



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Energiewirtschaft

INFRAS und Energie Zukunft Schweiz
April 2020

Externe Evaluation der Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen und der Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch in den Jahren 2014 bis 2017

**Auftragsnehmerin:**

Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern

www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

INFRAS, Binzstrasse 23, 8045 Zürich

Energie Zukunft Schweiz (EZS), Viaduktstrasse 8, 4051 Basel

Autor/innen:

Anna Vettori, INFRAS

Alexander Wunderlich, INFRAS

Felix Weber, INFRAS

Rolf Iten, INFRAS

Sandra Probst, Energie Zukunft Schweiz

Lars Konersmann, Energie Zukunft Schweiz

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 (Bundesamt für Energie – Abteilung Energiewirtschaft, Evaluationen)

Begleitgruppe

Hansjörg Bless, Pronovo

René Burkhard, Pronovo (Vertretung von H. Bless)

Beat Goldstein, BFE

Wieland Hintz, BFE

David Stickelberger, Swisssolar

Damien Vacheron, SECO

Bezug

Als kostenfreier Download unter www.bfe.admin.ch/evaluationen.

Inhalt

Zusammenfassung	6
Einleitung	6
Ergebnisse	6
Empfehlungen	11
 Résumé 13	
Introduction	13
Les résultats	13
Recommandations	18
 1. Einleitung	21
1.1. Ausgangslage	21
1.2. Ziele und Fragestellungen der Evaluation	21
1.3. Methodisches Vorgehen	23
1.4. Gliederung des Berichts	25
 2. Marktsituation der Photovoltaik	26
 3. Konzept der Einmalvergütung	29
3.1. Konzept der Einmalvergütung	29
3.2. Ausgestaltung der Einmalvergütung	31
3.3. Wirkungsmodell der Einmalvergütung	36
3.4. Beurteilung des EIV-Konzepts durch die befragten Akteure	38
3.4.1. Klarheit, Konsistenz und Eignung des EIV-Konzepts	38
3.4.2. Hemmnisse beim Bau einer PV-Anlage	41
3.4.3. Delegation administrativer Aufgaben vor dem Bau der PV-Anlage	47
3.4.4. Verbesserungspotenzial beim Konzept	50
 4. Vollzug und Leistungen der Einmalvergütung	52
4.1. Vollzug der Einmalvergütung	52
4.2. Höhe der Einmalvergütung	56
4.3. Informationen und Beratung zur Einmalvergütung	58
4.4. Anmeldungen für die Einmalvergütung	59

4.5.	Beurteilung des Vollzugs durch die befragten Akteure	61
5.	Wirkung der Einmalvergütung	68
5.1.	Angemeldete und geförderte Photovoltaik-Anlagen	68
5.2.	Projektierte und installierte Leistung	72
5.3.	Eingesetzte Fördermittel und Gesamtinvestitionen	74
5.4.	Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlagen	78
5.4.1.	Methodik: Datengrundlagen, Methoden und Datenauswertung	78
5.4.2.	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung	80
5.4.3.	Fazit zur Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Anlagen	86
5.5.	Mitnahmeeffekt der Einmalvergütung	87
5.6.	Beurteilung durch die befragten Akteure	91
6.	Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch	94
6.1.	Regulierung des Eigenverbrauchs	94
6.2.	Verbreitung, Eigenverbrauchsgrad und Bedeutung	95
6.3.	Beurteilung des Eigenverbrauchs durch die befragten Akteure	101
7.	Beurteilung durch das Evaluationsteam und Empfehlungen	107
7.1.	Beurteilung des Konzepts	107
7.2.	Beurteilung des Vollzugs	110
7.3.	Beurteilung der Wirkungen	113
7.4.	Beurteilung des Eigenverbrauchs	116
7.5.	Empfehlungen	118
Annex		121
A1.	Vergütungsansätze EIV	121
A2.	Qualitative Befragung	122
A3.	Online-Umfrage	125
A4.	Ergänzungen Wirtschaftlichkeit	132
A4.1.	Datengrundlagen	132
A4.1.1.	Herkunft der Daten	132
A4.1.2.	Datenbereinigung	134
A4.2.	Datenanalyse	135
A4.3.	Ergebnisse	138

A4.3.1. Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen	139
A4.3.2. Wirtschaftlichkeit nach Herkunft der Daten	143
A4.3.3. Wirtschaftlichkeit nach Leistungsgrösse	144
A4.3.4. Einfluss der lokalen Tarife	147
A4.3.5. Wirtschaftlichkeit integrierter PV-Anlagen	149
Abbildungsverzeichnis	150
Tabellenverzeichnis	152
Abkürzungsverzeichnis	153
Liste d'abréviations	155
Literatur	156

Zusammenfassung

Einleitung

Der Zubau von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) bildet eine wichtige Stossrichtung der Energiestrategie des Bundes. Im Jahr 2014 hat der Bund die Einmalvergütung (EIV) für kleine PV-Anlagen von 2 bis 30 kWp eingeführt, um die Förderung zu vereinfachen und zu beschleunigen. Per 1.1.2018 hat der Bund die EIV auf grosse PV-Anlagen ausgeweitet und die Förderung auf zwei Teilprogramme aufgeteilt: KLEIV (EIV für kleine Anlagen von 2 bis 99.9 kWp) und GREIV (EIV für grosse PV-Anlagen ab 100 kWp).

Diese Evaluation beurteilt das Konzept, den Vollzug und die Wirkungen der EIV sowie die Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch bei PV-Anlagen und formuliert Empfehlungen zur Optimierung der EIV. Um die Evaluationsfragen zu beantworten, haben wir relevante Dokumente analysiert, mit 19 Akteuren Interviews geführt, Daten zu PV-Anlagen ausgewertet und eine Online-Befragung bei Gesuchstellenden durchgeführt. Die Evaluation bezieht sich auf den Zeitraum 2014 bis 2018.

Ergebnisse

Die Konzeption der Einmalvergütungen erfüllt die gesetzlichen Vorgaben und ist mehrheitlich klar und konsistent.

Es gibt keine offensichtlichen Widersprüche zwischen dem Energiegesetz (EnG) und der konkreten Ausgestaltung der EIV in der Energieförderungsverordnung (EnFV).

In Bezug auf die Klarheit wies die EIV gewisse Mängel auf: Zwar sind die Ausgestaltung von KLEIV und GREIV und die Anforderungen in den Faktenblättern und auf der Webseite des BFE verständlich dargestellt. Das Wahlrecht zwischen der Einspeisevergütung (EVS) und KLEIV / GREIV im 2018 mit seinen verschiedenen Optionen hat die EIV jedoch stark verkompliziert und Pronovo den Vollzug erschwert. Ausserdem hat die Umteilung von Gesuchen aus der KEV-Warteliste zu KLEIV/GREIV bei den AntragstellerInnen eine gewisse Verunsicherung und einen Vertrauensverlust ausgelöst.

Die Konsistenz bzw. Abstimmung auf andere (Förder-)Instrumente (Eigenverbrauch, Rückliefertarife und Steuerabzüge) erachten wir grundsätzlich als gegeben. Es stellt sich allenfalls die Frage, ob potenzielle InvestorInnen genügend Transparenz über diese Instrumente haben, um die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen einschätzen zu können.

Die EIV adressiert wichtige Hindernisse, ist durch die Kontingentierung aber eingeschränkt.

Die wichtigsten Hindernisse beim Entscheid für oder gegen eine PV-Anlage sind die Wirtschaftlichkeit und die Investitionskosten. Die Hauptstärke der EIV liegt darin, dass sie einen Beitrag an die Anfangsinvestition einer PV-Anlage leistet und damit sowohl die Wirtschaftlichkeit verbessert als auch die Finanzierung der Anfangsinvestition erleichtert. Das begünstigt den Entscheid zum Bau einer PV-Anlage. Insofern ist die EIV ein geeignetes Instrument, um Solarenergie zu fördern.

Die Hauptschwäche der EIV waren im Jahr 2018 die langen und ungewissen Wartezeiten von zwei bzw. sechs Jahren als Folge der Kontingentierung der Fördermittel. In der Zwischenzeit konnte das BFE die Wartezeiten wieder deutlich verkürzen. Insofern sehen wir hier keinen Handlungsbedarf mehr.

Die Informations- und Kommunikationsprozesse beim Vollzug sind zu verbessern.

Die Vollzugsprozesse sind definiert und zweckmässig. Informationen zur EIV sind grundsätzlich vorhanden. Unzufrieden sind die AntragstellerInnen mit der Bearbeitungsdauer. Hier sollte Pronovo systematischer und klarer über den Stand der Gesuche und den weiteren Ablauf des Gesuchsverfahrens kommunizieren.

Grundsätzlich werden alle Zielgruppen abgedeckt.

Eine weitere Stärke der EIV ist, dass sie praktisch das ganze Spektrum möglicher InvestorInnen und PV-Anlagen abdeckt. Mit dem Ausbau der EIV auf KLEIV / GREIV steht auch potenziellen BetreiberInnen von grösseren PV-Anlagen wie Immobilienfirmen und Unternehmen mit Industrie-, Gewerbe- und landwirtschaftlichen Gebäuden die Möglichkeit offen, eine EIV zu beantragen.

Die Förderhöhen sind angemessen.

Das BFE verfolgt bei der Festlegung der Einmalvergütungen einen pragmatischen Ansatz. Die Förderhöhe beurteilen wir insofern als angemessen, als die Zahl der Gesuche in den Jahren 2014 bis 2018 leicht zunahm, obwohl das BFE die Einmalvergütungen in diesem Zeitraum mehrmals gesenkt hat. Gemäss den InterviewpartnerInnen wird für fast alle neuen PV-Anlagen eine EIV beantragt.

Die Zahl der Gesuche und der realisierten Anlagen entwickelt sich positiv. Die Auszahlung der Fördergelder wird durch die Kontingente beschränkt.

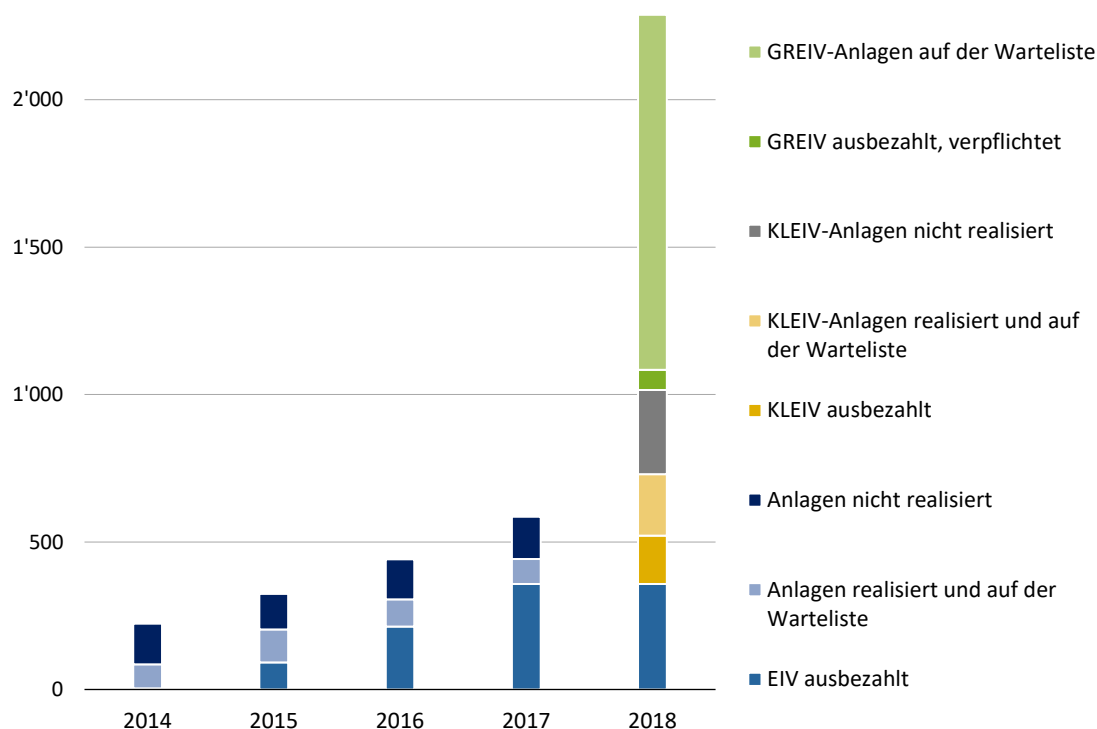
Bis Ende 2018 zählte Pronovo insgesamt 72'000 Gesuche für EIV. Das typische EIV-Gesuch stammt von einer Privatperson mit einer Anlage zwischen 2 und 29.9 kWp (rund 70% aller Gesuche fallen in diese Kategorie).

Die Zahl der neuen Gesuche ist im Zeitraum 2014 bis 2017 jährlich um ca. 10% gestiegen. 2018 ist die Zahl deutlich zurückgegangen. Basierend auf Interviewaussagen führen wir den Einbruch primär auf Unklarheiten, Unsicherheiten und die langen Wartezeiten infolge der Umstellungen von KEV auf KLEIV / GREIV per 1.1.2018 zurück. In der Zwischenzeit scheint sich die Zahl der Anmeldungen wieder erholt zu haben, auch wenn die Werte aus den Jahren 2015 bis 2017 gemäss Pronovo noch nicht wieder erreicht werden.

Per Ende 2018 waren von 72'000 Gesuchen 58'000 PV-Anlagen gebaut. Rund 41'000 Anlagen haben die EIV / KLEIV / GREIV ausbezahlt bekommen. Die für die Auszahlung verfügbaren Fördermittel sind kontingentiert. In den Jahren 2014 bis 2018 wurden die verfügbaren Mittel jeweils vollständig ausgeschöpft. Die folgende Abbildung zeigt die Leistung der seit 2014 mit Unterstützung der EIV geförderten Anlagen.

Abbildung 1: Leistung von geförderten Photovoltaik-Anlagen 2014 bis 2018

Leistung [MWp, jeweils per Q4]



Nicht berücksichtigt sind ungültige und zurückgezogene Gesuche sowie Gesuche in Bearbeitung oder mit einem negativen Bescheid.

Abbildung INFRAS. Quelle: Pronovo, EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal.

Bis Ende 2017 beliefen sich die Fördermittel (inkl. Anlagen auf der Warteliste) auf 390 Mio. CHF.¹ Das dadurch ausgelöste Investitionsvolumen beträgt schätzungsweise ca. 1.4 Mrd. CHF.

Die Wirtschaftlichkeit von kleinen PV-Anlagen ist knapp gegeben. Sie wird stärker durch den Eigenverbrauch als durch die EIV verbessert.

Von 2014 bis 2017 wurden mit der EIV ausschliesslich PV-Anlagen von 2 bis 29.9 kWp Leistung gefördert. Die folgenden Aussagen zur Wirtschaftlichkeit beziehen sich daher nur auf Anlagen dieser Grössenordnung.² Zudem ist zu beachten, dass die Wirtschaftlichkeitsrechnungen in dieser Evaluation ohne Berücksichtigung der steuerlichen Effekte durchgeführt wurden.³

¹ Siehe Tabelle 15 auf Seite 64.

² Für Anlagen ab 30 kWp standen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen nur sehr wenige Daten zur Verfügung. Die durchschnittliche Anlagengrösse der analysierten Daten betrug rund 10 kWp.

³ Siehe Abschnitt zum Einfluss von steuerlichen Aspekten im Kapitel 5.4.2.

Basierend auf den Auswertungen zur Wirtschaftlichkeit von Anlagen von 2 bis 29.9 kWp beurteilen wir den Einfluss der EIV und des Eigenverbrauchs als zentral für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage. Mit EIV und Eigenverbrauch haben viele der untersuchten Anlagen eine Amortisationszeit zwischen 25 und 35 Jahren. Dies entspricht ungefähr der Lebensdauer einer PV-Anlage. Insgesamt können 50% dieser Anlagen in weniger als 35 Jahren amortisiert werden, 26% haben eine Amortisationszeit von weniger als 25 Jahren. Ohne EIV und Eigenverbrauch wären in diesen Grössenkategorien nur wenige Anlagen wirtschaftlich. Mit EIV und Eigenverbrauch kann die Wirtschaftlichkeit somit deutlich verbessert werden. Mit den bisherigen Vergütungsansätzen verbessert der Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit stärker als die EIV.

Grössere Anlagen auf Industrie-, Gewerbe- und Landwirtschaftsgebäuden ohne bedeutenden Eigenverbrauch sind mit der jetzigen Ausgestaltung der EIV kaum wirtschaftlich zu betreiben. Gemäss den InterviewpartnerInnen können hingegen Anlagen unter sehr guten Rahmenbedingungen und mit einem hohen Eigenverbrauch (z.B. auf Industriegebäuden oder auf Schulen) teilweise sogar ohne EIV wirtschaftlich betrieben werden.

Gemäss den Ergebnissen unserer Online-Umfrage würden ca. 50% der Gesuchstellenden ihre PV-Anlage auch ohne EIV bauen.⁴ Dies weist auf bedeutende Mitnahmeeffekte hin. Zu beachten ist dabei, dass solche Mitnahmeeffekte grundsätzlich schwierig empirisch zu messen sind; bei direkten Befragungen sind Über- oder Unterschätzungen möglich. Die aktuelle Ausgestaltung der EIV hält aus unserer Sicht die Mitnahmeeffekte bereits möglichst gering, deshalb sehen wir keinen spezifischen Handlungsbedarf.⁵

Der Eigenverbrauch entwickelt sich positiv. Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch sollten vereinfacht werden.

Informationen und Beratung zum Eigenverbrauch stehen ausreichend zur Verfügung. In den vergangenen Jahren haben sich auch neue Dienstleistungen und Lösungen dafür entwickelt, und es gibt technische Massnahmen, um den Eigenverbrauch zu erhöhen. Im Durchschnitt dürfte der Eigenverbrauchsgrad zwischen 30% bei kleinen und etwa 50% bei grösseren PV-Anlagen liegen.

Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) sind noch wenig verbreitet. Hier bestehen zum Teil noch komplizierte Regelungen, die insbesondere die Planung, Messung und Abrechnung aufwendig machen.

⁴ Die Unterschiede zwischen den Grössenkategorien sind gering.

⁵ Siehe Kapitel 5.5

Die Folgen des Zubaus von PV-Anlagen für die Netzstabilität sind zurzeit noch unkritisch.

Zurzeit gibt es keine Hinweise, dass das Wachstum bei den PV-Anlagen die Netzstabilität beeinträchtigt. Die Schweiz ist noch weit von einem für die Netzstabilität kritischen Anteil entfernt.

Empfehlungen

Aus unserer Sicht hat sich die EIV grundsätzlich bewährt. Sie soll deshalb weitergeführt werden. Gemäss den Evaluationsergebnissen ist die EIV geeignet, den Bau von PV-Anlagen wirksam zu fördern und einen Beitrag zur Energiestrategie bzw. zum Umbau der schweizerischen Stromversorgung in Richtung erneuerbare Energien zu leisten.

Optimierungspotenzial sehen wir in allen untersuchten Bereichen (Konzeption, Vollzug, Wirkungen und Eigenverbrauch). Daraus leiten sich folgende Empfehlungen ab:

Konzeption der EIV

Aus unserer Sicht bestehen folgende Ansatzpunkte, um die EIV konzeptionell zu verbessern und damit den Bau weiterer PV-Anlagen zu fördern:

- Wir empfehlen dem BFE, die Kontingente so festzulegen, dass die Wartefristen weiterhin unter einem Jahr betragen. Eine kürzere Wartezeit erhöht die Investitionssicherheit. Investitionskosten zählen mit zu den wichtigsten Hindernissen beim Bau einer PV-Anlage.
- Wir empfehlen dem BFE ausserdem, zukünftige konzeptionelle Anpassungen möglichst einfach zu halten und auf Wahlrechte und Optionen möglichst zu verzichten.
- Das BFE sollte das Zusammenspiel der verschiedenen Förderinstrumente (KLEIV / GREIV, kantonale Förderbeiträge, Steuerabzüge, Rückliefertarife, Eigenverbrauch) möglichst transparent machen.

Vollzug der EIV

Beim Vollzug sehen wir sowohl bei Pronovo als auch bei den Marktakteuren Handlungsbedarf. Anknüpfungspunkte für Optimierungen sind:

- Pronovo sollte alle Gesuchstellenden systematisch und regelmässig über den Stand der Gesuchsbearbeitung informieren. Sollten die Wartefristen jemals wieder über ein Jahr ansteigen, wären diese Information und insbesondere deren Begründung aktiv und einfach verständlich zu kommunizieren. Um den Aufwand von Pronovo in Grenzen zu halten, wären in einem solchen Fall auch vermehrt Informationsaktivitäten anderer Marktakteure hilfreich (Solarbranche, Installationsfirmen).
- Das Monitoring zur EIV (EIV-Cockpit) ist bzgl. Verständlichkeit und wichtiger Kennzahlen zu optimieren (z.B. die Anzahl neuer Gesuche für verschiedene Leistungskategorien).

- Die Marktakteure (z.B. Swissolar) sollten potenziellen InvestorInnen mehr Informationen zur Wirtschaftlichkeit – dem wichtigsten Hindernis beim Bau einer PV-Anlage – bereitstellen. Die hier durchgeführten Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen eine geringe Rentabilität für PV-Anlagen unter 30 kWp. Im Hinblick darauf sollten die Marktakteure Unklarheiten und Unsicherheiten bei der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen eliminieren und die Transparenz darüber erhöhen. Informationsbedarf besteht gemäss den InterviewpartnerInnen auch bei den steuerlichen Aspekten im Zusammenhang mit dem Bau einer PV-Anlage. Die Informationen sollten eine realistische Einschätzung der Wirtschaftlichkeit erlauben und den Entscheid über den Bau einer PV-Anlage erleichtern.

Wirkungen der EIV

Um die Wirkungen der EIV zu erhöhen, schlagen wir folgende Anpassungen vor:

- Sollte sich abzeichnen, dass die Richtwerte⁶ bei den erneuerbaren Energien nicht erreicht werden,⁷ sollte das BFE Vorschläge für Anreize und fördernde Rahmenbedingungen entwickeln, die weitere potenzielle InvestorInnen zum Bau von PV-Anlagen bewegen.
- Das BFE könnte bei seiner Zusammenarbeit mit den Energieversorgungsunternehmen (z.B. über das Programm EVU in Gemeinden von EnergieSchweiz) darauf hinwirken, dass die EVU den Bau von PV-Anlagen unterstützen, indem sie Rückliefertarife anbieten, die eine angemessene Wirtschaftlichkeit ermöglichen, oder indem sie die Herkunftsnachweise der PV-Anlagen abkaufen und in ein lokales Solarstromprodukt integrieren.

Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)

Für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch schlagen wir dem BFE folgende Optimierungen vor:

- Das BFE sollte die Regelungen zum ZEV (Mieterschutz, Messung, Abrechnung) vereinfachen.
- EVU werden heute in Bezug auf ZEV-Lösungen vielfach noch als Bremser wahrgenommen. Das BFE könnte Anreize setzen, dass EVU vermehrt Hand für einfache Lösungen bieten, z.B. über das im Auftrag des BFE durchgeführten EVU-Benchmarkings.

⁶ Energiegesetz (EnG), Art. 2

⁷ Gemäss Monitoring-Bericht zur Energiestrategie 2050 (BFE 2019b) lässt die bisherige Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien darauf schliessen, dass der Richtwert im Jahr 2020 erreicht wird.

Résumé

Introduction

La construction d'installations photovoltaïques (installations PV) constitue un axe clé de la stratégie énergétique 2050 de la Confédération. En 2014, la Confédération a ainsi introduit la rétribution unique (RU) afin de faciliter et accélérer la promotion d'installations PV de petite taille (2 à 30 kWc). Au 1^{er} janvier 2018, la Confédération a étendu le programme de subvention aux grandes installations PV et a divisé la RU en deux catégories : la petite rétribution unique (PRU) pour les petites installations PV (2 à 99,9 kWc) et la grande rétribution unique (GRU) pour les grandes installations PV (≥ 100 kWc).

La présente évaluation porte sur la conception, la mise en œuvre et les effets de la RU ainsi que sur les expériences en termes de consommation propre de la production des installations PV ; elle est complétée par des recommandations permettant d'optimiser les effets de la RU. L'évaluation, qui porte sur les années 2014 à 2018, se base sur les documents disponibles, sur 19 entretiens menés avec des acteurs, sur l'évaluation de données relatives aux installations PV, ainsi que sur une enquête en ligne menée auprès de personnes ayant demandé une contribution pour une installation PV.

Résultats

La conception des rétributions uniques respecte les dispositions légales ; elle est claire et cohérente.

Il n'y a pas de contradiction manifeste entre la loi sur l'énergie (LEne) et la forme concrète de la RU telle qu'elle figure dans l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnerR).

La RU présente quelques faiblesses en termes de précision : sur les fiches d'information et sur le site de l'OFEN, les explications relatives à la PRU et à la GRU et aux exigences à remplir sont compréhensibles. Toutefois, le choix proposé en 2018 entre rétribution de l'injection (RPC) et rétribution unique (PRU/GRU), avec différentes options, a compliqué le mécanisme de la RU et il a passablement ralenti sa mise en œuvre par Pronovo. Par ailleurs, le transfert des demandes de la liste RPC vers la liste PRU/GRU a causé une insécurité et une perte de confiance chez les personnes qui avaient déposé une demande de rétribution.

La cohérence de la RU et sa coordination avec les instruments (de promotion) tiers (consommation propre, tarifs de rachat, déductions fiscales) sont appropriés à notre avis. Il faut néanmoins se demander si les modalités sont suffisamment transparentes pour permettre aux investisseurs potentiels d'estimer la rentabilité des installations PV.

La RU s'attaque à des obstacles de taille ; assortie de contingents, son impact est toutefois limité.

La rentabilité et les coûts d'investissement sont des critères déterminants lorsqu'il s'agit de décider pour ou contre une installation PV. L'atout clé de la RU réside dans le fait qu'elle contribue à l'investissement de départ d'une installation PV, ce qui accroît son rendement tout en allégeant le financement de l'investissement de départ ; ce sont deux arguments de poids en faveur d'une installation PV. La RU est donc un instrument approprié pour promouvoir l'énergie solaire.

En 2018, le temps d'attente long et indéfini (deux à six ans) en raison du contingentement des aides constituait le handicap principal de la RU. Entre-temps, l'OFEN a substantiellement réduit ce temps d'attente et nous ne décelons pas de nécessité d'intervenir à ce niveau.

Les processus d'information et de communication sur la mise en œuvre doivent être améliorés.

Les processus de mise en œuvre sont clairement définis et appropriés. Les informations concernant la RU existent. Les personnes qui demandent un soutien critiquent la durée de traitement de leur demande. Pronovo est appelé à communiquer de manière plus systématique et plus claire sur l'état d'avancement du traitement des demandes et sur la suite de la procédure de demande.

La RU atteint tous les groupes cibles.

La RU couvre pratiquement la totalité des investisseurs potentiels et des installations PV, ce qui est l'une de ses forces. Le développement de la RU en PRU et GRU, offre désormais la possibilité aux exploitant-e-s potentiel-le-s de grandes installations PV, tels qu'entreprises immobilières et entreprises propriétaires d'immeubles industriels, commerciaux ou agricoles, de demander une RU.

Le montant des aides est approprié.

L'OFEN définit le montant des rétributions uniques selon une approche pragmatique. Nous sommes d'avis que ce montant est approprié, car durant la période sous revue (2014-2018), le nombre des demandes a légèrement augmenté bien que l'OFEN ait diminué le montant des RU à plusieurs reprises. Il ressort des entretiens que nous avons menés que la quasi-totalité des nouvelles installations PV fait l'objet d'une demande de RU.

Le nombre des demandes et celui des installations PV construites évoluent positivement. Le versement des aides est limité par des contingents.

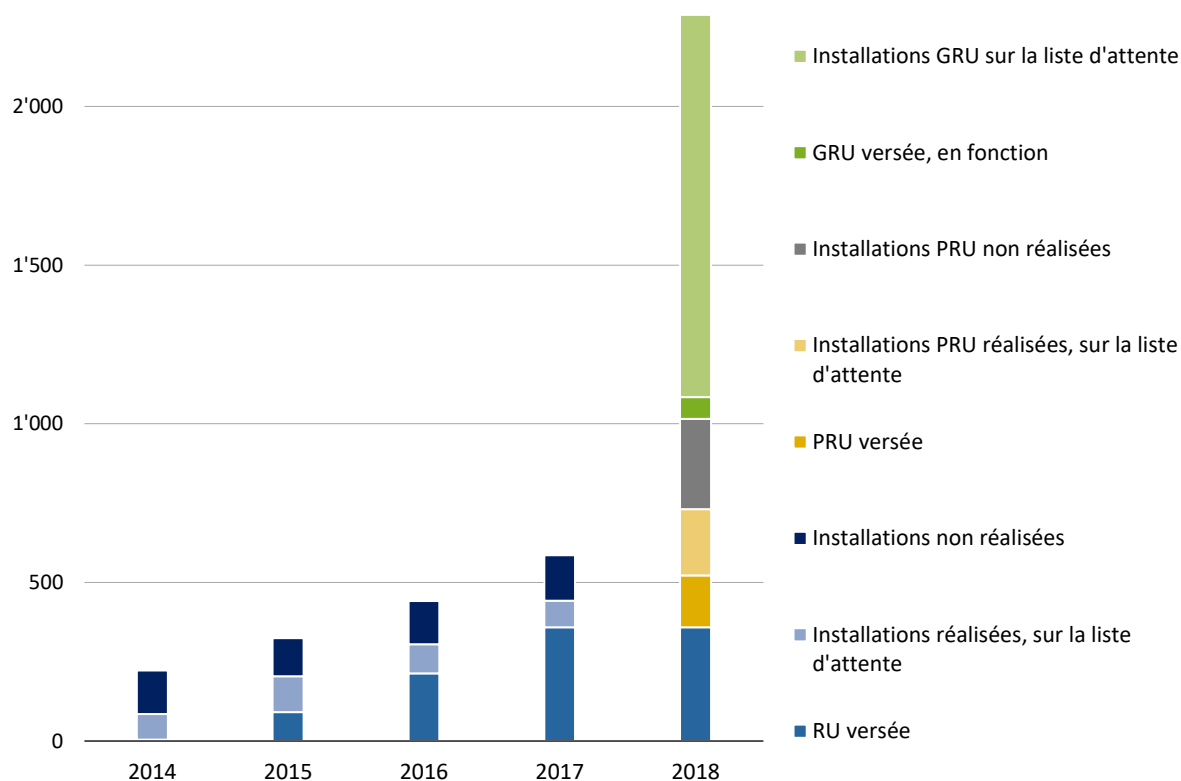
À fin 2018, Pronovo avait enregistré 72'000 demandes de RU. Dans 70% des cas, les demandes émanent de particuliers, qui réalisent une installation PV dont la puissance est comprise entre 2 et 29,9 kWp.

Entre 2014 et 2017, le nombre de nouvelles demandes a augmenté d'environ 10% par année, alors qu'il était en net recul en 2018. Au terme des entretiens que nous avons menés, nous mettons ce recul sur le compte des doutes, incertitudes et longs délais d'attente provoqués par le passage du régime RPC au régime PRU/GRU. Entre-temps, Pronovo annonce que le nombre de demandes a repris, sans pour autant atteindre les valeurs enregistrées entre 2015 et 2017.

À fin 2018, 58'000 installations PV sur les 72'000 qui avaient demandé une aide étaient construites. Les versements RPC/PRU/GRU ont été effectués pour environ 41'000 installations PV. Les aides financières sont soumises à contingent. Durant les années 2014 à 2018, les fonds disponibles avaient été complètement dépensés. Le graphique ci-après présente la puissance des installations PV ayant bénéficié d'un soutien RU depuis 2014.

Figure no 2 : puissance des installations photovoltaïques ayant bénéficié d'une RU entre 2014 et 2018.

Puissance [MWp, au 4^e trimestre]



Le graphique ne tient pas compte des demandes non valides ou qui ont été retirées, ni des demandes avec décision négative.

Illustration : INFRAS. Source : Pronovo, Cockpit RU ; chiffres au 4^e trimestre.

Fin 2017, les subventions s'élevaient à 390 millions de francs suisses, installations PV sur la liste d'attente comprises.⁸ Elles ont déclenché des investissements pour un montant estimé à 1,4 milliards de francs suisses.

Les installations PV de petite taille sont tout juste rentables. La consommation propre accroît davantage la rentabilité que la RU.

Entre 2014 et 2017, la RU a soutenu exclusivement les installations PV d'une puissance de 2 à 29,9 kWp. Les conclusions ci-après sur la rentabilité économique ne concernent donc que les

⁸ Voir tableau n°15, p. 64.

installations de cette taille.⁹ Remarquons en outre que les calculs de rentabilité effectués pour la présente évaluation ne tiennent pas compte des retombées fiscales.¹⁰

En nous fondant sur les calculs de rentabilité d'installations PV comprises entre 2 et 29,9 kWp, nous notons que la RU et la consommation propre sont des aspects déterminants pour assurer la rentabilité d'une installation PV. En tenant compte de la RU et de la consommation propre, la période d'amortissement de bon nombre d'installations PV que nous avons analysées est de 25 à 30 ans, soit la durée de vie approximative d'une installation PV. La moitié des installations PV est en général amortie en moins de 35 ans alors que 26% ont une période d'amortissement de moins de 25 ans. Sans RU et sans consommation propre, la plupart des installations PV de cette taille ne seraient pas rentables ; la RU et la consommation propre contribuent donc de manière significative à améliorer la rentabilité. Avec les taux de rétribution en vigueur, la consommation propre améliore davantage la rentabilité que la RU.

En l'absence de consommation propre significative, les dispositions RU actuelles rendent pratiquement impossible la rentabilité des grandes installations PV, montées sur les immeubles industriels, commerciaux ou agricoles. Les entretiens que nous avons menés montrent par contre que si les conditions sont très favorables et si la consommation propre est élevée, les grandes installations PV peuvent parfois être rentables, même sans RU.

Les résultats de notre enquête en ligne révèlent que la moitié environ des personnes qui demandent une RU construiraient leur installation PV même si elles ne recevaient pas de RU.¹¹ L'effet d'aubaine est donc particulièrement prononcé dans ce cas. Il faut néanmoins préciser qu'il est difficile de mesurer l'effet d'aubaine avec des méthodes empiriques ; lors d'entretiens personnels, le risque de surestimation ou de sous-estimation est élevé. Nous sommes d'avis que l'effet d'aubaine est faible compte tenu de la conception actuelle de la RU et qu'aucune intervention n'est requise.¹²

La consommation propre progresse. Les regroupements pour favoriser la consommation propre doivent être facilités.

Les informations et conseils disponibles pour favoriser la consommation propre sont suffisants. Au cours des récentes dernières années, de nouvelles solutions et prestations de services ont été mises au point à cet effet ; il existe aussi des mesures techniques destinées à augmenter la consommation propre. En moyenne, la consommation propre est d'environ 30% dans le cas de petites installations PV et d'environ 50% dans le cas de grandes installations PV.

⁹ La quantité de données disponibles à propos des installations de plus de 30 kWp était faible. La taille moyenne des installations documentées par les données que nous avons utilisées était de 10 kWp.

¹⁰ Voir le paragraphe du chapitre 5.4.2 consacré à l'impact fiscal.

¹¹ Les différences sont faibles entre les catégories.

¹² Voir le chapitre 5.5.

Les regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) sont encore rares ; il subsiste des règlements compliqués qui rendent difficiles la planification, les mesures et les décomptes.

La construction d’installations PV n’a actuellement aucun impact négatif sur la stabilité du réseau.

Rien ne permet de penser que la multiplication des installations PV affecte la stabilité du réseau. La Suisse est encore loin d’atteindre un nombre d’installations PV critique pour la stabilité du réseau.

Recommandations

Nous estimons que dans l’ensemble, la RU a fait ses preuves et qu’il est judicieux de maintenir cet instrument. Les résultats de l’évaluation montrent que la RU permet d’encourager efficacement la construction d’installations PV et par conséquent de fournir une contribution à la mise en œuvre de la stratégie énergétique et à la transformation qui assurera l’approvisionnement en électricité futur de la Suisse par les énergies renouvelables.

Il reste un potentiel d’optimisation dans tous les domaines que nous avons analysés (conception, mise en œuvre, effets, consommation propre). Nous en déduisons les recommandations suivantes :

Conception de la RU

Nous recommandons à l’OFEN de prendre les mesures suivantes au niveau de la conception de la RU afin d’encourager la construction d’installations PV supplémentaires :

- Définir des contingents pour que le temps d’attente continue d’être inférieur à une année ; réduire le temps d’attente, c’est aussi augmenter la sécurité des investissements, les coûts d’investissement étant l’un des principaux freins à la construction d’installations PV.
- Garder une conception simple lors des adaptations futures, en renonçant autant que possible aux libertés de choix et aux options.
- Communiquer de manière transparente les interactions entre les différents instruments de promotion (PRU/GRU, contributions des cantons, déductions fiscales, tarifs de rachat, consommation propre).

Mise en œuvre de la RU

Pour la mise en œuvre, nous suggérons une série d’améliorations aussi bien chez Pronovo que chez les acteurs du marché, notamment dans les domaines suivants :

- Pronovo informe systématiquement et régulièrement les personnes qui demandent un soutien sur l'état d'avancement de leur dossier. Si les délais d'attente devaient à nouveau dépasser une année, il conviendrait de communiquer activement et de manière claire et intelligible sur les raisons d'un tel retard. Les démarches d'information par des acteurs tiers du marché (branche du solaire, entreprises d'installation) seraient alors souhaitables pour décharger Pronovo.
- Le suivi de la RU (cockpit RU) demande à être optimisé pour devenir plus clair et fournir des chiffres plus pertinents (p. ex. nombre de nouvelles demandes pour les différentes catégories de puissance).
- Les acteurs du marché (p. ex. Swissolar) sont appelés à fournir aux investisseurs potentiels davantage d'informations sur la rentabilité, celle-ci étant le principal frein à la construction d'installations PV. Les analyses effectuées pour la présente évaluation montrent que la rentabilité est faible pour les installations PV dont la puissance est inférieure à 30 kWp. Les acteurs du marché sont donc invités à lever les doutes quant à la rentabilité des installations PV et à accroître la transparence. Les personnes que nous avons interrogées signalent par ailleurs que l'information demande aussi à être améliorée au niveau des retombées fiscales de la construction d'installations PV. Ces informations doivent permettre une estimation réaliste de la rentabilité et par conséquent faciliter la décision de construire une installation PV.

Les effets de la RU

Les adaptations suivantes sont suggérées pour accroître l'efficacité de la RU :

- Si l'on devait se rendre compte que les valeurs de référence¹³ fixées pour les énergies renouvelables ne pourront pas être atteintes¹⁴, l'OFEN est invité à proposer des incitations et une adaptation des mesures de soutien afin de motiver des investisseurs potentiels supplémentaires à construire des installations PV.
- L'OFEN est appelé à intervenir, dans le cadre de sa collaboration avec les distributeurs d'énergie (p. ex. programme EAE dans les communes de SuisseEnergie), pour que les EAE soutiennent la construction d'installations PV en proposant des tarifs de rachat qui assurent une rentabilité appropriée ou en rachetant les attestations d'origine des installations PV pour les intégrer à un produit d'électricité solaire local.

¹³ Art. 2 de la loi sur l'énergie (LEne).

¹⁴ Le Monitoring Stratégie énergétique 2050 (OFEN 2019b) permet de penser que ces valeurs seront atteintes en 2020 en tenant compte de l'évolution de la production de courant avec les énergies renouvelables.

Regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP)

Nous proposons à l'OFEN d'effectuer les optimisations suivantes pour favoriser les regroupements dans le cadre de la consommation propre :

- Faciliter les dispositions relatives aux RCP (protection des locataires, mesures, décomptes).
- Les EAE sont considérés comme des freins aux RCP. L'OFEN pourrait créer des incitations en invitant les EAE à proposer des solutions simples, p. ex. dans le cadre du benchmarking EAE dont elles sont chargées par l'OFEN.

1. Einleitung

1.1. Ausgangslage

Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) bilden einen wichtigen Pfeiler in der Energiepolitik des Bundes. Dank der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) hat der Bau von PV-Anlagen seit 2008 einen regelrechten Boom verzeichnet. 2014 hat der Bund für PV-Anlagen anstelle der KEV die Einmalvergütung (EIV) eingeführt. Das Ziel der EIV war eine Vereinfachung und eine rasche Abwicklung der Beitragszahlung. Zudem hätten so die hängigen Gesuche schnell abgebaut werden sollen. Betreiber von kleinen Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung zwischen 10 kW und unter 30 kW konnten zwischen KEV und EIV wählen.

Schon bald nach der Einführung zeigte sich, dass die InvestorInnen nach Abgabe aller verlangten Abschlussformalitäten weit über ein Jahr auf die Auszahlung der Beiträge warten mussten.¹⁵ Per 1.1.2018 hat der Bund das Modell der Einmalvergütung auf grosse PV-Anlagen ausgeweitet und die Förderung auf zwei Teilprogramme aufteilt:

- Mit der Einmalvergütung für kleine PV-Anlagen (KLEIV) werden Anlagen von 2 bis 99.9 kWp gefördert.
- Die Einmalvergütung für grosse PV-Anlagen (GREIV) fördert Anlagen von 100 kWp bis 50 MWp.

Gleichzeitig erlaubt das Energiegesetz seit 2014 explizit den Eigenverbrauch und seit 2018 auch explizit die Einrichtung von Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV).

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesamt für Energie (BFE) INFRAS beauftragt, die EIV und die Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch in den Jahren 2014 bis 2017 zu evaluieren.

1.2. Ziele und Fragestellungen der Evaluation

Ziel der Studie ist es, folgende Aspekte zu evaluieren:

- Ziele, Wirkungslogik, Konzeption und aktueller Vollzug der Einmalvergütungen,
- Auslösewirkungen der EIV für Investitionen in kleinere PV-Anlagen bis 30 kWp Leistung im Zeitraum 2014 bis 2017,
- Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch im Zeitraum 2014 bis 2017.

Zu beantworten waren folgende Fragestellungen zum Konzept, zum Vollzug und zu den Wirkungen der EIV sowie zum Eigenverbrauch:

¹⁵ Zu den Gründen siehe Abschnitt 5.1

Tabelle 1: Evaluationsgegenstände und Fragestellungen

Evaluations-gegenstand	Fragestellungen	Untersuchungs-zeitraum
Konzept EIV	- Wie weit entspricht die Konzeption der Einmalvergütungen den gesetzlichen Vorgaben? - Ist die Konzeption der Einmalvergütungen ausreichend klar und konsistent? - Ist die Konzeption der Einmalvergütungen geeignet, um möglichst viele Zusatzinvestitionen in Photovoltaikanlagen auszulösen? Sind insbesondere die Vergabekriterien geeignet, um die gewünschte Verhaltensänderung zu bewirken? - Bestehen aus der Sicht von potenziellen InvestorInnen Unsicherheiten, welche die Investitionsbereitschaft in Photovoltaikanlagen wesentlich verringern (z.B. Unklarheit über die Förderberechtigung, grosse Wartelisten, lange Bewilligungsverfahren, mögliche Rechtsänderungen, anderes ...)? - Welche Bewilligungs-Probleme für PV-Anlagen sind tatsächlich hinderlich, und in welchem Ausmass (z.B. Anschlussgesuch beim Verteilnetzbetreiber, Denkmalschutz, Ortsbild, anderes...)?	primär ab 2018, auch zu 2014 - 2017
Vollzug EIV	- Wie sind die Vollzugsprozesse und die Vollzugskosten zu beurteilen? - Wie schätzen Gesuchstellende den Vollzug der Einmalvergütungen ein? - Welche Zielgruppen wurden für die Einmalvergütung an Photovoltaikanlagen identifiziert? Liegen genügend Informationen über die Zielgruppen und deren Nutzenkalküle vor, um die Förderwirkung zu maximieren und den Mitnahmeeffekt zu minimieren? - Wurden ab 2014 die Referenzanlagen, die Vergütungsansätze und weitere Fördermodalitäten so an die Marktbedingungen angepasst, dass es weder zu tiefe noch zu hohe Vergütungen gab (maximaler Fördereffekt, jedoch minimaler Mitnahmeeffekt, optimale Höhe des finanziellen Anreizes)? - Wie sind die jährlichen Vergütungsabsenkungen gegenüber der Kostenentwicklung von installierten Photovoltaikanlagen zu beurteilen? - Sind die Einmalvergütungen begleitet durch Informationen und Beratung, welche die Förderwirkung steigern und den Mitnahme-Effekt minimieren? Sind die Informationen bei den Zielgruppen angekommen? - Wie präsentieren sich die Zahl und die Art der Anträge ab 2014? Wie sind allfällige Trends bei den Anträgen zu erklären?	primär ab 2018, auch zu 2014 - 2017
Wirkungen EIV	- Wie viele angemeldete, bewilligte und realisierte Photovoltaikanlagen gab es? Wie viel beträgt die installierte Leistung der mit Einmalvergütungen realisierten Anlagen? - Wie viele Gelder wurden für die installierte Leistung der geförderten Photovoltaikanlagen eingesetzt (Einmalvergütungen plus Investorengelder)? - Wie beeinflussten die Einmalvergütung und der Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen? - Welche Wirkung hatten Einmalvergütung und Eigenverbrauch auf die Investitionen in Photovoltaikanlagen? Wurden in den Jahren 2014 - 2017 dank Einmalvergütung und Eigenverbrauch im erwarteten Ausmass mehr Photovoltaikanlagen gebaut, erweitert oder zeitlich vorgezogen? - Wie hoch waren die Mitnahmeeffekte der Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen in den Jahren 2014 - 2017?	2014 - 2017

Evaluations- gegenstand	Fragestellungen	Untersuchungs- zeitraum
Erfahrungen Eigenver- brauch	▪ Wie haben sich die mit Einmalvergütungen Unterstützten zu ihren Möglichkeiten beim Eigenverbrauch informiert? ▪ Welche Hürden bestanden für den Eigenverbrauch sowie für Eigenverbrauchsgemeinschaften von 2014 bis 2017? ▪ Welche technischen Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs wurden umgesetzt, welche wurden verworfen? ▪ Welche Lösungen und Dienstleistungen haben sich bisher im Bereich Eigenverbrauch entwickelt? ▪ Wie viel Strom wurde schätzungsweise tatsächlich selbst verbraucht?	2014 - 2017

Quelle: Pflichtenheft für die Evaluation.

Basierend auf den Ergebnissen werden Empfehlungen für Optimierungsmassnahmen formuliert.

1.3. Methodisches Vorgehen

Für die Bearbeitung der Fragestellungen haben wir folgende Methoden eingesetzt:

- Literatur-/Dokumentenanalyse,
- qualitative Befragung,
- standardisierte Befragung,
- Datenanalysen.

a) Literatur-/Dokumentenanalyse

In der Literatur- und Dokumentenanalyse haben wir folgende Unterlagen ausgewertet (siehe Literaturverzeichnis):

- Gesetzliche Grundlagen, erläuternde Dokumente, Stellungnahmen,
- Geschäfts-/Jahresberichte, Quartalsberichte von KEV-Stiftung und Pronovo,
- Studien, Marktberichte zur Photovoltaik, zur Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen und zum Eigenverbrauch,
- Faktenblätter, Merkblätter und Leitfäden vom BFE und von Swissolar,
- Leistungsaufträge.

b) Qualitative Befragung

Bei den telefonischen und persönlichen Interviews haben wir insgesamt 19 Personen aus allen relevanten Akteurgruppen befragt (siehe folgende Tabelle und Anhang A2). Die Gespräche erfolgten anhand eines akteurspezifischen Gesprächsleitfadens (siehe Anhang A2) im Oktober/November 2018.

Tabelle 2: Gesprächspartner

Akteurgruppe	Anzahl Gespräche
Branchenorganisationen	3
Behörden	2
Vollzugsorganisation	1
Planungs-/Projektentwicklungs-/Installationsfirmen	3
Contractingunternehmen/EVU	4
Immobilieeigentümer	2
Experten	4
Total	19

c) Standardisierte Befragung

Mit einer Online-Umfrage wurden im Februar bis April 2019 zufällig ausgewählte Personen, Organisationen und Unternehmen befragt, die in den vergangenen Jahren ein Gesuch an Pronovo oder Swissgrid für eine EIV gestellt haben oder nach einem Gesuch für eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) in die EIV umgeteilt wurden. Details zur Online-Umfrage (Stichprobe, Fragebogen etc.) befinden sich im Anhang A3.

Für die Umfrage hat Pronovo eine Zufallsstichprobe von rund 18'000 Mailadressen gezogen. Die Mailadressen erhielten ein vom BFE und von Pronovo unterzeichnetes Schreiben mit einem Link auf den Online-Fragebogen (siehe Anhang A3). Die Angeschriebenen konnten die Umfrage in Deutsch, Französisch oder Italienisch beantworten. Insgesamt hat die Umfrage eine Rücklaufquote von 29% erzielt. Von den 5'200 eingegangenen Antworten stammen ca. 2'300 Antworten von PV-Anlagebesitzern, die eine EIV bekommen haben und damit von den Änderungen im Jahr 2018 (Umteilung von KEV-Gesuchen in KLEIV / GREIV und Verwendung der Fördermittel für aus der KEV umgeteilte Gesuche aus der Warteliste) nicht betroffen waren. 1'800 Antworten entfallen auf Gesuche, die für eine KLEIV oder GREIV angemeldet sind oder bereits eine KLEIV oder GREIV ausbezahlt bekommen haben. Rund 1'000 Antworten betreffen zurzeit nicht förderberechtigte oder zurückgezogene Gesuche.

d) Datenanalysen

Für die Frage nach der Entwicklung der Anmeldungen haben wir die Daten des 4. Quartals von Pronovo aus den EIV-Cockpits 2014 bis 2018 ausgewertet (siehe Kapitel 4.4).¹⁶

¹⁶ <https://pronovo.ch/de/services/berichte/>

Energie Zukunft Schweiz hat für die Wirtschaftlichkeit die Daten aus dem Solar-Offerte-Check von EnergieSchweiz und aus dem Quick-Check von Energie Zukunft Schweiz ausgewertet (siehe Kapitel 5.4).

1.4. Gliederung des Berichts

Das erste Kapitel gibt einen Überblick über die Marktsituation im Bereich Photovoltaik (Kapitel 2). In den Kapiteln 3 bis 6 analysieren wir die Fragestellungen zu den verschiedenen Evaluationsgegenständen (Konzept, Vollzug, Wirkungen und Eigenverbrauch). Jedes Kapitel schliesst mit einer Beurteilung durch die Akteure. In Kapitel 7 folgt die Beurteilung aus Sicht des Evaluationsteams. Kapitel 8 schliesslich enthält Empfehlungen für die Optimierung der EIV und des Eigenverbrauchs.

