

Nr. 10 Leitfaden Photovoltaik



**Südtiroler
Bauernbund**



Vorwort



Leo Tiefenthaler



Siegfried Rinner

Die Nutzung der Sonne als Energiequelle durch die Photovoltaik ist mittlerweile eine der wichtigsten Arten erneuerbaren Strom zu erzeugen.

Bei der Planung einer Photovoltaik-Anlage, sei es für betriebliche, sei es für private Zwecke, ist es wichtig, sich sowohl grundlegende fachliche Informationen anzueignen als auch die Wirtschaftlichkeit der geplanten Anlagen im Auge zu behalten.

Der folgende Leitfaden bietet (zukünftigen) Anlagenbetreibern und Interessierten zahlreiche Tipps zur erfolgreichen Realisierung einer PV-Anlage. So kann die Sonnenenergie bestmöglich für die eigenen Bedürfnisse genutzt werden.

Verschiedenste Rahmenbedingungen, die für die Errichtung und den Betrieb von PV-Anlagen in Südtirol von großer Bedeutung sind, haben sich seit Erscheinen der zweiten Auflage des SBB-Photovoltaik-Leitfadens vom Jahr 2011 geändert.

Aus diesem Grund wurde der Leitfaden im Rahmen des Landesgesetz 79 (LG79) finanzierten Projekts INNOPhotovoltaik gemeinsam mit den Partnern EURAC und SEV überarbeitet. Die praxisnah aufbereiteten Informationen und innovativen Hilfestellungen sollen den Einsatz von Sonnenenergie zur Stromerzeugung weiter vorantreiben.

Landesobmann Leo Tiefenthaler

Direktor Siegfried Rinner

Impressum

Herausgeber: Südtiroler Bauernbund, Kanonikus-Michael-Gamper-Str. 5, 39100 Bozen ©

Autoren: Sandra Gallmetzer, EURAC - Institut für Erneuerbare Energie

Andreas Thaler, Südtiroler Energieverband

Hermann Stuppner, Südtiroler Bauernbund – Abteilung Betriebsberatung

Barbara Huber, Südtiroler Bauernbund – Abteilung Steuerberatung

Pascal Daniel Vullo, Südtiroler Bauernbund – Abteilung Innovation und Energie

Florian Pichler, Südtiroler Bauernbund – Abteilung Innovation & Energie

Co-Autoren: Cristina Polacchi, EURAC – Institut für Erneuerbare Energie

Mattia Dallapiccola, EURAC – Institut für Erneuerbare Energie

David Moser, EURAC – Institut für Erneuerbare Energie

Thomas Wieser, Südtiroler Bauernbund – Abteilung Steuerberatung

Leitung und inhaltliche Koordination: Florian Pichler, Südtiroler Bauernbund – Abteilung Innovation & Energie

Titelbild: Andreas Bertagnolli – Fotograf

Gestaltung: Mugeles

Staz & Druck: Fliri Druck

3. vollständig überarbeitete Auflage, November 2023

AUTONOME PROVINZ
BOZEN - SÜDTIROL



PROVINCIA AUTONOMA
DI BOLZANO - ALTO ADIGE

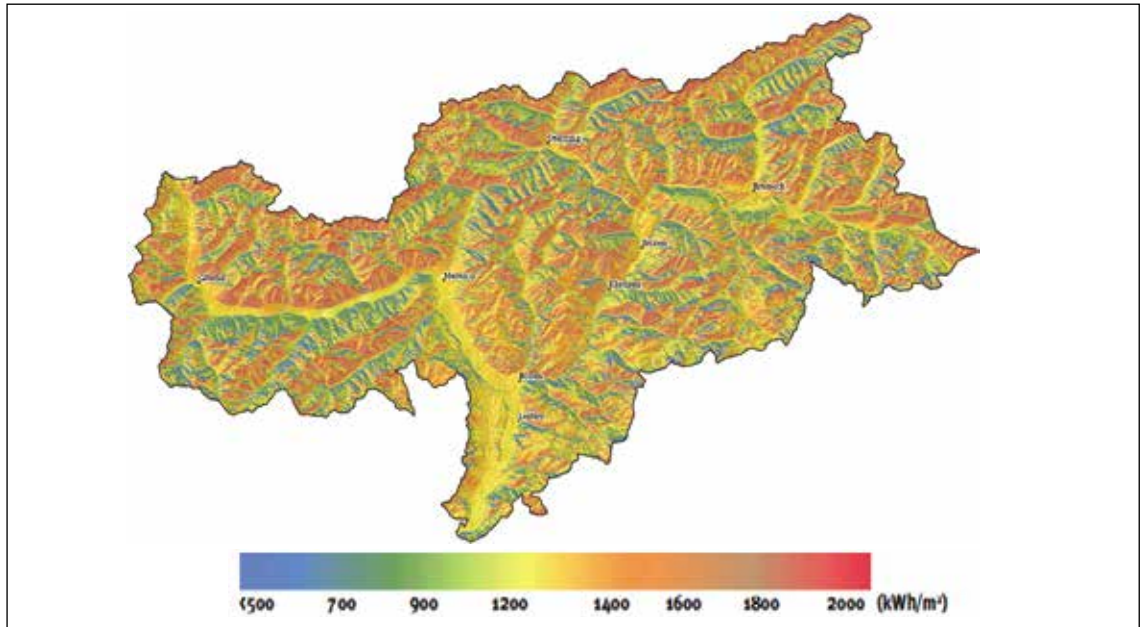
PROVINCIA AUTONOMA DE BULSAN - SÜDTIROL

Inhaltsverzeichnis

Allgemeine Rahmenbedingungen	5
Lage und Sonneneinstrahlung	5
Dach- und Fassadenflächen	5
Ausrichtung und Neigung	6
Tatsächlich nutzbare Fläche	6
Verschattung und Verschmutzung	6
Netzzugang	8
Raumordnung, Landschafts- und Umweltschutz	8
Komponenten und Anlagensysteme	10
PV-Module	10
Solargenerator	12
Wechselrichter (Inverter)	12
Speicher/Batterie	13
Sonstige Bestandteile	14
Anlagenarten	15
Hilfestellungen bei der Montage	17
Dimensionierung der PV-Anlage auf den Eigenbedarf	17
Wirtschaftlichkeit	23
Wesentliche Einflussfaktoren	23
Investitionskosten	23
Einnahmen aus der PV-Anlage	24
Betriebskosten	26
Steuern	26
Finanzierungsmodelle	29
Ansuchen und Förderung	30
Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft	30
Tool zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen	31
Bau und Inbetriebnahme der Anlage	35
Ansuchen an den Netzbetreiber	35
Errichtung der Anlage	35
Zähler, Meldungen und Gebühren	36
Inbetriebnahme	37
Betrieb der Anlage	38
Leistungsminderung der PV-Module	38
Von Anlagenbetreibern durchzuführende Meldungen	38
Betrieb und Wartung	38
Gewährleistung und Garantie	39
Versicherung	39
Brandschutz	40
Lebensdauer der PV-Anlage	42
Entsorgung einer PV-Anlage	42
Lebenszyklus-Nachhaltigkeitsbewertung einer PV-Anlage	43
Insulanlagen	44
Agri-Photovoltaik	46
Allgemeine Informationen	48

Allgemeine Rahmenbedingungen

Lage und Sonneneinstrahlung



Sonneneinstrahlungswerte in Südtirol (Quelle: HydroloGIS- TIS)

In Südtirol variiert die von der Sonne eingestrahlte Energiemenge je nach Lage zwischen 1.100 und 1.600 kWh pro Jahr und Quadratmeter, in Hochgebirgslagen liegt sie auch darüber. Diese Energiemenge weist neben witterungsbedingten Schwankungen tages- und jahreszeitliche Veränderungen auf, wobei die Sonneneinstrahlungswerte in den Wintermonaten deutlich geringer als jene in den Sommermonaten sind.

Von der eingestrahlten Energiemenge lassen sich abhängig von

- Standort (Anzahl der Sonnentage/-stunden),
- Ausrichtung und Neigung,
- Verschattungsgrad und
- angewandter Modultechnologie

jährliche Höchstwerte von bis zu 1.500 kWh Strom pro kWp Anlagenleistung und Jahr erzielen.

Genauere Daten zur Sonneneinstrahlung bzw. zum Anlagenenertrag an einem bestimmten Standort können mit Hilfe eines Fachexperten oder beispielsweise mittels des Ertragssimulationsprogramms PVGIS (re.jrc.ec.europa.eu) berechnet werden.

Dach- und Fassadenflächen

Bei Interesse für die Errichtung einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage) sollte zuallererst abgeklärt werden, ob das Gebäude über geeignete Dach- oder Fassadenflächen verfügt oder, falls Neubauten in Planung sind, eine PV-Anlage miteingeplant werden kann. PV-Anlagen sind auch an Balkonen oder auf Parkplatzüberdachungen möglich. Für Gebäude unter Denkmalschutz gelten besondere Bestimmungen.

Laut geltendem Dekret des Landeshauptmanns ist es nicht erlaubt, PV-Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen zu installieren.

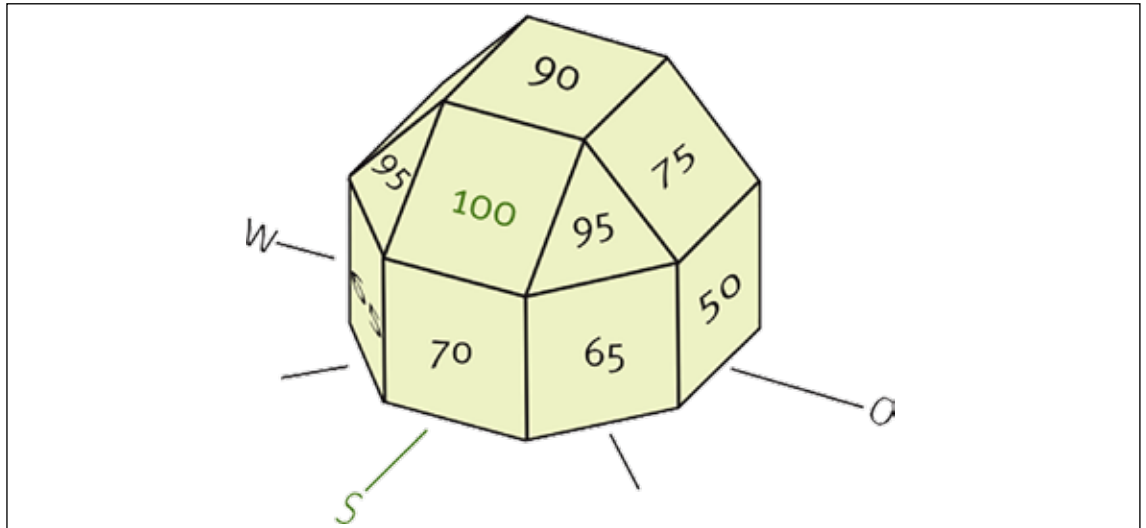
Ausrichtung und Neigung

Prinzipiell können PV-Anlagen überall dort installiert werden, wo ausreichend Licht einfällt. Einen optimalen Jahresertrag bietet eine südorientierte Fläche mit etwa 30° Neigung (entspricht 100 %).

Ausrichtungen zwischen Südwest und Südost bei einer Modulneigung zwischen 25° und 60° verringern den Energieertrag nur geringfügig.

Auch bei vertikalem Einbau mit südlicher Orientierung werden noch fast 3/4 der jährlichen Einstrahlung gegenüber der optimalen Ausrichtung erreicht.

Keine Unterschiede gibt es im Allgemeinen zwischen West- und Ostausrichtungen.



Prozentuale Einstrahlung bei nicht optimaler Ausrichtung der PV-Module (Quelle: www.agsn.de - Thomas Stark)

Tatsächlich nutzbare Fläche

Bei der Auswahl der Fläche für die Errichtung der PV-Anlage ist die tatsächlich nutzbare Fläche entscheidend. In vielen Fällen wird die maximal installierbare PV-Leistung durch die (Dach-)Fläche, die zur Verfügung steht, begrenzt.

Die tatsächlich für die PV-Anlage nutzbare Dachfläche wird dabei v. a. durch folgende Faktoren eingeschränkt:

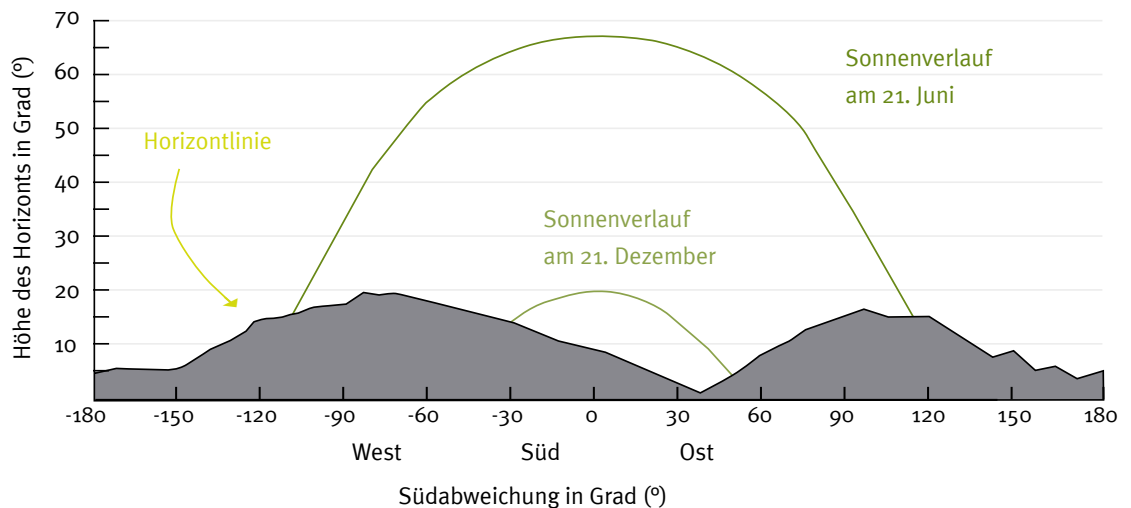
- Kamine
- Dachfenster
- Lüftungsschächte
- weitere „Hindernisse“ auf dem Dach
- Verschattungen durch angrenzende Bäume, Gebäude oder das Landschaftsrelief

Verschattung und Verschmutzung

Wird eine Solarzelle verschattet oder ist ein Modul verschmutzt, sinkt die Stromproduktion deutlich und kann unter Umständen auf Dauer Teile der Anlage beschädigen. Daher sollten Verschattungen und Verschmutzungen unbedingt vermieden werden, da sie zu Leistungseinbußen und einer niedrigeren Wirtschaftlichkeit führen.

Es empfiehlt sich, eine genaue Verschattungsanalyse zu machen und alle notwendigen Vorkehrungen zu treffen, sodass während des Betriebes der PV-Anlage möglichst wenig Verschattungen auftreten.

In einigen Gebieten Südtirols können umliegenden Berge die Anlagen stark verschatten. Besonders in tiefen Talsohlen kann insbesondere in den Wintermonaten eine starke Verschattung auftreten.



Vershattungsdigramm von Milland-Brixen (Quelle: TIS erarbeitet aus PVGIS)

Neben den unvermeidbaren Verschattungen durch den Horizont während des Sonnenverlaufs, durch Wolken oder durch Nachbargebäude gibt es eine Reihe von vermeidbaren Verschattungen. Dazu gehören Verschattungen hervorgerufen durch

- Antennen, Blitzschutzanlagen, Freileitungen
- Kamine, Dachaufbauten, Dach- und Fassadenvorsprünge
- Bäume (auch deren Wachstum ist zu beachten)
- Schnee, Staub, Ruß und Laub

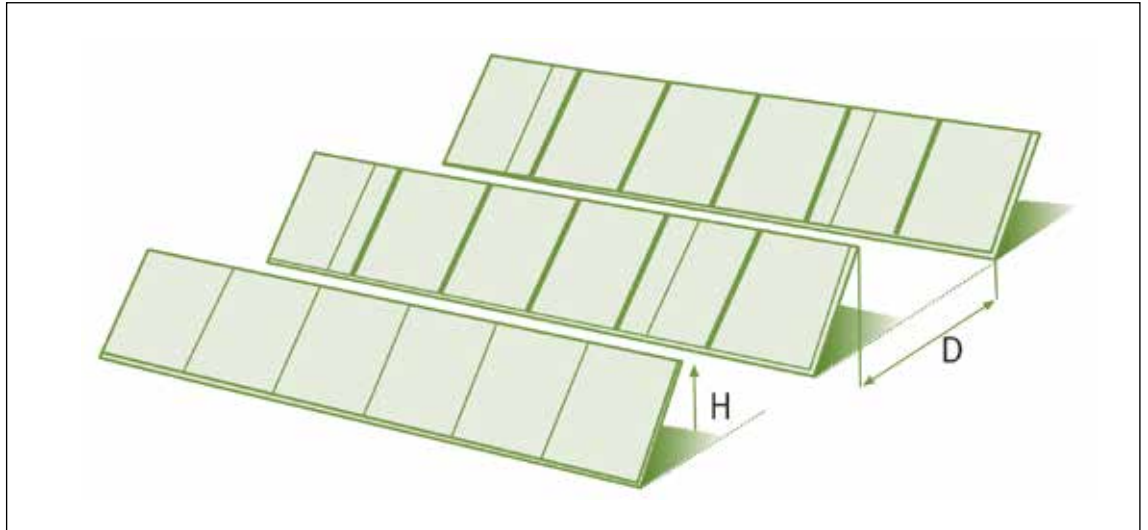
Bei der Installation der PV-Anlage sollten solche Verschattungen vermieden werden.

Die Erfahrung von Fachexperten ist bei der Vermeidung von Verschattungen von großem Nutzen. Eine Absprache mit den Nachbarn ist immer dann wichtig, wenn sich im Nachbargrundstück z. B. Bäume befinden oder wenn zukünftige Baumaßnahmen geplant sind. All diese Probleme sollten möglichst frühzeitig gemeinsam geklärt werden.

Wenn es nicht möglich ist, Verschattungen gänzlich zu vermeiden, können zumindest deren Auswirkungen beispielsweise durch geschickte Anordnung, Verschaltung oder Technologie der PV-Module verringert werden.

- In schneereichen Gebieten lassen sich durch waagrechte Anordnung der PV-Module die Verluste durch Schnee reduzieren.
- Bei vorhersehbaren Verschmutzungen durch Laub, Ruß oder Staub trägt eine Modulneigung ab 25° zur Selbstreinigung des PV-Moduls und damit zum Abtransport der Verschmutzungen bei.
- Auch niedrige Kanten beim Rahmen des PV-Moduls oder des Montagesystems erleichtern das Abfließen von Regenwasser und erhöhen damit den Selbstreinigungseffekt.
- Durch den standardmäßigen Einsatz von Bypass-Dioden werden Ertragseinbußen durch Verschattung der PV-Module vermindert, indem diese die von einer Verschattung betroffenen Zellen überbrücken.
- Wenn einzelne Module häufiger verschattet werden, so können diese getrennt verschaltet werden, dadurch wird ein negativer Einfluss auf den Rest der Anlage verhindert.
- Bei Standorten mit hoher Verschattung können weniger empfindliche Dünnschichtmodule eingesetzt werden. Bei aufgeständerten PV-Anlagen kann zudem Eigenverschattung auftreten. Diese kann durch einen richtig berechneten Abstand zwischen den Modulreihen vermieden werden.

Bei aufgeständerten PV-Anlagen kann zudem Eigenverschattung auftreten. Diese kann durch einen richtig berechneten Abstand zwischen den Modulreihen vermieden werden.



Abstand zwischen den Modulen zur Verminderung der Eigenverschattung (Quelle: www.ingegneriadelsole.it)

Eine bekannte Faustregel zur Minimierung der Eigenverschattung und somit Verlusten bei aufgeständerten Anlagen lautet:

Abstand $D = 6 \times \text{Höhe } H$

Netzzugang

Eine der wichtigen Voraussetzungen für die Errichtung einer netzgekoppelten PV-Anlage ist das Vorhandensein einer Anschlussmöglichkeit der Anlage an das elektrische Netz.

In einigen Fällen (besonders bei entlegenen Höfen, die am Ende einer Stromleitung hängen) kann es vorkommen, dass die elektrische Belastbarkeit der bestehenden Leitung zu gering für den Anschluss einer größeren PV-Anlage ist. Daher ist entweder die Leistung der PV-Anlage an die maximale Anschlussleistung des Netzes anzupassen oder die Stromleitung neu zu verlegen.

Die Möglichkeiten des Anschlusses an das Netz und die damit möglicherweise verbundenen Kosten, sollten bereits vor der konkreten Planung der PV-Anlage mit dem lokalen Netzbetreiber geklärt werden.

Raumordnung, Landschafts- und Umweltschutz

Da die Bautätigkeit in den Südtiroler Gemeinden über die Bestimmungen der Raumordnung, des Landschaftsschutzes, des Umweltschutzes sowie über weitere Gesetze und Verordnungen geregelt wird, ist es ratsam zu überprüfen, ob diese bei der Errichtung der PV-Anlage auch eingehalten werden.

Aufgrund der Überarbeitung von Art. 4 des Dekrets des LH Nr. 13 / 2020 gelten seit Dezember 2022 folgende Regelungen für die Errichtung von PV-Anlagen:

PV-Paneele und thermische Sonnenkollektoren dürfen ohne Genehmigung oder Meldung an Gebäuden auf Dächern, Fassaden und Balkonen angebracht werden, wenn sich die Gebäude in Bauzonen ohne spezifische Bindung (in der Regel Mischgebiete, Gewerbegebiete, Sondernutzungsgebiete), ausgenommen historische Ortskerne, befinden. Die PV-Paneele müssen integriert oder anliegend installiert werden. Eine Schrägstellung ist ausschließlich auf Flachdächern und auf Dächern mit einer Neigung von maximal 15° zulässig.

Wenn sich Gebäude im Landwirtschaftsgebiet ohne besondere landschaftliche Bindungen befinden, dürfen PV-Paneele ohne Genehmigung oder Meldung nur auf Dächern von Gebäuden angebracht werden. Sie müssen dabei integriert oder anliegend installiert werden: Auf Flachdächern handelt es sich um eine freie Baumaßnahme,

wenn diese aus dem öffentlichen Raum nicht einsehbar sind. Sollen PV-Paneele an Fassaden oder Balkonen von Gebäuden, auf Überdachungen (z. B. Carports, Mistlegen, Flugdächern) oder mit anderweitigen Aufständungen im Landwirtschaftsgebiet angebracht werden oder gelten am vorgesehenen Standort besondere landschaftliche Bindungen, muss eine landschaftliche Genehmigung beantragt werden, wofür die erforderlichen Unterlagen von einem befähigten Techniker auszuarbeiten sind. Die Genehmigung kann in begründeten Fällen untersagt werden. Gärtnereien werden wie Gebäude bzw. Überdachungen im Landwirtschaftsgebiet behandelt. Das Anbringen von PV-Paneelen ist innerhalb von geschützten Biotopen und flächenhaften Naturdenkmälern sowie auf natürlichen oder künstlichen Gewässern, unabhängig von ihrer urbanistischen oder landschaftlichen Widmung nicht gestattet.

