



Vorgaben zur Berechnung des Energieertrags für Photovoltaik-Grossanlagen nach Art. 71a EnG

Wegleitung

Version 1.1 vom 19. Juni 2023

1. Einleitung

Photovoltaik-Grossanlagen, welche nach Artikel 71a des Energiegesetzes bewilligt werden, müssen folgende Voraussetzungen erfüllen:

- a) die jährliche Mindestproduktion beträgt 10 GWh; und
- b) die Stromproduktion vom 1. Oktober–31. März (Winterhalbjahr) beträgt mindestens 500 kWh pro 1 kW installierter Leistung.

Diese Voraussetzungen gelten sowohl für die erleichterte Bewilligung als auch für die privilegierte Förderung nach Art. 71a welche bei maximal 60% der Investitionskosten liegt.

Zum Zeitpunkt der Gesuchseinreichung hat die Gesuchstellerin oder der Gesuchsteller darzulegen, dass die geplante Anlage die Voraussetzungen gemäss Art. 71a EnG voraussichtlich erfüllt. Dazu reicht er oder sie eine Simulation des zu erwartenden Energieertrags beim BFE ein. Diese Ertragsprognose dient auch zur Berechnung der erwarteten Geldzuflüsse und der resultierenden voraussichtlichen Höhe der Einmalvergütung zum Zeitpunkt der Zusicherung.

In diesem Dokument wird aufgezeigt, welche Anforderungen die Simulation des zu erwartenden Energieertrags erfüllen muss und wie die Erträge berechnet werden.

Ob die Anspruchsvoraussetzungen effektiv erfüllt sind, wird vor der definitiven Festsetzung der Einmalvergütung basierend auf den Messdaten der ersten drei vollen Betriebsjahre beurteilt.



2. Begriffe, Definitionen

In diesem Dokument werden folgende Begriffe verwendet:

Begriff	Definition
Energieertragsprognose	Ist der prognostizierte Energieertrag der Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) aus der Ertragsberechnung vor Gesuchstellung. Dient als Grundlage für die Beurteilung der <u>voraussichtlichen</u> Anspruchsberechtigung, die Berechnung der erwarteten Geldzuflüsse und die Festsetzung der voraussichtlichen Höhe der Einmalvergütung.
Nettoproduktion	Ist der gemessene Energieertrag der PV-Anlagen über die ersten drei vollen Betriebsjahre. Dient als Grundlage für die Beurteilung der <u>effektiven</u> Anspruchsberechtigung. Basierend auf der gemessenen Nettoproduktion erfolgt die Hochrechnung des zu erwartenden Ertrags über die gesamte Betriebsdauer. Gestützt darauf wird die Höhe der Einmalvergütung definitiv festgesetzt.
Messperiode	Die ersten drei vollen Betriebsjahre der Anlage während der Messwerte aufgenommen werden.
Meteodaten	Diese umfassen mindestens: a) Globalstrahlung in die Modulebene in kWh/m ² b) Umgebungstemperatur Je nach Simulationstool können auch Wind- und andere meteorologische Daten dazugehören.
Referenzperiode	Zeitperiode, aus der die durchschnittlichen Meteodaten für die Berechnungen bestimmt werden.

3. Gesuchsverfahren

3.1 Vorbereitung, Grundlagen

Um die Energieertragsrechnung gemäss diesem Dokument vornehmen zu können, müssen folgende Angaben bekannt sein:

- a) Anlagestandort.
- b) Meteodaten zum Anlagenstandort
- c) Fernhorizont, sofern nicht derjenige des Simulationstools verwendet wird
- d) Ausrichtung, Neigung, Reihenabstände/Verschattungswinkel sowie die provisorische Produktwahl (PV-Modul und Wechselrichter) gemäss Anlagenplanung



In Abbildung 1 wird der Ablauf von der Ertragsprognose bis zur definitiven Festsetzung der Einmalvergütung aufgezeigt.