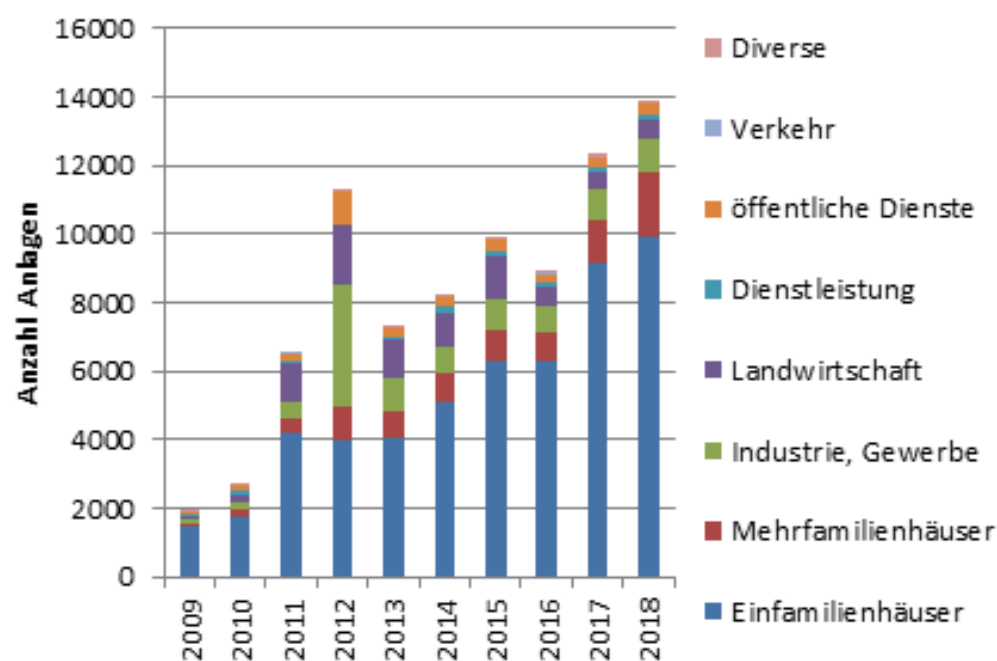
2. Marktsituation der Photovoltaik

Dieses Kapitel gibt einen kurzen Überblick über die Marktsituation in der Photovoltaik.

Anzahl Anlagen und installierte Leistung

Insgesamt gibt es in der Schweiz rund 85'000 PV-Anlagen.¹⁷ Die Zahl der jährlich neu hinzugekommenen PV-Anlagen ist seit 2014 mit einer Ausnahme stetig gestiegen (siehe folgende Abbildung). Einzig im Jahr 2016 lag die Zahl der neuen PV-Anlagen unter dem Vorjahreswert.¹⁸ Dies ist auf einen Einbruch bei den PV-Anlagen in der Landwirtschaft zurückzuführen (siehe folgende Abbildung). Gemäss Swissolar sind diese Anlagen nicht mehr wirtschaftlich, da sie nur über einen geringen Eigenverbrauch verfügen. Ein weiterer Grund ist, dass laut BFE keine Aussicht mehr auf die KEV bestand.

Abbildung 3: Anzahl der neuen PV-Anlagen von 2009 bis 2018



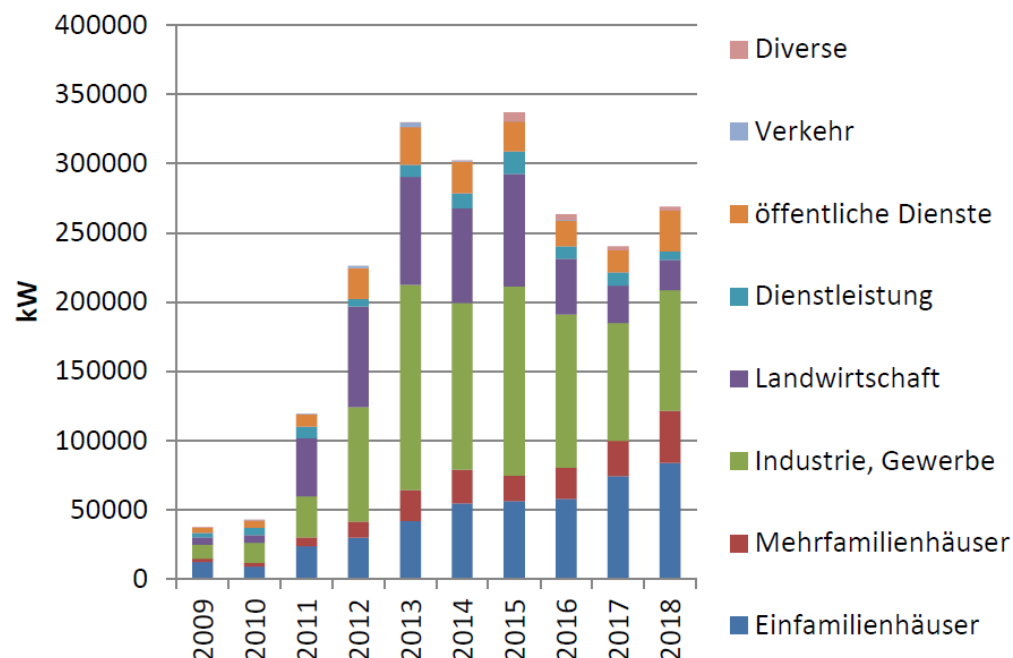
Quelle: Swissolar.

¹⁷ Swissolar 2019

¹⁸ Markterhebungen Sonnenenergie, Kapitel 9 (BFE 2015 / 2016 / 2017 / 2018 / 2019)

Die gesamte in der Schweiz installierte Leistung von PV-Anlagen beträgt Ende 2018 rund 2'170 MWp.¹⁹ Gemäss der Markterhebung Solarenergie wurden in den Jahren 2014 bis 2018 rund 1'400 MW Photovoltaik hinzugebaut (siehe Tabelle 3).²⁰ Die meisten Anlagen entstanden auf Einfamilienhäusern (siehe folgende Abbildung). Hinzu kamen PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern, Industrie, Gewerbe- und landwirtschaftlichen Gebäuden. Im Jahr 2016 brach die neu installierte Leistung ein. Vor allem in der Landwirtschaft und in Industrie und Gewerbe wurde deutlich weniger zugebaut.

Abbildung 4: Neu installierte Leistung von PV-Anlagen 2009 bis 2018



Quelle: Swissolar.

Solarstromproduktion

Im Jahr 2018 haben alle PV-Anlagen in der Schweiz zusammen 1'945 GWh Strom produziert. Dies entspricht 3.1% der Stromproduktion von rund 63'500 GWh in der Schweiz im Jahr 2018. Die Solarstromproduktion hat seit 2010 kontinuierlich um 1'850 GWh zugelegt.²¹

¹⁹ BFE 2019a

²⁰ Der eigentliche Boom bei PV-Anlagen begann bereits 2011, nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima (siehe Abbildung 4).

²¹ Swissolar 2019, S. 14

Tabelle 3: Zubau und installierte Leistung der Photovoltaik per Ende Jahr (2014 bis 2018)

	2014	2015	2016	2017	2018
Verkaufte PV-Module [MW]	303	337	264	241	271
Total installierte Leistung Photovoltaik [MWp]	1'061	1'394	1'664	1'906	2'173
Energieertrag [GWh]	842	1'119	1'334	1'683	1'945

Abweichungen im Total der installierten Leistung Photovoltaik sind auf Rundungsdifferenzen zurückzuführen.

Tabelle INFRAS. Quelle: BFE 2017, 2019 Markterhebung Solarenergie.

Pro Kopf hat die Schweiz im Jahr 2018 236 kWh Solarstrom produziert.²² Dieser Wert ist im Vergleich zu Deutschland (558 kWh pro Kopf) bescheiden. Im Vergleich mit Österreich (162 kWh pro Kopf) oder Frankreich (152 kWh pro Kopf) schneidet die Schweiz hingegen deutlich besser ab.

Rolle der PV in der Energiestrategie 2050

Die Energiestrategie des Bundes sieht vor, die inländische Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) auf 4'400 GWh im Jahr 2020 bzw. auf 11'400 GWh im Jahr 2035 zu erhöhen.²³ Es gibt keine expliziten Ziele für Photovoltaik im aktuellen Energiegesetz (EnG). Das BFE schätzt das Solarstrompotenzial an Hausfassaden und Dächern auf rund 67 TWh/Jahr.²⁴ In älteren Dokumenten nennt der Bundesrat einen Zielwert von 1'260 GWh pro Jahr für das Jahr 2020.²⁵ Dieser Wert wurde bereits 2015 mit 1'550 GWh pro Jahr übertroffen.

²² Energiestiftung 2019, S. 7

²³ EnG Art. 2

²⁴ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>

²⁵ BFE 2018a, S. 4; Swissolar 2017c, S. 11

3. Konzept der Einmalvergütung

Dieses Kapitel beschreibt das Konzept der Einmalvergütung (EIV) und die wesentlichen Elemente seiner Ausgestaltung. Grundlagen bilden gesetzliche Dokumente und weitere Dokumente zur EIV (Faktenblätter des BFE etc.). Weiter wird die Beurteilung des Konzepts aus Sicht der befragten Akteure dargestellt. Die Beurteilung des Konzepts aus Sicht des Evaluations-teams folgt in Kapitel 7.

Die Ausführungen beziehen sich primär auf die EIV ab 2018. Die Konzeption der EIV zwischen 2014 bis 2017 wird ergänzend dargestellt.

3.1. Konzept der Einmalvergütung

Die wesentlichen Elemente der EIV sind im Energiegesetz (EnG) festgehalten und in der Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV) konkretisiert. Es gibt keine weiteren Konzeptdokumente.

Eckpunkte der aktuellen Regelung der EIV gemäss Energiegesetz und Energieverordnung

Das per 1.1.2018 in Kraft getretene revidierte Energiegesetz (EnG) hält fest, dass bei der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien ein Ausbau anzustreben ist. Bis zum Jahr 2035 soll die durchschnittliche inländische Produktion mindestens 11'400 GWh betragen (EnG Art. 2, Abs. 1).

Für den Ausbau der Photovoltaik (PV) sieht das EnG einen Investitionsbeitrag an PV-Anlagen mit einer Leistung unter 30 kW vor, und zwar sowohl für neue Anlagen als auch für erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen (EnG Art. 24, Abs. 1, lit. a). Der Investitionsbeitrag ist als einmalige Zahlung vorgesehen (Einmalvergütung, EnG Art. 24, Abs. 4), die höchstens 30% der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen erreichen soll (EnG Art. 25). Der Anspruch auf die EIV gilt für PV-Anlagen, die nach dem 1.1.2013 in Betrieb genommen worden sind (EnG Art. 24, Abs. 3).

Der Bundesrat hat per 1.1.2018 die Leistungsobergrenze für die Einmalvergütung erhöht (gestützt auf EnG Art. 24, Abs. 1, lit. a): PV-Anlagen bis 99.9 kWp erhalten die EIV für kleine Anlagen (KLEIV), PV-Anlagen ab 100 kWp bis 50 MWp die EIV für grosse Anlagen (GREIV). Die Einmalvergütung (EIV) wurde damit praktisch zum einzigen Fördersystem für PV-Anlagen.

Finanziert wird die EIV durch den Netzzuschlag (EnG Art. 35, Abs. 2, lit. d). Die für die Förderung verfügbaren Mittel können beschränkt werden, da das Bundesamt für Energie nötigenfalls Kontingente festlegen kann (EnG Art. 36 Abs. 3). Zudem kann der Bundesrat Wartelisten vorsehen (EnG Art. 36, Abs. 4). Die Förderung mit Einmalvergütungen endet spätestens am 1.1.2031 (EnG Art. 38).

Eckpunkte der Regelung der Einmalvergütung 2014 bis 2017

Die EIV wurde per 1.1.2014 eingeführt mit dem Ziel, die Förderung massiv zu vereinfachen und eine rasche Abwicklung der Beitragszahlung zu ermöglichen. Bis Ende 2017 war die EIV auf neue kleine Photovoltaikanlagen unter 30 kW beschränkt (EnG Art. 7a^{bis1}). Die EIV sollte – im Vergleich zur KEV und ihrer Vollkostenförderung – die finanziellen Mittel besser nutzen und so auch die Fördermenge erhöhen. Damit hätte auch die Warteliste der KEV reduziert werden sollen.²⁶

Da die Fördermittel nicht ausreichten, um die hohe Nachfrage zu decken und die KEV-Warteliste vollständig abzubauen, wurde die EIV mit dem revidierten Energiegesetz ausgebaut und kosteneffizienter und marktnäher gestaltet.²⁷

Eigenverbrauch

Eng verbunden mit der Einmalvergütung ist der Eigenverbrauch. Das EnG erlaubt es Eigentümern von PV-Anlagen, die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selber zu verbrauchen (EnG Art. 16). Diese Form von Energieverbrauch nennt sich Eigenverbrauch. Das neue EnG regelt auch «Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch» (ZEV), bei denen mehrere aneinandergrenzende Grundstücke zusammengeschlossen und gegenüber dem Energieversorger als ein Kunde auftreten können (EnG Art. 17). Ausführliche Angaben zur Regulierung des Eigenverbrauchs befinden sich im Kapitel 6.

Einbettung der Einmalvergütung in die Energiestrategie des Bundes

Die EIV ist Teil der Energiestrategie 2050 des Bundesrates. Diese sieht drei Stossrichtungen vor, darunter den Ausbau der erneuerbaren Energien durch Förderungen und einer Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen.²⁸

Zur Förderung der Solarenergie zählt – neben der EIV – vor allem auch das Einspeisevergütungssystem (EVS).²⁹ Der Hauptunterschied zwischen EIV und EVS besteht darin, dass die EIV eine einmalige Investitionshilfe darstellt, die maximal 30% der Investitionskosten von Referenzanlagen beträgt.³⁰ Das EVS hingegen vergütet die ins Netz eingespeiste Strommenge mit einem Betrag pro kWh, der im Mittel rund 80% bis 90% der Gestehungskosten abdeckt.

²⁶ Navigant 2019

²⁷ BFE: Förderung der Photovoltaik, Faktenblatt, Version 1.1 vom 20. März 2018

²⁸ BFE 2018a, S. 5. Die beiden anderen Stossrichtungen sind die Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz (bei Gebäuden, in der Mobilität etc.) und der Atomausstieg, d.h. keine neuen Rahmenbewilligungen und schrittweiser Ausstieg.

²⁹ Die Revision des Energiegesetzes per 1.1.2018 löste die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) durch das sogenannte Einspeisevergütungssystem (EVS) mit Direktvermarktung ab. Weitere Instrumente zur Förderung der erneuerbaren Energien sind die Investitionsbeiträge für Wasserkraftwerke sowie die Marktprämien für Grosswasserkraftwerke.

³⁰ <https://pronovo.ch/evs-oder-eiv/>

Finanzierung

Die Einmalvergütung wird über den Netzzuschlag finanziert (EnG Art. 35). Dieser beträgt seit 2018 maximal 2.3 Rp./kWh (EnG Art. 72 Abs. 6). Davon entfallen gemäss BFE im Jahr 2018 0.4 Rp./kWh auf die Einmalvergütung für PV-Anlagen.³¹ Der grösste Teil des Netzzuschlags fliesst mit 1.0 Rp./kWh in das EVS/KEV.³² In den Jahren 2014 bis 2017 betrug der Netzzuschlag zwischen 0.6 bis maximal 1.5 Rp./kWh.

3.2. Ausgestaltung der Einmalvergütung

Gemäss EnG Art. 29 Abs. 1 regelt der Bundesrat die Einzelheiten der EIV, u.a. das Antragsverfahren, die Ansätze für die EIV und die Überprüfung der Vergütung. Die Ausgestaltung der EIV ist in der Energieförderungsverordnung (EnFV) festgelegt. Sie unterscheidet im Art. 7 zwischen kleinen und grossen PV-Anlagen sowie zwischen angebauten, integrierten und freistehenden Anlagen. Die EIV für kleine Anlagen wird mit KLEIV, die EIV für grosse Anlagen mit GREIV abgekürzt.

³¹ Vgl. Art. 36 EnV zur Verwendung des Netzzuschlags

³² Medienmitteilung 9.11.2018: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-72851.html>

Die folgende Tabelle fasst die Ausgestaltung der EIV zusammen (EnFV Anhang 2.1):

Tabelle 4: Fördermodalitäten der Einmalvergütung

	EIV (2014 bis 2017)	KLEIV (ab 1.1.2018)	GREIV (ab 1.1.2018)
Anspruchsberechtigung Anlagen mit Leistungen von:	2 kWp bis 29.9 kWp	2 kWp bis 99.9 kWp	100 kWp bis 50 MWp
Anmeldung Einreichung des Gesuchs	vor Inbetriebnahme	nach Inbetriebnahme	vor oder nach Inbetriebnahme
Auszahlung abhängig von verfügbaren Mitteln	nach Inbetriebnahme und gemäss Warteliste ▪ Meldung der Inbetriebnahme spätestens 15 Monate nach Erhalt des positiven Bescheids	gemäss Warteliste	nach Inbetriebnahme und gemäss Warteliste ▪ Inbetriebnahme spätestens 12 Monaten nach der Zusage ▪ Meldung der Inbetriebnahme innerhalb von 3 Monaten
Wartezeit ³³	einige Monate	Wartezeit für Anlagen, die ab 2018 ihre Inbetriebnahme melden, rund 2 Jahre In der Zwischenzeit ist mit deutlich kürzeren Wartezeiten zu rechnen, für 2020 unter einem Jahr ³⁴	Wartezeit für Neuanmeldungen ab 2018 von mindestens 6 Jahren
Höhe der Vergütung	richtet sich nach dem Datum der Inbetriebnahme		
Vergütungsansätze *)	Stand 1.1.2014 **)	Stand 1.4.2019	Stand 1.4.2019
Grundbetrag:	1'400 CHF	1'400 CHF	1'400 CHF
Leistungsbetrag:			
▪ Anlagen <30 kWp	850 CHF	340 CHF/kWp	–
▪ Anlagen <100 kWp	–	300 CHF/kWp ***)	–
▪ Anlagen ≥100 kWp	–	–	300 CHF/kWp

* Angaben für angebaute und freistehende Anlagen. Angaben für integrierte Anlagen: siehe Anhang A1.

** Der Leistungsbeitrag wurde zwischen 2014 bis 2017 mehrmals gesenkt (siehe Anhang A1).

*** 300 CHF/kWp Beitrag für die Leistung über 30 kWp.

Tabelle INFRAS. Quellen: Energieförderungsverordnung (EnFV) vom 1. November 2017 (Stand am 1. Januar 2018), Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 (Stand am 1. August 2016).

Im Zusammenhang mit unseren Fragestellungen spielen das Wahlrecht, die zur Verfügung gestellten Fördermittel und die Wartelisten eine wichtige Rolle. Die beiden Aspekte werden deshalb in der Folge kurz ausgeführt:

³³ BFE 2018d

³⁴ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-76761.html>

Wahlrecht

Das Wahlrecht spielt für die Evaluation insofern eine Rolle, weil es Hinweise darauf gibt, wie viele PV-Anlagen sich noch für eine Einmalvergütung hätten entscheiden können. Es gab zwei Wahlrechte (siehe folgende Tabelle):

Das **erste Wahlrecht «EIV 2014 – 2017»** galt für PV-Anlagen auf der KEV-Warteliste mit weniger als 30 kWp. Die BetreiberInnen durften wählen zwischen,

- auf der Warteliste zu bleiben und weiter auf die KEV zu warten oder
- die EIV zu wählen.

Der Vorteil der EIV gegenüber der KEV lag darin, dass sie deutlich früher ausbezahlt und damit näher am Zeitpunkt der Investition verfügbar war. Der Nachteil bestand darin, dass die EIV eine Investitionshilfe darstellt und ca. 30% der Realisierungskosten abdeckt. Sie ist damit gegenüber der KEV finanziell unattraktiver, da die KEV eine weitgehende Vollkostendeckung darstellt. Das Wahlrecht «EIV 2014 – 2017» hatte auf den Vollzug lediglich einen «logistischen» Einfluss. Den neu dazukommenden, wechselwilligen Antragstellern wurde vorweg die EIV ausbezahlt. Das Parlament hat dieses Wahlrecht mit unterschiedlichen Investoreninteressen begründet: InvestorInnen mit knappen finanziellen Mitteln dürften eher die EIV wählen. Investoren, die eine gesicherte finanzielle Rendite vorziehen, werden eher die KEV beantragen.

Das **zweite Wahlrecht «EVS / KLEIV / GREIV 2018»** bot den AnlagebetreiberInnen eine Wahl zwischen der GREIV (und allenfalls der KLEIV) und dem Einspeisevergütungssystem (EVS).³⁵ Das Wahlrecht galt für grosse Photovoltaikanlagen (geplante oder realisierte Leistung ab 100 kW). Die AntragstellerInnen konnten sich zugunsten der GREIV, der KLEIV oder des EVS aussprechen. Mit einer Wahl der KLEIV haben sie auf die Vergütung des Leistungsbeitrags für die Leistung über 100 kW verzichtet. Das Wahlrecht «EVS / KLEIV / GREIV 2018» musste zwischen dem 01.01.2018 bis spätestens 30.06.2018 schriftlich ausgeübt werden.

³⁵ Wahlrecht gestützt auf das neue Energiegesetz (EnG) sowie die neue Energieförderungsverordnung (EnFV).

Tabelle 5: Wahlrecht

	Wahlrecht «EIV 2014 – 2017»	Wahlrecht «EVS / KLEIV / GREIV 2018»
Laufzeit	2014 - 2017	Ab 2018 - 30.6.2018
Wahlrecht	EIV oder KEV, d.h. ▪ EIV ausbezahlt bekommen ▪ oder weiter KEV-Warteliste	EVS oder GREIV / KLEIV, d.h. ▪ KLEIV / GREIV ausbezahlt bekommen ▪ oder weiter auf KEV bzw. EVS warten ³⁶
Berechtigte	KEV-AntragstellerIn mit Anlagen <30 kWp	KEV-AntragstellerIn mit einer geplanten oder realisierten Leistung ab 100 kWp ³⁷

Tabelle INFRAS. Quelle: Pronovo.

Zur Verfügung gestellte Fördermittel

Die von Swissgrid/Pronovo ausbezahlten Fördergelder sind an die vom BFE zur Verfügung gestellten Mittel gebunden. Gemäss Pronovo sind die jeweils freigegebenen Kontingente vollständig ausgeschöpft worden. In den Jahren 2015 bis 2017 hat Swissgrid jeweils rund 100 Mio. CHF für die EIV ausbezahlt.

Im Jahr 2018 hat das BFE Pronovo rund 200 Mio. CHF zur Verfügung gestellt, davon entfielen 22 Mio. CHF auf die GREIV und 178 Mio. CHF auf die KLEIV (siehe folgende Tabelle).³⁸ Per Ende 2018 hatte Pronovo die Kontingente vollumfänglich ausgeschöpft.³⁹

Das Fördervolumen lag im 2018 mit rund 200 Mio. CHF deutlich höher als in den Vorjahren. Dies ist gemäss BFE darauf zurückzuführen, dass sich die Liquidität des Netzzuschlagsfonds dank höherer Strommarktpreise verbessert hat. Im Jahr 2019 sollen insgesamt 295 Mio. CHF und im 2020 rund 330 Mio. CHF ausbezahlt werden.⁴⁰ Während die Fördervolumen für die GREIV auf über 200 Mio. angehoben werden, um die Wartefristen zu verkürzen, werden die Fördermittel für die KLEIV gesenkt. Für 2020 rechnet das BFE sowohl für die KLEIV als auch die GREIV mit einer Wartefrist von unter einem Jahr.⁴¹

³⁶ Faktisch hat das BFE kommuniziert, dass nur Anmeldungen vor dem 1.7.12 in die KEV aufgenommen werden können. Es ist also ein Pseudo-Wahlrecht für spätere Anmeldungen.

³⁷ Sofern die Anmeldung bis zum 30.06.2012 erfolgt ist.

³⁸ Siehe auch BFE 2018b

³⁹ Von den 22 Mio. CHF für die GREIV hatte Pronovo per Ende 2018 rund 10 Mio. CHF ausbezahlt. Die übrigen 12 Mio. CHF entfallen auf verpflichtete PV-Anlagen, die gemäss Anmeldedatum eine GREIV erhalten werden. Die Gesuchstellenden sind verpflichtet, diese Anlagen in 12 Monaten zu bauen, damit sie die GREIV auch tatsächlich bekommen (vgl. Tabelle 4). Bei den KLEIV-Anlagen waren Ende 2018 169 von 179 Mio. CHF effektiv ausbezahlt. Die restlichen 10 Mio. CHF waren verfügt, aber noch nicht ausbezahlt.

⁴⁰ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-76761.html>

⁴¹ Siehe Tabelle 7

Die folgende Tabelle zeigt die für die EIV zur Verfügung gestellten Fördermittel.

Tabelle 6: Fördervolumen 2014 bis 2020

[in Mio. CHF]	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
EIV	6	105	99	101			
KLEIV					179	115	115
GREIV					22	180	215
Total Fördervolumen	6	105	99	101	201	295	330
Fördervolumen kumuliert	6	111	210	311	512	807	1'137
Einnahmen aus Netzzuschlag	309	575	662	784	1'296		
Anteil Fördervolumen an Einnahmen	2%	18%	15%	13%	14%		

Tabelle INFRAS. Quellen:

Ausbezahlte Fördergelder und Einnahmen Netzzuschlag: Positionen Förderung EIV / KLEIV / GREIV und Total Betriebsertrag in den Geschäftsberichten KEV 2015 / 2016 / 2017 / 2018.⁴² Angaben für 2019 / 2020: BFE Medienmitteilung vom 22.10.2019.⁴³

Kontingent: Leistungsvereinbarungen zwischen BFE und Pronovo (nicht publiziert).

Anteil EIV an den Einnahmen: eigene Berechnungen.

Wartezeiten

Die Finanzierung der Investition spielt eine wichtige Rolle beim Entscheid über eine PV-Anlage. Mit einer zeitnah ausbezahlten EIV wollte der Gesetzgeber diese Hürde reduzieren. In den Jahren 2014 bis 2017 betrugen die Wartezeiten denn auch nur wenige Monate.

Mit dem Ausbau der EIV auf GREIV / KLEIV per Anfang 2018 sind die Wartezeiten für neu gestellte Fördergesuche deutlich angestiegen (siehe folgende Tabelle). Der Grund dafür lag darin, dass die verfügbaren Fördermittel begrenzt waren und Pronovo gemäss EnFV zuerst die alten, aus der KEV-Warteliste zur KLEIV bzw. GREIV umgeteilten Gesuche vorziehen musste.⁴⁴ Im Jahr 2019 sind die Wartezeiten wieder deutlich kürzer geworden, weil mehr Fördermittel zur Verfügung gestellt wurden.⁴⁵ Für 2020 geht das BFE von nochmals kürzeren Fristen aus (siehe folgende Tabelle).

⁴² Geschäftsberichte unter <https://pronovo.ch/de/services/berichte/#>

⁴³ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-76761.html>

⁴⁴ EnFV Art. 104, Abs. 2

⁴⁵ Medienmitteilung des BFE vom 26.3.2019 (<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74443.html>). Dank höherer Marktpreise waren die Einnahmen des Netzzuschlagsfonds im 2018 höher als erwartet. Diese Mehreinnahmen in Höhe von 30 Millionen Franken werden für den zusätzlichen Abbau der GREIV-Warteliste eingesetzt.

Tabelle 7: Wartefristen für die Auszahlung

Periode	Bedingung für die Auszahlung		Wartezeit auf Auszahlung
2014/2015	nach Inbetriebnahme der Anlage *		wenige Monate
2016	sobald die Anlage in Betrieb genommen, Swissgrid die vollständige Inbetriebnahmemeldung zugeschickt wurde und sofern die finanziellen Mittel zur Verfügung stehen **		einige Monate
2018	KLEIV	Inbetriebnahme ab 2018 gemeldet ***	mindestens 2.5 Jahre
	GREIV	Neuanmeldungen ab 2018 ***	mindestens 6 Jahre
2019	KLEIV	Inbetriebnahme ab 2019 gemeldet ****	rund 1.5 Jahre
	GREIV	Neuanmeldungen ab 2019 ****	rund 2 Jahre
2020	KLEIV	Vollständiges Gesuch bis zum 31.1.2020 eingereicht *****	unter 1 Jahr
	GREIV	Vollständiges Gesuch bis zum 31.1.220 eingereicht *****	Verfügung: in weniger als 1 Jahr

* Faktenblatt KEV für Photovoltaik-Anlagen Version 2.0 vom 5. November 2014 und Version 3.0 vom 24. März 2015.

** Faktenblatt Einmalvergütung und Eigenverbrauch für kleine Photovoltaik-Anlagen Version 4.1 vom 22. Januar 2016.

*** BFE: Förderung der Photovoltaik Faktenblatt Version 1.0 vom 2. November 2017.

**** BFE: Förderung der Photovoltaik Faktenblatt Version 1.2 vom 1. Mai 2019.

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

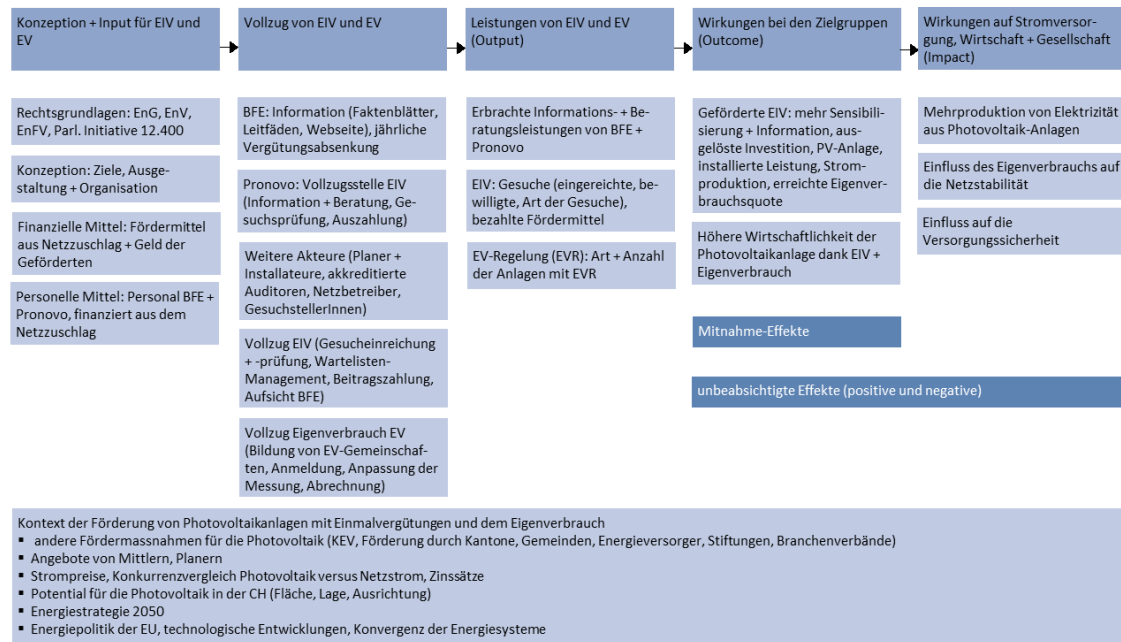
Tabelle INFRAS.

3.3. Wirkungsmodell der Einmalvergütung

Grundlagen und Wirkungsmechanismen der EIV lassen sich anhand eines Wirkungsmodells darstellen (siehe folgende Abbildung 1):

- Auf der Konzeptebene sind die rechtlichen Grundlagen der EIV abgebildet.
- Die Umsetzungsebene konkretisiert den Vollzug und die Leistungen der EIV.
- Die Outcomeebene zeigt die erwarteten Wirkungen auf die Zielgruppen.
- Auf der Impactebene sind die weitergehenden Wirkungen der EIV auf die Stromversorgung, die Wirtschaft und die Gesellschaft abgebildet.

Abbildung 5: Wirkungsmodell der Einmalvergütung EIV (inkl. Eigenverbrauch EV)



Grafik INFRAS. Quelle: eigene Darstellung.

Die verschiedenen Evaluationsgegenstände lassen sich wie folgt kurz beschreiben:

- **Konzept:** Die EIV ist ein Instrument zur Förderung von PV-Anlagen und erneuerbarem Strom.
- **Vollzug / Leistungen (Output):** Der Vollzug der EIV ist in den Rechtsgrundlagen (EnG, EnFV) geregelt. Leistungen (bzw. Outputs) des Förderprogramms EIV sind die durch Pronovo ausbezahlten EIV sowie die von BFE und Pronovo zur Verfügung gestellten Informationsprodukte zu EIV und Eigenverbrauch. Dazu zählen u.a. die Faktenblätter und der Leitfaden Eigenverbrauch.
- **Wirkungen auf die Zielgruppen (Outcome):** Zielgruppen der EIV sind private und institutionelle InvestorInnen (HauseigentümerInnen, Contractingunternehmen). Die EIV soll einen Teil der Anfangsinvestitionen einer PV-Anlage decken und damit verhindern, dass PV-Vorhaben an mangelndem Eigenkapital und/oder fehlendem Zugang zu Fremdkapital scheitern.
- **Auswirkungen auf das Energiesystem:** Mit der EIV soll die Stromproduktion mit PV-Anlagen gefördert und so ein wesentlicher Beitrag an die Ziele der Energiestrategie 2050 geleistet werden.
- **Kontextfaktoren:** Die Wirkungen der EIV werden durch diverse andere Faktoren beeinflusst (Strompreise, andere Fördermassnahmen, internationale Entwicklungen etc.).

3.4. Beurteilung des EIV-Konzepts durch die befragten Akteure

Die folgenden Ausführungen geben die Einschätzungen der InterviewpartnerInnen zum Konzept der EIV wieder. Ergänzt werden die Ausführungen mit Ergebnissen aus der Online-Umfrage.

Erläuterung zu den Ergebnissen der Online-Umfrage

Zwischen Antragstellergruppen (EIV-Gesuche vor dem 1.1.2018, Gesuche für KLEIV und GREIV seit 2018), Sprachregionen, Anlagen-Leistungskategorien und Produzentenkategorien wird nur unterschieden, wenn es wesentliche Unterschiede in den Ergebnissen gibt.⁴⁶

Ansonsten umfassen die Ergebnisse jeweils die Antworten aller Befragten mit Fördergesuchen für EIV, KLEIV und GREIV aus den Jahren 2014 bis 2018. Es sind keine Antworten von Befragten enthalten, die vor 2014 ein KEV-Gesuch für eine PV-Anlage <30 kWp bzw. vor 2018 für eine PV-Anlage von 30 kWp oder grösser eingereicht haben.⁴⁷

3.4.1. Klarheit, Konsistenz und Eignung des EIV-Konzepts

Die Beurteilung des Konzepts stützt sich vor allem darauf ab, ob die EIV verständlich und die Ziele der EIV klar sind und ob die EIV genügend auf andere (Förder-)Instrumente abgestimmt ist (Konsistenz).

Die von uns befragten InterviewpartnerInnen sehen keine grundlegenden Mängel in Bezug auf die Klarheit und die Konsistenz der EIV. Das Konzept der EIV weist nach Meinung der Experten aber sowohl konzeptionelle Stärken als auch Schwächen aus:

Aus Sicht der befragten Akteure stellt die EIV ein wichtiges Element zur Förderung der Energiewende dar. Sechs Experten begrüßen insbesondere den Ausbau der EIV auf PV-Anlagen mit einer Leistung über 30 kWp. Dies erlaube es, mit gleich vielen Mitteln mehr Anlagen zu fördern als mit der KEV. Neun InterviewpartnerInnen sehen den Hauptanreiz der EIV darin, dass sie einen finanziellen Beitrag zur Investition in eine PV-Anlage leistet und damit den Entscheid für den Bau einer PV-Anlage wesentlich beeinflusse. Positiv aus Sicht von sechs Experten sei insbesondere, dass die Unterstützung zum Zeitpunkt der Investition erfolge. Dies gelte zumindest für die Jahre 2014 bis 2017. Nach Ansicht von 14 Interviewpartnern kommt dieser Vorteil seit 2018 nicht mehr zum Tragen (siehe die nachfolgenden Ausführungen zur Investitionsunsicherheit). Neun Akteure erwähnen, dass die EIV den Eigenverbrauch fördere, indem sie einen Anreiz für einen möglichst hohen Anteil EV an der Stromproduktion setzt. Strom werde damit dort produziert, wo er auch verbraucht wird.

⁴⁶ Wesentliche Unterschiede: siehe Anhang A3

⁴⁷ Wir haben diese Gesuche ausgeschlossen, weil sich diese AntragstellerInnen für die KEV und nicht für die EIV angemeldet haben und daher ihren Entscheid nicht im Hinblick auf die EIV getroffen haben.

Eine gewichtige konzeptionelle Schwäche ist aus Sicht von 16 Interviewpartnern die Investitionsunsicherheit für Immobilieneigentümer und Bauherren. Gründe für die Unsicherheit sind die langen Wartelisten aufgrund der limitierten Fördermittel, die fehlende Zusicherung des Förderbeitrags (auch aufgrund der Erfahrungen mit der KEV) sowie die fehlende Konstanz in den Fördermodalitäten (insbesondere ändernde Vergütungsansätze). Ein Interviewpartner weist insbesondere darauf hin, dass die EIV sozusagen als Ersatz für die KEV herhalten muss. Mit dem neuen EnG ab 2018 sei die KEV (EVS) für PV-Anlagen faktisch abgeschafft worden. Damit hätte der Gesetzgeber die Spielregeln während des Spiels geändert. Für die InvestorInnen habe dies die Rentabilität der PV-Anlagen verschlechtert und zu einer starken Verunsicherung und einem Vertrauensverlust geführt. Besonders betroffen seien Anlagen gewesen, die vor Ende 2017 realisiert wurden, obschon sie noch ohne Förderzusage von Swissgrid/Pronovo auf der Warteliste standen. Diese Anlagen erhalten keine KEV, sondern nur die EIV. Bestätigt wird diese Aussage durch Kommentare in der Online-Umfrage (z.B. «Es ist sehr mühsam, wie sich der Bund verhält. Noch bei der Bewilligung meiner Anlage von 135 kWp wurde mir die KEV versprochen, danach wird das Ganze umgekrempelt und die zugesagten Gelder sind alles andere als sicher. So gewinnt man kein Vertrauen.»)⁴⁸

Neun befragte Akteure orten beim Eigenverbrauch einen Fehlanreiz: Weil der Eigenverbrauch für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage zentral sei, würden Anlagen kleiner als potenziell möglich gebaut. Eine kleinere Anlage steigere den Anteil des Eigenverbrauchs am Stromverbrauch und verbessere die Wirtschaftlichkeit. Dieser Fehlanreiz manifestiere sich vor allem bei gewerblichen Anlagen und Contracting-Anlagen; PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern seien weniger betroffen.

Eine weitere Schwäche der EIV sehen drei InterviewpartnerInnen darin, dass die EIV nicht kostendeckend ist. Sie entfalte daher weniger Anreize als die KEV. Vereinzelt wird auch die Deckelung des Netzzuschlags als Schwäche genannt, weil dadurch die EIV limitiert werde.

Vier befragte Akteure sind ausserdem der Meinung, dass die EIV zu kompliziert ist und dadurch unverhältnismässig Aufwand für Projektanten und im Vollzug verursache. Ein Interviewpartner bemängelt insbesondere die vielen Veränderungen und die vielen verschiedenen Optionen wie Wahlrechte, Leistungsverzicht, Karenzfrist, Unterscheidung «angebaut/integriert».

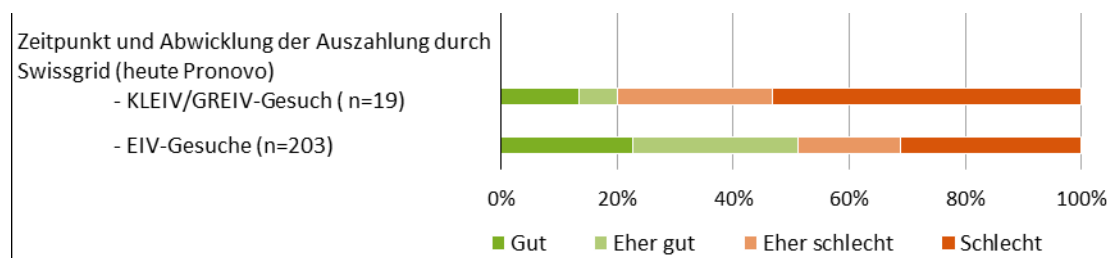
Wartefristen für die Auszahlung

Wie die Online-Umfrage zeigt, waren von den Befragten, die zwischen 2014 und 2017 die EIV beantragt haben, 50% mit dem Zeitpunkt (und der Abwicklung) der Auszahlung zufrieden. Von

⁴⁸ Verunsicherung wurde nicht explizit abgefragt. Beispiele stammen aus den Kommentaren am Ende des Online-Fragebogens.

den AntragstellerInnen, die im Jahr 2018 eine KLEIV oder GREIV beantragt haben, waren nur noch 20% zufrieden.

Abbildung 6: Beurteilung des Zeitpunkts der Auszahlung



Frage: Wie beurteilen Sie das Gesuchsverfahren für die Einmalvergütung in Bezug auf...

Antworten von Befragten mit Fördergesuchen für EIV, KLEIV und GREIV aus den Jahren 2014 bis 2018 (N=222).

«Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt je nach Frage bei 24% («Anmeldung»), 11% («Dauer») und 14% («Zeitpunkt»).

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Hinweise auf konzeptionelle Mängel finden sich auch in den Kommentaren am Ende des Online-Fragebogens. So beklagen die Teilnehmenden vor allem die langen Wartefristen bis zur Auszahlung der EIV. Ein Beispiel: «Es wäre schön, wenn die versprochene Einmalvergütung dann noch zu meiner Lebenszeit ausbezahlt wird. Warte jetzt schon seit 2 Jahren darauf!». Auch für die ExpertInnen und Marktakteure stellen die langen Wartezeiten ein Hauptproblem der EIV dar. 14 InterviewpartnerInnen bemängeln die viel zu langen Wartelisten. Das Problem mit den Wartefristen bestand vor allem im Jahr 2018. Für neue Fördergesuche im 2018 kommunizierte das BFE wieder viel längere Wartezeiten (von 2 bis 6 Jahren). Dies lag gemäss Pronovo daran, dass wegen des neuen EnG zuerst die Anmeldungen auf der Warteliste ausbezahlt werden mussten. Diese Vorgabe sei aber von der Stimmbevölkerung bei der Abstimmung im Mai 2017 nicht verstanden worden. Die Gestuchstellenden hätten dies nicht erwartet und seien deshalb verärgert gewesen. Gemäss Pronovo hat sich im 2019 gezeigt, dass der Abbau der Warteliste deutlich schneller erfolgte, so dass die Wartezeiten viel kürzer ausfielen als vom BFE ursprünglich kommuniziert.

Rechsteiner weist in seiner Studie darauf hin, dass der Netzzuschlagsfonds im Jahr 2017 166 Mio. CHF Überschuss auswies:⁴⁹ «Die Reserven im Netzzuschlagsfonds (inkl. Einnahmen-Überschuss 2018) hätten wohl sogar gereicht, um ab 2018 alle Einmalvergütungen innert Jahresfrist zu begleichen.» BFE und Pronovo entgegnen hierzu, dass die Liquiditätsplanung des

⁴⁹ Rechsteiner et al. 2018, S. 25

Netzzuschlagsfonds über Jahrzehnte läuft und so gestaltet ist, dass die Liquidität zu jedem Zeitpunkt gegeben ist, da sich der Fonds (nach aktuellem Recht) nicht verschulden darf. Die Liquidität zu einem gewissen Zeitpunkt gibt keine Auskunft über die langfristige Liquidität. Überschüssiges Geld aus einem Jahr kann nicht beliebig ausgegeben werden. Ausserdem strebt das BFE an, die Warteliste 2021 vollständig abzubauen. So wird 2020 die Wartefrist bereits weniger als ein Jahr betragen, 2021 sollte sie auf eine reine Bearbeitungsfrist schrumpfen.

Ein Interviewpartner bemängelt ausserdem die Wartelisten der EIV. Für Kleinanlagen (KLEIV) seien «solche Beschränkungen schlicht illegal».⁵⁰ Das BFE ist hier der Meinung, dass es sehr wohl eine rechtliche Grundlage dafür gibt. So steht in Art. 36 Abs. 4 EnG: «Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für das Einspeisevergütungssystem, für die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung und für die Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27 Wartelisten vorsehen.» Zudem sind die Wartelisten in der EnFV Art. 40 erwähnt: «Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aus, so werden die Projekte entsprechend dem Einreichdatum des Gesuchs in eine Warteliste aufgenommen, [...]. Die Vollzugsstelle [...] führt je eine Warteliste für die kleinen und eine für die grossen Photovoltaikanlagen».

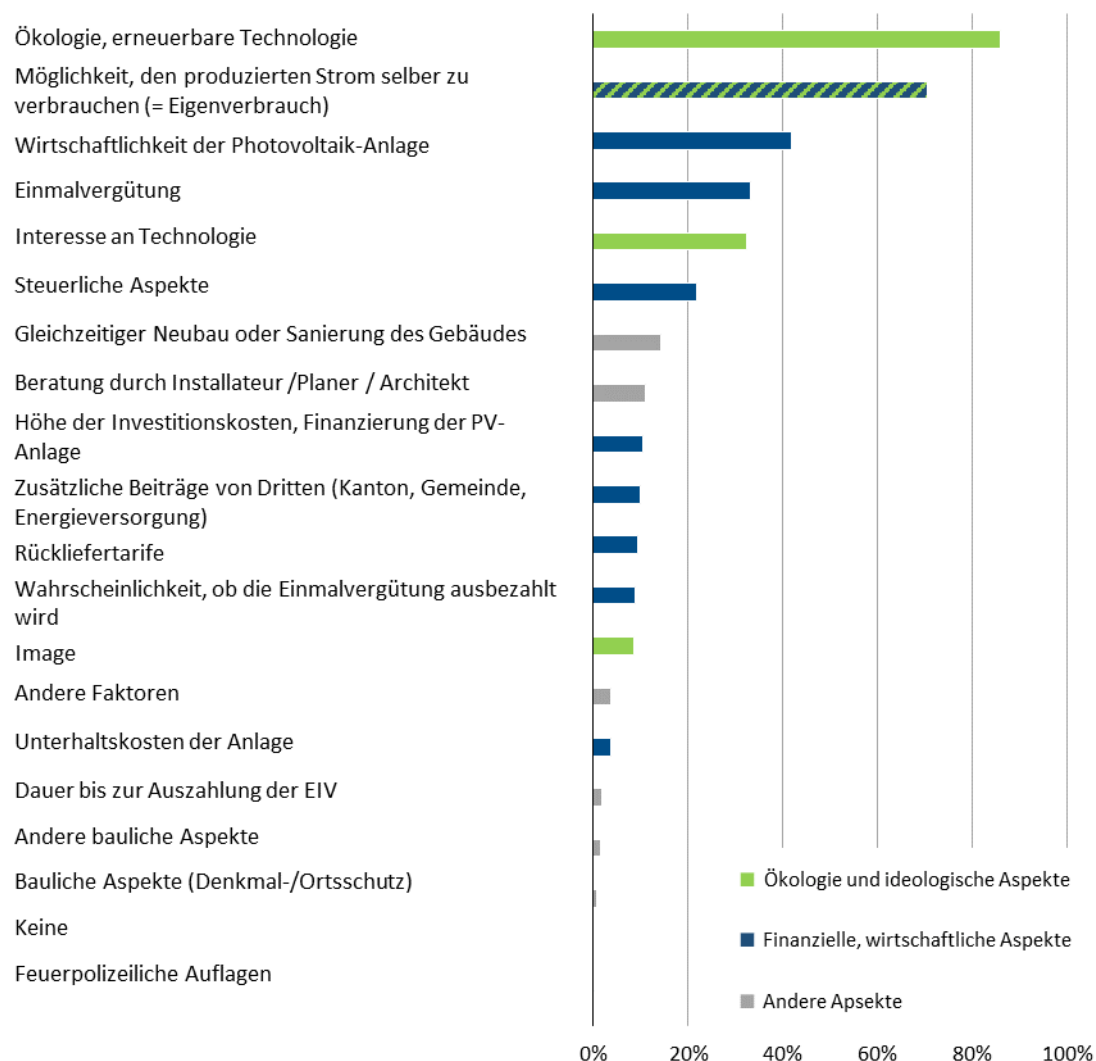
3.4.2. Hemmnisse beim Bau einer PV-Anlage

Gemäss den Ergebnissen der Online-Umfrage wird der Entscheid zum Bau einer PV-Anlage wesentlich von zwei Faktoren bestimmt: Der Möglichkeit, etwas für die Ökologie zu tun, und der Möglichkeit, den Strom selber verbrauchen zu können. Finanzielle Aspekte (Wirtschaftlichkeit, Einmalvergütung, Steuern) und Technologieaffinität spielen ebenfalls eine wichtige Rolle. Bauliche Aspekte – wie vorhandene oder neue Wärmepumpe, Minergie, elektrische Heizung, Dachsanierung etc. – und andere Faktoren – wie Elektroauto, kantonale/kommunale Auflagen etc. – sind hingegen von untergeordneter Bedeutung (siehe folgende Abbildung).

⁵⁰ Rechsteiner et al. 2018, S. 26

Abbildung 7: Wichtige Faktoren beim Entscheid für oder gegen eine PV-Anlage

Nennungen (in %)



Frage: Welche Faktoren haben eine wichtige Rolle gespielt bei Ihrem Entscheid, eine Photovoltaik-Anlage zu bauen oder nicht zu bauen?

(Mehrfachantworten, maximal 5 verschiedene Faktoren).

Antworten von Befragten mit Fördergesuchen für EIV, KLEIV und GREIV aus den Jahren 2014 bis 2018 (N=3'667).⁵¹

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Die Antworten sind, insbesondere für die drei meistgenannten Faktoren (Ökologie, Eigenverbrauch, Wirtschaftlichkeit), sehr ähnlich für alle Kategorien (EIV 2014 – 2017, KLEIV und GREIV ab 2018, Sprachregion, Produzentenkategorie). Regionale Unterschiede gibt es beim Faktor

⁵¹ Mit Einbezug der KEV-Gesuche, die zu KLEIV / GREIV umgeteilt wurden, würde das Bild nur geringfügig ändern.

«zusätzliche Beiträge von Dritten (Kanton, Gemeinde, Energieversorgung)». Diesen Faktor haben befragte Privatpersonen im Tessin überproportional häufig genannt. Privatpersonen und vor allem solche aus der französischen Schweiz haben ausserdem «steuerliche Aspekte» und die «Wahrscheinlichkeit, ob die Einmalvergütung ausbezahlt wird» überproportional häufig als wichtig bezeichnet.

