

LEITFADEN PHOTOVOLTAIK

STROM ERZEUGEN UND OPTIMAL NUTZEN





Haftungsausschluss

Der Inhalt dieser Broschüre ist sorgfältig geprüft und nach bestem Wissen erstellt worden, jedoch übernimmt die Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH keinerlei Haftung für eventuell falsche oder missverständliche Texte bzw. Darstellungen und für die Vollständigkeit des Inhaltes. Aufgezeigte Abbildungen stellen keine Hersteller- und Qualitätsauswahl dar. Ebenso stellt diese Broschüre keine Planungs- und Rechtsgrundlage dar.

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird auf die gleichzeitige Verwendung der Sprachformen männlich, weiblich und divers (m/w/d) verzichtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für alle Geschlechter.

Wenn Sie der Redaktion Hinweise zu dieser Broschüre geben möchten, zögern Sie nicht, uns zu kontaktieren.

Vorwort



Liebe Leserinnen und Leser,

die erneuerbaren Energien sind das Schlüsselthema, wenn es um Klimawandel, Ressourcenschonung und nachhaltige Energieversorgung geht.

Sachsen war in der Vergangenheit einmal ein Vorreiter beim Ausbau der Energiegewinnung aus Sonne und Wind – doch dann ist diese Entwicklung über viele Jahre abgebrochen.

In der Bundesrepublik Deutschland hatten wir im letzten Jahr bereits einen Anteil der erneuerbaren Energien von rund 42 % am Bruttostromverbrauch. In Sachsen liegt dieser Wert erst bei 24 %, es besteht also großer Nachholbedarf. Der Freistaat hat aber ein wesentlich größeres Ausbau-Potential, das erschlossen werden kann und muss.

Mir ist es ein Anliegen, dass wir im Freistaat Sachsen jetzt entschlossen mit diesem Aufholprozess beginnen. Mit dem neuen Energie- und Klimaprogramm wollen wir dazu eine wichtige Voraussetzung schaffen. Doch das ist nur ein Baustein für unseren Beitrag zur Begrenzung der Klimaveränderungen. Ohne eine deutliche Reduzierung des Energieverbrauchs, die Steigerung der Energieeffizienz und die Nutzung von erneuerbaren Energien in allen Anwendungsbereichen kommen wir nicht schnell genug voran. Die Versorgungssicherheit, die wir gewohnt sind, erfordert ein intelligentes Zusammenwirken vieler Komponenten und Technologien, die es zu verknüpfen und weiterzuentwickeln gilt. Dabei entstehen Chancen und neue Geschäftsperspektiven, die wir gerade hier in Sachsen nutzen können und wollen.

Die Sächsische Energieagentur - SAENA GmbH - als Unternehmen des Freistaates Sachsen - hat sich das Ziel gesetzt, Interessierte zu den technischen Möglichkeiten, gesetzlichen Standards und Förderungen im Bereich der erneuerbaren Energien noch umfassender in unterschiedlichster Form zu informieren. Unter der Marke „SACHSEN ERNEUERBAR“ werden Sie in Zukunft viele Informationen und Hilfestellungen zu Ihrer Unterstützung finden.

Die Broschüre ist ein Baustein, dieses Ziel umzusetzen. Sie beschäftigt sich mit den verschiedenen Komponenten der Photovoltaikanlagen und deren idealer Kombination. Die sehr praxisorientierten Ausführungen und Darstellungen richten sich an Sie als zukünftige Eigentümer und Nutzer einer Photovoltaikanlage, zusammen mit allen am Bau Beteiligten. So möchten wir einen Beitrag leisten, dass Sie lange Freude an Ihrer Investition haben und die Umwelt nachhaltig geschont wird.

Nutzen Sie die Möglichkeit der ganz persönlichen Beratung. Gut informiert zu sein, kann im wahrsten Sinne gewinnbringend sein.

A handwritten signature in blue ink that reads "Wolfram Günther". The signature is fluid and cursive.