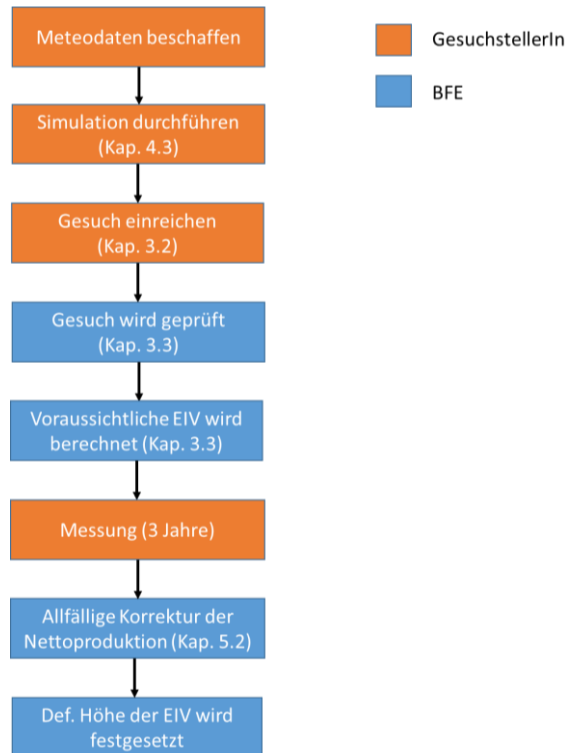


Abbildung 1: Flussdiagramm Gesuchstellung

3.2 Einzureichende Unterlagen

Dem BFE sind mit dem Gesuch zusätzlich zu den in der Energieförderungsverordnung ([Anhang 2.1, Kapitel 5](#)) aufgeführten Unterlagen folgende Dokumente einzureichen:

- Karte mit eingezeichnetem Grundriss der PV-Anlage, dabei sind allfällige separat simulierte Modulfelder speziell zu kennzeichnen
- Prinzipschema der PV-Anlage
- Datenblätter für PV-Module, Wechselrichter und Transformator
- Technische Zeichnung/Skizze des Montagesystems inkl. der PV-Module, Reihenabstände, Verschattungswinkel und des Geländes
- Verwendete Fernhorizontdaten als Grafik
- Verwendete Meteodaten in monatlicher Auflösung für die Referenzperiode
- Verwendete Bifazialitätswerte
- Monatliche Albedowerte gem. Ziffer 4.2.4
- Simulationsberichte

Wenn einzelne dieser Unterlagen (wie z.B. der Horizontverlauf) im Simulationsbericht enthalten sind, müssen diese nicht zusätzlich separat beigelegt werden.



3.3 Prüfung der Ertragsprognose, Zusicherung dem Grundsatz nach

Das BFE prüft die Eingaben auf Vollständigkeit und Plausibilität. Es behält sich vor, bei Unklarheiten Unterlagen nachzufordern und die Ertragsprognose mittels einer Nachberechnung zu überprüfen. Die Nachberechnung wird mit den Programmen PVsyst und Meteonorm durchgeführt.

Resultieren aus der Überprüfung des BFE andere Werte, erhält der Gesuchsteller Gelegenheit, seine Berechnungen zu prüfen und seine Werte anzupassen oder die Abweichungen zu begründen. Danach entscheidet das BFE, welche Werte für die Beurteilung verwendet werden und verfügt die Zusicherung dem Grundsatz nach oder weist das Gesuch ab.

3.4 Prüfung der Nettoproduktion, definitive Festsetzung der Einmalvergütung

Für die definitive Festsetzung der Einmalvergütung wird während der ersten drei vollen Betriebsjahre die Nettoproduktion – aufgeteilt in Eigenverbrauch und ins Netz eingespeiste Elektrizität – gemessen. Diese Messung dient, korrigiert um allfällige ausserordentliche relevante Anlagenausfälle oder relevante Veränderungen bei der Hilfsspeisung (Ziffer 5.2), als Grundlage für die Berechnung des definitiven Förderbetrags.

4. Methodik zur Erstellung der Energieertragsprognose

In diesem Kapitel werden die zu berücksichtigenden Aspekte und Parameter zur Erstellung der Ertragsprognose erläutert. Die an die Simulation gestellten Anforderungen sind in Ziffer 4.2 beschrieben.

4.1 Teilbereichssimulation und Unterteilung der PV-Anlage in einzelne Felder

Bei homogenen PV-Feldern (gleicher Azimut- und Neigungswinkel, ähnliche Verschattungssituation der PV-Module) kann die Simulation über einen reduzierten Teilbereich der Anlage mit anschliessender Hochrechnung auf die Gesamtanlage erfolgen. Der Teilbereich muss mindestens so gross sein, dass Randeffekte vernachlässigt werden können. Alternativ können Randeffekte in der Simulation mithilfe von hypothetischen Verschattungselementen vermieden werden.

