sie sich für Ihre PV-Anlage entschieden und was Ihre Motive?

Leitfrage Mitnahmeeffekt: Bei welchen Betreibern grosser PV-Anlagen liegen wirklich Mitnahmeeffekte, wie in der Umfrage angegeben vor?

— Sie haben angegeben, dass Sie Ihre PV-Anlage ohne eine Einmalvergütung erstellt hätten. Sie haben zugleich einen niedrigen Eigenverbrauch angegeben. Wie rechnet sich Ihre PV-Anlage mit wenig Eigenverbrauch und ohne eine Einmalvergütung?

— Nach unserer Schätzung haben Sie etwa XX Franken Einmalvergütung erhalten bei einer geschätzten Anlageninvestition von XX Franken. Hätten Sie wirklich auf diese Fördersumme verzichtet/verzichten können?

Leitfrage Eigenverbrauchsquote: Wie erreichen Betreiber grosser PV-Anlagen hohe Eigenverbrauchsquoten?

— Sie haben eine sehr hohe Eigenverbrauchsquote von XX% angegeben. Stimmt diese?

— Wie erreichen Sie einen solch hohen Eigenverbrauch?

Leitfrage Eigenverbrauchsmassnahmen: In welcher Reihenfolge werden Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs umgesetzt?

— Sie haben angegeben, dass Sie eine Wärmepumpe und ein Elektroauto besitzen. In welcher Reihenfolge haben Sie die PV-Anlage, die Wärmepumpe und das Elektroauto angeschafft?

— Wie hingen diese Anschaffungen und die Reihenfolge der Anschaffung miteinander zusammen?

Abschluss:

— Haben Sie zum Abschluss noch Fragen oder Ergänzungen?

— Sind Sie an der Zusendung des öffentlichen Evaluationsberichts Mitte 2021 interessiert?

— Vielen Dank für Ihre Zeit und die Einblicke in Ihre Entscheidung für eine PV-Anlage!

ZEV

Einführung:

— Welche Funktion haben Sie innerhalb des ZEV?

— Welche Art von ZEV ist es (Stockwerkeigentümer, Mieter)

Leitfrage Eignung der gesetzlichen Vorgaben: Haben sich die gesetzlichen Vorgaben für den gemeinsamen Eigenverbrauch ab 2018 als geeignet erwiesen?

- Gab es bei Ihnen zum Zeitpunkt der Realisierung des ZEV Unklarheiten bezüglich der gesetzlichen Vorgaben?
 - Gezieltes Abfragen der gesetzlichen Vorgaben auf Lücke und Widersprüche
- Optional: Gibt es heute noch Lücken oder Widersprüche bei den gesetzlichen Vorgaben? Wenn ja, welche?
- Optional: Welche der seit 2018 eingeführten Klärungen / Änderungen erachten Sie als besonders hilfreich

Leitfrage Hürden für den gemeinsamen Eigenverbrauch: In welchen Bereichen sind Ihnen im Zusammenhang mit ZEV wichtige Hürden bekannt?

- Bei Neubau
 - Gibt es technische Hürden?
 - Gibt es regulatorische Hürden?
 - Gibt es finanzielle Hürden
 - Gibt es administrative Hürden
- Bei Bestandesbau
 - Gibt es beim Bestandesbau in den obigen vier Kategorien zusätzliche Hürden?
- Wie könnten die genannten Hürden am besten abgebaut werden?

Leitfrage Versorgungssicherheit:

- Wie beurteilen Sie die Versorgungssicherheit ihres ZEV gegenüber der Versorgung durch den Netzbetreiber (gleich, besser, schlechter)?

Leitfrage Bildung von ZEV um Zugang zum freien Strommarkt zu erhalten:

- Hat ihr ZEV einen Jahresverbrauch über 100 MWh und somit Zugang zum freien Strommarkt?
- Haben Sie den Stromanbieter gewechselt oder planen Sie es zu tun?
- Wie wichtig beim Entscheid für den ZEV war für Sie die Möglichkeit, Zugang zum freien Strommarkt zu erhalten?

Abschluss:

- Haben Sie zum Abschluss noch Fragen oder Ergänzungen?
- Sind Sie an der Zusendung des öffentlichen Evaluationsberichts Mitte 2021 interessiert?
- Vielen Dank für Ihre Zeit!

Verteilnetzbetreiber

Einführung:

- Klärung, dass es bei den Fragen zu den Auswirkungen nicht um Auswirkungen einer dezentralen Stromproduktion geht, sondern um den Vergleich Eigenverbrauch versus Volleinspeisung.

Leitfrage Eignung der gesetzlichen Vorgaben: Haben sich die gesetzlichen Vorgaben für den gemeinsamen Eigenverbrauch ab 2018 als geeignet erwiesen?

- Gab es aus ihrer Sicht bei Einführung der Möglichkeit von ZEV Unklarheiten bezüglich der gesetzlichen Vorgaben?
 - Gezieltes Abfragen der gesetzlichen Vorgaben
- Gibt es heute noch Lücken oder Widersprüche bei den gesetzlichen Vorgaben? Wenn ja, welche?
- Welche der seit 2018 eingeführten Klärungen / Änderungen erachten Sie als besonders hilfreich

Leitfrage Hürden für den gemeinsamen Eigenverbrauch: In welchen Bereichen sind Ihnen im Zusammenhang mit ZEV wichtige Hürden bekannt?

- Bei Neubau
 - Gibt es technische Hürden?
 - Gibt es regulatorische Hürden?
 - Gibt es finanzielle Hürden
 - Gibt es administrative Hürden
- Bei Bestandesbau
 - Gibt es beim Bestandesbau in den obigen vier Kategorien zusätzliche Hürden?
- Wie könnten die genannten Hürden am besten abgebaut werden?

Leitfrage Auswirkungen : Sehen Sie zum heutigen Zeitpunkt Auswirkungen von Eigenverbrauch auf Ihr Verteilnetz?

- Wenn ja welche und auf welcher Netzebene?
- Wir das Verteilnetz durch Eigenverbrauch eher stärker oder schwächer belastet?
- Wie sieht die Situation bei ZEV aus (Fokus auf ZEV innerhalb eines Gebäudes)
- Erwarten Sie bei einem Ausbau von 10x mehr PV zukünftig Auswirkungen auf ihr Verteilnetz?

Leitfrage Versorgungssicherheit:

- Gibt es Unterschiede bezüglich der Zuverlässigkeit der Stromversorgung beim Eigenverbrauch (individuell oder in Form eines ZEV) gegenüber der Versorgung aus dem Netz?
- Wenn ja, ist die Zuverlässigkeit eher besser oder schlechter und was sind die Gründe?

Leitfrage Bildung von ZEV um Zugang zum freien Strommarkt zu erhalten:

- Haben Sie in ihrem Versorgungsgebiet viele ZEV welche dank dem Zusammenschluss einen Jahresverbrauch über 100 MWh aufweisen?
- Haben Sie den Eindruck, dass gezielt ZEV gebildet werden mit einem Jahresverbrauch über 100 MWh, um so Zugang zum freien Strommarkt zu erhalten?

Abschluss:

- Haben Sie zum Abschluss noch Fragen oder Ergänzungen?
- Sind Sie an der Zusendung des öffentlichen Evaluationsberichts Mitte 2021 interessiert?
- Vielen Dank für Ihre Zeit