Da für die Anbringung von PV-Paneelen an Gebäuden im historischen Ortskern (A-Zone) das positive Gutachten der Gemeindegemeinschaft für Landschaft erforderlich ist, muss dafür eine beeidete Baubeginnmitteilung gemacht werden, die ein befähigter Techniker erstellen muss. Die Genehmigung kann in begründeten Fällen untersagt werden oder besondere Auflagen beinhalten. Eine beeidete Baubeginnmeldung ist ebenfalls erforderlich, wenn PV-Paneelen auf Überdachungen (z. B. Carports, Mistlegen, Flugdächern) angebracht werden.

Das Anbringen von PV-Paneelen auf Bau- und Grundparzellen unter direktem und indirektem Denkmalschutz ist ausschließlich an Nebengebäuden oder auf Freiflächen mit Ermächtigung des Landesdenkmalamtes möglich, sofern die Denkmalbedeutung und Ansicht der Hauptgebäude nicht beeinträchtigt werden. Die Maßnahmen müssen auf jeden Fall den denkmalpflegerischen Vorgaben entsprechen. Maßnahmen an Nebengebäuden bedürfen der beeideten Baubeginnmeldung, Maßnahmen an Freiflächen einer Baugenehmigung. Da die Genehmigung in begründeten Fällen auch untersagt werden kann, wird empfohlen, sich bereits im Vorfeld mit dem Landesdenkmalamt abzustimmen. Auf und an Kirchen, Kapellen, Schlössern, Burgen und Ansitzen ist das Anbringen nicht erlaubt.

In folgenden Fällen dürfen entlang der Flächen für Verkehr, mit Ausnahme des ländlichen Wegenetzes und der Almerschließungswege, PV-Paneele auch unabhängig von Gebäuden und Überdachungen angebracht werden:

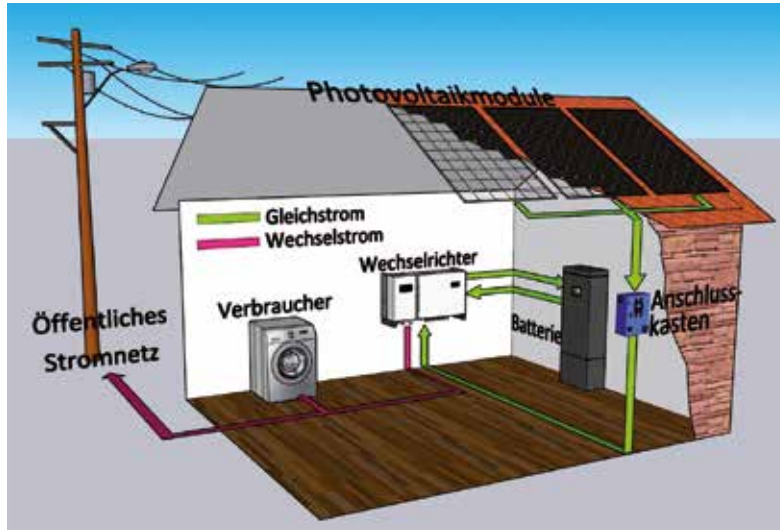
- in Kombination mit Lärmschutzwänden
- auf Verkehrsinseln
- auf Überdachungen von Parkplätzen

Diese Maßnahmen bedürfen einer landschaftlichen Genehmigung sowie eines Baurechtstitels. Sofern vorgesehen, ist die positive Stellungnahme der für die Verkehrsfläche zuständigen Behörde einzuholen.

Es wird empfohlen, mit den jeweils für die Errichtung einer PV-Anlage zuständigen Beamten und Technikern der Gemeinde frühzeitig Rücksprache zu halten.

Komponenten und Anlagensysteme

Damit eine Bewertung verschiedener Angebote von PV-Anbietern erfolgen und anschließend eine Auswahl getroffen werden kann, ist es hilfreich, über Grundkenntnisse zu den gängigsten PV-Technologien zu verfügen. Daher werden im Folgenden die wichtigsten Komponenten und Anlagensysteme netzgekoppelter PV-Anlagen beschrieben.



- a) PV-Module
- b) Generatoranschlusskasten (GAK)
- c) PV-Kabel
- d) Gleichstromhauptschalter
- e) Wechselrichter
- f) Produktionszähler
- g) Einspeise- und Bezugsmesser
- h) Schutzvorrichtung
- i) Verbraucher
- j) Netz

Schema einer netzgekoppelten PV-Anlage (Quelle: TIS erarbeitet aus www.mt-bauberatung.de – DGS)

PV-Module

Es gibt verschiedene Typen von PV-Modulen, wobei die größte Bedeutung den kristallinen Modulen zukommt. 97 % der installierten PV-Anlagen in Südtirol bestehen aus kristallinen Siliziummodulen.

Kristalline Module

Kristalline Module bestehen aus vielen kristallinen Solarzellen, deren Hauptelement Silizium ist. Man unterscheidet im Wesentlichen zwischen mono- und polykristallinen Solarzellen bzw. Modulen.

- **Monokristalline Module** besitzen einen hohen Wirkungsgrad und einen verhältnismäßig niedrigen Flächenbedarf. Deren Zellen bestehen aus einem einzigen Kristall mit regelmäßiger Gitterstruktur. Monokristalline Module sind durch ihre einheitliche, meist dunkelblaue bis schwarze Farbgebung zu erkennen.
- **Polykristalline Module** stellen die am häufigsten verwendeten Modultypen dar. Deren Zellen bestehen aus vielen unterschiedlichen Kristallen. Polykristalline Module haben im Allgemeinen einen niedrigeren Wirkungsgrad als monokristalline Module. Dieser Nachteil wird meist durch günstigere Herstellungs- bzw. niedrigere Anschaffungskosten kompensiert.

Weitere Module

Neben den kristallinen Modulen gibt es einige Technologien, die in besonderen Fällen eingesetzt werden. Dazu gehören Dünnschichtmodule, die aufgrund ihrer Flexibilität und Leichtigkeit ideal für spezielle architektonische Integrationen und mobile Anwendungen sind. Farbige PV bieten die Ästhetik maßgeschneiderter Paneele und können in Wohn- und Geschäftsgebäuden eingesetzt werden. Sie werden häufig dann verwandt wenn die Ästhetik oder das Design eine besondere Rolle spielen sollen. Es gibt auch halbtransparente Paneele auf dem Markt, die eine Teilbeschattung ermöglichen und gleichzeitig Energie erzeugen können. Für große Installationen

werden zunehmend doppelseitige (bifaziale) Paneele verwendet, die einen Teil des vom Boden reflektierten Lichts einfangen und so die Produktion pro Quadratmeter erhöhen.

Es ist jedoch zu beachten, dass diese speziellen Anwendungen mit höheren Kosten und in einigen Fällen mit einem geringeren Wirkungsgrad als herkömmliche kristalline Silizium-PV-Module verbunden sein können. Die Wahl zwischen diesen Technologien hängt von der jeweiligen Anwendung und den ästhetischen und energetischen Anforderungen ab.

Eigenschaften der PV-Module

PV-Module werden häufig nach den Eigenschaften „Flächenbedarf“ und „Modulwirkungsgrad“ charakterisiert die je nach Modultyp unterschiedlich sind.

Modultyp	Erforderliche PV-Fläche für 1 kWp [m ²]	Modulwirkungsgrad [%]	Kosten
Monokristalline Solarmodule	5 – 7,5	18 – 22	Hoch
Polykristalline Solarmodule	7 – 10	15 – 20	Mittel
Dünnschichtmodule (Cadmium Tellurid)	13 – 15	8 – 16	Niedrig

Erforderliche PV-Fläche, Wirkungsgrad und jährlicher Stromertrag in Südtirol für verschiedene Modultypen (Quelle: www.solarstromerzeugung.de, www.solaranlagen-portal.com)

Die Bedeutung des Wirkungsgrades (Verhältnis zwischen der produzierten elektrischen Leistung eines PV-Moduls und der eingestrahlt Sonnenleistung bei Standard-Testbedingungen) für den Anlagenenertrag wird oft überschätzt. Er allein ist nicht ausreichend, um die tatsächliche Leistungsfähigkeit eines PV-Moduls zu kennzeichnen, weil er sich auf Standard-Testbedingungen bezieht, die nur selten während des Betriebs der PV-Anlage auftreten.

Der jährliche spezifische Stromertrag hingegen gibt Auskunft über jene Energiemenge, die 1 kWp Anlagenleistung unter realen klimatologischen Bedingungen vor Ort erzeugt. In manchen Fällen, z. B. bei Verschattungen und heißem Klima, kann Dünnschichttechnologie hier sogar besser abschneiden. Die Kostenunterschiede zwischen monokristallinen, polykristallinen und Dünnschichtsolarmodulen haben sich in den letzten Jahren stark verringert, weshalb monokristalline Solarmodule inzwischen den weitaus größten Marktanteil haben.

Eine weitere zu berücksichtigende Eigenschaft von PV-Modulen stellt die mechanische Belastbarkeit dar. Bei mechanischen Belastungen (wie z. B. durch Schnee) sind folgende Belastbarkeitswerte von Bedeutung:

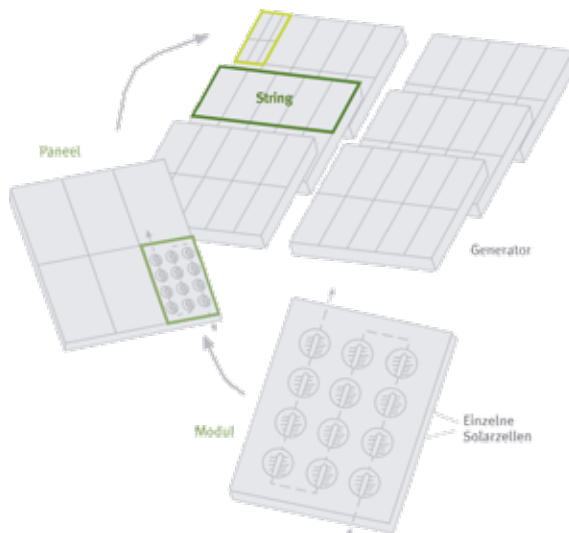
- Bis 850 m.ü.M. genügt es, wenn die PV-Module eine mechanische Belastbarkeit von 2.400 N/m² aufweisen;
- Ab 850 bis 1.500 m.ü.M. müssen PV-Module eine mechanische Belastbarkeit von bis 5.400 N/m² aufweisen.

Für die mechanische Belastbarkeit ist die korrekte Positionierung der Modulklemmen wesentlich und muss immer nach Montageanleitung erfolgen. Glas-Glas-Module halten höhere Lasten aus als Glas-Folien-Module und sind dadurch in schneereichen Gebieten besser geeignet. Neben Drucklasten durch Schnee sind auch Zuglasten durch Wind relevant, die durch die Module und das Dach aufgenommen werden müssen.

Bei der Montage von PV auf oder neben Schweine- und Hühnerställen, aber auch bei Kuhställen ist auf die Ammoniakbeständigkeit der Module und eine entsprechende Zertifizierung zu achten.

Solargenerator

Die Verschaltung aller PV-Module bildet den sog. Solargenerator. Die Verschaltung kann dabei in Reihe oder parallel erfolgen oder eine Kombination von beiden sein. Bei einer Kombination werden die Module zuerst in Reihe zu sog. Strängen (Strings) zusammengeschaltet, um höhere Spannungen zu erhalten. Anschließend werden die Strings parallel aneinander geschaltet.



Solarzelle = elektrisches Bauelement, das kurzwellige Strahlungsenergie direkt in elektrische Energie umwandelt

Modul = besteht aus miteinander verschalteten Solarzellen

Panel = besteht aus zusammengeschalteten Modulen auf derselben Tragstruktur

String = besteht aus mehreren Paneelen/ Modulen in Reihenschaltung

Generator = besteht aus mehreren Strings in Parallelschaltung

Aufbau und Verschaltung eines Solargenerators (Quelle: TIS erarbeitet aus www.ingegneriadelsole.it)

Wechselrichter (Inverter)

Der Wechselrichter als Bindeglied zwischen Solargenerator und Stromnetz wandelt den vom Solargenerator erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom um und transformiert die Spannung auf Einspeiseniveau. Zur Einspeisung der höchstmöglichen Leistung in das Stromnetz wird der Arbeitspunkt des Wechselrichters an den Maximum Power Point (MPP) des Solargenerators angepasst. Zudem umfasst der Wechselrichter verschiedene Überwachungs- und Schutzeinrichtungen.

Je nach Anlagenkonzept werden unterschiedliche Wechselrichter benötigt:

- **String-Wechselrichter:** Jeder Modulstring ist mit einem Wechselrichter verbunden. Das hat den Vorteil einer vereinfachten Verkabelung, Verringerung der Mismatch-Verluste und Senkung der Installations- und Betriebskosten. Mismatch-Verluste führen zu ineffizienter Stromerzeugung in einer PV-Anlage, da die Gesamtleistung durch das schwächste Modul begrenzt wird. Außerdem benötigt diese Installationsart keinen Generatoranschlusskasten, da die Modulstrings durch den im Wechselrichter integrierten MPP-Tracker kontrolliert werden.
- **Multistring-Wechselrichter:** ist eine Kombination von String- und Zentralwechselrichter und wird häufig für private Dachanlagen verwendet. Zwei oder drei Strings mit jeweils eigenem MPP-Tracker werden im Multistring-Wechselrichter zusammengeführt.
- **Hybrid-/netzbildende Wechselrichter:** Hybridwechselrichter speichern überschüssigen Solarstrom in Batterien zur Selbstnutzung. Sie vereinen die Funktionen von Solar- und Batteriesteuerung in einem Gerät, erleichtern so die Installation von Solaranlagen mit Batteriespeicher, und bieten Backup-Leistung bei Stromausfällen. Sie können auch ohne Batterie genutzt werden, wobei überschüssige Energie ins Netz eingespeist wird. Einige Hybridwechselrichter können im Off-Grid-Modus arbeiten und selbstständig den Betrieb aufnehmen, ohne auf Netzsignale zu warten.
- **Modulintegrierter Wechselrichter:** Jedes PV-Modul besitzt an der Rückseite einen eigenen Wechselrichter (Micro-Wechselrichter). Bei modulintegrierten Wechselrichtern arbeitet jedes Modul im optimalen Arbeitspunkt, kann einzeln überwacht werden und produziert so die maximal mögliche Leistung. Der Nachteil solcher Wechselrichter liegt in den hohen Kosten.

- **Zentralwechselrichter:** Modulstrings werden parallel miteinander verbunden und im Zentralwechselrichter zusammengeführt. Diese Installationsart hat Kostenvorteile, da nur ein einziger Wechselrichter benötigt wird, und ist sinnvoll, wenn alle Module vergleichbaren Bedingungen ausgesetzt sind. Zentralwechselrichter werden häufig bei Großanlagen eingesetzt.

Allgemein gültiges Wechselrichterkonzept gibt es keines. In der Praxis ist das auf die jeweilige Situation und die verwendeten Komponenten optimal abgestimmte Wechselrichterkonzept einzusetzen.

Es ist Besonders darauf zu achten, dass die technischen Daten (Strom, Spannung, Leistung) des Wechselrichters auf die PV-Module abgestimmt sind und umgekehrt. Aus diesem Grund sind schlüsselfertige Lösungen ratsam.

Idealer Standort für den Wechselrichter ist ein kühler und staubfreier Ort, da der Wechselrichter bei zu großer Erhitzung die Anlagenleistung reduziert. Falls ein heißer Standort (z. B. Dachraum im Sommer) unvermeidbar ist, sollte ein Wechselrichter mit aktiver Kühlung (z. B. durch einen Ventilator) gewählt werden. Wechselrichter können auch, falls geeignet, im Freien montiert werden. Dabei sollte ein Schutz vor Sonne und Regen in Form einer Überdachung vorgesehen werden.

Wechselrichter haben eine kürzere Lebensdauer als PV-Module. Normalerweise ist mit einem Austausch bzw. eine Reparatur des Wechselrichters alle zehn Jahre zu rechnen. (siehe Kapitel „Wirtschaftlichkeit“, S. 13).

Speicher/Batterie

Um den Anteil der selbst verbrauchten Energie einer PV-Anlage zu erhöhen, kann eine Batterie als Zwischenspeicher für den nicht direkt verbrauchten Strom installiert werden.

Durch einen Batteriespeicher kann der Anteil des Eigenverbrauchs aus der PV-Anlage, der sich ohne Batterie meist im Bereich von 20 – 40 % bewegt, in vielen Fällen auf 40 – 80 % verdoppelt werden.

Batteriesysteme sind allerdings ohne wesentliche Investitionsbeiträge in der Regel nicht wirtschaftlich. Die Investition in eine Batterie kann sich vor allem wirtschaftlich nur dann wirklich lohnen, wenn man diese voll auslasten kann! Deshalb ist es wichtig, Batterien nicht zu groß zu dimensionieren.

Als Faustregel für die Dimensionierung gilt: 1 kWh Batteriekapazität je kWp installierter PV-Anlagenleistung, sofern die PV-Anlage korrekt für den Eigenbedarf dimensioniert wurde, bzw. 1 kWh Batteriekapazität je 1.000 kWh Jahresstromverbrauch.

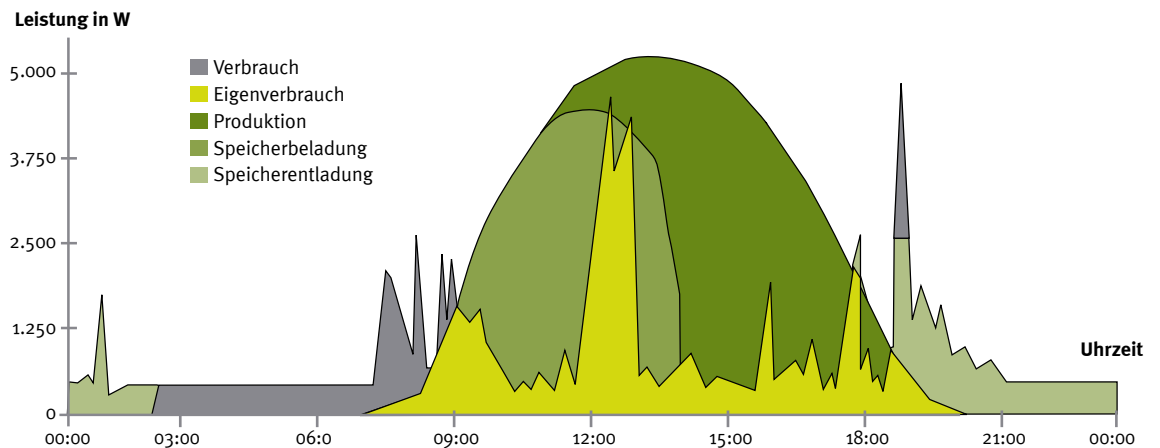
Die Lebensdauer einer Batterie in Kombination mit einer PV-Anlage hängt stark von deren Nutzung ab. Man rechnet momentan vorsichtig mit einer Lebensdauer der Batteriesysteme von rund 10 – 15 Jahren. Wichtig für die Lebensdauer der Batterie ist eine möglichst konstante Temperatur von circa 20 °C am Aufstellort. Die Erhöhung der Temperatur um 10 °C halbiert die Lebenszeit. Der Aufstellort sollte außerdem brandschutztechnisch geeignet sein.

Bei der Installation einer Batterie ist dabei zu unterscheiden, ob sie für eine bereits bestehende Anlage oder für eine Neuinstallation benötigt wird. Bei Neuinstallationen wird die Batterie auf der Gleichstrom-Seite (DC) installiert, da sie selbst ein Gleichstrombauteil ist. Im nachgeschalteten Wechselrichter wird dieser Gleichstrom in Wechselstrom (AC) umgewandelt und dabei entstehen Verluste, welche man durch die Vorschaltung vermeiden kann. Bei einer bereits bestehenden Anlage wird die Nachrüstung durch eine Batterie hingegen auf der AC-Seite vorgenommen, da es technisch einfacher realisierbar und dadurch kostengünstiger ist.

In den letzten Jahren hat die Installation von PV-Anlagen in Kombination mit Batterien stark zugenommen. Eine solche Anlage ermöglicht Zusatz- und Flexibilitätsdienste, erhöht den Eigenverbrauch in Gebäuden oder Energiegemeinschaften und ermöglicht den sicheren Betrieb von Inselsystemen, insbesondere in abgelegenen Gebieten ohne Netzanschluss oder als Sicherheitsreserve bei Netzausfällen. Die Hauptvorteile von Batterien im Vergleich

zu anderen Speichersystemen sind schnelle Reaktionszeiten, hohe Energiedichte, kurze Installationszeiten und hoher Wirkungsgrad. Dabei sind Lithium-Ionen-Batterien aufgrund ihrer hohen Energie- und Leistungsdichte, dem geringen Wartungsbedarf und der langen Lebensdauer die am häufigsten verwendete Batterietechnologie.

In der nachfolgenden Abbildung wird die Rolle einer Batterie verdeutlicht. Eine PV-Anlage erzeugt tagsüber Energie mit der höchsten Produktion zur Mittagszeit. Der Energieverbrauch hat jedoch drei Spitzen, morgens, mittags und abends. Ohne Speicher wird der Großteil der erzeugten Energie als Überschuss ins Netz eingespeist. Mit einer Batterie kann der PV-Überschuss gespeichert und in jenen Zeiträumen genutzt werden, wenn die PV-Anlage nicht produziert. Dies führt zu einem höheren Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad.



Produktion und Verbrauch bei Installation einer PV-Anlage mit Batterie (Quelle: SBB).

Von ökonomischer Seite betrachtet verursacht die Installation einer Batterie zunächst zusätzliche Kosten, die derzeit bei etwa 500,00 bis 1.500,00 €/kWh liegen, aber voraussichtlich in Zukunft erheblich sinken werden. Elektrogeräte mit Batterie sollten, trotz des Vorhandenseins einer Speicherbatterie, bei Tag mit dem Strom direkt von der PV-Anlage geladen werden. Aus wirtschaftlicher Sicht ist das vorteilhafter, da die Speicherung in einer Batterie zusätzliche Kosten verursacht und man bei mehreren Zwischenspeicherungen höhere Stromverluste hinnehmen muss.

Sonstige Bestandteile

Generatoranschlusskasten (GAK)

Besteht ein Solargenerator aus mehreren Strings, wird ein Generatoranschlusskasten (GAK) benötigt.

Im GAK werden die einzelnen Strings vor dem Wechselrichter parallel zusammengeführt. Für jeden Wechselrichter ist dann mindestens ein GAK notwendig.

Weitere Aufgaben des GAK sind die Überwachung der Strings, die Ableitung der Überspannungen und der Schutz der PV-Module und der Strangleitungen vor Überlastung.

PV-Kabel

Die Ansprüche, die an Kabel für PV-Anlagen gestellt werden, sind deutlich höher als jene, die an Kabel für übliche Wechselstromanschlüsse gestellt werden. Generell sollte darauf geachtet werden, dass die PV-Kabel mit der Beschriftung „Solarkabel“ oder „Solarleitung“ gekennzeichnet sind. Standard sind vorkonfektionierte und verpolungssichere Kabel mit berührungssicheren Steckverbindungen. Bei PV-Kabeln spielen u. a. UV- und Witte-rungsbeständigkeit sowie Kurz- und Erdschlusssicherheit eine große Rolle.

Schutzeinrichtungen für AC- und DC-Seite

Auf der Wechselstromseite dient der Leistungsschutzschalter zum Schutz vor Kurzschluss und Überlastung. Zudem muss ein Fehlerstromschutzschalter vorhanden sein.