Bei PV-Anlagen mit sehr unterschiedlichen Ausrichtungen (Abweichung Azimutwinkel grösser 20°) oder unterschiedlichen Neigungen (Abweichung Neigungswinkel grösser 20°) ist die Anlage in mehrere Modulfelder zu unterteilen. Für jedes Modulfeld ist eine separate Simulation durchzuführen. Aus den verschiedenen Modulfeldern wird mit Hilfe einer Gewichtung gemäss Modulfeldleistung der Mittelwert für den Winterertrag bzw. die Summe für den Jahresertrag berechnet.

4.2 Simulation

Bei der Simulation sind die nachfolgenden Vorgaben zu berücksichtigen. Nach Abschluss der Simulation ist ein detaillierter Simulationsbericht zu erstellen, in dem alle relevanten Eingabeparameter ersichtlich sind. Die Ertragsdaten sind in monatlicher Auflösung als csv- oder xlsx-Datei bereitzustellen. Sowohl das Simulationstool als auch die Datenquelle der Metoodaten sind frei wählbar.

Die Ertragsdaten sind für das erste Betriebsjahr zu berechnen. Bei der Hochrechnung auf den Energieertrag der gesamten Laufzeit der PV-Anlage wird vom BFE zusätzlich eine Degradation von jährlich 0,5% eingerechnet. Dies ist im Excel-Tool für die Wirtschaftlichkeitsberechnung hinterlegt.



Bei Anlagen, deren Module «beweglich» montiert werden, so dass sie dem Sonnenstand entsprechend ausgerichtet werden können (sogenannte nachgeführte Anlagen oder Tracking-Anlagen), ist der Ertrag unter Berücksichtigung des Trackings zu simulieren.

4.2.1 Standort

Der Flächenschwerpunkt (geometrischer Mittelpunkt) der PV-Anlage wird als Standort definiert. Falls die PV-Anlage in mehrere Modulfelder unterteilt wird, ist für jedes Feld der Flächenschwerpunkt als jeweiliger Standort zu verwenden.

4.2.2 Ausrichtung (Azimut) und Neigung

Für die Simulation sind der mittlere Azimut- und der mittlere Neigungswinkel der PV-Module zu verwenden. Wird die PV-Anlage in mehrere Modulfelder aufgeteilt, sind für jedes Modulfeld der mittlere Azimut- und Neigungswinkel der PV-Module zu bestimmen.

4.2.3 Meteodaten

Es sind die Wetterdaten des Standorts zu berücksichtigen. Dabei ist die aktuellste im jeweiligen Programm vorhandene Referenzperiode zu verwenden.

4.2.4 Albedo

Die monatlichen Albedowerte zwischen den Modulreihen für den betreffenden Standort müssen berücksichtigt werden. Dies gilt auch für die fernen Albedowerte.

In Abbildung 2 ist ein Beispiel von monatlichen Albedowerten abgebildet.

Monat	Ta	Td	RH	p	DD	FF	Snd	RR	aod	albedo
Jan	-4.8	-11.6	58	781	172	5.1	887.3	84	0.094	0.54
Feb	-4.9	-11.5	59	781	158	5.1	1034.0	75	0.165	0.53
Mar	-2.4	-8.7	62	783	127	4.9	864.2	85	0.192	0.51
Apr	0.6	-4.6	68	785	116	4.7	476.1	119	0.230	0.48
Mai	4.1	-0.6	71	787	106	4.5	2.5	182	0.234	0.22
Jun	8.6	3.8	72	790	130	4.2	0.0	131	0.267	0.20
Jul	10.1	5.4	73	792	128	4.2	0.0	135	0.227	0.20
Aug	10.1	5.4	73	791	122	4.1	0.0	171	0.242	0.20
Sep	6.8	2.2	72	789	110	4.1	0.0	123	0.176	0.20
Okt	4.2	-1.8	65	788	114	4.6	0.8	131	0.184	0.21
Nov	-0.7	-5.9	68	784	160	5.0	174.4	192	0.122	0.45
Dez	-3.1	-10.5	57	782	164	5.1	511.8	105	0.094	0.55
Jahr	2.4	-3.2	66	786	135	4.6	329.3	1533	0.186	0.36

Abbildung 2: Beispiel eines Meteororm-Exports für monatliche Albedowerte

4.2.5 Fernhorizont

Der Fernhorizont ist zu berücksichtigen. Es können Daten aus Onlinequellen verwendet oder vor Ort Aufnahmen gemacht werden. Bei stark inhomogenem Horizont ist für jedes Modulfeld ein separater Fernhorizont zu hinterlegen.

