

# Photovoltaik und solarthermische Stromerzeugung

Basiswissen-Dokument, Stand Januar 2018

## 1. Zusammenfassung

Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) wandeln Sonnenlicht direkt in Strom um und produzieren abhängig von der Sonneneinstrahlung. In solarthermischen Anlagen wird Licht in Wärme umgewandelt und mit der Wärme eine Dampfturbine angetrieben.

Die Stromproduktion aus PV-Anlagen in der Schweiz trägt heute im tiefen einstelligen Prozentbereich zur Gesamtstromproduktion bei. Die Photovoltaik gehört heute nicht mehr zu den teuersten Produktionstechnologien. Wie hoch die Gestehungskosten sind, das heisst die reinen Produktionskosten ohne Übertragung und Abgaben, hängt stark von der Sonneneinstrahlung ab. In Südeuropa kann der Solarstrom im Vergleich zur Schweiz fast zum halben Preis produziert werden, weil die Sonneneinstrahlung knapp doppelt so hoch ist. In diesen Breitengraden bewegen sich die Preise für Strom aus PV- und Solarthermie-Anlagen auf einem ähnlichen Niveau.

Aufgrund der technischen Entwicklungen, des grossen weltweiten Ausbaus der Photovoltaik und der damit verbundenen tieferen Kosten für die Module sinken die Gestehungskosten seit drei Jahrzehnten kontinuierlich. Prognosen gehen davon aus, dass in der Schweiz bis 2050 rund 14 TWh elektrische Energie solar erzeugt werden kann.

Ein solcher Ausbau entspricht einem Maximalszenario mit einer Nutzung von 80 % der für Photovoltaik geeigneten Fläche und einer Nutzung von knapp 45 % der gesamten bebauten Grundfläche. Grösstes Hemmnis zur Ausschöpfung dieses Potenzials ist die Rentabilität. Es liesse sich nur mit massiver staatlicher Förderung realisieren.

## 2. Heutige Situation

### 2.1 Photovoltaik Schweiz

Die Produktion aus Photovoltaikanlagen in der Schweiz hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Die installierte Kapazität betrug 2005 26 MW, 2016 sind rund 1664 MW installiert.<sup>1</sup> Die mit Photovoltaikanlagen produzierten Gigawattstunden haben sich seit 2005 um das 65-Fache erhöht. Das starke Wachstum der letzten Jahre ist unter anderem auf die Einführung der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) zurückzuführen, über die der Betreiber einer Anlage den Solarstrom während 20<sup>2</sup> bzw. ab 1.1.2018 während 15<sup>3</sup> Jahren zu vertraglich festgelegten, kostendeckenden bzw. ab 1.1.2018 zu kostenorientierten Preisen ins Netz einspeisen kann (vgl. Kapitel 8). Trotz dieses starken Wachstums trägt die Solarenergie heute erst im tiefen einstelligen Prozentbereich zur Schweizer Stromproduktion bei.

<sup>1</sup> Quelle: BFE 2017a

<sup>2</sup> Quelle: EnV 2015

<sup>3</sup> Quelle: EnFV 2018

## 2.2 Photovoltaik Europa und Weltweit

Der Photovoltaik-Ausbau in Europa ist im Wesentlichen durch die Fördersituation in den jeweiligen Ländern geprägt. 2016 war für Europa der Photovoltaikzubau insgesamt gesehen ein enttäuschendes Jahr. Lediglich 6.7 GW wurden als neue Kapazität installiert. Dies bedeutet einen Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 22%.<sup>4</sup> Am meisten zugebaut haben 2016 Grossbritannien sowie Deutschland.

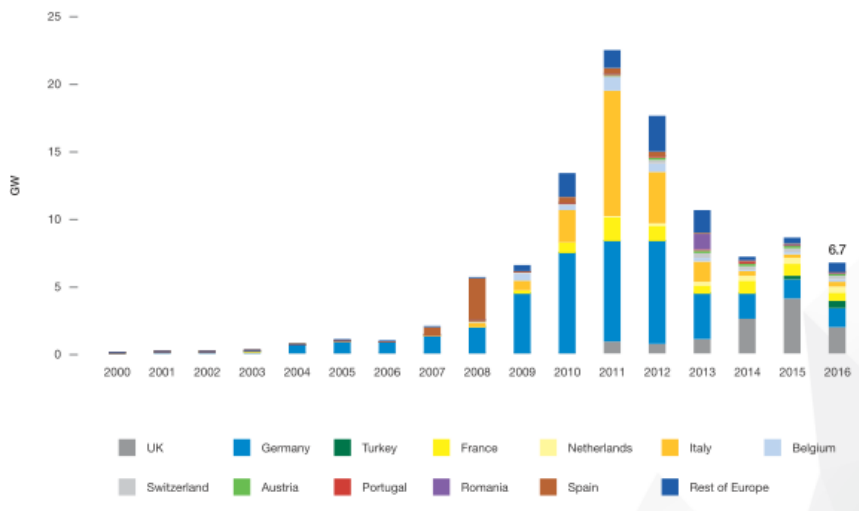


Abbildung 1 Jährlicher Zubau Installierten PV-Kapazitäten. Quelle: SolarPower Europe 2017

Deutschland hat von den europäischen Ländern am meisten installierte PV-Kapazitäten, gefolgt von Italien und UK.

