



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und  
Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Sektion Erneuerbare Energien

**Bericht** vom Februar 2016

---

# Der Photovoltaik-Markt: Marktbeobachtung 2016

---

**Bundesamt für Energie BFE**

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)



# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>2</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>3</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>3</b>
<b>1 Lage des Photovoltaik (PV)-Marktes 2015.....</b>	<b>4</b>
1.1 Lage der KEV .....	4
1.2 Schwarzmarkt der positiven Bescheide .....	5
1.3 Zielerreichungsgrad .....	6
<b>2 Andere Faktoren des Wachstums (der Stabilisierung).....</b>	<b>7</b>
2.1 Auf dem freien Markt ohne Subventionen erstellte Anlagen.....	7
<b>3 Durch Hindernisse noch blockierte Wachstumsfaktoren .....</b>	<b>9</b>
3.1 Die Problematik der Anlagen von 30-50 kW .....	9
3.2 Das Problem der Verbrauchergemeinschaften.....	9
3.3 MuKE n 2014 .....	9
<b>4 Strategien der Installateure und neue Geschäftsmodelle .....</b>	<b>11</b>
<b>5 Situation der Anlagenpreise .....</b>	<b>12</b>
5.1 Einfluss der Verteilnetzbetreiber .....	12
5.2 Daten von EnergieSchweiz .....	13
<b>6 In die Vernehmlassung geschickte Strategie für die Tarife 2017.....</b>	<b>14</b>
6.1 Referenzpreise .....	14
<b>7 Andere Parameter für die Berechnung der Vergütungen .....</b>	<b>15</b>



## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b> Struktur des PV-Marktes 2015 .....	4
<b>Abbildung 2:</b> Positive Bescheide und neue Inbetriebnahmen 2015.....	5
<b>Abbildung 3:</b> In Januar und Februar 2016 bewerteten Offerten von den EnergieSchweiz-Fachleuten. .....	13

## Tabellenverzeichnis

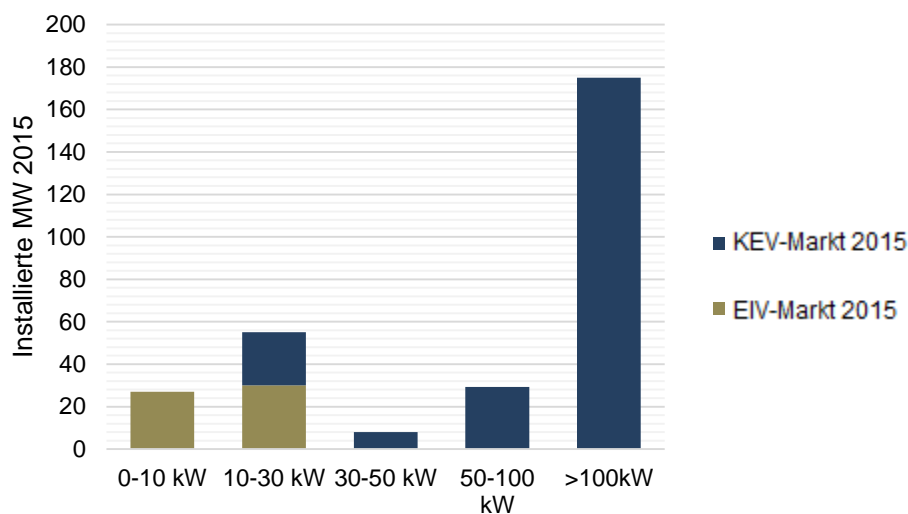
<b>Tabelle 1:</b> Investitionskosten von Referenzanlagen 2016 und 2017.....	14
<b>Tabelle 2:</b> Stromeinkaufs- und Stromeinspeisepreise.....	16
<b>Tabelle 3:</b> Vergütungen gem. Vernehmlassung für die Revision der Energieverordnung ab 1.1.2017	16
<b>Tabelle 4:</b> Einmalvergütungen für angebaute Anlagen .....	16
<b>Tabelle 5:</b> Einmalvergütungen für integrierte Anlagen .....	17



# 1 Lage des Photovoltaik (PV)-Marktes 2015

Der Markt der neuen, mit dem Netz verbundenen Photovoltaik-Anlagen hat sich 2015 bei 300 MW stabilisiert. Allerdings hat dieser Markt wichtige Veränderungen erfahren – sowohl was seine Struktur betrifft wie auch die Faktoren, die sein Wachstum (d.h. Stabilisierung) unterstützen. Die folgenden Kapitel vertiefen die hauptsächlichen Elemente.

Der Markt ist wie folgt strukturiert:



**Abbildung 1:** Struktur des PV-Marktes 2015

Die durch die Einführung der Einmalvergütung unterstützten kleinen Anlagen (<30 kW) repräsentieren ein Volumen von etwa 80 MW. Der Markt der Anlagen zwischen 30 und 50 kW ist nahezu vollständig eingebrochen. Grossanlagen sind weiterhin der Hauptantrieb des Marktes.

Diese letzte Kategorie (>100 kW) lässt indessen Raum für einige Hypothesen, die nachstehend beschrieben werden, da dieses Volumen nicht den positiven Bescheiden entspricht, die 2015 gewährt wurden.