Auf der Gleichstromseite dient der Gleichstromhauptschalter (Lasttrennschalter) bei Wartungsarbeiten oder Defekten zur Trennung des Solargenerators vom Wechselrichter und vom Rest der Anlage. Idealerweise wird dieser in den GAK integriert, muss aber von außen zugänglich sein.

Blitzschutz

Da Solargeneratoren meistens einen großen Flächenbedarf aufweisen und außerdem oft an exponierten Standorten liegen, sind diese bei Gewittern besonders stark durch Blitzentladungen gefährdet. Blitzbedingte hohe Spannungen und Ströme können dabei zu Schäden an PV-Modulen und Wechselrichtern führen. Dies kann schwerwiegende Folgen für den Betrieb der Anlage nach sich ziehen. Daher sollte während der Planungsphase in Abhängigkeit des Blitzeinschlagrisikos bewertet werden, ob ein Blitzschutz notwendig ist.

Der Blitzschutz wird unterteilt in:

- **Äußerer Blitzschutz**

Dieser fängt den Blitzstrom an bestimmten Punkten ein und führt ihn über Ableitungen in das Erdreich. Ist kein äußerer Blitzschutz vorhanden, ist durch einen Techniker zu überprüfen, ob durch die Installation der PV-Anlage ein äußerer Blitzschutz erforderlich wird. Ist bereits ein äußerer Blitzschutz vorhanden, ist die PV-Anlage in den Blitzschutz mit einzubinden.

- **Innerer Blitzschutz**

Innerer Blitzschutz wirkt gegen die vom Blitz erzeugten elektrischen und magnetischen Felder und deren Auswirkungen (z. B. auf elektrische Anlagen im Gebäude). Wesentlicher Bestandteil des inneren Blitzschutzes ist der Potenzialausgleich, der bei einem Blitzeinschlag unkontrollierte Überschläge verhindern soll. Der zusätzliche Einbau von Überspannungsableitern dient als erweiterte Schutzmaßnahme gegen Überspannungen. Wenn Solarkabel auf dem Dach Schleifen bilden, so können Blitze darin Spannungen induzieren. Deshalb sollten die Solarkabel eines Strings immer parallel verlegt werden.

Zähleinrichtungen

Nur netzgekoppelte Anlagen, die einen Teil der produzierten Energiemenge selbst verbrauchen und einen Teil über den Tarif „scambio sul posto“ (SSP) (siehe Seite 16 „Verwertungsformen der erzeugten elektrischen Energie“) ins Netz einspeisen, benötigen bei einer Leistung von über 20 kW zusätzlich zum Zweirichtungszähler für die Messung der vom Netz bezogenen Energie und für die Messung der ins Netz eingespeisten Energiemenge einen Produktionszähler.

Anlagen ohne Eigenverbrauch bzw. ohne Nutzung des „scambio sul posto“-Mechanismus benötigen nur einen Zähler, da die zu vergütende Energie gleich der ins Netz eingespeisten Energie ist.

Nach Angaben des „Gestore dei Servizi Energetici (GSE, staatlich kontrollierte Gesellschaft zur Förderung von erneuerbaren Energien) können die Einspeisezähler auf unterschiedliche Arten montiert werden. Genauere Informationen hierzu sind von einem spezialisierten Techniker einzuholen.

Anlagenarten

PV-Anlagen können auf verschiedene Art und Weise installiert werden. Sie lassen sich generell in netzgekoppelte und autarke Anlagen untergliedern, wobei der Hauptunterschied darin besteht, ob die Anlage mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden ist oder nicht.

Netzgekoppelte Systeme

An das nationale Stromnetz angeschlossene Systeme tragen zur dezentralen Energieerzeugung bei, da sie in das Stromnetz integriert sind. Diese Art von Anlagen ermöglicht es, elektrische Energie bei Bedarf aus dem Netz zu beziehen und überschüssig erzeugte Energie in das Netz einzuspeisen.

Solche PV-Systeme sehen die Installation von Einweg- oder Zweiweg-Zählern vor. Einwegzähler erfassen die erzeugte PV-Energie, während Zweiweg- oder bidirektionale Zähler zusätzlich den Anteil der eingespeisten Energie in das Netz und die aus dem Netz bezogene Energie dokumentieren. Sie dienen außerdem als Schutzsystem, um einen unabsichtlichen Inselbetrieb zu verhindern und die Stabilität und Frequenz des Stromnetzes zu gewährleisten.

Inselssysteme

Eine Inselanlage ist ein eigenständiges Energiesystem, das nicht mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden ist und somit völlig unabhängig Energie erzeugt. Diese Art von Anlage eignet sich besonders gut für mobile Anwendungen oder für entlegene ländliche Gebiete, in denen keine Möglichkeit besteht, Struktur oder Verbrauch an das öffentliche Stromnetz anzuschließen, sei es aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen. Sowohl autarke als auch netzgekoppelte Systeme erfordern die Verwendung eines Wechselrichters, der den erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom umwandelt. Inselssysteme erfordern zusätzlich die Installation von Speicherbatterien, die zusammen mit geeigneten Laderegler ein optimales Batteriemangement sicherstellen, um eine zuverlässige Stromversorgung für verschiedene Verbraucher zu gewährleisten. Das Thema Inselanlagen wird in der Broschüre im dazugehörigen Kapitel näher erläutert.

Eine weitere Unterscheidung von Anlagearten sind konventionelle PV-Anlagen und integrierte PV-Anlagen mit innovativen Eigenschaften.

Konventionelle PV-Anlagen

Konventionelle PV-Anlagen lassen sich in folgende Arten von Anlagen unterteilen:

- Anlagen auf Gebäuden
- Anlagen auf Lauben, Gewächshäusern, Lärmschutzwänden, Vordächern und Schutzdächern
- Andere Anlagen

Anlagen auf Gebäuden: Dabei handelt es sich um PV-Anlagen, die auf Gebäuden installiert sind und einer der nachfolgend angeführten Klassen zuzuordnen sind:



Anlage auf landwirtschaftlichem Gebäude (Quelle: SBB)

- PV-Anlagen auf Flachdächern oder auf Dachflächen mit einer Neigung bis zu 15°: Falls keine Begrenzung/Außenmauer vorhanden ist, dürfen die PV-Module eine maximale Höhe von 30 cm nicht überschreiten. Ist hingegen eine Begrenzung/Außenmauer vorhanden, darf die Mittellinie der PV-Module die minimale Höhe der Begrenzung/Außenmauer nicht überschreiten.
- Auf Steildächern installierte PV-Anlagen: Diese müssen parallel zur Dachfläche installiert werden (Aufdach- oder Indach-Montage).
- PV-Anlagen mit anderen Installationscharakteristiken als oben erklärt: Diese PV-Module müssen parallel zur Tangentialfläche oder zu den Tangentialflächen des Daches installiert werden, mit einer Toleranz von +/- 10°.
- PV-Anlagen in Form eines Sonnenschutzes: Werden die PV-Module als Sonnenschutz installiert, müssen diese an das Gebäude angrenzen, mit dem Ziel, Schatten zu spenden und transparente Flächen abzuschirmen.

Anlagen auf Lauben, Gewächshäusern, Lärmschutzwänden, Vordächern und Schutzdächern:

Diese Arten von PV-Anlagen werden nicht als „Anlagen auf Gebäuden“ eingestuft.

Andere Anlagen: Diese Anlagenkategorie umfasst im wesentlichen Bodenanlagen.

Integrierte PV-Anlagen mit innovativen Eigenschaften

Diese Kategorie bezieht sich auf jene PV-Anlagen, die spezielle PV-Module und Komponenten verwenden, die eigens für die Gebäudeintegration gefertigt wurden, architektonische Bauelemente ersetzen und einen hohen technologischen Innovationsgrad aufweisen.

Hilfestellungen bei der Montage

Die Installation einer PV-Anlage kann die Zusammenarbeit von Elektriker und Zimmermann erforderlich machen. Es empfiehlt sich, PV-Anlagen nicht auf alten Dächern zu montieren. Diese sollte man vor Installation der PV-Anlage sanieren lassen. Eine spätere Dachsanierung mit PV-Anlage stellt einen nicht unerheblichen Kostenfaktor dar.

Bei Indach-Montagesystemen muss unbedingt auf eine ausreichende Hinterlüftung der PV-Module geachtet werden. Eine ungenügende Hinterlüftung bewirkt eine stärkere Erwärmung der PV-Module und damit eine Leistungsreduzierung, die wiederum einen Anlagen-Minderertrag bedingt.

Bei Aufdach-Montage ist die Hinterlüftung der PV-Module bei ausreichend Abstand zu den Dachziegeln gewährleistet.

Zu berücksichtigen sind auch die verwendeten Materialien: Aufgrund der Korrosionsgefahr ist ein direkter Kontakt von Kupfer mit Zink oder Aluminium zu vermeiden.

Dimensionierung der PV-Anlage auf den Eigenbedarf

Einer der wichtigsten Aspekte, die es bei der Dimensionierung und Bewertung der wirtschaftlichen, energetischen und ökologischen Nachhaltigkeit eines PV-Projekts zu beachten gilt, ist die Abstimmung zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch. Mit anderen Worten: Wie viel Energie wird vor Ort erzeugt und wie viel davon wird selbst verbraucht? Es gibt zwei wichtige Leistungsindikatoren, die das Verhältnis zwischen Energieerzeugung und -verbrauch quantifizieren: Autarkiegrad und Anteil des Eigenverbrauchs. Der Autarkiegrad sagt aus, inwieweit die Solaranlage zur Deckung des gesamten Stromverbrauchs beiträgt (Selbstversorgung), während der Eigenverbrauchsanteil den Prozentsatz der selbst verbrauchten Energie in Bezug auf die von der PV-Anlage erzeugte Gesamtenergie (Selbstverbrauch) ausdrückt.

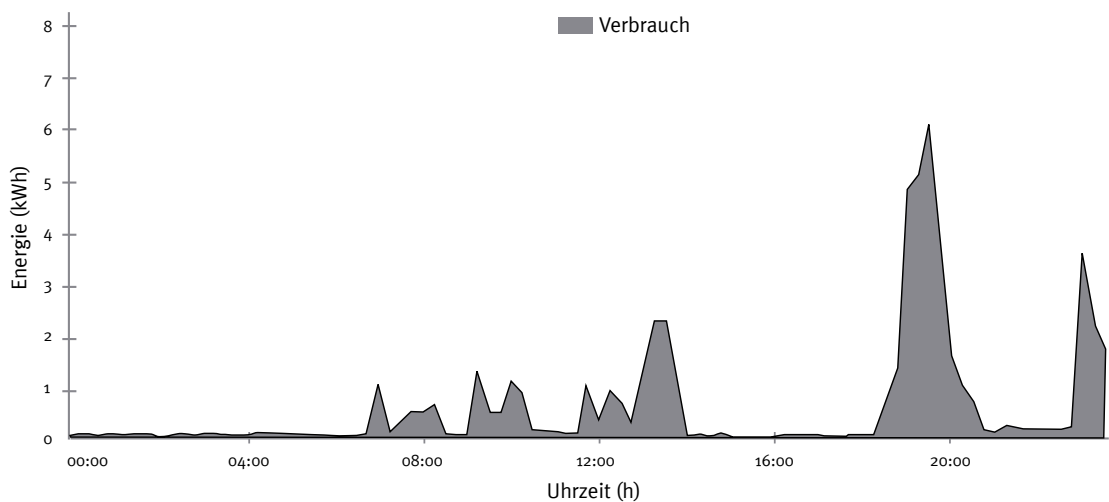
$$\text{Autarkiegrad} = \frac{\text{selbst verbrauchte Solarenergie}}{\text{Gesamtenenergieverbrauch}}$$

$$\text{Eigenverbrauchsanteil} = \frac{\text{selbst verbrauchte Solarenergie}}{\text{von der PV Anlage produzierte Energie}}$$

Bei der Planung einer PV-Anlage sollten sowohl der Autarkiegrad als auch der Eigenverbrauchsanteil berücksichtigt werden, da sie erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, die Energieausbeute und die Reduzierung von Emissionen haben. Es wird empfohlen einen Mindestgrad (ca. 30 %) an Autarkie zu erreichen. Gleichzeitig sollte der Eigenverbrauchsanteil optimiert werden und ebenso einen Wert von 30% oder größer erreichen, was bedeutet, dass die Anlage nicht überdimensioniert werden sollte. Idealerweise sollte ein möglichst kleiner Anteil der erzeugten Energie ins Netz eingespeist werden. Es geht darum, ein Gleichgewicht zwischen Autarkiegrad und Anteil des Eigenverbrauchs zu finden. Die Vergrößerung der PV-Anlage führt zwar zur Steigerung des Autarkiegrades, aber zu einem Rückgang des Eigenverbrauchsanteils und somit auch der Wirtschaftlichkeit. Eine Möglichkeit, beide Kennzahlen zu steigern, besteht darin, zusätzlich zur PV-Anlage ein Speichersystem zu installieren. Dies ermöglicht die Speicherung überschüssiger Energie für den späteren Verbrauch in der Nacht oder am nächsten Morgen. In solchen Fällen können das PV- und das Batteriesystem mit einem Gebäude-Energiemanagementsystem (BEMS) verbunden werden, womit die Leistung des Systems durch einen intelligenten und flexiblen Betrieb optimiert wird.

Optimierung der Anlage – Fallbeispiel

Im nachfolgenden Fallbeispiel berechnen wir beispielhaft die ideale Dimensionierung einer PV-Anlage für ein Gebäude in Bozen mit 250 m² Wohnfläche. Wir nehmen an, dass die PV-Anlage in Verbindung mit einer Wärmepumpe installiert wird.

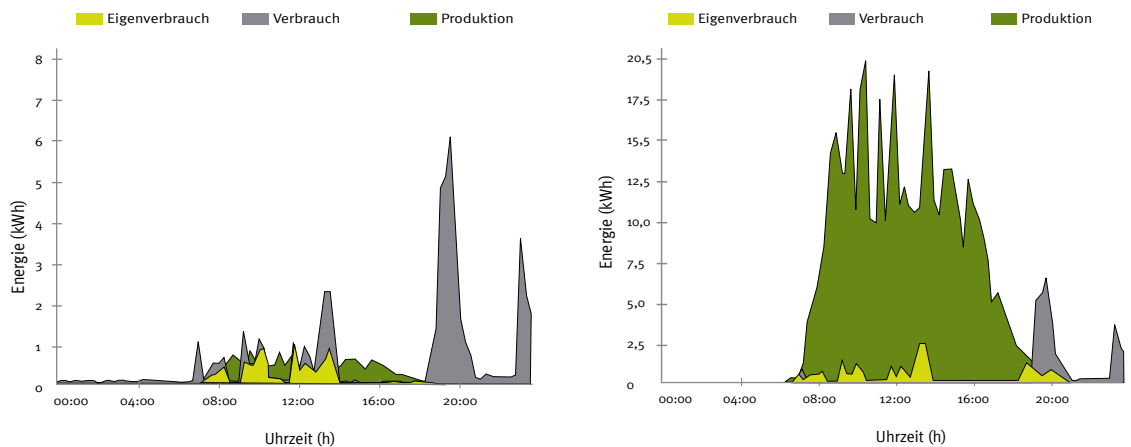


Beispiel eines Verbrauchsprofils für einen Tag (Quelle: Eurac)

1. Der erste Schritt bei der Dimensionierung einer PV-Anlage besteht darin, das Profil für die Berechnung der selbst verbrauchten Energie zu erstellen. Im Idealfall werden die Werte in einer stündlichen Auflösung erhoben. Dafür kann man ein Gerät für die Verbrauchsmessung, verschiedene Simulationsmodelle, Profile eines ähnlichen Haushaltes/Unternehmens oder ein vordefiniertes, typisches Profil des täglichen Stromverbrauchs hernehmen.
2. Sobald das Verbrauchsprofil in stündlicher Auflösung vorliegt, kann die Ausrichtung der PV-Anlage konzipiert werden. Dafür müssen die Dachausrichtung und die Dachneigung berücksichtigt werden. Wir gehen in diesem Berechnungsbeispiel von einer idealen Situation aus mit einem südausgerichteten Dach und einer Neigung

von 30°. Ein weiterer wesentlicher Faktor bei der Planung ist die Dachfläche. Von dieser hängt ab, wie viel Leistung verbaut werden kann. Unter der Annahme, dass 100 m² Dachfläche zur Verfügung stehen Module einen Wirkungsgrad von 20 % aufweisen, beträgt die maximal installierbare Nennleistung 20 kWp.

3. Der dritte Schritt ist das Erstellen eines Stromerzeugungsprofils von zwei hypothetischen PV-Anlagen: eine kleine Anlage mit nur 1 kWp und eine Anlage mit der Maximalleistung von 20 kWp. Dafür können frei zugängliche Online-Programme wie PVGIS oder PV/Sol verwendet werden.
4. Nachdem wir simuliert haben, wie viel Strom produziert wird, können wir berechnen, wie viel wir davon stündlich selbst verwenden. Wir schauen uns dabei an, wie viel Strom die PV-Anlage jede Stunde produziert und wie viel Strom wir zu dieser Zeit benötigen. Wenn wir keine Batterie haben (was hier der Fall ist), nehmen wir einfach das Minimum zwischen dem Strom, den die PV-Anlage produziert, und dem Strom, den wir brauchen. Das ist die Menge an Solarenergie, die wir selbst nutzen: die selbst verbrauchte Solarenergie.
5. Sobald die selbst verbrauchte Energie für jede Stunde des Jahres berechnet ist, kann man den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad berechnen. Dabei bewegen sich die beiden Indikatoren gegenläufig. Der Eigenverbrauchsanteil sinkt mit steigender Anlagengröße, während der Autarkiegrad steigt. Je größer die Anlage, desto mehr vom Strombedarf kann ich selbst abdecken. Je kleiner die Anlage, desto mehr vom selbst produzierten Strom verbrauche ich.

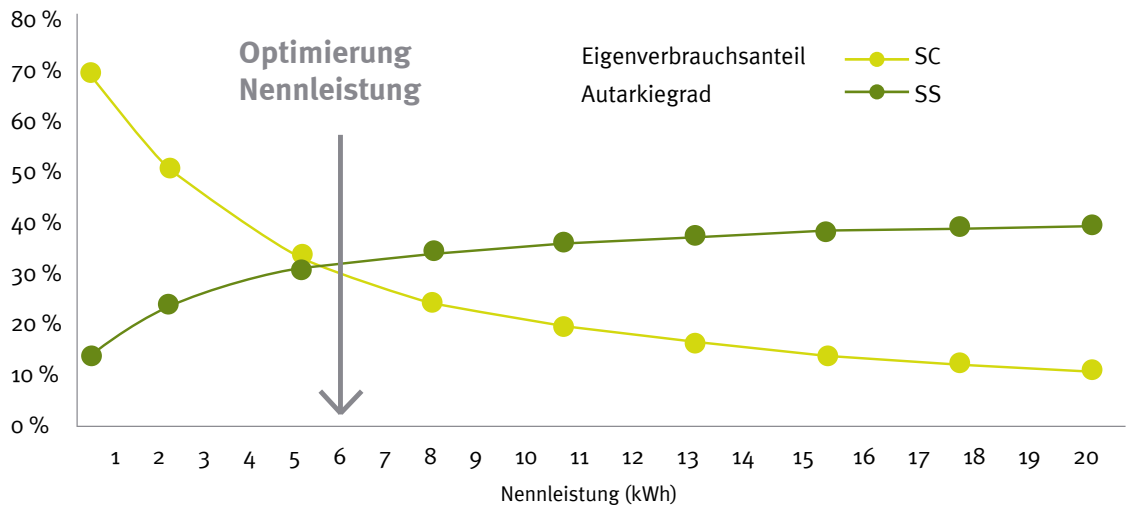


Beispiel eines Stromerzeugungsprofils in gelber Farbe für eine Anlage mit 1 kWp Nennleistung links und 20 kWp Nennleistung rechts (Quelle: Eurac)

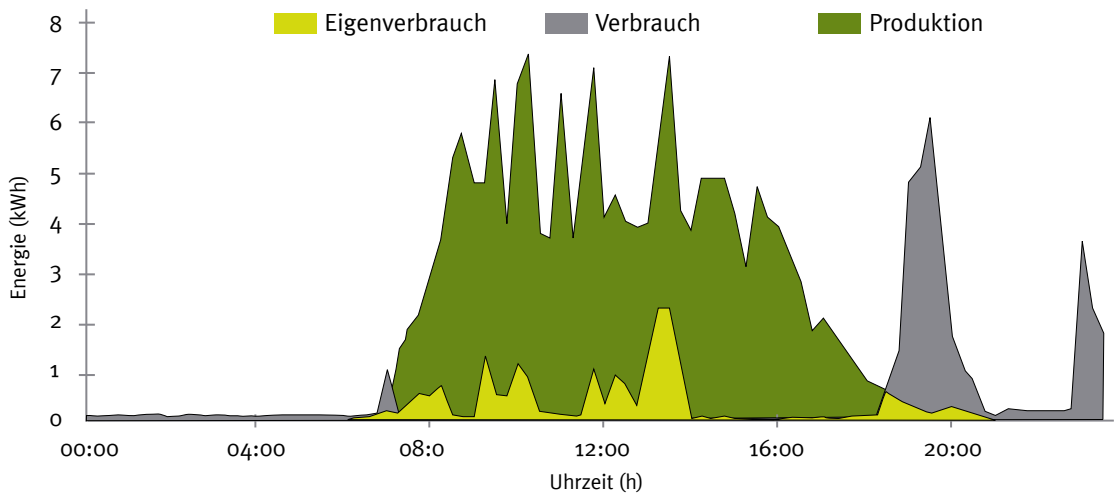
6. Sind die „Extreme“ bekannt, kann man die Anlagengröße so lange optimieren, bis ein annähernd gleicher Prozentsatz bei den Werten Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad erreicht ist.

Anlagen Nennleistung	Eigenverbrauch	Autarkiegrad
1 kWp	69 %	13 %
20 kWp	11 %	40 %

Die beste Lösung in unserem Fallbeispiel ist ein System mit 8 kWp. Das ist die optimierte Nennleistung der PV-Anlage.



Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad in Abhängigkeit von der Nennleistung der PV-Anlage. Die optimierte Nennleistung liegt bei 8 kWp (Quelle: Eurac)



Beispiel der Strom- und Lastprofile an einem Frühlingstag für eine optimierte Anlage mit 8 kWp Nennleistung (Quelle: Eurac)

Optimierung der Anlage mit Batterie

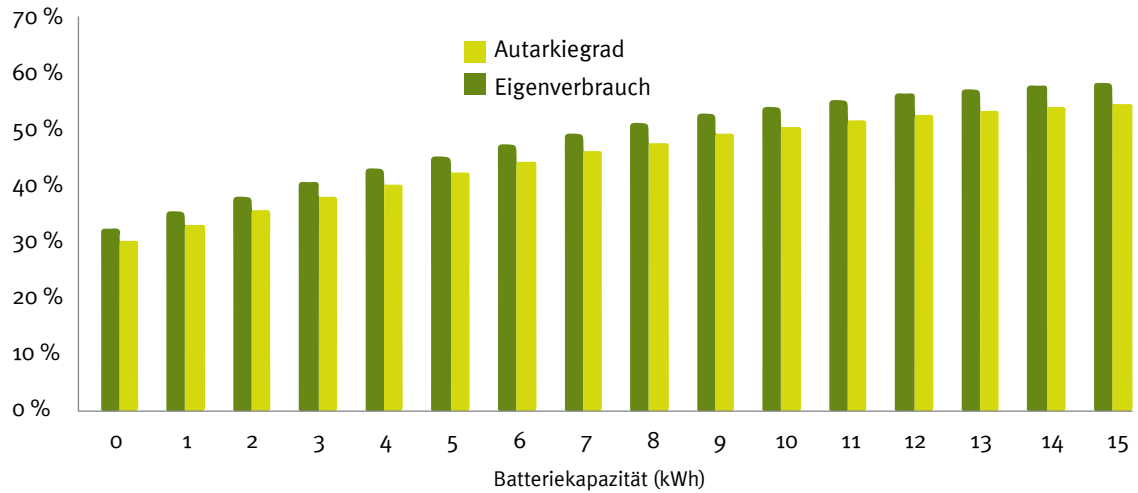
Besteht das Interesse und die Notwendigkeit, eine Solaranlage mit Speicher zu installieren, so muss auch letzterer optimiert werden. Der bis hierher vorgestellte Planungsansatz bleibt derselbe, jedoch muss nun ein Stromspeicher im Optimierungsprozess berücksichtigt werden. Dafür muss zunächst ein Batteriemodell erstellt werden, um die Energieflüsse zwischen Batterie, PV-Anlage, Last und Netz zu simulieren. Dafür werden folgende Annahmen berücksichtigt:

Die Batterie ist ein Energiespeicher, der von der PV-Anlage aufgeladen und von der Last entladen wird. Der restliche Verbrauch, der nicht von der PV-Anlage mit Speicher abgedeckt werden kann, wird aus dem Stromnetz bezogen. Der kombinierte Lade- und Entlade-Wirkungsgrad der Batterie liegt bei 90-95 %. Um das Risiko einer vorzeitigen Alterung zu reduzieren, kann die Batterie nur bis zu einem maximalen Schwellenwert (90-100 %) geladen und bis zu einem minimalen Schwellenwert (10-25 %) entladen werden.

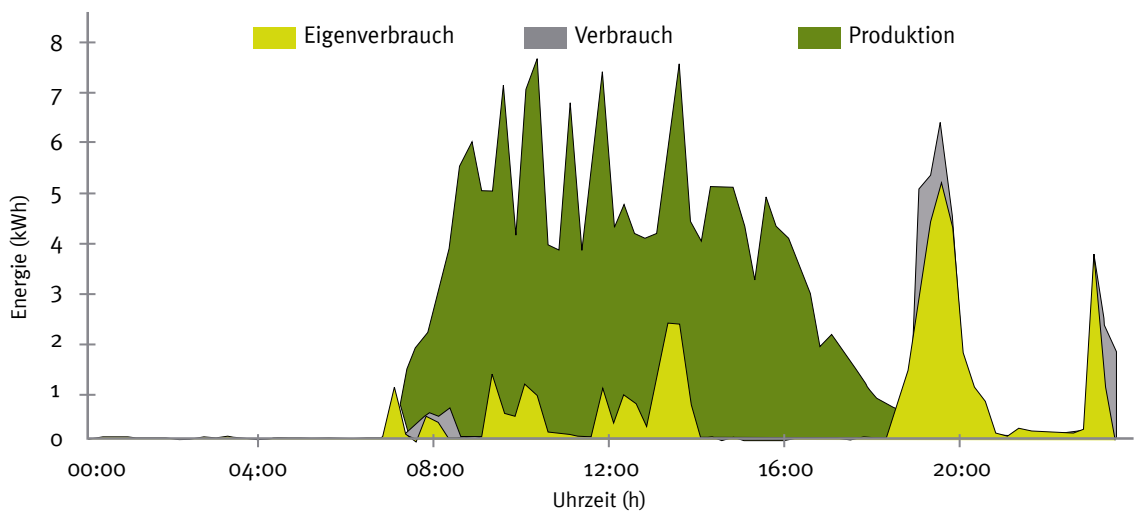
Die Stromerzeugung der PV-Anlage hat Vorrang bei der Deckung des Stromverbrauchs. Falls mehr Energie benötigt wird, als im selben Moment von der PV-Anlage produziert, wird die Batterie entladen. Umgekehrt, bei über-

schüssiger Energie wird die Batterie bis zum maximalen Schwellenwert aufgeladen und die zusätzliche Energie ins Netz eingespeist.

Unter diesen Annahmen werden der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad für verschiedene Batteriekapazitäten neu berechnet.



Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad in Abhängigkeit von der Kapazität der Batterie am Beispiel des Gebäudes in Bozen (Quelle: Eurac)



Beispiel der Strom- und Lastprofile an einem Frühlingstag einer PV-Anlage mit 9 kWp mit Batterie (Quelle: Eurac)

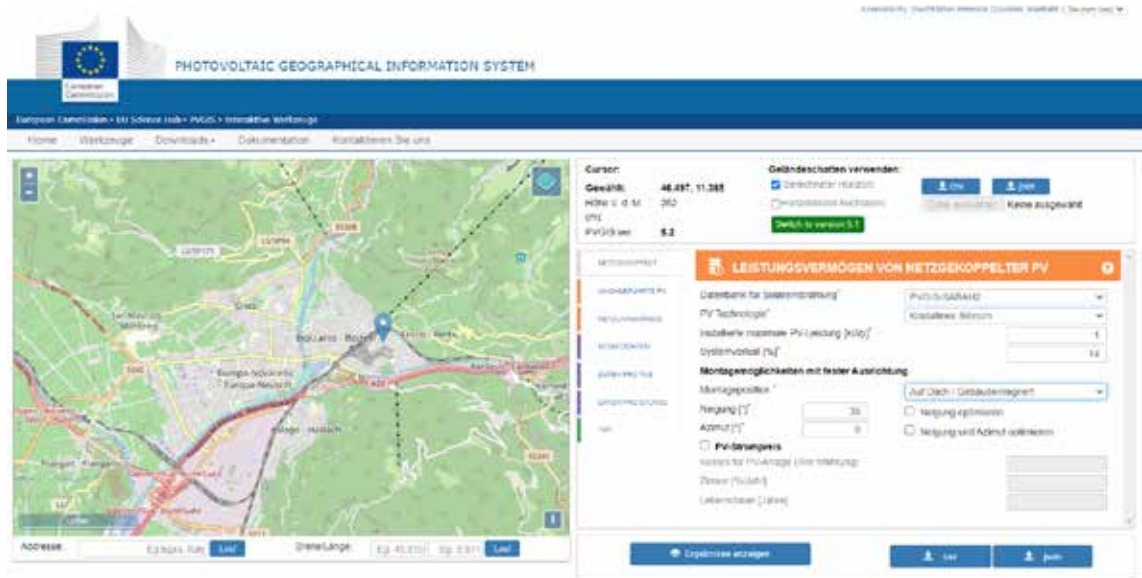
Ertragssimulation mit PVGIS

Mit Hilfe einer Ertragssimulation kann für einen ausgewählten Standort unter Berücksichtigung verschiedener Parameter die jährlich produzierte Energiemenge einer PV-Anlage berechnet werden. Diese beeinflusst stark die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen.

Eine Ertragssimulation kann mittels verschiedener Software-Programme erstellt werden. Neben den lizenzierten (z. B. PVSol, PVSyst) und den freien Simulationsprogrammen (Retscreen und Greenius) gibt es auch webbasierte Simulationsprogramme wie das bekannte PVGIS. Dieses wird von der Europäischen Kommission kostenlos zur Verfügung gestellt und beinhaltet unter anderem die Daten der Sonneneinstrahlung in ganz Europa mit einer Auflösung von 1 km x 1 km.

Nachfolgend findet sich eine kurze Anleitung zur Verwendung des Programms PVGIS.

Link zur Homepage von PVGIS: re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/



Anleitung zur Bedienung des Ertragssimulationsprogrammes PVGIS (Quelle: Eurac, PVGIS)

1. Am oberen rechten Bildschirmrand kann die Sprache (Deutsch, etc.) ausgewählt werden. Die Bedienung ist sehr einfach. Mit Hilfe einiger weniger Eingaben lässt sich rasch der Anlagenenertrag simulieren.
2. Geben Sie in das Feld unterhalb der Karte den Namen Ihres Ortes ein, gefolgt von Südtirol (z. B. Bozen „Südtirol“) und klicken Sie auf „Los!“.
3. In der Karte erscheint ein blauer Indikator, der meist auf das Dorfzentrum zeigt. Die Karte kann vergrößert und der Indikator zum gewünschten Gebäude verschoben werden. Die Koordinaten des Anlagenstandortes sind somit festgelegt.
4. Auf der rechten Bildschirmseite sind die technischen Parameter der Anlage festzulegen. So kann z. B. die PV-Technologie (Siliziummodule, CIS-Module, etc.), die Anlagenleistung, die Montageposition, der Neigungswinkel der Anlage und die Abweichung von Süden ausgewählt werden. Zur Durchführung der Ertragsberechnungen genügt ein Klick auf „Ergebnisse anzeigen“.
5. Die Ergebnisse werden zusammengefasst und in grafischer Form angezeigt, mit Angabe unter anderem der Werte der monatlichen Stromproduktion (= PV-Energieertrag) in kWh:

Wesentliche Faktoren bei der Planung und Auslegung von PV-Anlagen:

- Die zur Verfügung stehende (Dach-)Fläche, deren Ausrichtung und Neigung spielen bei der Planung und Dimensionierung der PV-Anlage eine wichtige Rolle.
- Für eine erste Berechnung der erforderlichen Fläche gilt trotz unterschiedlicher Wirkungsgrade und Ertragskapazitäten der verschiedenen PV-Technologien folgende Daumenregel: 1 kWp PV-Leistung benötigt rund 6-10 m² Fläche.
- Steht nur eine begrenzte Dachfläche zu Verfügung und soll eine Anlage mit möglichst großer Leistung installiert werden, so empfiehlt sich die kristalline Modultechnologie, da diese eine hohe Anlagenleistung pro m² erreicht.
- Es ist darauf zu achten, Verschattungen möglichst zu vermeiden.
- Ausgehend von den finanziellen Möglichkeiten sollten eine Wirtschaftlichkeitsanalyse und ein Finanzierungsplan erstellt werden.
- Es wird auf jeden Fall geraten, vor dem Bau einer PV-Anlage mehrere Angebote von verschiedenen PV-Anbietern einzuholen.

Wirtschaftlichkeit

Wesentliche Einflussfaktoren

Bedeutenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen haben grundsätzlich:

- Modulpreis
- Ertrag der PV-Anlage, der wesentlich abhängig ist von Standort, Neigung, Ausrichtung und Verschattung (konservativer Standard Südtirol: 1.000 – 1.050 kWh/kWp¹)
- Reparatur und Wartung
- Art der Finanzierung

Dabei sind im Wesentlichen folgende Kostenpunkte und Einnahmen einander gegenüberzustellen:

Die Einnahmen aus der PV-Anlage abzüglich der Betriebskosten und eventueller Finanzierungskosten erlauben generell eine Amortisation der getätigten Investition innerhalb von 7 bis 12 Jahren.

Kosten	Einnahmen
Investitionskosten	Energieverkauf / Energietausch
Betriebskosten	Ersparnis an Energiekosten durch Eigenverbrauch
Finanzierungskosten	

Investitionskosten

Die Investitionskosten einer PV-Anlage hängen vor allem von folgenden Faktoren ab:

- eingesetzte Modultechnologie
- Anlagenart
- installierte Anlagenleistung
- Dachtyp (z. B. Ziegel, Blech)
- statischen Maßnahmen (z. B. Schneelast)

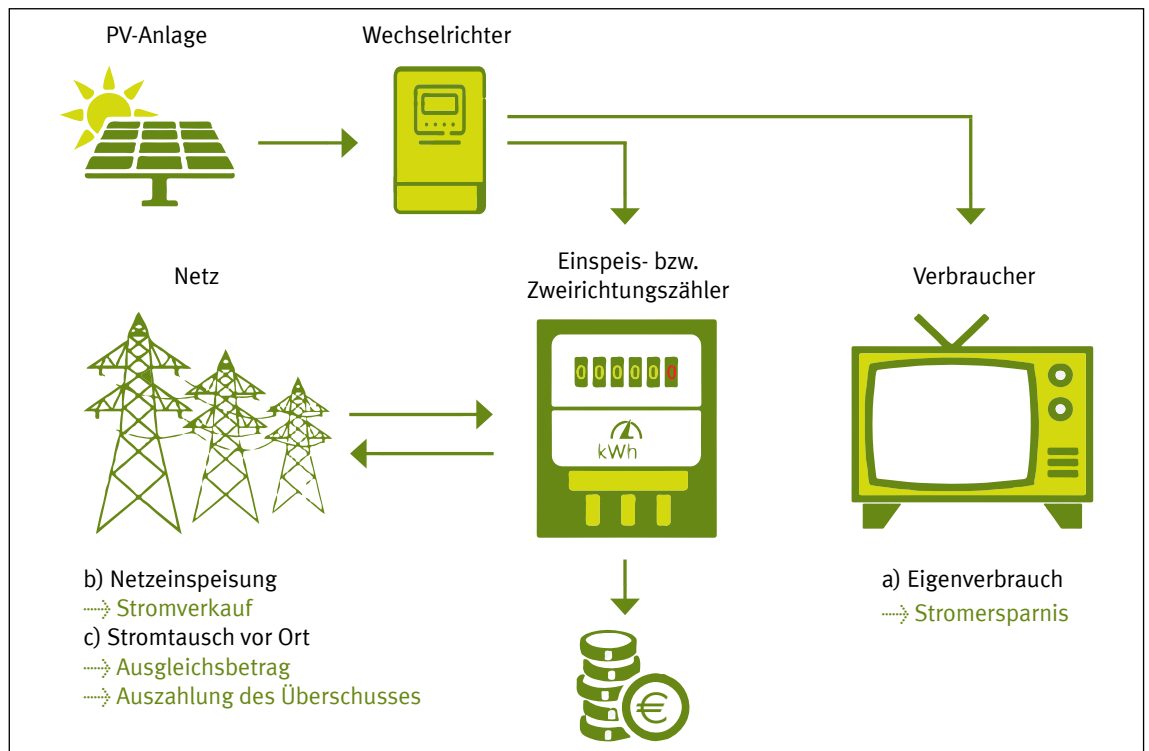
Da es bei PV-Anlagen grundsätzlich schwierig ist, von Preis-Mittelwerten zu sprechen, bietet es sich an, mehrere Angebote für die geplante Anlage einzuholen und sie miteinander zu vergleichen.

Für kleinere Anlagen fallen in der Regel höhere Preise je kWp an als für größere Anlagen.

Je nach Anlagengröße und Entwicklung des Marktes kann mit Preisen von rund 1.000,00 – 2.500,00 € je kWp Anlagenleistung für „schlüsselfertige“ Anlagen gerechnet werden.

¹ kWp = Kilowatt-Peak (englisch „Spitze“) ist eine Bezeichnung für die elektrische Spitzenleistung von PV-Modulen. Die Einheit erleichtert das Vergleichen von Modulen unter genormten Testbedingungen.

Einnahmen aus der PV-Anlage



Schematische Darstellung der Verwertungsmöglichkeiten der erzeugten Energie aus einer PV-Anlage
 (Quelle: Verändert nach TIS 2011 eigene Erhebung, Ethical Banking)

Es bestehen drei Verwertungsmöglichkeiten der erzeugten Energie. Der Strom kann entweder

- selbst verbraucht,
- ins Netz eingespeist und verkauft,
- mit dem Netz im Rahmen des Einspeisetarifs „scambio sul posto“ ausgetauscht werden.

Ein Vergleich eines typischen Tages-Produktionsverlaufes einer PV-Anlage mit dem Verbrauchsverlauf der angeschlossenen elektrischen Abnehmer, die im Laufe des Tages mit unterschiedlicher Leistung betrieben werden, zeigt, dass in der Mittagszeit die Produktion den Verbrauch übersteigt. Diese überschüssige Energie wird ins Netz eingespeist und kann entweder verkauft oder mittels Einspeisetarif „scambio sul posto“ verwertet werden.

• Eigenverbrauch

Der produzierte Solarstrom wird unmittelbar von den Verbrauchern, die an die PV-Anlage angeschlossen sind, verbraucht.

Beim Eigenverbrauch wird die produzierte Energie mit einem angenommenen Wert von rund 0,12 - 0,24 €/kWh (abhängig vom variablen Stromeinkaufspreis, welcher in der Stromrechnung unter „Kosten für Rohstoff Energie“ angeführt wird) verwertet, da sie als Ersparnis beim Einkauf von elektrischer Energie angesehen werden kann. Diese Ersparnisse bilden eine indirekte Einnahmequelle aus der PV-Anlage.

• Netzeinspeisung und Stromverkauf

Beim Stromverkauf kann zwischen zwei verschiedenen Verkaufsmöglichkeiten unterschieden werden:

1. „Ritiro dedicato“ (RID): Im Rahmen des „ritiro dedicato“ verkauft der Stromproduzent seinen Strom an den GSE. Der ins Netz eingespeiste Strom wird bei PV-Anlagen mit einer Nennleistung bis zu 1 MW gemäß jährlich festgesetzten Mindesttarifen vergütet. Diese Tarife gelten für die ersten 1,5 Mio. kWh und betragen bezogen auf das Jahr 2023 0,044 €/kWh, wobei abhängig vom stündlichen zonalen Börsenpreis der eingespeisten Energie ein Ausgleich auf Jahresbasis „im Folgejahr“ durchgeführt wird.

2. Direkter Energieverkauf an der Börse oder über einen Großhändler (Strom):
Durch den Stromverkauf wird die produzierte Energie zu den mitunter stark schwankenden Börsenpreisen verwertet. Der langjährige Durchschnitt des Börsenpreises liegt bei rund 0,06 €/kWh, welcher in den letzten Jahren enormen Schwankungen unterlag und sich im Jahr 2023 auf rund 0,11 – 0,13 €/kWh eingependelt hat.

- **„Scambio sul posto“ (SSP)**

Der Einspeisetarif „scambio sul posto“ ist eine besondere Form des Eigenverbrauchs, bei dem ein wirtschaftlicher Ausgleich zwischen der zu einem bestimmten Zeitpunkt produzierten und ins Netz eingespeisten Energie und der zu einem anderen Zeitpunkt vom Netz entnommenen Energie vorgenommen wird.

Grundsätzliches Vorgehen bei „scambio sul posto“:

1. Der Kunde speist die produzierte und nicht gleichzeitig verbrauchte elektrische Energie ins Netz ein.
2. Der GSE verkauft diese Energie auf dem Strommarkt.
3. Der Kunde kauft während des Jahres die benötigte elektrische Energie vom lokalen Stromanbieter und bezahlt die jeweilige Stromrechnung.
4. Der GSE zahlt am Ende des Jahres dem Kunden den Ausgleichsbetrag aus, der als Rückerstattung der Kosten für den Stromeinkauf bezogen auf den wirtschaftlichen Wert der ausgetauschten Energiemenge dient.
5. Übersteigt der Gegenwert der eingespeisten Energie die Kosten für den Stromeinkauf, kann ausgewählt werden, ob das Guthaben auf die nächsten Jahre gutgeschrieben oder ausbezahlt wird.

Damit um den Einspeisetarif „scambio sul posto“ angesucht werden kann, muss die Leistung der PV-Anlage unter 500 kWp liegen. Zudem müssen der Netzanschlusspunkt für die Einspeisung und jener für den Verbrauch übereinstimmen.

Um die Möglichkeit des Einspeisetarifs „scambio sul posto“ vorteilhaft auszunützen, sollte die PV-Anlage so dimensioniert werden, dass sie hauptsächlich dem Eigenverbrauch dient.

Im Rahmen des „scambio sul posto“ wurde die ins Netz eingespeiste Energie in Abhängigkeit vom Marktpreis für Strom im Jahr 2023 in etwa so vergütet:

- mit 0,10 – 0,16 €/kWh durch den Ausgleichsbetrag;
- mit 0,06 – 0,13 €/kWh bei Auszahlung des Überschusses zum aktuellen Strom-Marktpreis.

Der Einspeisetarif „scambio sul posto“ soll sowohl für neue als auch für Bestandsanlagen in absehbarer Zeit auslaufen.

Auszahlung der Vergütungen

Vergütungen bei Stromverkauf mit dem Einspeisetarif „ritiro dedicato“ (RID)

- Die Vergütung der ins Netz eingespeisten Energiemenge wird monatlich berechnet und ausbezahlt. Die Vergütung einer Monatsproduktion sollte innerhalb der zwei darauffolgenden Monate erfolgen. Es wird zunächst lediglich der garantierte Mindestpreis ausgezahlt (0,044 €/kWh im Jahr 2023). Am Ende des Jahres berechnet der GSE die Differenz aus Börsenpreis und dem vom GSE garantierten Mindestpreis. Sollte die Differenz positiv ausfallen wird der Differenzbetrag vom GSE ausbezahlt.

Vergütungen bei „scambio sul posto“ (SSP)

Der Ausgleichsbetrag wird folgendermaßen ausbezahlt:

- Alle drei Monate wird der Ausgleichsbetrag vom GSE mittels einer Vorausschätzung festgelegt und ausbezahlt, sofern ein vom GSE definierter Mindestbetrag erreicht wird.
- Am Ende des Jahres wird der effektive jährliche Ausgleichsbetrag berechnet und eine eventuelle Ausgleichssumme ausbezahlt.

Staatliche Fördertarife

Aktuell sind keine staatlichen Fördertarife für die durch PV erzeugte Energie vorgesehen.

Die in den 2010er Jahren für einen Zeitraum von 20 Jahren gewährten staatlichen Fördertarife, für die durch PV-Anlagen produzierte Energie trugen maßgeblich zur Wirtschaftlichkeit der errichteten Anlagen bei. Die Fördertarife wurden durch das sog. „Conto Energia“ geregelt, welches die „Förderung der elektrischen Energieproduktion aus Sonnenenergie mittels PV“ vorsah.

Betriebskosten

Die jährlichen Betriebskosten beinhalten im Wesentlichen Reparatur- und Wartungskosten, Versicherungskosten und Kosten für den Netzanschluss.

Aufgeteilt auf insgesamt 20 Betriebsjahre betragen die Betriebskosten jährlich rund 1,5 – 2 % der gesamten Investitionskosten.

Kostenkomponenten	Höhe der Kosten	Häufigkeit
Reparatur und Wartung	ca. 10 % der Investitionskosten infolge des Austauschs des Wechselrichters	alle 10 Jahre
Versicherung	10,00 – 20,00 €/kWp	jährlich
Messdienst	<ul style="list-style-type: none">Für Anlagen in Niederspannung: 6,24 € + MwSt.Für Anlagen in Mittelspannung 31,68 € + MwSt.	jährlich
Ritiro dedicato“ - Verwaltung GSE	<ul style="list-style-type: none">0,70 €/kW für Anlagen mit P < 20 kWp0,65 €/kW für Anlagen mit P > 20 < 200 kWp0,60 €/kW für Anlagen mit P > 200 kWp	jährlich
„Scambio sul posto“ - Verwaltung GSE	<ul style="list-style-type: none">0,00 € für Anlagen mit P < 3 kWp30,00 € für Anlagen mit P > 3 < 20 kWp30,00 € + 1 €/kW für Anlagen mit P > 20 < 500 kWp	jährlich
Summe	1,5 – 2 % an gesamten Investitionskosten (bei gleichmäßiger Verteilung der Reparatur- u. Wartungskosten über 20 Betriebsjahre)	jährlich

Wichtigste Betriebskosten-Komponenten von PV-Anlagen (Quelle: TIS eigene Erhebung)

Die Verantwortung für den Messdienst bei PV-Anlagen trägt der Netzbetreiber. Die Kosten für diesen Dienst müssen vom Anlagenbetreiber/-besitzer bezahlt werden und beinhalten die Wartung der Zähler, die periodische Ablesung und Registrierung der produzierten und eingespeisten Energie und die Übermittlung der abgelesenen Werte an die zuständige Behörde (GSE).