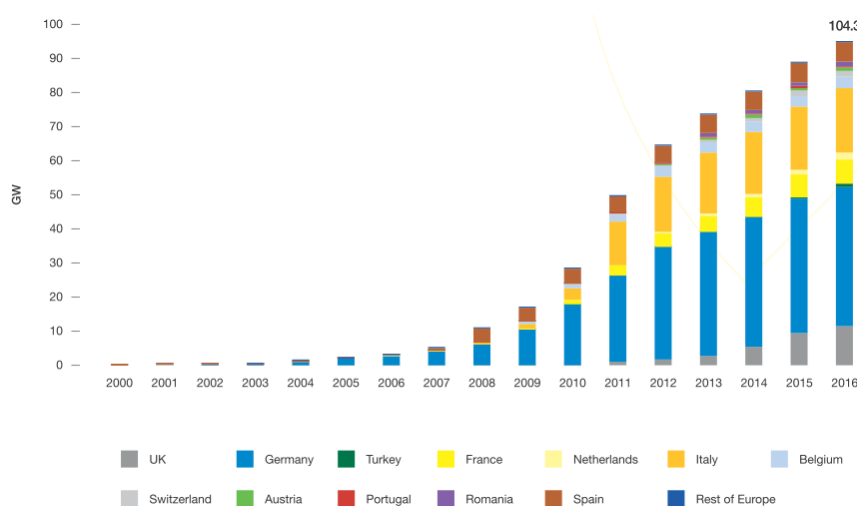


Abbildung 2 Total installierte jährliche PV-Kapazitäten in Europa. Quelle: SolarPower Europe 2017

<sup>4</sup> Quelle: SolarPower Europe 2017

In Europa hat die jährlich neu zugebaute installierte PV-Leistung in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Weltweit hingegen hat der Zubau in den letzten Jahren stark zugenommen. Getrieben wurde die Entwicklung vor allem durch den asiatischen und amerikanischen Kontinent. In den nächsten fünf Jahren, ausgehend von einem mittleren Szenario, liegt für Europa die jährliche Zuwachsrate bei etwa 10% (Abbildung 3)

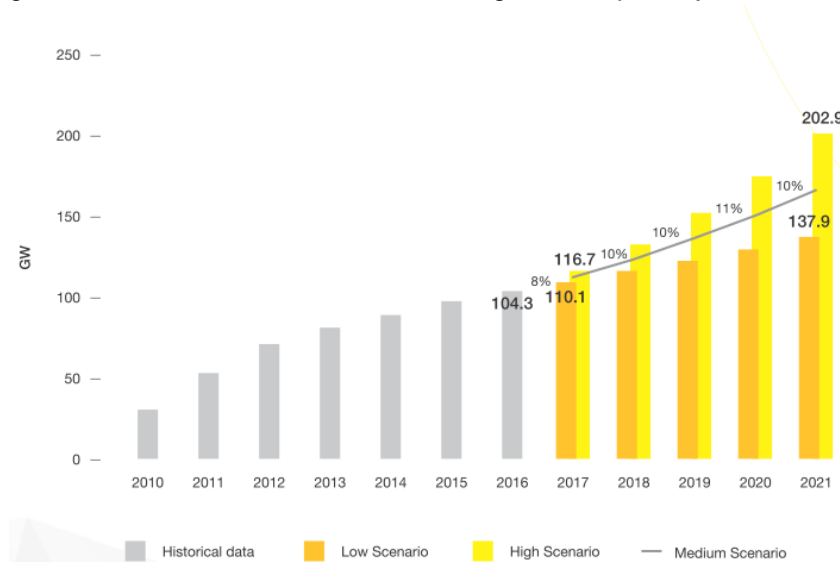


Abbildung 3 Szenarien zur Entwicklung der total installierten Leistung in Europa. Quelle: SolarPower Europe 2017

### 2.3 Solartermische Stromerzeugung

In der Schweiz sind keine solarthermischen Anlagen mit Stromproduktion in Betrieb oder in Planung.