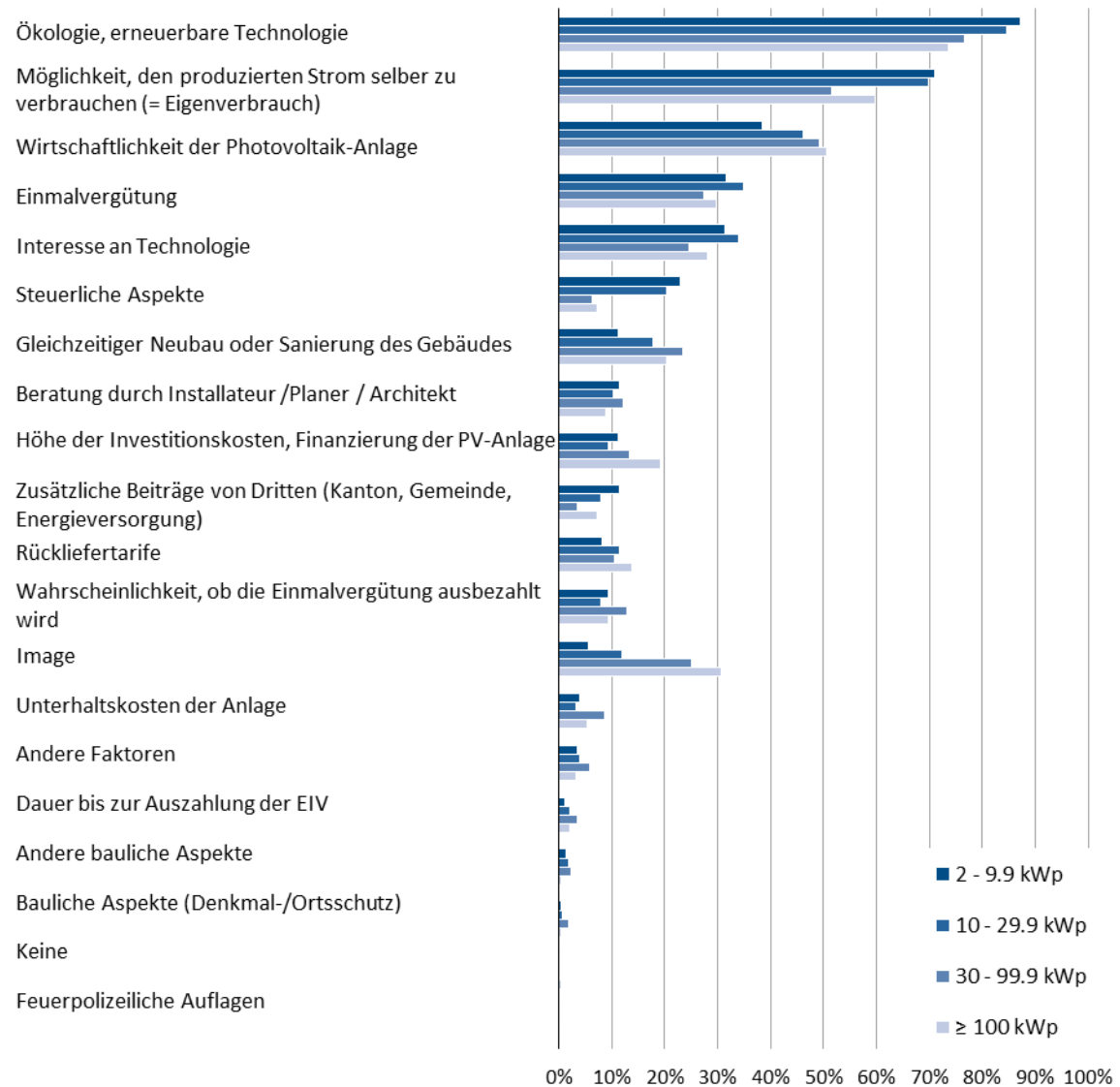
Weitere Unterschiede gibt es in Bezug auf die Grösse der Anlagen (siehe folgende Abbildung), wobei die Unterschiede grundsätzlich gering sind.⁵²

- Für Gesuchstellende mit Anlagen ab 100 kWp (GREIV) sind die Faktoren «Image» und «Höhe der Investitionskosten, Finanzierung der PV-Anlage» wichtiger als für Gesuchstellende mit kleineren Anlagen unter 30 kWp.
- Den Gesuchstellenden mit Anlagen unter 30 kWp sind dafür die Faktoren Ökologie, Eigenverbrauch und steuerliche Aspekte wichtiger als denjenigen mit grossen Anlagen ab 100 kWp.
- Schliesslich ist die Wirtschaftlichkeit für Gesuchstellende mit Anlagen ab 30 kWp wichtiger als für Gesuchstellende mit ganz kleinen Anlagen unter 10 kWp.

⁵² Siehe Anhang A3, Abschnitt Fehlerspanne

Abbildung 8: Wichtige Faktoren beim Entscheid für oder gegen eine PV-Anlage (nach Leistungsklassen)

Nennungen (in %, innerhalb der 4 Anlagengrössenkategorien)



Frage: Welche Faktoren haben eine wichtige Rolle gespielt bei Ihrem Entscheid, eine Photovoltaik-Anlage zu bauen oder nicht zu bauen?

(Mehrfachantworten, maximal 5 verschiedene Faktoren).

Antworten von Befragten mit Fördergesuchen für KEV, EIV, KLEIV und GREIV aus den Jahren 2014 bis 2018 (N=3'977)

2 - 9.9 kWp (N=2'086), 10 - 29.9 kWp (N=1'538), 30 - 99.9 kWp (N=171), ≥ 100 kWp (N=182).

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Die folgende Abbildung zeigt, inwieweit die wichtigen Faktoren den Entscheid eher positiv oder eher negativ beeinflusst haben. Die als wichtig identifizierten Faktoren wie Ökologie und Eigenverbrauch haben den Entscheid für eine PV-Anlage praktisch bei allen Befragten positiv beeinflusst.

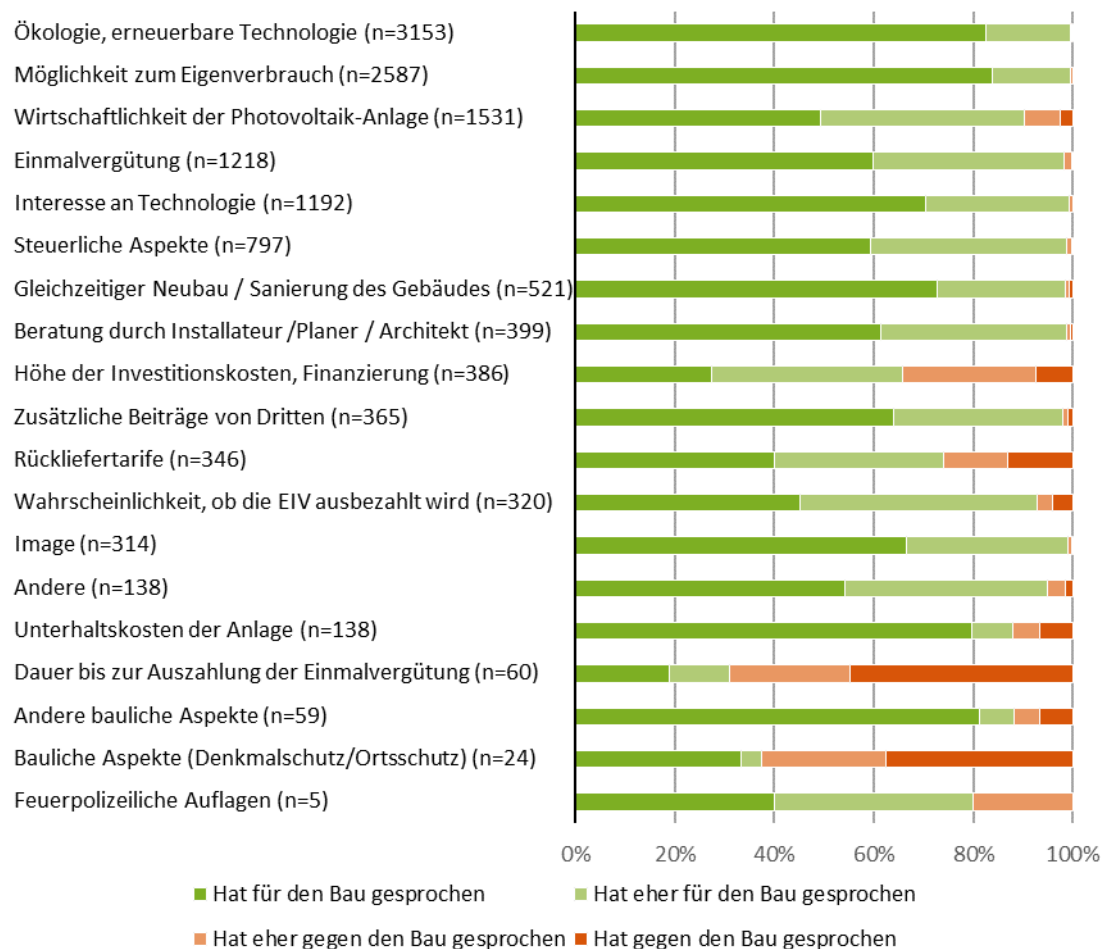
Hindernisse sehen die Teilnehmenden an der Online-Umfrage vor allem bei den finanziellen Faktoren: Von den rund 40% der Befragten, die die Wirtschaftlichkeit als einen der wichtigsten Faktoren bezeichnet haben, sehen sie knapp 10% als Hindernis beim Entscheid für eine PV-Anlage. Von den je ca. 10% Befragten, die Investitionskosten und Rückliefertarife als wichtige Faktoren eingestuft haben, haben ca. 35% die Investitionskosten und 25% die Rückliefertarife als Hindernisse bezeichnet. Die Dauer bis zur Auszahlung der EIV und Auflagen von Denkmalschutz und Ortsschutz haben jeweils sogar über 60% der Befragten als Hindernis bezeichnet. Dieses Ergebnis deckt sich einigermassen mit der Beurteilung von Zeitpunkt und Abwicklung der Auszahlung (vgl. Abbildung 6), die 50% der Befragten als schlecht oder eher schlecht bezeichnen. Die Dauer bis zur Auszahlung haben allerdings nur knapp 2% der Befragten überhaupt als wichtigen Faktor bezeichnet. Bauliche Aspekte wie Denkmalschutz und Ortsschutz sind sogar nur für ca. 1% der Befragten wichtig. Die Wirtschaftlichkeit haben hingegen 40% der Befragten als wichtigen Faktor angegeben, Investitionskosten und Rückliefertarife haben immerhin noch bei 10% der Befragten eine Rolle gespielt.

Die Antworten sind praktisch identisch für alle PV-Anlagen, unabhängig davon, ob sie in die Kategorie EIV (2014 bis 2017) oder in die Kategorien KLEIV und GREIV (ab 2018) fallen.

Die Reihenfolge der folgenden Tabelle richtet sich nach der Anzahl Nennungen, d.h. die am häufigsten genannten Faktoren stehen zuoberst. Um diese Aussage nicht zu verzerren, verzichten wir darauf, die Faktoren thematisch zu gruppieren (bspw. finanzielle oder ökologische Faktoren).

Abbildung 9: Wichtige Faktoren beim Entscheid für oder gegen den Bau einer PV-Anlage

Nennungen (in %)



Frage: Sie haben folgende Faktoren als wichtig angegeben. Haben diese Faktoren eher für oder gegen den Bau einer Photovoltaik-Anlage gesprochen?

Die Befragten mussten alle von ihnen als wichtig eingestuft Faktoren beurteilen.

Antworten von Befragten mit Fördergesuchen für EIV, KLEIV und GREIV aus den Jahren 2014 bis 2018 (N=3'667).

«Weiss nicht»-Antworten sind nicht dargestellt, denn ihr Anteil liegt im Mittel bei nur 1%.

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Die in den Interviews befragten ExpertInnen haben grösstenteils ähnliche Faktoren als Hindernisse beim Bau von PV-Anlagen genannt, insbesondere Unsicherheiten infolge der Wartefristen, administrative Hürden, die komplexe Regelung des Eigenverbrauchs und die unvorhersehbare Entwicklung der Rückliefertarife. Gemäss Pronovo haben Gesuchstellende vielfach vorgebracht, dass die Unsicherheiten auch dadurch ausgelöst wurden, dass «die Spielregeln während des Spiels» geändert haben: Rückwirkend wurden bestehende KEV-Anträge, teils für

schon realisierte Anlagen, nur noch zu KLEIV / GREIV zugelassen. Dieses Vorgehen des Gesetzgebers sei unerwartet gekommen und für Schweizer Verhältnisse eher unüblich. Aus den erhaltenen Rückmeldungen schliesst Pronovo ausserdem, dass die tiefen und uneinheitlichen Rückliefertarife eine deutlich grössere Rolle spielen als dies die Befragung ergeben habe.

Ein Hindernis, das viele Befragte erst nach dem Bau der PV-Anlage realisiert haben, sind die steuerlichen Folgen einer PV-Anlage. Die Online-Umfrage ergab rund 40 Kommentare zu diesem Thema. 26 Befragte bemängeln, dass die EIV bzw. die Erträge aus den Rückliefertarifen als steuerbares Einkommen gelten. Acht Befragte kritisieren, dass sich der Eigenmietwert wegen der EIV erhöht hat. Schliesslich bemängeln sechs Befragte, dass die Installationskosten steuerlich nicht abzugsfähig sind.

Exkurs: Steuerliche Behandlung von Investitionen in PV-Anlagen⁵³

Die Investitionskosten in eine Photovoltaikanlage können in allen Kantonen – ausser Luzern und Graubünden – einmalig von der Einkommenssteuer abgezogen werden. Die Kosten einer KEV-Anlage können dabei vollumfänglich in Abzug gebracht werden, während die Einmalvergütung in der Regel als Investitionsminderung gilt, wodurch die Höhe des Abzugs um rund 30% tiefer ausfällt. Ein Abzug ist nur bei bestehenden Bauten möglich. Bei Neubauten (normalerweise jünger als fünf Jahre) kann kein Abzug geltend gemacht werden, weil Investitionen dann keinen Unterhalt darstellen, sondern ein Teil der Baukosten sind.

Die Einmalvergütung kann auch besteuert werden, wenn sie in einem anderen Jahr ausbezahlt wird, als die Investitionskosten in Abzug gebracht werden.

Der Eigenverbrauch ist in der Regel nicht steuerpflichtig. Der Erlös aus der zurückgelieferten Energie wird hingegen besteuert.

3.4.3. Delegation administrativer Aufgaben vor dem Bau der PV-Anlage

HauseigentümerInnen, die sich für den Bau einer PV-Anlage entschieden haben, müssen ihre Anlage bei den zuständigen Behörden anmelden bzw. eine Bewilligung beim Verteilnetzbetreiber und bei Bedarf beim Eidgenössischen Starkstrominspektorat (ESTI)⁵⁴ einholen. In der Regel ziehen HauseigentümerInnen für den Bau einer PV-Anlage eine spezialisierte Installationsfirma bei. Wie die Umfrage zeigt, haben nur je etwa 20% der Befragten die wichtigsten administrativen Aufgaben selber erledigt. Rund die Hälfte der Befragten hat keine der administrativen Aufgaben selber übernommen.

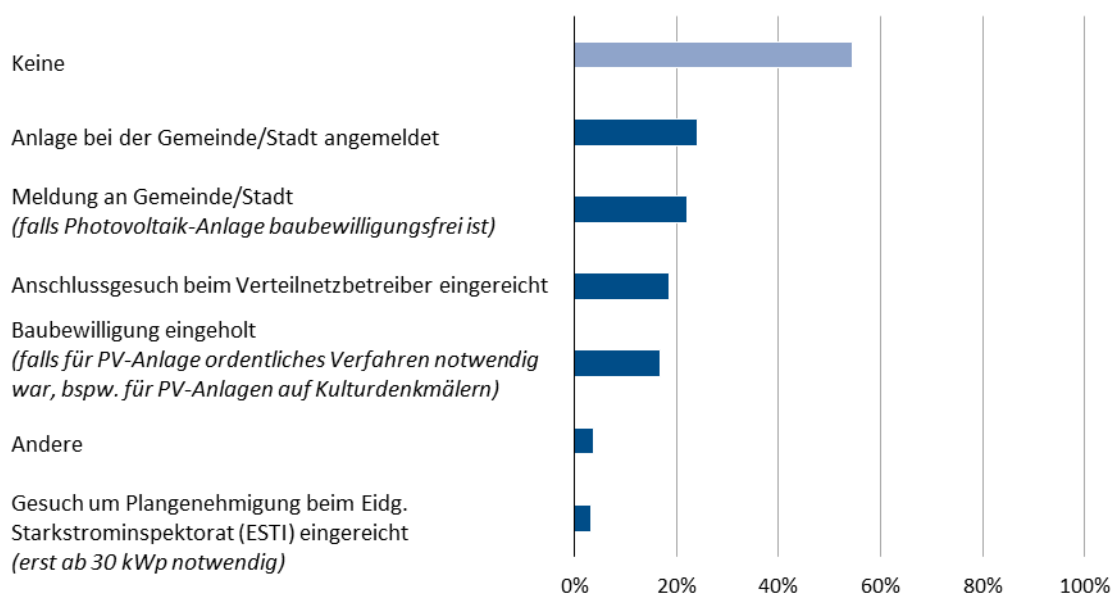
⁵³ Swissolar 2015

⁵⁴ Das ESTI ist die Aufsichts- und Kontrollbehörde für jene elektrischen Anlagen, die nicht dem Bundesamt für Verkehr BAV unterstehen. Dazu gehören Hochspannungsanlagen, Niederspannungsinstallationen und Schwachstromanlagen. Das ESTI sorgt dafür, dass diese Anlagen sicher und umweltgerecht geplant, erstellt und gewartet werden.

Andere administrative Aufgaben spielen eine untergeordnete Rolle, genannt wurden bspw. die Anmeldung bei der Gebäudeversicherung, die Organisation der Finanzierung (z.B. Kreditantrag), die Meldung beim Kanton, die Information der Nachbarn, die Einholung des Einverständnisses.

Abbildung 10: Selbst erledigte administrative Arbeiten beim Bau der PV-Anlage

Nennungen (in %)



Frage: Welche der folgenden administrativen Arbeiten haben Sie beim Bau der Photovoltaik-Anlage selber erledigt?
(Mehrfachantworten)

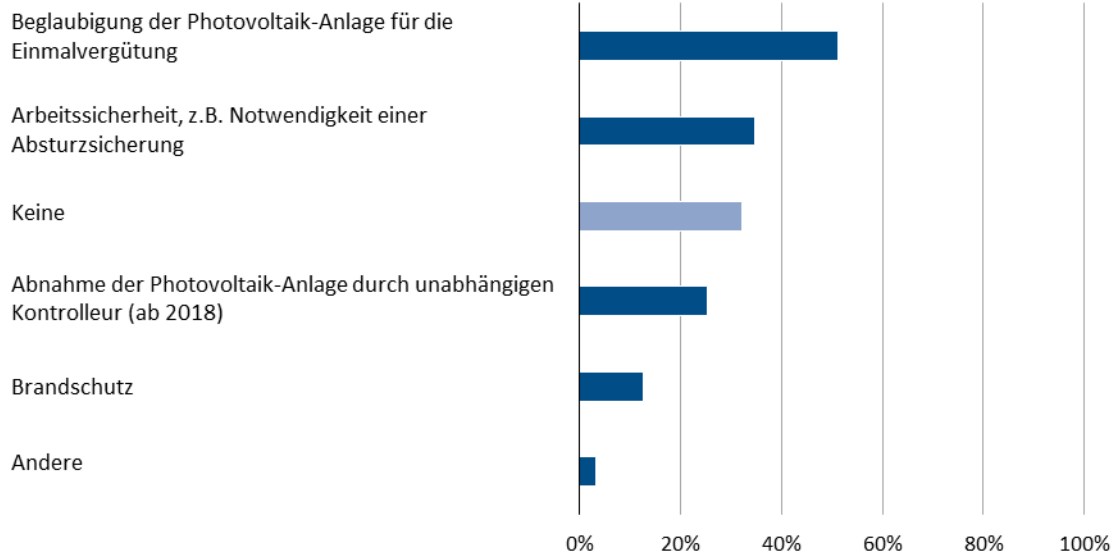
Antworten von Befragten, die mindestens eine PV-Anlage besitzen und in den Jahren 2014 bis 2018 ein Fördergesuch für EIV, KLEIV oder GREIV gestellt haben (N=3'565).

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

In der Bauphase gibt es ebenfalls einige Anforderungen zu erfüllen. Bei einem Drittel der Befragten spielten diese Anforderungen keine Rolle. Bei 40% der Befragten war hingegen die Beglaubigung der PV-Anlage wichtig. Anforderungen an die Arbeitssicherheit und die Abnahme der PV-Anlage durch einen unabhängigen Kontrolleur beschäftigten je ca. 30% der Befragten. Andere Anforderungen – genannt wurden u.a. Dachabdichtung, Ästhetik, Nachbarschaft, Blitzschutz – scheinen nicht relevant zu sein.

Abbildung 11: Wichtige Aufgaben beim Bau einer PV-Anlage

Nennungen (in %)



Frage: Welche der folgenden Aufgaben haben beim Bau Ihrer Photovoltaik-Anlage eine wichtige Rolle gespielt?
(Mehrfachantworten möglich).

Antworten von Befragten, die mindestens eine PV-Anlage besitzen und in den Jahren 2014 bis 2018 ein Fördergesuch für EIV, KLEIV oder GREIV gestellt haben (N=3'565).

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Die Mehrheit der Befragten konnten diese Aufgaben und Anforderungen ohne grössere Probleme erfüllen (siehe folgende Abbildung). Rund 20% bis 35% der Befragten, die diese Aufgaben selber erledigten, hatten grössere Probleme mit dem Anschlussgesuch beim Verteilnetzbetreiber und dem Gesuch beim ESTI.

Abbildung 12: Beurteilung der Aufgaben und Arbeiten beim Bau einer PV-Anlage

Nennungen (in %)

Selber erledigte administrative Arbeiten:

Anlage bei der Gemeinde/Stadt angemeldet (n=861)

Meldung an Gemeinde/Stadt (falls baubewilligungsfrei) (n=793)

Anschlussgesuch beim Verteilnetzbetreiber eingereicht (n=662)

Baubewilligung eingeholt (falls ordentliches Verfahren notwendig, bspw. für Photovoltaik-Anlagen auf Kulturdenkmälern) (n=604)

Andere administrative Arbeiten erledigt (n=139)

Gesuch um Plangenehmigung beim Eidg. Starkstrominspektorat ESTI eingereicht (erst ab 30 kWp notwendig) (n=115)

Aufgaben die wichtige Rolle spielen:

Beglaubigung der PV-Anlage für die Einmalvergütung (n=1834)

Arbeitssicherheit, z.B. Notwendigkeit einer Absturzsicherung (n=1242)

Abnahme der Photovoltaik-Anlage durch unabhängigen Kontrolleur (ab 2018) (n=911)

Brandschutz (n=452)

Andere Aufgaben spielten wichtige Rolle (n=117)

■ Unproblematisch

■ Eher problematisch (aufwendig)

■ Eher unproblematisch

■ Problematisch (sehr aufwendig)

Frage: Sie haben folgende Aufgaben selber erledigt oder als wichtig bezeichnet. Wie haben Sie diese Aufgaben wahrgenommen?

Die Befragten mussten jede als selber erledigte Aufgabe/Arbeit beurteilen.

Antworten von Befragten, die mindestens eine PV-Anlage besitzen und in den Jahren 2014 bis 2018 ein Fördergesuch für EIV, KLEIV oder GREIV gestellt haben (N=3'565).

«Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt im Mittel bei 4%.

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

3.4.4. Verbesserungspotenzial beim Konzept

Grundsätzlich sind sich die InterviewpartnerInnen einig, dass die Photovoltaik ein wichtiges Element der Energiewende darstellt. Sinkende Modulpreise, das positive Image der Photovoltaik

und Vorschriften wie MuKE und Minergie würden den Bau von PV-Anlagen fördern. Im Vergleich zum Ausland komme der Ausbau in der Schweiz aber nur langsam voran. Drei InterviewpartnerInnen bezweifeln, dass die Ausbauziele gemäss EnG mit den aktuellen Zubauraten erreicht werden können.

Aus Sicht der ExpertInnen drängen sich deshalb beim Konzept der EIV folgende Verbesserungen auf:

- Kürzere Wartezeiten würden 15 befragte Akteure gutheissen.
- Fünf Akteure fordern eine Zusicherung der finanziellen Unterstützung, um die Investitionssicherheit zu gewährleisten.
- Eine Person schlägt vor, die Fördermittel abhängig von der Zielerreichung der Energiestrategie 2050 festzulegen. Werden die Ausbauziele gemäss EnG nicht erreicht, würde der Netzzuschlag und damit auch die Mittel für die EIV steigen.
- Vier Akteure würden die EIV vereinfachen. Anstelle von differenzierten Vergütungen schlagen zwei ExpertInnen eine einzige EIV vor, die – unabhängig vom Anlagentyp – als prozentualer Anteil der Anlagekosten festgelegt wäre.
- Ein Akteur empfiehlt dezidiert, bei zukünftigen konzeptionellen Anpassungen auf Wahlrechte und sonstige verkomplizierende Optionen zu verzichten.
- Ein weiterer Akteur sieht zusätzlichen Handlungsbedarf wegen der uneinheitlichen Anwendungspraxis bei Baubewilligungen durch die Gemeinden. Hier brauche es klarere Leitlinien von Bund und Kantonen.
- In der Diskussion mit der Begleitgruppe ist auch der Wunsch aufgekommen, dass das BFE potenzielle InvestorInnen möglichst frühzeitig über wesentliche Veränderungen im EIV-System informieren sollte, z. B. wenn sich eine Verkürzung der Wartefristen abzeichnet. Gemäss dem BFE werden Senkungen der Vergütungsansätze in der Zwischenzeit sechs Monate im Voraus angekündigt.

4. Vollzug und Leistungen der Einmalvergütung

Dieses Kapitel beschreibt den Vollzug, die Finanzierung der EIV und die Festsetzung der Vergütungsansätze sowie die Informations- und Beratungsleistungen zur EIV. Grundlagen bilden Dokumente und Angaben der Vollzugsbehörden in den Experteninterviews. Weiter wird die Beurteilung des Konzepts aus Sicht der befragten Akteure dargestellt. Die Beurteilung des Konzepts aus Sicht des Evaluationsteams folgt in Kapitel 7.

Die Ausführungen beziehen sich primär auf die EIV ab 2018. Der Vollzug zwischen 2014 bis 2017 wird ergänzend dargestellt.

Erläuterung zu den Ergebnissen der Online-Umfrage

Zwischen Antragstellergruppen (EIV-Gesuche vor dem 1.1.2018, Gesuche für KLEIV und GREIV seit 2018), Sprachregionen, Anlagen-Leistungskategorien und Produzentenkategorien wird nachfolgend nur unterschieden, wenn es wesentliche Unterschiede in den Ergebnissen gibt.

Ansonsten umfassen die Ergebnisse jeweils die Antworten aller Befragten mit Fördergesuchen für EIV, KLEIV und GREIV aus den Jahren 2014 bis 2018. Es sind keine Antworten von Befragten enthalten, die vor 2014 ein KEV-Gesuch für eine PV-Anlage <30 kWp bzw. vor 2018 für eine PV-Anlage von 30 kWp oder grösser eingereicht haben.⁵⁵

4.1. Vollzug der Einmalvergütung

Für den Vollzug der EIV ist seit dem 1.1.2018 die Firma Pronovo zuständig. Es handelt sich dabei um eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid. Bis Ende 2017 war Swissgrid für den Vollzug der EIV zuständig. Die Aufgaben von Pronovo sind in einem Leistungsauftrag zwischen dem BFE und Pronovo festgelegt. Leistungsauftrag, Budget und Abrechnung sind in der Energieverordnung (EnV) Art. 72 bis 77 geregelt. Im Leistungsauftrag festgehalten sind u.a. die verfügbaren Fördermittel (Kontingente), die erwarteten Leistungen und das Vollzugskostenbudget.

Das Gesuchsverfahren

Die Gesuche für eine Einmalvergütung sind bei der Vollzugsstelle einzureichen. Bis Ende 2017 hatte Swissgrid die Aufgaben der Vollzugsstelle inne, seit 1.1.2018 obliegt der Vollzug der Firma Pronovo.⁵⁶ Dem Gesuch mit den Angaben zur Anlage ist eine Beglaubigung der Anlagedaten

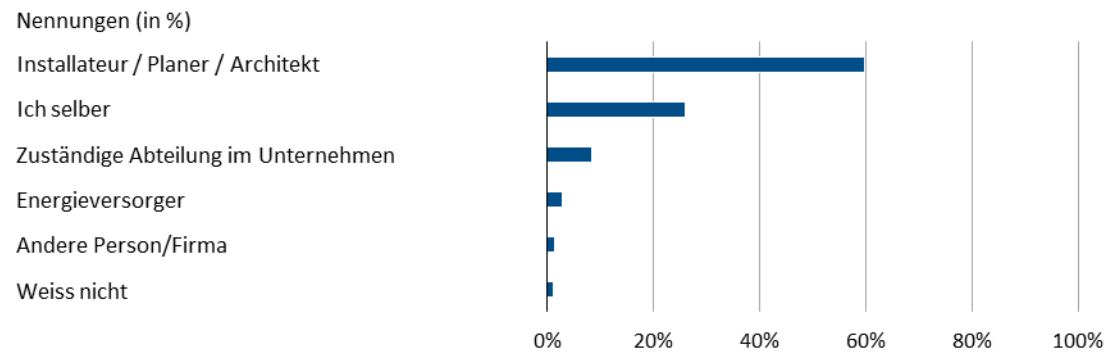
⁵⁵ Wir haben diese Gesuche ausgeschlossen, weil sich diese AntragstellerInnen für die KEV und nicht für die EIV angemeldet haben und daher vom Vollzug für die EIV nicht betroffen waren.

⁵⁶ Pronovo ist eine Tochtergesellschaft von Swissgrid. Die Mitarbeitenden sind praktisch unverändert von Swissgrid auf Pronovo übergegangen. <https://pronovo.ch/de/foerdermittel/einmalverguetung-eiv/>

beizulegen (EnFV Anhang 2.1, Ziff. 3 und 4).⁵⁷ Dies gilt für KLEIV-Anträge, die bei Gesuchseingabe bereits in Betrieb genommen sein müssen. GREIV-Anlagen benötigen für die Anmeldung noch keine Beglaubigung. Diese muss erst nach der Inbetriebnahme eingereicht werden.

Die Ergebnisse der Online-Umfrage zeigen, dass rund 60% der Befragten ihr Gesuch über ein Installations-, Planungs- oder Architekturbüro haben einreichen lassen (italienischsprachige Befragte: 65%). Rund ein Drittel der Befragten, bei denen es sich fast ausschliesslich um private HausbesitzerInnen und Unternehmen handelt, hat die Anlage selber bei Swissgrid (heute Pronovo) angemeldet. Energieversorgungsunternehmen spielen bei der Gesuchseingabe eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 13: Delegation der Gesuchseingabe



Frage: Wer hat das Gesuch für die Einmalvergütung bei Swissgrid (heute Pronovo) eingereicht?

Antworten von Befragten mit Fördergesuchen für EIV, KLEIV und GREIV aus den Jahren 2014 bis 2018 (N=3'582).

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Mit dem Ausbau der EIV auf KLEIV und GREIV per Anfang 2018 ist der Anteil der Gesuche über Installations-, Planungs- oder Architekturbüro von 60% auf 65% gestiegen. Dafür ist der Anteil der Gesuche von Anlagebesitzern von 25% auf 15% gesunken.

Die Gesuchsbearbeitung⁵⁸

Bei Pronovo eintreffende Gesuche werden als erstes in deren Datenbank importiert. Die Gesuchsbearbeitung umfasst anschliessend folgende Schritte:

⁵⁷ Die Beglaubigung besteht aus einem Formular.

⁵⁸ Gemäss der Beschreibung in Pronovo Change Request Dokumenten CR_GREIV und CR_KLEIV.

Tabelle 8: Gesuchsbearbeitung

KLEIV	GREIV
Generelle Prüfung der Förderwürdigkeit ▪ Anlagenleistung ▪ Inbetriebnahmedatum ▪ Vollständigkeit der Unterlagen	Gesuch prüfen: ▪ Anlagenleistung über 100 kWp ▪ Vollständigkeit der Unterlagen ▪ Neuanlage
Zuweisung des Gesuchs auf die Warteliste nach Einreichtdatum des vollständigen Gesuchs nach Inbetriebnahme	Zuweisung des Gesuchs auf Warteliste nach Einreichtdatum des Gesuchs
	Noch nicht realisierte Anlagen: Zusicherung nach dem Grundsatz: ▪ AntragstellerInnen haben ein Jahr Zeit, die Anlage zu realisieren ▪ AntragstellerIn reicht nach der Inbetriebnahme alle Dokumente ein
Inhaltliche Prüfung der eingereichten Unterlagen: ▪ Beglaubigung, ▪ Abnahmeprotokoll, ▪ korrekte Anlagenkategorie, ▪ Bilddokumentation bei integrierten Anlagen ▪ Bankverbindung	Inhaltliche Prüfung ▪ wie bei KLEIV ▪ zusätzlich allfällige Änderungen gegenüber dem vormaligen Gesuch
	Bereits realisierte Anlagen: Inhaltliche Prüfung: ▪ wie bei KLEIV ▪ zusätzlich allfällige Änderungen gegenüber dem vormaligen Gesuch
Auszahlungsverfügung (falls alle Unterlagen komplett sind)	
Auszahlung 30 Tage später (falls keine Einsprache)	

Tabelle INFRAS. Quelle: Pronovo.

Wer eine Verfügung von Pronovo zur Einmalvergütung erhält, kann dagegen bei Pronovo Einsprache erheben und gegebenenfalls weitere Belege nachreichen (Bilder, Belege zur Anlagenkategorie, Leistung, Tarife etc.). Pronovo prüft die Einsprache und die Belege und teilt das Resultat der AntragstellerIn in Form eines Einspracheentscheids mit. Je nach Einspracheentscheid sind vier Ausgänge möglich:

- Erfolgreiche Einsprache und Korrektur der Verfügung durch Pronovo.
- Abgewiesene Einsprache und AntragstellerIn anerkennt die Verfügung in der ursprünglichen Form.
- Abgewiesene Einsprache und AntragstellerIn verzichtet komplett auf die Förderung durch Pronovo (Rückzug des Förderantrags).
- Abgewiesene Einsprache und AntragstellerIn reicht Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht ein (Weiterzug bis zum Bundesgericht möglich).

Die Gesuchstellenden werden im Laufe des Gesuchsprozesses wie folgt informiert:

- Bei der Online-Anmeldung erhalten die Gesuchstellenden erstmalig eine Mail von Pronovo mit der erfassten Anmeldung (PDF-Format) und den Angaben zum weiteren Ablauf.
- Sobald die Anmeldung bei Pronovo per Post eintrifft, wird erneut eine Bestätigungsmail versendet mit der Angabe, dass die Anmeldung bei Pronovo eingetroffen ist und die Bearbeitungszeit ca. zwölf Wochen dauert. Dies erfolgt nur bei vollständigen Gesuchen; bei fehlenden Unterlagen wird die Anmeldung zurückgewiesen (ca. 5%) bzw. es werden Unterlagen nachgefordert (ca. 95%). Nachgefordert werden Unterlagen für Gesuche, die nur teilweise fehlerhaft sind und für welche die fehlenden Unterlagen einfach per Mail nachgeliefert werden können.
- Als nächstes wird die Anlage bei Pronovo erfasst und die AnlagebetreiberInnen erhalten einen Wartelistenbrief. Danach ist die Anlage in der Warteliste aufgenommen.

Im Jahr 2018 erfolgten jeweils nur die ersten zwei Schritte. Die AnlagebetreiberInnen erhielten eine Bestätigung, dass ihre Anmeldung erfolgreich übermittelt wurde. Sobald sie Pronovo das Gesuch per Post zustellten, erfolgte eine Bestätigung des Eingangs. Für 2018 sind die Wartelistenbriefe in Kampagnen mit Serienbrief verschickt worden.

Vollzugskosten der Einmalvergütung

Die Vollzugskosten von Pronovo für die EIV belaufen sich gemäss Leistungsvereinbarung im Jahr 2018 auf 3.1 Mio. CHF. Davon entfallen 1.8 Mio. auf das Personal, 0.6 Mio. auf Leistungen Dritter und 0.7 Mio. CHF auf sonstigen Betriebsaufwand.

Eine Leistungsvereinbarung zwischen Pronovo und dem BFE gibt es erst seit 2018. Davor wurden gemäss Auskunft des BFE lediglich jährlich die Vollzugskosten von Swissgrid festgelegt. Der Anstieg von 2016 auf 2017 ist laut BFE hauptsächlich mit der höheren Anzahl Gesuche zu erklären.

Zu den Vollzugskosten des BFE existieren keine öffentlichen Informationen. Navigant Energy (2019) gibt an, dass die für den Vollzug der EIV aufgewendeten Kosten des BFE nicht gesondert ausgewiesen, sondern unter dem Kostenpunkt «KEV/MKF» zusammengefasst sind.⁵⁹ Der Anteil der Verwaltungskosten an diesen Kosten liege laut Schätzung des BFE bei ca. 10%.

Als groben Richtwert für die Effizienz des Vollzugs lassen sich die Kosten pro Bescheid heranziehen. Der Vollzugaufwand wird im Wesentlichen durch die Zahl der Wartelistebescheide und die Auszahlungen bestimmt. Die Berechnungen zeigen, dass sowohl 2014 als 2018 deutlich weniger Prozessschritte ausgeführt wurden und daher die Kosten pro Bescheid höher lagen. Gemäss Pronovo ist dies auf die speziellen Umstände in diesen beiden Jahren zurückzuführen. Im Jahr 2014 musste Swissgrid zuerst die Prozesse neu etablieren und das System anpassen. Es

⁵⁹ Navigant Energy 2019, S. 33, MKF: Mehrkostenfinanzierung

gab nur wenige EIV-Auszahlungen. Bei der Umsetzung des neuen EnG im Jahr 2018 musste Pronovo einen Teil der Ressourcen für Kundenberatung und Informationskampagnen einsetzen, um die AntragstellerInnen über das Wahlrecht, die Optionen etc. zu informieren. Hinzu kam, dass gemäss Pronovo nur wenige Anlagen in die Förderung aufgenommen wurden. Dabei handelte es sich um ältere Anträge von der Warteliste. Diese zeichneten sich durch hohe Vergütungsansätze und gleichzeitig einen höheren Aufwand für die Dossierbearbeitung aus.

Tabelle 9: Vollzugskosten für die EIV von 2014 bis 2018

	2014	2015	2016	2017	2018
Vollzugskosten Swissgrid/Pronovo ([kCHF]) ⁶⁰	1'960	2'210	2'230	2'660	2'860
Anzahl Bescheide und Auszahlungen	11'800	23'900	22'800	27'600	14'500
Kosten pro Bescheid [CHF/Stück]	165	90	100	95	195

Tabelle INFRAS. Quellen:

Vollzugskosten Swissgrid 2014 - 2017: Pronovo.

Vollzugskosten Pronovo: Leistungsvereinbarung 2018 zwischen BFE und Pronovo (Vollzugskostenbudget vor Verrechnung HKN).

Kosten pro Bescheid: eigene Berechnung (gerundet).

4.2. Höhe der Einmalvergütung

Die Ansätze für die EIV sind in der EnFV im Anhang 2.1 aufgeführt. Sie werden vom Bundesrat festgelegt (EnG Art. 25) und jährlich vom eidgenössischen Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) überprüft (EnFV Art. 38, Abs. 2). Gemäss EnG soll die EIV höchstens 30% der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen betragen (EnG Art. 25). Dies bedeutet, dass der Bundesrat die Ansätze grundsätzlich frei zwischen 0% und 30% festlegen kann. EnG Art. 29 Abs. 2 hält ausserdem fest, dass bei der Festlegung der EIV-Ansätze sicherzustellen ist, dass die Einmalvergütung die nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht übersteigen. Die nicht amortisierbaren Mehrkosten ergeben sich aus der Differenz zwischen den kapitalisierten Gestehungskosten für die Elektrizitätsproduktion und dem erzielbaren kapitalisierten Marktpreis.

Grundlage für die Ansätze der EIV bilden die Investitionskosten für angebaute bzw. freistehende sowie für integrierte Referenzanlagen:⁶¹

- Als Referenzanlagen gelten die günstigsten und somit unter optimalen Bedingungen realisierten Anlagen. Es wird dabei angenommen, dass die Installationsfirmen ihre Prozesse sehr effizient gestalten.

⁶⁰ Gemäss BFE (Mail vom 19.8.2019) sind die Vollzugskosten in den Jahren 2014 bis 2017 leicht höher ausgefallen: 2015: 2.7 Mio. CHF, 2016: 2.5 Mio. CHF, 2017: 3.3 Mio. CHF.

⁶¹ Siehe BFE 2016, S. 11 - 14

- Die Investitionskosten berechnen sich aus Materialkosten (u.a. für Module, Wechselrichter etc.), Arbeitskosten (u.a. für Planung, Montage etc.) und Beschaffungskosten (Gebühren etc.). Die Kosten basieren auf Marktbeobachtungen (u.a. Modulpreise, technologischer Fortschritt, administrativer Aufwand und Wechselkurse). Das BFE verifiziert die Informationen mit qualitativen Gesprächen mit Akteuren der Photovoltaik-Branche.

In der Praxis legt das BFE die Ansätze für die EIV basierend auf den durchschnittlichen Preisen pro kWp und dem Zubau aus dem Vorjahr fest. Für Anlagen <30 kWp stammen die Referenzpreise aus dem Offertenvergleich von Energieschweiz (Solar-Offerte-Check).⁶² Für Anlagen >30 kWh basieren die Preise auf dem IEA PVPS Task 1 National Survey Report.⁶³ Im Jahr 2019 hat das BFE zusätzlich im Rahmen einer separaten Marktstudie die effektiven Preise von PV-Anlagen erhoben.

Die Ansätze werden so festgelegt, dass sie für kleinere Anlagen <30 kWp im Mittel etwa 20% der Investitionskosten ausmachen. Bei den Anlagen ab 30 kWp steigt der Anteil der EIV an den Investitionskosten mehr oder weniger konstant von 20% auf gegen 30% an. Im Durchschnitt (über alle Anlagen) decken die Einmalvergütungen etwa 15 bis 25% der Anlagenkosten.

Der geringere Anteil bei den kleineren Anlagen begründet das BFE mit der Entwicklung in den Vorjahren. In stark wachsenden Segmenten könne eine Kürzung besser begründet werden. Im Jahr 2017 bspw. habe es viele Anmeldungen in der Kategorie unter 30 kWp gegeben. Per 1.4.2019 hat das BFE deshalb die Sätze in dieser Kategorie gekürzt.⁶⁴ Das BFE validiert seine vorgeschlagenen Ansätze jeweils mit den betroffenen Branchenakteuren.

Die folgende Abbildung illustriert den Zeitverlauf der Vergütungsansätze der EIV in Abhängigkeit des Inbetriebnahme-Datums der PV-Anlage. Die Vergütung setzt sich zusammen aus einem Grundbeitrag je Anlage und einem von der installierten Leistung abhängigen Leistungsbeitrag.

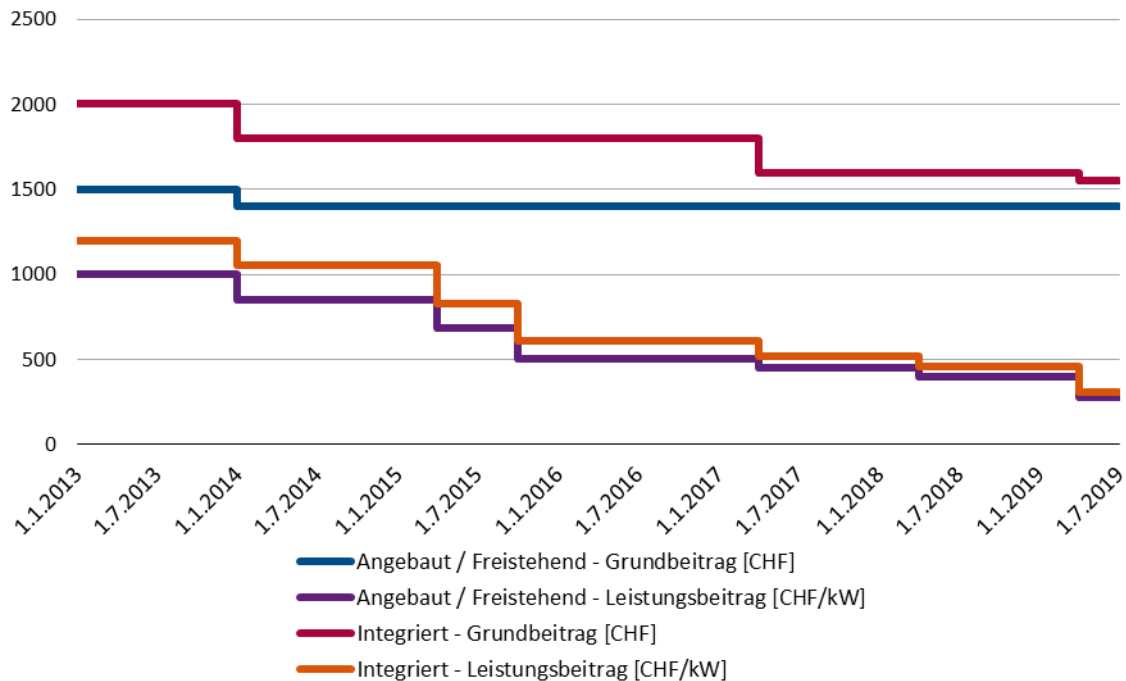
⁶² Siehe Solar-Offerte-Check: <https://www.energieschweiz.ch/page/de-ch/solar-offerte-check>

⁶³ IEA 2017

⁶⁴ EnFV, Anhang 2.1 (<https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20162947/index.html>)

Abbildung 14: Vergütungsansätze der EIV von 2013 bis 2019

Vergütungsansätze in CHF bzw. CHF/kW

Grafik INFRAS. Quelle: Pronovo: <https://pronovo.ch/de/foerdermittel/einmalverguetung-eiv/verguetung/>

4.3. Informationen und Beratung zur Einmalvergütung

Das BFE unterhält eine eigene Webseite zum Thema EIV.⁶⁵ Für Informationen zum Anmeldeverfahren wird auf die Webseite von Pronovo verwiesen. Das Faktenblatt, das ebenfalls auf der Webseite des BFE verfügbar ist, verweist für Fragen zum Bau einer Photovoltaikanlage auf die Website von EnergieSchweiz. Diese behandelt unter dem Titel «Meine Solaranlage» verschiedene Aspekte (wie Potenzial, Eigenverbrauch, Rentabilität, Anforderungen etc.). EnergieSchweiz bietet auch eine Webseite mit Links zu den kantonalen Anmeldeformularen.⁶⁶

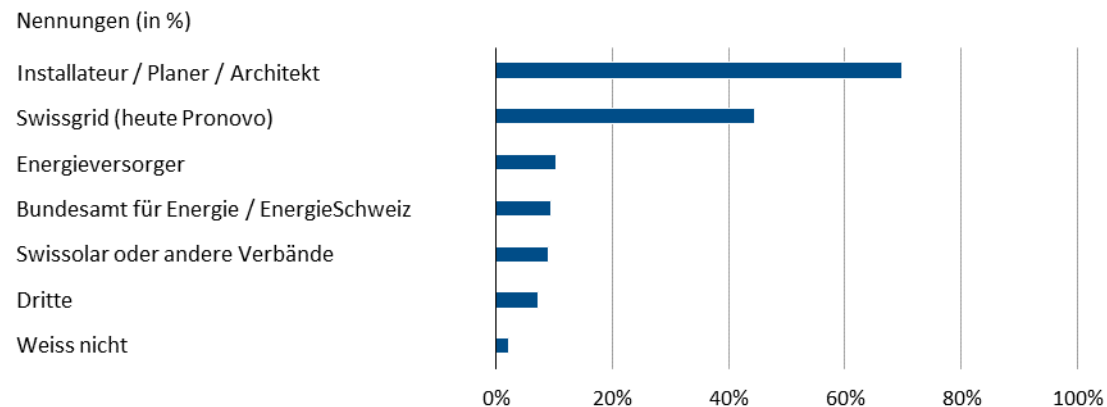
Die Ergebnisse der Online-Umfrage zeigen, dass sich nur ein geringer Teil der Befragten über die Webseiten von BFE und EnergieSchweiz informiert. Die Mehrheit der Befragten hat sich bei Installations-, Planungs- und Architekturbüros informiert. Als zweite wichtige Quelle dient die Webseite von Swissgrid (heute Pronovo).

⁶⁵ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/einmalverguetung.html>

⁶⁶ <https://www.energieschweiz.ch/page/de-ch/meine-solaranlage-formulare-der-verschiedenen-kantone>

Befragte mit Gesuchen ab 2018 gaben etwas häufiger an, dass sie sich bei Installations-, Planungs- und Architekturbüros informierten (77% vs. 69%). Dafür informieren sie sich weniger bei Pronovo (30% vs. 46%).

Abbildung 15: Benutzte Informationsquellen zur EIV



Frage: Bei wem haben Sie sich hauptsächlich über die Einmalvergütung informiert?
(Mehrfachantworten).

Antworten von Befragten mit Fördergesuchen für EIV, KLEIV und GREIV (N=3'667) aus den Jahren 2014 bis 2017 (N=3'337) und für das Jahr 2018 (N=332).

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

4.4. Anmeldungen für die Einmalvergütung

In der Zeit von 2014 bis 2018 sind insgesamt rund 72'000 Gesuche für EIV, KLEIV und GREIV bei Swissgrid bzw. Pronovo eingegangen (siehe Tabelle 10).

In den Jahren 2014 bis 2017 hat die Anzahl der Gesuche für die EIV konstant zugenommen (siehe Tabelle 10). Waren es 2014 noch rund 9'700 Gesuche, sind in den Folgejahren jährlich rund 12'000 neue Gesuche eingegangen (mit leicht steigender Tendenz). Ende 2017 waren damit insgesamt 45'000 Gesuche registriert. Bei diesen Gesuchen handelte es sich einerseits um Gesuche, die direkt für die EIV eingegangen sind (ab 2014), und andererseits um Gesuche aus der KEV-Warteliste, die sich im Rahmen des Wahlrechts EIV 2014 – 2017 für die EIV entschieden haben.⁶⁷

Die Tabelle 10 weist zusätzlich die Gesuche mit Wahlrecht «EIV 2014 – 2017» aus, die sich noch nicht entschieden haben (Anlagen <30 kWp).

⁶⁷ Gemäss Pronovo ist eine Aufteilung der Gesuche auf diese beiden Kategorien aus Abgrenzungsgründen unmöglich.

Im Jahr 2018 ist die Zahl der Gesuche auf rund 72'000 angestiegen. Dieser Zuwachs setzt sich zusammen aus:

- Ca. 7'500 Gesuchen, die neu für die KLEIV / GREIV eingegangen sind.
- Ca. 9'000 Gesuchen mit Wahlrecht «EIV 2014 – 2017». Diese wurden per 1.1.2018 in die KLEIV umgeteilt.
- Ca. 14'000 KEV-Gesuche für Anlagen zwischen 30 kWp und 99.9 kWp (eingereicht bis Ende 2017) und KEV-Gesuche bis 30 kWp, die sich im Rahmen des Wahlrechts «EIV 2014 – 2017» für die KEV entschieden haben. Diese Gesuche wurden infolge des neuen EnG per 1.1.2018 von der KEV-Warteliste in die KLEIV oder GREIV überführt.

Tabelle 10: Zahl und Art der Gesuche für Einmalvergütungen von 2014 bis 2018

[Anzahl Gesuche]	2014	2015	2016	2017	2018
Neue Gesuche	9'681	11'100	11'637	12'642	ca. 7'500
Umteilung von KEV-Gesuchen mit Wahlrecht EIV 2014 - 2017 in die KLEIV per 1.1.2018 infolge des neuen EnG					ca. 9'000
Umteilung von KEV-Gesuchen in GREIV / KLEIV per 1.1.2018 infolge des neuen EnG					ca. 14'000
Gesuche für EIV (kumuliert)	9'681	20'781	32'418	45'060	72'061*
KEV-Gesuche mit Wahlrecht EIV 2014 - 2017 (noch nicht entschieden)	11'043	9'161	8'666	9'143	0**
Total Gesuche EIV und Wahlrecht (kumuliert) per Ende Jahr	20'724	29'942	41'084	54'203	72'061

Nicht berücksichtigt sind ungültige und zurückgezogene Gesuche sowie Gesuche in Bearbeitung oder mit einem negativen Bescheid.