## 1.1 Lage der KEV

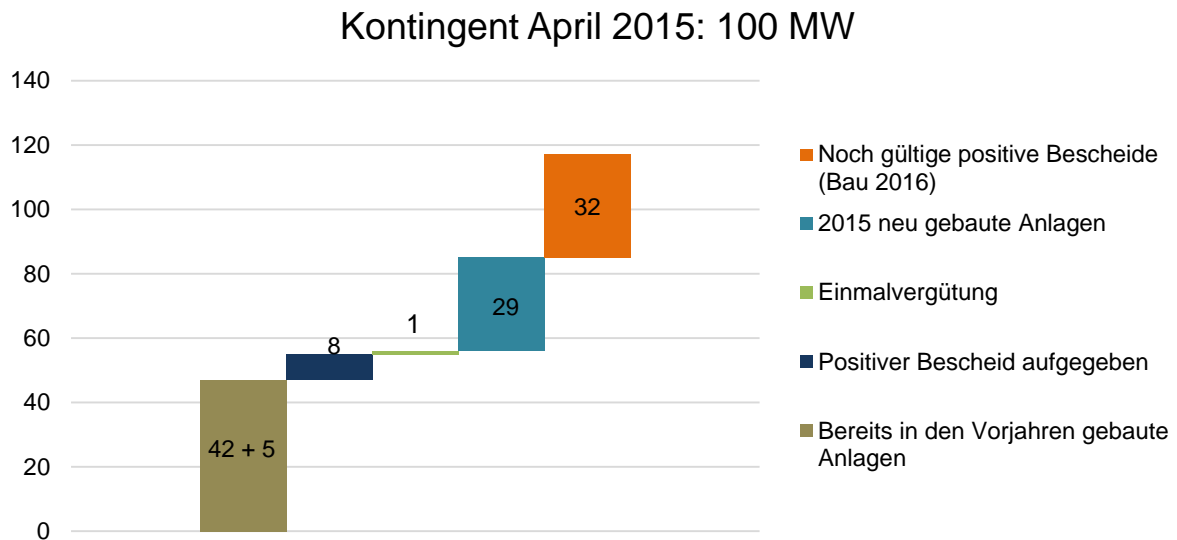
Die KEV war in den letzten Jahren der wichtigste Wachstumstreiber des PV-Marktes. Obschon die Kontingente 150 MW nie überstiegen, wurde ein grosser Teil des Marktes (gesamt 300 MW) von „zukünftigen“ positiven Bescheiden getragen. Das heisst, Investoren entschieden sich für den Bau einer Anlage in der Hoffnung, einige Jahre später in den Genuss einer KEV-Finanzierung zu kommen. Dieses Verhalten kann anhand der Anlagen auf der Warteliste festgestellt werden, für welche Inbetriebnahme-Meldungen eingereicht wurden und kein positiver Bescheid vorlag.

Es fällt auf, dass dieses Vorgehen seit Anfang 2015 rückläufig ist. Dennoch setzen sich Inbetriebnahmen von grossen, für die KEV angemeldeten Anlagen fort, selbst wenn ihre Chance, eine KEV-Finanzierung zu erhalten, gering ist.

Die Daten können auch aus einem anderen Blickwinkel betrachtet werden, indem die Auswirkungen eines Kontingents untersucht werden. Hier die Kennzahlen des Kontingents von April 2015 mit einem



Volumen von 100 MW. Das Volumen des Kontingents hat aufgrund von Erweiterungen oder Abweichungen zwischen angemeldeten und realisierten Leistung bis heute um 17 MW zugenommen.



**Abbildung 2:** Positive Bescheide und neue Inbetriebnahmen 2015

Abbildung 2 zeigt, dass der Einfluss des im April 2015 freigegebenen Kontingents von 100 MW auf 29 MW plus 5 MW aus Erweiterungen von vor 2015 in Betrieb genommenen Anlagen begrenzt ist. Es gilt hier zu beachten, dass sich 32 MW an positiven Bescheiden des Kontingents von 2015 noch auf dem Markt befinden und ihre Früchte 2016 tragen werden (ein positiver Bescheid ist 15 Monate gültig). Ausserdem wurden 2015 45 MW aus früheren Kontingenten noch realisiert.

Es ist klar ersichtlich, dass die Kontingente vertrauensbildend auf den Markt wirken, jedoch keineswegs mehr der wirtschaftliche Antrieb der Photovoltaik sind.

## 1.2 Schwarzmarkt der positiven Bescheide

Das BFE hat eine Marktpraxis zur Kenntnis genommen, welche die positiven Bescheide betrifft. Die Projekte mit positivem Bescheid hatten bis Ende 2015 das Recht auf Realisierung im Umkreis von einem Kilometer. Dieses Vorgehen hat seinen Ursprung bei Windenergie-Projekten, deren genauer Standort durch Machbarkeitsstudien ermittelt werden muss. Die Regeln für die Photovoltaik-Anlagen ermöglichten es somit, ein Projekt für 5 kW anzumelden und es einem anderen Projektträger zu übergeben, der 5000 kW erstellt!