Steuern

Besteuerung der Stromproduktion

Durch die Stromproduktion aus PV-Anlagen erhält der Stromproduzent folgende direkte Einnahmen:

- Einnahmen aus dem Einspeisetarif
- Einnahmen aus dem Stromverkauf bzw. Ausgleichsbetrag/Auszahlung des Überschusses bei „scambio sul posto“

Die Steuerbelastung der Einnahmen aus der Stromproduktion hängt vom Nutzungszweck der Anlage, der Anlagenleistung und der Rechtspersönlichkeit des Anlagenbetreibers ab.

Die Stromproduktion aus PV-Anlagen ist bei netzgekoppelten Anlagen lediglich dann nicht zu versteuern, wenn die produzierte Energie auf Grund der Anbringung der PV-Anlage (z. B. Wohngebäude oder Zubehör zum Wohngebäude) hauptsächlich für den Privathaushalt des Stromproduzenten verwendet und die Anlagenleistung von

20 kWp nicht überschritten wird. Der Verkauf eines eventuellen Überschusses wird in diesem Fall als gelegentliches gewerbliches Einkommen eingestuft, welches in der Einkommenssteuererklärung angegeben werden muss. Dient die Anlage hingegen vorwiegend dem Verkauf der überschüssigen Energie, handelt es sich nicht mehr um eine private Anlage und die Stromproduktion muss über eine gewerbliche Tätigkeit versteuert werden.

Allgemein gültige steuerrechtliche Bestimmungen

Für den Bau einer PV-Anlage kann der begünstigte MwSt.-Satz von 10 % angewandt werden (Tabelle A, Teil III, Nr. 127-quinquies und Nr. 127-septies, D.P.R. 633/1972).

Wird der gesamte produzierte Strom verkauft, kann die für die Investition ausgegebene Mehrwertsteuer im Sinne von Art. 19, DPR 633/1972 verrechnet werden.

Wird die Anlage im Rahmen einer gewerblichen Tätigkeit verwendet, können die entstandenen Kosten vom Unternehmenseinkommen abgeschrieben werden.

Einspeisetarif

Mehrwertsteuer: Der Fördertarif befindet sich im Sinne von Art. 2, Abs. 3, Buchstabe a) des D.P.R. 633/1972 außerhalb des Anwendungsbereiches der Mehrwertsteuer.

Einkommenssteuer: Wird die Stromproduktion im Rahmen einer gewerblichen Tätigkeit ausgeübt, unterliegt der Fördertarif der progressiven Besteuerung.

Vorsteuerabzug von 4 %: Der Fördertarif unterliegt immer dann dem Vorsteuerabzug von 4 %, wenn die Stromproduktion im Rahmen einer gewerblichen Tätigkeit ausgeübt wird.

Wertschöpfungssteuer Irap: Wird die Stromproduktion im Rahmen einer gewerblichen Tätigkeit ausgeübt, unterliegt der Fördertarif auch der Wertschöpfungssteuer.

Seit dem 01.01.2022 ist die Wertschöpfungssteuer für Einzelunternehmen nicht mehr geschuldet.

Stromverkauf

Mehrwertsteuer: Der Stromverkauf unterliegt dem ordentlichen MwSt.-Satz von 22 %. Handelt es sich beim Käufer um einen Großanbieter, wie z. B. dem GSE, hat dieser im Sinne der Tabelle A, Teil III, Nr. 13 des D.P.R. 633/1972 das Recht, den Strom um 10 % einzukaufen.

Die Verkaufsrechnungen an Zwischenhändler (wie z. B. GSE) unterliegen dem Reverse-Charge-System. Dies bedeutet, dass die Verkaufsrechnung ohne MwSt. ausgestellt wird und somit vom Produzenten nicht mehr kassiert wird.

Da der Strom im Bereich der Mehrwertsteuer kein landwirtschaftliches Produkt ist (er hat keinen Kompensierungssatz), erfolgt die Tätigkeit der Stromproduktion im MwSt.-Normalsystem.

Einkommenssteuer: Wird die Stromproduktion im Rahmen einer gewerblichen Tätigkeit ausgeübt, unterliegt der Stromverkauf der progressiven Besteuerung.

Wertschöpfungssteuer Irap: Seit dem 01.01.2022 ist die Wertschöpfungssteuer für Einzelunternehmen nicht mehr geschuldet.

Für Personen und Kapitalgesellschaften kommt weiterhin der ordentliche Irap-Steuersatz zur Anwendung.

Stromverkauf eines landwirtschaftlichen Einzelunternehmers

Mehrwertsteuer: Der Stromverkauf an den GSE unterliegt dem begünstigten MwSt.-Satz von 10 % (Tabelle A, Teil III, Nr. 103 des D.P.R. 633/1972).

Da der Strom im Bereich der Mehrwertsteuer kein landwirtschaftliches Produkt ist, erfolgt die Tätigkeit der Stromproduktion im MwSt.-Normalsystem.

Einkommenssteuer: Im Sinne von Art. 2135 vom Z.G.B. wird die Stromproduktion aus PV-Anlagen als eine mit der Landwirtschaft verbundene Tätigkeit eingestuft, welche über die Katasterwerte abgedeckt ist. Voraussetzung ist, dass folgende Bedingungen erfüllt werden:

- Der Landwirt muss Eigentümer der Anlage sein.
- Die Grundflächen, welche sich im Eigentum bzw. zur Verfügung des Landwirts befinden, müssen vom Betriebsinhaber bewirtschaftet werden.
- Die Grundflächen müssen sich in derselben oder einer angrenzenden Gemeinde befinden, in welcher die PV-Anlage errichtet wurde.

Im Falle einer Stromproduktion aus Anlagen mit einer Leistung größer als 200 kWp muss zusätzlich eines der folgenden Kriterien eingehalten werden:

- Die Stromproduktion erfolgt über architektonisch integrierte oder teilweise integrierte Anlagen, welche am Betriebsgebäude (Stall, Stadel, etc.) angebracht sind.
- Der Umsatz aus der Landwirtschaft ist größer als der Umsatz aus der Stromproduktion über 200 kWp. Beim Umsatz aus der Stromproduktion wird der Förderbeitrag nicht berücksichtigt.
- Für jede 10 kWp, welche die 200 kW überschreiten, muss der landwirtschaftliche Unternehmer 1 ha Grund bewirtschaften. Dies gilt für Anlagen bis zu 1 MWp.

Wertschöpfungssteuer Irap: Erfolgt die Stromproduktion mittels Sonnenenergie im Rahmen einer mit der Landwirtschaft verbundenen Tätigkeit, unterliegen die Einnahmen im Falle von Personen- oder Kapitalgesellschaften bzw. anderer gewerblicher Körperschaften der Wertschöpfungssteuer IRAP. Seit dem 01.01.2022 ist die Wertschöpfungssteuer für Einzelunternehmen nicht mehr geschuldet.

Besteuerung des Einspeisetarifs

Mehrwertsteuer: Der Fördertarif befindet sich im Sinne von Art. 2, Abs. 3, Buchstabe a) des D.P.R. 633/1972 außerhalb des Anwendungsbereiches der Mehrwertsteuer.

Einkommenssteuer: Erfolgt die Stromproduktion eines landwirtschaftlichen Einzelunternehmers über eine mit der Landwirtschaft verbundene Tätigkeit, ist der Fördertarif laut Rundschreiben Nr. 32/E vom 6. Juli 2009 über die Katasterwerte abgedeckt.

Meldungen bei neuer wirtschaftlicher Tätigkeit

Wird die PV-Anlage zum Zweck des Verkaufes des gesamten Stromes errichtet oder plant ein landwirtschaftlicher Betrieb eine Zusatztätigkeit wie die Stromproduktion durch eine PV-Anlage auszuüben, ist es unumgänglich, dass vor Realisierung der PV-Anlage die Tätigkeit bei der Agentur der Einnahmen über den Tätigkeitskodex 35.11.00 gemeldet wird. Die steuerrechtliche Meldung dieser Tätigkeit muss auf alle Fälle vor den ersten Spesen erfolgen, damit diese in die Buchhaltung aufgenommen werden können.

Beim Handelsregister muss die Stromproduktion durch eine PV-Anlage ab effektiver Ausübung der Tätigkeit gemeldet werden, d. h. sobald die erste Stromeinspeisung erfolgt, oder bei Anlagen über 20 kWp, sobald die UTF-Lizenz erteilt wurde.

Vorwiegende Nutzung des Stromes im Rahmen der landwirtschaftlichen Tätigkeit (Eigenbedarf)

Wird eine Anlage zur Deckung des Eigenbedarfs des Betriebes errichtet, ist der Verkauf eines eventuellen Überschusses über die Besteuerung der Katasterwerte abgedeckt. Falls der Betrieb für das Normalsystem optiert hat, kann die Mehrwertsteuer des Ankaufes der Anlage in Abzug gebracht werden.

Findet der Strom auch für den Privathaushalt oder Urlaub auf dem Bauernhof Verwendung, wird der Überschuss als gelegentliches, gewerbliches Einkommen eingestuft. Der Mehrwertsteuerabzug ist in der Regel nicht möglich.

Finanzierungsmodelle

Einsatz von Eigenkapital

Wenn eine PV-Anlage ausschließlich mit Eigenkapital finanziert wird, tragen die von den Betriebskosten bereinigten Einnahmen (aus Stromverkauf und Eigennutzung) zur Rückzahlung der getätigten Investition bei. Die Amortisationsdauer beträgt grundsätzlich 7 bis 12 Jahre, abhängig von der Dimensionierung der Anlage, dem Eigenverbrauchsanteil sowie den Strompreisen. Dadurch, dass kein Darlehen aufgenommen wird, entfallen die Finanzierungskosten (Tilgungs-/Zinsraten), wodurch die Gewinne aus der Stromproduktion verhältnismäßig höher ausfallen.

Einsatz von Fremdkapital (z. B. Bankkredite)

Die Konditionen des Darlehens können sehr unterschiedlich ausfallen (fixer, variabler, indexierter oder kombinierter Zinssatz, Aufschläge, ...) und sind abhängig vom Kreditnehmer, der Höhe des Darlehens und der Finanzierungsdauer. Bei Fremdfinanzierung fallen die jährlichen Gewinne im Verhältnis niedriger aus, da jährliche Finanzierungskosten (Tilgungs-/Zinsraten) zu bezahlen sind. Es ist zu bemerken, dass bei kurzer Finanzierungsdauer die jährlichen Raten so hoch sein können, dass während des Finanzierungszeitraumes auch Verluste anfallen können. Die Finanzierungsdauer sollte daher so gewählt werden, dass dies vermieden wird.

Besonders bei hohem Fremdkapitalanteil sind die Darlehenslaufzeiten an die zu erwartenden Stromerlöse anzupassen.

Abschließen eines Leasingvertrages

Der größte Vorteil eines Leasingvertrages besteht in der Flexibilität des Finanzierungsplans und in der Möglichkeit, die gesamten Leasingraten von der Steuer abzuschreiben.

Falls jedoch die Stromproduktion im Rahmen einer mit der Landwirtschaft verbundenen Tätigkeit betrieben wird, erfolgt die Besteuerung über den Bodenertrag, von dem keine weiteren Kosten wie z. B. Leasingraten abgezogen werden können.

Vermietung von Dachflächen

Eine alternative Möglichkeit der Nutzung von PV besteht darin, Dachflächen zum Bau einer PV-Anlage zu vermieten. Der Vermieter hat den Vorteil, keine Verantwortung über die Realisierung und den Betrieb der Anlage zu haben. Sein Einkommen vom Mietvertrag ist unabhängig von den Erlösen der PV-Anlage, wodurch das Risiko relativ gering ist.

Derzeit werden in Abhängigkeit von der Ausrichtung, der Größe sowie dem Zustand des Daches im Schnitt zwischen 2,00 und 5,00 € pro m² Modulfläche und Jahr an Mietzins ausbezahlt.

Zu beachten ist, dass die Mietdauer meist mindestens 10 und normalerweise 20 Jahre beträgt und die Dachstruktur über diesen Zeitraum dauerhaft zur Verfügung stehen muss.

Besondere Aufmerksamkeit ist auf die Ausarbeitung des Mietvertrages zu legen. Ein klar formulierter Mietvertrag, der alle wesentlichen Punkte für die Vermietung einer Dachfläche beinhaltet, schützt den Vermieter vor unerwarteten Kosten oder geringeren Einnahmen. Der Mieter sichert sich dabei gewisse Rechte (z. B. Zutritt zur Anlage, ...), übernimmt gleichzeitig aber auch Pflichten (z. B. Wartung der Anlage, Sicherheit der Anlage, ...). Der Vermieter muss im Gegenzug den einwandfreien Betrieb garantieren und sichert sich dafür einen risikofreien Zusatzverdienst.

Anlagen zur Volleinspeisung

Anlagen zur Volleinspeisung sind Produktionsanlagen, welche den gesamten erzeugten Strom direkt und, ohne einen Eigenbedarf damit zu decken, in das öffentliche Stromnetz einspeisen.

Die Einspeisung findet über einen getrennten Stromanschluss und Zähler, welcher nur für die Einspeisung der PV-Anlage installiert wird, statt.

Bei der Volleinspeisung erhält der Anlagenbetreiber eine Vergütung für den eingespeisten Strom. Die Höhe der Vergütung hängt von verschiedenen Faktoren ab, entspricht im Regelfall jedoch dem stündlichen zonalen Börsenpreis. Dem Anlagenbetreiber steht es frei, einen Strom-Großhändler auf dem freien Markt als Abnehmer für seine produzierte Energie zu wählen. Im Regelfall wird jedoch, vor allem bei Anlagen bis 100 kW aufgrund der vereinfachten Zugangsvoraussetzungen, der GSE als Vertragspartner gewählt.

Der sogenannte, mit dem GSE abgeschlossene, Einspeisetarif „ritiro dedicato“ (RID) ist eine vereinfachte Methode für die Vermarktung des erzeugten und in das Netz eingespeisten Stroms. Dabei wird die eingespeiste Energie zu den stündlichen Börsenpreisen der Marktzone, in der sich die Anlage befindet, vergütet.

Ansuchen und Förderung

Förderungen und Beiträge für PV-Anlagen (auch in Kombination mit Batteriespeichern) werden vom Staat sowie der Autonomen Provinz Bozen bereitgestellt. Je nach Fördergeber und Förderschiene können diese von Privatpersonen oder Betrieben in Anspruch genommen werden.

Grundsätzlich muss zwischen Steuerabsetzbeträgen und Verlustbeiträgen unterschieden werden:

- **Steuerabsetzbeträge** für die Installation von privaten PV-Anlagen (staatliche Maßnahme): Auf die Investitionskosten kann ein Steuerabsetzbetrag, welcher gleichmäßig auf 10 Jahren aufgeteilt wird, geltend gemacht werden.
- **Verlustbeiträge:** Die Provinz Bozen gewährt einen Landesbeitrag für Betriebe, welche eine PV-Anlage (auch in Kombination mit Batteriespeichern oder Wärmepumpen) zur Deckung des Eigenbedarfs an elektrischer Energie realisieren. Hierbei wird der von der Provinz Bozen festgelegte Prozentsatz der anerkannten Installationskosten als Verlustbeitrag ausbezahlt. Ansuchen für Landesbeiträge können jeweils vom 1. Januar bis zum 31. Mai des Jahres an die Landesagentur für Energie und Klimaschutz eingereicht werden.

Nähere Informationen sowie eine Broschüre zu den aktuellen Fördermaßnahmen der Provinz Bozen sind auf der Website der Landesagentur angeführt, welche unter folgendem Link abrufbar ist: (<https://umwelt.provinz.bz.it/dienstleistungen/beitraege-dienste.asp>)

Der Beitrag kann nicht mit anderen Förderungen kumuliert werden, die etwa vom Staat (z. B. Steuerabsetzbeträge), anderen Landesgesetzen oder wiederum anderen Gesetzen zu Lasten des Landeshaushalts gewährt werden.

Sofern vorgesehen können Verlustbeiträge auch von staatlicher Seite in Anspruch genommen werden.

Häufig sind Fördermechanismen zeitlich begrenzt oder relativ kurzfristig verfügbar. Es ist ratsam sich vor der Planung der PV-Anlage diesbezüglich zu informieren. Hilfreich hierbei ist das vom Südtiroler Bauernbund zur Verfügung gestellte „Infoblatt Photovoltaik“, welches laufend aktualisiert wird und im Mitgliederportal „mein SBB“ verfügbar ist. Zusätzlich steht die Abteilung Innovation & Energie im Südtiroler Bauernbund den Mitgliedern als Ansprechpartner zur Verfügung.

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft

Die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EEG) ist ein neues Instrument, welches auf Grundlage europäischer Richtlinien auch in Italien umgesetzt wird.

Die EEG, im Italienischen als Comunità Energetica Rinnovabile (CER) bezeichnet, ist der Zusammenschluss mehrerer Produzenten/Verbraucher zu einer Gemeinschaft. Um die staatlichen Fördermittel auf den zum Zeitpunkt der Produktion stattfindenden Verbrauch zu erhalten, müssen sich alle Verbrauchspunkte einer EEG sowie die Produktionsanlagen innerhalb derselben Primärkabine befinden. Die Mitglieder einer EEG haben die Möglichkeit, die durch die PV-Anlage erzeugte Energie direkt selbst zur Deckung der eigenen Verbräuche zu nutzen und den Überschuss in das öffentliche Netz einzuspeisen. Die Kombination mit dem Einspeisetarif „scambio sul posto“ ist für Anlagen, welche Teil einer EEG sind, ausgeschlossen.

Für die in das Netz eingespeiste Energie erhält der Produzent den entsprechenden Börsenpreis. Zuzüglich zum Börsenpreis für Strom erhält die EEG einen Fördertarif auf dem gemeinsam genutzten Strom. Dieser kann unter gewissen Rahmenbedingungen in der Gemeinschaft aufgeteilt werden. Es besteht auch die Möglichkeit als EEG neue Energie-Erzeugungs-Anlagen zu finanzieren, zu errichten, und den Strom gemeinsam zu nutzen. Die Förde-

rung für den Anteil der zeitgleich zur Produktion genutzten Energie durch die Teilnehmer der EEG wird einmal pro Jahr vom GSE an die EEG ausbezahlt. Wie die Verteilung der entsprechenden Einnahmen innerhalb der EEG geregelt wird, wird von der EEG selbst entschieden. Es sind Förderungen in Höhe von rund 0,12 €/kWh für zeitgleich zur Produktion innerhalb der EEG genutzte Energie zu erwarten. Zur Veranschaulichung der Abläufe innerhalb einer EEG hat der Südtiroler Bauernbund ein Informationsvideo erstellt, welches unter folgendem Link abrufbar ist: <https://www.youtube.com/watch?v=fPsCxjyuEI>

Tool zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen

Zur selbstständigen Berechnung der wirtschaftlichen Rentabilität einer PV-Anlage steht im Mitgliederportal „mein SBB“ des Südtiroler Bauernbundes ein Berechnungstool zur Verfügung.

Der SBB hat im Rahmen des Projektes INNOPhotovoltaik ein Tool entwickelt, mit dem sich die Zusammenhänge zwischen Stromverbrauch, Standort und Größe der PV-Anlage sowie Investitions- und Energiekosten darstellen lassen und zum besseren Verständnis der einzelnen Faktoren beitragen.

Durch die Auswahl zwischen vorgegebenen Antwortmöglichkeiten wird die jährlich zu erwartende Produktion und der mögliche Eigenverbrauchsanteil an Strom errechnet. Dadurch können bereits wesentliche Planungsfaktoren festgelegt werden.

Weitere wichtige Planungsgrößen, darunter die geplante Anlagenleistung in kWp, die Speicherkapazität eines Batteriespeichersystems in kWh, die jeweiligen Investitionskosten für PV-Anlage und Speichersystem sowie die Börsenstrompreise für die überschüssige und in das öffentliche Netz eingespeiste Energie können ebenfalls ausgewählt werden. Auf Basis der eingegebenen Daten errechnet das Tool die Wirtschaftlichkeit einer entsprechenden Anlage. Dieses Tool ersetzt keine Beratung und Planung einer PV-Anlage durch einen Experten, sondern soll als Verständnishilfe dienen.

Fallbeispiel: Wirtschaftlichkeitsberechnung einer 8 kWp-Anlage

Ausgangssituation

Aufdachanlage auf einem Stadeldach

- Szenario 1: Dachneigung 30°, nach Süden ausgerichtet; jährliche Stromproduktion = 1.150 kWh/kWp.
- Szenario 2: Dachneigung 30°, nach Süden ausgerichtet; jährliche Stromproduktion = 1.150 kWh/kWp inkl. Batteriespeicher mit 8kWh (Dimensionierung 1:1 zur Anlagenleistung) zur Erhöhung der Eigennutzung der erzeugten Energie

Es wird angenommen, dass die jährliche Eigennutzung 2.000 kWh ohne Batterie bzw. 4.000 kWh mit einem Speichersystem beträgt. Die überschüssige Energie wird ins Netz eingespeist und mittels Einspeisetarif „ritiro dedicato“ verkauft/vergütet. Die jährlichen Einnahmen beziehen sich auf die produzierte Energie im ersten Betriebsjahr und werden wie folgt berechnet:

- Die ins Netz eingespeiste Energie wird um 0,13 €/kWh verkauft.
- Für die augenblicklich verbrauchte Energie wird eine Ersparnis in der Stromkostenrechnung von 2.000 kWh/Jahr x 0,23 €/kWh = 460,00 €/Jahr bzw. 4.000 kWh/Jahr x 0,20 €/kWh = 920,00 € berechnet.

Die mittleren jährlichen Einnahmen unter Berücksichtigung des Ertragsverlustes, der Inflationsrate und des Strompreisanstiegs wird zum leichteren Verständnis in diesem Fallbeispiel nicht berücksichtigt.

Die mittleren jährlichen Betriebskosten betragen rund 320,00 €. Hinsichtlich der Investitionskosten werden drei verschiedene Preiskategorien angenommen. Ein eventueller Austausch des Batteriespeichers wird in der Berechnung nicht berücksichtigt.

Ergebnisse

Für jedes der genannten drei verschiedenen Preisangebote wird die Rentabilität der Anlage berechnet. Dabei wird angenommen, dass die Anlage entweder ohne oder mit 50 % Fremdkapitaleinsatz (Finanzierungszeitraum: 15 Jahre; Zinssatz: 50 %) finanziert wird.