* Die Differenz zwischen 72'061 und der Summe aus 45'060 + 7'500 + 9'000 + 14'000 ist gemäss Pronovo auf abgrenzungstechnische Gründe zurückzuführen.

** Per 1.1.2018 KLEIV / GREIV zugeordnet und damit in «Gesuche für EIV» enthalten.

Tabelle INFRAS. Quelle: Pronovo EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal.

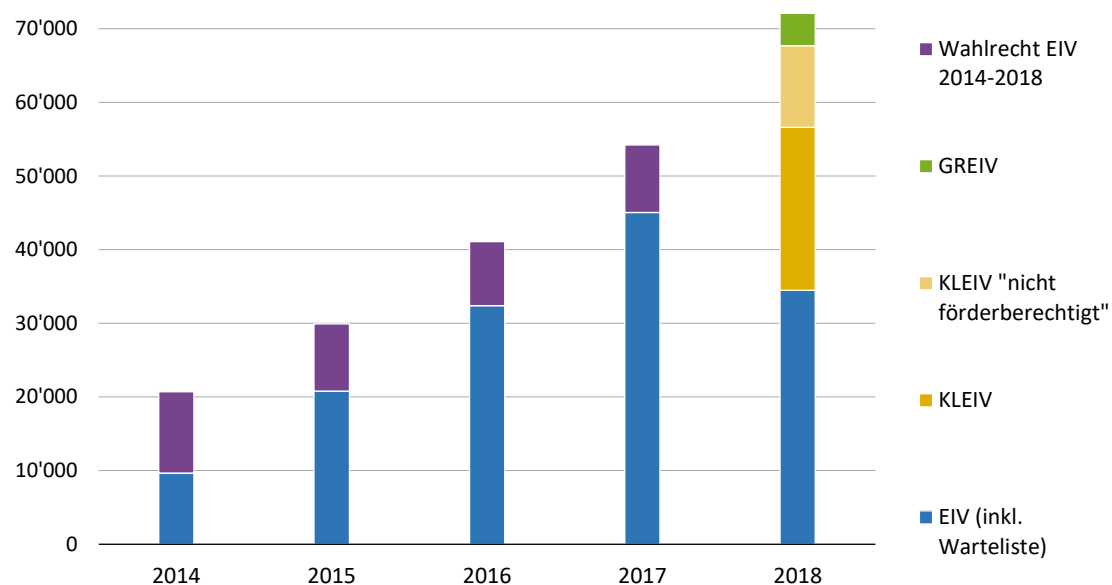
Die folgende Abbildung 16 zeigt die Zahl und Art der Anträge von 2014 bis 2018. Dabei sind folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Die Zahl der EIV-Gesuche liegt im Jahr 2017 höher als im Jahr 2018. Dies lässt sich damit begründen, dass die Kategorie EIV-Gesuche bis Ende 2017 auch noch Anlagen auf der Warteliste umfasste. Diese Gesuche wurden per 2018 der Kategorie KLEIV- oder GREIV-Gesuche zugeordnet und in diesen Kategorien auf die Warteliste gesetzt.
- Per Ende 2018 gibt es keine Gesuche mehr mit einem Anspruch auf das Wahlrecht «EIV / KLEIV / GREIV 2018», weil die Gesuchstellenden ihr Wahlrecht spätestens bis zum 30.6.2018 ausüben mussten.

- Die Kategorie «KLEIV nicht förderberechtigt» umfasst KEV-Gesuche für Anlagen zwischen 30 kWp und 99.9 kW, die vor 2018 eingegangen sind. Mit dem Ausbau der EIV auf die KLEIV hat Pronovo diese Gesuche entsprechend dem neuen EnG auf die KLEIV umgeteilt. Die Gesuche für PV-Anlagen, die noch nicht realisiert sind, erfüllen derzeit rechtlich die Anforderungen für die KLEIV nicht. Damit diese PV-Anlagen eine KLEIV ausbezahlt bekommen, müssen sie die Anlage realisieren und nach Inbetriebnahme der Anlage die erforderlichen Unterlagen nachreichen.

Abbildung 16: Zahl und Art der Gesuche von 2014 bis 2018

Anzahl Gesuche (kumulativ, jeweils per Q4)



Nicht berücksichtigt sind ungültige und zurückgezogene Gesuche sowie Gesuche in Bearbeitung oder mit einem negativen Bescheid.

Grafik INFRAS. Quelle: Pronovo EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal. ⁶⁸

4.5. Beurteilung des Vollzugs durch die befragten Akteure

Die folgenden Ausführungen fassen die Einschätzung der in die EIV involvierten Akteure zusammen. Als erstes präsentieren wir jeweils die Ergebnisse der Online-Umfrage bei den Gesuchstellenden für die EIV, anschliessend die Einschätzungen der übrigen Akteure.

⁶⁸ Die EIV-Cockpit-Berichte enthalten auch Angaben zu KEV- und EVS-Gesuchen. Diese sind für die vorliegende Fragestellung nicht relevant und werden deshalb in den Auswertungen nicht berücksichtigt.

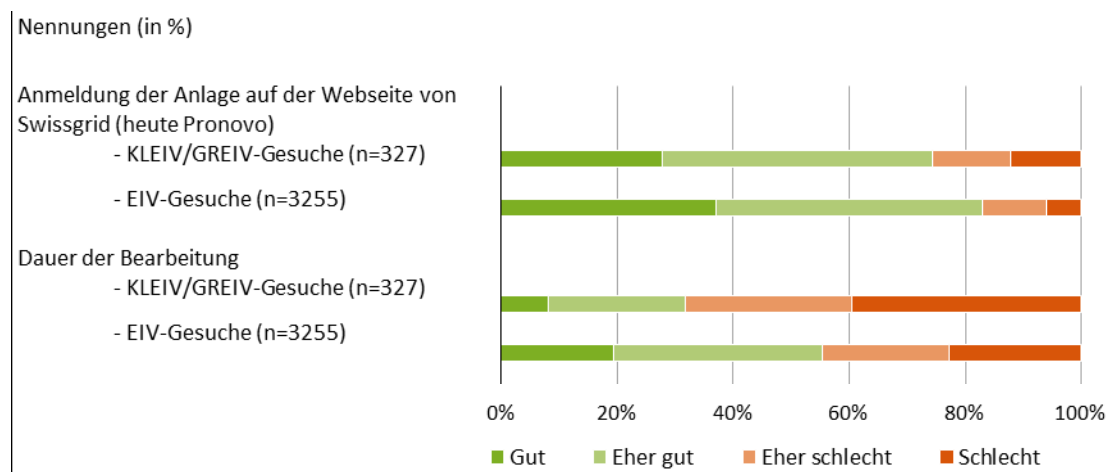
Vollzug der Einmalvergütung

Die Anmeldung auf der Webseite von Swissgrid (heute Pronovo) beurteilen 80% der Befragten als gut. In den Jahren 2014 bis 2017 liegt die Zufriedenheit höher (85%) als 2018 (75%). Ähnliche Werte ergeben sich bei den Befragten, die ihre Gesuche selber eingereicht haben.

Mit der Bearbeitungsdauer sind in den Jahren 2014 bis 2017 knapp 50% zufrieden. Dieser Wert sinkt im 2018 auf ca. 35%.

Die italienischsprachigen Befragten haben die Anmeldung auf der Webseite und die Dauer der Bearbeitung deutlich positiver beantwortet (Anmeldung: gut / eher gut >90%, Dauer: gut / eher gut >65%).

Abbildung 17: Beurteilung des Gesuchsverfahrens für die Einmalvergütung



Frage: Wie beurteilen Sie das Gesuchsverfahren für die Einmalvergütung in Bezug auf...

Antworten von Befragten mit Fördergesuchen für EIV, KLEIV und GREIV aus den Jahren 2014 bis 2018 (N=3'582).

«Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt je nach Frage bei 24% («Anmeldung»), 11% («Dauer») und 14% («Zeitpunkt»).

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Wir haben in der Online-Umfrage nicht explizit nach den Gründen der Unzufriedenheit gefragt. Am Ende des Fragebogens konnten die Teilnehmenden Bemerkungen einfügen.⁶⁹ Bemängelt werden dabei beispielsweise:

- Lange Bearbeitungsdauer der Gesuche, mangelnde Transparenz und Information über den Stand der Gesuchsbearbeitung. Ein Beispiel: «Wäre auch schön, wenn Pronovo sich wieder

⁶⁹ Die Gründe für die Unzufriedenheit wurden in der Online-Umfrage nicht explizit abgefragt. Die Teilnehmenden hatten am Ende des Fragebogens die Möglichkeit, Bemerkungen anzufügen. Da die Themen dieser Bemerkungen (z.B. Information, Gesuchsverfahren) zufällig sind, haben wir auf eine Auswertung verzichtet.

mal proaktiv meldet, dass meine mir versprochene Einmalvergütung nicht vergessen gegangen ist.»

- Gesuchsverfahren zu kompliziert und zu aufwendig. Ein Beispiel: «Die Unterlagen inkl. Grundbuchauszug sind viel zu umfangreich. Schlanke einfache Prozesse sollten hier Anwendung finden und nicht eine Papiersammlung in Bern bei Pronovo kreieren. Aus dem Anmeldeformular sollte automatisch eine Beglaubigung per Knopfdruck generiert werden. Man muss alle Formulare von A-Z neu ausfüllen. [...] Das EVU sollte ein Login bei Pronovo haben und das ganze elektronisch beglaubigen lassen. Der ganze Papierkram und die ganzen eingeschriebenen Briefe inkl. Pronovo als Firma verschlingt Unmengen an Fördergelder, die besser als PVA investiert werden sollten.»
- Mangelnde Erreichbarkeit und teilweise unfreundliche oder inkompetente Kommunikation der Mitarbeitenden von Pronovo. Ein Beispiel: «Existiert Pronovo überhaupt noch? Vor 1½ Jahren kam ich nie zu einer Ansprechperson durch!»

Die Ergebnisse der Online-Umfrage spiegeln sich auch in den Interviews wider. Auch hier sind die Meinungen geteilt:

Acht der befragten Akteure sind der Meinung, dass der Vollzug grundsätzlich funktioniere. Vier InterviewpartnerInnen finden, dass der Vollzug einfach und effizient ablaufe. Vier Akteure weisen darauf hin, dass der administrative Aufwand für die öffentliche Hand bei der EIV geringer sei als bei der KEV.

Demgegenüber bemängeln fünf andere Befragte, dass der Vollzug nicht schnell genug und zu bürokratisch sei und den Projektanten viel Aufwand verursache. Pronovo argumentiert, dass im 2018 infolge der Umstellungen im EnG und in der EnFV die Verarbeitung der Gesuche langsamer vorankam als vorher oder nachher. Der individuelle Informationsbedarf infolge des Wahlrechts «EVS / KLEIV / GREIV» sei sehr hoch gewesen und hätte den Vollzug stark belastet. Von den rund 70 Vollzeitstellen beschäftigte sich die Hälfte mit der PV-Förderung (d.h. Förderanträgen für PV-Anlagen, Umsetzung Wahlrecht, Prüfung und Auszahlung Einmalvergütungen). Hinzu komme, dass die Erteilung von Auskünften sich als sehr kompliziert gestaltete (Wahlrecht, neues EnG, Optionen, Tarife, Karenzfrist). Pronovo weist darauf hin, dass es nicht Pronovo zu verantworten habe, dass das Gesuchsverfahren kompliziert und aufwendig erscheine. Die Vorgaben aus EnG und den Verordnungen müssten eingehalten werden. Sie hätten aber seither diverse Verbesserungen umgesetzt, ausserdem habe sich die Situation unterdessen beruhigt. U.a. hat Pronovo Ende 2017 alle AntragstellerInnen angeschrieben und über die weitere Bearbeitung des Gesuchs (und allfällige Optionen) unter dem neuen EnG informiert.

In Bezug auf den hohen Aufwand auf Seiten der Projektanten weist Pronovo darauf hin, dass die für einen Antrag notwendigen Unterlagen gemäss Swissolar durchschnittlich innerhalb

von fünf Stunden erstellt werden können. Diese Aufwendungen und Kosten seien in der EIV eingepreist.

Mangelhafte Kommunikation von Seiten Pronovo nennen zwei Befragte als Beispiel für weitere Probleme im Vollzug. Pronovo weist darauf hin, dass die EnFV beim Inkrafttreten viele Anfragen ausgelöst habe (zum EVS). Dies habe im Jahr 2018 die Bearbeitung von Anfragen verzögert. Hinzu komme, dass Pronovo in den letzten Jahren Beratungsleistungen erbracht hätte, zu denen sie nicht verpflichtet gewesen wären.

Vereinfachen liesse sich der Vollzug nach Ansicht von vier InterviewpartnerInnen, wenn die Ausgestaltung vereinfacht würde (z.B. Unterscheidung KLEIV / GREIV aufheben, Vergütungsansätze nicht differenzieren, zukünftig keine Wahlrechte mehr und weniger Optionen).

Zielgruppen der EIV

Gemäss den Interviewpartnern ist es das Ziel, die EIV als Hauptfördermittel für alle PV-Anlagengrössen zu etablieren. Neben privaten InvestorInnen soll die EIV auch Immobilienfirmen und Unternehmen mit Industriehallen anziehen. Sieben der befragten Akteure sind denn auch der Meinung, dass die EIV genügend breit ausgerichtet ist und keine wichtige Zielgruppe ausschliesst. Dies zeige sich auch daran, dass HauseigentümerInnen nur in Einzelfällen auf die EIV verzichten würden.

Neun Akteure geben aber zu bedenken, dass PV-Anlagen auf grossen Dachflächen von Gebäuden mit wenig Eigenverbrauch trotz EIV nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Dadurch würden wichtige Zielgruppen – Eigentümer von landwirtschaftlichen Gebäuden und Industriehallen – auf den Bau von PV-Anlagen verzichten.

Zwei Akteure weisen ausserdem darauf hin, dass eine PV-Anlage trotz der EIV noch eine beträchtliche Anfangsinvestition voraussetze. Dies führe dazu, dass die EIV vor allem von vermögenden HauseigentümerInnen in Anspruch genommen wird. Sie erwähnen allerdings auch, dass viele EVU und andere Akteure PV-Anlagen im Contracting anbieten. Davon könnten alle HauseigentümerInnen profitieren.

Höhe und Zeitpunkt der Vergütung

Elf InterviewpartnerInnen beurteilen die aktuelle Höhe der Vergütungsansätze als ausreichend, um die Anlage wirtschaftlich betreiben zu können. Neun Befragte sind allerdings der Meinung, dass die Vergütungsansätze für grössere Anlagen ohne hohen Eigenverbrauch nicht genügen. Zwei der befragten Akteure sind zudem der Ansicht, dass es von der individuellen Situation (z.B. Gebäude, lokale Rückliefertarife) abhängt, ob die Vergütungsansätze ausreichen.

Acht der Befragten erachten eine weitere Senkung der Vergütungsansätze für die Entwicklung der PV in der Schweiz als schädlich. Einzelne begründen dies damit, dass ein Grossteil der

Kosten einer PV-Anlage auf die Installation und Administration entfalle. Im Gegensatz zu den Modulkosten seien bei diesen Kostenfaktoren keine wesentlichen Preissenkungen möglich.

Drei Akteure sind dennoch der Meinung, dass eine periodische Überprüfung der Vergütungsansätze und eine Anpassung an die Kostensituation von PV-Anlagen sinnvoll ist. Sechs andere Akteure sehen die Senkung der Vergütungsansätze als Hemmnis für den Bau von PV-Anlagen. Ein anderer Akteur bemängelt, dass das BFE innerhalb der verfügbaren Anlagenpreise die tiefsten als Referenzpreise für die Festlegung der Vergütung gewählt habe. Zudem liege der EIV-Anteil inzwischen weit unter dem gesetzlichen Maximum von 30% der Investitionskosten. Dies führe dazu, dass zwar die einfach realisierbaren PV-Anlagen gebaut werden («low hanging fruits»), aber nicht die innovativen und komplizierteren Projekte. Dies sei zwar verständlich aus Sicht BFE, aber schlecht für den PV-Markt. Damit gehe das Potenzial für Anlagen an Neu- und Umbauten für die nächsten 30 Jahre verloren.

Verbesserungspotenzial im Vollzug

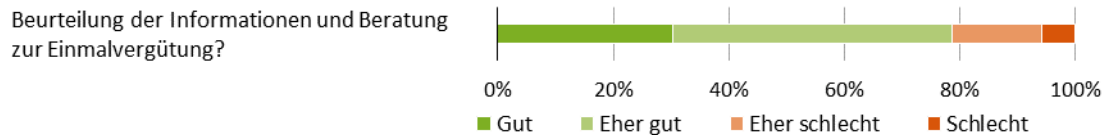
Fünf befragte Akteure sind der Meinung, dass der Abbau der Wartelisten bei der GREIV wie bei der KLEIV nach dem Realisierungsdatum statt nach dem Anmeldedatum stattfinden sollte. Vier Akteure sprechen sich für eine Reduktion des administrativen Aufwands im Vollzug aus. Die Zahl der Formulare im Anmeldeprozess sollte reduziert und die direkte Kommunikation auf elektronischem Weg angestrebt werden. Zwei Akteure fordern konkrete Verbesserungen bei der Kommunikation auf Seiten von Pronovo, bspw. bei Briefen an die AnlagebetreiberInnen oder beim Stand der Anmeldung.

Informationen und Beratung zur EIV

Knapp 80% der Befragten in der Online-Umfrage sind mit den Informationen und der Beratung zur EIV zufrieden.

Abbildung 18: Beurteilung der Informationen und der Beratung zur EIV

Nennungen (in %)



Frage: Wie beurteilen Sie die Informationen und Beratung zur Einmalvergütung?

Antworten von Befragten mit Fördergesuchen für EIV, KLEIV und GREIV aus den Jahren 2014 bis 2018 (N=3'646).

«Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt im Mittel bei 7%.

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Mit den am meisten genutzten Quellen – Installeure, Swissgrid/Pronovo – sind rund 80% der Befragten zufrieden. Die Gründe für die Unzufriedenheiten wurden in der Online-Befragung nicht explizit abgefragt.⁷⁰ Beispiele für Unzufriedenheiten mit Information und Beratung finden sich in den Kommentaren am Ende des Online-Fragebogens. Zwei Beispiele: «Gefehlt hat mir die Information im VORAUSS, dass die Einmalvergütung vollumfänglich zum steuerbaren Einkommen dazugerechnet wird!». «Es besteht dringender Informationsbedarf zur Wirtschaftlichkeit von PV Anlagen!!!».

Einzelne InterviewpartnerInnen weisen darauf hin, dass viele Installationsfirmen zu optimistische Wirtschaftlichkeitsberechnungen abgeben würden. Die Information und Beratung dieser Firmen müsse verbessert werden.

Acht der befragten Akteure sind der Meinung, dass u.a. bei Verbänden, BFE und Pronovo bzw. generell im Internet genügend Informationen und Beratung zur EIV verfügbar seien. Wichtig sei vor allem die Vermittlerrolle von Installationsunternehmen. Einige wünschen sich aber eine aktivere Kommunikation durch das BFE (z.B. Informationen zur Systemumstellung von EIV auf KLEIV / GREIV oder zu steuerlichen Aspekten). Zwei Akteure sehen Bedarf für mehr Informationen für Architekten und Bauherren.

Anmeldungen

Die Zahl der Anmeldungen für die EIV ist in den Jahren 2014 bis 2017 stetig gestiegen. Diese Entwicklung ist nach Ansicht der InterviewpartnerInnen auf folgende Gründe zurückzuführen:

- Sinkende Preise von PV-Anlagen,
- positive Wahrnehmung der PV in der Öffentlichkeit,
- Vorschriften und Standards (z.B. MuKE n und Minergie),
- Möglichkeit für den Eigenverbrauch.

⁷⁰ Die Teilnehmenden hatten am Ende des Fragebogens die Möglichkeit, Bemerkungen anzufügen. Da die Themen dieser Bemerkungen (z.B. Information, Gesuchsverfahren) zufällig sind, haben wir auf eine Auswertung verzichtet.

Die Förderung durch den Bund trage wesentlich zur Legitimität und Glaubwürdigkeit der Energiestrategie bei. Dies wirke sich positiv auf den Entscheid aus, eine PV-Anlage zu bauen.

Gemäss BFE haben praktisch alle Anlagen mit Wahlrecht EIV 2014 – 2017 die EIV gewählt. Dies habe dazu beigetragen, die Warteliste der KEV zu reduzieren.

Den deutlichen Rückgang der neu eingegangenen Gesuche im Jahr 2018 erklären sich die InterviewpartnerInnen mit dem Wechsel auf KLEIV und GREIV. Dieser habe zu vielen Unklarheiten, Unsicherheiten und langen Wartezeiten geführt. Potenzielle InvestorInnen hätten sich deshalb mit einer Anmeldung eher zurückgehalten. Rechsteiner et al. (2018)⁷¹ sehen den Grund für den Rückgang in einer Kombination aus der überproportionalen Senkung der Einmalvergütung und den jahrelangen Wartezeiten, insbesondere für die kostengünstigen Grossanlagen. Gemäss den InterviewpartnerInnen scheint sich die Zahl der Anmeldungen im Jahr 2019 erholt zu haben.

⁷¹ Rechsteiner et al. 2018, S. 25

5. Wirkung der Einmalvergütung

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die effektiv realisierten und geförderten Anlagen und die dafür eingesetzten Fördermittel. Anschliessend werden die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen und mögliche Mitnahmeeffekte untersucht und dargestellt. Die Ausführungen beziehen sich primär auf die Wirkungen im Zeitraum 2014 bis 2017. Die Ergebnisse für 2018 sind ergänzend dargestellt.

5.1. Angemeldete und geförderte Photovoltaik-Anlagen

Anzahl Gesuche und PV-Anlagen von 2014 bis 2017

Per Ende 2017 waren in der Pronovo-Datenbank rund 45'000 Gesuche für EIV erfasst (siehe die nachstehende Tabelle 11).^{72 73} Davon waren Ende 2017 rund 39'800 Anlagen realisiert, 5'000 Anlagen waren noch nicht gebaut. Von den 39'800 Anlagen hatten bis Ende 2017 34'500 Anlagen die EIV ausbezahlt bekommen,⁷⁴ 5'300 Anlagen standen noch auf der Warteliste.

Von den 9'000 KEV-Gesuchen mit Wahlrecht EIV 2014 – 2017 waren bis Ende 2017 2'200 Anlagen realisiert. Wenn sich diese für die EIV entschieden hätten, hätten sie diese ebenfalls ausbezahlt bekommen.

Die folgende Tabelle zeigt, basierend auf den EIV-Cockpit-Berichten von Pronovo, die Entwicklung der Gesuche sowie der realisierten und geförderten Anlagen. Von den insgesamt 54'000 Gesuchen (inkl. Wahlrecht) per Ende 2017 waren rund knapp 80% realisiert, und 65% haben die EIV ausbezahlt bekommen.

⁷² Exkl. rund 9'000 KEV-Gesuche mit Wahlrecht EIV 2014 – 2017, die sich noch nicht entschieden haben.

⁷³ Gesuche, die ungültig, zurückgezogen oder in Bearbeitung sind sowie Gesuche mit negativem Bescheid sind in den folgenden Auswertungen nicht berücksichtigt. Ihre Zahl war zwischen 2014 und 2017 vernachlässigbar. Im 2018 ist die Zahl deutlich angestiegen – insbesondere in der Kategorie «Rückzüge».

⁷⁴ Bis Ende 2017 wurden geförderte Anlagen als «EIV ausbezahlt» bezeichnet, ab 2018 neu als «KLEIV abgerechnet» oder «GREIV abgerechnet».

Tabelle 11: Anzahl Gesuche, realisierte und geförderte PV-Anlagen von 2014 bis 2017

[Anzahl Gesuche, kumuliert]	2014	2015	2016	2017
Gesuche EIV (exkl. Wahlrecht)	9'681	20'781	32'418	45'060
davon realisierte Anlagen*	6'054	17'427	27'775	39'830
<i>davon Anlagen auf der Warteliste</i>	<i>5'466</i>	<i>7'547</i>	<i>6'435</i>	<i>5'358</i>
<i>davon geförderte Anlagen (EIV ausbezahlt)</i>	<i>588</i>	<i>9'880</i>	<i>21'340</i>	<i>34'472</i>
Gesuche mit Wahlrecht	11'043	9'161	8'666	9'143
davon realisierte Anlagen mit Wahlrecht*	2'882	2'578	1'862	2'202
Gesuche total (EIV und Wahlrecht)	20'724	29'942	41'084	54'203
davon realisierte Anlagen total*	8'936	20'005	29'637	42'032

Abweichungen in der Summe sind auf Rundungsfehler zurückzuführen.

Unberücksichtigt sind ungültige und zurückgezogene Gesuche sowie Gesuche in Bearbeitung oder mit einem negativen Bescheid.

* Die Differenz zwischen den Gesuchen und den realisierten Anlagen entspricht den nicht realisierten Anlagen in der jeweiligen Kategorie. Nicht realisierte Anlagen bei der KLEIV gelten als nicht-förderberechtigt.

Tabelle INFRAS. Quelle: Pronovo, EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal.

Bei den bis Ende 2017 ausbezahlten Anlagen handelt es sich mehrheitlich um Anlagen, die ursprünglich für die KEV angemeldet waren und auf der Warteliste für die KEV standen. Im Rahmen des Wahlrechts EIV 2014 – 2017 haben sie sich für die EIV entschieden. Den wechselwilligen Antragstellern wurde vorweg die EIV ausbezahlt. Die KEV-Warteliste konnte dadurch deutlich reduziert werden. Die zwischen 2015 und 2017 direkt für die EIV eingegangenen Gesuche (ohne Umweg über die KEV-Warteliste) mussten ca. zwei Jahre auf die Auszahlung der EIV warten.

Anzahl Gesuche und PV-Anlagen ab 2018

Bei der KLEIV sind Ende 2018 rund zwei Drittel der PV-Anlagen realisiert bzw. in Betrieb. Davon haben rund 30% bis Ende 2018 einen Förderbeitrag erhalten. Die Gesuche von PV-Anlagen, die noch nicht realisiert sind, gelten als «nicht-förderberechtigt».

Von den Anlagen, für welche ein GREIV-Gesuch gestellt wurde, waren per Ende 2018 rund 30% realisiert. 55 PV-Anlagen haben einen Förderbeitrag erhalten.

Die Gesamtzahl der Gesuche stieg per Ende 2018 auf rund 72'000 (siehe folgende Tabelle). Bei 58'000 Gesuchen ist die PV-Anlage realisiert (80%). Rund 41'000 PV-Anlagen (70%) haben bis Ende 2018 eine EIV, KLEIV oder GREIV ausbezahlt bekommen.

Tabelle 12: Anzahl Gesuche und geförderte PV-Anlagen per Ende 2018

[Anzahl]	2018	
Gesuche KLEIV	33'212	
davon realisierte Anlagen*	22'134	67%
davon Anlagen auf der Warteliste	15'556	70%
davon geförderte Anlagen (KLEIV ausbezahlt)	6'578	30%
Gesuche GREIV	4'377	
davon Anlagen auf der Warteliste	4'322	
davon realisierte Anlagen*	1'380	32%
davon geförderte Anlagen (GREIV ausbezahlt)	55	4%
Realisierte und ausbezahlte Anlagen EIV (2014 - 2017)⁷⁵	34'472	
Gesuche total KLEIV, GREIV (2018) und EIV (2014 - 2017)	72'061	
davon realisierte Anlagen total*	57'986	80%
davon geförderte Anlagen, die KLEIV, GREIV oder EIV erhalten haben	41'105	71%

Abweichungen in der Summe sind auf Rundungsfehler zurückzuführen.

Nicht berücksichtigt sind ungültige und zurückgezogene Gesuche sowie Gesuche in Bearbeitung oder mit einem negativen Bescheid.

* Die Differenz zwischen den Gesuchen und den realisierten Anlagen entspricht den nicht realisierten Anlagen in der jeweiligen Kategorie. Nicht realisierte Anlagen bei der KLEIV gelten als nicht förderberechtigt.

Tabelle INFRAS. Quelle: Pronovo, EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal.

Das typische EIV-Gesuch stammt von einer Privatperson mit einer Anlage zwischen 2 und 9.9 kWp. Bis Ende 2018 entfallen rund 33'000 der Gesuche auf diese Kategorie. Weitere 18'000 Gesuche stammen von Privatpersonen mit Anlagen zwischen 10 und 29.9 kWp. Zusammen machen die Gesuche für Anlagen zwischen 2 und 29.9 kWp rund 70% aller Gesuche aus.

Von Unternehmen stammen in diesen beiden Grössenklassen bis Ende 2018 8'000 Gesuche.

Für Anlagen zwischen 30 kWp und 99.9 kWp sind bis Ende 2018 rund 6'400 Gesuche eingegangen, 45% stammt von Unternehmen. Von den rund 4'500 Gesuchen für grosse Anlagen ab 100 kWp stammen 60% von Unternehmen.

Stand 2019 und Ausblick 2020

Die obige Tabelle zeigt, dass sich Ende 2018 bzw. Anfang 2019 rund 15'500 Anlagen auf der Warteliste der KLEIV befanden.⁷⁶ Bis Ende des Jahres wird die KLEIV an rund 13'500 dieser An-

⁷⁵ Siehe Tabelle 11

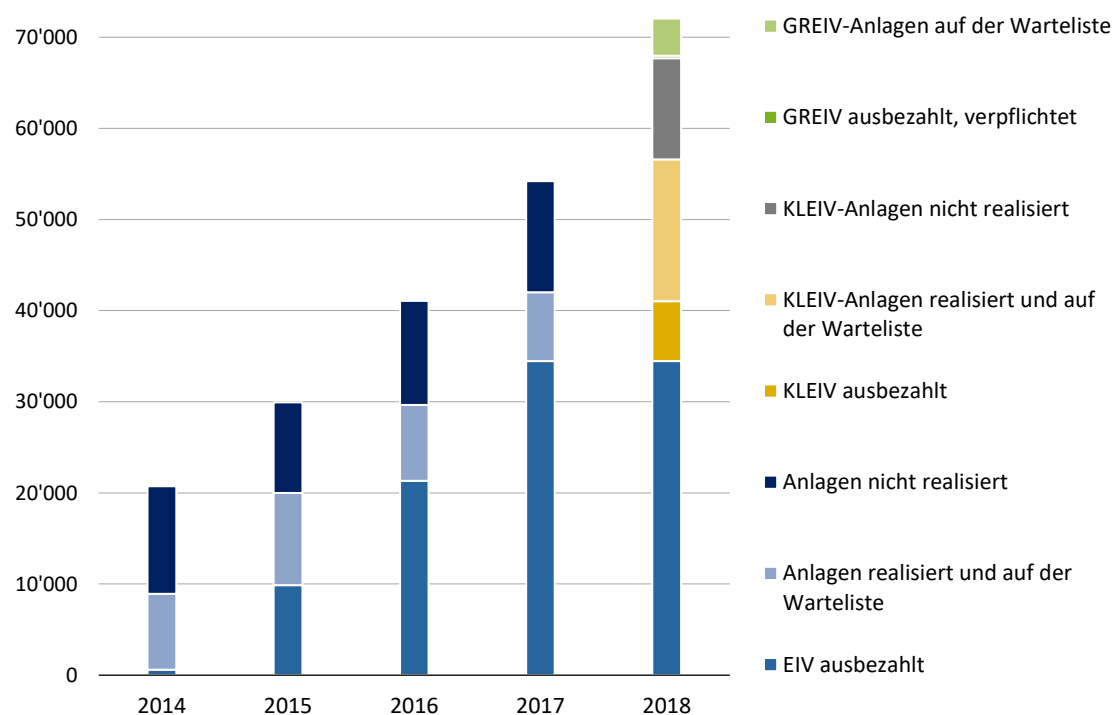
⁷⁶ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-76761.html>

lagen ausbezahlt. Bis Ende 2020 wird die KLEIV voraussichtlich allen AnlagebetreiberInnen ausbezahlt, die ihr vollständiges Gesuch bis zum 31. Januar 2020 einreichen. Das betrifft rund 18'000 Anlagen mit einer Leistung von etwa 220 MW.

Auf der Warteliste der GREIV befanden sich Anfang 2019 rund 4'000 Anlagen. Bis Ende des Jahres werden gemäss BFE rund 1'750 AntragstellerInnen eine GREIV-Verfügung erhalten. Bis Ende 2020 erhalten voraussichtlich alle AnlagebetreiberInnen eine GREIV-Zusicherung, die ihr vollständiges Gesuch bis zum 31. Januar 2020 einreichen. Das betrifft rund 820 realisierte Anlagen mit einer Leistung von etwa 210 MW und 1'530 nicht realisierte Anlagen mit einer Leistung von etwa 330 MW.

Abbildung 19: Anzahl Gesuche, realisierte und geförderte Anlagen von 2014 bis 2018

Anzahl Anlagen [jeweils per Q4]



Nicht berücksichtigt sind ungültige und zurückgezogene Gesuche sowie Gesuche in Bearbeitung oder mit einem negativen Bescheid.

Abbildung INFRAS. Quelle: Pronovo, EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal.

5.2. Projektierte und installierte Leistung

Die per Ende 2017 kumulierten 54'000 Gesuche (inkl. Wahlrecht) entsprechen einer Leistung von 586 MWp. Davon waren per Ende 2017 75% installiert.

Tabelle 13: Installierte und geförderte Leistung (2014 bis 2017)

[Leistung in MWp, kumuliert]	2014	2015	2016	2017
Leistung gemäss Gesuch (exkl. Wahlrecht)	71	186	303	436
davon installierte Leistung*	49	166	276	406
<i>davon geförderte Leistung</i>	<i>4</i>	<i>91</i>	<i>213</i>	<i>358</i>
Leistung von Gesuchen im Wahlrecht	151	138	139	150
Leistung total (EIV und Wahlrecht)	223	324	442	586
davon installierte Leistung*	85	204	305	442 ⁷⁷

Abweichungen in der Summe sind auf Rundungsfehler zurückzuführen.

Nicht berücksichtigt sind ungültige und zurückgezogene Gesuche sowie Gesuche in Bearbeitung oder mit einem negativen Bescheid.

* Die Differenz zwischen Leistung gemäss Gesuch und installierter Leistung entspricht der projektierten Leistung (in der Tabelle nicht dargestellt).

Tabelle INFRAS. Quelle: Pronovo, EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal.

Per Ende 2018 beläuft sich die Leistung der Gesuche für EIV, KLEIV und GREIV auf rund 2'300 MWp (siehe folgende Tabelle). Rund 50% dieser Leistung ist installiert (1'100 MWp). Die realisierten GREIV-Anlagen erbringen in etwa gleich viel installierte Leistung wie die realisierten KLEIV-Anlagen. Allerdings ist die installierte Leistung der GREIV-Anlagen auf rund 1'300 Gesuche zurückzuführen, während die installierte Leistung der KLEIV aus über 33'000 Gesuchen stammt (siehe Tabelle 12 und Abbildung 20).

Die mit der GREIV geförderte Leistung beurteilen wir als verbesserungswürdig, denn sie ist mit 16 MWp noch sehr klein (siehe folgende Tabelle). Zu berücksichtigen ist, dass 285 weitere, noch nicht realisierte Anlagen (68 MWp) Förderzusagen erhalten haben und damit verpflichtet sind, ihre PV-Anlage innerhalb von 12 Monaten zu realisieren.

⁷⁷ Gemäss BFE 2019a beträgt die kumulierte Leistung aller in der Schweiz installierten PV-Module per Ende Jahr 2017 1'900 MWp. Die Differenz zu der mit der EIV installierten Leistung von 440 MWp besteht aus KEV-Anlagen und Anlagen, die keine Förderung erhalten oder beantragt haben.

Tabelle 14: Installierte und geförderte Leistung per Ende 2018

[Leistung in MWp, kumuliert]	2018
Leistung gemäss Gesuchen für KLEIV	658
<i>davon installierte Leistung *</i>	372
<i>davon geförderte Leistung (KLEIV ausbezahlt)</i>	164
Leistung gemäss Gesuchen für GREIV	1'272
<i>davon installierte Leistung *</i>	380
<i>davon geförderte Leistung (GREIV ausbezahlt)</i>	16
Leistung der geförderten Anlagen unter der EIV 2014 - 2017 ⁷⁸	358
Gesamte Leistung gemäss Gesuchen für KLEIV, GREIV und EIV	2'288
<i>davon installierte Leistung *</i>	<i>1'111</i>

Abweichungen in der Summe sind auf Rundungsfehler zurückzuführen.

Nicht berücksichtigt sind ungültige und zurückgezogene Gesuche sowie Gesuche in Bearbeitung oder mit einem negativen Bescheid.

* Die Differenz zwischen Leistung gemäss Gesuch und realisierter Leistung entspricht der projektierten Leistung (in der Tabelle nicht dargestellt).

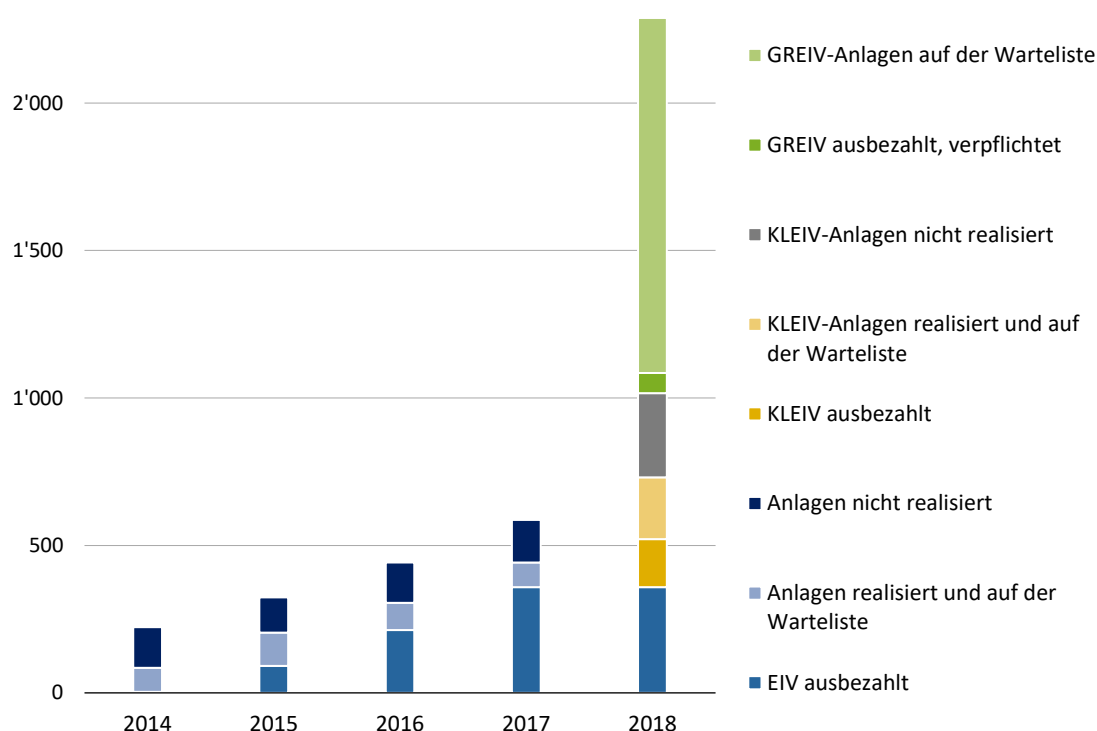
Tabelle INFRAS. Quelle: Pronovo, EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal.

⁷⁸ Anlagen mit Gesuch für EIV, die per Ende 2017 noch auf der Warteliste standen, wurden der KLEIV zugeordnet. Für die Jahre 2014 bis 2017 siehe Tabelle 14.

Die folgende Abbildung fasst die Entwicklung der geförderten Leistung von 2014 bis 2018 zusammen.

Abbildung 20: Geförderte Leistung von 2014 bis 2018

Leistung [MWp, jeweils per Q4]



Nicht berücksichtigt sind ungültige und zurückgezogene Gesuche sowie Gesuche in Bearbeitung oder mit einem negativen Bescheid.

Abbildung INFRAS. Quelle: Pronovo, EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal.

5.3. Eingesetzte Fördermittel und Gesamtinvestitionen

Eingesetzte Fördermittel

Die Fördermittel umfassen alle Gelder, die bereits für realisierte Anlagen ausbezahlt wurden oder die potenziell für Gesuche eingesetzt werden, die noch auf der Warteliste stehen.

Per Ende 2017 waren rund 310 Mio. CHF oder 80% der Mittel effektiv ausbezahlt (= geförderte Leistung), und es waren insgesamt 513 Mio. CHF Fördermittel für die EIV vorgesehen (siehe folgende Tabelle).

Tabelle 15: Eingesetzte Fördermittel von 2014 bis 2018

[in Mio. CHF, kumuliert]	2014	2015	2016	2017
Fördergelder für alle Gesuche für EIV (inkl. Warteliste, exkl. Wahlrecht)	85	204	308	392
<i>davon ausbezahlt*</i>	6	103	212	314
Fördergelder für Gesuche mit Wahlrecht EIV 2014 – 2017	161	142	140	122
Fördergelder total (EIV und Wahlrecht)	247	346	449	513

Abweichungen in der Summe sind auf Rundungsfehler zurückzuführen.

* Die Differenz zwischen vorgesehenen und ausbezahlten Fördergeldern entspricht den Mitteln für Gesuche auf der Warteliste.

Nicht berücksichtigt sind ungültige und zurückgezogene Gesuche sowie Gesuche in Bearbeitung oder mit einem negativen Bescheid.

Abbildung INFRAS. Quelle: Pronovo, EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal.

Per Ende 2018 steigen die Fördergelder auf 1.1 Mrd. CHF an (siehe folgende Tabelle). Davon sind rund 300 Mio. CHF für die KLEIV und 500 Mio. CHF für die GREIV vorgesehen. Die nächste Tabelle macht deutlich, dass erst 2% der für die GREIV vorgesehenen Mittel ausbezahlt wurden. Dies liegt daran, dass ein Teil der Anlagen noch nicht realisiert ist und andere Anlagen wegen des auf 22 Mio. CHF beschränkten Kontingents im Jahr 2018 noch auf der Warteliste stehen.

Tabelle 16: Fördergelder per Ende 2018

[in Mio. CHF]	2018	
Fördergelder KLEIV	296	
<i>davon ausbezahlt*</i>	166	56%
Fördergelder GREIV	510	
<i>davon ausbezahlt*</i>	10	2%
Ausbezahlte Fördergelder EIV (2014 – 2017, kumuliert)	314	
Insgesamt vorgesehene Fördergelder (für KLEIV, GREIV und EIV 2014 - 2017)	1'120	
<i>davon ausbezahlt*</i>	489	44%

Abweichungen in der Summe sind auf Rundungsfehler zurückzuführen.

* Die Differenz zwischen den Fördergeldern und den tatsächlich ausbezahlten Fördergeldern entspricht den Mitteln für Gesuche auf der Warteliste. Bei der GREIV belaufen sich die reservierten Fördergelder für die verpflichteten PV-Anlage auf ca. 12 Mio. CHF. Zusammen mit den bereits ausbezahlten Fördergeldern von 10 Mio. CHF ergeben sich die rund 20 Mio. CHF, die gemäss Leistungsvereinbarung zwischen BFE und Pronovo für die GREIV im Jahr 2018 vorgesehen sind.

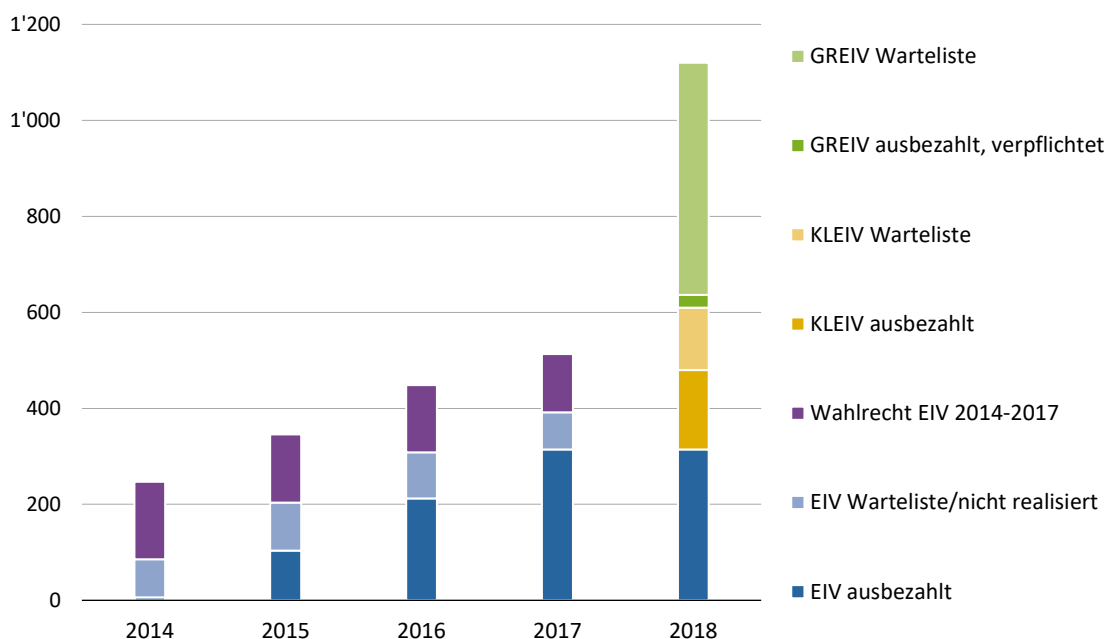
Nicht berücksichtigt sind ungültige und zurückgezogene Gesuche sowie Gesuche in Bearbeitung oder mit einem negativen Bescheid.

Abbildung INFRAS. Quelle: Pronovo, EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal.

Die folgende Tabelle zeigt, wie viele Fördergelder schon ausbezahlt wurden und wie viele für die Anlagen auf der Warteliste eingesetzt werden müssten.

Abbildung 21: Ausbezahlt und ausstehende Fördergelder (2014 bis 2018)

Fördergelder für die EIV [Mio CHF, jeweils per Q4]



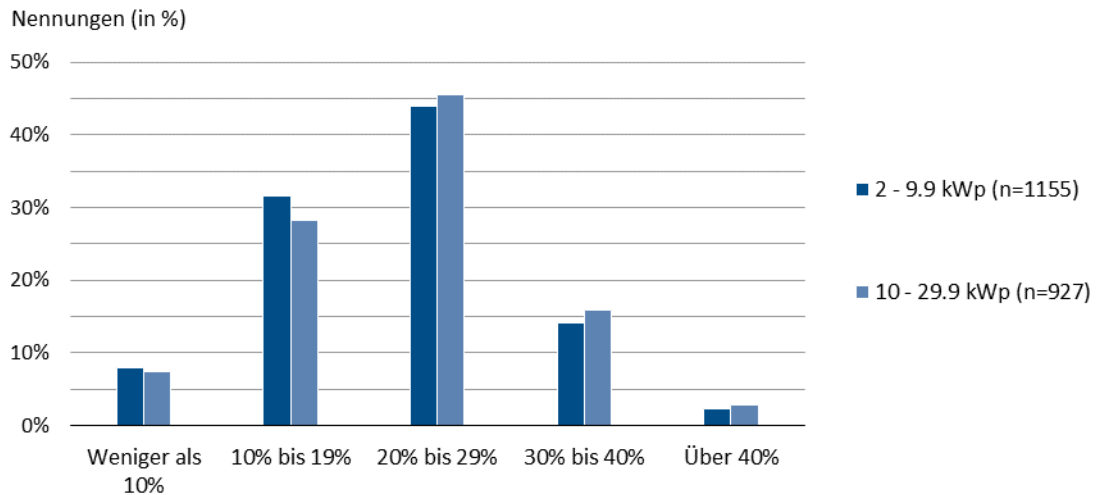
Nicht berücksichtigt sind ungültige und zurückgezogene Gesuche sowie Gesuche in Bearbeitung oder mit einem negativen Bescheid.

Abbildung INFRAS. Quelle: Pronovo, EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal.

Durch die Einmalvergütung gedeckte Investitionskosten

Gemäss EnG soll die EIV höchstens 30% der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen betragen (EnG Art. 25). Die Ergebnisse der Online-Umfrage zeigen, dass die EIV in den meisten Fällen zwischen 10% und 29% der Investitionskosten abgedeckt hat. Bei rund 15% der Befragten machte die EIV über 30% der Investitionskosten aus. Dies ist dann der Fall, wenn die Anlage günstiger als die Referenzanlage erstellt werden konnte.

Zu beachten ist, dass die Investitionskosten im Fragebogen nicht definiert waren. Welche Kosten die Teilnehmenden der Online-Umfrage unter den Investitionskosten subsummierten, ist nicht bekannt.

Abbildung 22: Durch Einmalvergütung gedeckte Investitionskosten

Frage: Welchen Teil der Investitionskosten für die Photovoltaik-Anlage hat die Einmalvergütung abgedeckt?

Antworten von Befragten mit EIV-Anlagen (ausbezahlt oder mit Verfügung) (N=2'082).

«Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt im Mittel bei 8%.

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Um die Bedeutung der ausgelösten Investitionen beurteilen zu können, haben wir eine grobe Schätzung der gesamten Investitionen in PV-Anlagen vorgenommen. Als Grundlage dienen folgende Angaben:

- Durchschnittliche Deckung der gesamten Investitionskosten: 27% gemäss Online-Umfrage (siehe Abbildung 22)
- Ausbezahlte Fördermittel per Ende 2017: rund 310 Mio. CHF (siehe Tabelle 16)
- Bereits realisierte Anlagen auf der Warteliste: ca. 80 Mio. CHF (siehe Tabelle 15). Gemäss Pronovo sind viele Anlagen auf der Warte bereits realisiert. Sie wurden zwischen 2014 und 2017 auch ohne Förderzusage erstellt.

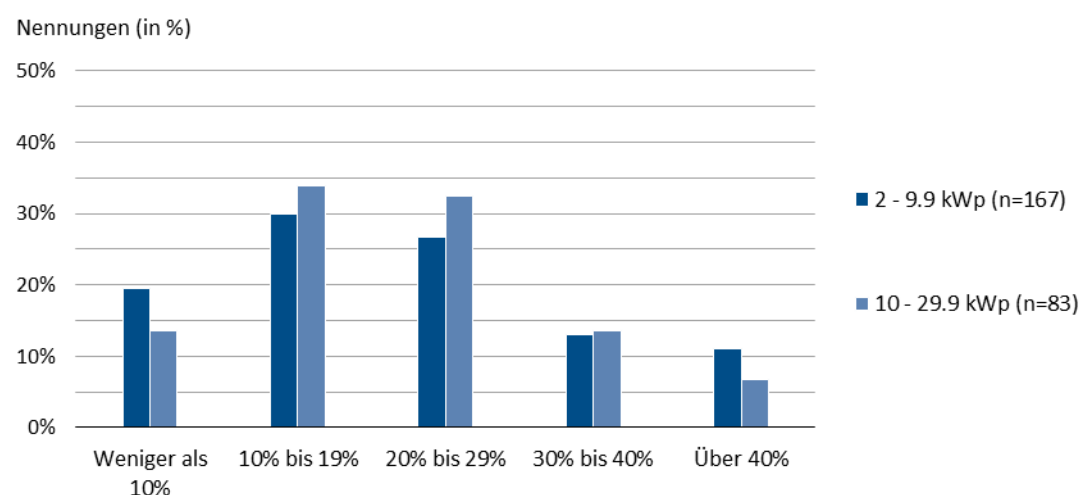
Mit einer groben Hochrechnung ergibt sich aus diesen Angaben ein Investitionsvolumen von ca. 1.4 Mrd. CHF über die Jahre 2014 bis 2017 oder ca. 360 Mio. CHF pro Jahr.