Gewisse Investoren haben diese Möglichkeit ausgenutzt und „Jagd“ auf positive Bescheide gemacht. Sie wandten sich an die kleinen Projektträger mit positiven Bescheiden und boten ihnen eine (bisweilen beträchtliche) Geldsumme für den Kauf ihres Anrechts auf eine KEV-Finanzierung. Derart konnten grosse Projekte verwirklicht werden, da Leistungsabweichungen bei der Realisierung zulässig sind. Diese bis dahin durchaus legale Praxis führte zu einer offensichtlichen Diskriminierung der „passiven“ Projektträger, die ruhig auf der Warteliste verharrten, bis sie an die Reihe kamen. So entstand ein



echter Schwarzmarkt (oder eher ein grauer Markt, weil er rechtmässig war). Dies bescheinigt den positiven Bescheiden auch eine gewisse Attraktivität, da deren Kauf dann selbstverständlich durch den Verkauf von Elektrizität an die KEV bezahlt werden muss.

Sobald das Vorgehen dem BFE bekannt war, wurde die Regel im Januar 2016 geändert.

Diese Praxis verfälscht auch die Statistiken auf erhebliche Weise, weil es schwierig ist zu wissen, welcher Projektträger sich für oder gegen die Verwirklichung eines Projekts entscheidet.

### 1.3 Zielerreichungsgrad

Dieser Übertragung von positiven Bescheiden unter Investoren zum Trotz ermöglicht die Analyse der KEV-Daten der Anlagen, die nach dem positiven Bescheid erstellt wurden, die folgenden Feststellungen.

Dabei ist anzumerken, dass im Falle zu tiefer KEV-Vergütungen, Projekte nicht mehr verwirklicht werden und die positiven Bescheide an Swissgrid zurückgegeben werden. Wie der Grafik im vorhergehenden Kapitel zu entnehmen ist, das Kontingent 2015 von 100 MW ist durch Erweiterungen sowie Abweichungen zwischen angemeldeten und realisierten 117 MW gross geworden.

Man stellt allgemein fest, dass die positiven Bescheide für noch nicht gebaute Anlagen – unter Berücksichtigung der aufgegebenen – einen Zielerreichungsgrad von rund 140 % bewirken (2014 = 157%). Einfacher ausgedrückt hat die Finanzierung von 10 MW den Bau von 14 MW zur Folge. Dieser überraschende Unterschied erklärt sich dadurch, dass die 2011 angemeldeten Projekte verhältnismässig klein waren. Bei der Verwirklichung 2015 waren die Anlagenpreise tiefer und die Träger konnten ein Projekt finanzieren, das grösser war als angemeldet.

Obschon mehrere Einflussfaktoren noch keine abschliessende Beurteilung ermöglichen (deutliche Senkung der KEV auf den 1. Oktober 2015, Übertragung von Projekten auf andere Investoren) kann man davon ausgehen, dass die gegenwärtigen KEV-Sätze attraktiv bleiben. Der von gewissen Branchenvertretern vorausgesagte Einbruch des Marktes aufgrund der Senkung der KEV-Tarife in 2015 war nicht begründet.



## 2 Andere Faktoren des Wachstums (der Stabilisierung)

Das Inkrafttreten des Rechts auf Eigenverbrauch in Verbindung mit der Einmalvergütung (<30 kW) hat besonders in 2015 Früchte getragen. Die Mehrheit der Installateure hat ihre Verkaufsstrategie auf diesem Markt der Kleinanlagen völlig neu ausgerichtet. Gespräche mit Fachleuten lassen erkennen, dass dieses Modell für Investoren verständlich ist und sowohl wirtschaftlich effizient und leicht zu verkaufen ist. Die Branche beurteilt das Modell der Einmalvergütung sehr positiv.

So wurden 2015 Einmalvergütungen für 87 MW ausbezahlt. Diese Zahl entspricht zwar bloss einem Viertel des Marktes, hat jedoch die Inbetriebnahme von 8'000 bis 10'000 Anlagen bewirkt.

Die Schwachstelle des Modells liegt allerdings beim administrativen Aufwand. Das Baugesuchverfahren, die Anmeldung bei den Verteilnetzbetreibern (VNB) und die einzuhaltenden Normen (Brand, Sicherheit, Elektrizität, Netzanschluss) bleiben aufwändig. Für eine Anlage von 5 kW beläuft sich der Verwaltungsaufwand schätzungsweise auf 50-80% der Arbeitsstunden, die für die Montage notwendig sind.

Zu erwähnen ist ebenfalls, dass alle grossen Installateure der Schweiz gegenwärtig Hunderte von Anlagen im Jahr erstellen. Ein Beispiel aus der Praxis: Ein wichtiger Installateur verwirklichte 2015 etwa 500 Projekte mit einer installierten Leistung von 15 MW. Auf grosse Anlagen (>100 kW) entfallen davon 12 MW und auf viele Hundert kleine Anlagen 3 MW. Diese Zahlen lassen erkennen, dass Kleinanlagen somit viele Aufträge schaffen, jedoch sehr viele kleine Projekte nötig sind, um bedeutende Energiemengen zu erzeugen.