Wolfram Günther
Staatsminister für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft

1 Einleitung 6

2 Funktionsweise von Photovoltaikanlagen 7

2.1 Anlagensysteme und Anwendungen	8
2.1.1 Netzgekoppelte Systeme	8
2.1.2 Inselsysteme	9
2.1.3 Mobile Solaranwendung	10
2.2 Bauteile netzgekoppelter Systeme	10
2.2.1 Solarmodule	11
2.2.2 Wechselrichter	15
2.2.3 Kabelverbindungen	16
2.2.4 Schutzeinrichtungen	17
2.2.5 Zähleinheit und Netzanschluss	18
2.3 Montagearten	20
2.3.1 Aufdach-Montage	20
2.3.2 Bauwerksintegrierte Photovoltaik	22
2.3.3 Solar-Carport	24
2.3.4 Steckerfertige Anlage	24
2.3.5 Freiflächenanlage	25
2.4 Einflüsse auf den Stromertrag	26
2.4.1 Lage	26
2.4.2 Ausrichtung und Neigungswinkel	28
2.4.3 Schatten	28
2.4.4 Schmutz	29
2.4.5 Wärme	9
2.4.6 Schnee	30
2.4.7 Alterung	30

3 Möglichkeiten zur Erhöhung der Eigenverbrauchs- und Autarkiequote 31

3.1 Energiemanagement	32
3.1.1 Manuelle Steuerung	32
3.1.2 Automatische Steuerung	32
3.2 Kombination mit Stromspeicher	33
3.2.1 Stromspeichertechnologien	34
3.2.2 Wesentliche Kennzahlen von Stromspeichern	35
3.2.3 Einbindung von Batteriespeichern	37
3.2.4 Not- und Ersatzstromversorgung	38
3.2.5 Auslegung von Stromspeichern	39
3.3 Kombination mit Wärmepumpe	40
3.4 Kombination mit Warmwasserbereitung	42
3.5 Kombination mit Elektroheizung	44
3.6 Kombination mit Klimageräten	45
3.7 Kombination mit Elektroauto	45

4	Planung und Auslegung von Photovoltaikanlagen	48
4.1	Bedarfsanalyse	48
4.2	Ertragsermittlung	48
4.3	Förderung und EEG-Vergütung	50
4.4	Auslegung Solargenerator	50
4.5	Auslegung Wechselrichter	50
4.6	Auslegung Strangleitung	51
4.7	Auslegung Netzanschluss	51
4.8	Einspeisemanagement	51
4.9	Wirtschaftlichkeit und Geschäftsmodelle	52
4.10	Meldepflichten und EEG-Umlage	54
4.11	Statik	54
4.12	Baugenehmigung und Denkmalschutz	54
4.13	Dokumentation	55
4.14	Versicherung	55
4.15	Rücknahme und Recycling	55
5	Errichtung und Betrieb von Photovoltaikanlagen	56
5.1	Qualitätskontrolle	56
5.2	Inbetriebnahme und Abnahme	56
5.3	Brandschutz	58
5.4	Einhaltung von Anforderungen	58
5.5	Anlagenüberwachung	59
5.6	Wartung und Instandhaltung	59
6	Praxisbeispiele	60
6.1	Einfamilienhaus - Bestand (Denkmal)	60
6.2	Einfamilienhaus - Neubau (Passivhaus)	61
6.3	Einfamilienhaus - Bestand	62
6.4	Mehrfamilienhaus - Bestand	63
6.5	Vierseithof - Bestand	64
6.6	Betriebsgebäude - Neubau	65
7	Glossar	66
8	Abbildungsverzeichnis	70



Abbildung 1: Sonnenaufgang

1 Einleitung

Die weltweite Energienachfrage ist in den letzten Jahrzehnten stetig gestiegen und wird in den kommenden Jahren weiter zunehmen. Vor allem in den Schwellenländern wächst die Energienachfrage aufgrund wachsender Bevölkerungszahlen und steigender Lebensstandards rasant. Der weltweite Energiebedarf wird hauptsächlich noch durch fossile Energieträger wie Erdöl, Erdgas und Kohle gedeckt, was zu einer Verknappung von Ressourcen und einem hohen CO₂-Ausstoß führt. Erneuerbare Energien wie Wasserkraft, Windkraft und Solarenergie decken aktuell lediglich ca. 15 % des weltweiten Energiebedarfs ab. Die Verknappung von Ressourcen ist zudem häufig ein Auslöser von regionalen und internationalen Konflikten. Darum sucht die Menschheit schon seit Langem eine unerschöpfliche und umweltfreundliche Energiequelle. Diese gibt es aber schon seit 4,5 Milliarden Jahren – unsere Sonne.