Beiträge von Dritten für PV-Anlagen

Rund 250 Befragte (12% der Befragten mit ausbezahlter EIV) haben in der Online-Umfrage angegeben, dass zusätzliche Beiträge von Dritten (Kantone, Gemeinden) eine wichtige Rolle gespielt haben. Bei den meisten Befragten haben die Beiträge von Dritten zwischen 10% und 29%

der Investitionskosten abgedeckt. Fast die Hälfte der Antworten (45%) stammt von italienischsprachigen Befragten. Dies dürfte darauf zurückzuführen sein, dass der Kanton Tessin PV-Anlagen zusätzlich zur EIV mit einem Förderbeitrag in der Höhe von 1/3 der EIV unterstützt.⁷⁹

Abbildung 23: Durch Beiträge Dritter gedeckte Investitionskosten



Frage: Sie haben «Zusätzliche Beiträge von Dritten (Kanton, Gemeinden)» als wichtig angegeben.

Welchen Teil Ihrer Investitionskosten für die Photovoltaik-Anlage haben die Beiträge von Dritten abgedeckt?

Antworten von Befragten mit EIV-Anlagen (N=250). «Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt im Mittel bei 9%.

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

5.4. Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlagen

Gemäss den Ergebnissen der Online-Umfrage spielt die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Rolle beim Entscheid über eine PV-Anlage. Die Evaluation untersucht deshalb den Einfluss der Einmalvergütung und des Eigenverbrauchs auf die Wirtschaftlichkeit.

5.4.1. Methodik: Datengrundlagen, Methoden und Datenauswertung

Die Datengrundlagen und Analysemethoden sind nachfolgend kurz dargestellt. Weitergehende Ausführungen inkl. Annahmen befinden sich im Anhang A4.2 bzw. in der Tabelle 30.

⁷⁹ Gemäss Schneider 2015 sehen nur wenige Kantone nach kantonalem Recht eine eigene Förderung der Photovoltaik vor (Basel-Stadt, Thurgau, Uri). Daneben würden jedoch in vielen Kantonen Förderangebote der regionalen Energieversorgungsunternehmen existieren.

Datengrundlagen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Analyse erfolgt über eine Auswertung von insgesamt 380 geplanten PV-Projekten. Davon stammen 279 aus dem Solar-Offerte-Check von EnergieSchweiz und 101 aus dem Quick-Check-Eigenverbrauch von Energie Zukunft Schweiz. Die Datensets, die darin enthaltenen Angaben sowie das Vorgehen bei der Datenbereinigung sind im Anhang A4.1 dokumentiert. Nachfolgend werden die beiden Datenquellen kurz beschrieben:

- Der Solar-Offerte-Check⁸⁰ ist ein kostenloses Online-Angebot von EnergieSchweiz. Dabei wird die Qualität der offerierten PV-Anlage sowie deren Preis beurteilt. Dieses Angebot besteht seit 2014. Von 2'108 Datensätzen wurden 279 für diese Studie verwendet.⁸¹
- Der Quick-Check Eigenverbrauch⁸² von Energie Zukunft Schweiz ist ein kostenloser Online-Eignungsscheck für Eigenverbrauchsprojekte, welcher auf die Zielgruppen MehrfamilienhausbesitzerInnen und Unternehmen fokussiert. Auf den Quick-Check kann seit 2015 online zugegriffen werden. Von 208 Datensätzen wurden 101 für diese Studie verwendet.⁸³

Praktisch alle Anlagen (97%), für welche Daten verfügbar sind, weisen eine Leistung von weniger als 30 kWp aus. Die durchschnittliche Anlagengrösse der untersuchten Daten beträgt ca. 10 kWp. In die Auswertung und die Darstellung der Ergebnisse wurden alle Anlagen einbezogen (auch die ab 30 kWp). Da für die Anlagenkategorien von 2 bis 29.9 kWp aber mehr Daten vorliegen, sind die Ergebnisse für diese Anlagenkategorien verlässlicher. Die Schlussfolgerungen im Fazit (Kapitel 5.4.3) und in der Zusammenfassung beziehen sich deshalb nur auf die Anlagenkategorien von 2 bis 29.9 kWp. In diese Kategorien fallen auch die meisten Gesuche zur EIV / KLEIV und GREIV.⁸⁴ Insofern bildet die Wirtschaftlichkeitsanalyse typische Anlagen ab.

Methoden der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Bei der Datenanalyse wurde die Wirtschaftlichkeit der oben beschriebenen 380 projektierten Anlagen bestimmt. Dazu haben wir eine statische und eine dynamische Methode verwendet (Amortisationszeit und interner Zinsfuss (IRR)). Die Amortisationszeit wird, wenn nicht anders vermerkt, für eine Rendite (IRR) von 2% berechnet. Details zu den Analysemethoden (inkl. eine Übersicht zu den Annahmen) befinden sich im Anhang A4.2.

⁸⁰ <https://www.energieschweiz.ch/page/de-ch/solar-offerte-check>

⁸¹ Es wurden nur Daten mit Informationen zur Standortgemeinde aus den Jahren 2016 und 2017 berücksichtigt. Weitere Informationen sind dem Anhang A3 zu entnehmen.

⁸² www.quick-check-ch

⁸³ Nur Daten bis und mit 2017 wurden berücksichtigt (vgl. Anhang A3).

⁸⁴ Siehe Abschnitt 5.1

- Die Amortisationszeit ist die Zeitspanne bis zum gänzlichen Rückfluss der Investitionsausgaben. Die jährlichen Einnahmen umfassen die Erträge durch den Verkauf von Solarstrom sowie die geringeren Ausgaben für Netzstrom dank dem Eigenverbrauch. Die Betriebskosten und Rückstellungen werden von den Einnahmen abgezogen.
- Der interne Zinsfuss (IRR) beschreibt die mittlere jährliche Rendite der Investition über 25 Jahre. Er entspricht dem Kalkulationszinssatz, bei dem die durch die Investition generierten Aus- und Einzahlungen einen (Kapital-)Wert von Null ergeben.

Datenauswertung

Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung werden folgende Positionen auf der Kosten- und Ertragsseite berücksichtigt:

- Investitionskosten: Planungs-, Projektierungskosten, direkte Anlagekosten, mit/ohne Einmalvergütung.
- Jährliche Betriebskosten: Allg. Betriebskosten (Verwaltungs-/Versicherungskosten), Unterhaltskosten (inkl. Ersatz Wechselrichter).
- Erlöse (mit/ohne Eigenverbrauch): Jährliche Erlöse aus dem Verkauf von Energie bzw. Wert der erzeugten und eigenverbrauchten Energie (basierend auf den lokalen Tarifen).

Die Berechnung dieser Kosten und Erträge sowie die getroffenen Annahmen sind in der Tabelle 30 im Anhang A4.2 dargelegt.

Die Amortisationszeit sowie der IRR wurden zu folgenden Einflussfaktoren analysiert:

- Herkunft der Daten: Solar-Offerten-Check und Quick-Check-Eigenverbrauch,
- Anlagengrösse: 0 – 9.9 kWp; 10 – 19.9 kWp; 20 – 29.9 kWp, ab 30 kWp,
- lokale Tarife: Netztarif und Rückliefertarif,
- Art der Anlage: angebaut oder integriert.

5.4.2. Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Wirtschaftlichkeit ist abhängig von den Ausgaben (Investitionen, Betriebs- und Unterhaltskosten) sowie von den direkten und indirekten Einnahmen (Stromverkauf und verringerte Ausgaben dank Eigenverbrauch). Die EIV senkt die Investitionskosten, und der Eigenverbrauch erhöht unter dem Strich die Einnahmen der InvestorInnen, weil der Preis für den bezogenen Netzstrom meist bedeutend höher ist als der Rückliefertarif.

Amortisationszeit als erste Kennzahl für die Wirtschaftlichkeit

Für jede PV-Anlage im Datenset wurde die Amortisationszeit mit und ohne EIV sowie mit und ohne Eigenverbrauch bestimmt. Die nachstehende Abbildung 24 zeigt den Einfluss der EIV und des Eigenverbrauchs auf die Amortisationszeit der PV-Anlagen. Die Amortisationszeit berücksichtigt dabei eine Eigenkapitalrendite von 2%. Die wichtigsten Erkenntnisse werden im Folgenden diskutiert.

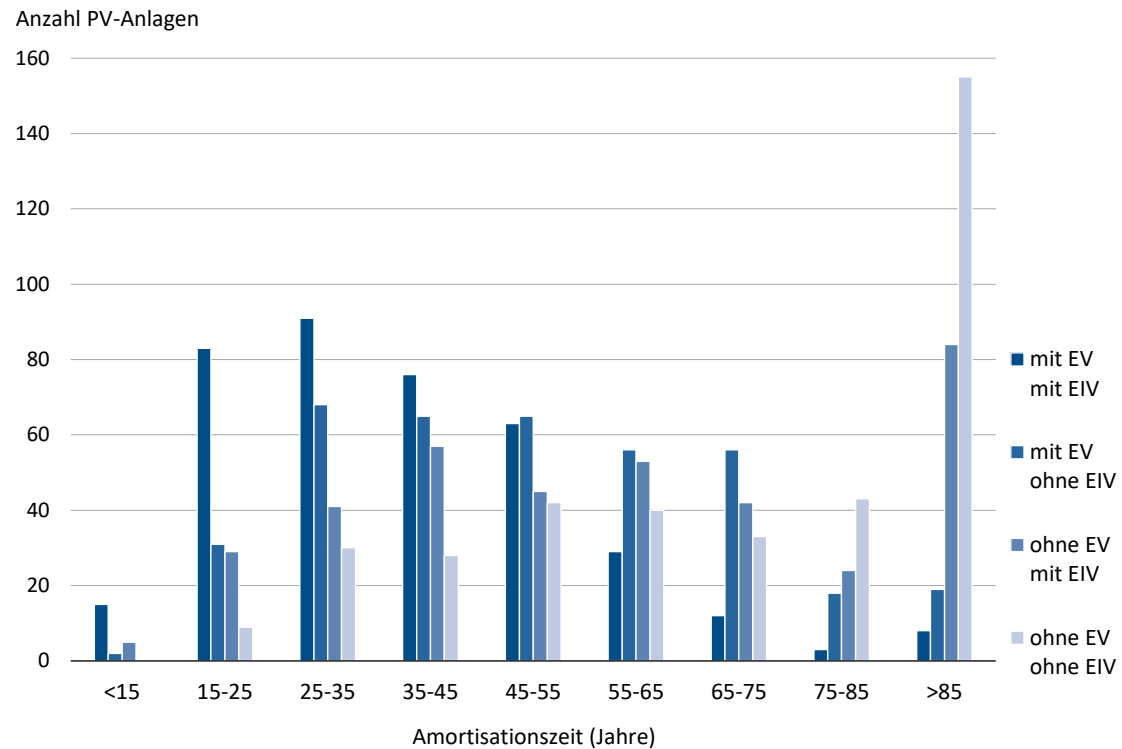
- Sowohl der Eigenverbrauch wie auch die EIV verkürzen die Amortisationszeit. Die EIV verkleinert die Investitionskosten um einen relativ konstanten Anteil von etwa 20% bis 30%. Der Einfluss des Eigenverbrauchs hängt stark von den lokalen Stromtarifen ab: Je grösser die Differenz zwischen dem Netzstromtarif und dem Rückliefertarif ist, desto mehr verkürzt der Eigenverbrauch die Amortisationszeit. Der Einfluss des Eigenverbrauchs auf die Amortisationszeit ist etwas grösser als der Einfluss der EIV.
- Mit EIV und Eigenverbrauch haben 26% der Anlagen eine Amortisationszeit von weniger als 25 Jahren.⁸⁵ Weitere 24% der Anlagen haben eine Amortisationszeit zwischen 25 und 35 Jahren, was ungefähr der Lebensdauer einer PV-Anlage entspricht. Insgesamt können 50% der Anlagen in weniger als 35 Jahren amortisiert werden,⁸⁶ weshalb die mittlere Amortisationszeit (Medianwert⁸⁷) aller PV-Anlagen ebenfalls bei 35 Jahren liegt.
- Ohne Eigenverbrauch sind viele Anlagen unrentabel angesichts der errechneten Amortisationszeit von über 85 Jahren. Nur 2% der PV-Anlagen können ohne Förderung in 25 Jahren amortisiert werden, 10% in 35 Jahren. Dies liegt daran, dass die Gestehungskosten für Solarstrom höher sind als der Rückliefertarif und somit höher als die möglichen Einnahmen. Solche PV-Anlagen werden in dieser Studie als unrentabel definiert.
- Die Streuung der Datenpunkte ist sehr gross, weil weitere Faktoren zusätzlich zum Eigenverbrauch und der EIV die Rentabilität der PV-Anlagen beeinflussen. Diese Einflussfaktoren werden weiter unten diskutiert.

⁸⁵ Der Wert bleibt gleich bzw. ändert nur in der Nachkommastelle, wenn die Anlagen ab 30 kWp ausgeschlossen werden.

⁸⁶ Der Wert bleibt gleich bzw. ändert nur in der Nachkommastelle, wenn die Anlagen ab 30 kWp ausgeschlossen werden.

⁸⁷ Der Median – auch Zentralwert genannt – ist jener Messwert, der genau in der Mitte steht, wenn man Messwerte der Grösse nach sortiert. Der Median ist robust gegen Ausreisser (extrem grosse oder kleine Messwerte).

Abbildung 24: Einfluss von Eigenverbrauch und Einmalvergütung auf die Amortisationszeit von PV-Anlagen



Die Amortisationszeit berücksichtigt eine Eigenkapitalrendite von 2%.
Ergebnisse für alle ausgewerteten Anlagen dargestellt (auch für Anlagen ab 30 kWp).

Abbildung Energie Zukunft Schweiz. Quelle: Solar-Offerte-Check, Quick-Check.

Die erwartete Rendite (IRR) als zweite Kennzahl für die Wirtschaftlichkeit

Neben der Amortisationszeit wurde auch die zu erwartende Rendite der untersuchten PV-Anlagen anhand des IRR ermittelt. Dabei wird der IRR über 25 Jahre berechnet. Die nachstehende Abbildung 25 fasst die wichtigsten Ergebnisse zusammen:

- Ohne EIV und ohne Eigenverbrauch rentieren nur wenige der untersuchten PV-Anlagen: Nur 2% der PV-Anlagen haben einen IRR von über 2%.
- Mit Einmalvergütung und Eigenverbrauch haben 35% der untersuchten PV-Anlagen einen IRR von über 2%, bei 18% der Anlagen überschreitet der IRR sogar 4%. Damit sind diese Anlagen auch für InvestorInnen interessant. Der Medianwert des IRR über die analysierten Anlagen liegt bei 0.8%.
- Wie bei der Untersuchung der Amortisationszeit zeigt sich, dass der Einfluss des Eigenverbrauchs auf die Rentabilität etwas grösser ist als der Einfluss der EIV.

Abbildung 25: Einfluss von Eigenverbrauch und EIV auf die erwartete Rendite (IRR) von PV-Anlagen

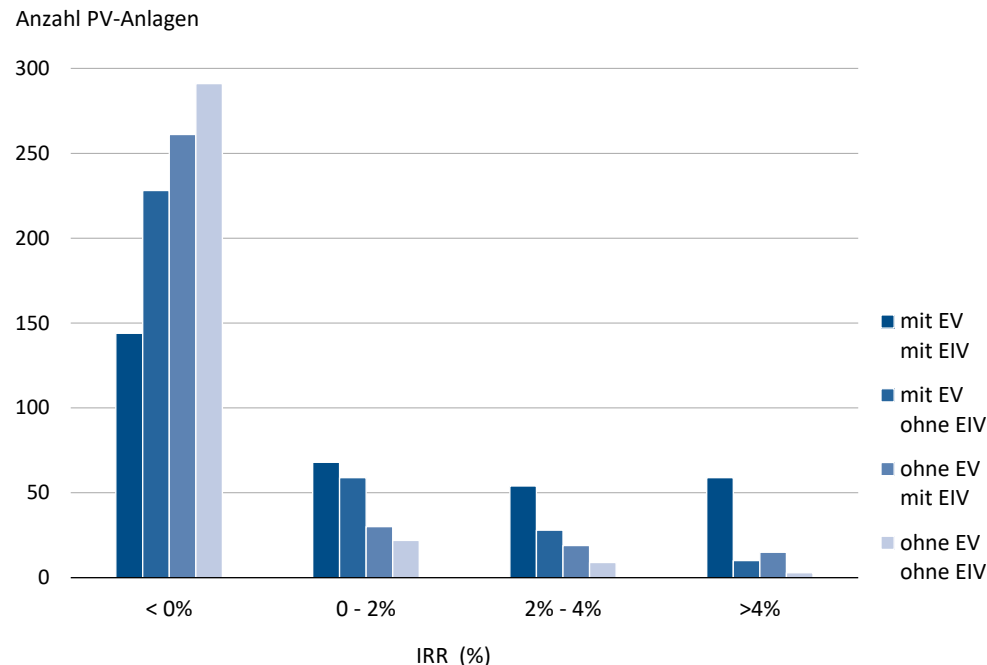


Abbildung Energie Zukunft Schweiz. Quelle: Solar-Offerte-Check, Quick-Check.

Andere Einflüsse auf die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen

Um weitere Einflussfaktoren auf die Rentabilität zu eruieren, wurden die Amortisationszeit sowie der IRR anhand weiterer Kriterien untersucht. Die Ergebnisse werden hier kurz erläutert; für genauere Informationen wird auf die Anhänge A4.3.2 bis A4.3.4 verwiesen.

- **Herkunft der Datensätze:** Die Daten stammen aus zwei unterschiedlichen Datensätzen (Solar-Offerten-Check, Quick-Check-Eigenverbrauch), welche eine unterschiedliche Datenstruktur aufweisen. Es wurde untersucht, ob die Herkunft der Daten einen Einfluss auf die Rentabilität hat. Dabei wurde festgestellt, dass 70% der PV-Anlagen der Quick-Check-Daten eine Amortisationszeit von höchstens 35 Jahren aufweisen, wogegen dies bei PV-Anlagen der Solar-Offerte-Daten nur bei 41% der Fall ist. Ein Grund für diese Diskrepanz könnte sein, dass der Quick Check auf grössere Verbraucher (Gewerbe, Mehrfamilienhäuser) ausgerichtet ist, während beim Solar-Offerte-Check angenommen werden kann, dass vor allem Offerten für PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern eingereicht wurden. Dies deutet darauf hin, dass die Grösse der PV-Anlage einen Einfluss auf die Rentabilität hat. Der Einfluss der Anlagengrösse wird nachfolgend genauer beschrieben. Weitere Informationen sind im Anhang A4.3.2 dokumentiert.

- *Anlagengrösse*: Beim Preis für PV-Anlagen sind Skaleneffekte bedeutend: Anlagen mit 25 kWp sind pro kWp rund 35% billiger als kleinere mit nur 5 kWp. Diese bessere Wirtschaftlichkeit von grösseren Anlagen zeigt sich sowohl bei der Amortisationszeit als auch beim IRR. Weitere Informationen sind im Anhang A4.3.3 dokumentiert.
- *Baujahr*: Die Preise von PV-Anlagen sind in den letzten Jahren gesunken, was auch eine Verbesserung der Rentabilität bewirken könnte. Gleichzeitig sind die EIV gesenkt worden, was einen gegenteiligen Effekt erwarten lässt. Bei der Analyse der Wirtschaftlichkeit von 2014 bis 2017 ist tatsächlich eine leicht zunehmende Rentabilität erkennbar. Weitere Informationen sind im Anhang A4.3.1 dokumentiert.
- *Lokale Stromtarife*: Sie beeinflussen sowohl den Ertrag beim Verkauf von Solarstrom als auch die Kosteneinsparung dank dem Eigenverbrauch. Die lokalen Tarife haben einen bedeutenden Einfluss auf die Rentabilität von PV-Anlagen. Der Einfluss ist am grössten bei PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch, was daran liegen könnte, dass die Rückliefertarife mehr variieren als die Tarife für den Strombezug aus dem Netz. Weitere Informationen sind im Anhang A4.3.4 dokumentiert.

Im Zusammenhang mit den lokalen Stromtarifen ist darauf hinzuweisen, dass der Evaluationszeitraum 2014 bis 2018 in ein Zeitfenster mit niedrigen Strompreisen fällt. Relevant für die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen sind letztlich die Stromtarife während der rund 30jährigen Lebenszeit der Anlagen. Höhere Tarife können die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen deutlich verbessern.

- *Angebaute oder integrierte Anlage*: Integrierte Anlagen erhalten höhere Vergütungsansätze der EIV, allerdings sind auch die Investitionskosten höher. Die untersuchten Projekte mit integrierten PV-Anlagen sind deutlich weniger wirtschaftlich. Jedoch ist aufgrund der wenigen integrierten Anlagen im Datenset eine verlässliche Interpretation unmöglich. Weitere Informationen sind im Anhang A4.3.5 dokumentiert.

Einfluss von steuerlichen Aspekten auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen

Der steuerliche Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen ist stark von kantonalen Steuerregelungen und den projektspezifischen Gegebenheiten abhängig. Zu den Einflussfaktoren gehören beispielsweise das Gebäudealter, die Eigentumsverhältnisse, die Vermögens- und Einkommenssituation oder das Nutzungsmodell der PV-Anlage (Eigenverbrauch).⁸⁸ Aufgrund der grossen Heterogenität bei den kantonalen Steuergesetzgebungen wurden die Steuereffekte bei den durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht miteinbezogen.

⁸⁸ Schweizerische Steuerkonferenz (2016), Swissolar (2015)

Grundsätzlich gilt, dass die Investition in die Solaranlage ganz oder teilweise in Abzug gebracht werden kann, die Einnahmen aber der Steuer unterliegen.⁸⁹

- Bei Solaranlagen, die über die Laufzeit einen Gewinn erzielen, wirken sich die Steuern negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage aus. Es kann also davon ausgegangen werden, dass die hier aufgeführten Kennzahlen zur Wirtschaftlichkeit nach dem individuellen Abzug der Steuer in der Regel noch tiefer liegen.
- Bei PV-Anlagen, die über die Laufzeit keinen Gewinn erzielen sowie bei PV-Anlagen mit hohem Eigenverbrauch (falls kantonal keine Steuerpflicht auf Eigenverbrauch besteht), kann ein Netto-Steuerertrag resultieren.

Der Einfluss von Steuern auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen muss somit im Einzelfall abgeklärt werden. Die Erfahrung von Energie Zukunft Schweiz zeigt, dass der Einfluss von steuerlichen Aspekten auf die Wirtschaftlichkeit normalerweise sehr gering ist.

Wirtschaftlichkeit für typische Anlagen

Die nachfolgende Tabelle illustriert die Wirtschaftlichkeit für die beiden Grössenklassen 2 bis 9.9 kWp und 10 bis 29.9 kWp. Diese spiegeln die typischen Anlagen der ausgewerteten Daten wider. Sie bilden aber auch die Mehrheit der von 2014 bis 2018 eingereichten Gesuche ab.

Die dargestellten Werte entsprechen den Medianwerten der beiden Grössenklassen. Die Ergebnisse zeigen, dass sich eine typische Anlage mit 6.5 kWp auch mit EIV und Eigenverbrauch erst am Ende ihrer Lebenszeit amortisiert. Eine typische Anlage mit 15 kWp mit EIV und Eigenverbrauch amortisiert sich nach knapp 30 Jahren. Im Mittel kann eine Rendite (IRR) von 1% erwartet werden.

⁸⁹ Siehe Abschnitt 3.4.2 Exkurs: Steuerliche Behandlung von Investitionen in PV-Anlagen

Tabelle 17: Wirtschaftlichkeit von typischen Anlagen

Kosten und Erträge	Anlagekategorie 2 kWp bis 9.9 kWp	Anlagekategorie 10 kWp bis 29.9 kWp
Anlagengrösse	6.5 kWp	15 kWp
Investitionskosten	20'000 CHF	32'000 CHF
Anteil Eigenverbrauch	35%	35%
Rückliefertarif	8 Rp./kWh	7 Rp./kWh
Tarif Netzstrom	19 Rp./kWh	19.5 Rp./kWh
Amortisationszeit mit Eigenverbrauch und EIV	39 Jahre	29 Jahre
IRR (nach 25 Jahren) mit Eigenverbrauch und EIV	-0.1%	1.1%

Medianwerte (gerundet).

Tabelle Energie Zukunft Schweiz. Quelle: Solar-Offerte-Check, Quick-Check

5.4.3. Fazit zur Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Anlagen

Zusammengefasst zeigen die Analysen der Wirtschaftlichkeit folgendes:

- Mit Eigenverbrauch und EIV können viele PV-Anlagen mit Leistungen unter 30 kW in ihrer Lebensdauer von 25 bis 35 Jahren amortisiert werden. Mit EIV und Eigenverbrauch können 50% der Anlagen in maximal 35 Jahren amortisiert werden. 26% haben eine Amortisationszeit von maximal 25 Jahren. Je kleiner die Anlage, desto länger sind die Amortisationszeiten (siehe Abbildung 40).
- Der Einfluss von EIV und Eigenverbrauch auf die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen ist bedeutsam. Ohne EIV und Eigenverbrauch hätten nur 2% der untersuchten PV-Anlagen einen IRR von über 2%. Mit EIV und Eigenverbrauch steigt hingegen der Anteil der Anlagen mit einem IRR von über 2% auf 35%.
- Der Einfluss des Eigenverbrauchs auf die Wirtschaftlichkeit ist etwas grösser als jener der EIV. Dies trifft sowohl auf die Amortisationszeit als auch auf den IRR zu.
- Wichtig für die Rentabilität ist die Anlagengrösse: Anlagen mit 25 kWp sind pro kWp rund 35% billiger als jene mit nur 5 kWp.
- Lokale Stromtarife sind ebenfalls bedeutend für die Rentabilität von PV-Anlagen. Deren Einfluss ist am grössten bei PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch; das könnte daran liegen, dass die Rückliefertarife für eingespeisten Solarstrom mehr variieren als die Tarife für den Strombezug aus dem Netz. Zu berücksichtigen ist, dass der Evaluationszeitraum 2014 bis 2018 in ein Zeitfenster mit niedrigen Strompreisen gefallen ist. Höhere Stromtarife verbessern die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen.

5.5. Mitnahmeeffekt der Einmalvergütung

Ein Mitnahmeeffekt liegt allgemein vor, wenn der Staat Fördergeld für ein gesellschaftlich erwünschtes Verhalten anbietet und dieses Angebot auch von Akteuren beansprucht wird, die sich ohnehin so verhalten hätten. Die Mitnehmer erfüllen also von sich aus die Kriterien, z.B. für eine Subvention, die deshalb in ihrem Fall keine zusätzliche Wirkung entfaltet. Bezogen auf die EIV ergeben sich Mitnahmeeffekte, wenn InvestorInnen ihre PV-Anlage auch ohne EIV gebaut hätten.

Um Mitnahmeeffekte zu verhindern, soll die Einmalvergütung die nicht amortisierbaren Mehrkosten nicht übersteigen. Diese Mehrkosten ergeben sich aus der Differenz zwischen den kapitalisierten Gestehungskosten für die Elektrizitätsproduktion und dem erzielbaren kapitalisierten Marktpreis (EnG Art. 29, Abs. 2). Zudem wurden bei der Erweiterung der EIV auf PV-Anlagen >30 kWp in der EnFV Übergangsbestimmungen definiert, welche Mitnahmeeffekte verhindern sollen: Wer vor Inkrafttreten der EnFV bereits eine EIV nach bisherigem Recht beantragt oder erhalten hat und die Anlage – ebenfalls vor Inkrafttreten dieser Verordnung – auf über 30 kW erweitert hat, erhält dafür keine EIV (EnFV Art. 104, Abs. 1).⁹⁰

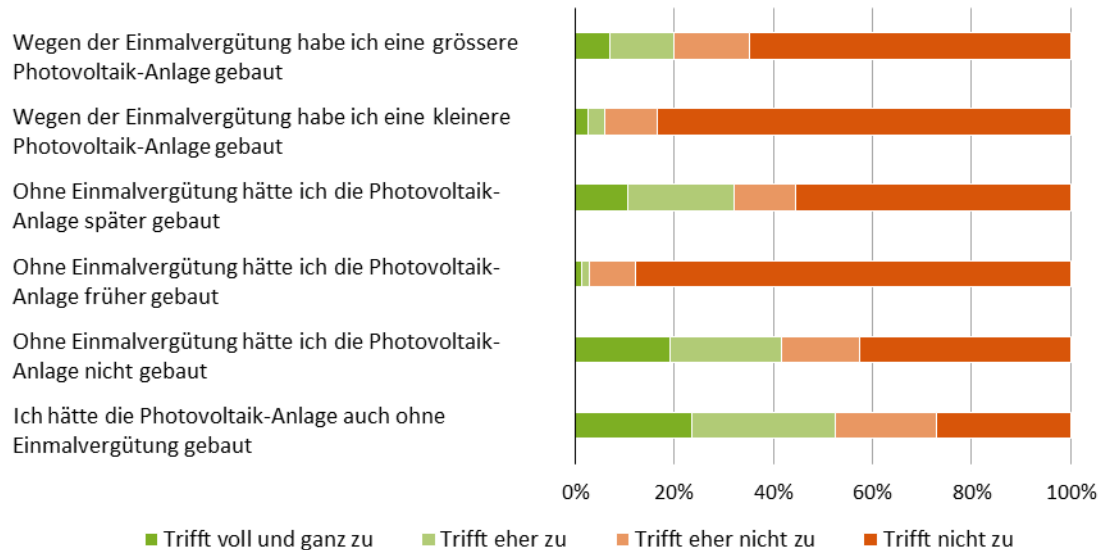
Das Ausmass der Mitnahmeeffekte lässt sich empirisch nicht exakt ermitteln. Um sie abschätzen zu können, haben wir in der Online-Umfrage nach dem Einfluss der EIV auf den Investitionsentscheid gefragt.⁹¹ Demnach hätten rund 50% der Befragten die PV-Anlage auch ohne EIV gebaut (siehe die nachstehende Abbildung 26). Diese Grössenordnung wird dadurch gestützt, dass knapp 60% der Befragten in der Online-Umfrage den Faktor Wirtschaftlichkeit nicht als einen der wichtigsten Faktoren für den Entscheid über eine PV-Anlage angegeben haben (siehe Abbildung 7).

⁹⁰ UVEK 2017: Erläuternder Bericht EnFV

⁹¹ Die präsentierten Ergebnisse enthalten jeweils die Antworten aller Befragten mit EIV- / KLEIV- / GREIV-Anlagen, da zwischen Antragstellergruppen (EIV-Gesuche vor dem 1.1.2018, Gesuche für KLEIV und GREIV seit 2018), Sprachregionen, Anlagen-Leistungskategorien und Produzenten kategorien nur unterschieden wird, wenn es wesentliche Unterschiede in den Ergebnissen gibt.

Abbildung 26: Einfluss der EIV auf den Investitionsentscheid

Nennungen (in %)

**Frage: Inwieweit treffen folgende Aussagen auf Sie zu?**

(Mehrfachantworten)

Antworten von Befragten mit EIV- / KLEIV- / GREIV-Anlagen (N=3'930).

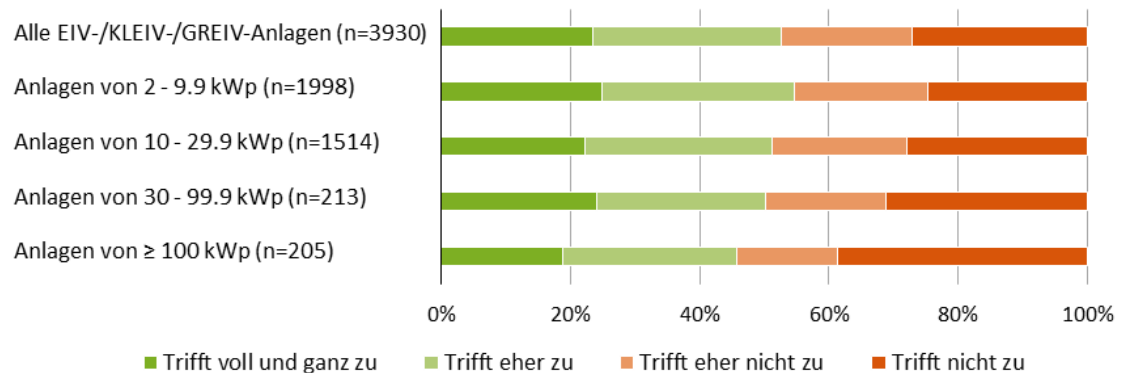
«Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt im Mittel bei 6%.

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Die Unterschiede zwischen den Grössen kategorien zur Frage nach den Mitnahmeeffekten («Ich hätte die Anlage auch ohne EIV gebaut») sind gering (siehe folgende Tabelle). Bei den Antragstellenden mit grösseren Anlagen sind die Mitnahmeeffekte tendenziell etwas geringer. Dies deckt sich mit den Antworten zur Relevanz der Wirtschaftlichkeit beim Entscheid für oder gegen eine PV-Anlage (siehe Abbildung 9). Diese ist tendenziell bei Gesuchstellenden mit grösseren Anlagen etwas wichtiger.

Abbildung 27: Mitnahmeeffekte nach Grössen kategorien

Nennungen (in %)



Frage: Inwieweit trifft folgende Aussage auf Sie zu? Ich hätte die Photovoltaik-Anlage auch ohne Einmalvergütung gebaut.

Antworten von Befragten mit EIV- / KLEIV- / GREIV-Anlagen (N=3'930).

«Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt im Mittel bei 8%.

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Bei einem ausbezahlten Fördervolumen von rund 300 Mio. CHF für die EIV in den Jahren 2014 bis 2017 würden sich die Mitnahmeeffekte auf rund 150 Mio. CHF belaufen.

Aus unserer Sicht ist das Ergebnis als indikative Grössenordnungen aufzufassen. Bei direkten Befragungen sind verzerrende Faktoren zu beachten, welche zu einer Über- oder Unterschätzung führen können:

- Die subjektive Einschätzung der Befragten unterschätzt oft die nicht rein monetäre, sondern psychologische Wirkung der Förderbeiträge und des Förderprogramms als Ganzes. Z.B. haben Förderprogramme des Bundes erfahrungsgemäss eine vertrauensbildende Signalwirkung und führen deshalb zu einer Ausweitung der geförderten Aktivitäten.
- Ein weiterer psychologischer Effekt besteht erfahrungsgemäss darin, dass Befragte ihr Verhalten oft positiver einschätzen als es in der Realität tatsächlich ist. Beispielsweise könnte die soziale Erwünschtheit die Beantwortung der hier gestellten Fragen beeinflussen.
- Die Förderbeiträge sind ein Einflussfaktor unter anderen (z.B. steuerliche Anreize, Sensibilisierungsmassnahmen, Beratung etc.). Die isolierte Beurteilung eines einzelnen Faktors unterschätzt seine Bedeutung im gesamten Entscheidungsrahmen. Dies könnte ein Hinweis sein, dass verschiedene Instrumente, die dasselbe Verhalten fördern, sich teilweise kannibalisieren und die inkrementale Wirkung des zusätzlichen Instruments gering ausfällt.
- Eine Unterschätzung könnte resultieren, wenn die Befragten strategisch antworten würden. Beispielsweise könnten Befragte aus politischen Überlegungen eine grössere Bedeutung der EIV kommunizieren, als dies in Tat und Wahrheit der Fall ist.

Die Umfrageergebnisse zeigen u.a. weiter, dass ca. 20% der Befragten wegen der EIV eine grössere Anlage gebaut haben und gut 30% der Befragten ohne EIV die Anlage später gebaut hätten. Demgegenüber ist der Anteil der Antwortenden, welche aufgrund der EIV eine kleinere Anlage bzw. früher eine Anlage gebaut hätten, sehr gering. Insgesamt relativieren diese Effekte auf die Anlagengrösse bzw. den Zeitpunkt der Investition die in der Befragung geäusserten Mitnahmeeffekte («Ich hätte die Anlage auch ohne EIV gebaut») bis zu einem gewissen Grad.⁹²

Die Antworten zu den Aussagen «Ohne EIV hätte ich die PV-Anlage nicht gebaut» und «Ich hätte die PV-Anlage auch ohne EIV gebaut» sind stimmig. Erstere Aussage impliziert, dass die EIV wichtig ist für den Bau einer PV-Anlage. Die zweite Aussage impliziert, dass die EIV nicht wichtig ist. Befragte, die die erste Aussage als «zutreffend» bezeichnet haben, haben grösstenteils die zweite Aussage als «nicht zutreffend» bezeichnet.

Zwischen den Befragten mit EIV-Anlagen und jenen mit KLEIV- / GREIV-Anlagen gibt es keine relevanten Unterschiede in den Antworten. Lediglich bei den beiden Fragen «Ohne Einmalvergütung hätte ich die Photovoltaik-Anlage später gebaut» und «Ohne Einmalvergütung hätte ich die Photovoltaik-Anlage nicht gebaut» ist der Zustimmungsgrad bei den Befragten mit KLEIV- / GREIV-Anlagen leicht tiefer als bei den Befragten mit EIV-Anlagen.

Zusammenhänge und Möglichkeiten zur Minimierung von Mitnahmeeffekten

In Interface (2009) werden einige interessante Aspekte genannt, deren Verständnis zur Reduktion von Mitnahmeeffekten bei finanziellen Fördermassnahmen beitragen können:

- Generell zeigen die Erfahrungen, dass die Zahl der Mitnehmer mit zunehmender Programmdauer vermindert werden kann, denn beim Programmstart kommen zuerst AnlagebetreiberInnen zum Zug, die die Technologie bereits kennen und an ihr interessiert sind. Die Förderung mit Einmalvergütungen ist langfristig angelegt, da sie spätestens am 1.1.2031 endet (EnG Art. 38).
- Die Beiträge sollten einen wesentlichen Teil der Investitionskosten decken, da sonst primär Mitnehmer erreicht werden. Auf die EIV übertragen heisst dies: Macht die EIV nur einen geringen Teil der Investitionskosten aus, ist die Anlage evtl. nur bedingt wirtschaftlich. Betreiber, die in solchen Situationen eine Anlage bauen, hätten diese wohl ohnehin gebaut. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt, dass der Eigenverbrauch mehr zur Wirtschaftlichkeit der geförderten Anlagen beiträgt als die EIV, was deren Bedeutung automatisch relativiert.

⁹² Sowohl die Aussage «Wegen der EIV habe ich eine grössere Anlage gebaut» als auch die Aussage «Ohne EIV hätte ich die Anlage später gebaut» erzeugen eine zusätzliche Wirkung. Dieser Teil der Wirkung ist kein Mitnahmeeffekt. D.h. der Anteil der Mitnahmeeffekte an der Gesamtwirkung wird kleiner.

- Der Anteil der Mitnehmer kann zudem verringert werden, wenn mit Information und Beratung der Zielgruppen der Zugang zum Förderprogramm erleichtert und das notwendige Wissen für die Verhaltensänderung aufgebaut werden kann. Dies ist bei der EIV der Fall: Gemäss den Ergebnissen der Onlineumfrage beurteilen die meisten Antwortenden sowohl die Information und Beratung als auch die Informationsquellen als gut bis sehr gut.⁹³
- Durch eine Mindesthürde zur Inanspruchnahme der Fördergelder kann die Anzahl der MitnehmerInnen minimiert werden. Für die EIV wird bereits eine minimale Anlagengrösse von 2 kWp vorausgesetzt.

Aus dieser Analyse folgt, dass die aktuelle Ausgestaltung der EIV die Mitnahmeeffekte bereits weitgehend minimiert.

5.6. Beurteilung durch die befragten Akteure

Die folgenden Ausführungen geben die Einschätzungen der InterviewpartnerInnen zu den Wirkungen der EIV wieder. Ergänzt werden die Ausführungen mit Ergebnissen der Online-Umfrage.

Angemeldete und geförderte Anlagen

Abbildung 20 zeigt, dass im Jahr 2014 nur wenige PV-Anlagen eine EIV ausbezahlt bekommen haben. Gemäss Pronovo lässt sich dies damit begründen, dass erstens die zugehörige Verordnung (EnV) verzögert, d.h. erst am 1.4.2014, in Kraft getreten ist. Zweitens mussten alle EIV-Prozesse zuerst etabliert und in den IT-Systemen umgesetzt werden. In den Jahren 2015 bis 2017 wurde die EIV für jeweils ca. 10'000 bis 13'000 PV-Anlagen ausbezahlt. Die Kontingente des BFE wurden in diesen Jahren vollumfänglich ausgeschöpft. Das gilt auch für das Jahr 2018. Im Jahr 2018 ging die Zahl der PV-Anlagen, für die KLEIV oder GREIV ausbezahlt wurde (KLEIV / GREIV abgerechnet), deutlich auf ca. 7'000 Anlagen zurück. Diese Zahl lag gemäss Pronovo deshalb so tief, weil infolge des neuen EnG zuerst die Anlagen aus der KEV-Warteliste ausbezahlt werden mussten. Dabei handelte es sich um ältere, meist grosse mit einem hohen Vergütungsansatz ausgestattete Anlagen (entsprechend den damaligen Investitionskosten). Die zur Verfügung gestellten Fördermittel blieben im 2018 im Vergleich zu 2017 unverändert, reichten daher aber nur noch für etwas mehr als die Hälfte der Anlagen.

⁹³ Siehe Abbildung 18

Wirkung der EIV auf die Wirtschaftlichkeit

Die meisten befragten Akteure sind der Meinung, dass das Fördersystem mit EIV und Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen grundsätzlich positiv beeinflusse und entsprechend Investitionen in PV-Anlagen auslöse.⁹⁴ Ohne Eigenverbrauch seien die PV-Anlagen unwirtschaftlich. Fünf Akteure geben an, dass allenfalls grössere Anlagen mit hohem Eigenverbrauch (z.B. auf Industriegebäuden oder auf Schulen) auch ohne EIV wirtschaftlich seien.

Ein Akteur sieht nicht nur positive Effekte auf die Investitionen in PV-Anlagen, sondern auch in damit verbundene Anwendungen und Dienstleistungen.

Mitnahmeeffekte

Rund zehn Akteure vermuten, dass es bei der EIV einen Mitnahmeeffekt gibt, aber dass dieser Mitnahmeeffekt klein ist. Zumindest sei es schwierig, den Mitnahmeeffekt zu beziffern.

Sechs InterviewpartnerInnen vermuten Mitnahmeeffekte bei grösseren Anlagen mit hohem Eigenverbrauch, weil diese auch ohne EIV wirtschaftlich produzieren könnten. Zwei Akteure erwarten, dass kantonale Vorschriften (MuKEn) zu Mitnahmeeffekten führen können, weil sie einen Anteil erneuerbare Energien vorschreiben. Dies sei allerdings kein Grund, die Förderprogramme abzuschaffen. Allerdings wird diesbezüglich erwähnt, dass Vorschriften kein Ausschlusskriterium für das Förderprogramm sein dürfen.

Ein Interviewpartner vermutet Mitnahmeeffekte, weil die EIV andere Fördermittel nicht ausschliesst (z.B. kantonale Fördermittel). Ein Indikator für gewisse Mitnahmeeffekte könnte die Zahl der HausbesitzerInnen sein, die sich erst spät nach der Realisierung für die Förderung angemeldet haben. Zwei Akteure schliesslich sehen die Absenkung der Vergütungsansätze als Möglichkeit, die Mitnahmeeffekte zu verkleinern.

Verbesserungspotenzial bezüglich Wirkungen

Zwölf Akteure erwarten, dass mehr PV-Anlagen gebaut würden, wenn die Investitionssicherheit langfristig gewährleistet wird. Acht Akteure schlagen höhere Vergütungsansätze vor für grössere Anlagen mit wenig Eigenverbrauch. Zwei Akteure würden es begrüssen, wenn die Deckelung des Netzzuschlags aufgehoben würde, um höhere Vergütungsansätze zu ermöglichen.

Weitere Verbesserungsvorschläge betreffen folgende Punkte:

- Bonuszahlungen, wenn die maximal mögliche Dachfläche belegt wird,
- nach dem Erzeugungsprofil abgestufte Vergütungsansätze. So könnten die richtigen Anlagen am richtigen Ort gefördert werden, z.B. Fassadenanlagen, die Winterstrom produzieren oder Anlagen an weniger geeigneten Standorten,

⁹⁴ Die InterviewpartnerInnen dürften unterschiedliche Vorstellungen davon haben, wie die Wirtschaftlichkeit bei PV-Anlagen zu definieren ist. Wir haben dies in den Interviews nicht explizit abgefragt.

- Steuerbefreiung für EIV,
- wettbewerbliche Ausschreibungen,
- höherer Wert von Herkunftsnachweisen (HKN).

Im Gegenzug schlagen sechs Akteure vor, auf die Förderung von grossen Anlagen mit hohem Eigenverbrauch zu verzichten, denn diese seien auch ohne EIV wirtschaftlich.

Einzelne Akteure sehen Verbesserungspotenzial weniger bei der EIV als bei den Rahmenbedingungen generell. Ihrer Meinung nach würde z.B. eine Internalisierung der externen Kosten eine höhere Wirkung erzielen als die EIV. Auch eine vollständige Strommarkliberalisierung könnte einen positiven Einfluss haben.

6. Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch

Dieses Kapitel beschreibt zu Beginn kurz die Regelung des Eigenverbrauchs in der Gesetzgebung. Es folgt ein Überblick über das Ausmass und die Hemmnisse beim Eigenverbrauch und schliesslich seine Beurteilung aus Sicht der Akteure.

Wir haben uns für die Analyse auf Dokumente der Vollzugsbehörden und der Marktakteure sowie auf die Experteninterviews und die Ergebnisse der Online-Umfrage abgestützt. Bei den Ergebnissen der Online-Umfrage weisen wir darauf hin, dass von den Anpassungen beim Eigenverbrauch per Anfang 2018 keine grösseren Auswirkungen zu erkennen sind. Dafür war der Zeitraum (1 Jahr seit den Anpassungen) zu kurz.

Die Ausführungen beziehen sich primär auf die Periode 2014 bis 2017. Ergebnisse für 2018 sind ergänzend dargestellt.

Erläuterung zu den Ergebnissen der Online-Umfrage

Zwischen Antragstellergruppen (EIV-Gesuche vor dem 1.1.2018, Gesuche für KLEIV und GREIV seit 2018), Sprachregionen, Anlagen-Leistungskategorien und Produzentenkategorien wird nur unterschieden, wenn es wesentliche Unterschiede in den Ergebnissen gibt.

Die für die Auswertung einbezogenen Antworten sind je nach Fragestellung unterschiedlich (z.B. Antworten von allen Befragten mit PV-Anlagen oder nur von den Befragten mit PV-Anlagen, die ihre EIV, KLEIV oder GREIV bereits erhalten haben).

6.1. Regulierung des Eigenverbrauchs

Das per 1.1.2014 revidierte Energiegesetz (EnG) hat erstmalig den Eigenverbrauch reguliert (Art. 7a, Abs. 4bis). Die Regelung erlaubte den Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen, dass sie die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selber verbrauchen dürfen. Die Produzenten konnten damit wählen, ob sie nur die überschüssige Energie oder die gesamte produzierte Energie ins Netz einspeisen wollten.⁹⁵ Durch das Erreichen der Netzparität wird der Eigenverbrauch von Solarstrom als Alternative zur Stromeinspeisung interessant. Für den Hauseigentümer ist es wirtschaftlich günstiger, den Strom lokal selbst zu produzieren und zu konsumieren (bspw. für Wärmepumpen oder zukünftig für die Elektromobilität), als diesen aus dem öffentlichen Stromnetz zu beziehen.⁹⁶ Vor 2014 gab es in der Praxis kaum Eigenverbrauch, obwohl keine vollständige Einspeisepflicht bestand.⁹⁷

⁹⁵ Überschüssige Energie: Verfügbare Energie nach Abzug des zeitgleichen Eigenverbrauchs

⁹⁶ Siehe bspw. BFE 2018c, Folie 10

⁹⁷ UREK 2013

Das per 1.1.2018 in Kraft getretene neue EnG regelt ausserdem die Umsetzung von Zusammenschlüssen mehrerer Endverbraucher zum Eigenverbrauch (ZEV). Die Regelung erlaubt Besitzern von Bürogebäuden und Mehrfamilienhäusern, den selbst produzierten Sonnenstrom allen Mietparteien zum Eigenverbrauch zur Verfügung zu stellen. Eigenverbrauchsgemeinschaften (EVG) waren schon seit 2014 zugelassen, wurden aber selten implementiert, weil sie sehr kompliziert waren.⁹⁸

Seit der Einführung von Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV) per 1.1.2018 hat das BFE die Bedingungen dafür verschiedentlich angepasst, so bspw. beim Referenzstrompreis. Bei den ZEV muss der Solarstrom, der den Mietern verkauft wird, billiger sein als der Netzstrom. Bisher galt für einen ZEV, der jährlich über 100 MWh verbraucht, der Strompreis auf dem freien Strommarkt als Referenzgrösse. Dadurch gab es nur wenig Spielraum bei der Wirtschaftlichkeit von Solaranlagen. Neu gilt als Referenzgrösse der Strompreis, der gelten würde, wenn der Mieter nicht an einem ZEV angeschlossen wäre.

Eine weitere Erleichterung für die ZEV ist die seit 1.4.2019 geltende Regelung, dass sich ZEV auch über Grundstücke, die einzig durch eine Strasse, ein Eisenbahntrasse oder ein Fließgewässer voneinander getrennt sind, erstrecken können, solange der jeweiligen Grundeigentümer der Querung seines Grundstückes zustimmt.

6.2. Verbreitung, Eigenverbrauchsgrad und Bedeutung

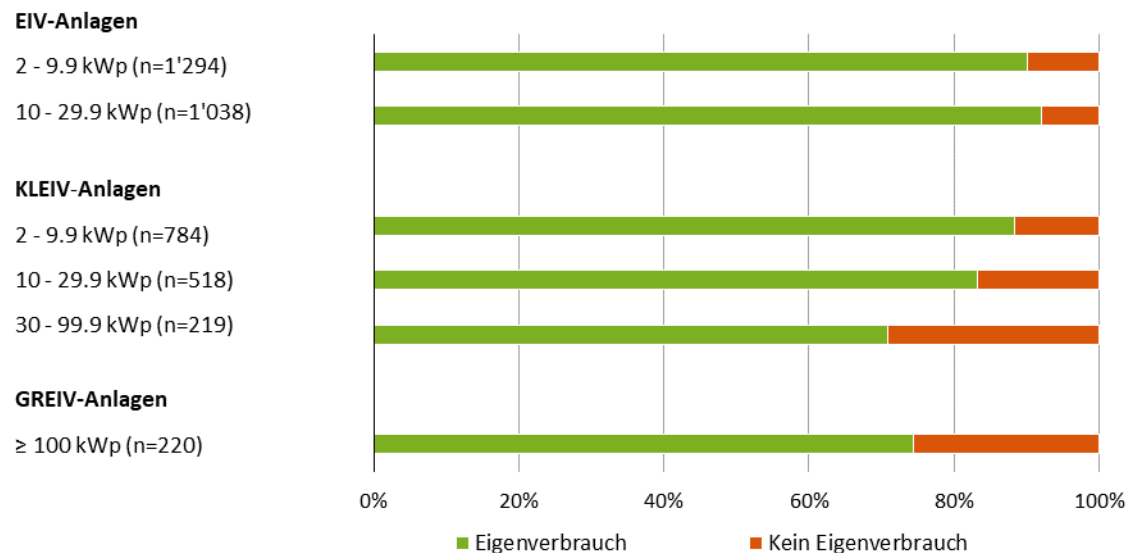
Verbreitung des Eigenverbrauchs

Der Eigenverbrauch spielt beim Entscheid über eine PV-Anlage eine wichtige Rolle. Als erstes wollten wir deshalb herausfinden, wie verbreitet der Eigenverbrauch in der Praxis tatsächlich ist. Die Ergebnisse der Online-Umfrage zeigen, dass 70% bis 90% der PV-Anlagenbesitzer einen Teil ihres Stroms selber verbrauchen.