### 2.1 Auf dem freien Markt ohne Subventionen erstellte Anlagen

Aus den oben genannten Zahlen ergibt sich, dass die Einmalvergütungen ein Marktvolumen von etwa 90 bis 100 MW pro Jahr repräsentieren. Darüber hinaus setzt die KEV die Bezahlung ihrer „Hypothek“ fort, indem sie dem System bereits gebaute Anlagen zuführt, die sich noch auf der Warteliste befinden. Wie oben erwähnt wurden 2015 dank der Kontingente von April 2015 bloss 34 MW in Betrieb genommen, die zu den 45 MW kommen, die aufgrund der Kontingente von 2014 gebaut wurden. Der Markt hat sich jedoch bei 300 MW pro Jahr stabilisiert, womit eine Differenz von nahezu 180 MW bleibt. Diese entfällt auf Anlagen, die grösser als 100 kW sind und in der Industrie für den Eigenverbrauch erstellt wurden. 339 von den insgesamt 386 Projekten werden von Aktiengesellschaften (AG) getragen, die übrigen 47 vor allem von Gemeinden. Im Gegensatz zu den Dächern in der Landwirtschaft sind die meisten dieser Anlagen wahrscheinlich auf Industriegebäuden gebaut worden, die über ein Eigenverbrauchspotenzial verfügen.

Mit grossen Anlagen, die Preise von rund 1350 Fr./kW aufweisen, ist es in günstigen Fällen möglich, Elektrizität zu erzeugen, die preislich der aus dem Netz bezogenen Elektrizität entspricht. Dies gilt auch für die Industrie, die etwa 12-18 Rp./kWh bezahlt, falls der Eigenverbrauchsanteil höher als 80% ist. Diese Anlagen werden somit auch ohne Einmalvergütung erstellt und benötigen nicht notwendigerweise die KEV, um ihre Kosten zu decken. Sie werden oft für die KEV angemeldet, mit der jedoch für den Investitionsentscheid nicht gerechnet wird. Würde die KEV eingestellt (politischer Entscheid) könnte die Anlage ihre Kosten somit dank dem Eigenverbrauch decken. Im gegenteiligen Fall würde sie von der Übernahme des zum KEV-Tarif eingespeisten Stroms profitieren und eine bessere Rentabilität erzielen.



Aufgrund der Daten des BFE ist es schwierig, diese Theorie zu beweisen. Im Gespräch mit der Branche hat sich jedoch gezeigt, dass das beschriebene Vorgehen 2015 zunehmend an Bedeutung gewonnen hat.

Angesichts dieses beginnenden „freien“ Marktes ist festzustellen, dass die Industrie ihre Investitionen allgemein innert recht kurzer Frist abschreiben muss, beispielsweise in 7-10 Jahren. Die KEV dagegen ermöglicht eine vollständige Amortisation nicht vor 20-25 Jahren.

Hier sei angemerkt, dass der Markt der Eigenverbrauchsanlagen in der Schweiz ein Potenzial von mehr als 4000 MW aufweist. Die im Rahmen der Energiestrategie 2050 mögliche Einmalvergütung für Anlagen von mehr als 30 kW würde zweifellos eine starke Entwicklung dieses Marktes ermöglichen.





## 3 Durch Hindernisse noch blockierte Wachstumsfaktoren

### 3.1 Die Problematik der Anlagen von 30-50 kW

Der Markt der Anlagen zwischen 30 und 50 kW ähnelt heute einem „Tal des Todes“. 2015 wurden in diesem Segment in der ganzen Schweiz bloss 8 MW gebaut. Dafür gibt es mehrere Gründe. Erstens werden die Einmalvergütungen nur bis 30 kW ausbezahlt. Zweitens ist ab 30 kVA eine Lastgangmessung vorgeschrieben. Einzelne VNB stellen ihre Zähler gemäss den Empfehlungen der Elcom mit 600 Fr./Jahr in Rechnung. Doch andere VNB fakturieren diese Zähler noch mit 1200 Fr. pro Jahr. Zum Vergleich sei erwähnt, dass 1'200 Fr. pro Jahr während der 25-jährigen Lebensdauer der Anlage 30'000 Fr. ergeben. Die Einmalvergütung für eine 30 kW-Anlage beträgt 2016 dagegen 16'400 Fr.

Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen ist anzunehmen, dass Anlagen zwischen 30 kW und 50 kW kaum mehr gebaut werden.

### 3.2 Das Problem der Verbrauchergemeinschaften

Ein Markt, der leider noch nicht besteht ist jener des Eigenverbrauchs in Mietshäusern oder im Stockwerkeigentum. In der ganzen Schweiz werden nur einige Dutzend Projekte durch die Bildung einer Eigenverbrauchsgemeinschaft verwirklicht. Dieses Modell ist technisch machbar und auch wirtschaftlich, leidet jedoch unter dem notwendigen Verwaltungsaufwand: Die Organisation einer Verbrauchergemeinschaft ist schwierig.

Es zeigt sich, dass die Investoren den Verwaltungsaufwand und die Risiken scheuen. Auch wollen die meisten Stockwerkeigentümer nicht mit gemeinsam mit ihren Nachbarn investieren. Die Eigentümer mögen kein zusätzliches System, das die Verwaltungskosten des Mietshauses erhöht.

Als Antwort darauf schlagen einzelne VNB wie Romande Energie und EWZ Modelle vor, die solche Vorhaben vereinfachen. Diese VNB übernehmen (gegen eine Entschädigung in Rp./kWh) die Rechnungstellung für den Eigenverbrauch. Dennoch entstehen selbst in diesem Fall nur wenige Anlagen.

Es sei hier angemerkt, dass dieses Modell in Bauten mit hohem Verbrauch besonders interessant ist. Aufgrund der oben genannten Argumente (Zähler für die Lastgangmessung, Begrenzung der EIV) kann es allerdings nur in kleineren Gebäuden wirtschaftlich umgesetzt werden.