	Installierte Leistung: 8 kWp Anlagenart: Anlage auf Gebäuden			Preis für Stromverkauf: 0,13 €/kWh Eingesparte Stromkosten: 0,23 €/kWh		
	Szenarien					
	1 = ohne Speichersystem			2 = inkl. Speichersystem		
Spezifischer Wirkungsgrad	1.150 kWh/kWp			1.150 kWh/kWp		
Produzierte Energie*	9.200 kWh			9.200 kWh		
Jährliche verbrauchte Energie	2.000 kWh			4.000 kWh		
Ins Netz eingespeiste Energie*	7.200 kWh			5.200 kWh		
Einnahmen aus dem Stromverkauf*	0,13 €/kWh x 7.200 kWh = 936,00 €			0,13 €/kWh x 5.200 kWh = 1.066,00 €		
Einnahmen aus Ersparnis an Energiekosten*	0,23 €/kWh x 2.000 kWh = 460,00 €			0,23 €/kWh x 4.000 kWh = 800,00 €		
Gesamte jährliche Einnahmen*	1.396,00 €			1.596,00 €		
Jährliche Betriebskosten	320,00 €			320,00 €		
Spezifische Investitionskosten	1.600 €/kWp	1.900 €/kWp	2.200 €/kWp	PV: 1.600 €/kWp Batterie: 800 €/kWh	PV: 1.900 €/kWp Batterie: 800 €/kWh	PV: 2.200 €/kWp Batterie: 800 €/kWh
Investitionskosten	-12.800 €	-15.200 €	-17.600 €	-19.200 €	-21.600 €	-24.000 €
Mit 100 % Eigenfinanzierung						
Kumulierter Kassenfluss im 20. Betriebsjahr	8.720 €	6.320 €	3.920 €	6.320 €	3.920 €	1.520 €
Amortisationsdauer	12,5 Jahre	14,5 Jahre	16,5 Jahre	15 Jahre	17 Jahre	19 Jahre
Mit 50 % Fremdfinanzierung**						
Jährliche Finanzierungskosten (Annuität)	-607 €	-721 €	-835 €	-911 €	-1.025 €	-1.138 €
Kumulierter Kassenfluss im 20. Betriebsjahr	6.010 €	3.102 €	193 €	2.254 €	-654 €	-3.562 €

*im ersten Betriebsjahr

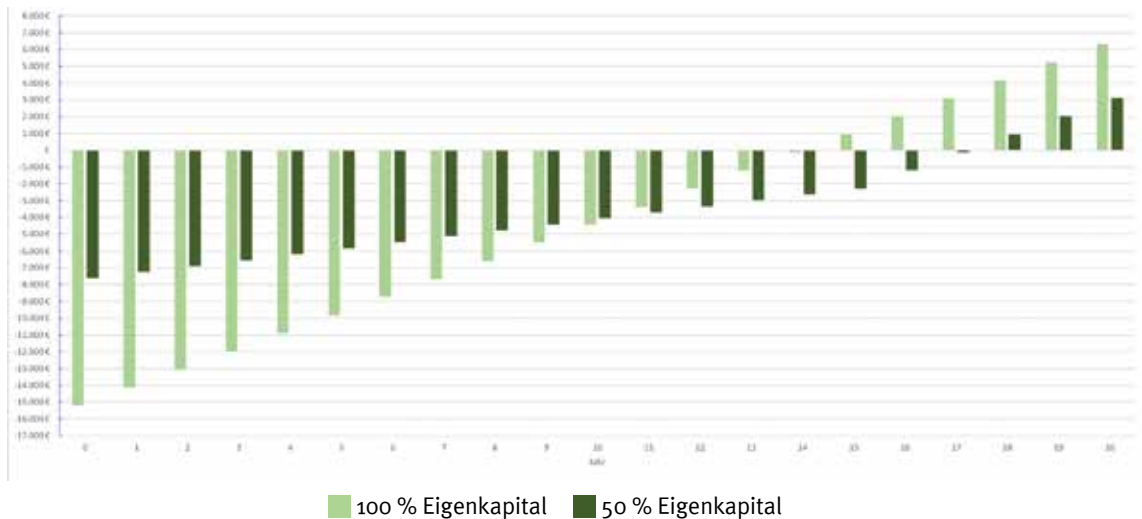
**15 Jahre Darlehen, Zinssatz 5 %

Wichtigste Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung einer 8 kWp Aufdachanlage mit und ohne Speichersystem

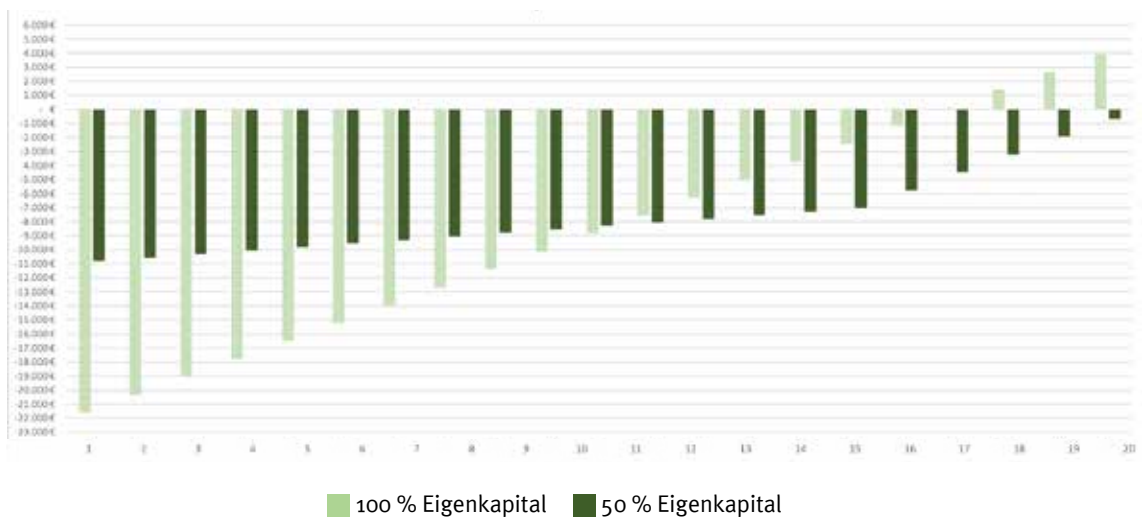
Bezogen auf die zwei oben genannten Szenarien werden die jährlichen Kassenflüsse des Eigenkapitals ohne und mit 50 % Fremdfinanzierung sowie einem Anlagenpreis von 1.900,00 €/kWp für die PV-Anlage und 800,00 €/kWh für das Speichersystem nachfolgend grafisch dargestellt.

Wie aus nachstehenden Abbildungen hervorgeht, übersteigen die jährlichen Einnahmen auch bei 50 % Fremdfinanzierung bereits im ersten Betriebsjahr die jährlichen Finanzierungs- und Betriebskosten; d. h. der Anlagenbetreiber erwirtschaftet bereits mit dem ersten Betriebsjahr Gewinne, obwohl er die PV-Anlage zu 50 % fremdfinanziert.

Bei weniger optimalen Produktionsbedingungen oder bei 100 % Fremdfinanzierung können die jährlichen Einnahmen kaum oder gar nicht die anfallenden Finanzierungs- und Betriebskosten decken. In einigen Fällen kann es auch bei geringem Produktionspotential und hohen Investitionskosten vorkommen, dass sich der Anlagenbetreiber während der gesamten Finanzierungsdauer im Verlustbereich befindet. Hier empfiehlt es sich, entweder die Finanzierungsdauer anzupassen oder entsprechend mehr Eigenkapital einzubringen.



Kassenflüsse einer 8-kWp-Aufdachanlage in Südtirol bei Finanzierung durch 100 % Eigenkapital oder 50 % Fremdkapital (Quelle: SEV)



Kassenflüsse einer 8-kWp-Aufdachanlage mit 8-kWh-Batteriespeicher bei Finanzierung durch 100 % Eigenkapital oder 50 % Fremdkapital (Quelle: SEV)

Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen

Anlagen, die auch ohne Batterien akzeptable Eigenverbrauchsanteile erreichen, sind am wirtschaftlichsten, jedoch kann durch Batteriespeicher der Eigenverbrauchsanteil, der sich meist im Bereich von 20 bis 40 % bewegt, in vielen Fällen nahezu verdoppelt werden. Die Installation eines Batteriespeichers kann besonders dann interessant sein, wenn man einen hohen Stromverbrauch in den Morgen- oder Abendstunden oder in der Nacht hat und die Differenz zwischen Verkaufs- und Einkaufspreis der Energie entsprechend hoch ist. Batteriesysteme dürfen nicht überdimensioniert werden, da diese bei zu geringer Auslastung ohne wesentliche Investitionsbeiträge in der Regel nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Bezüglich Lebensdauer geht man momentan von 10 – 15 Jahren aus. Allerdings gibt es hier bisher kaum Langzeit-Erfahrungswerte für die Lebensdauer von Batteriesystemen im Zusammenhang mit PV-Anlagen.

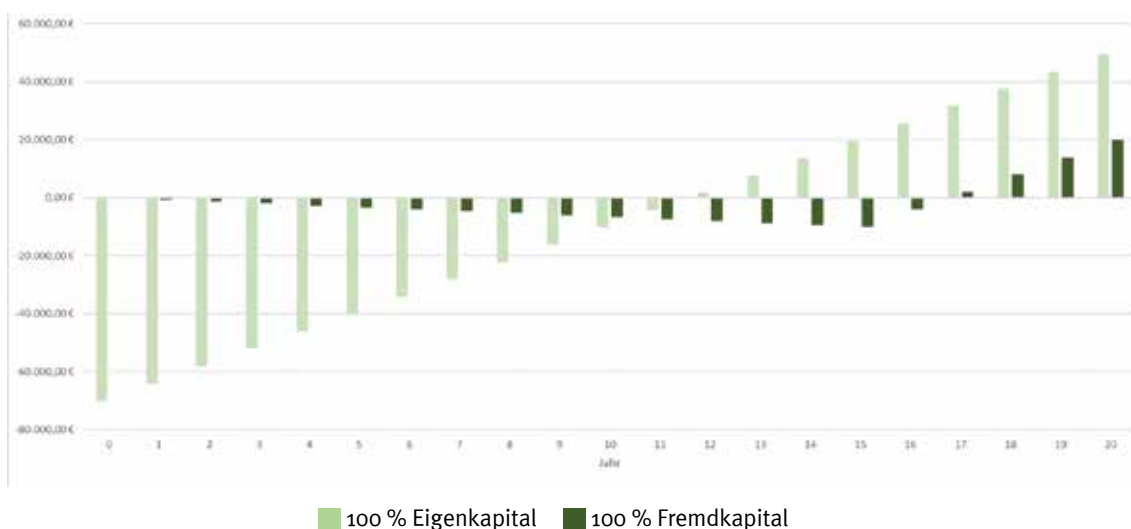
Wie im Rechenbeispiel der 8 kWp Anlage mit und ohne Batteriespeichersystem aufgezeigt, kann ein Batteriesystem einen wesentlichen Einfluss auf den Eigenverbrauchsanteil haben. Die Preisdifferenz zwischen Stromeinkauf und Stromverkauf kann als Einsparung und somit als Einnahme, welche für die Amortisation des Batteriespeichers dient, angesehen werden. Bei geringen Preisdifferenzen von einigen Cent, wie z. B. in den vorhergehenden Berechnungen, hat die Installation eines Batteriespeichers einen negativen Einfluss auf die Amortisationsdauer der Gesamtanlage.

Fallbeispiel: Wirtschaftlichkeitsberechnung einer 50 kWp-Anlage

	Installierte Leistung: 50 kWp			Preis für Stromverkauf: 0,13 €/kWh		
	Anlagenart: Anlage auf Gebäuden					
	Szenarien					
	1 = niedriges PV-potential			2 = hohes PV-potential		
Spezifischer Wirkungsgrad	900 kWh/kWp			1.150 kWh/kWp		
Produzierte Energie*	45.000 kWh			57.500 kWh		
Ins Netz eingespeiste Energie*	45.000 kWh			57.500 kWh		
Einnahmen aus dem Stromverkauf*	0,13 €/kWh x 45.000 kWh = 5.850 €			0,13 €/kWh x 57.500 kWh = 7.475 €		
Gesamte jährliche Einnahmen*	5.850 €			7.475 €		
Jährliche Betriebskosten*	-1.500 €			-1.500 €		
Spezifische Investitionskosten pro kWp	1.200 €/kWp	1.400 €/kWp	1.600 €/kWp	1.200 €/kWp	1.400 €/kWp	1.600 €/kWp
Investitionskosten	-60.000 €	-70.000 €	-80.000 €	-60.000 €	-70.000 €	-80.000 €
Mit 100 % Eigenfinanzierung						
Kumulierter Kassenfluss im 20. Betriebsjahr	27.000 €	17.000 €	7.000 €	59.500 €	49.500 €	39.500 €
Amortisationsdauer	14 Jahre	16 Jahre	18,5 Jahre	10 Jahre	11,5 Jahre	13,5 Jahre
Mit 50 % Fremdfinanzierung**						
Jährliche Finanzierungskosten (Annuität)	-5.696 €	-6.643 €	-7.591 €	-5.693 €	-6.643 €	-7.591 €
Kumulierter Kassenfluss im 20. Betriebsjahr	-1.593 €	-12.640 €	-26.873 €	34.093 €	19.859 €	5.626 €

*im ersten Betriebsjahr

**15 Jahre Darlehen, Zinssatz 5 %



Kassenflüsse einer 50-kWp-Aufdachanlage zur Volleinspeisung in Südtirol. Bei Finanzierung 100 % Eigenkapital oder 50 % Fremdkapital Erstellungskosten von 1.400,00 €/kWp. (Quelle: SEV)

Bau und Inbetriebnahme der Anlage

Falls die Rahmenbedingungen (u. a. gegebene Wirtschaftlichkeit aufgrund des geschätzten jährlichen Anlagenenertrags und der Kosten) passen, kann der Bau der PV-Anlage ins Auge gefasst werden.

Ansuchen an den Netzbetreiber

Im Rahmen des Ansuchens um Netzanschluss muss zuerst beim zuständigen Netzbetreiber (z. B. Edyna oder lokale Verteilerbetriebe) ein Kostenvoranschlag angefragt werden. Dabei müssen die Formulare des jeweiligen Netzbetreibers verwendet und die gewünschte Anschlussleistung sowie der Anschlusspunkt mitgeteilt werden. Für die Ausarbeitung des Kostenvoranschlags muss der Antragsteller eine Gebühr zahlen (z. B. 100,00 € bei einer Anschlussleistung von bis zu 50 kWp).

Nach Erhalt des Ansuchens ist der Netzbetreiber verpflichtet, innerhalb eines bestimmten Zeitraumes (20 Arbeitstage bei einer Anschlussleistung unter 100 kWp) den Kostenvoranschlag vorzulegen, mit Angabe des Anschlusspunktes ans Netz, der Kosten für den Netzanschluss und den Zeitraum bis zum möglichen Anschluss. Die Kosten für den Netzanschluss werden von der Aufsichtsbehörde ARERA geregelt und hängen grundsätzlich von der Anschlussleistung und der Luftdistanz zwischen Anschlusspunkt und nächstliegender Trafokabine ab. Der Antragsteller hat 45 Arbeitstage Zeit, den Kostenvoranschlag zu akzeptieren und mit dem Netzbetreiber einen Vertrag abzuschließen.

Der Anschluss kann bis 100 kWp in Niederspannung erfolgen, darüber hinaus wird er in Mittelspannung realisiert.

Bei Anlagen bis 500 kWp muss dem Netzbetreiber zusätzlich mitgeteilt werden, ob um den Einspeisetarif „scambio sul posto“ angesucht wird oder nicht.

Errichtung der Anlage

Die Bauphase von Aufdachanlagen beträgt üblicherweise nur einige Tage, bei architektonisch integrierten Anlagen dauert sie etwas länger.

Im Zuge der Errichtung der PV-Anlage werden vom Netzbetreiber gleichzeitig die entsprechenden Zähler installiert.



Montage einer PV-Anlage (Quelle: PVEnergy)

Zähler, Meldungen und Gebühren

Anschluss (Anschließen der Anlage, Anschlussleistung usw.)

Grundsätzlich gilt zu unterscheiden, ob ein bereits bestehender Netzanschluss für die Installation der Anlage genutzt werden kann, um die Anlage anzuschließen oder ob ein neuer Anschluss an das Netz realisiert werden muss. Bei Anlagen für den Eigenverbrauch oder mit dem Tarif „scambio sul posto“ wird der bestehende Bezugszähler als Einspeisepunkt genutzt. Dadurch entfallen die Kosten für die Realisierung des neuen Anschlusses und die entsprechenden Kosten für den neuen Anschluss.

Bei einem neu zu realisierenden Anschluss (z. B. für eine Anlage mit Volleinspeisung) muss beim zuständigen Netzbetreiber für einen Stromanschluss angesucht werden. Der Netzbetreiber stellt nach Zahlung der Bearbeitungsgebühr das entsprechende Angebot für die Realisierung des Anschlusses aus, in welchem neben den effektiven Kosten für den Anschluss auch der Zeitpunkt der Durchführung der Arbeiten angegeben ist. Um den Anschluss der PV-Anlage an das Netz muss beim Netzbetreiber angesucht werden. Nach Zahlung der Bearbeitungsgebühr wird vom Netzbetreiber ein entsprechendes Angebot ausgestellt welches die Kosten für die Anpassung der Leistung an die Anlagenleistung und die entsprechenden Arbeiten sowie den Zeitpunkt der Durchführung der Arbeiten enthält. Nach Angleichung der Vertragsleistung an die Anlagenleistung und Anschluss der Anlage kann die Vertragsleistung wieder auf den Ausgangswert reduziert werden.

Handhabung der Zähler (Trennung der Zähler, Smart Meter usw.)

Bei Anlagen mit Total- oder Teilverkauf sowie bei Anlagen mit dem Einspeisetarif „scambio sul posto“ kann der bestehende Bezugszähler genutzt werden und es ist kein zusätzlicher Produktionszähler notwendig.

Lediglich bei Anlagen mit einer Leistung von mehr als 20 kW mit dem Einspeisetarif „scambio sul posto“ ist zusätzlich zum Einspeisezähler ein Produktionszähler notwendig.

Es wird empfohlen, für den Privatbereich, die Landwirtschaft sowie die anderen getrennten Tätigkeiten, wie beispielsweise Urlaub auf dem Bauernhof, jeweils getrennte Anlagen vorzusehen. Infolgedessen sollten für jeden getrennten Bereich eigene Stromzähler installiert werden. Dies deshalb, weil die Anlagen steuerlich in den einzelnen Bereichen unterschiedlich behandelt werden müssen. Falls im Betrieb hingegen nur ein Stromzähler vorhanden ist, kann die Nutzung des Stromes nicht nach objektiven Kriterien aufgeteilt werden. In der Folge ist die Mehrwertsteuer nicht abzugsfähig. Sollte die Nutzung des Stromes, etwa durch die Verwendung von Sub-Zählern, am Ende des Jahres nach objektiven Kriterien aufgeteilt werden können, ist ein anteilmäßiger Abzug der Mehrwertsteuer (pro quota) möglich.

In zuständigen Steuerberatungsstellen (z. B. Abteilung Steuerberatung in den jeweiligen SBB-Bezirksbüros) werden die entsprechenden Meldungen erstellt und eingereicht. Um Verspätungen und damit einhergehend etwaige Strafen zu vermeiden, wird empfohlen sich frühzeitig zu informieren.

Gebühren in den jeweiligen Leistungskategorien

Die Gebühren für den Anschluss der Anlage werden vom Netzbetreiber im Kostenvoranschlag mitgeteilt und betragen 100,00 € zzgl. MwSt. zuzüglich der eventuell notwendigen Leistungsangleichung des Zählers. Die Kosten für die Leistungsangleichung betragen je kW und abhängig von der Entfernung zur nächsten Sekundärkabine rund 80,00 €/kW zzgl. MwSt.

Für den Messdienst werden die Tarife jährlich von der Aufsichtsbehörde ARERA festgelegt und betragen im Jahr 2023 6,24 € je Zähler.

Für Produktionszähler fallen zusätzlich zu den Kosten für den Messdienst Kosten für Zählermiete und Wartung in Höhe von 12,25 €/Jahr an. Diese Kosten werden ebenfalls von der Aufsichtsbehörde ARERA festgelegt.

Ansuchen beim Ufficio Tecnico di Finanza (UTF)

Betreiber von PV-Anlagen unter 20 kWp oder von PV-Anlagen über 20 kWp mit Totalverkauf müssen beim zustän-

digen Zollamt um einen sog. „Betriebskodex“ ansuchen, für welchen keine Lizenzgebühren fällig sind. Betreiber von PV-Anlagen über 20 kWp mit Eigenverbrauch müssen beim zuständigen Zollamt um eine sog. „Betriebslizenz“ ansuchen, für die eine jährliche Lizenzgebühr von 23,24 € geschuldet ist.

Alle Betreiber von PV-Anlagen über 20 kWp sind verpflichtet, jährlich beim zuständigen Zollamt (Ufficio Tecnico di Finanza) eine Meldung über die Tätigkeit als Stromproduzent, die sog. UTF-Erklärung, einzureichen (Zeitraum: 01. Januar – 31. März). Zusätzlich müssen die Betreiber von PV-Anlagen über 20 kWp mit Eigenverbrauch ein Produktionsregister führen und – falls der Strom für die Erst- bzw. Zweitwohnung genutzt wird – jährlich eine Verbrauchssteuer entrichten. Falls auf einem Gebäude zwei oder mehrere Anlagen vom selben Anlagenbetreiber installiert werden, muss berücksichtigt werden, dass das zuständige Zollamt diese als eine einzige Anlage betrachtet und die jeweiligen Leistungen der Anlagen addiert werden.

Bei Unklarheiten ist es ratsam, sich direkt beim zuständigen Zollamt zu informieren.

Sämtliche Meldungen können selbst auf den Portalen des GSE und des Zollamtes vorgenommen werden, jedoch empfiehlt sich hier, auf Dienstleister zurückzugreifen, die diese für den Betrieb abwickeln.

Je nach Anlagengröße und den damit verbundenen verpflichtenden Meldungen fallen inklusive der Rechnungstellung an den GSE und die verpflichtende elektronische Archivierung der Verkaufsrechnungen jährliche Kosten in Höhe von rund 350 – 600 € an. Es gilt deshalb besonders bei geplanten Anlagen, welche nur geringfügig die Leistung von 20 kW überschreiten, abzuwägen, ob die verwaltungstechnischen Mehrkosten durch die Mehrumlöse bzw. durch gegebenenfalls geringere Installationskosten abgegolten werden.

Bauende-Meldung

Das Bauende muss dem Netzbetreiber mitgeteilt werden, damit dieser die notwendigen Vorbereitungen für den Netzanschluss treffen kann. Der Netzanschluss muss im Falle von einfachen Arbeiten innerhalb von 30 Arbeitstagen und in komplexeren Fällen innerhalb von 90 Arbeitstagen erfolgen.

Inbetriebnahme

Die PV-Anlage nimmt der Anlagenbauer zusammen mit einem Techniker des Netzbetreibers in Betrieb. Dabei werden die PV-Anlage und die Sicherheitseinrichtungen begutachtet und kontrolliert. Anschließend wird die Anlage mit dem Netz verbunden. Zudem werden die notwendigen Messungen durchgeführt und protokolliert, der für Anlagen mit einer Leistung von über 20 kW mit dem Einspeisetarif „scambio sul posto“ notwendige Produktionszähler sowie der Wechselrichter verplombt und abschließend das Inbetriebnahmeprotokoll verfasst.