⁹⁸ Neben den ZEV zählen auch EVU-Modelle zu den Eigenverbrauchsgemeinschaften.

Abbildung 28: Verbreitung des Eigenverbrauchs

Anteile (in %), nach Vergütungssystem und Leistungsklasse



Frage: Verbrauchen Sie einen Teil des von Ihrer Photovoltaik-Anlage produzierten Stroms selber, ohne Umweg über das Stromnetz (= Eigenverbrauch)?

Antworten von Befragten mit Photovoltaik-Anlagen und EIV, KLEIV oder GREIV-Förderung (N=4'073).

«Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt im Mittel bei 3%.

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Der Eigenverbrauchsgrad, d.h. der Anteil des Stroms, den die PV-Anlagenbesitzer selber nutzen, liegt zwischen 35% und 50% (siehe folgende Tabelle). Je grösser die Anlage, desto höher ist der Eigenverbrauchsgrad.

Tabelle 18: Eigenverbrauchsgrad nach Leistungsklassen und nach Produzentenkategorien

	Eigenverbrauch [%]	Anzahl Antworten
Nach Leistungsklassen		
2 – 9.9 kWp	36%	745
10 – 29.9 kWp	37%	605
30 – 99.9 kWp	45%	67
≥ 100 kWp	49%	70
Nach Produzentenkategorien		
Privatperson	30%	1'080
Privatunternehmen	49%	347
Öffentliche Hand	52%	60
Total	44%	1'487

Antworten von Befragten mit Eigenverbrauch (N=1'487), davon Antworten von Befragten, die den Eigenverbrauch explizit angegeben haben (N=613) und von Befragten, für die wir ihren Eigenverbrauch (basierend auf dem Stromverbrauch) grob abgeschätzt haben (N=874).

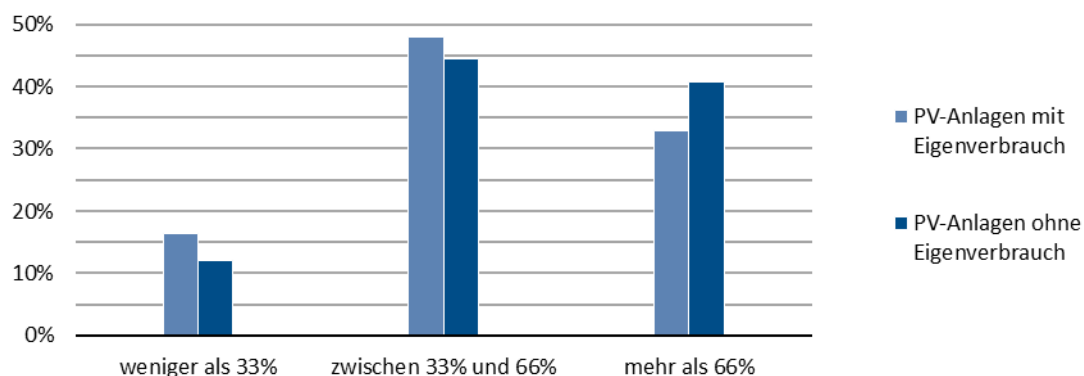
Die Eigenverbrauchsanteile sind entsprechend der Stromproduktion der PV-Anlagen mengengewichtet.

Tabelle INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Je höher die Eigenverbrauchsquote ist, desto besser fällt in der Regel die Wirtschaftlichkeit aus. PV-Anlagenbesitzer, die Eigenverbrauch betreiben, dürften daher an einem möglichst hohen Eigenverbrauchsgrad interessiert sein (auch wenn gemäss Expertenaussagen bei grossen Anlagen das betriebswirtschaftliche Optimum nicht zwingend beim maximalen Eigenverbrauch liegt). Eine höhere Eigenverbrauchsquote lässt sich mit mehr Stromverbrauchern (z.B. Wärmepumpe) erreichen oder indem die Anlage kleiner dimensioniert wird. Gemäss Online-Umfrage nutzen 35% der PV-AnlagebetreiberInnen, die Strom für Eigenverbrauch nutzen, den Grossteil der Dachfläche. Bei den PV-AnlagebetreiberInnen ohne Eigenverbrauch sind es mit 45% etwas mehr.

Abbildung 29: Dachflächenanteile von PV-Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch

Verteilung der Dachflächenanteil der PV-Anlagen (in %)



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

Befragte (N=4'797), die die Frage zum Eigenverbrauch mit ja oder nein beantwortet haben.
«Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt im Mittel bei 2%.

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Information und Beratung zum Eigenverbrauch

Gemäss Online-Umfrage haben sich fast 60% der Befragten Informationen zum Thema Eigenverbrauch beim Installations-, Planungs- oder Architekturbüro beschafft. Eine weitere wichtige Informationsquelle sind mit knapp 30% die Energieversorgungsunternehmen (EVU). Andere Informationsquellen – wie das BFE oder EnergieSchweiz – spielen eine untergeordnete Rolle.

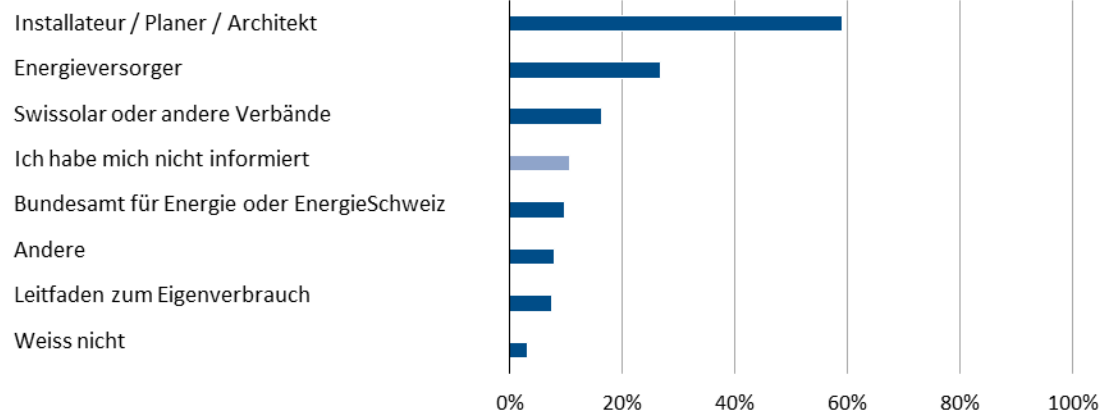
EnergieSchweiz hat im April 2018 einen Leitfaden Eigenverbrauch publiziert.⁹⁹ Um einen möglichen Einfluss des Leitfadens aufzuzeigen, haben wir zusätzlich eine Auswertung durchgeführt, die nur die Antworten von AnlagebetreiberInnen berücksichtigt, die sich im 2018 mit dem Bau einer PV-Anlage befasst haben.¹⁰⁰ Das Resultat zeigt, dass EnergieSchweiz nicht häufiger als wichtige Informationsquelle genannt wird.

⁹⁹ Ausgearbeitet durch Swissolar, dem Hauseigentümerverband (HEV Schweiz), dem Schweizerischen Mieterinnen- und Mieterverband (SMV) und unter Einbezug des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE).

¹⁰⁰ Konkret wurden nur AnlagebetreiberInnen mit einem Anmeldedatum im 2018 berücksichtigt, weil bei diesen die Wahrscheinlichkeit gross ist, dass sie sich im 2018 mit dem Thema Eigenverbrauch befasst haben.

Abbildung 30: Benutzte Informationsquellen zum Eigenverbrauch

Nennungen (in %)

**Frage: Bei wem haben Sie sich hauptsächlich über den Eigenverbrauch informiert?**

(Mehrfachantworten möglich).

Antworten von Befragten mit Photovoltaik-Anlagen (N=4'933).

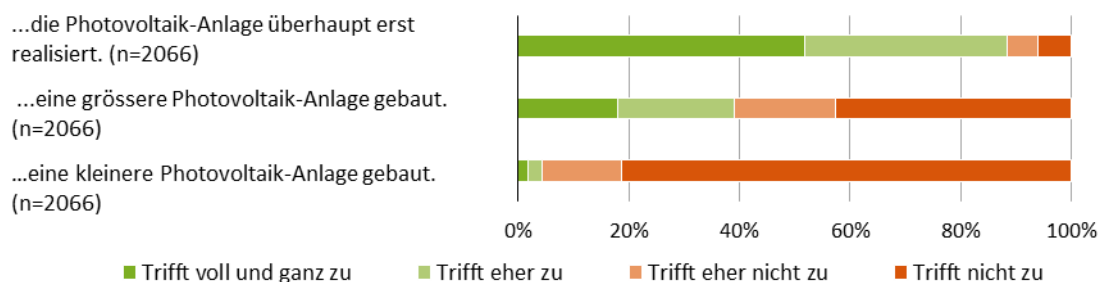
Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Grosser Einfluss des Eigenverbrauchs auf den Investitionsentscheid

Knapp 90% der Befragten geben an, wegen der Möglichkeit für Eigenverbrauch die Anlage überhaupt erst realisiert zu haben. Fast 40% haben wegen des Eigenverbrauchs eine grössere PV-Anlage gebaut.

Abbildung 31: Einfluss der Möglichkeit zum Eigenverbrauch

Wegen der Möglichkeit des Eigenverbrauchs habe ich...

**Frage: Inwieweit treffen folgende Aussagen auf Sie zu?**

Antworten von Befragten mit EIV-Anlagen (N=2'066).

«Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt im Mittel bei 2%.

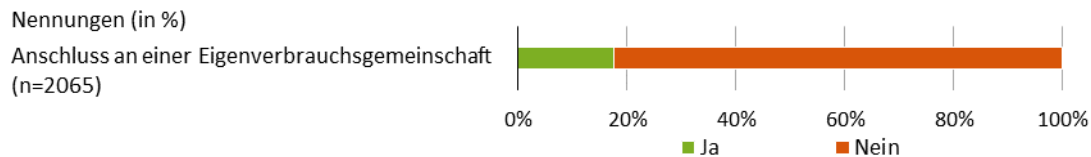
Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Verbreitung von Eigenverbrauchsgemeinschaften

Gemäss Online-Umfrage sind knapp 20% der Befragten Teil einer Eigenverbrauchsgemeinschaft. Bei Befragten, die eine EIV erhalten haben, sind es 17% (siehe folgende Abbildung), bei den Befragten mit KLEIV- und GREIV-Anlagen liegt der Anteil bereits bei 23%.

Der Begriff «Eigenverbrauchsgemeinschaft» war im Fragebogen nicht weiter spezifiziert. Wir gehen davon aus, dass die Befragten darunter sowohl Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) als auch Eigenverbrauchsgemeinschaften nach einem EVU-Modell verstanden haben.

Abbildung 32: Anteil der Eigenverbrauchsgemeinschaften



Frage: Wird der Strom aus Ihrer Photovoltaik-Anlage (teilweise oder vollständig) von einer Eigenverbrauchsgemeinschaft verbraucht?

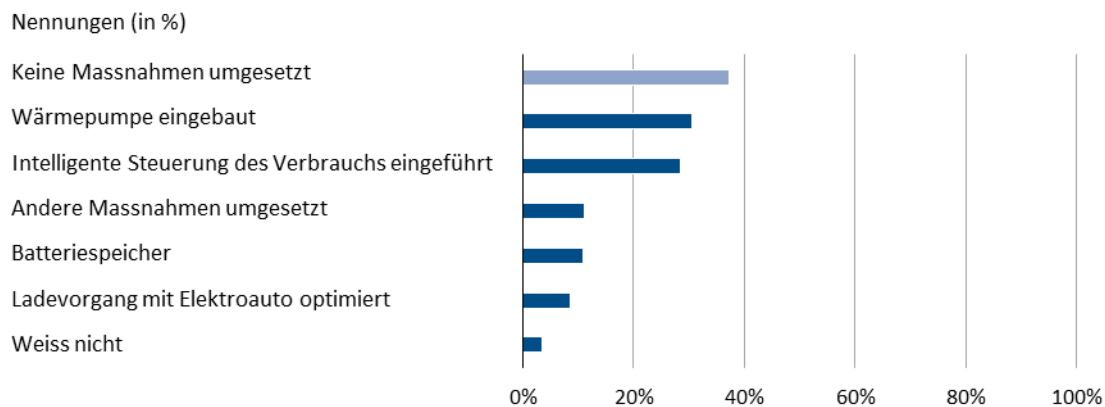
Antworten von Befragten mit EIV-Anlagen (N=2'065).

«Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt im Mittel bei 2%.

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs

Um den Eigenverbrauch zu erhöhen, haben rund 30% der Befragten mit Eigenverbrauch eine Wärmepumpe oder eine Verbrauchssteuerung eingeführt. Knapp 40% der Befragten mit Eigenverbrauch haben keine besonderen Massnahmen zur Steigerung des Eigenverbrauchsgrads ergriffen.

Abbildung 33: Umgesetzte Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs

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

(Mehrfachantworten).

Antworten der Befragten mit EIV-Anlagen und Eigenverbrauch (n=2'065).

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

6.3. Beurteilung des Eigenverbrauchs durch die befragten Akteure

Entwicklung des Eigenverbrauchs

Acht InterviewpartnerInnen vermuten, dass der Eigenverbrauch in den letzten Jahren – und insbesondere ab Januar 2018 – zugenommen hat. Zwei InterviewpartnerInnen gehen davon aus, dass kaum mehr neue Anlagen ohne Eigenverbrauch realisiert werden. Dank neuer Dienstleister und den EVU seien Eigenverbrauchslösungen auch vermehrt bei Anlagen ein Thema, die einen Grossteil ihrer Produktion ins Netz einspeisen. Dazu würden auch die Rückliefertarife beitragen, die in den letzten Jahren stark gesunken seien. PV-Anlagen mit Eigenverbrauch oder mit Optimierungen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs würden dadurch wirtschaftlicher.

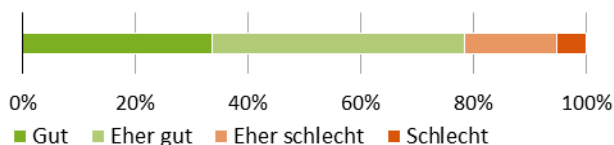
Zwei andere Akteure sind der Meinung, dass die Entwicklung des Eigenverbrauchs nur langsam vor sich geht.

Informationen zum Eigenverbrauch

Die wichtigsten Informationsquellen sind, wie in Abbildung 30 bereits dargestellt, Installations-, Planungs- und Architekturbüros sowie EVU. Gemäss Online-Umfrage sind knapp 80% der Befragten mit den angebotenen Informationen und der Beratung zum Eigenverbrauch zufrieden:

Abbildung 34: Beurteilung der Informationen und Beratung zum Eigenverbrauch

Nennungen (in %)

Beurteilung Information und Beratung zum
Eigenverbrauch (n=4249)**Frage: Wie beurteilen Sie die Informationen und Beratung zum Eigenverbrauch?**

Antworten von Befragten mit Photovoltaik-Anlagen, die angegeben haben, dass sie sich über Eigenverbrauch informiert haben (N=4'249).

«Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt im Mittel bei 5%.

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Werden nur AnlagebetreiberInnen berücksichtigt, die sich im 2018 mit dem Bau einer PV-Anlage beschäftigt haben, verändert sich das Ergebnis nicht wesentlich.

Einflussfaktoren beim Entscheid für eine Eigenverbrauchslösung

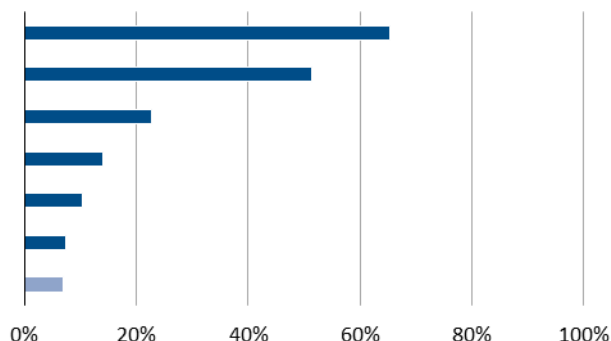
Gemäss Online-Umfrage haben die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlage (zu 65%) und energiepolitische Überlegungen (zu 53%) den Entscheid über den Eigenverbrauch am stärksten beeinflusst. Rund 20% der Befragten haben Installations-/Planungs-/Architekturfirmen als wichtige Faktoren bezeichnet. Die übrigen Faktoren – EVU, Aufwand etc. – spielen eine untergeordnete Rolle.

Die Häufigkeiten der Faktoren und ihre Reihenfolge sind bei EIV, KLEIV und GREIV sehr ähnlich.

Abbildung 35: Wichtige Faktoren beim Entscheid für eine Eigenverbrauchslösung

Nennungen (in %)

Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlage
Energiepolitische Überlegungen
Installateur / Planer / Architekt
Aufwand für Umsetzung
Lokales Energieversorgungsunternehmen
Andere Faktoren
Keine



Frage: Welche Faktoren haben beim Entscheid, eine Eigenverbrauchslösung umzusetzen bzw. nicht umzusetzen, eine wichtige Rolle gespielt?
(Mehrfachantworten.)

Antworten der Befragten mit Photovoltaik-Anlagen (n=4'917).

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

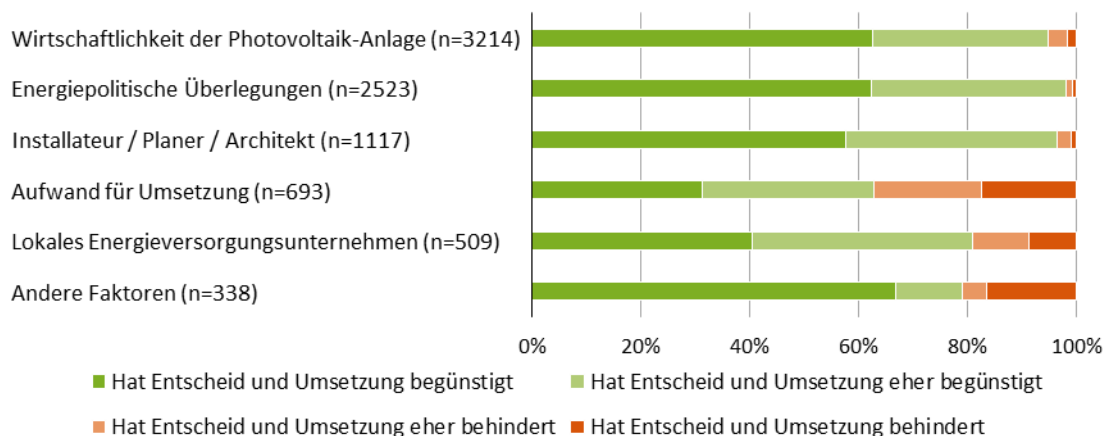
Die Wirtschaftlichkeit, energiepolitische Überlegungen sowie Installations-/Planungsfirmen und Architekturbüros beeinflussen den Entscheid für Eigenverbrauch in den meisten Fällen positiv (siehe folgende Abbildung 33).

Zu den Faktoren, die den Entscheid über Eigenverbrauch negativ beeinflussen können, zählen der Aufwand für die Umsetzung (250 Nennungen), die lokalen EVU (93 Nennungen) und die Wirtschaftlichkeit. 65 Befragte erachten auch andere Faktoren als hinderlich, zum Beispiel die zu hohen Kosten für Batteriespeicher oder Schwierigkeiten im Zusammenhang mit Mietwohnungen (z.B. fehlendes Einverständnis der Mieter oder zu komplizierte Abrechnung).

Dass die lokalen EVU teilweise als Hemmnis für Eigenverbrauchslösungen bezeichnet werden, hat ein EVU-Experte in den Interviews damit begründet, dass vor allem kleinere EVU keine Dienstleistungen oder Möglichkeiten zum Eigenverbrauch anbieten. Es sei deshalb nachvollziehbar, dass die PV-Anlagen-BesitzerInnen mit dem lokalen EVU nicht nur zufrieden sind. Möglicherweise lasse sich diese Beurteilung auch mit dem Widerstand der EVU gegen die ZEV begründen. Sieben Akteure bemängeln diesbezüglich, dass die EVU die ZEV willentlich ausbremsen, weil sie ihre Marktanteile nicht verlieren wollen.

Abbildung 36: Beurteilung der wichtigen Faktoren beim Entscheid für den Eigenverbrauch

Nennungen (in %)



Frage: Haben diese Faktoren Ihren Entscheid und die Umsetzung der Eigenverbrauchslösung eher begünstigt oder eher behindert?

Die Befragten mussten alle von ihnen als wichtig eingestuften Faktoren beurteilen.

Antworten der Befragten mit Photovoltaik-Anlagen (n=4'917).

«Weiss nicht» Antworten sind nicht dargestellt, ihr Anteil liegt im Mittel bei 3%.

Grafik INFRAS. Quelle: Online-Umfrage.

Zwei InterviewpartnerInnen erwähnen, dass der Eigenverbrauch nicht nur aus wirtschaftlicher Sicht ein wichtiger Faktor ist: Eigenverbrauch beinhaltet auch eine emotionale Komponente, weil es den PV-Anlagenbesitzern erlaube, ihren eigenen Strom zu produzieren.

Kleine Hürden beim Eigenverbrauch – grössere beim Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Grundsätzlich beurteilen die InterviewpartnerInnen den Eigenverbrauch als unproblematisch. Nur wenige InterviewpartnerInnen sehen beim Eigenverbrauch grössere Hürden: Die EVU bspw. würden Eigenverbrauchslösungen eher bremsen, und generell sei der Eigenverbrauch ein eher kompliziertes Thema.

Beim ZEV sieht es anders aus. Sieben von elf Akteuren sehen die EVU als willentliche Bremser, weil sie ihre Marktanteile nicht verlieren wollen, wobei sich die Situation seit der Anpassung der Regelungen des Eigenverbrauchs ab 2018 deutlich verbessert habe. Problematisch sei die Zusammenarbeit insbesondere bei einem ZEV unter bestehenden Gebäuden, die das Verteilnetz als «virtuellen Zwischenspeicher» nutzen wollen und Netzgebühren bezahlen müssen. Hier wünschen sich die Akteure eine klarere Regulierung.

Ein weiteres Problem beim ZEV seien die komplizierten Regelungen, die insbesondere Planung, Messung und Abrechnung aufwendig machen würden. Ein konkretes administratives Hemmnis sei der Mieterschutz, der doppelt abgedeckt sei: Der Preis für den vor Ort produzierten Strom dürfe nicht höher sein als jener eines externen Stromprodukts. Zudem gäbe es den Referenzzinssatz für Kapitalkosten, der maximal 0.5% über dem aktuellen Referenzzins liegen dürfe. Hinzu komme, dass die Mietverträge angepasst werden müssen. Der «doppelte Mieterschutz» verschlechtere die Wirtschaftlichkeit und verursache hohe Aufwände für die EigentümerInnen und für die Verwaltung des ZEV.

Schätzung des Eigenverbrauchs

Grundsätzlich ist gemäss den ExpertInnen der Eigenverbrauch von vielen Faktoren abhängig. Eine Abschätzung sei deshalb schwierig. Insgesamt betrage der Eigenverbrauchsgrad in der Schweiz ca. 30 bis 40%. Für die einzelnen Gebäudekategorien haben die Akteure folgende Grössenordnungen geschätzt:

Tabelle 19: Einschätzung des Eigenverbrauchsgrads nach Gebäudekategorie

Gebäudekategorie	Spezifische Massnahmen zur Förderung des Eigenverbrauchs	Eigenverbrauchsgrad
Einfamilienhaus	Keine	20 - 40%
	mit Wärmepumpe	30 - 50%
	mit Wärmepumpe und Batterie (wobei Batterien noch unwirtschaftlich)	>50%
Mehrfamilienhaus	Keine	40 - 50%
	mit Wärmepumpe	60 - 70%
Industrie und Gewerbegebäude		50 - 100%

Tabelle INFRAS. Quelle: Experteninterviews.

Neue Lösungen und Dienstleistungen für den Eigenverbrauch

Elf Akteure sind der Meinung, dass sich im Bereich Eigenverbrauch viele neue Anwendungen und Dienstleistungen entwickelt haben. Neue und bestehende Firmen (auch EVU) böten Lösungen für Eigenverbrauch und ZEV an, um beispielsweise den Verbrauch zu optimieren oder Messdienstleistungen oder Abrechnungen zu automatisieren.

Eine Person wünscht sich eine Standardisierung dieser Lösungen und Produkte, sonst gäbe es immer wieder Fälle, wo Anbieter vom Markt verschwinden und Kunden ganze Produkte ersetzen müssten, weil es z.B. keine Ersatzteile gibt.

Zwei Akteure sind anderer Meinung und finden, dass der Markt für Eigenverbrauchslösungen noch wenig entwickelt sei. Die Entwicklung sei erst durch die Annahme der Energiestrategie 2050 im Mai 2017 lanciert worden.

Information und Beratung

Für viele Befragte spielen die Verbände (z.B. Swissolar, SSES, HEV) und insbesondere die Installationsfirmen bei der Information über den Eigenverbrauch eine wichtige Rolle. Generell gäbe es im Internet viele Informationen zum Thema Eigenverbrauch. Gelobt werden die Broschüren und Leitfäden des BFE (bzw. von EnergieSchweiz).

Verbesserungspotenzial der Regelungen zum Eigenverbrauch und zum ZEV

Sieben Akteure schlagen vor, die Regelungen zum ZEV zu vereinfachen, insbesondere beim Mieterschutz. Überhaupt sei der Mieterschutz in der Mietverordnung und nicht in der Energieverordnung zu regeln. Die Akteure wünschten sich auch, dass ZEV über Strassen oder Flüsse hinweg gebildet werden können. Dies ist seit der Anpassung der EnV per 1.4.2019 erlaubt (Art. 14., Abs. 2).

Weitere sieben Akteure fordern eine stärkere Förderung von Eigenverbrauch und ZEV, z.B. über höhere Vergütungsansätze bei der EIV oder Unterstützung bei der Administration. Damit ZEV das Verteilnetz als «virtuelle Zwischenspeicher» nutzen können, sei eine Nutzungsgebühr für das öffentliche Verteilnetz denkbar (analog zu «Dark Fiber» in der Telekommunikation). Eine Regelung brauche es auch für den Preis, zu dem die ins Verteilnetz eingespeisten kWh wieder aus dem Netz bezogen werden kann. Wichtig sei, dass diese Gebührenregelung günstiger ist als eine Batterielösung und doch teuer genug, um damit die Netzkosten decken zu können. Entsprechende Modelle gäbe es z.B. in Frankreich.

Auswirkungen des Eigenverbrauchs auf die Netzkosten

Nach Ansicht einzelner InterviewpartnerInnen müssen die Netzkosten fair verteilt werden. Eine Befreiung von den Netzkosten sei zu vermeiden. Einem Leistungstarif stehen die InterviewpartnerInnen kritisch gegenüber. Dieser würde bei kleinen Anlagen zu Mehrkosten führen und damit die Wirtschaftlichkeit gefährden.

Gemäss den InterviewpartnerInnen gibt es zurzeit keine Hinweise, dass das Wachstum bei den PV-Anlagen die Netzstabilität beeinträchtigt. Einzelne Akteure sind sogar der Meinung, dass die dezentrale Stromproduktion durch PV zu einer Netzentlastung führen könne.

7. Beurteilung durch das Evaluationsteam und Empfehlungen

Gestützt auf die empirischen Ergebnisse beurteilen wir nachfolgend das Konzept, die Umsetzung und die Wirkungen der EIV sowie den Eigenverbrauch entlang der Evaluationsfragen. Abschliessend leiten wir basierend auf der Beurteilung Empfehlungen zur Optimierung der EIV und der Eigenverbrauchslösung ab.

7.1. Beurteilung des Konzepts

Wie weit entspricht die Konzeption der Einmalvergütungen den gesetzlichen Vorgaben?

Das Konzept der EIV erfüllt die gesetzlichen Vorgaben. Die im EnG festgehaltenen Kernelemente der EIV – einmalige Vergütung, maximal 30% der Investitionskosten etc. – sind mit der aktuellen Ausgestaltung von KLEIV und GREIV gut abgedeckt. Es gibt keine offensichtlichen Widersprüche zwischen EnG und der konkreten Ausgestaltung der EIV in der EnFV und den Unterlagen des BFE zur EIV. Aus den Interviews lassen sich ebenfalls keine grundsätzlichen Abweichungen von den gesetzlichen Vorgaben feststellen.

Ist die Konzeption der Einmalvergütungen ausreichend klar und konsistent?

Die Konzeption der EIV beurteilen wir in Bezug auf die Klarheit unterschiedlich. Die Ausgestaltung von KLEIV und GREIV und die Anforderungen (Anmeldung erst nach Inbetriebnahme bei PV-Anlagen <100 kWp etc.) sind in den Faktenblättern und auf der Webseite des BFE grundsätzlich verständlich dargestellt. Die beiden in die EIV eingebauten Wahlrechte sind jedoch unterschiedlich zu beurteilen: Das Wahlrecht EIV 2014 – 2017 bewerten wir positiv: Es hat vielen AntragstellerInnen einen schnellen Förderbeitrag ermöglicht. Das Wahlrecht «EVS / KLEIV / GREIV 2018» mit seinen verschiedenen Optionen (Leistungsverzicht, Karenzfrist) hat den Vollzug aber stark verkompliziert und zu Unklarheiten bei den AntragstellerInnen geführt.

Die Zielerreichung der EIV ist schwierig zu überprüfen, weil im EnG keine Ziele für einzelne Technologien spezifiziert sind.¹⁰¹ Dies lässt sich damit begründen, dass die EIV grundsätzlich kosten- und nicht mengengesteuert ausgestaltet wurde.¹⁰² Aus ökonomischer Sicht ist dies positiv zu werten, weil damit der Technologieneutralität Rechnung getragen wird. Der Anteil erneuerbarer Energien soll so mit der jeweils effizientesten Technologie erreicht werden.

Die Konsistenz bzw. Abstimmung auf andere (Förder-)Instrumente (Eigenverbrauch, Rückliefertarife und Steuerabzüge) erachten wir grundsätzlich als gegeben. Zur KEV besteht eine klare Abgrenzung, da diese auf Anlagen fokussiert, die vor dem 1.7.2012 angemeldet wurden.

¹⁰¹ EnG Art. 2, Abs. 1 setzt Richtwerte für erneuerbare Energien bis 2020 bzw. bis 2035 fest.

¹⁰² Max. 30% der Investitionskosten

Mit kantonalen Förderprogrammen und Vorschriften bestehen vereinzelte Überlappungen. Es stellt sich allenfalls die Frage, ob potenzielle InvestorInnen genügend Transparenz über die anderen (Förder-)Instrumente haben, welche die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen signifikant beeinflussen können. Hinweise dazu finden sich in den Kommentaren zur Online-Umfrage. Ein Beispiel: «Am meisten hat uns geärgert, dass sobald die Einmalvergütung ausgezahlt wurde, der Tarif für die Stromlieferung extrem zurückging. Wenn ich gewusst hätte, dass man heute nur noch so wenig für den gelieferten Solarstrom erhält, hätten wir die Anlage nicht mehr gebaut.»

Ist die Konzeption der Einmalvergütungen geeignet, um möglichst viele Zusatzinvestitionen in Photovoltaikanlagen auszulösen? Sind insbesondere die Vergabekriterien geeignet, um die gewünschte Verhaltensänderung zu bewirken?

Wir teilen die Ansicht der InterviewpartnerInnen, dass die EIV ein wichtiges Element zur Förderung der Energiewende darstellt und der Ausbau von EIV auf KLEIV und GREIV wichtig war, um den Bau von PV-Anlagen voranzutreiben. Die Hauptstärke der EIV liegt darin, dass sie einen Beitrag an die Anfangsinvestition einer PV-Anlage leistet und damit sowohl die Wirtschaftlichkeit verbessert als auch die Finanzierung der Anfangsinvestition erleichtert. Indem die EIV auf die Wirtschaftlichkeit bzw. die Finanzierung der Investitionskosten von PV-Anlagen abzielt, adressiert sie das wichtigste Hindernis für den Bau einer PV-Anlage. Die EIV ist damit geeignet, einen bedeutenden Beitrag zum Ausbau der Energieversorgung in Richtung erneuerbare Energien zu leisten. Die Bedeutung relativiert sich dadurch, dass nach Ansicht der Experten die Wirtschaftlichkeit für BetreiberInnen und ProjektantInnen von kleinen PV-Anlagen keine zentrale Rolle spielt. Die Online-Umfrage bestätigt dies insofern, als 60% der Teilnehmenden die Wirtschaftlichkeit nicht als wichtig für den Entscheid für oder gegen eine PV-Anlage bezeichnen. Die EIV löst auch das Problem der tiefen Rückliefertarife nicht. Diese stellen nach Ansicht von 25% der Teilnehmenden der Online-Umfrage ein wichtiges Hemmnis dar.

Die steigende Zahl der neu eingegangenen Gesuche in den Jahren 2014 bis 2017 hätte grundsätzlich viele Zusatzinvestitionen auslösen können. Die Kontingentierung der Fördermittel und die damit verbundenen Wartezeiten erachten wir als hinderlich, wenn es darum geht, das Potenzial der EIV voll auszuschöpfen. Die Mitteilungen des BFE zeigen, dass in den Jahren 2014 bis 2017 Swissgrid die EIV innerhalb weniger Monate auszahlen konnte. Für das Jahr 2018 hat das BFE für neue Fördergesuche längere Wartefristen von mehreren Jahren kommuniziert.¹⁰³ Dies hat viele AntragstellerInnen verärgert. Mit dem Zeitpunkt und der Abwicklung der Auszahlung sind nur knapp 50% der Teilnehmenden an der Online-Umfrage zufrieden, im Jahr 2018 sind es sogar nur noch etwa 35%. Auch die InterviewpartnerInnen haben die Wartefristen

¹⁰³ Effektiv sind die Wartefristen kürzer ausgefallen. Siehe Kapitel 3.4.1, Abschnitt Wartefristen für die Auszahlung.

als ein Hauptproblem der EIV identifiziert. In der Zwischenzeit hat sich das Problem deutlich entschärft. Das BFE geht für 2020 von Wartefristen von unter einem Jahr aus.¹⁰⁴

Die Vergabekriterien der EIV beurteilen wir als zweckmässig. Die Kriterien sind auf einige wenige zentrale Anforderungen reduziert, auf die gesetzlichen Vorgaben abgestimmt und geeignet, den Bau von PV-Anlagen zu fördern.

Bestehen aus der Sicht von potentiellen Investoren Unsicherheiten, welche die Investitionsbereitschaft in Photovoltaikanlagen wesentlich verringern (z.B. Unklarheit über die Förderberechtigung, grosse Wartelisten, lange Bewilligungsverfahren, mögliche Rechtsänderungen, anderes)?

Aufgrund der Online-Umfrage kommen wir zum Schluss, dass sich vor allem finanzielle Aspekte wie die Wirtschaftlichkeit, die Finanzierung der Investitionskosten und die Rückliefertarife hemmend auf den Investitionsentscheid einer PV-Anlage auswirken. Die InterviewpartnerInnen bestätigen diesen Eindruck. Auf Seiten der AntragstellerInnen haben wir ausserdem eine gewisse Verunsicherung und einen gewissen Vertrauensverlust infolge der Umteilung von Gesuchen auf der KEV-Warteliste zur KLEIV / GREIV festgestellt.

Aussagen aus den Interviews legen nahe, dass BetreiberInnen und ProjektantInnen von grossen Anlagen mehr Gewicht auf die Wirtschaftlichkeit legen als solche von kleineren PV-Anlagen. Die Ergebnisse der Online-Umfrage zeigen in Bezug auf die Wichtigkeit der Wirtschaftlichkeit nur geringe Unterschiede zwischen den verschiedenen Grössenklassen. Tendenziell ist die Wirtschaftlichkeit für Antragstellende mit grösseren Anlagen aber etwas wichtiger als für solche mit kleineren Anlagen.

Welche Bewilligungs-Probleme für PV-Anlagen sind tatsächlich hinderlich, und in welchem Ausmass (z.B. Anschlussgesuch beim Verteilnetzbetreiber, Denkmalschutz, Ortsbild, anderes)?

Bei den Bewilligungen und weiteren Aufgaben beim Bau einer PV-Anlage (z.B. Beglaubigung) sehen wir keine grösseren Probleme. 80% der Befragten haben diese Aufgaben als unproblematisch bezeichnet.

Zu prüfen wäre allenfalls, ob wesentliche Hindernisse für den Bau einer PV-Anlage ausserhalb des Einflussbereichs der EIV bestehen (z.B. uneinheitliche Bewilligungspraxis in den Kantonen).

¹⁰⁴ Siehe Kapitel 3.2, Abschnitt Wartezeiten

7.2. Beurteilung des Vollzugs

Wie sind die Vollzugsprozesse und die Vollzugskosten zu beurteilen? Wie schätzen Gesuchstellende den Vollzug der Einmalvergütungen ein?

Die Prozesse zur Bearbeitung von Gesuchen sind definiert und aus unserer Sicht zweckmässig. Aufgrund der Ergebnisse der Online-Umfrage und den Experteninterviews beurteilen wir den Vollzug als verbesserungswürdig. Die Gesuchstellenden sind mit dem Vollzug durch Pronovo nur teilweise zufrieden. Die Anmeldung auf der Webseite von Pronovo (früher Swissgrid) beurteilen 80% der Befragten als gut. Mit der Bearbeitungsdauer sind aber nur knapp 50% zufrieden, im Jahr 2018 sind es sogar nur noch etwa 35%.

Viele Teilnehmende der Online-Umfrage sind sehr verärgert und haben gefragt, wo ihr Geld bleibe. Auch wenn die langen Wartezeiten ein konzeptionelles Problem sind und von den verfügbaren Kontingenten abhängen, so sehen wir doch Pronovo in der Pflicht, den Stand der Gesuche systematischer und klarer zu kommunizieren. Pronovo könnte auch klarer darauf hinweisen, dass sie keine längerfristigen Zusicherungen geben und jeweils nur diejenigen AntragstellerInnen informieren können, die im kommenden Jahr eine Verfügung erhalten. Das Gesuchsverfahren liesse sich durch eine Reduktion der Formulare im Anmeldeprozess und eine direkte Kommunikation auf elektronischem Weg vereinfachen.

Die Vollzugskosten erachten wir insofern als angemessen, als nach der Einführung der EIV im 2014 die Vollzugskosten pro Entscheid im 2015 deutlich gesunken sind. Dass die Kennzahlen im 2018 wieder höher ausgefallen sind, lässt sich mit der Erweiterung der EIV auf KLEIV und GREIV begründen.

Welche Zielgruppen wurden für die Einmalvergütung an Photovoltaikanlagen identifiziert? Liegen genügend Informationen über die Zielgruppen und deren Nutzenkalküle vor, um die Förderwirkung zu maximieren und den Mitnahmeeffekt zu minimieren?

Hauptzielgruppe der EIV waren Betreiber bzw. Projektanten von kleinen PV-Anlagen. Aus unserer Sicht ist es gelungen, diese Zielgruppe zu erreichen. Erstens ist die Zahl der Anmeldungen in den Jahren 2014 bis 2017 stetig gestiegen. Und zweitens ist der Anteil der PV-AnlagebetreiberInnen, die keine EIV beantragen, gemäss den InterviewpartnerInnen sehr gering. Wie gering dieser Anteil tatsächlich ist, liess sich bei der vorliegenden Evaluation nicht ermitteln, da mangels Adressen diese Gruppe nicht in die Online-Umfrage einbezogen wurde.

Die Informationen zu den Zielgruppen beurteilen wir unterschiedlich: Für die BetreiberInnen bzw. ProjektantInnen von kleinen PV-Anlagen sind die Investitionskosten einigermaßen bekannt, bspw. aus der PV-Preisumfrage von Energie Zukunft Schweiz. Aus der Überprüfung der Vergütungsansätze verfügt das BFE ausserdem über die Preise von offerierten PV-Anlagen

(Solar-Offerte-Check-Daten). Energie Zukunft Schweiz beurteilt diese Daten aufgrund eigener Marktbeobachtungen als realistisch. Insofern erachten wir die Informationen als genügend, um geeignete Vergütungsansätze festzusetzen.

Mit dem Ausbau der EIV auf KLEIV und GREIV sind Immobilienfirmen und Unternehmen mit Industrie-, Gewerbe- und landwirtschaftlichen Gebäuden in den Fokus gerückt. Damit deckt die EIV aus unserer Sicht praktisch alle für PV-Anlagen geeigneten Gebäude ab.

Als verbesserungswürdig erachten wir die Datenlagen zu den Preisen grosser Anlagen. Hier gibt es nur wenige Untersuchungen, da es sich häufig um individuelle Anlagen handelt.

Wir stellen ausserdem fest, dass die EIV, wie sie jetzt konzipiert ist, für grössere Gebäude ohne viel Eigenverbrauch nicht wirksam ist. Dies betrifft insbesondere landwirtschaftliche Gebäude. Deren Anteil am Zubau ging in den letzten Jahren deutlich zurück, denn die EIV allein macht solche Anlagen nicht wirtschaftlich. Damit auch bei solchen Gebäuden wieder Anlagen gebaut werden, könnten Auktionen durchgeführt werden, bei denen die Vergütungsansätze durch Ausschreibung von Zubaumengen für spezifische Segmente (z.B. für Anlagen ohne Eigenverbrauch) bestimmt werden. Der Bundesrat hat entsprechende Ausschreibungen auch bereits vorgesehen.¹⁰⁵

Wurden ab 2014 die Referenzanlagen, die Vergütungsansätze und weitere Fördermodalitäten so an die Marktbedingungen angepasst, dass es weder zu tiefe noch zu hohe Vergütungen gab (maximaler Fördereffekt, jedoch minimaler Mitnahmeeffekt, optimale Höhe des finanziellen Anreizes)?

Aus unserer Sicht hat das BFE in den Jahren 2014 bis 2017 die Vergütungsansätze angemessen festgelegt. Die Zahl der Gesuche hat in diesen Jahren jedenfalls leicht zugenommen,¹⁰⁶ obwohl das BFE die Vergütungsansätze in diesem Zeitraum mehrmals gesenkt hat. Der Einbruch bei den Anmeldungen im 2018 ist unserer Ansicht nach weniger auf die Vergütungsansätze als vielmehr auf Unsicherheiten, Unklarheiten und die langen Wartezeiten zurückzuführen. Wir sehen unsere Beurteilung dadurch gestützt, dass gemäss den InterviewpartnerInnen fast alle neuen PV-Anlagen eine EIV beantragen.

Die Mitnahmeeffekte betragen rund 50%.¹⁰⁷ Da sowohl das Konzept der EIV als auch dessen Umsetzung die Mitnahmeeffekte bereits minimieren, sehen wir keinen vielversprechenden Ansatzpunkt, diese Effekte substanziell zu reduzieren. Deshalb verzichten wir auch auf eine

¹⁰⁵ Vgl. Medienmitteilung des Bundesrates vom 27.09.2019: Im Solarbereich soll der Wettbewerb verstärkt werden, indem die Einmalvergütungen für grosse Photovoltaik-Anlagen neu durch Ausschreibungen festgelegt werden sollen. Dabei erhält jener Produzent den Zuschlag, der eine bestimmte Menge Solarenergie am günstigsten produzieren kann. Die Ausschreibungen ersetzen die heutigen fixen Einmalvergütungen. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen/bundesrat.msg-id-76564.html>

¹⁰⁶ Vgl. Tabelle 10

¹⁰⁷ Siehe die Ausführungen zur letzten Frage im Abschnitt 7.3 sowie das Kapitel 5.5

entsprechende Empfehlung. Mitnahmeeffekte sollten aber thematisiert werden, wenn das Zusammenspiel aller Massnahmen zur Förderung von Photovoltaik überprüft wird.

Wie sind die jährlichen Vergütungsabsenkungen gegenüber der Kostenentwicklung von installierten Photovoltaikanlagen zu beurteilen?

Grundsätzlich beurteilen wir das Vorgehen des BFE zur Festlegung der Vergütungsansätze als pragmatischen Ansatz. Basis für die Ermittlung der Vergütungsansätze sind die Offertpreise von PV-Anlagen bei kleineren Anlagen (Solar-Offerte-Check) und Marktstudien (IEA 2017) bei grösseren Anlagen. Diese Datenbasis erachten wir grundsätzlich als ausreichend.

Die Überlegung des BFE, die Vergütungsansätze segmentspezifisch in Abhängigkeit der Zubauraten anzupassen, erachten wir grundsätzlich ebenfalls als zweckmässig, weil dadurch die Zahlungsbereitschaft von potenziellen InvestorInnen möglichst ausgeschöpft und die Fördermittel effizient eingesetzt werden.

Sind die Einmalvergütungen begleitet durch Informationen und Beratung, welche die Förderwirkung steigern und den Mitnahme-Effekt minimieren? Sind die Informationen bei den Zielgruppen angekommen?

Basierend auf den Ergebnissen der Online-Umfrage beurteilen wir die Menge an Informationen und Beratung zur EIV grundsätzlich positiv. Sowohl auf der Webseite von Pronovo als auch auf den Webseiten des BFE / EnergieSchweiz und von Swissolar sowie weiteren Verbänden der Solarbranche finden sich ausführliche Informationen zur EIV.

Die Interviews mit den Akteuren bestätigen dies. Wir gehen ausserdem mit den InterviewpartnerInnen einig, dass Installations- und Planungsfirmen eine wichtige Rolle innehaben (viele InvestorInnen informieren sich direkt über die Installations- und Planungsfirmen zu den Rahmenbedingungen). Es scheint uns deshalb wichtig, dass die Installations- und Planungsfirmen über die Vorteile von PV-Anlagen, ihre Hemmnisse sowie Änderungen bei der EIV gut geschult werden. Dies auch im Hinblick darauf, dass wir die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Installationsfirmen tendenziell als zu optimistisch einschätzen. Dadurch steigt zwar die Zahl der gebauten Anlagen und die Förderwirkung. Wenn sich die Anlage aber letztendlich als unwirtschaftlich herausstellt, sind die AnlagebetreiberInnen verärgert.

Zu Architekturbüros kamen in den Interviews wenig Rückmeldungen. Dies könnte ein Hinweis sein, dass diese Gruppe eine stärkere Vermittlerrolle übernehmen könnte.

Wie sind allfällige Trends bei den Anträgen zu erklären?

Die leichte Zunahme der neu eingehenden Gesuche in den Jahren 2014 bis 2017 um jährlich jeweils ca. 10% ist gemäss den Akteuren auf mehrere Gründe zurückzuführen. Vor allem die

sinkenden Preise, das gute Image der Photovoltaik, vereinfachte Bauvorschriften und die Möglichkeit zum Eigenverbrauch dürften zu dieser positiven Entwicklung beigetragen haben.

Den Einbruch der neu eingehenden Gesuche im Jahr 2018 führen wir basierend auf Interviewaussagen primär auf Unklarheiten, Unsicherheiten sowie die langen Wartezeiten infolge der Umstellungen von KEV auf KLEIV / GREIV zurück. In der Zwischenzeit scheint sich die Zahl der Anmeldungen wieder erholt zu haben (es gibt Anzeichen, dass der Markt 2019 stark anzieht).

Das Monitoring von Pronovo zur EIV beurteilen wir als verbesserungswürdig. Es listet viele Informationen auf, ist aber schwer verständlich und zentrale Kennzahlen sind nicht ersichtlich, bspw. die Anzahl neuer Gesuche für die EIV oder der monatliche Zubau nach Leistungskategorien. Diese Angaben wären gemäss BFE hilfreich.

7.3. Beurteilung der Wirkungen

Wie viele angemeldete, bewilligte und realisierte Photovoltaikanlagen gab es? Wie viel beträgt die installierte Leistung der mit Einmalvergütungen realisierten Anlagen?

Die Zahl der realisierten Anlagen hat in den Jahren 2014 bis 2017 kontinuierlich zugenommen. Von den rund 54'000 angemeldeten Anlagen (= Gesuche) waren Ende 2017 rund 42'000 Anlagen realisiert. In den Interviews haben die Experten erwähnt, dass die EIV zu Beginn innerhalb von wenigen Monaten nach der Anmeldung ausbezahlt wurde.

Per Ende 2018 ist die Zahl der Gesuche auf 72'000 angestiegen, davon sind rund 15'000 Anlagen noch nicht gebaut. Gemäss Pronovo ist damit zu rechnen, dass viele der Ende 2018 noch nicht realisierten Anlagen nicht mehr gebaut werden. Es handle sich um Projekte, die seinerzeit für die KEV angemeldet wurden, per Anfang 2018 aber gemäss dem neuen EnG von Pronovo in die KLEIV umgeteilt wurden. Es stellt sich die Frage, ob dieses Potenzial an Anlagen, die zumindest einmal das Projektstadium erreicht hatten, noch zur Realisierung motiviert werden könnte.

Tabelle 20: Realisierte und geförderte PV-Anlagen von 2014 bis 2018

[Anzahl]	2014	2015	2016	2017	2018
Gesuche kumuliert (EIV und Wahlrecht)	20'724	29'942	41'084	54'203	72'061
davon realisierte Anlagen total*	8'936	20'005	29'637	42'032	57'986
davon geförderte Anlagen (ausbezahlt)	588	9'880	21'340	3'472	41'105

Abweichungen in der Summe sind auf Rundungsfehler zurückzuführen.

* Die Differenz zwischen den Gesuchen und den realisierten Anlagen entspricht den nicht realisierten Anlagen.

Tabelle INFRAS. Quelle: Pronovo, EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal.

Das typische EIV-Gesuch stammt von einer Privatperson mit einer Anlage zwischen 2 und 29.9 kWp. Bis Ende 2018 entfallen rund 51'000 oder 70% aller Gesuche auf diese Kategorien.

Die Leistung der mit der EIV geförderten PV-Anlagen beurteilen wir über die bisherige Laufzeit der EIV positiv, auch wenn aufgrund fehlender technologiespezifischer Ziele im EnG keine abschliessende Beurteilung der Zielerreichung möglich ist. Bis Ende 2018 ist die geförderte Leistung immerhin kontinuierlich auf über 530 MWp angestiegen (siehe folgende Tabelle). Die Auftragsbücher der Installationsfirmen deuten gemäss Energie Zukunft Schweiz darauf hin, dass 2019 mit einem grösseren Zuwachs zu rechnen ist.

Tabelle 21: Installierte und geförderte Leistung von 2014 bis 2018

[kumuliert, in MWp]	2014	2015	2016	2017	2018
Leistung kumuliert (EIV und Wahlrecht)	223	324	442	586	2'288
davon installierte Leistung*	85	204	305	442	1'111
davon geförderte Leistung	4	91	213	358	536

* Die Differenz zwischen Leistung gemäss Gesuch und realisierter Leistung entspricht der projektierten Leistung (in der Tabelle nicht dargestellt).

Tabelle INFRAS. Quelle: Pronovo, EIV-Cockpit, jeweils per Ende 4. Quartal.