Weltweit war im Jahr 2016 rund 471 GWth Solarthermie-Leistung installiert, davon rund 8% in Europa, vor allem in Deutschland, Österreich, Griechenland und Italien. Der Solarthermiemarkt in der EU schrumpft seit Jahren um ca. 7 % pro Jahr. Weltweit wurden 2016 am meisten Anlagen in China in Betrieb genommen. China führt auch die Weltrangliste der total installierten Leistung mit 337 GWth an, was dem zehnfachen der europaweiten installierten Leistung entspricht. Die Nummer zwei auf der Weltrangliste ist die Türkei.<sup>5</sup>

## 3. Stand und weitere Entwicklung der Technik

### 3.1 Photovoltaik

In einer Photovoltaikanlage wird Sonnenlicht mit einem Wirkungsgrad zwischen 10 und 20% direkt in Strom verwandelt. Aktuell werden die Wirkungsgrade zumindest im Labor deutlich übertroffen. Zur Umwandlung werden vorwiegend Silizium-Zellen verwendet (mono- und polykristallin). Neuartige Dünnschichtsolarzellen aus Cadmium-Tellurid (CdTe), amorphem Silizium oder Kupfer-Indium-(Gallium)-Selen (CIS/CIGS) erreichen zwar weniger hohe elektrische Wirkungsgrade. Sie produzieren aber günstigeren Solarstrom, da Dünnschichtzellen nur z.T. deutlich tiefere Herstellkosten haben.

<sup>5</sup> Quelle: EurObserv'ER 2017

Verschiedene weitere neuartige Photovoltaik – Technologien sind bereits wie bspw. für mobile Applikationen entwickelt worden:

- Organische Solarzellen
- Silicium-basierte Tandemsolarzellen
- Farbstoff- und Perowskit-Solarzellen
- Photonenmanagement

Im Schweizer Mittelland kann für eine PV-Anlage mit rund 950 bis 1000 jährlichen Volllaststunden gerechnet werden. Auf verschiedenen Web-Portalen lassen sich die genauen Prognosen der Volllaststunden bzw. der Jahresertrag einer Photovoltaikanlagen einfach und unkompliziert berechnen.

### 3.2 Solarthermische Stromerzeugung

In solarthermischen Anlagen wird das Sonnenlicht mit Spiegeln auf einen Absorber fokussiert, der sich stark erhitzt. Mit der Hitze wird Dampf erzeugt, der wiederum eine Turbine antreibt, um Strom zu erzeugen. Die Dampferzeugung wird oft durch Gas unterstützt, um den Prozess zu stabilisieren. Im Unterschied zur Photovoltaik besteht bei solarthermischen Anlagen die Möglichkeit, die erzeugte Wärme zu speichern und auch bei schwacher Sonneneinstrahlung, beispielsweise in den Abend- und Morgenstunden, Strom zu produzieren. Thermische Speicher werden jedoch aufgrund hoher Kosten und technischer Schwierigkeiten erst selten eingesetzt.

Man unterscheidet vier Anlagentypen: Parabolrinnen-Anlagen, lineare Fresnelkollektor-Anlagen, Solartürme und Parabolspiegel-Dish-Anlagen.<sup>6</sup> Am weitesten entwickelt sind Parabolrinnen-Kraftwerke. Vielversprechende Entwicklungen wie eine Reduktion des Wasserverbrauchs oder eine verbesserte Wärmespeicherung erwartet man bei der Solarturm- und der linearen Fresnelkollektor-Technologie.

Im Gegensatz zur Photovoltaik können solarthermische Anlagen die Sonneneinstrahlung nicht nutzen, die durch Nebel oder Wolken gestreut wird. Diese sogenannte diffuse Solarstrahlung macht beispielsweise in Zürich einen Anteil von rund 55 % an der Globalstrahlung aus. Mitteleuropa kommt deshalb für solche Anlagen kaum infrage. Geeignet sind hingegen Standorte mit hoher Direktstrahlung, wie sie in Südeuropa und vor allem in Nordafrika zu finden sind.

## 4. Potenzial

### 4.1 Photovoltaik

#### 4.1.1 Dach- und Fassadenflächen

Das Potenzial auf geeigneten Gebäudeflächen in der Schweiz wird gemäss Internationaler Energieagentur (IEA) auf rund 18 TWh geschätzt (davon 15 TWh auf Dachflächen und 3 TWh auf Fassadenflächen).<sup>7</sup> Bei der Abschätzung werden architektonisch ungeeignete Flächen (beispielsweise wegen Verschattung) und Flächen, die aufgrund ihrer Ausrichtung weniger als 80 % der maximalen lokalen Einstrahlung aufnehmen

<sup>6</sup> Quelle: IEA 2010b

<sup>7</sup> Quelle: IEA 2002

können, ausgeschlossen. Diese Abschätzung führt zu einer Faustformel von 0,55 Quadratmeter für Photovoltaik nutzbare Fläche je Quadratmeter bebauter Grundflächen.

Je nach Rahmenbedingung geht der VSE von einem realisierbaren Potenzial von 0.8 TWh bis 14 TWh bis 2050 aus.<sup>8</sup> Ein Ausbau auf 14 TWh entspricht jedoch einem Extremszenario mit einer Nutzung von 80 % der für Photovoltaik geeigneten Fläche und einer Nutzung von knapp 45 % der gesamten bebauten Grundfläche. Grösstes Hemmnis zur Ausschöpfung dieses Potenzials ist die Rentabilität.