4.2.6 Nah- und Eigenverschattung

Nah- und Eigenverschattungen sind unter Berücksichtigung des Reihenabstands (bei konstanter Hangneigung) und des Verschattungswinkels des Modulfelds zu berechnen. Relevante Verschattungsobjekte sind ebenfalls zu berücksichtigen. Als relevant werden Verschattungsobjekte betrachtet, die den Energieertrag der Gesamtanlage um mehr als 1 Prozent beeinflussen.



Nah- und Eigenverschattungen sind in einem Simulationstool zu modellieren und zu simulieren.

4.2.7 System

Folgende Komponenten müssen definiert und in der Simulation berücksichtigt werden:

- a) PV-Module
- b) Wechselrichter
- c) Leistungsoptimierer, wenn geplant
- d) Transformatoren

Optional dürfen auch Kabel (Längen, Querschnitte) und weitere ertragsrelevante Elemente berücksichtigt werden.

4.2.8 Modulanordnung und Strangplan

Die Verschaltung von Modulen, Strängen und Wechselrichtern muss berücksichtigt werden. Es dürfen ein oder mehrere repräsentative Teilbereiche modelliert und die Ergebnisse hochskaliert werden, siehe auch Ziffer 4.1.

4.2.9 Verluste

Folgende Parameter sind für die Simulation zu berücksichtigen, sofern zum Zeitpunkt der Gesuchseinreichung nichts anderes bekannt ist:

Parameter	Überprüfung BFE mit folgenden Werten
Nichtverfügbarkeit des Systems ¹	Gemäss Angaben Gesuchsteller
Ohmsche Verluste DC-Seite	1,5 % bei STC
Ohmsche Verluste AC-Seite bis Messeinrichtung	Gemäss Angaben Gesuchsteller
Einspeisebegrenzungen	Gemäss Angaben Gesuchsteller
Degradation	Keine (wird vom BFE in die Wirtschaftlichkeitsrechnung integriert)
Thermische Feldverluste ²	29 W/m ² K
IAM ³	Anhand Simulationstool
Nebenverbraucher	Gemäss Angaben Gesuchsteller

Abweichende Werte (z.B. Berechnungen aufgrund der effektiven Kabellängen) müssen im Gesuch begründet und belegt werden.

¹ Zum Beispiel aufgrund von Schneebedeckung

² Thermische Verlustleistung PV-Modul. Für Berechnung der Betriebstemperatur der Module.

³ IAM = Incidence Angle Modifier, winkelabhängige Reflexionsverluste am PV-Modul



4.2.10 Bifazialität

Bei Verwendung von bifazialen Modulen ist die Bifazialität angemessen zu berücksichtigen.

Parameter	Überprüfung BFE mit folgenden Werten
Direktanteil auf Boden ⁴	Anhand Modell in PVsyst
Diffuser Bodenfaktor ⁵	Anhand 2D-Modell in PVsyst
Lichtdurchlässiger Anteil der Reihen ⁶	0 %
Sichtfaktor für Einstrahlung auf Rückseite ⁷	Anhand 2D-Modell in PVsyst
Strukturverschattungsfaktor ⁸	5 %
Mismatch-Verlustfaktor (Modulrückseite) ⁹	10 %
Bifazialitätsfaktor ¹⁰	Gemäss Datenblatt der PV-Module

Werden andere Werte verwendet, ist dies zu begründen.

Die Lichttransmission der PV-Modulreihen bei bifazialen PV-Modulen muss nicht berücksichtigt werden. Es wird angenommen, dass diese vernachlässigbar klein ist und damit in der Simulation gleich Null gesetzt werden kann. Falls aber die geplanten Module oder die Montagekonstruktion eine relevante Lichttransmission aufweisen, darf diese berücksichtigt werden.

4.2.11 Hilfsspeisung

Die von der Anlage selber verbrauchte Elektrizität (Hilfsspeisung gem. Art. 11 Abs. 2 EnV¹¹) ist abzuschätzen und in der Simulation zu berücksichtigen.

Hinweis: In gewissen Tools wird die Hilfsspeisung (Eigenbedarf) fälschlicherweise Eigenverbrauch genannt.