Schliesslich ist festzustellen, dass die Konkurrenz auf dem Photovoltaik-Markt sehr rege bleibt. Wollen die Installateure Geld verdienen, müssen sie schnell verkaufen und ihre internen Kosten optimieren. Der Markt der Miethäuser und Eigenverbrauchsgemeinschaft erfordert grössere Verkaufsanstrengungen als andere Märkte. Deshalb geben die meisten Installateure zu, dass sie sich nicht dafür interessieren. Die Kosten für die Anwerbung von Kunden sind zu hoch.

### 3.3 MuKE n 2014

Die MuKE n 2014 werden schrittweise in die kantonalen Gesetzgebungen eingeführt. Die Photovoltaik wird zu einer Standardlösung bei Sanierungen (in Konkurrenz zur Solarthermik und zu den WP) und auch zu einer Verpflichtung in Neubauten. Zurzeit haben nur wenige Kantone diese neue



Energiepolitik übernommen. Deshalb ist es noch schwierig, stichhaltige Schlussfolgerungen zu ziehen.

PV Anlagen bei Neubauten wie auch bei Sanierungen haben Anrecht auf die Einmalvergütung. Man kann deshalb davon ausgehen, dass dieser Markt im Volumen von 87 MW der Einmalvergütungen enthalten ist, die 2015 ausbezahlt wurden.

Der Markt kann jedoch auch aus dem folgenden Blickwinkel betrachtet werden. Wird eine Photovoltaik-Anlage obligatorisch, sind die Fixkosten (Gerüste, Ausschreibung, Verlegung der Kabel) durch diese Verpflichtung gedeckt. Der Einbau einiger m<sup>2</sup> zusätzlicher Module kostet nicht sehr viel und ist oft wirtschaftlich. Dies umso mehr, als die Einmalvergütung einen grossen Teil dieser Grenzkosten deckt. In der Baubranche und bei den Architekten ist allerdings noch Widerstand gegen diesen Schritt zu spüren. Die Photovoltaik-Anlagen werden immer noch als ein hinzugefügtes Element wahrgenommen und nicht (oder zu spät) in das Wohnkonzept einbezogen. Dies hat zur Folge, dass die Unternehmer, um das Gesetz einzuhalten, die kleinstmögliche Anlage bauen. Erscheint ein Installateur auf der Baustelle, liegt die Baubewilligung oft bereits vor und ist es zu spät, die Bemessung der Anlage zu ändern. Wird jedoch ein Solarprofi (Planer oder Installateur) in den Planungsprozess einbezogen, empfiehlt er üblicherweise, die Anlage grösser auszulegen. Auf diese Art können (beispielsweise) 8-10 kW installiert werden anstelle des gesetzlichen Minimums von 2 kWp. Selbst wenn es für den Hauseigentümer (oder den Hausbewohner) besser und wirtschaftlicher wäre, ist dieses Vorgehen in der Berufspraxis der Baubranche noch nicht üblich.

Das Problem mag als nebensächlich erscheinen. Doch der Eintritt der Rechtskraft der MuKE 2014 in der ganzen Schweiz betrifft den Bau aller neuen Gebäude (inkl. Mehrfamilienhäuser). Das Potenzial von 12'000 Neubauten im Jahr (zu durchschnittlich 10 kW) beläuft sich auf 120 MW/Jahr. Hierzu muss in der Baubranche noch viel Arbeit geleistet werden.



## 4 Strategien der Installateure und neue Geschäftsmodelle

Die Struktur der Branche kann wie folgt aufgeteilt werden. In der Schweiz besitzen etwa 6-8 grosse Installateure einen bedeutenden Marktanteil. Der Rest des Marktes wird von Hunderten von kleinen Unternehmungen abgedeckt, wie Heizungsmeister, Elektriker oder Dachdecker. Allgemein diktieren die grossen Installateure dem Rest des Marktes ihre Preise. Sie verfügen mehrheitlich über interne Qualitätssysteme und gute Sicherheiten.

Trotz dieser Einheit der grossen Installateure sind bei ihnen gegensätzliche Marketingstrategien festzustellen. Manche bleiben sehr traditionell oder gar konservativ und konzentrieren sich auf ihr Kerngeschäft, das heisst die Montage von Photovoltaikmodulen. Andere erweitern ihren Tätigkeitsbereich indem sie Partnerschaften suchen oder sich durch eine Übernahme oder Fusion mit einem Elektrizitätsunternehmen verbinden. Diese vorausschauenden Installateure werden zunehmend zu Energiedienstleistern. Ihr breiteres Angebot umfasst beispielsweise Energiemanagementsysteme, den Einbau von Speicherbatterien und den Verkauf von Wärmepumpenboiler.

Diese Strategien werden einerseits verfolgt, weil die technische Entwicklung weitergeht. Aber auch weil Kombi-Angebote immer attraktiver und konkurrenzfähiger werden. Sie entsprechen auch einem Wunsch der Kunden.

Andererseits müssen sich die Installateure neu ausrichten aufgrund der rückläufigen Subventionen und der Ungewissheit über die Energiestrategie 2050 mit dem Risiko der Aufhebung aller Subventionen (KEV und EIV) in den Jahren 2017 - 2018. Sie suchen deshalb nach neuen Märkten, um ihren Umsatz halten zu können.