Das Bundesamt für Energie (BFE) erstellte im Rahmen der Energieperspektiven 2035 Potenzialstudien.<sup>9</sup> Diese werden als die umfassendsten bewertet, da sie unter anderem die zeitliche Entwicklung von Kosten, Technologien, Klima, politischen Massnahmen und Investitionszyklen berücksichtigen. Zur Bestimmung des PV-Potenzials berücksichtigen die erwähnten Studien nur Dachflächen und Fassaden, keine Freilandanlagen. 2017 publizierte das BFE eine neuste Abschätzung des Potenzials von Photovoltaik.

Die Potenzialabschätzungen sind Tabelle 2 zusammengestellt

Potenzial (TWh)	2020	2035	2050
Erwartet (BFE 2017)		5.5-16	11-19
Erwartet (VSE)	3-4	5.5-16	11-19
technisch/ökologisch (BFE 2007, IEA 2002)			18-20

Tabelle 1 Potenzial für Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen in der Schweiz (Dach- und Fassadenanlagen). Quellen: VSE 2012, BFE 2007, IEA 2002, BFE 2017

#### 4.1.2 Freiflächen

Die meisten Studien untersuchen nur das PV-Potenzial von Dach- und Fassadenflächen, da ein breiter Konsens besteht, dass in erster Priorität bereits bebaute Flächen für einen PV-Ausbau genutzt werden sollen. So genügen beispielsweise Freiflächenanlagen nicht den strengen Qualitätskriterien für Ökostrom des Vereins für umweltgerechte Energie (VUE) und können nicht nach dem Label *naturemade star* zertifiziert werden.

Gleichwohl können zurzeit Freiflächenanlagen von der KEV profitieren. Eine Potenzialstudie rechnet mit einem langfristigen PV-Gesamtpotenzial von rund 45 TWh, falls neben allen geeigneten Dach- und Fassadenflächen zusätzlich pro Gemeinde eine Freiflächenanlage von einem Hektar gebaut wird.<sup>10</sup> Die Wahrscheinlichkeit, dass dies so umgesetzt werden kann, scheint allerdings nach heutiger Einschätzung eher gering.

## 4.2 Solarthermische Stromerzeugung

Solarthermische Kraftwerke werden vorwiegend auf grösseren ebenen Freiflächen errichtet, wobei deren Leistung zwischen 10 und 100 MW liegt und der Flächenverbrauch 30 bis 300 Hektar beträgt. Potenzielle Standorte müssen eine senkrechte, also nicht-diffuse, Direkt-Normal-Strahlung (DNI) von rund 2000 kWh/m<sup>2</sup>/a aufweisen. Grundsätzlich geeignete Standorte finden sich in Südspanien und Süditalien aber

<sup>8</sup> Quelle: VSE 2012

<sup>9</sup> Quelle: BFE 2007

<sup>10</sup> Quelle: ETS 2009

vor allem in Nordafrika (Abbildung 4). Je nach Technologie werden rund 1900 bis 2600 Volllaststunden erreicht.<sup>11</sup>

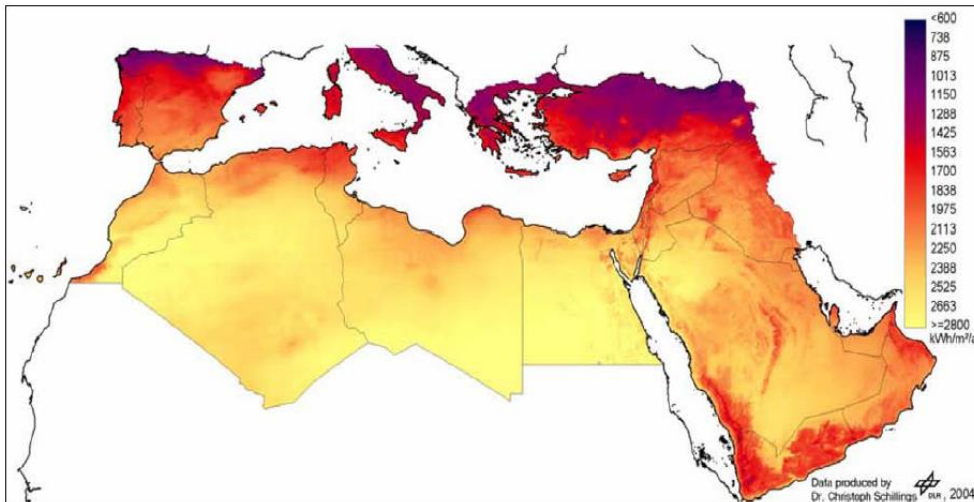


Abbildung 4. Direkt-Normal-Strahlung im Mittelmeerraum. Quelle: DLR.

Eine Abschätzung der Produktionspotenziale im Mittelmeerraum bis 2050 vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) findet sich in Abbildung 5. Interessant ist, dass vom DLR kein Exportmarktpotenzial aus europäischen Ländern ausgewiesen ist. Ein solches wird nur in den südlich des Mittelmeers gelegenen Anrainerstaaten identifiziert. In diesen Ländern liegt das Produktionspotenzial zum Teil weit über dem Eigenbedarf.<sup>12</sup> Welcher Anteil dieses Potenzials in Zukunft in die Schweiz importiert werden kann, hängt stark vom Ausbau der europäischen und nordafrikanischen Netze ab.