5. Überprüfung der Anspruchsvoraussetzung und definitive Festsetzung

5.1 Berücksichtigung der Nettoproduktion

Nach Art. 71a EnG muss eine PV-Anlage einen Mindestertrag von 10 GWh/Jahr und 500 kWh/kW im Winterhalbjahr erreichen. Gemäss Art. 46o EnFV¹² ist dem BFE nach dem dritten vollen Betriebsjahr die jährliche Nettoproduktion der Anlage sowie die Stromproduktion im Winterhalbjahr pro kW installierte Leistung zu melden. Gestützt auf diese Angaben wird geprüft, ob die Anlage die Anspruchsvoraussetzungen auch nach der Inbetriebnahme tatsächlich erfüllt oder nicht.

Sind die Anspruchsvoraussetzungen noch erfüllt, setzt das BFE die definitive Höhe der Einmalvergütung nach Art. 46p EnFV unter anderem gestützt auf die gemeldete durchschnittliche jährliche Nettoproduktion fest.

⁴ Direktstrahlung, welche zwischen den Modulen an den Boden gelangen kann.

⁵ Diffusstrahlung aus allen Richtungen, die nicht durch Module verdeckt sind.

⁶ Direktstrahlung, welche aufgrund von Lücken in der Konstruktion den Boden erreicht.

⁷ Anteil des Lichtes, der die Rückseite des Modules effektiv erreicht.

⁸ Mechanische Elemente auf der Rückseite des Modules, die Verschattung erzeugen.

⁹ Verlustfaktor für die Rückseite aufgrund der inhomogenen Einstrahlung der Rückseite.

¹⁰ Verhältnis der normierten DC-Leistung der Rückseite zur Vorderseite

¹¹ Energieverordnung (EnV, SR 730.01)

¹² Energieförderungsverordnung (EnFV, SR 730.02)



Nach Ablauf der Messperiode sind dem BFE folgende Daten zu melden:

- a) monatliche Nettoproduktion und Überschussproduktion (bei Anlagen mit Eigenverbrauch)
- b) 15min-Messwerte
- c) relevante Betriebsausfälle
- d) Angaben zu allfälligen relevanten Veränderungen der Hilfsspeisung während der Messperiode

Auf Basis dieser Daten wird der Energieertrag berechnet, den das BFE dazu verwendet, zu beurteilen, ob die Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind. Ebenfalls dient er dazu, die Einmalvergütung definitiv festzusetzen. Dabei werden die monatlichen Erträge allenfalls entsprechend Ziffer 5.2 korrigiert und die durchschnittliche jährliche Produktion sowie die durchschnittliche Stromproduktion im Winterhalbjahr pro kW installierte Leistung berechnet.

5.2 Korrektur der Nettoproduktion bei Betriebsausfällen und Veränderungen der Hilfsspeisung

Während der Messperiode sind ausserordentliche Betriebsausfälle sowie Veränderungen der Hilfsspeisung zu protokollieren und zu quantifizieren.

Handelt es sich um relevante Ausfälle, mit denen in Zukunft nicht oder nicht regelmässig zu rechnen ist, wird die für die definitive Festsetzung der Einmalvergütung verwendete Nettoproduktion um die während dieser Ausfälle normalerweise erzeugte Strommenge korrigiert. Um zu beurteilen, ob die Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind, wird die Strommenge nur korrigiert, wenn die Ausfälle weder absehbar noch durch den Betreiber beeinflussbar waren. Ausfälle gelten dann als relevant, wenn sie die Monatsproduktion der Anlage um mehr als 1 % verändern.

Handelt es sich um relevante Veränderungen bei der Hilfsspeisung, wird die Nettoproduktion ebenfalls korrigiert.

Änderungen in der Hilfsspeisung gelten dann als relevant, wenn sie pro Jahr mehr als 0,1 % des Energieertrags der PV-Anlage ausmachen (bei 10 GWh Jahresproduktion entspricht dies einer Änderung um 10 MWh pro Jahr) oder sich von einem Jahr zum anderen um mehr als 20 % verändern.

Bei Verdacht auf Manipulation des Energieertrags oder der Daten und bei unerwarteten Abweichungen des Energieertrags von erwarteten Werten behält sich das BFE vor, die Vorfälle mit geeigneten Mitteln zu untersuchen und die Energieertragsdaten entsprechend zu korrigieren oder die Messperiode zu verlängern.

6. Weitere Fragen

Das BFE beantwortet gerne Ihre Fragen. Diese sind zu richten an:

Bundesamt für Energie BFE, Sektion Erneuerbare Energie, 3003 Bern
pv@bfe.admin.ch