Schliesslich bieten neue Unternehmen innovative Dienstleistungen an, indem sie beispielsweise Solaranlagen nicht mehr in Fr./kWp verkaufen, sondern mit einem Leasing-Modell in Rp./kWh anbieten. Der Konsument kauft keine Anlage mehr, sondern versorgt sich mit Elektrizität bei einem Installateur, der auf dem Dach dieses Konsumenten investiert. Diese Art von Modell entspricht dem Verhalten der heutigen Verbraucher, die ihr Natel mit einem Abonnement kaufen und ihr Auto leasen. Allerdings weiss noch niemand, ob diese Geschäftsmodelle auch den Wohnbereich erobern werden.



## 5 Situation der Anlagenpreise

Die Preise der Anlagen bewegen sich gegenwärtig recht wenig. Einerseits stagniert der Schweizer Markt bei 300 MW, was keine weiteren Skaleneffekte erlaubt. Andererseits konzentriert sich der Markt nach dem Ausscheiden einiger Mitbewerber in der Schweiz. Auch die „Kamikaze“-Angebote gewisser Installateure, deren Preise die Kosten nicht decken, scheinen 2015 seltener geworden zu sein als in 2014. Dies verringert die Gefahren der Installateure, erhöht jedoch die Preise für die Konsumenten.

Auf der höheren, volkswirtschaftlichen Ebene verringert der Zusammenbruch des europäischen Photovoltaikmarktes die auf dem Kontinent installierten Volumen deutlich. Die Zahl der Lieferanten und Fabrikanten befindet sich in Europa im freien Fall, nachdem viele unter ihnen Konkurs anmelden mussten. Die Beziehungen mit den aussereuropäischen Lieferanten haben sich ebenfalls verhärtet, weil der europäische Markt im internationalen Vergleich klein geworden ist. China hat 2015 eine Leistung von 18'000 MW installiert haben. Unter diesen Umständen ist es nachvollziehbar, wenn die asiatischen Lieferanten sich nicht mehr darum reissen, einige MW an die Schweiz zu verkaufen. Dies führt auch zu Einkaufsbedingungen, die für die grossen Installateure gut bleiben, für mache kleine jedoch schwierig werden.

Schliesslich werden grosse Märkte wie China und die Vereinigten Staaten gegenwärtig auf Dollar-Basis versorgt. Mit der Konjunkturerholung in den USA dürfte der Dollar gegenüber dem Franken vielleicht um 10 % steigen, wonach sich die Lieferungen im selben Ausmass verteuern könnten.

Dennoch ergab eine Informationsbeschaffung in der Form von Gesprächen mit Akteuren der Photovoltaik-Branche, dass die kostengünstigsten Anlagen noch ein klein wenig billiger geworden sind.

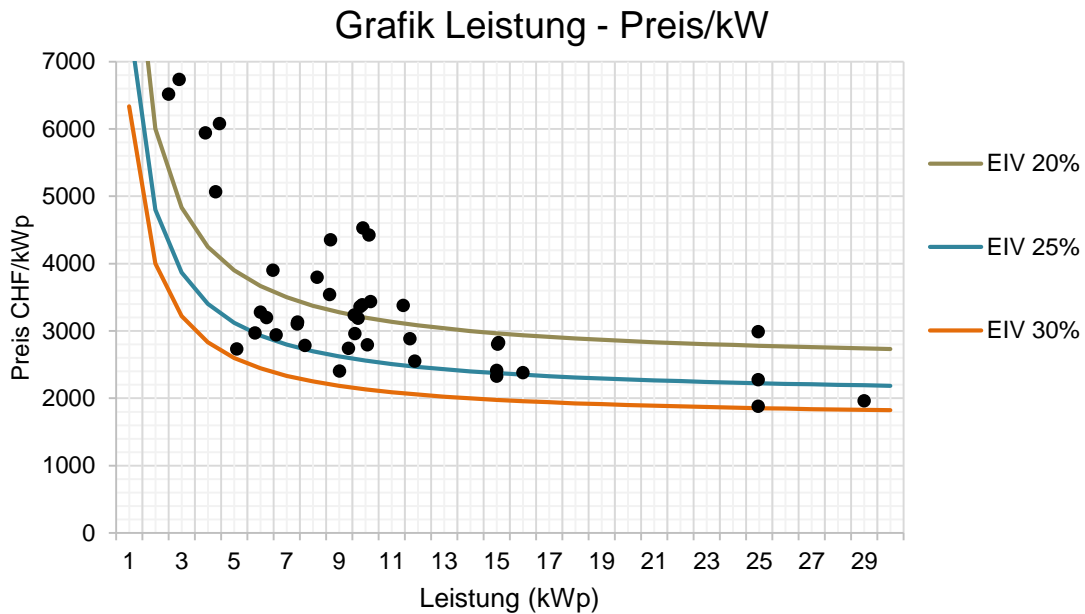
### 5.1 Einfluss der Verteilnetzbetreiber

Da die Preise gegenwärtig sehr tief sind haben kleine Mehrkosten rasch einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Solarprojekte. Das oben genannte Beispiel der Zähler für die Lastgangmessung ist ein Beweis. Auch für die kleinen Anlagen haben die Anschlussnormen einen zunehmend wichtigeren Einfluss auf den Endpreis eines Solarprojekts. Ein Verteilnetzbetreiber hat die Möglichkeit, mehr oder weniger kostspielige Anschlussnormen durchzusetzen. Dies betrifft die Elektrizitätsverbrauchsmesser, die Schalter, die Elektroschränke usw. Die Politik einzelner Verteilnetzbetreiber ist der Entwicklung der dezentral erzeugten erneuerbaren Energien sehr förderlich, während andere ihre Monopolstellung so weit wie möglich dazu benutzen, sie zu behindern.