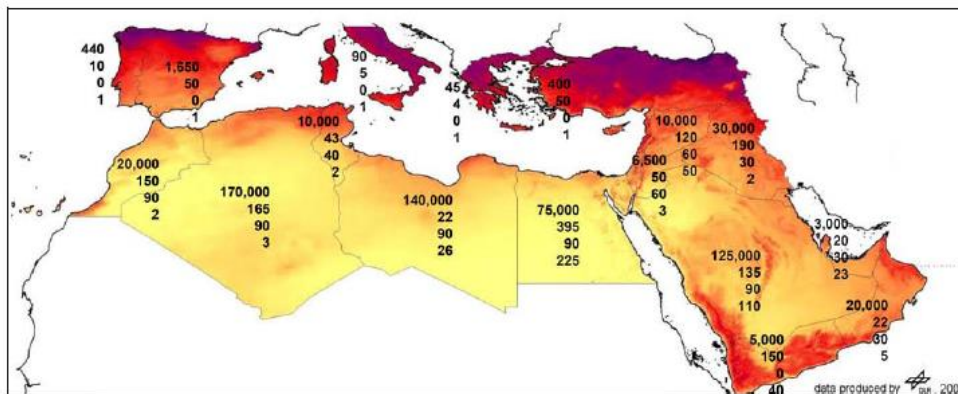


Abb. 21: Die CSP-Produktionspotenziale in TWh/y nach Ländern Quelle: DLR:  
 i) das techno-ökonomische Produktionspotenzial (oberste Zahl),  
 ii) Produktionspotenzial für den lokalen Elektrizitätsmarkt,  
 iii) Produktionspotenzial für den Exportmarkt (MENA -> Europa) und  
 iv) Produktionspotenzial im Zusammenhang mit kombinierten Entsalzungsanlagen.

Abbildung 5. Abschätzung der Solarthermie-Produktionspotenziale bis 2050 im Mittelmeerraum. Quelle: DLR.

<sup>11</sup> Quelle: IEA 2010b

<sup>12</sup> Quelle: IEA 2010b

## 5. Einschätzung zu Leistungsverfügbarkeit und Energiequalität

Da es sich bei der Photovoltaik um eine direkte Umwandlung des Sonnenlichts handelt, wird nur Strom erzeugt, wenn die Sonne scheint. Ihre Produktion ist deshalb nicht gezielt steuerbar. Somit können PV-Anlagen keinen verlässlichen Beitrag zur verfügbaren Leistung erbringen und vor allem im Winterhalbjahr nicht zur Versorgungssicherheit beitragen.

Es gibt jedoch deutliche strahlungsabhängige Produktionsmuster: Der tägliche und jährliche Produktionsverlauf hat die Form einer Glockenkurve. Das Maximum tritt mittags auf, bzw. im Sommer. Die Produktion weist jeweils eine Spitze am Mittag auf, daher können PV-Anlagen einen Beitrag zur Deckung der Mittags-Spitzenlast leisten. Rund zwei Drittel der jährlichen Produktion erfolgen im Sommer. Die Produktion ist abhängig von der standortspezifischen Einstrahlung und der Neigung und Ausrichtung der Anlage. Strom aus Photovoltaik kann bis auf das Abschalten nicht geregelt werden, lässt sich aber im Vergleich zur Produktion aus Windanlagen relativ gut einen Tag im Voraus prognostizieren und ist deutlich weniger volatil.

## 6. Gestehungskosten

Die spezifischen Investitionskosten sinken mit zunehmender Anlagengröße und variieren mit der Bauart (angebaute oder integrierte Dachanlage, Freifläche). Aufgrund des starken globalen Ausbaus sanken die Investitionskosten in den letzten Jahren unerwartet stark. Aufgrund der Annahme eines PV-Zubaupfades der Internationalen Energieagentur (IEA) ist im Jahr 2050 eine Reduktion der Investitionskosten um rund zwei Drittel denkbar. PV-Anlagen sind zudem wartungsarm.

### 6.1 Photovoltaik global: Lernkurve und Systemkosten

Die globale Entwicklung der PV-Modulpreise seit den 1970-Jahren zeigt eine relativ konstante Absenkrate aufgrund von Skalen- und Lerneffekten («Lernkurve»).<sup>13</sup> Die Lernrate beträgt ca. 20 %. Dies bedeutet, dass mit jeder Verdoppelung der Produktionsmenge eine Modulpreissenkung von 20 % einhergeht (Abbildung 6).<sup>14</sup>