Abnahme, Einweisung und Übergabe der Anlage

Nach Abschluss der Arbeiten muss der Anlagenbauer die Konformitätserklärung über die ordnungsgemäße Ausführung der Arbeiten ausstellen.

Die **technische Abnahme** erfolgt durch einen im Berufsverzeichnis eingetragenen Techniker, der vom Anlagenbetreiber/-besitzer oder vom Anlagenbauer beauftragt wird. Das Abnahmeprotokoll für die technische Abnahme muss dem Netzbetreiber und dem GSE übermittelt werden.

Die **administrative Abnahme** erfolgt durch den Anlagenbetreiber/-besitzer zusammen mit dem Anlagenbauer. Dabei wird das Angebot mit der ausgeführten Anlage und den effektiv erbrachten Leistungen verglichen und eventuelle Korrekturen in der Endabrechnung vorgenommen.

Bei der **Einweisung in die Anlage** muss der Anlagenbauer dem Anlagenbetreiber/-besitzer die notwendigen Informationen zur Bedienung der Anlage sowie eine ausführliche Dokumentation der Anlage übergeben.

Mit dem **Übergabeprotokoll**, das vom Anlagenbauer und vom Anlagenbetreiber/-besitzer gegengezeichnet wird, beginnen auch Garantie und Gewährleistung.

Betrieb der Anlage

Leistungsminderung der PV-Module

Die Leistung von Solaranlagen kann durch verschiedene Faktoren beeinträchtigt werden, die in reversible und irreversible Faktoren unterteilt werden. Zu den reversiblen Faktoren gehören Schnee, Verschmutzung und Abschattung. Die irreversible Leistungsabnahme von Solarmodulen wird als Moduldegradation bezeichnet und ist ein komplexes Forschungsthema.

Die erwartete Alterung von Solarmodulen wird in den Moduldatenblättern festgehalten. Die Hersteller garantieren eine jährliche lineare Leistungsabnahme von 0,3 % bis 0,5 %, wobei im ersten Jahr eine erhöhte Degradation von bis zu 2 % auftritt, bedingt durch spezifische, anfänglich verstärkte Degradationsprozesse.

Von Anlagenbetreibern durchzuführende Meldungen

Für Anlagen über 20 kW ist jährlich die UTF-Erklärung durchzuführen.

Für Anlagen über 100 kW sind zusätzlich zur UTF-Erklärung die in der Indagine ARERA vorgesehenen Meldungen durchzuführen:

Indagine ARERA

Die ARERA ist die italienische Aufsichtsbehörde für Strom, Gas und Wasserdienst. Um deren Produktion statistisch auswerten zu können, müssen sich Betreiber von Anlagen mit einer Leistung über 100 kWp im Portal der Aufsichtsbehörde registrieren. Sie sind verpflichtet, jährlich folgende Meldungen durchzuführen:

Statistikmeldung zu den Produktionsdaten

Die Daten der Produktion, des Eigenverbrauchs und des Verkaufs müssen in kWh angegeben werden. (Zeitpunkt: nach Ankündigung durch die Aufsichtsbehörde ARERA).

Unbundling preliminare

In der sogenannten „Dichiarazione Preliminare Unbundling“ werden die Gründe für die Befreiung der eigentlichen Unbundling-Erklärung angegeben. Zudem sind einige Bilanzdaten des Betreibers anzuführen. Unter „Unbundling“ versteht man die operative bzw. buchhalterische Trennung zwischen zwei oder mehreren Tätigkeiten innerhalb der gleichen Gesellschaft. Im Strombereich geht es um Stromverteilung und Stromverkauf an Endkunden.

Contributo ARERA

In der Meldung zum Contributo ARERA werden die Stromerlöse laut Bilanz mitgeteilt, welche sich aus den Einnahmen des Verkaufs und eventueller Förderungen zusammensetzen. 0,25 Promille dieses Betrages müssen als Beitrag bzw. „Contributo ARERA“ an die Aufsichtsbehörde gezahlt werden.

Betrieb und Wartung

Der sichere Betrieb einer PV-Anlage erfordert regelmäßige Wartung und gegebenenfalls Reparaturen. Die Betriebskosten einer PV-Anlage mit einer veranschlagten Betriebsdauer von 20 Jahren belaufen sich auf etwa 1 % bis 1,5 % der Investitionskosten und inkludieren Wartung, Reparaturen, Anlagenversicherung und Netzanschlusskosten. Hinzu kommen die Kosten des einmaligen Wechselrichter-austausches, da seine durchschnittliche Lebensdauer 10 Jahre beträgt, was jedoch durch Garantien abgedeckt werden kann. Weitere elektrische Komponenten unterliegen einer Mindestgewährleistung von zwei Jahren gemäß EU-Vorschriften.

Die Wartung großer Solaranlagen wird oft von spezialisierten Unternehmen durchgeführt, die Überwachung, Reparaturen und Reinigung der Anlage übernehmen. Für kleinere Anlagen ist dies in der Regel nicht wirtschaftlich. Die aktuelle und zu erwartende Stromproduktion der eigenen PV-Dachanlagen kann heutzutage einfach über Apps der Wechselrichterhersteller verfolgt werden. 2D-Grafiken ermöglichen die Erkennung schwerwiegender Probleme, wie z. B. Verschmutzung der Solarmodule während Trockenperioden, die eine professionelle Reinigung erfordern.

Fehler oder Störungen in der Anlage, die länger andauern, können beträchtliche finanzielle Einbußen mit sich bringen. Gerade deshalb ist es wichtig, die Anlage permanent zu überwachen.

Die wichtigsten Störungsursachen bei einer PV-Anlage werden nachstehend angeführt:

- Solargenerator (zuverlässigste Komponente der PV-Anlage): Gewittereinwirkungen, Ausfall der Strangdioden, defekte Module und fehlerhafte Gleichstrom-Verkabelung
- Wechselrichter (störanfälligste Komponente der PV-Anlage): Schäden durch fehlerhafte Anpassung, Gewittereinwirkung, Netzurückwirkung und Gerätefehler
- Korrosionserscheinungen: falsche Materialwahl (z. B. Messingschrauben an verzinktem Montagesystem)
- Sonstige Störungen: Ausfall von Sicherungen oder Zählern und Probleme mit Netzfehlern

Gewährleistung und Garantie

Für PV-Module und für Wechselrichter (auch Laderegler) besteht die gesetzliche Gewährleistung. Gewährleistung bedeutet, dass die Komponenten die zugesicherten Eigenschaften besitzen und entsprechend ihrer Bestimmung benutzt werden können. Die Gewährleistung beträgt üblicherweise zwei Jahre für PV-Module und fünf Jahre für Wechselrichter. Sollte eine Komponente während dieser Zeit nicht korrekt funktionieren, kann der Anlagenbetreiber/-besitzer einen kostenlosen Austausch oder eine Reparatur der Komponente verlangen.

Zusätzlich zur Gewährleistung können die Hersteller eine Leistungsgarantie z. B. für Module ausstellen. Dabei wird garantiert, dass ein PV-Modul nach 20 Jahren immer noch mindestens 80 % seiner Nennleistung bringt. Dies bedeutet, dass ein starker Leistungsabfall der PV-Module gemäß den Garantiebestimmungen durch die Lieferung von Ersatz- bzw. von zusätzlichen Modulen oder durch Geldzahlungen ausgeglichen werden muss.

Meldung beim Austausch von Anlagenteilen

Für Anlagen, welche über das „Conto Energia“ gefördert sind, ist beim Austausch von Anlagenteilen eine entsprechende Meldung an den GSE durchzuführen, in welcher die Seriennummern der demontierten und der neu installierten Anlagenteile anzugeben sind. Dabei ist darauf zu achten, dass die Leistung der Anlage nicht verändert/gesteigert wird.

Versicherung

Es empfiehlt sich, gegen Sachschäden, die an der PV-Anlage, und gegen Haftungsschäden, die durch die PV-Anlage entstehen, eine Versicherung abzuschließen. Die diesbezüglichen Kosten müssen in die Wirtschaftlichkeitsberechnung der PV-Anlage mit einfließen (siehe Kapitel „Wirtschaftlichkeit“, Seite 41).

Der Versicherungsvertrag sollte einen Schutz gegen folgende Risiken beinhalten:

- Direkte Schäden: Diebstahl, Bedienungsfehler, Fahrlässigkeit, Feuer (besonders wichtig bei Stadeldächern), Blitzschlag, Explosion, Überspannung, Kurzschluss, Wasser, Feuchtigkeit, Vandalismus, Konstruktionsfehler, Sturm, Schneedruck, Hagel, Ausführungsfehler, Überschwemmung, Tierverschiss
- Indirekte Schäden: z. B. Ertragsausfall infolge direkter Schäden
- Haftung bei Fremdschäden: z. B. Schäden gegenüber Dritten, die im Zusammenhang mit der Errichtung und dem Betrieb einer PV-Anlage entstehen oder durch herabfallende PV-Module

Eine übliche sog. „All-Risk“-Versicherung bietet Schutz gegen direkte und indirekte Schäden. Nicht inbegriffen sind normalerweise Abnutzung, vorsätzliche Beschädigung, Garantieschäden und Haftung bei Fremdschäden. Letzteres Schadensrisiko kann mit einer zusätzlichen Betreiber-Haftpflichtversicherung abgefangen werden.

Es soll außerdem darauf geachtet werden, ob im Schadensfall ein Teil des Schadens nicht durch die Versicherung gedeckt wird, d. h. ob ein Selbstbehalt vorgesehen ist.

Brandschutz

Der Brandschutz im Zusammenhang mit PV-Dachanlagen ist von entscheidender Bedeutung für die Sicherheit von Gebäuden und Menschen. Bei gebäudemontierten PV-Anlagen muss die Installation nicht nur „feuerfest“, sondern auch „feuerwehrfreundlich“ sein. Es wird daher empfohlen, PV-Anlagen, insbesondere Anlagen mit einer installierten Leistung über 30 kWp, vorab durch Sachverständige der Feuerwehr prüfen zu lassen. Idealerweise sollte der Installateur oder Eigentümer zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme eine Begehung mit der Feuerwehr durchführen, was voraussetzt, dass die Feuerwehr vor der Installation oder der Planung in Gespräche mit den Beteiligten einbezogen wurde. Dazu ist die technische Dokumentation mit allen elektrischen Schaltplänen sowie den Komponenten der PV-Anlage erforderlich. Eine Kopie der Dokumentation muss sich bei der 230 V/400 V-Schalttafel (AC) oder bei dem(n) Wechselrichter(n) befinden. Dieses Dokument muss die folgenden für die örtliche Feuerwehr wichtigen Informationen enthalten:

- Standort des AC-Lasttrennschalters
- Standort der 230 V/400 V-Schalttafel (AC) mit FI-Schutzschalter
- Standort des DC-Lasttrennschalters und des Wechselrichters
- Standort des PV-Feuerwehrschafters, falls vorhanden
- Standort der Generatoranschlusskästen, falls vorhanden
- Angaben darüber, ob die Generatoranschlusskästen mit DC-Lasttrennschaltern ausgestattet sind oder nicht und ob sie manuell oder mit PV-Feuerwehrsaltern bedient werden können
- Gewährleistung der Zugänglichkeit der Komponenten der funktionalen Sicherheit
- Standort der Solarmodule
- Informationen über Dachzugänge/-wege, ohne auf die Solarmodule zu treten
- Informationen darüber, wo die Dachhaut geöffnet werden kann, ohne die Solarmodule zu beschädigen
- Warn- und Hinweisschilder an der PV-Anlage und ihren Komponenten. Funktionale Sicherheitskomponenten können während des Betriebs schnell identifiziert werden.
- Telefonnummern des Betriebspersonals, der Sicherheitsbeauftragten bzw. der Kontaktpersonen

Für Anlagen mit einer Mindestgröße von 30 kWp muss ein Feuerwehreinsatzplan mit den wichtigsten betriebsrelevanten Informationen erstellt werden. Es ist zu beachten, dass die Verfahren und Anforderungen der Feuerwehren unterschiedlich sein können.

Anforderungen an neue Anlagen

Die Installation von PV-Anlagen in Gebäuden, in welchen keine kontrollpflichtigen Brandschutzmaßnahmen durchgeführt werden, muss fachgerecht und unter Einhaltung der technischen CEI-Normen durchgeführt werden. Bei der Installation einer PV-Anlage an Gebäuden, in welchen Brandschutzmaßnahmen ausgeführt werden, müssen die Vorschriften des Rundschreibens der Feuerwehr aus dem Jahr 2012 „Leitfaden für die Installation von PV-Anlagen – Ausgabe 2012“ (Prot. Nr. 00001324 vom 07.02.2012) eingehalten werden: Die Brandrisikobewertung für PV-Module kann unter Berücksichtigung der Feuerwiderstandsklasse von Dächern und Dacheindeckungen sowie der Brandverhaltensklasse der PV-Module durchgeführt werden. Hierbei können die Standards UNIEN 13501-5:2009 und UNI ENV 1187:2007 sowie der Ministerialerlass vom 10. März 2005 herangezogen werden. Eine solche Risikobewertung wird von einem Brandschutzexperten durchgeführt. Dabei können drei Situationen entstehen:

1. Die Installation verursacht keine wesentlichen Veränderungen:

- Es benötigt eine Erklärung von Seiten der Installationsfirma über die fachgerechte Montage der Anlage.

- Eine Erklärung, dass kein erhöhtes Brandrisiko besteht, muss bei der Gemeinde hinterlegt werden.
2. Die Installation verursacht eine Änderung der bereits bestehenden Brandschutzbedingungen:
 - Eine Erklärung, dass kein erhöhtes Brandrisiko besteht, muss bei der Gemeinde hinterlegt werden.
 3. Die Installation führt zu einer Verschlechterung der bestehenden Brandsicherheitsbedingungen:
 - Es muss ein neues Brandschutzprojekt ausgearbeitet werden.

Im Rahmen der Brandrisikoanalyse werden folgende Aspekte bewertet:

- die Beeinträchtigung des Rauchabzugsystems, bestehend aus Rauch- und Wärmeabzugsanlage (RWA), Fenstern, Kuppeln, ...
- die Behinderung der Kühlung oder Löschung von brennbaren Dächern
- die Ausbreitung eines Brandes innerhalb oder außerhalb des Gebäudes
- die Sicherheit des Wartungspersonals
- die Sicherheit für die Feuerwehr

Dabei gelten folgende Lösungen als akzeptabel:

- nicht klassifiziertes Dach und PV-Module der Brandverhaltensklasse 1.
- ein „Broof“-klassifiziertes Dach (EN 13501) und PV-Module der Brandverhaltensklasse 2
- nicht klassifiziertes isolierendes Dachpaket auf Dach mit Eigenschaften EI 30 und PV-Module der Brandverhaltensklasse 2
- Mindestabstand zu Rauch- und Wärmeabzugsanlage, Fenster, Kuppeln und Oberlichter von 1 m
- Durch den Planer der Anlage muss ein gesetzeskonformer Not-Aus-Schalter vorgesehen werden, um die Anlage, welche innerhalb des Gebäudes versorgt wird, im Notfall abzuschalten. Der Not-Aus-Schalter ist gemäß G.v.D. Nr. 81/08 zu beschildern und zu kennzeichnen.
- Wechselrichter müssen in einem angemessenen Abstand zu brennbarem Material aufgestellt werden.
- Die Sicherheit der tragenden Bauteile muss durch einen Statiker unter Berücksichtigung der erhöhten Gewichtsbelastung durch die PV-Anlage nachgewiesen werden.
- Für die Wartung der Anlage muss eine Absturzsicherung vorgesehen werden.
- Die Sicherheitsbeschilderung muss gemäß G.v.D. Nr. 81/08 montiert werden. Wenn die PV-Anlage sich auf dem Dach eines Gebäudes befindet, ist die Beschilderung an allen Zugängen des Gebäudes anzubringen. Ebenso sind die Bereiche, in welchen sich die PV-Module und alle anderen Anlagenteile befinden, zu beschildern. An den Leitungen ist die Beschilderung alle 10 m anzubringen.

Anforderungen für bestehende Anlagen

Für Anlagen, welche vor Inkrafttreten des Rundschreibens installiert wurden, müssen die Bestimmungen gemäß DPR Nr. 151/2011 Art. 4, Komma 6 eingehalten werden:

- Durch den Planer der Anlage muss ein gesetzeskonformer Not-Aus-Schalter vorgesehen werden, um die Anlage, welche innerhalb des Gebäudes mit Energie versorgt wird, abzuschalten. Der Not-Aus-Schalter ist gemäß G.v.D. Nr. 81/08 zu beschildern und zu kennzeichnen.
- Es muss die Sicherheitsbeschilderung gemäß G.v.D. Nr. 81/08 montiert werden. Wenn die PV-Anlage sich auf dem Dach eines Gebäudes befindet, ist die Beschilderung an allen Zugängen des Gebäudes anzubringen. Ebenso sind die Bereiche, in welchen sich die PV-Module und alle anderen Anlagenteile befinden, zu beschildern. An den Leitungen ist die Beschilderung alle 10 m anzubringen.

Zusätzliche Anforderungen bei gebäudeintegrierten Systemen

Zusätzlich zu den oben genannten Überlegungen können bei gebäudeintegrierten PV-Systemen (BIPV) besondere Sicherheits- und Zuverlässigkeitsaspekte auftreten:

- Im Vergleich zu freistehenden Modulen sind die Rückseiten von Modulen in gebäudeintegrierten Anlagen oft schwer für eine Sichtprüfung zugänglich. Daher können angepasste Prüfmethode erforderlich sein.
- Bei seitlich angebrachten BIPV-Modulen ist aufgrund der begrenzten Belüftungsmöglichkeiten mit höheren Betriebstemperaturen der Module, einschließlich der Anschlussdosen und Bypass-Dioden, zu rechnen.
- Es bestehen höhere Anforderungen an die Nichtentflammbarkeit der darunterliegenden Gebäudeelemente,

insbesondere in Bezug auf die Wärmedämmung oder die Materialien der Dachmembranen.

- In der bebauten Umgebung kann die Abschattung eines Teils der Anlagen während mehrerer Tage im Jahr durch benachbarte Gebäude, Bäume und Balkone oder technische Infrastrukturelemente wie Lüftungsauslässe und/oder HLK-Systeme Hot-Spot-Effekte verursachen. Als Abhilfemaßnahme werden DC-Optimierer nun häufig für Module in BIPV-Systemen eingesetzt, bei denen eine Verschattung unvermeidlich ist, um Hot Spots zu vermeiden und gleichzeitig den PV-Energieertrag zu maximieren.

Lebensdauer einer PV-Anlage

Um die Lebensdauer einer PV-Anlage zu bestimmen, müssen die einzelnen Komponenten betrachtet werden. Ein Standard-PV-Modul aus kristallinem Silizium hat eine Lebensdauer von etwa 25 – 30 Jahren, abhängig von der Technologie. In der Regel bieten Hersteller von PV-Modulen Garantien gegen Herstellungsfehler und Produktmängel auf zwei Arten an:

- Eine Produktgarantie garantiert normalerweise 10 – 12 Jahre ohne Ausfall.
- Eine Leistungsgarantie garantiert mindestens 90 % der anfänglichen Effizienz nach 10-12 Jahren und 80 % nach 25 – 30 Jahren.

Der Wechselrichter ist häufig Ursache für Ausfälle im PV-System und muss mindestens einmal während der Lebensdauer eines PV-Moduls ersetzt werden. Je nach Qualität des Wechselrichters können Hersteller seinen einwandfreien Betrieb für 10 – 13 Jahre garantieren. Die Lebensdauer der Batterie, falls vorhanden, hängt ebenfalls von ihrem Typ und ihrer Qualität ab. Eine gängige Batterie kann etwa 10 – 15 Jahre halten. Darüber hinaus sind die wichtigsten Ausfälle der PV-Anlage auf Defekte in der Anschlussdose, Glasbruch, defekte Zellverbindungen, lockeren Rahmen oder defekte Delamination zurückzuführen.

Entsorgung einer PV-Anlage

PV-Abfallmanagement weltweit

Im Jahr 2022 erreichte die weltweite installierte PV-Kapazität die Terawatt-Skala. Diese Leistung reicht immer noch nicht aus, um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen und den Anstieg der globalen Temperatur zu begrenzen. Um die gesteckten Ziele zu erreichen, werden bis 2050 weltweit etwa 75 Terawatt PV-Installationen benötigt. Dieses massive Wachstum wird zu einer enormen Zunahme von PV-Abfall führen.

Weltweit hat allein Europa einer spezifischen Richtlinie für das PV-Abfallmanagement. Andere Länder wie China, die USA, Australien und Japan arbeiten derzeit daran, Richtlinien zu erstellen, aber die Mehrheit hat noch keine Regeln zur Behandlung von PV-Abfall. In Europa sind PV-Systeme seit 2012 in die Richtlinie (2012/19/EU) über Elektro- und Elektronik-Altgeräte (WEEE) aufgenommen. Gemäß dieser Richtlinie liegt die Demontage der Komponenten des PV-Systems am Ende ihrer Lebensdauer in der Verantwortung der Hersteller (oder Verkäufer). Laut der Richtlinie sollten mindestens 85 % des Gewichts der Module zurückgewonnen und 80 % für die Wiederverwendung und das Recycling vorbereitet werden. In einem PV-Modul besteht etwa 70 % seines Gewichts aus Glas und etwa 20 % aus dem Aluminiumrahmen. Dies bedeutet, dass das Silizium und andere Metalle in den PV-Zellen nicht recycelt werden müssen, um den Anforderungen der WEEE-Richtlinie zu entsprechen.

Der erste Schritt beim Recycling von PV-Modulen ist die Demontage der Kabel und des Aluminiumrahmens, die auf bekannten Wegen recycelt werden. Der Rest des Moduls wird in der Regel mechanisch zerkleinert und verbrannt. Das gewonnene Pulver kann als Substrat für Straßenbau oder zur thermischen Isolierung wiederverwertet werden. Es gibt mehrere Recyclingtechnologien, die es ermöglichen, intaktes Glas und hochwertige Metalle zurückzugewinnen, aber sie stehen noch vor vielen technologischen und wirtschaftlichen Herausforderungen.

Italienischer Rahmen für die Entsorgung von PV-Anlagen

In Italien ist seit 2014 das nationale Gesetzesdekret, das die WEEE-Richtlinie umsetzt, das Decreto Legislativo

Nr. 49/2014 in Kraft. Dieses Gesetzesdekret ordnet PV-Module in die Kategorie Elektro- und Elektronikschrott (RAEE) ein. Die Entsorgung von PV-Modulen, Wechselrichtern, Batterien und anderen Komponenten am Ende ihrer Lebensdauer obliegt dem Hersteller (oder Verkäufer) der PV-Anlage und ist für den Eigentümer der Anlage kostenfrei. Jeder PV-Hersteller muss sich einem Konsortium anschließen, das sich auf die Entsorgung von PV Bestandteilen spezialisiert hat (z. B. COBAT, PV Cycle).