Von einem Verteilnetzbetreiber zum anderen kann die Wirtschaftlichkeit eines Solarprojekts einzig aus diesem Grund zwischen -10% bis +5% schwanken. Die VNB sind somit in der Lage, die Entwicklung der Solarenergie (vor allem der kleinen) in ihrem Netz nach Wunsch zu bremsen oder gar zu unterbinden. Geht es dann darum, den Betrag der KEV oder der Einmalvergütungen festzulegen, müssen Referenzanlagen definiert werden. Dazu muss der „typische“ Verteilnetzbetreiber bestimmt werden. Die Wahl fällt hier auf einen Betreiber, welcher der Solarenergie gut gesinnt ist. Mit dem Ziel, die KEV-Mittel optimal einzusetzen, werden stets die preisgünstigsten Anlagen als Referenz benutzt.

## 5.2 Daten von EnergieSchweiz

Die Einführung eines kostenlosen Systems für den Vergleich von Angeboten ermöglicht es dem BFE, Dutzende Offerten zu sammeln. Diese werden anschliessend als Datenbank verwendet, um die EIV-Tarife festzulegen.



**Abbildung 3:** In Januar und Februar 2016 bewerteten Offerten von den EnergieSchweiz-Fachleuten.

Die Kurven zeigen, wo sich die gegenwärtige Einmalvergütung in Prozent des durchschnittlichen Marktpreises befindet.

Nur die Anlagen <30 kW werden von den EnergieSchweiz-Fachleuten bewertet. Es zeigt sich, dass der Marktpreis für Anlagen zwischen 5 und 10 kW im Durchschnitt bei 3000 Fr./kW liegt, dann etwas über 2000 Fr./kW für die Anlagen von 30 kWp. Die günstigsten Angebote für Anlagen von 30 kW liegen um 1800 Fr./kW, was den gegenwärtigen EIV-Tarifen entspricht.

Auf dieser Basis beträgt die gegenwärtige Einmalvergütung (Februar 2016) rund 20% der Durchschnittskosten des Marktes für die kleinen Anlagen und etwa 25% für die Anlagen von 30 kW.



## 6 In die Vernehmlassung geschickte Strategie für die Tarife 2017

Um eine Strategie für die nächsten Jahre festzulegen, müssen den Argumenten die nachstehenden politischen Elemente hinzugefügt werden. Welches Szenario das Parlament im Rahmen seiner Energiepolitik auch immer auswählt, die finanziellen Mittel des KEV-Fonds werden beschränkt bleiben. Das Parlament hat übrigens den Wunsch geäußert, in den nächsten 6-8 Jahren aus dem KEV-System auszusteigen.

Auf dieser Grundlage will die gewählte Strategie den Photovoltaik-Markt weiter unterstützen im Bewusstsein, dass nicht alle Projekte finanziert werden können. Nur die gemäss ihrer Produktionskosten besten Projekte werden aufgrund der Unterstützung durch den Bund eine finanzielle Rentabilität erlangen.

Die KEV muss nunmehr als Übergangslösung zum freien Markt betrachtet werden. Gleichzeitig darf nicht vergessen werden, dass die Einmalvergütungen für grosse Anlagen die bisherigen Förderbestrebungen noch für einige Jahre weiterführen dürften – falls die Energiestrategie 2050 angenommen wird. Die Botschaft des Parlaments ist somit klar. Es darf nicht mehr zwei parallele Systeme geben: einerseits den freien Markt mit all seinen Risiken und andererseits die zu 100% gesicherte KEV. Die KEV wird diesem Willen deshalb unverzüglich angepasst.

### 6.1 Referenzpreise

Die Methode zur Bestimmung der massgeblichen Investitionskosten in der Berechnung der KEV und der Einmalvergütungen bleibt unverändert. Sie wird in der folgenden Weise ermittelt. Das BFE sucht auf dem Markt des fraglichen Jahres die preisgünstigste Anlage und fügt 150 Fr./kWp hinzu. Diese Referenzanlage geht von einem vollkommenen Dach aus: einem neuen Dach ohne Anschlusskosten, ohne Auswechseln des Transformators, für Lastwagen leicht zugänglich, von einem sehr effizienten Installateur montiert usw. Ein Dach mit all diesen Vorteilen gibt es kaum. Deshalb wird ein „Realitäts“-Koeffizient von 150 Fr./kWp hinzugezählt.

Die Markttendenzen, wie der technische Fortschritt, der Verwaltungsaufwand und die Wechselkurse werden ebenfalls aufgrund von qualitativen Interviews mit Branchenvertretern untersucht. Dies ergibt einen kurzfristigen Trend.