Die mit der GREIV geförderte Leistung beurteilen wir als verbesserungswürdig, denn sie ist mit 16 MWp (ausbezahlt) und 68 MWp (verpflichtet) noch sehr klein.¹⁰⁸ Die Leistung der GREIV-Gesuche auf der Warteliste belief sich Ende 2018 auf fast 900 MWp. Das BFE hat diesem Umstand Rechnung getragen, indem es die verfügbaren Fördermittel für die GREIV von 22 Mio. CHF im Jahr 2018 auf jeweils rund 200 Mio. CHF in den Jahren 2019 und 2020 erhöht hat.¹⁰⁹

Wie viele Gelder wurden für die installierte Leistung der geförderten Photovoltaikanlagen eingesetzt (Einmalvergütungen plus Investorengelder)?

Bis Ende 2017 beliefen sich die Fördermittel (inkl. Anlagen auf der Warteliste) auf 390 Mio. CHF.¹¹⁰ Wir schätzen das dadurch ausgelöste Investitionsvolumen auf ca. 1.4 Mrd. CHF. Die Schätzung basiert auf Angaben aus der Online-Umfrage zum Anteil der EIV an den gesamten Investitionskosten.

¹⁰⁸ Siehe Tabelle 14

¹⁰⁹ Siehe Tabelle 6

¹¹⁰ Siehe Tabelle 15

Wie beeinflussten die Einmalvergütung und der Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen?

Basierend auf den Auswertungen zur Wirtschaftlichkeit von Anlagen von 2 bis 29.9 kWp beurteilen wir den Einfluss der EIV und des Eigenverbrauchs als zentral für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage. Ohne EIV und Eigenverbrauch wären in diesen Grössenkategorien nur wenige Anlagen wirtschaftlich. Mit EIV und Eigenverbrauch kann die Wirtschaftlichkeit deutlich verbessert werden. Viele Anlagen sind aber auch mit EIV und Eigenverbrauch nur knapp wirtschaftlich bzw. unwirtschaftlich. Die Akteure haben dieses Ergebnis in den Interviews bestätigt.

Als weitere wichtige Einflussfaktoren sehen wir auf der Kostenseite die Anlagengrösse und auf der Einnahmenseite die Rückliefertarife. Zu berücksichtigen ist, dass höhere Stromtarife die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen deutlich verbessern können.

Für grössere Anlagen ab 30 kWp waren für verlässliche Aussagen zu wenige Daten für eine Wirtschaftlichkeitsanalyse vorhanden. Aus den Interviews schliessen wir, dass solche Anlagen trotz EIV nicht wirtschaftlich sind, wenn sie keinen oder nur wenig Eigenverbrauch aufweisen. Grössere Anlagen mit einem hohen Eigenverbrauch (z.B. auf Industriegebäuden oder auf Schulen) seien hingegen teilweise sogar ohne EIV wirtschaftlich.

In der jetzigen Ausgestaltung hat der Eigenverbrauch einen stärkeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit als die EIV. Ob aus volkswirtschaftlicher Sicht die Stärkung des Eigenverbrauchs durch entsprechende Anreize effizienter und effektiver ist als die EIV, haben wir im Rahmen der vorliegenden Evaluation nicht geprüft.

Welche Wirkung hatten Einmalvergütung und Eigenverbrauch auf die Investitionen in Photovoltaikanlagen? Wurden in den Jahren 2014 bis 2017 dank Einmalvergütung und Eigenverbrauch im erwarteten Ausmass mehr Photovoltaikanlagen gebaut, erweitert oder zeitlich vorgezogen?

Grundsätzlich beurteilen wir die Wirkungen von EIV und Eigenverbrauch auf die Investitionen in PV-Anlagen positiv. Die steigende Zahl der Gesuche zeigt, dass viele ImmobilieneigentümerInnen bereit sind, in PV-Anlagen zu investieren. Aufgrund der Rückmeldungen in den Interviews gehen wir davon aus, dass bei der KLEIV (bis 100 kWp) nur wenige AnlagebetreiberInnen auf ein Gesuch verzichten. Als problematisch erachten wir den Rückgang der PV-Investitionen bei den Industrie-, Gewerbe- und Landwirtschaftsgebäuden ohne grossen Eigenverbrauch. Die Ausgestaltung der EIV mit einem Betrag von höchstens 30% der Investitionskosten hat dazu ge-

führt, dass Anlagen bei solchen Gebäuden und ohne Eigenverbrauch mit den aktuellen Vergütungsansätzen nicht wirtschaftlich sind. Hier sind mit den vom Bundesrat vorgesehenen Ausschreibungen Alternativen in Sicht.¹¹¹

Die Frage, ob im erwarteten Ausmass mehr PV-Anlagen gebaut wurden, lässt sich aus unserer Sicht zum heutigen Zeitpunkt nicht abschliessend beantworten, weil keine spezifischen quantifizierten Ziele für die Photovoltaik festgelegt sind.

Wie hoch waren die Mitnahmeeffekte der Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen in den Jahren 2014 bis 2017?

Basierend auf der Online-Umfrage schätzen wir die Mitnahmeeffekte für den Zeitraum von 2014 bis 2017 auf ca. 150 Mio. CHF. Dies entspricht ca. 50% der eingesetzten Fördermittel von 300 Mio. CHF. Wir erachten diese Grössenordnung als plausibel, weisen aber darauf hin, dass Mitnahmeeffekte grundsätzlich empirisch schwierig zu erfassen sind.¹¹²

Im Weiteren sind wir der Ansicht, dass die von Interface (2009) empfohlenen Massnahmen zur Reduktion der Mitnahmeeffekte – längere Programmdauer, substanzieller Beitrag, genug Beratung und gute Information – mit der aktuellen Ausgestaltung der EIV im Wesentlichen erfüllt sind. Insofern sehen wir keinen EIV-spezifischen Ansatzpunkt, die Mitnahmeeffekte zu reduzieren.¹¹³ Hinzu kommt, dass die Analysen zur Wirtschaftlichkeit gezeigt haben, dass ein Grossteil der PV-Anlagen nur knapp eine angemessene Wirtschaftlichkeit erreicht.

7.4. Beurteilung des Eigenverbrauchs

Wie haben sich die mit Einmalvergütungen Unterstützten zu ihren Möglichkeiten beim Eigenverbrauch informiert?

Die Informationsmöglichkeiten zum Eigenverbrauch beurteilen wir aufgrund der Ergebnisse in der Online-Umfrage grundsätzlich positiv. Knapp 80% der Befragten haben Information und Beratung zum Eigenverbrauch als gut bezeichnet. Die Akteure in den Interviews beurteilen die Informationen ebenfalls als ausreichend.

Verbesserungspotenzial sehen wir bei der Verbreitung des Themas Eigenverbrauch bei potenziellen InvestorInnen. Hier weisen Rückmeldungen aus der Online-Umfrage darauf hin, dass HauseigentümerInnen vor dem Kontakt mit einer Installations-/Planungsfirma oder einem Architekturbüro erst wenig Informationen zum Eigenverbrauch besitzen.

¹¹¹ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen/bundesrat.msg-id-76564.html>

¹¹² Siehe Abschnitt 5.5

¹¹³ Siehe Abschnitt 5.5

Eine Beurteilung des im April 2018 von EnergieSchweiz publizierten Leitfadens Eigenverbrauch ist zum heutigen Zeitpunkt schwierig. Die Ergebnisse der Online-Umfrage zeigen keinen signifikanten Unterschied in der Nutzung von Informationen von EnergieSchweiz für die Zeit vor und nach 2018.

Welche Hürden bestanden für den Eigenverbrauch sowie für Eigenverbrauchsgemeinschaften von 2014 bis 2017?

Aufgrund der Ergebnisse der Online-Umfrage erachten wir den Aufwand für die Umsetzung und die lokalen EVU als Haupthindernisse beim Eigenverbrauch. Wir würden das Problem allerdings nicht überbewerten, weil nur etwa 20% der Befragten diese Faktoren überhaupt als Hindernis bezeichnen. Dies wird durch die Aussagen der InterviewpartnerInnen bestätigt. Auch sie sehen beim Eigenverbrauch grundsätzlich keine grösseren Probleme. Ein Hindernis stellen ihrer Ansicht nach allenfalls die EVU dar.¹¹⁴ Aber auch hier habe sich die Situation im 2018 deutlich verbessert.

Potenzial besteht aus unserer Sicht bei den Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV). Die Online-Umfrage zeigt, dass Eigenverbrauchsgemeinschaften erst wenig verbreitet sind. Grösstes Hindernis sind gemäss den InterviewpartnerInnen die komplizierten Regelungen (Messung, Abrechnung etc.).

Welche technischen Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs wurden umgesetzt, welche wurden verworfen?

Bei den Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs seitens der InvestorInnen (z.B. Einbau einer Wärmepumpe) sehen wir noch ein gewisses Potenzial. Wir leiten dies aus der Online-Umfrage ab, in der rund 35% der Befragten angegeben haben, dass sie keine solche Massnahme umgesetzt haben. Das Potenzial relativiert sich dadurch, dass Optimierungen unter Umständen die Wirtschaftlichkeit verschlechtern können.

Welche Lösungen und Dienstleistungen haben sich bisher im Bereich Eigenverbrauch entwickelt?

In Bezug auf neue Lösungen und Dienstleistungen zum Eigenverbrauch beurteilen wir die Entwicklung als erfreulich. Wir leiten dies aus den Interviews mit den Akteuren ab, in denen die meisten GesprächspartnerInnen der Ansicht sind, dass sich einiges getan hat. Neue und bestehende Firmen (auch EVU) böten Lösungen für Eigenverbrauch und ZEV an, um beispielsweise den Verbrauch zu optimieren oder Messdienstleistungen oder Abrechnungen zu automatisieren.

¹¹⁴ Siehe Abschnitt 6.3

Wie viel Strom wurde schätzungsweise tatsächlich selbst verbraucht?

Basierend auf der Online-Umfrage schätzen wir den Eigenverbrauchsgrad auf etwa 45% (über alle Anlagenkategorien). Bei grösseren PV-Anlagen ≥ 100 kWp stellen wir mit knapp 50% einen etwas höheren Eigenverbrauchsgrad fest als bei kleineren Anlagen < 30 kWp (ca. 35%). Die Akteure in den Interviews und insbesondere die befragten EVU bestätigen diese Grössenordnungen.

Welche Folgen hat eine steigende Anzahl PV-Anlagen für die Netzstabilität? Welche Folgen hat ein steigender Anteil Eigenverbrauch auf die Netzkosten? Wie wirken sich eine steigende Zahl von PV-Anlagen auf die Netzverluste und Leistungsspitzen aus?

Aus unserer Sicht ist die Situation bzgl. Netzstabilität infolge der steigenden Anzahl an PV-Anlagen noch nicht kritisch. Dies leiten wir aus den Interviews und insbesondere den Gesprächen mit den beiden EVU ab. Demnach gibt es zurzeit keine Hinweise, dass die Zunahme der PV-Anlagen die Netzstabilität beeinträchtigt. Gestützt wird diese Einschätzung auch von verschiedenen Studien, die Gebiete mit einem sehr hohen Anteil an erneuerbaren Anlagen ($> 50\%$) untersuchen.¹¹⁵ Die Schweiz ist von einem solch hohen Anteil in der Regel noch weit entfernt.

Die Auswirkungen des steigenden Eigenverbrauchs auf die Netzkosten beurteilen wir basierend auf Interviewaussagen zurzeit ebenfalls als unkritisch. Aus unserer Sicht ist es aber wichtig, dass zukünftig vermehrt Anreize zu einem netzdienlichen Verhalten gesetzt werden, ohne dabei die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen wesentlich zu gefährden.

7.5. Empfehlungen

Aus unserer Sicht hat sich die EIV grundsätzlich bewährt. Sie soll deshalb weitergeführt werden. Gemäss den Evaluationsergebnissen ist die EIV geeignet, den Bau von PV-Anlagen wirksam zu fördern und einen Beitrag zur Energiestrategie bzw. zum Umbau der schweizerischen Stromversorgung in Richtung erneuerbare Energien zu leisten.

Optimierungspotenzial sehen wir in allen untersuchten Bereichen (Konzeption, Vollzug, Wirkungen und Eigenverbrauch). Entsprechend leiten wir folgende Empfehlungen ab. Wir fokussieren dabei auf Empfehlungen, die sich an das BFE oder an Pronovo richten und die das BFE ohne Gesetzesänderungen durchführen könnte.

Konzeption der EIV

Aus unserer Sicht bestehen folgende Ansatzpunkte, um die EIV konzeptionell zu verbessern und damit den Bau von weiteren PV-Anlagen zu fördern:

¹¹⁵ Agora Energiewende 2018, Carigiet et al. 2015, Fraunhofer ISE 2019

- Wir empfehlen dem BFE, die Kontingente so festzulegen, dass die Wartefristen weiterhin unter einem Jahr betragen. Eine kürzere Wartezeit erhöht die Investitionssicherheit. Investitionskosten zählen mit zu den wichtigsten Hindernissen beim Bau einer PV-Anlage.
- Wir empfehlen dem BFE ausserdem, zukünftige konzeptionelle Anpassungen möglichst einfach zu halten und auf Wahlrechte und Optionen möglichst zu verzichten.
- Das BFE sollte das Zusammenspiel der verschiedenen Förderinstrumente (KLEIV / GREIV, kantonale Förderbeiträge, Steuerabzüge, Rückliefertarife, Eigenverbrauch) möglichst transparent machen.

Vollzug der EIV

Beim Vollzug sehen wir sowohl bei Pronovo als auch bei den Marktakteuren Handlungsbedarf. Anknüpfungspunkte für Optimierungen sind:

- Pronovo sollte alle Gesuchstellenden systematisch und regelmässig über den Stand der Gesuchsbearbeitung informieren. Sollten die Wartefristen jemals wieder über ein Jahr ansteigen, wären diese Information und insbesondere deren Begründung aktiv und einfach verständlich zu kommunizieren. Um den Aufwand für Pronovo in Grenzen zu halten, wären in einem solchen Fall auch vermehrt Informationsaktivitäten von anderen Marktakteuren (Solarbranche, Installationsfirmen) hilfreich.
- Das Monitoring zur EIV (EIV-Cockpit) ist bzgl. Verständlichkeit und wichtiger Kennzahlen zu optimieren (z.B. Anzahl neue Gesuche für verschiedene Leistungskategorien). Neben dem BFE sind auch Fachleute an den Angaben interessiert.
- Die Marktakteure (z.B. Swissolar) sollten potenziellen InvestorInnen mehr Informationen zur Wirtschaftlichkeit – dem wichtigsten Hindernis beim Bau einer PV-Anlage – bereitstellen. Die hier durchgeführten Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen eine geringe Rentabilität für PV-Anlagen unter 30 kWp. Im Hinblick darauf sollten die Marktakteure Unklarheiten und Unsicherheiten bei der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen eliminieren und die Transparenz darüber erhöhen. Informationsbedarf besteht gemäss den InterviewpartnerInnen auch bei den steuerlichen Aspekten im Zusammenhang mit dem Bau einer PV-Anlage. Die Informationen sollten eine realistische Einschätzung der Wirtschaftlichkeit erlauben und den Entscheid über den Bau einer PV-Anlage erleichtern.

Wirkungen der EIV

Um die Wirkungen der EIV zu erhöhen, schlagen wir folgende Anpassungen vor:

- Sollte es sich abzeichnen, dass die Richtwerte¹¹⁶ bei den erneuerbaren Energien nicht erreicht werden,¹¹⁷ sollte das BFE Vorschläge für Anreize und fördernde Rahmenbedingungen entwickeln, die weitere potenzielle InvestorInnen zum Bau von PV-Anlagen bewegen.
- Das BFE könnte im Rahmen seiner Zusammenarbeit mit den EVU (z.B. über das Programm *EVU in Gemeinden* von EnergieSchweiz) darauf hinwirken, dass die EVU den Bau von PV-Anlagen unterstützen, indem sie Rückliefertarife anbieten, die eine angemessene Wirtschaftlichkeit ermöglichen, oder indem sie die Herkunftsnachweise der PV-Anlagen abkaufen und in ein lokales Solarstromprodukt integrieren.

Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)

Für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch schlagen wir dem BFE folgende Optimierungen vor:

- Das BFE sollte die Regelungen zum ZEV (Mieterschutz, Messung, Abrechnung) vereinfachen.
- EVU werden heute in Bezug auf ZEV-Lösungen vielfach noch als Bremser wahrgenommen. Das BFE könnte Anreize setzen, dass EVU vermehrt Hand für einfache Lösungen bieten, z.B. über das im Auftrag des BFE durchgeführten EVU-Benchmarkings.

¹¹⁶ Energiegesetz (EnG), Art. 2

¹¹⁷ Gemäss Monitoring-Bericht zur Energiestrategie 2050 (BFE 2019b) lässt die bisherige Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien darauf schliessen, dass der Richtwert im Jahr 2020 erreicht wird.

Annex

A1. Vergütungsansätze EIV

Die folgende Tabelle zeigt die Vergütungsansätze für PV-Anlagen in den Jahren 2010 bis 2019.

Tabelle 22: Vergütungsansätze der EIV seit 2010

	Grundbeitrag		Leistungsklasse <30 kWp		Leistungsklasse <100 kWp		Leistungsklasse ≥100 kWp	
	Angebaut/ freistehend	Integriert	Angebaut/ freistehend	Integriert	Angebaut/ freistehend	Integriert	Angebaut/ freistehend	Integriert
Inbetrieb- nahme	[CHF]		[CHF/kWp]					
bis 31.12.2010	2'450	3'300	1'850	2'100	1'500	1'700	1'300	1'500
1.1.2011– 31.12.2011	1'900	2'650	1'450	1'700	1'200	1'400	1'000	1'200
1.1.2012– 31.12.2012	1'600	2'200	1'200	1'400	950	1'100	850	980
1.1.2013– 31.12.2013	1'500	2'000	1'000	1'200	750	850	700	700
1.1.2014– 31.3.2015	1'400	1'800	850	1'050	650	750	600	600
1.4.2015– 30.9.2015	1'400	1'800	680	830	530	630	530	530
1.10.2015– 30.9.2016	1'400	1'800	500	610	450	510	450	450
1.10.2016– 31.3.2017	1'400	1'800	500	610	400	460	400	400
1.4.2017– 31.3.2018	1'400	1'600	450	520	350	400	350	350
1.4.2018– 31.3.2019	1'400	1'600	400	460	300	340	300	300
ab 1.4.2019	1'400	1'550	280	310	280	310	280	310

Tabelle INFRAS. Quelle: EnFV vom 1. November 2017 (Stand am 1. Januar 2018), Anhang 2.1.

A2. Qualitative Befragung

Im Rahmen der qualitativen Befragung haben wir mit 18 Personen telefonische Interviews geführt. Eine Person haben wir persönlich interviewt.

Tabelle 23: Gesprächspartner

Akteurgruppe	Organisation/Institution	Gesprächspartner
Branchenorganisationen	Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie (SSES) (Verband unabhängiger Energieerzeuger (VESE))	Walter Sachs
	VSE	Michael Frank
	Swissolar	David Stickelberger
Behörden	BFE	Wieland Hintz
	Kanton VD	Norbert Tissot
Vollzugsorganisation	Pronovo	Vesna Zarkovic, Philippe Theurillat
Planungs-/Projektentwick- lungsfirma, Installations- firma	Basler & Hofmann	Peter Toggweiler
	Greenkey	Kim Bernasconi
	Solstis	Pascal Affolter
Contractingunternehmen/ EVU	ADEV	Andreas Appenzeller
	Energie 360°	Tobias Meier
	EKZ	Karl Resch
	Energie Thun	Martin Bühler
Immobilieigentümer	EV-Gemeinschaft Hochdorf	Felix Marcus
	Migros Genossenschaft	Marcus Dredge
Experten	Avenir Suisse	Patrick Dümmler
	Eicher+Pauli	Hanspeter Eicher
	re-solution.ch	Ruedi Rechsteiner
	Universität Basel	Frank C. Krysiak
Total		19

Gesprächsleitfaden für die qualitative Befragung:

1. PV in der Schweiz (soweit aus Ihrer Sicht beurteilbar)
 - Wie beurteilen Sie PV heute in der Schweiz? Wie haben sich PV-Anlagen in den letzten Jahren entwickelt?
 - Welches sind fördernde, welches sind hemmende Faktoren für den Bau von PV-Anlagen?
 - Welche Trends sehen Sie?
2. Konzeption (primär ab 2018, aber auch zu 2014 bis 2017)
 - Inwieweit waren Sie in die Erarbeitung der rechtlichen Grundlagen involviert? Welche Ziele standen im Vordergrund? Welche Punkte waren umstritten?
 - Welche Zielgruppen stehen für das BFE im Vordergrund der EIV? Warum?
 - Welches sind die Stärken und Schwächen der EIV heute bzw. der EIV vor 2018?
3. Vollzug und Output (primär ab 2018, aber auch zu 2014 bis 2017)
 - Wie beurteilen Sie den Vollzug der EIV? Was läuft gut, was weniger? Wie sah es vor 2018 aus?
 - Welche Philosophie verfolgen die Vergütungsansätze?
 - Wie und basierend auf welchen Grundlagen werden die Vergütungsansätze berechnet und angepasst?
4. Wirkungen EIV (2014 bis 2017)
 - Wer hat die EIV in Anspruch genommen? Wer verzichtet auf EIV?
 - Wie beeinflussten Einmalvergütung (und Eigenverbrauch) die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen?
 - Wurden die angestrebten Ziele erreicht?
 - Inwieweit sehen Sie Mitnahmeeffekte?
5. Eigenverbrauch (2014 bis 2017)
 - Wie hat sich der Eigenverbrauch zwischen 2014 und 2017 entwickelt?
 - Welche Hürden bestanden für den Eigenverbrauch sowie für Eigenverbrauchsgemeinschaften von 2014 bis 2017?
 - Welche Lösungen und Dienstleistungen haben sich für den Eigenverbrauch entwickelt?
 - Wie haben EVU auf den zunehmenden Eigenverbrauch reagiert?
6. Gesamtbeurteilung
 - Wie könnte die Konzeption der EIV verbessert werden?

- Wie könnte der Vollzug verbessert werden?
- Wie könnten die Wirkungen der EIV verbessert werden?
- Welche Regulierungen sind beim Eigenverbrauch notwendig?

A3. Online-Umfrage

Stichprobe

Die Pronovo-Gesuchsdatenbank enthält rund 70'000 PV-Anlagen. Diese haben wir nach Leistung, Produzentenkategorie und Sprachregion unterteilt (siehe folgende Tabelle).

Tabelle 24: AnlagebetreiberInnen je Kategorie

Kategorie	Deutschschweiz			Französische Schweiz			Italienische Schweiz			Total
	Privat-person	Öff. Hand	Unternehmen	Privat-person	Öff. Hand	Unternehmen	Privat-person	Öff. Hand	Unternehmen	
EIV bisher ausbezahlt	19'899	266	3'047	7'969	70	512	1'954	13	123	33'853
2 - 10 kWp	11'921	28	1'340	6'518	24	284	1'584	2	40	21'741
10 - 30 kWp	7'978	238	1'707	1'451	46	228	370	11	83	12'112
KLEIV	10'524	425	2'911	5'581	153	856	853	32	167	21'502
2 - 10 kWp	5'264	25	378	4'401	39	360	679	8	37	11'191
10 - 30 kWp	4'498	183	1'405	1'032	60	284	157	13	74	7'706
30 - 100 kWp	762	217	1'128	148	54	212	17	11	56	2'605
GREIV	711	217	1'868	473	96	860	11	5	93	4'334
> 100 kWp	711	217	1'868	473	96	860	11	5	93	4'334
Nicht förderwürdig	4'799	312	2'326	2'079	131	690	249	2	67	10'655
2 - 10 kWp	1'545	31	350	1'273	17	193	160		14	3'583
10 - 30 kWp	1'827	106	840	509	55	189	69		35	3'630
30 - 100 kWp	1'427	175	1'136	297	59	308	20	2	18	3'442
Total	35'933	1'220	10'152	16'102	450	2'918	3'067	52	450	70'344

Datenbankauszug, Stand Q4 2018.

Tabelle: INFRAS, Quelle: Pronovo.

Für Kategorien mit mehr als 1'000 PV-Anlagen hat Pronovo eine Zufallsstichprobe gezogen. In den Kategorien mit weniger als 1'000 PV-Anlagen hat Pronovo alle AnlagebetreiberInnen angeschrieben. Insgesamt hat Pronovo 18'091 AnlagebetreiberInnen angeschrieben (vgl. Tabelle 25).

Tabelle 25: Zufallsstichproben je Kategorie

Kategorie	Deutschschweiz			Französische Schweiz			Italienische Schweiz			Total
	Privat-person	Öff. Hand	Unter-nehmen	Privat-person	Öff. Hand	Unter-nehmen	Privat-person	Öff. Hand	Unter-nehmen	
EIV bisher ausbezahlt	2'000	152	1'000	2'000	51	274	1'331	9	84	6'901
2 - 10 kWp	1'000	16	431	1'000	16	140	1'000	2	31	3'636
10 - 30 kWp	1'000	136	569	1'000	35	134	331	7	53	3'265
KLEIV	1'000	234	1'000	1'000	84	350	720	27	70	4'485
2 - 10 kWp	511	11	157	794	21	148	587	6	16	2'251
10 - 30 kWp	427	100	482	184	39	125	121	12	37	1'527
30 - 100 kWp	62	123	361	22	24	77	12	9	17	707
GREIV	275	63	596	199	24	206	7	2	28	1'400
> 100 kWp	275	63	596	199	24	206	7	2	28	1'400
Nicht förderwürdig	1'012	85	799	1'000	39	225	175	2	40	3'377
2 - 10 kWp	377	8	157	678	7	66	109		10	1'412
10 - 30 kWp	400	30	338	226	14	82	54		17	1'161
30 - 100 kWp	235	47	304	96	18	77	12	2	13	804
Gesuch zurückgezogen	691	63	623	193	19	232	27	3	29	1'880
2 - 10 kWp	248	22	229	105	12	134	17	2	16	785
10 - 30 kWp	264	21	251	42	5	48	6		7	644
30 - 100 kWp	120	12	95	17	1	30	2		6	283
> 100 kWp	59	8	48	29	1	20	2	1		168
Gesuch abgelehnt	32	1	4	11						48
2 - 10 kWp	20		3	10						33
10 - 30 kWp	12	1		1						14
> 100 kWp			1							1
Total	5'010	598	4'022	4'403	217	1'287	2'260	43	251	18'091

Tabelle INFRAS, Quelle: Pronovo.

Nicht befragt wurden PV-AnlagebetreiberInnen, die keine Förderung für ihre PV-Anlage beantragt haben. Diese sind nicht in der Pronovo-Datenbank enthalten, weil sie kein Gesuch gestellt haben. Gemäss Aussagen in den Interviews gibt es nur wenige PV-AnlagebetreiberInnen, die keine Förderung beantragt haben. Wir haben dennoch versucht, solche PV-Anlagenbesitzer anderweitig zu eruieren: Pronovo hat die PV-Anlagen in der Gesuchsdatenbank mit der Datenbank des Schweizerischen Herkunftsnachweissystems (SHKN) abgeglichen und rund 200 Anlagen identifiziert, die kein Gesuch für EIV oder KEV gestellt haben. Davon haben 120 PV-Anlagen eine Leistung von weniger als 30 kWp, 80 Anlagen sind grösser als 30 kWp. Die Mailadresse ist bei knapp 10 Anlagen nicht vorhanden. Da diese rund 200 AnlagebetreiberInnen keine Förderung erhalten haben, dürfte der Anreiz, an einer Umfrage teilzunehmen, geringer sein als bei denjenigen, die eine Förderung erhalten haben. Angenommen, die Rücklaufquote läge bei 20%, hätten wir mit ca. 40 Antworten rechnen können. Aufgrund der geringen Anzahl haben wir auf eine Befragung verzichtet. Wir konnten keine weiteren Adressquellen eruieren, aus denen sich AnlagebetreiberInnen hätten identifizieren lassen, die keine Förderung beantragt haben.

Pretest

Der Fragebogen wurde an 50 zufällig ausgewählte E-Mail-Adressen aus allen drei Sprachregionen geschickt.

Hotline

Bei Fragen und Problemen mit dem Fragebogen konnten sich die Teilnehmenden an der Online-Umfrage telefonisch oder per Mail an INFRAS wenden. Während der Laufzeit der Online-Umfrage haben wir über 150 Anfragen beantwortet. Die Anfragen und Rückmeldungen betrafen fast ausschliesslich die Frage, wann mit der Auszahlung der EIV zu rechnen ist, oder technische Probleme mit dem Fragebogen. Letzteres konnte grösstenteils auf Fehlmanipulationen seitens der Teilnehmenden zurückgeführt werden (Link falsch kopiert, am falschen Ort eingefügt, Kindersicherung aktiviert etc.). Die Rückmeldungen zum Stand der Auszahlung spiegeln eine gewisse Unzufriedenheit der Teilnehmenden wider. Hier zwei Beispiele aus den Rückmeldungen:

- *«Nachdem ich im Jahre 2011 in eine solche Anlage investierte, u. a. auch weil mir eine KEV von 0.45 Rp./kWh in Aussicht gestellt wurde, diese dann nicht bekam, um schliesslich mit einer Einmalzahlung abgespeist zu werden. Auf all das musste ich dann zähe 8 Jahre warten.»*
- *«Pflichtgemäss haben wir an dieser Umfrage teilgenommen. Sie sollten unseren Beitrag dazu anfangs dieser Woche erhalten haben !!! Viel wichtiger wäre für uns, wenn in absehbarer Zeit der uns zustehende staatliche Förderbetrag ausbezahlt werden würde. Wir als Eigenheim-Besitzer mit der installierten Anlage im Frühjahr 2017 können nicht ganz nachvollziehen warum diese " Aktion " so lange dauert.»*

Rücklauf

Insgesamt haben 5'203 Anlagenbesitzer an der Online-Umfrage teilgenommen und den Fragebogen teilweise oder vollständig ausgefüllt. Davon konnten wir 5'201 Fragebogen für die Auswertung berücksichtigen (vgl. Tabelle 26). Bei einer Gesamtstichprobe von 18'091 PV-Anlagen¹¹⁸ (Gesamtpopulation 70'344) beträgt die Rücklaufquote damit knapp 30%.

¹¹⁸ Ohne abgelehnte und zurückgezogene Gesuche.

Tabelle 26: Rücklauf Online-Umfrage

Kategorie	Deutschschweiz			Französische Schweiz			Italienische Schweiz			Total
	Privat-person	Öff. Hand	Unter-nehmen	Privat-person	Öff. Hand	Unter-nehmen	Privat-person	Öff. Hand	Unter-nehmen	
EIV bisher ausbezahlt	817	52	341	629	13	37	416	2	32	2'339
2 - 10 kWp	434	4	158	345	6	16	317		14	1'294
10 - 30 kWp	383	48	183	284	7	21	99	2	18	1'045
KLEIV	334	72	348	376	26	80	259	9	31	1'535
2 - 10 kWp	186	4	47	309	4	23	213	1	6	793
10 - 30 kWp	138	37	176	62	17	31	43	1	16	521
30 - 100 kWp	10	31	125	5	5	26	3	7	9	221
GREIV	53	11	139	19	6	49	1		9	287
> 100 kWp	53	11	139	19	6	49	1		9	287
Nicht förderwürdig	99	19	134	160	12	23	39		6	492
2 - 10 kWp	37	1	29	122	1	7	26		1	224
10 - 30 kWp	48	10	55	36	5	12	10		3	179
30 - 100 kWp	14	8	50	2	6	4	3		2	89
Gesuch zurückgezogen	176	16	201	57	2	64	6		9	531
2 - 10 kWp	62	4	82	37		41	6		4	236
10 - 30 kWp	68	5	77	7	1	9			3	170
30 - 100 kWp	32	4	25	5	1	9			2	78
> 100 kWp	14	3	17	8		5				47
Gesuch abgelehnt	13	1	1	2						17
2 - 10 kWp	8		1	2						11
10 - 30 kWp	5	1								6
> 100 kWp										
Total	1'492	171	1'164	1'243	59	253	721	11	87	5'201

Tabelle: INFRAS, Quelle: Online-Umfrage.

Fehlerspanne

Die Fehlerspanne liegt für die gesamte Umfrage bei 1%, bei einem Konfidenzniveau von 95% (Basis: Gesamtpopulation: 70'344 PV-Anlagen, Stichprobe: 5'201 gültige Fragebogen). Die Stichprobe deckt die Gesamtpopulation der in der Pronovo-Datenbank erfassten PV-Anlagen also gut ab. Auch die Sprachregionen sind in gutem Masse vertreten (Fehlerspanne bei 2-3%, vgl. Tabelle 27). Für einzelne Kategorien kann die Belastbarkeit der Aussagen jedoch schwächer werden, da die Stichprobengrösse einzelner Kategorien teilweise klein ist. Beispielsweise liegt die Fehlerspanne für die Kategorien «KLEIV-Anlagen von 30 bis 99.9 kWp» oder «GREIV-Anlagen» bei 6%.

Ergebnisse mit weniger als 100 Antworten pro Kategorie sind etwas weniger belastbar. So liegt beispielsweise die Fehlerspanne zur Eigenverbrauchsquote bei Befragten mit PV-Anlagen ab 100 kWp bei 12% (N=70). Die Fehlerspanne beschreibt das Ausmass in Prozent, zu welchem die Antworten der Gesamtpopulation von der Stichprobe abweichen können. Je kleiner der

Wert, desto repräsentativer sind die Umfrageergebnisse und entsprechend näher liegen sie an der genauen Antwort.

Tabelle 27: Fehlerspannen

PV-Anlagen Sprachregion	Gesamtpopulation* (Pronovo-Datenbank)	Für Online-Umfrage angefragt	Rücklauf (Stichprobengrösse)	Fehlerspanne** (bei Konfidenzniveau 95%)
Deutschschweiz	67%	49%	52%	2%
Französische Schweiz	28%	33%	30%	2%
Italienische Schweiz	5%	18%	19%	3%
Anzahl Anlagen/Gesuche	59'689	12'786	4'161	1%

* EIV, KLEIV, GREIV.

** Die Fehlerspanne gibt an, in welchem Masse die Stichprobe die Gesamtpopulation zu repräsentieren vermag (Konfidenzintervall).

Tabelle: INFRAS, Quelle: Pronovo und Online-Umfrage.

Plausibilisierung und Bereinigung der Fragebogen

Die ausgefüllten Fragebogen wurden auf Vollständigkeit und soweit möglich auf Plausibilität geprüft. Insbesondere wurden Angaben zum Stromverbrauch des Gebäudes und der Angabe zum Eigenverbrauch plausibilisiert. Fragebogen mit nicht erklärbaren Auffälligkeiten haben wir aus der Auswertung eliminiert (z.B. falls der angegebene Stromverbrauch des Gebäudes exakt der installierten Leistung oder der Jahresproduktion der PV-Anlage entsprach).

Verknüpfung mit Angaben aus Pronovo-Datenbank

Die Umfrageantworten wurden mit den Gesuchsdaten (installierte Leistung, Jahresproduktion, Jahr der Anmeldung etc.) aus der Pronovo-Datenbank verknüpft. Basierend auf diesen Angaben konnten wir die Antworten den einzelnen Kategorien zuordnen. Dank der Verknüpfung mit den Pronovo-Daten mussten die entsprechenden Angaben nicht im Fragebogen erhoben werden. Damit liess sich die Fehleranfälligkeit und die Anzahl nicht verwendbarer oder unplausibler Antworten reduzieren.

Auswertung

Für die Auswertung der Fragebogen haben wir uns je nach Frageblock (siehe Tabelle 1) auf unterschiedliche Antwortkategorien abgestützt:

- Für die Fragen zum Konzept und dem Vollzug haben wir die Fragebogen nach dem Anmeldedatum der PV-Anlagen ausgewertet (siehe folgende Tabelle). Damit stellen wir sicher, dass für die Beurteilung des Vollzugs ab 2018 nur Antworten berücksichtigt werden, die auch tat-

sächlich im 2018 ein Gesuch gestellt haben. Befragte, die z.B. im 2013 ein KEV-Gesuch eingereicht haben und im 2018 GREIV erhalten haben, werden für die Fragen zum Vollzug und Konzept nicht berücksichtigt.

- Für die Fragen zur Wirkung haben wir alle Antworten von AnlagebetreiberInnen berücksichtigt, die eine EIV, KLEIV oder GREIV Förderung erhalten haben. Unabhängig davon, ob sie z.B. ursprünglich ein Gesuch für KEV gestellt haben. Relevant ist die am Ende erhaltene Förderung und deren Wirkung.

Tabelle 28: Zuordnung der Fragebogen nach Anmeldedatum

Anlagenleistung	Gesuche KLEIV / GREIV 2018	Gesuche EIV 2014 bis 2017	Gesuche KEV / EVS 2014 bis 2017	Gesuche KEV / EVS 2010 bis 2013	Total
2 - 9.9 kWp	191	1'895	-	472	2'558
10 - 29.9 kWp	98	1'440 (mit Wahlrecht EIV/KEV)		383	1'921
30 - 99.9 kWp	12	-	159	217	388
≥ 100 kWp	31	-	151	152	334
Total	332	3'335	310	1'224	5'201

In den Auswertungen werden die Gesuche mit Wahlrecht aus dem Zeitraum 2014 bis 2017 als EIV-Gesuche mitberücksichtigt.

Angaben inkl. nicht förderberechtigte, zurückgezogene und abgelehnte Gesuche.

Tabelle: INFRAS, Quelle: Online-Umfrage.

Abweichungen

Bei allen Auswertungen der Online-Umfrage haben wir die Ergebnisse auf Unterschiede zwischen folgenden Gruppen und Kategorien überprüft:

- Förderregime: EIV, KLEIV, GREIV, nicht förderberechtigt
- Leistungsklassen: 2 - 9.9 kWp, 10 - 29.9 kWp, 30 - 99.9 kWp, ≥ 100 kWp
- Sprachregionen: Deutschschweiz, französische Schweiz, italienische Schweiz
- Produzentenkategorie: Privatpersonen, Privatunternehmen, öffentliche Hand

Als grössere Abweichungen zählen Unterschiede von mindestens 5 Prozentpunkten, meistens 10 Prozentpunkte und mehr zwischen den Nennungen bei einem Faktor, gegenüber der Verteilung von allen Antwortenden zu dieser Frage. Betrachten wir als Beispiel die Frage nach den wichtigen Entscheidungsfaktoren beim Bau einer Photovoltaikanlage (vgl. Abbildung 7). Knapp 20% der Antworten stammen von italienischsprachigen Teilnehmenden. Der Erwartungswert wäre, dass auch etwa 20% der Nennungen eines Faktors von italienischsprachigen Befragten stammen. Bei den meisten Faktoren ist dies auch der Fall, es gibt aber auch Abweichungen. Beispielsweise beim Faktor, dass «zusätzliche Beiträge von Dritten...» wichtig sind. Dort liegt

der Anteil Nennungen für italienischsprachige Befragte mit 50%, deutlich höher. Die «Beiträge von Dritten» werden von diesen Befragten also überproportional häufig genannt.

A4. Ergänzungen Wirtschaftlichkeit

A4.1. Datengrundlagen

Als Datengrundlage wurden Angaben zu geplanten PV-Projekten ausgewertet. Auf die Herkunft der Daten wird in Kapitel A4.1.1 eingegangen. Die Datenbereinigung wird in Kapitel A4.1.2 beschrieben.

A4.1.1. Herkunft der Daten

Als Datengrundlage wurden Angaben zu 380 geplanten PV-Projekten ausgewertet, welche von Solar-Offerte-Check von EnergieSchweiz (279) respektive vom Quick-Check-Eigenverbrauch von Energie Zukunft Schweiz (101) stammen. Die Datensets werden im Folgenden kurz vorgestellt und sind in Tabelle 29 charakterisiert.

- Der Solar-Offerte-Check¹¹⁹ ist ein kostenloses Angebot von EnergieSchweiz. Dabei wird die Qualität der offerierten PV-Anlage sowie deren Preis beurteilt. Dieses Angebot besteht seit 2014, seit 2016 werden Angaben zur anfragenden Person (Name, Adresse) vom BFE in einer Datenbank erfasst. Dies ermöglicht eine Bestimmung der Wirtschaftlichkeit anhand lokaler Tarife. Im Solar-Offerte-Check-Tool sind Angaben zur Förderung verfügbar, jedoch keine Angaben zum Eigenverbrauch. Von 2108 Datensätzen wurden 279 für diese Studie verwendet (Datenbereinigung siehe Kapitel A4.1.2)
- Der Quick-Check-Eigenverbrauch¹²⁰ von Energie Zukunft Schweiz ist ein kostenloser Online-Eignungsscheck für Eigenverbrauchsprojekte, welcher auf die Zielgruppen Mehrfamilienhausbesitzer und Unternehmen fokussiert. Auf den Quick-Check kann seit 2015 online zugegriffen und eine Kurzanalyse angefragt werden. Dieses vom BFE unterstützte Angebot soll ergänzend zum Solar-Offerte-Check die spezifischen Bedürfnisse von Besitzern grösserer Immobilien abdecken. Aus den Quick-Check-Daten sind sowohl Angaben zur EIV als auch zum Eigenverbrauch bekannt. Dabei wird der Eigenverbrauchsgrad basierend auf den erhaltenen Angaben zum Energieverbrauch und einer Analyse vergleichbarer Objekte (Auswertung von Lastprofilen) abgeschätzt. Von 208 Datensätzen wurden 101 für diese Studie verwendet.

Die Solar-Offerte- und die Quick-Check-Daten unterscheiden sich in folgenden Punkten:

- Bei den Solar-Offerte-Daten sind die Anlagekosten bekannt, beim Quick-Check werden sie geschätzt.
- Bei den Solar-Offerte-Daten ist dagegen der Stromverbrauch unbekannt, weshalb ein fixer Eigenverbrauch zur Bestimmung des Stromverbrauches angenommen wurde.

¹¹⁹ <https://www.energieschweiz.ch/page/de-ch/solar-offerte-check>

¹²⁰ <https://energiezukunftschweiz.ch/de/themen/eigenverbrauch-solarstrom/quick-check-eigenverbrauch.php>

- Der Quick-Check ist auf grössere Verbraucher (Industrie, Mehrfamilienhäuser) ausgerichtet, während bei der Solar-Offerte vor allem Projekte für PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern eingereicht wurden.

Tabelle 29: Charakterisierung von Solar-Offerte-Check und Quick-Check-Eigenverbrauch

Datenquelle	Solar-Offerte-Check	Quick-Check-Eigenverbrauch
▪ Lieferant	▪ BFE, Abteilung Energieeffizienz und Erneuerbare Energien, Wieland Hintz	▪ EZS
▪ Enthaltene Daten	u.a. ▪ Anfragezeitpunkt ▪ Kontaktdaten ▪ Installationsfirma, Solarprofi ▪ Typ: integriert, aufgebaut, Balkon ▪ Installierte Leistung ▪ Modulkosten (mit/ohne MwSt.) ▪ Jahresproduktion ▪ Kosten Wechselrichter, Montage ▪ Verwaltungskosten ▪ Total Installationskosten, Installationskosten/kWp	Inputparameter, durch Nutzer eingegeben: ▪ Adresse der Liegenschaft ▪ Nutzungstyp: Mehrfamilienhaus (MFH) oder kommerzielle Nutzung (Industrie) ▪ Nutzbare Dachfläche (eingezeichnet auf Satellitenbild) ▪ Stromverbrauch (Industrie), Anzahl Wohnungen (MFH)
▪ Zeitraum analysierter Daten	▪ 2016 bis 2017	▪ 2015 bis 2017
▪ Anzahl enthaltener Datensätze	▪ 2'108 Datensätze	▪ 208 Datensätze
▪ Anzahl Datensätze nach Bereinigung der Daten (siehe A4.1.2)	▪ 279 Datensätze	▪ 101 Datensätze
▪ Nutzungstyp ¹²¹	▪ Unbekannt, Annahme: EFH	▪ 20% Gewerbe, 80% MFH
▪ Anlagengrösse	▪ 99% der Anlagen bis 30 kWp, 1% der Anlagen grösser als 30 kWp	▪ 75% der Anlagen bis 30 kWp, 25% der Anlagen grösser als 30 kWp
▪ Auswertungen im Rahmen der Evaluation	▪ Wirtschaftlichkeit mit und ohne EIV bzw. mit und ohne Eigenverbrauch ▪ Eruierung des Anlagenpreises pro kWp zur Verwendung im Quick-Check	▪ Wirtschaftlichkeit mit und ohne EIV bzw. mit und ohne Eigenverbrauch ▪ Eigenverbrauchsgrad (bei maximaler und optimierter Anlagengrösse) zur Verwendung bei der Solar-Offerte
▪ Auswertungsmethode	▪ Wirtschaftlichkeitsrechnung	▪ Wirtschaftlichkeitsrechnung

Tabelle: Energie Zukunft Schweiz.

¹²¹ Die Besitzverhältnisse sind aus den Datengrundlagen nicht ersichtlich.

Einschränkungen

- Die Datensätze enthalten keine Informationen zur Realisierung der PV-Projekte.
- Es handelt sich um eine nicht-repräsentative Auswahl von Eigenverbrauchsprojekten.
- Der Quick-Check war im untersuchten Zeitraum nur in Deutsch verfügbar, weshalb eine Überrepräsentation der Deutschschweiz erwartet wird.

A4.1.2. Datenbereinigung

Von insgesamt 2'316 Datensätzen konnten letztlich 380 Datensätze für die Auswertung verwendet werden: 279 aus dem Solar-Offerte-Check und 101 aus dem Quick-Check. Um die geeigneten Datensätze zu identifizieren, wurden die Original-Datensätze wie folgt bereinigt:

Datenbereinigung beim Solar-Offerte-Check:

- 2'108 Datensätze des Solar-Offerte-Check (2014 bis 2018) erhalten.
- 1'156 Datensätze ohne Angaben zur Gemeinde wurden für die Analyse nicht verwendet. Dies hat zwei Gründe:
 - Für die Berücksichtigung lokaler Tarife wird der zuständige Energieversorger über die Gemeinde bestimmt.
 - Ohne Kontaktangaben kann nicht zwischen Offerten für dasselbe Objekt und unabhängigen Offerten unterschieden werden.
- Bereinigung der Gemeindennamen: Bei ungefähr der Hälfte der Datensätze wurde nicht der offizielle Gemeindename verwendet, was eine automatisierte Abfrage der Netzstrom- und Rückliefertarife verhindert. Dies wurde manuell angepasst.
- 952 Datensätze repräsentieren 382 verschiedene Projekte (ein bis vier Offerten pro PV-Projekt). Bei vielen Projekten gab es bei den Kosten grössere Unterschiede zwischen Offerten. Es jeweils die Offerte mit der geringsten statischen Amortisationsdauer analysiert. Es ist daher möglich, dass die Investitionskosten unterschätzt werden. Auch ist unklar, ob die Projekte zu den offerierten Preisen umgesetzt werden konnten.
- Insgesamt wurden **279 Datensätze** im Zeitraum bis und mit 2017 in die Wirtschaftlichkeitsanalyse einbezogen. Nicht berücksichtigt in der Auswertung wurden die 103 Projekte aus dem Jahr 2018, da die Fragestellungen zur Wirtschaftlichkeit auf die Zeitdauer von 2014 bis 2017 beschränkt waren.

Datenbereinigung beim Quick-Check:

- 208 Datensätze des Quick-Check (2015 bis 2018) wurden verarbeitet.
- 32 interne Anfragen wurden nicht für die Analyse verwendet.

- Insgesamt wurden **101 Datensätze** im Zeitraum bis und mit 2017 in die Wirtschaftlichkeitsanalyse einbezogen. Nicht berücksichtigt in der Auswertung wurden die 75 Anfragen aus dem Jahr 2018, da die Fragestellungen zur Wirtschaftlichkeit auf die Zeitdauer von 2014 bis 2017 beschränkt waren.

A4.2. Datenanalyse

Die Wirtschaftlichkeit wird anhand einer statischen und einer dynamischen Methode (Amortisationszeit und interner Zinsfuss (IRR)) ausgewiesen. Dabei wird die Amortisationszeit bei einer Rendite (IRR) von 2% ausgewiesen, wenn nicht anders vermerkt. Die einzelnen Berechnungsschritte sowie die getroffenen Annahmen sind in Tabelle 30 aufgeführt. Hier werden die beiden Methoden kurz eingeführt und ihre Wahl begründet.

- Die **Amortisationszeit** ist die Zeitspanne bis zum gänzlichen Rückfluss der Investitionsausgaben. Dabei werden die jährlichen Einnahmen durch den Verkauf von Solarstrom sowie die geringeren Ausgaben für Netzstrom durch den Eigenverbrauch von Solarstrom betrachtet. Unterhaltskosten werden von den Einnahmen abgezogen.
- Der **interne Zinsfuss (IRR)** beschreibt die mittlere jährliche Rendite der Investition bei einem NPV (net present value) von 0. Dabei wird der abgezinste Cashflow über 25 Jahre bestimmt. Die Einnahmen werden analog zur Amortisationszeit berechnet. Der IRR wurde mit Excel numerisch gelöst. Für die Berechnung wird folgende Formel verwendet:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \left(\frac{CF_t}{(1+r)^t} \right)$$

NPV = Net present value = Kapitalwert = 0

N = 25

CF(t) = Cashflow im Jahr t

R = rate = IRR

Die Wirtschaftlichkeit wird von jedem Investor und jeder Investorin unterschiedlich definiert. Private GebäudebesitzerInnen arbeiten eher mit der Amortisationszeit, da diese einfach zu bestimmen ist und weniger Annahmen getroffen werden müssen. In der Regel gelten PV-Anlagen als wirtschaftlich, die über die Lebenszeit der Anlage amortisiert werden können. Dabei berücksichtigen wir für diese Studie eine Eigenkapitalrendite von 2%.

Professionelle InvestorInnen wenden für die Wirtschaftlichkeit eher dynamische Methoden an, welche für die Beurteilung der Investition genauer sind als statische Methoden. Für diese Studie verwenden wir den IRR. Hier gelten Anlagen als wirtschaftlich, wenn der IRR grösser ist als die risikoadjustierten Kapitalkosten.

Allgemeine Bemerkungen

- Die Datensätze des Quick-Check und des Solar-Offerte-Check wurden aufgrund der unterschiedlichen Struktur der Daten getrennt analysiert.
- Bei der Verwendung von Mittelwert oder Median ist die Standardabweichung zur Darstellung der Streuung angegeben.

Einschränkungen

- Die Datensätze umfassen keine Informationen zur Realisierung der PV-Projekte.
- Es handelt sich um eine nicht-repräsentative Auswahl von Eigenverbrauchsprojekten.
- Der Quick-Check war im untersuchten Zeitraum nur in Deutsch verfügbar, weshalb eine Überrepräsentation der Deutschschweiz erwartet wird.
- Der konstante Eigenverbrauch von 35% für alle Datensätze der Solar-Offerten ist eine grobe Schätzung, die aufgrund der Datenlage notwendig ist. Die Eigenverbrauchsgrade werden in Wirklichkeit stark schwanken. Die Wirtschaftlichkeit einzelner Projekte ist deshalb nur ungenau repräsentiert, die aggregierten Daten haben eine stärkere Aussagekraft.
- Bei den Preisen der Solarofferte handelt es sich um Offerten, die im stark umkämpften Solarmarkt eher tief sind; die Installationsfirmen verlangen möglicherweise bei Zuschlag etwas mehr.