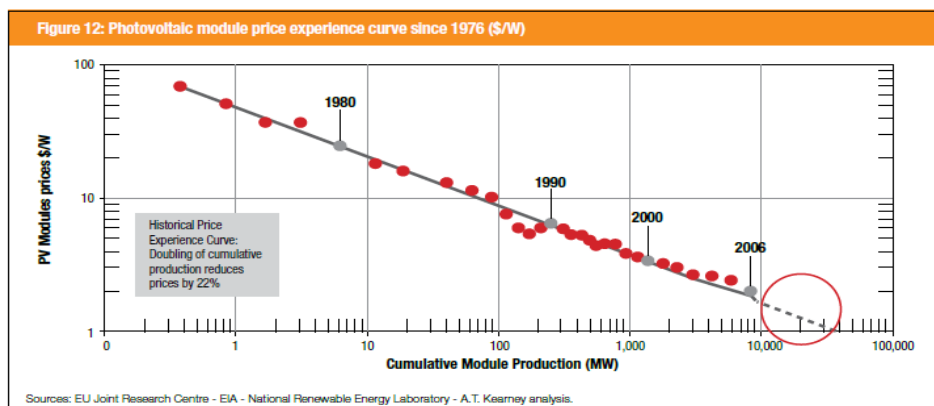


Abbildung 6. Photovoltaik-Modul Lernkurve: Mit Jeder Verdoppelung der global installierten Kapazität reduziert sich der Modulpreis (hier in \$/W) um rund 22%. Quelle: EPIA 2009.

<sup>13</sup> Ein PV-Modul besteht aus Solarzellen, die in Serie oder parallel verschalten sind.

<sup>14</sup> Quelle: EPIA 2009



Die IEA geht in ihrer Roadmap von einer langfristigen Lernrate für das ganze PV-System (Systemkosten) von 18 % bis zum Jahr 2050 aus.<sup>15</sup>

## 6.2 Photovoltaik Schweiz

Die erwarteten Investitions- und Gestehungskosten, heute und in der Prognose, für gebaute Photovoltaikanlagen in der Schweiz sind für das Jahr 2017 gemäss BFE in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** aufgeführt. Aktuell liegen die tiefsten Kosten für installierte PVA bei 2.4 US cents/kWh.<sup>16</sup> Die neueste Studie des BFE geht von Gestehungskosten im Jahr 2050 zwischen 8 und 19 Rp/kWh für kleine Anlagen und für Kosten zwischen 3 und 9 Rp/kWh für grosse Anlagen aus.

Gestehungskosten in Rp/kWh	Neuanlagen		
	heute	2035	2050
<b>Photovoltaik: 10 kW</b>	18-31	9-22	8-19
<b>1000 kW</b>	8-13	4-10	3-9

Tabelle 2. Gestehungskosten für neu gebaute Photovoltaikanlagen in der Schweiz (in Rp./kWh) Quelle: BFE 2017

Für durchschnittliche Anlagen (beispielsweise eine angebaute Dachanlage mit ca. 100 kWp) wird das Erreichen der Netzparität in den nächsten Jahren erwartet, das heisst, dass dann die Stromgestehungskosten gleich hoch sind wie die Strompreise beim Endkunden im Haushalt. Mit einem verstärkten Ausbau der Photovoltaik muss der Netzstabilität jedoch verstärkt Beachtung geschenkt werden. Die Themen "Netzparität" und "Netzauswirkungen von dezentraler und stochastischer Einspeisung sowie von Import" werden in separaten Basiswissen-Dokumenten behandelt.

## 6.3 Photovoltaik Südeuropa

Für PV-Anlagen an Standorten mit einer hohen Sonneneinstrahlung von rund 2000 kWh/m<sup>2</sup>/a ist mit Stromgestehungskosten zwischen 4.5 und 9.9 ct/kWh für Grossanlagen zu rechnen. Unter Annahme einer gleichbleibenden PV-Lernrate wird erwartet, dass die Gestehungskosten für Solarstrom in Spanien bis 2050 zwischen 1.8 und 3.1 ct/kWh betragen.<sup>17</sup>

## 6.4 Solarthermische Stromerzeugung

Solarthermische Anlagen weisen je nach Produktionsstandort und Sonneneinstrahlung (siehe Kapitel 4.2) Investitionskosten von 4000 bis 6000 USD/kW auf. Die IEA erwartet, dass sich die Kosten bis 2030 halbieren. Bis 2050 liegen die Investitionskosten bei ca. 2000 USD/kW. Für eine Anlage mit Speicher betragen die Kosten 2050 ca. 3100 USD/kW. Solarthermische Anlagen könnten– je nach geographischer Lage und

<sup>15</sup> Quelle: IEA 2010a

<sup>16</sup> Quelle: SolarPower Europe 2017

<sup>17</sup> Quelle: Agora 2015



Netztopographie – für die Deckung von Spitzen- und Mittellast wirtschaftlich interessanter sein als fossile Kraftwerke.<sup>18</sup>

## 7. Umwelt/Klima

Gemäss Umweltbilanzen von Strom aus PV-Anlagen von ESU-Services aus dem Jahr 2010 werden je nach Solarzellen-Technologie und Ausrichtung Treibhausgasemissionen von 50 bis 100 g CO<sub>2</sub>-Äquivalente/kWh ausgestossen.<sup>19</sup>