Fast jede Energieform, die wir auf der Erde vorfinden, ist entweder umgewandelte Sonnen-, Gezeiten- oder Kernenergie. In der Sonne laufen Kernfusionen bei rund 15 Millionen Grad Celsius ab. Die dabei frei werdende Energie wird in Form von Strahlung in den Weltraum abgegeben. Davon erreicht uns auf der Erde nur ein Bruchteil. Jedoch dieser vermeintlich kleine Anteil von ca. 1,5 Milliarden Terawattstunden (TWh) würde in nur 5 Stunden den Jahresenergiebedarf der gesamten Erdbevölkerung von ca. 140.000 TWh abdecken. Wenn diese Energie der Sonne ökonomisch und ökologisch gespeichert, umgewandelt, verteilt und dadurch immer und überall genutzt werden könnte, dann wäre das Energieproblem der Menschheit für immer gelöst. Erste biologische Stromspeicher sind bereits in der Entwicklung und werden helfen, eine günstige und sehr nachhaltige Speicherung von Energie zu ermöglichen.

2 Funktionsweise von Photovoltaikanlagen

Im allgemeinen Sprachgebrauch wird oft der Begriff „Solaranlage“ für technische Anlagen verwendet, die die Solarstrahlung der Sonne nutzen. Grundsätzlich wird aber in photovoltaische und solarthermische Anlagen unterschieden. Mit Photovoltaikanlagen (kurz PV-Anlagen) wird die Sonnenstrahlung direkt in elektrische Energie umgewandelt. Bei Solarthermieanlagen hingegen wird ein flüssiges Medium, meist ein Wasser-Frostschutzgemisch erhitzt, um die so erzeugte Wärme für die anteilige Beheizung und Warmwasserbereitung für Gebäude und Prozesse nutzbar zu machen. Solarthermieanlagen bei Wohngebäuden haben den Nachteil, dass die große Menge bereitgestellter Wärme besonders in den Sommermonaten nicht abgenommen bzw. genutzt werden kann. Photovoltaikanlagen hingegen können mittlerweile einen großen Teil des erzeugten Stroms direkt im Gebäude oder für Betriebsprozesse nutzen und den nicht benötigten Strom ins öffentliche Stromnetz für andere Stromkunden einspeisen.

Die Praxis hat gezeigt, dass bei Gebäuden bis zu 30% des jährlichen Stromverbrauchs über PV-Anlagen gedeckt werden können. Mit einem guten Energiemanagement oder Speichersystem ist eine Stromautarkie bis zu 80% und eine Wärmeautarkie bis zu 60% möglich. Unter welchen Bedingungen ein hoher Eigenstromver-

brauch möglich ist, wird in diesem Leitfaden näher erläutert und in umgesetzten Beispielen aufgezeigt. Voraussetzung für die erfolgreiche Planung und Dimensionierung von PV-Anlagen, passend zu den jeweiligen Anforderungen und Möglichkeiten, sind zunächst ausführliche Gespräche mit dem zukünftigen Betreiber. Aber auch ein sehr gutes Fachwissen der Anbieter bildet dafür eine wesentliche Grundlage.

Generell ist die Nutzung von Solarenergie sehr großen Schwankungen in der Erzeugung unterlegen, insbesondere im Tages- und Jahresverlauf. Die durchschnittliche tägliche Energieerzeugung aus PV-Anlagen ist im Winter etwa um den Faktor 10 kleiner als im Sommer. Gleichzeitig ist der durchschnittliche tägliche Stromverbrauch im Winter um den Faktor 1,5 bis 2 höher als im Sommer. Wenn aber hohe dezentrale Stromproduktionen mit einem geringen Eigenverbrauch zusammenfallen, kommt es im Sommer zu hohen Einspeiseleistungen in das Stromverteilnetz. Dadurch kann das deutsche und europäische Stromversorgungssystem an seine Grenzen der Leistungsfähigkeit gelangen. Somit wird es auch immer notwendiger, den erzeugten Strom überwiegend selbst zu verbrauchen. Das ist mittlerweile auch sehr gut wirtschaftlich darstellbar. Möglichkeiten zur Erhöhung der Eigenverbrauchs- und Autarkiequote werden im Kapitel 3 aufgezeigt.