In der nachstehenden Tabelle 30 sind die bestimmten Parameter sowie die Annahmen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit erläutert. Abweichungen zwischen Solar-Offerte und Quick-Check sind bei den jeweiligen Parametern vermerkt.

Tabelle 30: Vorgehen Wirtschaftlichkeitsberechnung und Annahmen

Parameter	Basis / Kommentar
Jahresstromverbrauch	▪ Solar-Offerte: Korrelation zwischen Eigenverbrauch und Jahresstromproduktion, hergeleitet aus der Analyse von Lastgangprofilen von Wohnbauten¹²². Dabei wurde ein Mindeststromverbrauch von 5'600 kWh/a angenommen (Typischer 4-Personen-Haushaltsverbrauch, EFH, Studie VSE, 2013). ▪ Quick-Check: ▪ Kommerzielle Bauten: Inputparameter ▪ Wohnungsbau: aus dem durchschnittlichen Stromverbrauch von Wohnungen berechnet.

¹²² EZS hat für die Planung von PV-Projekten über die Jahre für viele Gebäude anhand von Lastgangprofilen (viertelstündliche Messung des Stromverbrauchs) und Produktionsdaten von PV-Anlagen den Eigenverbrauch berechnet. Daraus wurde eine Korrelation zwischen dem Jahresstromverbrauch und dem Eigenverbrauch für Wohn- und kommerzielle Bauten abgeleitet.

Parameter	Basis / Kommentar
Anlagengrösse	■ Solar-Offerte: Inputparameter ■ Quick-Check: ■ Maximal (aufgrund Dachfläche) ■ Optimal (maximaler Nettogewinn, mindestens 4 kWp, mindestens ½ der Dachfläche belegt). Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde die optimale Anlagengrösse verwendet. Annahme: Anlagenleistung pro Fläche: 7 m²/kWp¹²³
Anlagekosten	■ Solar-Offerte: Inputparameter ■ Quick-Check: Ermittlung der Anlagekosten aus den Solar-Offerte-Daten. Dabei wurden alle Daten der Solar-Offerte verwendet.
Einmalvergütung	Für die Einmalvergütung wurde der gültige Tarif zum Zeitpunkt der Anfrage verwendet
Jährliche Solarstromproduktion	Durchschnittliche geschätzte Jahresproduktion über die Lebensdauer der Anlage unter Berücksichtigung der Leistungsminderung von Photovoltaik-Modulen im Laufe der Zeit (Degradation: linear, 80% Leistung nach 25 Jahren). Spezifischer Jahresertrag: 950 kWh/kWp
Eigenverbrauchsgrad	■ Solar-Offerte: Da keine Daten zum Stromverbrauch vorhanden sind, wurde ein Eigenverbrauch von 35% angenommen. Dies entspricht dem durchschnittlichen Eigenverbrauch der Auswertung der Quick-Check-Daten (nur Wohngebäude; <30 kWp, optimale Anlagengrösse). Dabei wurde ein minimaler Stromverbrauch von 5'600 kWh/a (Typischer Haushalt-Stromverbrauch eines EFH mit vier Bewohnern, Studie VSE, 2013) angenommen. ■ Quick-Check: Korrelation zwischen Jahresstromproduktion und Jahresstrombedarf, hergeleitet aus der Analyse von Lastgangprofilen von Industrie- und Wohnbauten.
Ertrag Einspeisung	Jährlicher Ertrag aus der Einspeisung des nicht benötigten Solarstroms, berechnet mit dem Rückliefertarif des lokalen EVU. Die Rückliefertarife stammen aus der VESE-Datenbank (pvtarif.ch) und beziehen sich auf das Jahr 2017. Bei 5% der untersuchten Anlagen ist kein lokaler Rückliefertarif verfügbar. Bei diesen Anlagen wurde für die Auswertung ein Rückliefertarif von 7 Rp./kWh verwendet.
Ertrag Eigenverbrauch	■ Jährliche Einnahmen durch Stromverkauf an MieterInnen oder verringerten Netzbezug. Für den Netzbezug wurden die Tarife des lokalen EVU aus dem Jahr 2017 verwendet (Rohdaten: ElCom, Analyse: EZS¹²⁴): ■ H4-Tarif für Wohnbauten ■ C3-Tarife ohne Leistungsanteil für kommerzielle Bauten ■ Falls keine Tarife in der ElCom-Datenbank vorhanden waren, wurde der Durchschnittswert 2017 verwendet (ElCom (H4: 21.09 Rp./kWh, C3: 15.74 Rp./kWh).

¹²³ Mit Standard-Solarmodulen können auf 5.5 m 1-2 kWp gebaut werden. Da nicht die ganze Dachfläche genutzt werden kann, muss diese Zahl durch 0.8 geteilt werden (Quelle: Dokumentation Geodatenmodell Sonnendach, BFE).

¹²⁴ Für die Analyse haben wir Hoch- (HT) und Niedertarif (NT) für zeitgleichen Eigenverbrauch (häufig 3/14 NT, 11/14 HT) angepasst sowie den Leistungsanteil herausgerechnet, da dieser für den substituierten Netzstromtarif unerheblich ist. Diese Analyse wurde im Rahmen des vom BFE unterstützten Projekts über die Entwicklung des Quick-Check-Eigenverbrauchs durchgeführt.

Parameter	Basis / Kommentar
Steuern	Die steuerlichen Aspekte wurden in der Auswertung nicht berücksichtigt. Steuern können einerseits eingespart werden, da Investitionen in PV-Anlagen bei bestehenden Bauten vom Einkommen absetzbar sind, andererseits wird der Gewinn aus dem Verkauf von Solarstrom sowie die EIV als Einkommen besteuert.
Rückstellungen und Betriebskosten	Für Rückstellungen und Betriebskosten wurden 3 Rp./kWh verrechnet, was einem Erfahrungswert für den Betrieb und Unterhalt von PV-Anlagen entspricht. Der Wert stimmt mit der Studie «Betriebskosten von Photovoltaik Anlagen» von EnergieSchweiz überein und wird auch von Swissolar verwendet. Zusätzlich wurden bei den Quick-Check-Daten Kosten für Messung- und Abrechnung auf den eigenverbrauchten Strom von 2 Rp./kWh verrechnet, was den Kosten beim Verkauf des Stromes entspricht.
Jährlicher Nettoertrag	Entspricht den Einnahmen aus Einspeisung und Eigenverbrauch, abzüglich Unterhaltskosten.
Amortisationszeit	Nach dieser Zeit übertreffen die kumulierten mittleren Nettoerträge die Investitionskosten. Danach besitzt die PV-Anlage eine positive finanzielle Bilanz. Für die Berechnung der Amortisationszeit wurde eine Rendite (IRR) von 2% angenommen.
Rendite (IRR)	Dynamische Investitionsrechnung über 25 Jahre gemäss interner Zinsfuss-Methode (100% Eigenkapital).¹²⁵ Dabei entspricht der IRR dem abgezinnten Cashflow ohne Berücksichtigung der Steuern. Der IRR wurde mit Excel numerisch gelöst. Annahmen / Parameter: ■ Über 25 Jahre ■ 100% Eigenkapital Berechnung: $NPV = \sum_{t=0}^n \left(\frac{CF_t}{(1+r)^t} \right)$ Wobei: NPV = 0, N = 25, CF(t) = Cashflow im Jahr t, R = rate = IRR

Tabelle: Energie Zukunft Schweiz.

A4.3. Ergebnisse

Hier werden weitere Auswertungen zur Wirtschaftlichkeit präsentiert, auf welche im Hauptteil verwiesen wird:

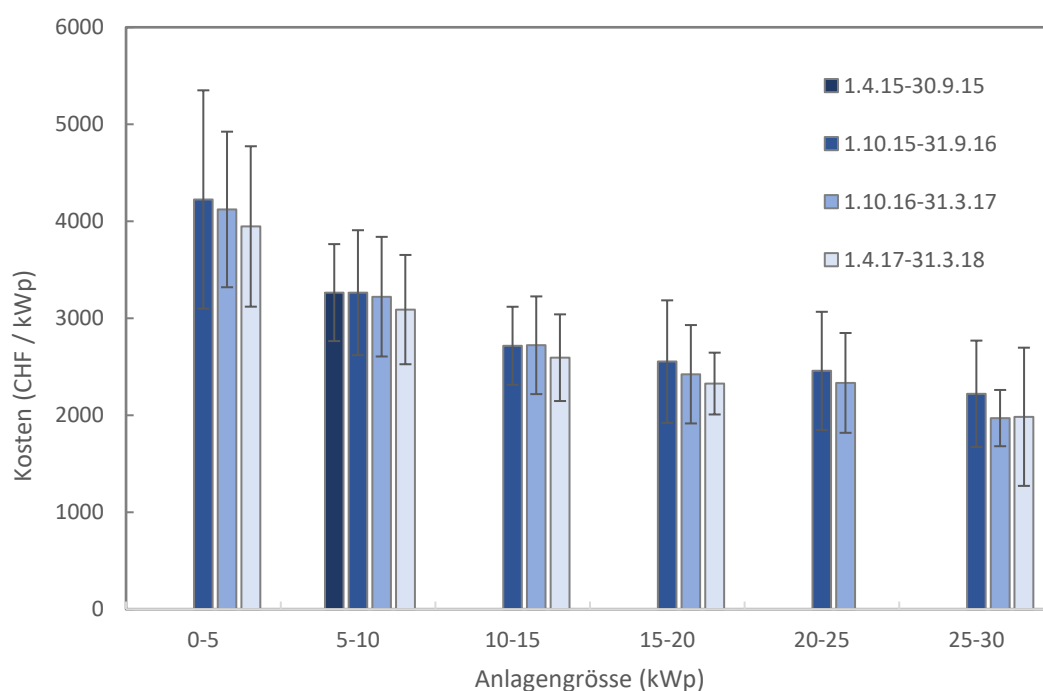
¹²⁵ Falls der Solarstrom in einem ZEV mit Mietern verkauft wird, darf der IRR laut Gesetz nicht mehr als 1.5% plus Referenzzinssatz betragen. Dieser Aspekt wurde in den Berechnungen der Einfachheit halber nicht berücksichtigt.

A4.3.1. Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen

Analyse der Anlagekosten

Für die Analyse der Kosten einer PV-Anlage wurden alle 2'108 Offerten verwendet, welche beim Solar-Offerte-Check eingereicht wurden. Die Kosten verstehen sich abzüglich der EIV. Die Kosten wurden bezüglich der EIV-Periode und der Anlagengrösse (bis 30 kWp) analysiert (siehe Abbildung 37). Diese Daten wurden einerseits genutzt, um Erkenntnisse bezüglich des Einflusses der Anlagengrösse auf die Wirtschaftlichkeit zu gewinnen, andererseits um die Anlagekosten für die Auswertung der Quick-Check-Daten zu bestimmen.

Abbildung 37: Solar-Offerte-Check: Durchschnittlich offerierte Anlagekosten von angebauten PV-Anlagen



Kommentar: Datenpunkte mit weniger als zehn Offerten pro Anlagengrösse-EIV-Periode Kombination werden nicht gezeigt. Die Fehlerbalken repräsentieren die Standardabweichung.

Abbildung: Energie Zukunft Schweiz.

Erkenntnisse/Interpretation

- Grössere Anlagen haben tendenziell geringere Kosten pro kWp. Dies kann mit Skaleneffekten erklärt werden. Somit können grössere PV-Anlagen eher rentabel betrieben werden.

- Die Zeitreihe zeigt für die Jahre 2014 bis 2018 tendenziell sinkende Anlagekosten. Da die Streuung der Anlagekosten jedoch grösser ist als die Abnahme der Kosten, ist ein Effekt auf die Wirtschaftlichkeit nicht zu erwarten.
- Die Streuung der offerierten Kosten pro kWp ist sehr gross. Bei günstigen Angeboten belaufen sich die Kosten auf weniger als 2'000 CHF/kWp, bei der teuersten auf über 8'000 CHF/kWp. Da diese Kosten die Ausgabenseite der Wirtschaftlichkeitsberechnung bestimmen, ist eine grosse Varianz bei der Rentabilität (Amortisationszeit und IRR) zu erwarten.
- Die Kosten sind eher hoch verglichen mit Erfahrungswerten von Installationsfirmen, vor allem bei den kleineren Anlagen (1-10 kWp). Möglicherweise sind dies Offerten, die eher nicht gewählt wurden. In der Realität dürfte sich damit tendenziell eine leicht geringere Amortisationszeit ergeben und die Wirtschaftlichkeit dürfte leicht besser abschneiden.¹²⁶

Anlagekosten Quick-Check

Aus der Analyse der Anlagekosten anhand der Solar-Offerte-Daten wurden die Anlagekosten für die Analyse der Quick-Check-Daten abgeleitet. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

- Die spezifischen Anlagekosten sind von der Grösse der PV-Anlage abhängig.
- Die Kosten wurden anhand der Analyse der Solar-Offerte-Daten bestimmt:
 - Nur die Kostenstruktur der Anlagen <30 kWp nach Datenbereinigung wurde verwendet.
 - Der Median (gerundet) einer Leistungsklasse wurde der mittleren Grösse zugewiesen (5 kWp, 15 kWp, 25 kWp).
 - Für Anlagen über 30 kWp entsprechen die Angaben den Erfahrungswerten von EZS und einer Marktstudie von Planair (2019).

Die verwendeten Anlagekosten sind unten aufgeführt. Es wird eine lineare Abnahme der Kosten zwischen den angegebenen Anlageleistungen angenommen:

¹²⁶ Ob für ein und dasselbe Objekt mehrere Offerten, möglicherweise mit bedeutend geringeren Preisen vorliegen, liess sich nur bei den Daten mit Ortsangabe bestimmen.

Tabelle 31: Anlagekosten

Anlagengrösse	Kosten [CHF/kWp]
5 kWp	3'000
15 kWp	2'500
25 kWp	1'900
50 kWp	1'800
100 kWp	1'500
150 kWp	1'300

Tabelle: Energie Zukunft Schweiz.

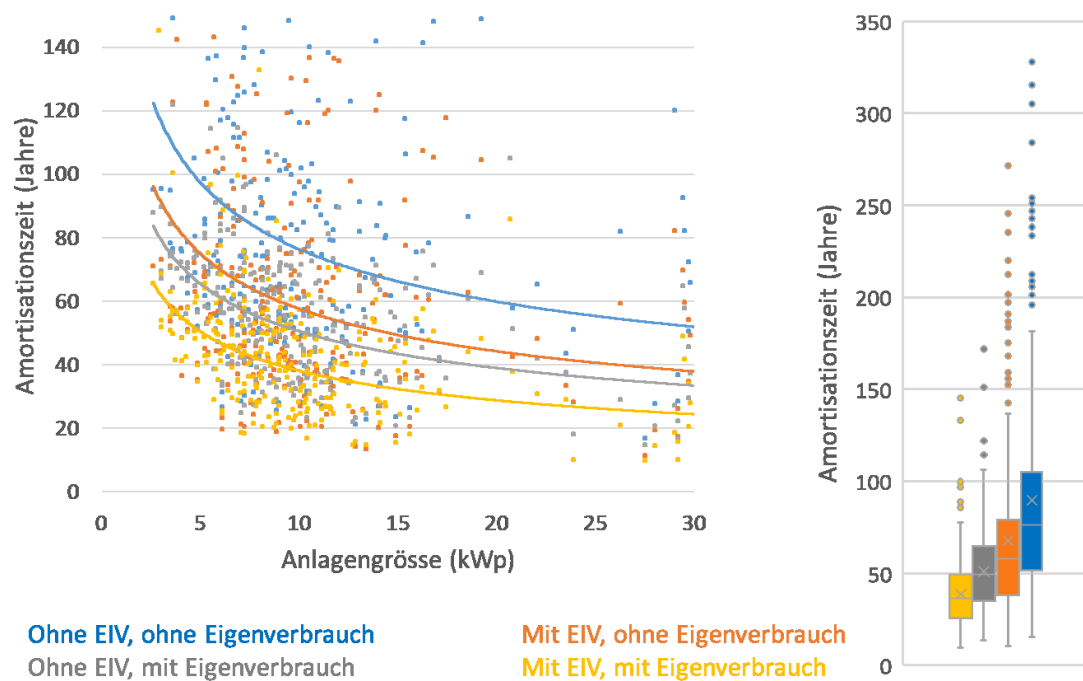
Es folgen weitere Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit, auf welche im Hauptteil verwiesen wird:

Tabelle 32: Statistische Kennzahlen zu den Ergebnissen

Amortisationszeit	mit EIV, mit Eigenverbrauch	ohne EIV, mit Eigenverbrauch	mit EIV, ohne Eigenverbrauch	ohne EIV, ohne Eigenverbrauch
Durchschnittliche Amortisationszeit (Jahre)	39	51	68	90
Standardabweichung	18	21	43	55
Median Amortisationszeit (Jahre)	35	49	58	76
Durchschnittlicher IRR	1.6%	0.0%	-0.2%	-0.8%
Standardabweichung IRR	2.9%	1.7%	1.9%	1.0%
Median IRR	0.8%	-0.1%	-0.7%	-1.1%

Tabelle: Energie Zukunft Schweiz.

Abbildung 38: Amortisationszeit mit/ohne EIV bzw. mit/ohne Eigenverbrauch, bei einer Rendite von 2%



A4.3.2. Wirtschaftlichkeit nach Herkunft der Daten

Abbildung 39: Amortisationszeit der Anlagen aus dem Solar-Offerte-Check

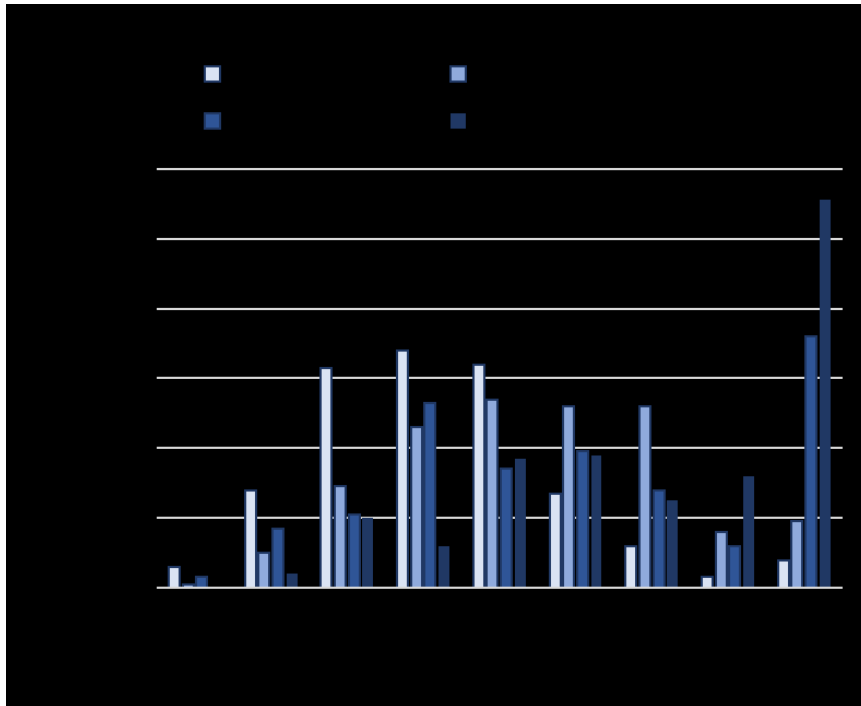


Abbildung: Energie Zukunft Schweiz.

Analyse nach Herkunft der Daten

Quick-Check-Eigenverbrauch:

- Mit Eigenverbrauch und EIV können 70% der Anlagen über maximal 25 Jahre amortisiert werden.
- Bei 44% ist dies auch ohne EIV der Fall.
- Ohne Eigenverbrauch können ein knappes Drittel der Anlagen über maximal 25 Jahre amortisiert werden, ohne Einmalvergütung und ohne Eigenverbrauch etwa 10%.
- Der durchschnittliche Eigenverbrauchsgrad beträgt 27%, falls die ganze mögliche Dachfläche bebaut wird.
- Verglichen mit der Situation ohne EIV und ohne Eigenverbrauch ist der Effekt des Eigenverbrauchs auf die Rentabilität grösser als der Einfluss der EIV.

Solar-Offerte-Check:

- Mit Eigenverbrauch und EIV können 41% der Anlagen über maximal 25 Jahre amortisiert werden, wobei dies bei 19% auch ohne EIV möglich ist.
- Ohne Eigenverbrauch ist dies nur bei 6% (ohne EIV) respektive 13% (mit EIV) möglich.

A4.3.3. Wirtschaftlichkeit nach Leistungsgrösse

Die Analysen der Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit von der Anlagengrösse ist aus den Abbildung 40 und 40 ersichtlich.

- Die spezifischen Anlagekosten sind von der Grösse abhängig.
- Grössere Anlagen haben eine geringere Amortisationszeit aufgrund geringerer spezifischer Anlagekosten.
- Bei Eigenverbrauch und der Unterstützung der EIV, ist heute etwa die Hälfte der Anlagen über maximal 25 Jahre amortisierbar (IRR = 2%). Bei Anlagen über 30 kWp ist bei der Hälfte sogar bei 25-jähriger Lebensdauer ein IRR von 5% erreichbar.
- Bei Anlagen >20kWp ist der Einfluss des Eigenverbrauchs auf die Amortisationszeit grösser als der Einfluss der EIV. Bei Anlagen <10kWp ist die EIV wichtiger.

Abbildung 40: Amortisationszeit mit/ohne EIV bzw. mit/ohne Eigenverbrauch für verschiedene Grössenklassen

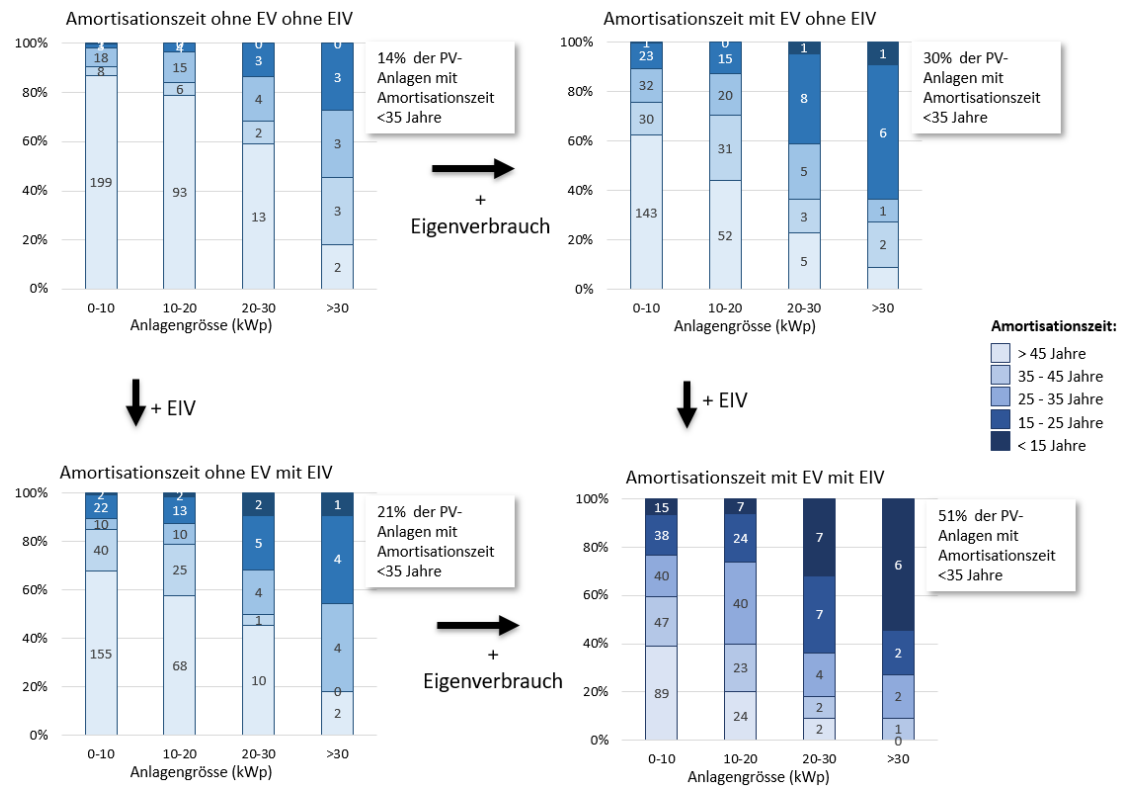


Abbildung: Energie Zukunft Schweiz.

Abbildung 41: IRR mit/ohne EIV bzw. mit/ohne Eigenverbrauch für verschiedene Grössenklassen

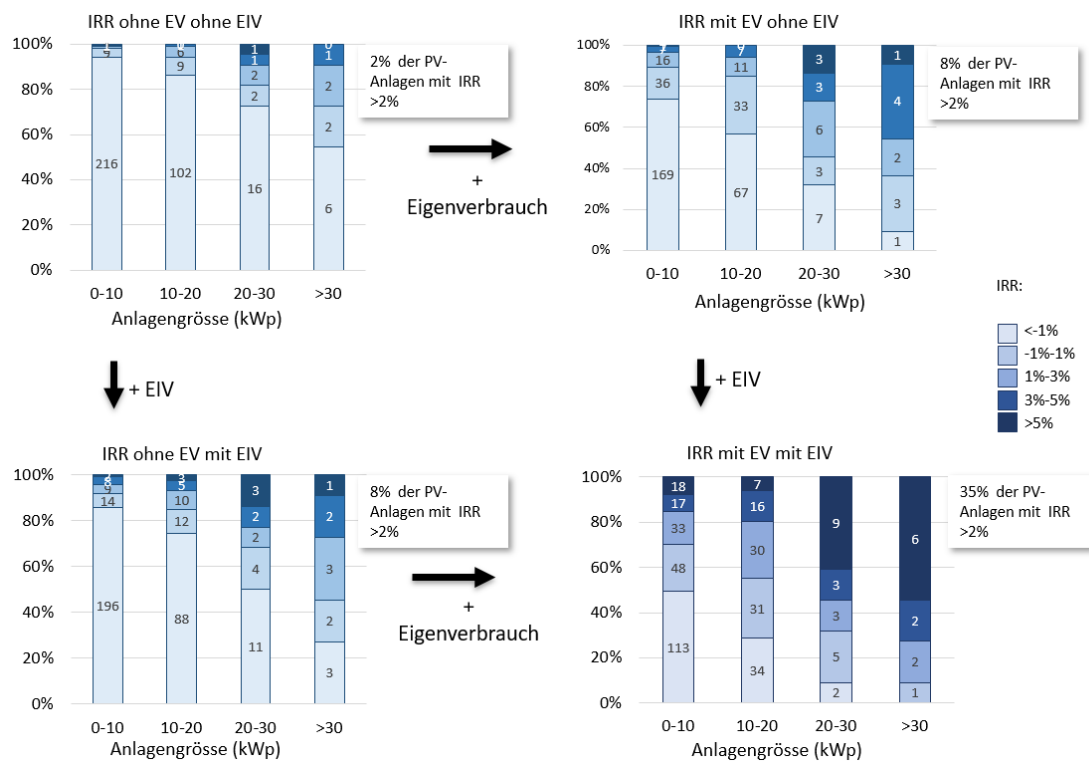


Abbildung: Energie Zukunft Schweiz.

A4.3.4. Einfluss der lokalen Tarife

Abbildung 42: IRR in Abhängigkeit von EIV und Eigenverbrauch für verschiedene Grössenklassen

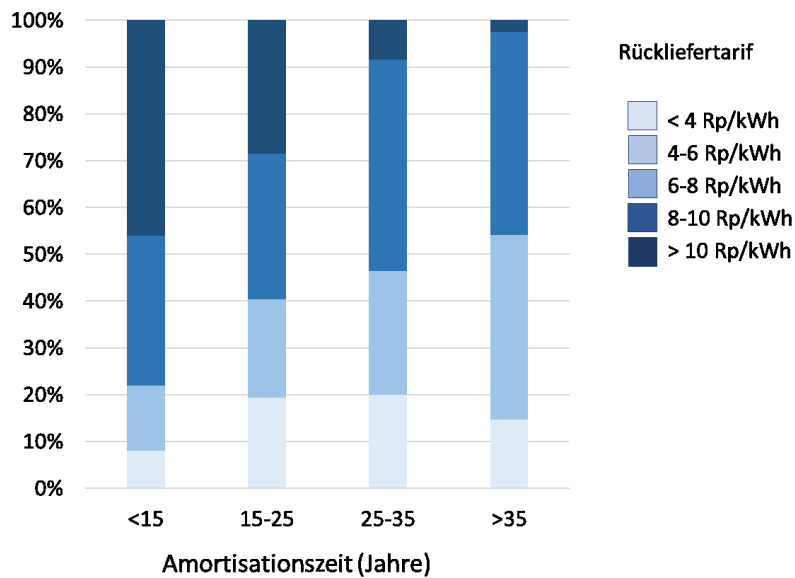


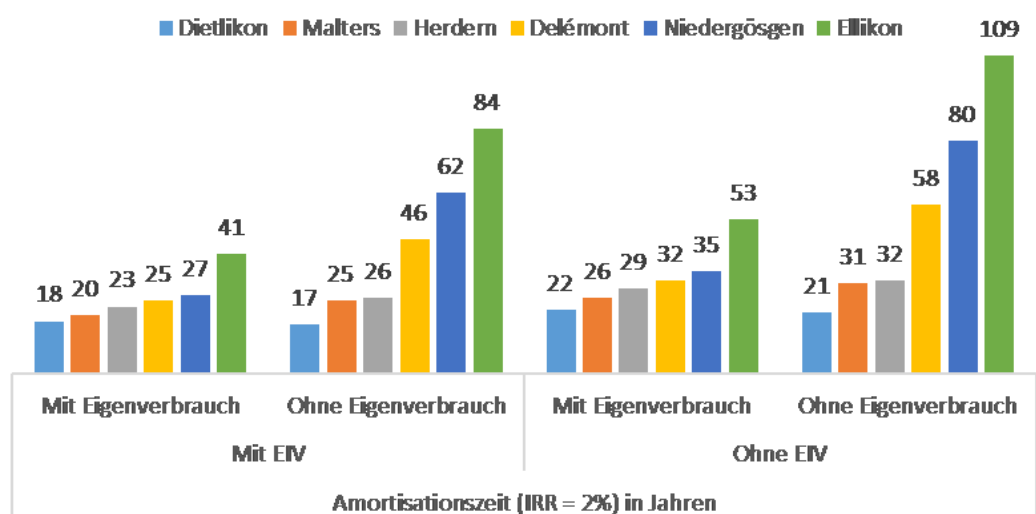
Abbildung: Energie Zukunft Schweiz.

Erkenntnisse/Interpretation

- Während fast 80% der PV-Anlagen, welche eine Amortisationszeit von weniger als 15 Jahren aufweisen und daher speziell rentabel betrieben werden können, einen Rückliefertarif von mindestens 8 Rp./kWh erhalten, sind dies weniger als 50% der Anlagen mit einer Amortisationszeit von 35 Jahren oder mehr.
- Sehr tiefe Rückliefertarife (<4 Rp./kWh) kommen in allen Kategorien etwa gleich häufig vor. Möglicherweise werden die Rückliefertarife durch hohen Eigenverbrauch kompensiert.

Abbildung 43: Amortisationszeiten in Abhängigkeit der lokalen Stromtarife

Gemeinde	Preis Netzstrom (H4-Tarif) Rp/kWh	Rückliefertarif (inkl. HKN) Rp/kWh	Amortisationszeit (IRR = 2%) in Jahren			
			Mit EIV		Ohne EIV	
			Mit EigV	Ohne EigV	Mit EigV	Ohne EigV
Dietlikon	18.9	20	18	17	22	21
Malters	20.9	14	20	25	26	31
Herdern	16.8	13.3	23	26	29	32
Delémont	22.5	8.6	25	46	32	58
Niedergösgen	22.2	7.2	27	62	35	80
Ellikon	14.8	6.2	41	84	53	109



Kommentar: Für Beispiel-Anlagen wurden die Amortisationszeiten in Abhängigkeit zu den lokalen Tarifen bestimmt. Die Anlagen wurden aus dem Datenset ausgewählt und haben alle eine Leistung von 10 kWp (dies entspricht ungefähr der durchschnittlichen Anlagengrösse der untersuchten Daten).

HKN = Herkunftsnachweis (Dokument, das die Herkunft des Stroms bescheinigt).

EigV = Eigenverbrauch

Abbildung: Energie Zukunft Schweiz.

Lokale Tarife haben einen grossen Effekt auf die Amortisationszeit, bei tiefen Rückliefertarifen von unter 5 Rp./kWh können nur PV-Anlagen mit einem sehr hohen Eigenverbrauchsgrad

(>80%) über 25 Jahre amortisiert werden, wogegen bei einem hohen Rückliefertarif auch grössere Anlagen ohne Eigenverbrauch rentabel betrieben werden können. Der Effekt der Rückliefertarife wurde in der Studie «Auktionen für Photovoltaik-Anlagen» vertieft ausgewertet, weshalb wir für genauere Angaben darauf verweisen.

A4.3.5. Wirtschaftlichkeit integrierter PV-Anlagen

Tabelle 33: Wirtschaftlichkeit bei angebauten und integrierten Anlagen

	Angebaut		Integriert	
	Ohne Eigenverbrauch	Mit Eigenverbrauch	Ohne Eigenverbrauch	Mit Eigenverbrauch
Ohne EIV	2%	7%	2%	5%
Mit EIV	4%	26%	3%	14%

Kommentar: Anteil der PV-Anlagen bei welchen eine Amortisationszeit von weniger als 25 Jahren berechnet wurde (nur Solar-Offerte-Daten). Dabei wird zwischen angebauten (links) und integrierten Anlagen (rechts) unterschieden. Das Datenset umfasst nur 19 integrierte Anlagen. Dabei wurden alle Daten der Solar-Offerte verwendet.

Tabelle: Energie Zukunft Schweiz.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Leistung von geförderten Photovoltaik-Anlagen 2014 bis 2018	9
Figure no 2 : Performance des installations photovoltaïques qui ont bénéficié d'un soutien RU entre 2014 et 2018.	16
Abbildung 3: Anzahl der neuen PV-Anlagen von 2009 bis 2018	26
Abbildung 4: Neu installierte Leistung von PV-Anlagen 2009 bis 2018	27
Abbildung 5: Wirkungsmodell der Einmalvergütung EIV (inkl. Eigenverbrauch EV)	37
Abbildung 6: Beurteilung des Zeitpunkts der Auszahlung	40
Abbildung 7: Wichtige Faktoren beim Entscheid für oder gegen eine PV-Anlage	42
Abbildung 8: Wichtige Faktoren beim Entscheid für oder gegen eine PV-Anlage (nach Leistungsklassen)	44
Abbildung 9: Wichtige Faktoren beim Entscheid für oder gegen den Bau einer PV-Anlage	46
Abbildung 10: Selbst erledigte administrative Arbeiten beim Bau der PV-Anlage	48
Abbildung 11: Wichtige Aufgaben beim Bau einer PV-Anlage	49
Abbildung 12: Beurteilung der Aufgaben und Arbeiten beim Bau einer PV-Anlage	50
Abbildung 13: Delegation der Gesuchseingabe	53
Abbildung 14: Vergütungsansätze der EIV von 2013 bis 2019	58
Abbildung 15: Benutzte Informationsquellen zur EIV	59
Abbildung 16: Zahl und Art der Gesuche von 2014 bis 2018	61
Abbildung 17: Beurteilung des Gesuchsverfahrens für die Einmalvergütung	62
Abbildung 18: Beurteilung der Informationen und der Beratung zur EIV	66
Abbildung 19: Anzahl Gesuche, realisierte und geförderte Anlagen von 2014 bis 2018	71
Abbildung 20: Geförderte Leistung von 2014 bis 2018	74
Abbildung 21: Ausbezahlt und ausstehende Fördergelder (2014 bis 2018)	76
Abbildung 22: Durch Einmalvergütung gedeckte Investitionskosten	77
Abbildung 23: Durch Beiträge Dritter gedeckte Investitionskosten	78
Abbildung 24: Einfluss von Eigenverbrauch und Einmalvergütung auf die Amortisationszeit von PV-Anlagen	82
Abbildung 25: Einfluss von Eigenverbrauch und EIV auf die erwartete Rendite (IRR) von PV-Anlagen	83
Abbildung 26: Einfluss der EIV auf den Investitionsentscheid	88
Abbildung 27: Mitnahmeeffekte nach Grössenkategorien	89
Abbildung 28: Verbreitung des Eigenverbrauchs	96
Abbildung 29: Dachflächenanteile von PV-Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch	98
Abbildung 30: Benutzte Informationsquellen zum Eigenverbrauch	99

Abbildung 31: Einfluss der Möglichkeit zum Eigenverbrauch _____	99
Abbildung 32: Anteil der Eigenverbrauchsgemeinschaften _____	100
Abbildung 33: Umgesetzte Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs _____	101
Abbildung 34: Beurteilung der Informationen und Beratung zum Eigenverbrauch _____	102
Abbildung 35: Wichtige Faktoren beim Entscheid für eine Eigenverbrauchslösung _____	102
Abbildung 36: Beurteilung der wichtigen Faktoren beim Entscheid für den Eigenverbrauch ____	103
Abbildung 37: Solar-Offerte-Check: Durchschnittlich offerierte Anlagekosten von angebauten PV-Anlagen _____	139
Abbildung 38: Amortisationszeit mit/ohne EIV bzw. mit/ohne Eigenverbrauch, bei einer Rendite von 2% _____	142
Abbildung 39: Amortisationszeit der Anlagen aus dem Solar-Offerte-Check _____	143
Abbildung 40: Amortisationszeit mit/ohne EIV bzw. mit/ohne Eigenverbrauch für verschiedene Grössenklassen _____	145
Abbildung 41: IRR mit/ohne EIV bzw. mit/ohne Eigenverbrauch für verschiedene Grössenklassen _____	146
Abbildung 42: IRR in Abhängigkeit von EIV und Eigenverbrauch für verschiedene Grössenklassen _____	147
Abbildung 43: Amortisationszeiten in Abhängigkeit der lokalen Stromtarife _____	148

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Evaluationsgegenstände und Fragestellungen	22
Tabelle 2: Gesprächspartner	24
Tabelle 3: Zubau und installierte Leistung der Photovoltaik per Ende Jahr (2014 bis 2018)	28
Tabelle 4: Fördermodalitäten der Einmalvergütung	32
Tabelle 5: Wahlrecht	34
Tabelle 6: Fördervolumen 2014 bis 2020	35
Tabelle 7: Wartefristen für die Auszahlung	36
Tabelle 8: Gesuchsbearbeitung	54
Tabelle 9: Vollzugskosten für die EIV von 2014 bis 2018	56
Tabelle 10: Zahl und Art der Gesuche für Einmalvergütungen von 2014 bis 2018	60
Tabelle 11: Anzahl Gesuche, realisierte und geförderte PV-Anlagen von 2014 bis 2017	69
Tabelle 12: Anzahl Gesuche und geförderte PV-Anlagen per Ende 2018	70
Tabelle 13: Installierte und geförderte Leistung (2014 bis 2017)	72
Tabelle 14: Installierte und geförderte Leistung per Ende 2018	73
Tabelle 15: Eingesetzte Fördermittel von 2014 bis 2018	75
Tabelle 16: Fördergelder per Ende 2018	75
Tabelle 17: Wirtschaftlichkeit von typischen Anlagen	86
Tabelle 18: Eigenverbrauchsgrad nach Leistungsklassen und nach Produzentenkategorien	97
Tabelle 19: Einschätzung des Eigenverbrauchsgrads nach Gebäudekategorie	105
Tabelle 20: Realisierte und geförderte PV-Anlagen von 2014 bis 2018	113
Tabelle 21: Installierte und geförderte Leistung von 2014 bis 2018	114
Tabelle 22: Vergütungsansätze der EIV seit 2010	121
Tabelle 23: Gesprächspartner	122
Tabelle 24: AnlagebetreiberInnen je Kategorie	125
Tabelle 25: Zufallsstichproben je Kategorie	126
Tabelle 26: Rücklauf Online-Umfrage	128
Tabelle 27: Fehlerspannen	129
Tabelle 28: Zuordnung der Fragebogen nach Anmeldedatum	130
Tabelle 29: Charakterisierung von Solar-Offerte-Check und Quick-Check-Eigenverbrauch	133
Tabelle 30: Vorgehen Wirtschaftlichkeitsberechnung und Annahmen	136
Tabelle 31: Anlagekosten	141
Tabelle 32: Statistische Kennzahlen zu den Ergebnissen	141
Tabelle 33: Wirtschaftlichkeit bei angebauten und integrierten Anlagen	149

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
Art.	Artikel
bspw.	beispielsweise
CHF	Schweizer Franken
CF	Cashflow
EIV	Einmalvergütung
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EigV	Eigenverbrauch
EnFV	Energieförderungsverordnung (Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien)
EnG	Energiegesetz
EnV	Energieverordnung
EV	Eigenverbrauch
EVG	Eigenverbrauchsgemeinschaft
EVS	Einspeisevergütungssystem
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZS	Energie Zukunft Schweiz
GREIV	Einmalvergütungen für grosse Photovoltaikanlagen (ab 100 kWp)
GWh	Gigawattstunden
HKN	Herkunftsnachweis
HT	Hochtarif
IRR	Interner Zinsfuss (Internal Rate of Return)
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KLEIV	Einmalvergütungen für kleine Photovoltaikanlagen (mit weniger als 100 kWp)
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt-Peak (Leistung einer PV-Anlage)
lit.	Buchstabe
MuKE	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
MWh	Megawattstunden
MWp	Megawatt-Peak
NPV	Net present value
NT	Niedertarif
PV-Anlage	Photovoltaik-Anlage
R	Rate

Rp.	Rappen
S.	Seite
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
u.a.	unter anderem
UREK	Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie
WR	Wahlrecht
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Liste d'abréviations

EAE	Entreprises d'approvisionnement en énergie
GRU	Programme pour les grandes installations PV
kWc	Kilowatt-crête
LEne	Loi sur l'énergie
MWp	Mégawatt-crête
OEnerR	Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables
OFEN	Office fédéral de l'énergie
PRU	Programme pour les petites installations PV
PV	Photovoltaïque
RCP	Regroupements dans le cadre de la consommation propre
RPC	Rétribution à prix coûtant
RU	Rétribution unique
SRI	Système de rétribution de l'injection

Literatur

- Agora Energiewende 2018:** Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. Zwölf Massnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien. Juli 2018.
- BFE 2008:** Analyse finanzieller Massnahmen im Energiebereich: Theoretische Reflexion der Wirkungsweise und Auswertung empirischer Studien. Oktober 2008.
- BFE 2014a:** Einmalvergütung und Eigenverbrauch für kleine Photovoltaik-Anlagen. 7. März 2014, Version 2.
- BFE 2014b:** Einmalvergütung und Eigenverbrauch für kleine Photovoltaik-Anlagen. 5. November 2014, Version 3.
- BFE 2016:** Überprüfung der Gestehungskosten und der Vergütungssätze von KEV-Anlagen. Mai 2016.
- BFE 2017:** Wichtigste Neuerungen im Energierecht ab 2018. 2. November 2017.
- BFE 2018a:** Energiestrategie 2050 nach dem Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes. Abteilung Medien und Politik. 18. Januar 2018.
- BFE 2018b:** Kontingente 2018 Einspeisevergütung (KEV) sowie Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen. 20. März 2018.
- BFE 2018c:** Neues Energiegesetz. Auswirkungen für die Photovoltaik. Infoanlass PV GLP. BFE/GD, Roger Nufer, 27. Februar 2018.
- BFE 2018d:** Förderung der Photovoltaik. Faktenblatt. Version 1.1 vom 20. März 2018.
- BFE 2019a:** Markterhebung Sonnenenergie 2018. Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgearbeitet durch Swissolar, Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie, Juli 2019.
- BFE 2019b:** Energiestrategie 2050. Monitoring-Bericht 2019. Kurzfassung. November 2019.
- Biel T., Novak S. 2012:** Photovoltaik (PV) Anlagekosten 2012 in der Schweiz. Überprüfung der Tarife der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) für PV-Anlagen. NET Nowak Energie & Technologie AG, St. Ursen.
- Bundesrat 2013:** Parlamentarische Initiative Freigabe der Investitionen in erneuerbare Energien ohne Bestrafung der Grossverbraucher. Stellungnahme des Bundesrates, vom 27. Februar 2013, zum Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates vom 8. Januar 2013.
- Carigiet F., Niedrist M., Scheuermann C., Baumgartner F. 2015:** Case Study of a Low-Voltage Distribution Grid with High PV Penetration in Germany and Simulation Analyses of Cost-Effective Measures. 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (31st EUPVSEC), Hamburg, Sept 2015 7DO.14.2.

- Energie Zukunft Schweiz:** Solarstrom Eigenverbrauch. Neue Möglichkeiten für Mehrfamilienhäuser und Areale.
- EnergieSchweiz, BFE:** Solarstromeigenverbrauch optimieren, Handbuch.
- Energiestiftung 2019:** «Ländervergleich 2018». Solar- und Windenergieproduktion der Schweiz im europäischen Vergleich. Kurzstudie, Tonja Iten, Felix Nipkow. Zürich, 29.5.2019.
- Fraunhofer ISE 2019:** Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Download von www.pv-fakten.de, Fassung vom 31.7.2019.
- Girod B., Lang T., Nägele F. 2014:** Abschlussbericht. Energieeffizienz in Gebäuden: Herausforderungen und Chancen für Energieversorger und Technologiehersteller. SusTec, ETH Zürich. November 2014.
- Heiniger L-P., Perret L., 2018:** National Survey Report of Photovoltaic Applications in Switzerland 2017. IEA, International Energy Agency. August 2018.
- Hostettler T. 2019:** Markterhebung Sonnenenergie 2018. Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien. Im Auftrag des BFE, ausgearbeitet durch SWISSOLAR (Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie). Zürich, Juli 2019.
- IEA International Energy Agency 2017:** National Survey Report of PV Power Applications in Switzerland 2016. Prepared by Pius Hüsler, Nova Energie GmbH, July 2017. On behalf of the Swiss Federal Office of Energy.
- Interface 2009:** Wirksamkeit von Instrumenten zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Förderung erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Energie Dialog Schweiz und des Bundesamtes für Energie.
- Itten T., Nipkow F. 2018:** Ländervergleich 2018. Solar- und Windenergieproduktion der Schweiz im europäischen Vergleich. SES, schweizerische Energie-Stiftung, Zürich 2018.
- Kotin-Förster S., Bons M., Dinges K. 2019:** Evaluation der Wettbewerblichen Ausschreibungen für Stromeffizienzmassnahmen Anhang III – Internationaler Vergleich. Navigant Energy Germany GmbH, Berlin. 24. April 2019.
- Lang T. 2015:** Eigenverbrauch – Bedrohung oder Chance für Stromversorger? Was die zunehmende Verbreitung von PV-Dachanlagen für Schweizer Elektrizitätsunternehmen bedeutet. Branche Gesellschaft. Bulletin 4/2015. SusTec. ETH Zürich.
- Navigant Energy 2019:** Evaluation der Wettbewerblichen Ausschreibungen für Stromeffizienzmassnahmen. Anhang III – Internationaler Vergleich. Bericht an: Eidgenössische Finanzkontrolle EFK. Berlin, 24. April 2019.
- Pfannmutter R. 2015:** Perspektiven der Wasserkraftnutzung in der Schweiz. Referat Seminar «Wasserwirtschaft» Uni Bern, 1012.2015.

- Rechsteiner R. Dr., Meier R. Dr., Muntwyler U. Prof., Nordmann T. 2018:** Photovoltaik als kostengünstigste Stromquelle dauerhaft blockiert? Analyse der Mittelverwendung aus dem Netzzuschlag 2008-2019 und Vorschläge zur Optimierung.
- Rechsteiner R., Meier R., Muntwyler U., Nordmann T. 2018:** Photovoltaik als kostengünstigste Stromquelle dauerhaft blockiert? Analyse der Mittelverwendung aus dem Netzzuschlag 2008-2019 und Vorschläge zur Optimierung. Herausgegeben von der Schweizerischen Energie-Stiftung SES. 30. Oktober 2018
- Rieder S., Walker D. 2009:** Wirksamkeit von Instrumenten zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Förderung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Energie Trialog Schweiz und des Bundesamtes für Energie. Interface Institut für Politikstudien, Luzern.
- Schleiniger R., Winzer Ch., 2018:** Zukünftiges Marktdesign für erneuerbare Energien in der Schweiz Studie im Auftrag von AEESSUISSE Dachorganisation der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. zhaw, School of Management and Law. Zentrum für Energie und Umwelt. September 2018.
- Schreiber M. 2015:** Survey: Rechtliche Rahmenbedingungen der Photovoltaik in der Schweiz. Working Paper No. 2. Center for Law and Sustainability, Universität Luzern. Oktober 2015.
- Schweizerische Steuerkonferenz (2016):** Analyse zur steuerrechtlichen Qualifikation von Investitionen in umweltschonende Technologien wie Photovoltaikanlagen. Steuerrechtliche Tragweite der Verordnung über die Massnahmen zur rationellen Energieverwendung und zur Nutzung erneuerbarer Energien [SR 642.116.1]. An der Sitzung vom 15. Februar 2011 vom Vorstand der SSK genehmigt. Aktualisierung am 18. September 2014 und 3. Februar 2016.
- Stickelberger D. 2017:** Szenarien für den Schweizer Photovoltaik-Markt. Swissolar Zürich. 23. März 2017.
- Stickelberger D., Moll C. 2015:** Soll ich die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) oder die Einmalvergütung (EIV) wählen? SWISSOLAR, Zürich, 3.3.2015.
- Swissolar 2015:** Kantonale und eidgenössische Steuerpraxis. Merkblatt Photovoltaik Nr. 9.
- Swissolar 2017a:** Energiestrategie 2050: Was sind die Folgen für die Photovoltaik? Zürich, 15.12.2017
- Swissolar 2017b:** Kantonale und eidgenössische Steuerpraxis. Merkblatt Photovoltaik Nr. 9. August 2015.
- Swissolar 2017c:** Szenarien für den Schweizer Photovoltaik-Markt. 23. März 2017 | 15. Nationale PV-Tagung | Swiss Tech Convention Center. David Stickelberger, Geschäftsleiter Swissolar.
- Swissolar 2019:** Faktenblatt: Strom von der Sonne. Stand Juli 2019.

- UREK 2013:** Parlamentarische Initiative Freigabe der Investitionen in erneuerbare Energien ohne Bestrafung der Grossverbraucher. Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates vom 8. Januar 2013, Bundesblatt BBl 2013 1669.
- UVEK 2017a:** Ausführungsbestimmungen zum neuen Energiegesetz vom 30. September 2016 Totalrevision der Energieverordnung Erläuterungen. November 2017.
- UVEK 2017b:** Erstes Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV). Erläuternder Bericht. Februar 2017.
- Veigl S, 2014:** Geschäftsbericht 2014. Stiftung KEV, Swissgrid AG, Frick. Juli 2015.
- Veigl S. 2015:** Geschäftsbericht 2015. Stiftung KEV, Swissgrid AG, Frick. Juli 2016.
- Veigl S. 2016:** Geschäftsbericht 2016. Stiftung KEV, Swissgrid AG, Frick. Juli 2017.
- Veigl S. 2017:** Geschäftsbericht 2017. Stiftung KEV, Swissgrid AG, Frick. Juli 2018.
- von Känel L., Konersmann L. 2017:** Eigenverbrauch von Solarstrom in der Wirtschaft. Hintergrundbericht als Grundlage zur Erarbeitung eines Leitfadens. Energie Zukunft Schweiz, Zürich.