Diese Untersuchungsmethode führt zur Anwendung der folgenden Referenzen:

Investitionsreferenz [kWp]	Oktober 2016 [Fr./kWp]	Oktober 2017 [Fr./kWp]
30	1815	1700
100	1420	1350
1000	1350	1300
>3000	1350	1300

Tabelle 1: Investitionskosten von Referenzanlagen 2016 und 2017



## 7 Andere Parameter für die Berechnung der Vergütungen

### **WACC**

Der WACC wird gemäss der Marktlage und den anderen EE angepasst:

*WACC : 3,95%*

### **Unterhaltskosten**

Die Unterhaltskosten der Photovoltaik-Anlagen wurden in einer Studie von Basler&Hofmann untersucht, welche das BFE veröffentlichte. Sie zeigt, dass die Unterhaltskosten in der Schweiz im Durchschnitt zu hoch bleiben. Es werden auch Wege aufgezeigt, wie diese Kosten auf etwa 3,5 Rp./kWh gesenkt werden können. Diese neuen Zahlen werden deshalb übernommen.

*Unterhaltskosten: 3,5 Rp./kWh*

### **Eigenverbrauchsanteil**

Die Analyse der KEV-Daten zeigt, dass nun die überwiegende Mehrheit der grossen Anlagen in der Industrie gebaut wird. An solchen Standorten können hohe Eigenverbrauchswerte erreicht werden, solange die KEV unter dem Einkaufstarif für Strom liegt. Hier ist es wichtig, dass die KEV nicht 100% der erzeugten Elektrizität finanziert, sondern bloss befriedigende Rückkaufbedingungen für die überschüssige Elektrizität schafft.

Wie in den vorhergehenden Kapiteln erwähnt, ist die KEV heute eine Übergangslösung zum freien Markt, welche die Branche dazu ermuntert, diese Richtung einzuschlagen.

Daher wird für alle Leistungsklassen ein Eigenverbrauchsanteil von 40% eingeführt. Dies wird zur Folge haben, dass der Bau von PV Anlagen auf Landwirtschaftsdächern oder solchen abseits von Konsumenten praktisch nicht mehr wirtschaftlich sein wird. Das Potenzial der anderen Dächer bleibt allerdings hoch genug, um das Risiko dieser Strategie zu rechtfertigen.

*Eigenverbrauchsanteil: 40%.*

**Elektrizitätspreis**

Sobald ein Teil der Produktion vor Ort verbraucht wird entscheiden die Strompreise über die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Projekte. Bisher wurden die Einkaufs- und die Einspeisepreise dazu verwendet, die Erträge der Anlage in den 21-25 Jahren ihrer Lebensdauer zu bestimmen. Mit der Einführung eines Eigenverbrauchsanteils ist nun jedoch der gegenwärtige Strompreis für die Berechnung der KEV massgebend. Um sie den gegenwärtigen Bedingungen anzunähern, werden die Einkaufs- und die Rückspeisepreise in der folgenden Weise angepasst:

	<b>Tarife Oktober 2016 [Rp./kWp]</b>	<b>Tarife April 2017 [Rp./kWp]</b>	<b>Tarife Oktober 2017 [Rp./kWp]</b>
<b>30</b>	21.5 / 10.1	21.5 / 6	21.5 / 6
<b>100</b>	21.5 / 10.1	14 / 5	14 / 5
<b>1000</b>	16 / 9	14 / 5	14 / 5
<b>&gt;3000</b>	16 / 9	14 / 5	14 / 5

**Tabelle 2:** Stromeinkaufs- und Rückspeisepreise

	<b>Vergütungssätze Oktober 2016 [Rp./kWp]</b>	<b>Vergütungssätze April 2017 [Rp./kWp]</b>	<b>Vergütungssätze Oktober 2017 [Rp./kWp]</b>
<b>30</b>	19.0	16.3	13.7
<b>100</b>	16.6	15.1	13.7
<b>1000</b>	15.3	14.5	13.7
<b>&gt;3000</b>	15.3	14.5	13.7

**Tabelle 3:** KEV-Vergütungen gem. Vernehmlassung für die Revision der Energieverordnung ab 1.1.2017

Gemäss der vorstehenden Tabelle bewegt die Veränderung der Parameter die Vergütungssätze deutlich. Diese kräftige Senkung der KEV-Sätze bedeutet nicht, dass die Wirtschaftlichkeit der Anlagen ebenso stark zurückgeht. Es zeigt sich, dass möglicherweise nur die preisgünstigen Anlagen oder solche, die von einem hohen Eigenverbrauchsanteil profitieren, eine Rentabilität von 3,9% erreichen können. Die anderen Projekte weisen eine geringere Rentabilität auf oder werden zurzeit noch nicht verwirklicht.

	<b>Oktober 2016</b>	<b>April 2017</b>	<b>Oktober 2017</b>
<b>Grundbetrag [Fr.]</b>	1400	1400	1400
<b>Betrag nach Leistung [Fr./kWp]</b>	500	450	400

**Tabelle 4:** Einmalvergütungen für angebaute Anlagen





	<b>Oktober 2016</b>	<b>April 2017</b>	<b>Oktober 2017</b>
<b>Grundbetrag [Fr.]</b>	1800	1700	1600
<b>Betrag nach Leistung [Fr./kWp]</b>	610	540	460

**Tabelle 5:** Einmalvergütungen für integrierte Anlagen