Die Demontagevorgänge unterscheiden sich je nach dem, ob es sich um häusliche oder professionelle Anlagen handelt und ob die Module vor oder nach dem 14. April 2014 vermarktet wurden:

- Für häusliche PV-Anlagen (< 10 kWp installierte Leistung) und vor dem 14. April 2014 vermarktete Module ist die Demontage für den Eigentümer der PV-Anlage kostenfrei, aber der Eigentümer ist immer noch für den Transport der alten Module zur nächsten Sammelstelle für RAEE-Abfälle verantwortlich.
- Wenn die häusliche PV-Anlage nach dem 14. April 2014 vermarktet wurde, ist der Hersteller (oder Verkäufer) des PV-Moduls allein für die Demontagevorgänge und die Kosten verantwortlich. Er muss sich um die Demontage und den Transport von der Installationsstelle zu einem Sammelzentrum für RAEE-Abfälle kümmern.
- Bei professionellen PV-Anlagen (> 10 kWp installierte Leistung) und vor dem 14. April 2014 vermarkteten Modulen kann der Eigentümer der PV-Anlage entscheiden, ob er die Kosten für die Demontage übernimmt oder die alte PV-Anlage durch eine neue Anlage ersetzt. Im letzteren Fall übernimmt der neue Verkäufer die Demontagevorgänge und die Kosten.
- Für nach dem 14. April 2014 vermarktete professionelle Module ist der Hersteller (oder Verkäufer) allein für die Demontagevorgänge und die Kosten verantwortlich.

Lebenszyklus-Nachhaltigkeitsbewertung einer PV-Anlage

Treibhausgasemissionen im Lebenszyklus

PV-Energie ist nach der Installation eine CO₂-freie Stromquelle. Tatsächlich verursachen PV-Systeme nur Treibhausgasemissionen (THG) während der Herstellungsphase, beim Transport und bei der Entsorgung. Die THG-Emissionen pro kWh erzeugtem Strom, unter Berücksichtigung des gesamten PV-Lebenszyklus, liegen weit unter den THG-Emissionen der traditionellen fossilen Energiequellen zur Stromerzeugung, wie Kohle und Erdgas. Im Lebenszyklus eines PV-Moduls entstehen etwa die Hälfte der gesamten Treibhausgasemissionen (THG) während der Herstellungsphasen, angefangen bei der Rohstoffgewinnung bis zur Produktion der PV-Zellen. Die Transportphase, selbst bei einem ozeanischen Versand von China nach Europa, macht nur etwa 3 % der gesamten THG-Emissionen im Lebenszyklus eines PV-Systems aus. Die Produktion anderer Modulkomponenten (z. B. Glasabdeckung, Aluminiumrahmen, Wechselrichter, Anschlussdose) ist für etwa die andere Hälfte der gesamten THG-Emissionen im Lebenszyklus verantwortlich. Wenn in das PV-System eine Batterie integriert ist, kann dies zu einer Verdopplung der THG-Emissionen des gesamten Systems führen, abhängig von der Batterieart und -größe. Um eine zu 100 % CO₂-freie PV-Produktion zu erreichen, müssen PV-Module mit CO₂-freien Energiequellen hergestellt werden. Tatsächlich hängen die THG-Emissionen während der PV-Herstellung stark von den für die industriellen Prozesse verwendeten Energiequellen ab.

Energie-Rückzahlzeit eines PV-Systems

Je nach Installationsort ist es möglich, die Anzahl der Jahre zu bewerten, die ein PV-System betrieben werden muss, um die in seinem Lebenszyklus verbrauchte Energie zurückzuzahlen. Dieser Indikator wird als „Energie-Rückzahlzeit“ oder Energy Payback Time (EPBT) bezeichnet.

Beispielsweise benötigt ein in Europa installiertes PV-System nur ein Jahr, um die für seine Produktion verbrauchte Energie zurückzuzahlen. Für einen sonnenreichen Installationsort, wie Süditalien, beträgt die EPBT knapp weniger als ein Jahr. Wenn das PV-Modul an einem weniger sonnigen Ort installiert ist, wie Belgien, wird die EPBT hingegen leicht über einem Jahr liegen.

Inselanlagen

Allgemeines

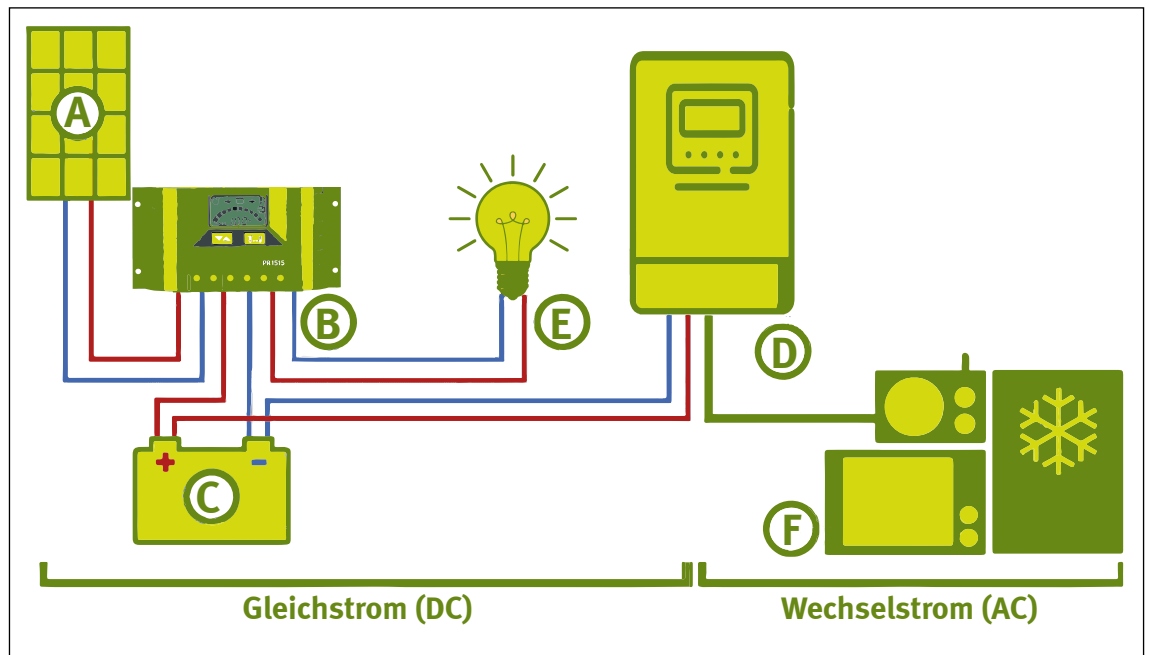
Liegen Gebiete fern vom öffentlichen Stromnetz, so ist der Einsatz von PV-Inselanlagen zur Elektrischen Energieversorgung oft die einzig sinnvolle und wirtschaftlich akzeptable Lösung, weil die Errichtung einer neuen elektrischen Leitung viel zu kostenaufwändig wäre. Anwendung finden Inselanlagen daher im Wesentlichen bei der Stromversorgung von Alm- und Schutzhütten, bei Telekommunikationseinrichtungen, bei Wasserversorgungsanlagen etc.

Im Unterschied zu netzgekoppelten Anlagen wird die von den PV-Modulen erzeugte elektrische Energie in Batterien gespeichert und bei Bedarf den Verbrauchern zur Verfügung gestellt.

Komponenten

Für die Errichtung einer Inselanlage sind folgende Komponenten erforderlich:

- A. PV-Module
- B. Laderegler
- C. Batterie
- D. Wechselrichter (nur wenn Geräte mit 230 V Betriebsspannung zum Einsatz kommen)
- E. Gleichstromverbraucher
- F. Wechselstromverbraucher



Funktionsschema einer Inselanlage

(Quelle: <https://www.solkonzept.de/inselanlagen/aufbau-einer-solarinselanlage>)

Ein Wechselrichter wird nur dann benötigt, wenn Wechselstromverbraucher mit 230 V Betriebsspannung zum Einsatz kommen. Sollten keine Wechselstromverbraucher zu versorgen sein, können energiesparende 24 V Gleichstromgeräte installiert werden. In diesem Fall entfallen die Kosten für einen sog. Inselwechselrichter.

Besonderheiten bei der Dimensionierung

Bei der Dimensionierung der PV-Anlage müssen die Gegebenheiten des Installationsortes berücksichtigt werden. Wichtig ist dabei genau zu wissen, wann und wie intensiv die Anlage genutzt wird, da es sich häufig auch um Freizeit- oder Ferieneinrichtungen handelt.

PV-Module und Batterie sind daher unter Berücksichtigung folgender Punkte auszulegen:

- Lokale Sonneneinstrahlung und Ausrichtung der PV-Module
- Täglicher Durchschnittsverbrauch der elektrischen Geräte
- Spitzenverbrauch der Geräte
- Überbrückung von Regentagen, an denen nicht viel Strom produziert wird

Besonderheiten im Betrieb

Bei Almhütten, welche im Winter nicht genutzt werden, sollten die PV-Module in den Wintermonaten abmontiert werden, um eine Beschädigung durch Schneelasten zu vermeiden.

Die Batterie sollte ausgebaut und vor jeder längeren Stilllegung aufgeladen werden. Die Lagerung der Batterie sollte kühl und trocken bei Temperaturen von 0 bis 10 °C erfolgen. Wird die Batterie für längere Zeit außer Betrieb gesetzt, sollte diese alle zwei Monate nachgeladen oder ein Ladeerhaltungsgerät verwendet werden. Falls die Batterie eingebaut bleibt, sollte mindestens ein Anschlusskabel (Minuspol) abgeklemmt werden.

Ansuchen und Förderung

Die Autonome Provinz Bozen – Südtirol gewährt für PV-Anlagen in Kombination mit Speicherbatterien, für welche keine wirtschaftlich und technisch vertretbare Anschlussmöglichkeit an das Stromnetz besteht, eine Förderung von max. 40 % der anerkannten Kosten. Die Anlage muss mit Speicherbatterien mit einer nutzbaren Speicherkapazität von mindestens 2,5 kWh pro kWp Nennleistung der PV-Anlage ausgestattet werden. Förderansuchen können jährlich vom 1. Jänner bis zum 31. Mai vor Beginn der Arbeiten gestellt werden.

Nähere Informationen können beim Amt für Energie und Klimaschutz der Autonomen Provinz Bozen - Südtirol eingeholt werden.

Agri-Photovoltaik

Das Thema der Energiewende und die Rolle der PV stehen derzeit an vorderster Front auf der politischen Agenda, insbesondere auf europäischer Ebene. Die Dekarbonisierung des Energiesektors wird als dringende Priorität angesehen. PV wird dabei als eine der Schlüsseltechnologien betrachtet, die diesen Übergang vorantreiben können. Doch es gibt Herausforderungen, insbesondere wenn es darum geht, nationale PV-Ziele auf regionaler und lokaler Ebene umzusetzen.

Eine vielversprechende Möglichkeit zur Maximierung des PV-Potenzials bietet die Nutzung von Dachflächen. Allerdings wird die Installation von PV-Anlagen auf Dächern wahrscheinlich nicht schnell genug voranschreiten, um die rasche Energiewende zu unterstützen. Gleichzeitig sind große PV-Anlagen auf offenen Feldern nicht immer eine realistische Option aufgrund von Raumplanung, Topografie und sozialen Faktoren.

In diesem Kontext gewinnt das Konzept der Agri-PV an Bedeutung. Dabei wird dieselbe Fläche sowohl für landwirtschaftliche Zwecke als auch für die Stromerzeugung genutzt. Allerdings müssen Agri-PV-Projekte sorgfältig gestaltet werden, um sicherzustellen, dass die landwirtschaftliche Produktion nicht beeinträchtigt wird und die Landschaftsintegration hoch ist.

Was ist Agri-Photovoltaik?

Agri-PV-Anlagen sind PV-Anlagen, die auf bewirtschafteten landwirtschaftlichen Flächen über Dauerkulturen (Wein, Obst), Weiden, Wiesen oder über Flächen für Getreide- oder Gemüseanbau angebracht sind.

Das ermöglicht eine Doppelnutzung der Fläche und verhindert Flächenverbrauch. Dabei verringert sich die landwirtschaftliche Produktivität der Fläche unwesentlich bzw. kann, gerade in Zeiten des Klimawandels, durch Schutz vor übermäßiger Sonneneinstrahlung, Verdunstung, Regen und Hagel sogar Vorteile mit sich bringen.

Forschung und Entwicklung

Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme gehört zu den führenden Forschungsinstituten in diesem Bereich und hat einen Leitfaden für Agri-PV herausgegeben: („Chance für Landwirtschaft und Energiewende“). Auf einer Anlage am Bodensee hat das Institut Landnutzungseffizienzen zwischen 160 % und 186 % nachgewiesen. Agri-PV verspricht also landwirtschaftlichen Zusatznutzen und erhöht die Flächennutzungseffizienz. Hohe Flächeneffizienz von teilweise über 200 % kann insbesondere in heißen und trockenen Jahren (z. B. Jahr 2018) nachgewiesen werden, wenn die Synergien durch Verschattung und Verdunstungsschutz voll zum Tragen kommen. Durch den Klimawandel wird dies voraussichtlich vermehrt der Fall sein.

Die Versuchsanstalt Laimburg betreibt seit über zehn Jahren eine Agri-PV-Anlagen und hat darunter verschiedene Apfelsorten sowie Getreide erfolgreich angebaut. Es wurden keine signifikanten Änderungen bei Ertrag und Qualität festgestellt.

Chancen und Risiken der Technologie

Agri-PV bietet eine Reihe von Chancen aber auch Risiken.

Folgende Potentiale liegen in der Umsetzung von Agri-PV-Anlagen in Südtirol:

- **Steigerung Flächen- und Ressourceneffizienz:** Agri-PV optimiert die Nutzung begrenzter Flächen, indem sie sowohl Landwirtschaftserträge als auch erneuerbare Energie erzeugt. Dies führt zu einer effizienteren Landnutzung.
- **Ertragsoptimierung:** In einigen Fällen kann durch gezielte Verschattung anhand von PV-Modulen der Ertrag einiger Kulturen erhöht werden, da sie vor extremer Hitze und Trockenheit geschützt sind. Die PV-Module könnten außerdem als Hagelschutzsystem konzipiert werden.
- **Erneuerbare Energie:** Agri-PV trägt zur sauberen Energieerzeugung bei, unterstützt die Dekarbonisierung des Energiesektors und sorgt somit auch für einen Beitrag zur CO₂-neutralen Landwirtschaft.
- **Diversifikation des landwirtschaftlichen Einkommens:** Landwirte können ein zusätzliches Einkommen aus der

Stromerzeugung erzielen, was die Einkommensvielfalt erhöht.

- Synergien für Landwirtschaft: Gezielt eingesetzte Verschattung, Wind-, Frost-, Regen- oder Hagelschutz, Verminderung der Verdunstung des Wassers, elektrische Versorgung von Bewässerungssystemen, Verminderung von Abdrift.
- Höhere Kosteneffizienz als Dachanlagen: Die Realisierung von Agri-PV-Anlagen ist im Vergleich zur Errichtung von verhältnismäßig kleinen Dachanlagen mit geringeren Kosten pro Leistungseinheit verbunden.

Folgende Gefahren liegen in der Umsetzung von Agri-PV-Anlagen in Südtirol:

- Kultureinschränkungen: Die Anwesenheit von PV-Modulen kann den Anbau bestimmter Pflanzen einschränken.
- Hohe Anfangsinvestitionen: Die Installation von Agri-PV-Systemen erfordert eine hohe Anfangsinvestition, die nicht für alle Landwirte erschwinglich ist.
- Landschaftliche Auswirkungen: Nicht überall ist die Integration von PV-Modulen in die Landschaft möglich, was zu ästhetischen Problemen führen kann.
- Komplexität: Die Kombination von Landwirtschaft und der Energieproduktion aus PV erfordert erhebliches Fachwissen sowohl in der Planung als auch in der Umsetzung.
- Investoren ohne Landwirtschaftsbezug schöpfen die Mehrerträge aus Agri-PV ab.
- Steigende Pacht- und Grundstückspreise
- Landwirtschaftliche Produktion steht nicht mehr im Vordergrund
- Geringe Akzeptanz in der Bevölkerung

Insgesamt bietet Agri-PV eine vielversprechende Möglichkeit, saubere Energie zu erzeugen und die Landwirtschaft zu unterstützen, aber sie erfordert eine sorgfältige Planung und Integration, um die Vorteile zu maximieren und die Nachteile zu minimieren.

Die Einführung ästhetisch akzeptabler Massenproduktionslösungen, die auf harmonischer Weise in landwirtschaftliche Flächen integriert werden, während gleichzeitig eine robuste landwirtschaftliche Produktion aufrechterhalten wird, kann eine gerechte, positive agrivoltaische Zukunft ermöglichen.

Rechtliche Rahmenbedingungen

PV-Freiflächenanlagen sind seit 2012 von staatlichen Förderungen gemäß GvD. Nr. 28/2011 ausgeschlossen (siehe Artikel 65, Absatz 1, Gesetzesdekret Nr. 1/2012). Seitdem hat der Gesetzgeber jedoch einige Ausnahmen vorgesehen, unter anderem für „agro-voltaische“ Anlagen. Dabei handelt es sich um PV-Anlagen, die es ermöglichen, gleichzeitig Landwirtschaft zu betreiben oder das Land als Weide zu nutzen, während sie PV-Energie erzeugen. Um Zugang zu staatlichen Förderungen zu haben, müssen die Agri-PV-Anlagen Überwachungssysteme implementieren, die die Auswirkungen von Agri-PV auf die landwirtschaftlichen Kulturen, auf die Wassereinsparungen und auf die landwirtschaftliche Produktivität überwachen.

Auf Landesebene sieht die im Jahr 2023 geänderte Fassung des Dekrets des Landeshauptmanns vom 8. April 2020, Nr. 13, in Art. 4 ausdrücklich vor, dass PV-Paneele – abgesehen von einigen wenigen Ausnahmen – ausschließlich an Gebäuden und Überdachungen angebracht werden dürfen. Das bedeutet, dass die Installation von Agri-PV-Anlagen in Südtirol derzeit nicht erlaubt ist.

Allgemeine Informationen

Rechtliche Grundlagen

Regelungen für den Netzanschluss

- Delibera AEEG 99/08: Einheitstext zu den technischen und ökonomischen Bedingungen für den Anschluss an das elektrische Netz (Testo integrato delle connessioni attive - TICA)

Steuerliche Regelungen

- Circolare n. 46/E del 19/07/2007: Steuerliche Behandlung der Stromproduktion mittels einer PV-Anlage
- Risoluzione n. 13/E del 20/01/2009: Steuerliche Behandlung des Einspeisetarifs „scambio sul posto“
- Circolare n. 32/E del 06/07/2009: Steuerbestimmungen für landwirtschaftliche Unternehmer bezogen auf die Stromproduktion mittels einer PV-Anlage

Urbanistische Regelungen

- Beschluss der Landesregierung Nr. 997 vom 20.12.2022: Änderung des Dekrets des Landeshauptmanns vom 8. April 2020, Nr. 13, „Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“

Literatur- und Quellenverzeichnis

- Antony, F., Dürschner, Ch. und Remmers K.-H.: Photovoltaik für Profis - Verkauf, Planung und Montage von Solarstromanlagen, Berlin 2009
- Breid, B.: Beratungspaket Photovoltaik - beraten – planen – verkaufen, Berlin 2009
- DGS Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (Hrsg.): Photovoltaische Anlagen, Berlin 2008
- Häberlin, H.: Photovoltaik, Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen, Aarau 2007
- Haselhuhn, R.: Photovoltaik - Gebäude liefern Strom, Berlin 2005
- Weiss, J.: Photovoltaics - Design and Installation Manual, Canada 2004
- Silberberger, U.: Photovoltaik - Sonne ernten und Geld verdienen, Göttingen 2008
- www.fotovoltaiik-versicherungen.de
- www.photovoltaiik-profit.de
- www.pvleasing.de/photovoltaik_landwirte.html
- C. Antonioni, „Batterie per fotovoltaico: i prezzi nel 2023,“ 24 2 2023. [Online]. Available: <https://www.otovo.it/blog/batterie-fotovoltaiico-prezzi/>. [Zugriff am 17 10 2023].
- L. Schirru, „Batterie di accumulo per fotovoltaico: prezzi 2023,“ 2023. [Online]. Available: <https://www.mrkilowatt.it/sistemi-di-accumulo/costo-batterie-per-fotovoltaiico/>. [Zugriff am 17 10 2023].
- U. Jahn, „IEA PVPS Task 13, Subtask 3: Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates,“ International Energy Agency, Nov. 2022.
- T-Green, „Garanzia fotovoltaico: tutto quello che devi sapere,“ 15 12 2021. [Online]. Available: <https://www.tgreen.it/garanzia-fotovoltaiico-tutto-quello-che-devi-sapere>. [Zugriff am 16 10 2023].
- M. Gaetan, M. de l’Epine und I. Kaizuka, „Trends in Photovoltaic Applications,“ IEA PVPS, 2023.
- N. M. Haegel und e. al., „Photovoltaics at multi-terawatt scale: Waiting is not an option,“ Science, Bd. 380, Nr. 6640, 2023.
- E. Kastanaki und A. Giannis, „Energy decarbonisation in the European Union: Assessment of photovoltaic waste recycling potential,“ Renewable Energy, Elsevier, Bd. 192, pp. 1-13, 2022.
 - Müller, L. Friedrich, C. Reichel, S. Hecceg, M. Mittag und D. H. Neuhaus, „A comparative life cycle assessment of silicon PV modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory,“ Solar Energy Materials and Solar Cells, Elsevier, Bd. 230, 2021.
- L. Krebs, R. Frischknecht und P. Stolz, „Environmental Life Cycle Assessment of Residential PV and Battery Storage Systems,“ IEA PVPS, 2020.
- Position Paper, Symbiosyst Project, Available at: https://www.symbiosyst.eu/sdm_downloads/position-paper/, 2023

Kontakt und Information

Südtiroler Bauernbund (SBB)

Abteilung Innovation & Energie

Tel. +39 0471 999 363

innovation-energie@sbb.it

www.sbb.it/de/service/innovation-suedtirol

Abteilung Steuerberatung in den SBB-Bezirksbüros

www.sbb.it/de/steuerberatung

Südtiroler Energieverband (SEV)

Tel. +39 0471 060 800,

info@sev.bz.it

www.sev.bz.it

EURAC

Institut für Erneuerbare Energie [Photovoltaik-Technologien]

Tel. +39 0471 055 600

renewable.energy@eurac.edu

www.eurac.edu/de/institutes-centers/institut-fuer-erneuerbare-energie

Webseite der Behörde GSE (Gestore Servizi Energetici): www.gse.it

Webseite der Aufsichtsbehörde ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente): www.arera.it

Alle Rechte vorbehalten. Vervielfältigung, auch auszugsweise,
nur mit schriftlicher Genehmigung der Autoren.

Die Informationen dieser Broschüre wurden mit größter Sorgfalt zusammengestellt, trotzdem kann keine Gewähr oder Haftung für die Richtigkeit und Aktualität übernommen werden. Sie beruhen auf dem Wissensstand von August 2023. Zudem ist zu beachten, dass Gesetze und Interpretationen auch kurzfristig geändert werden können und daher Anwendungsprobleme grundsätzlich nicht auszuschließen sind. Im Zweifelsfalle und für eine Vertiefung der Materie wird auf die entsprechenden Rechtsquellen verwiesen bzw. auf entsprechende fachliche Beratung.



Südtiroler Bauernbund

K.-M.-Gamper-Straße 5, 39100 Bozen
Tel. 0471 999 333,
info@sbb.it, www.sbb.it

Abteilung Innovation & Energie
Tel. 0471 999 363
innovation-energie@sbb.it