Abbildung 2: Photovoltaikanlage – Flachdach Mehrfamilienhaus



→ Funktionsweise von Photovoltaikanlagen

2.1 Anlagensysteme und Anwendungen

Grundsätzlich werden Photovoltaikanlagen in netzgekoppelte Systeme und Inselssysteme (Autarke Systeme) unterschieden, bei denen es auch verschiedene Ausführungsarten und Sonderformen geben kann.

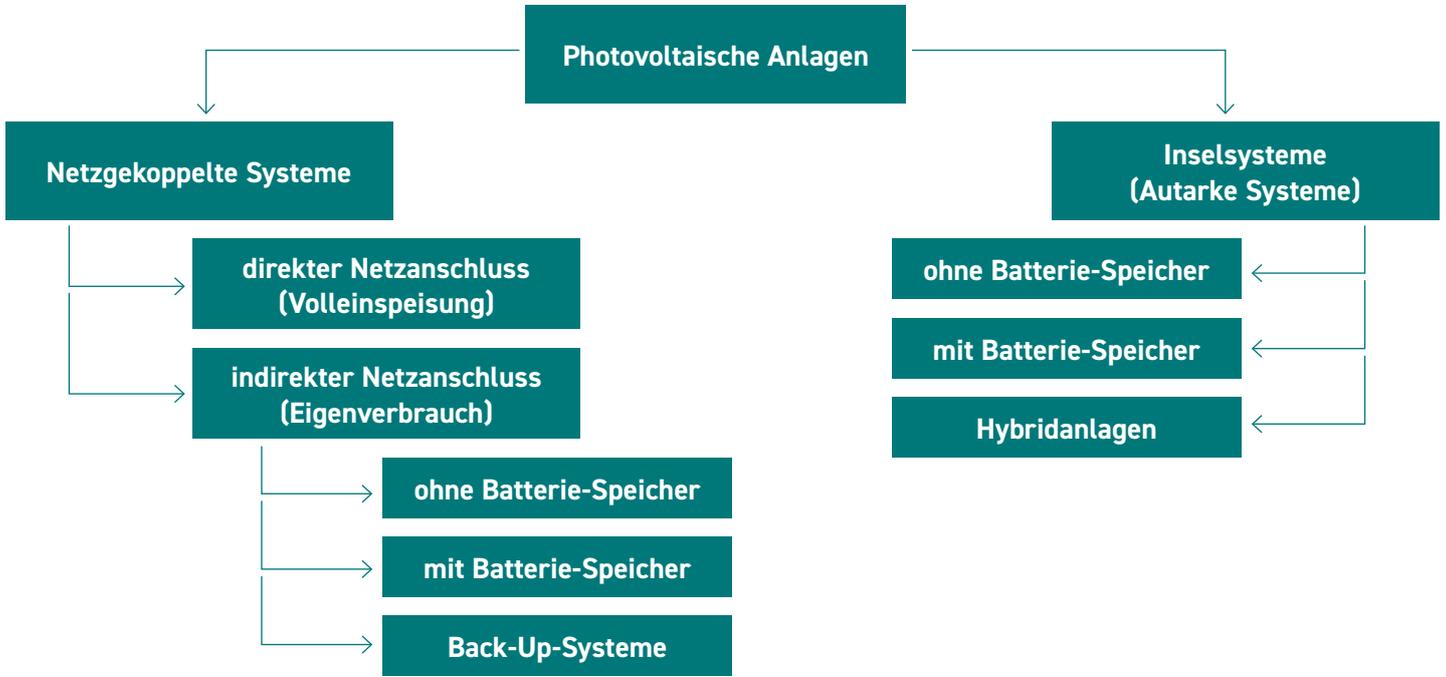


Abbildung 3: Übersicht photovoltaische Anlagensysteme

2.1.1 Netzgekoppelte Systeme

Netzgekoppelte Systeme werden errichtet, wenn nicht zu jeder Zeit ausreichend Strom über die PV-Anlage zur Verfügung steht. Die PV-Anlage wird hier über das Hausstromnetz mit dem öffentlichen Stromnetz gekoppelt (On-Grid). Damit kann Strom bei Bedarf aus dem Netz bezogen und zu viel erzeugter Strom eingespeist werden. Durch die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 mit sehr hohen Einspeisevergütungen

wurden netzgekoppelte Anlagen meist auf eine komplette Einspeisung ausgelegt. Dadurch wird der gesamte erzeugte Strom ins Stromnetz eingespeist. Heute wird auf eine maximale Nutzung (Eigenverbrauch) des erzeugten Stroms gesetzt und nur noch der Überschuss eingespeist. Die Entwicklung gibt es insbesondere, weil einerseits die Einspeisevergütung deutlich sinkt, andererseits die Strompreise stark steigen.