## 8. Rahmenbedingungen

### 8.1 Einspeisevergütung

Seit 2008 wird für Strom aus erneuerbaren Quellen eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Mit Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes per 1. Januar 2018 wird das bekannte System der KEV in eine kostenorientierte Einspeisevergütung mit Direktvermarktungssystem umgestaltet. Die Umgestaltung soll zu einer besseren Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energie führen. Anlagen mit einer Vergütung nach bisherigem Recht erhalten diese weiterhin, ausgenommen sind Anlagen ab 500 kW, welche auf den 1.1.2020 in die Direktvermarktung wechseln müssen. Die Förderung wird mit dem revidierten Energiegesetz beschränkt: Ab dem 1.1.2023 werden keine neuen Verpflichtungen mehr ins Einspeisevergütungssystem aufgenommen.<sup>20</sup>

Gemäss KEV-Cockpit der Stiftung KEV (Stand 2. Oktober 2017) sind knapp 37'889 Photovoltaik-Projekte mit einer erwarteten Gesamtleistung von rund 2'167 MW auf der Warteliste und 11'956 Anlagen mit einer erwarteten Gesamtleistung von 579 MW in Betrieb bzw. in der Fertigstellung (noch nicht realisiert).<sup>21</sup>

Ein Abbau der KEV-Warteliste ist unter den aktuellen gesetzlichen Vorgaben auch nach dem Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes ab dem 1.1.2018 nicht möglich, trotz der Erhöhung des Zuschlags auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze, der hauptsächlich der KEV-Finanzierung dient, von 1.5 auf 2.3 Rp./kWh.

Verschiedene Energieversorgungsunternehmen betreiben sogenannte Solarstrombörsen, so zum Beispiel ewz, EKZ und auch die AXPO als Plattformanbieter. In regelmässigen Ausschreibungen können Produzenten ein Preisangebot für ihren Solarstrom eingeben. Die günstigsten Angebote werden in die Solarstrombörse aufgenommen. Der Produzent erhält einen langfristigen Abnahmevertrag zu einem festen Strompreis. Das Energieversorgungsunternehmen verkauft den Solarstrom beispielsweise über ein Solarstromprodukt an seine Kunden weiter. Die Aktivitäten werden sich in diesem Bereich, auch durch die neue Direktvermarktung und der kommenden Blockchain – Technologie akzentuieren.

<sup>18</sup> Quelle: IEA 2014

<sup>19</sup> Quelle: Stucki 2010

<sup>20</sup> Quelle: EnFV 2018

<sup>21</sup> Quelle: KEV-Cockpit

## 8.2 Einmalvergütung

Seit 2014 können PV-Anlagen auch eine Einmalvergütung (EIV) wählen. Sie erhalten damit einen einmaligen Beitrag im Umfang von ca. 30% an ihre Investitionskosten. Mit dem revidierten Energiegesetz und der neuen Energieförderungsverordnung können ab dem 1.1.2018 auch grosse Anlagen (>100kW) eine EIV beantragen.

Die Förderung wird mit dem revidierten Energiegesetz beschränkt: Ab dem 1.1. 2031 werden keine Einmalvergütungen mehr ausbezahlt.

## 9. Bewertung und SWOT-Analyse

Bewertungskriterium	2017	2035	2050
<b>Investitions- und Gesteungskosten</b>	Kosten klar über Marktpreis	Kosten leicht über erwartetem Marktpreis Netzparität erreicht	Kosten leicht über erwartetem Marktpreis Netzparität erreicht
<b>Umweltverträglichkeit</b>	kein CO <sub>2</sub> Ausstoss	kein CO <sub>2</sub> Ausstoss	kein CO <sub>2</sub> Ausstoss
<b>Verfügbarkeit der Energie</b>	stochastische Erzeugung mit Peak um die Mittagszeit. Zwei Drittel der Erzeugung im Sommer.	stochastische Erzeugung mit Peak um die Mittagszeit. Zwei Drittel der Erzeugung im Sommer.	stochastische Erzeugung mit Peak um die Mittagszeit. Zwei Drittel der Erzeugung im Sommer.
<b>Produktionspotenzial (Dachflächen)</b>	1.1 TWh, rund zwei Drittel der Produktion im Sommer.	5.5-16 TWh	11-19 TWh
<b>Gesellschaftliche Akzeptanz</b>	sehr hoch	hoch	hoch, evtl. Bedenken wegen Netzmanagement
<b>Politische Akzeptanz</b>	Förderung etabliert	vertraute Technologie, beschränkte Förderung	vertraute Technologie, evtl. Probleme mit Netzstabilität

Tabelle 3: Bewertung der Stromerzeugung mit Photovoltaik nach verschiedenen Kriterien für die Zeiträume 2017, 2035 und 2050. Grün: gut, orange: genügend, rot: schlecht

extern	<p><b>Chancen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- hohes technisches Potenzial auf Dach- und Fassadeflächen in der Schweiz (20 TWh/a)</li> <li>- kontinuierlich sinkende Kosten (technische Entwicklungen, Skaleneffekte) durch starken globalen Ausbau, viel rascher als erwartet. Raum für weitere Kostensenkungen</li> <li>- sehr hohe gesellschaftliche Akzeptanz</li> <li>- Solarthermie: Potenzial für limitiert regelbare Energieproduktion</li> <li>- diverse Fördersysteme</li> <li>- "marktbasierte" Fördermodelle werden diskutiert (z.B. Quote)</li> </ul>	<p><b>Risiken</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Solarthermie: Stromimport von Netzausbau und Grenzkosten abhängig</li> </ul>
intern	<p><b>Stärken</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- gute Umweltbilanz</li> <li>- relativ kurze Planungs- und Installationsdauer, wenig Einsparungen</li> <li>- durch Privatpersonen realisierbar</li> <li>- Eigenversorgungsmodell für Endkunden vergleichsweise attraktiv</li> </ul>	<p><b>Schwächen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- KEV-Sätze werden teilweise nicht rasch genug an Marktentwicklungen angepasst, Kosten werden unnötig hoch gehalten</li> <li>- stochastische Einspeisung, praktisch keine Regelbarkeit, deshalb Systemdienstleistungen notwendig</li> <li>- geringe Leistungsverfügbarkeit, praktisch kein Beitrag zur Versorgungssicherheit (ändert sich zunehmend mit Batteriespeichersystemen)</li> <li>- geringe gesellschaftliche Akzeptanz von Freiflächenanlagen in der Schweiz</li> <li>- aktuell hohe Gestehungskosten</li> <li>- Ausbau und Kostenreduktionen stark von Förderung abhängig</li> </ul>

Tabelle 4. SWOT-Analyse.

## 10. Die wichtigsten Zahlen im Überblick

Kennzahl	Jahr	Wert	Quelle
Installierte Leistung Photovoltaik Schweiz	2005	28 MW <sub>p</sub>	BFE 2017b, Anhang B
Installierte Leistung Photovoltaik Schweiz	2016	1664 MW <sub>p</sub>	BFE 2017b, Anhang B
Installierte Leistung Photovoltaik Europa	2016	104300 MW	SolarPower Europe 2017
Installierte Leistung Photovoltaik Weltweit	2016	306500 MW	SolarPower Europe 2017
Stromproduktion Photovoltaik Schweiz	2005	21 GWh	BFE 2017b, Anhang B
Stromproduktion Photovoltaik Schweiz	2016	1333 GWh	BFE 2017b, Anhang B

## 11. Quellenverzeichnis

Agora 2015	Current and Future Cost of Photovoltaics Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems, Herausgeber: Agora Energiewende, 2015, Studienautor: Fraunhofer ISE
BFE 2007	Die Energieperspektiven 2035 - Band 5, Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes, Bundesamt für Energie BFE, Bern, Juni 2007
BFE 2017	Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, PSI, 2017
BFE 2017a	Markterhebung Solarenergie 2016 - Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien, ausgearbeitet durch Swissolar
BFE 2017b	Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2016. Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2017
DLR	<a href="http://www.dlr.de">www.dlr.de</a> * (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt)
EnFV 2018	Energieförderungsverordnung (EnFV), vom 1.1.2018
EnV 2015	Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 Entwurf (Fassung vom 1. Juni 2015)
EPIA 2009	Set for 2020, European Photovoltaic Industry Association (EPIA), Brüssel, 2009
ETS 2009	Erneuerbare Energien: Übersicht über vorliegende Studien und Einschätzung des Energie Trialog Schweiz zu den erwarteten inländischen Potenzialen für die Strom-, Wärme- und Treibstoffproduktion in den Jahren 2035 und 2050 inklusive Berücksichtigung der Potenziale aus Abfällen, Grundlagenpapier für die Energie-Strategie 2050. Energie Trialog Schweiz (ETS), Zürich, 2009.
EurObserv'ER 2017	Solarthermie und Concentrated solar power Barometer. EurObserv'ER, Juni 2017
IEA 2002	Potential for Building Integrated Photovoltaics. International Energy Agency (IEA), Report IEA - PVPS T7-4, Paris, 2002.
IEA 2010	Photovoltaic Power Systems Programme. Annual Report 2010. International Energy Agency (IEA), Paris, 2010
IEA 2010a	Technology Roadmap: Solar photovoltaic energy. International Energy Agency (IEA), Paris, 2010
IEA 2010b	Technology Roadmap: Concentrating solar power. International Energy Agency (IEA), Paris, 2010
KEV-Cockpit	KEV-Cockpit, Stand 2.10.2017, <a href="http://www.pronovo.ch">www.pronovo.ch</a> (ehemals Stiftung KEV)
Stucki 2010	M. Stucki et al., Vermindert Fotovoltaik die Umweltintensität des Schweizer Stroms? Bulletin SEV/VSE 3/2010, Fehraltorf/Aarau, 2010
VSE 2012	Wege in die neue Stromzukunft, Gesamtbericht, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE/AES), Aarau, 2012

SolarPower Europe  
2017

Global Market Outlook For Solar Power / 2017-2021 (EPIA), Brüssel 2017