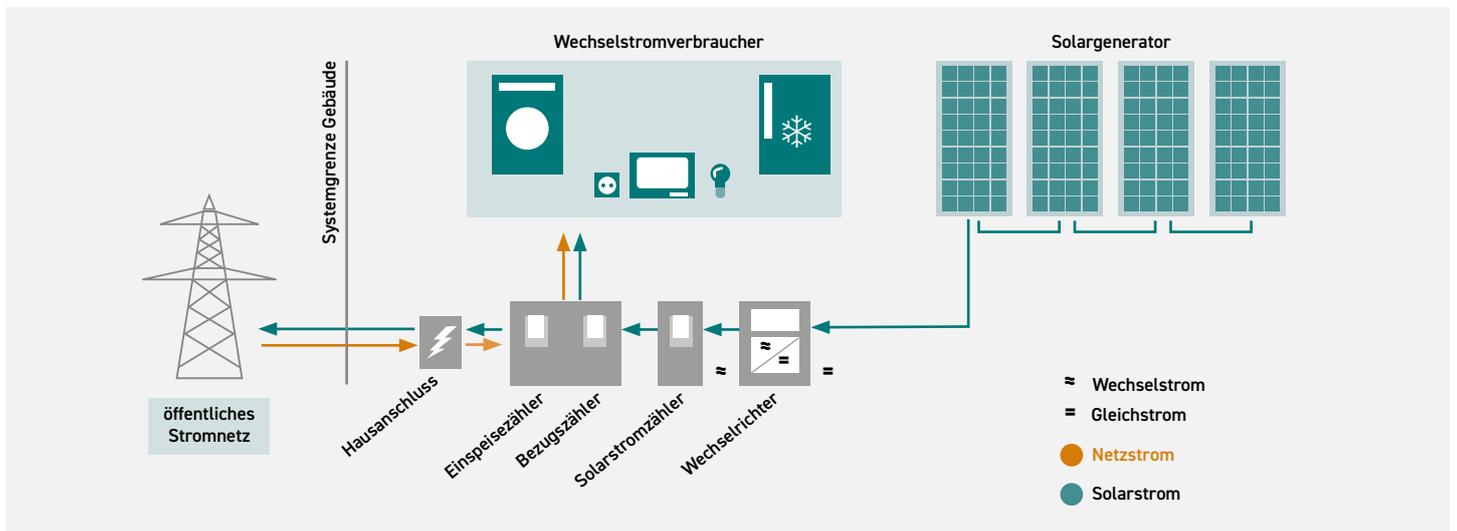


Abbildung 4: Schema einer netzgekoppelten Anlage ohne Batteriespeicher

Wer eine netzgekoppelte PV-Anlage errichten lassen möchte, muss dies vor der Installation beim regionalen Netzbetreiber über einen zugelassenen Elektromeister anmelden. Der Netzbetreiber prüft die einzureichenden Unterlagen und schreibt dem Elektrofachbetrieb vor, wie die Anbindung an sein Versorgungsnetz auszuführen und die Zähleranlage zu errichten ist. Nach Fertigstellung der

PV-Anlage sendet der Elektromeister dem Netzbetreiber die Fertigstellungsmeldung und der Betreiber muss die Inbetriebnahme bei der Bundesnetzagentur anzeigen (siehe Kap. 4.10). Weiterhin sind noch einige Dinge wie z.B. ein Einspeisemanagement (siehe Kap. 4.8) und statische Gegebenheiten vor Ort (siehe Kap. 4.11) zu beachten.

2.1.2 Inselssysteme

Ein Inselssystem dient der autarken Energieerzeugung und kommt dort zum Einsatz, wo keine (öffentliche) Energieversorgung vorhanden ist und eine Erschließung unmöglich oder unwirtschaftlich

wäre. Das wesentliche Merkmal liegt darin, dass keine Verbindung zum öffentlichen Stromnetz (Off-Grid) vorhanden ist. Die gesamte Energie wird selbst erzeugt und verbraucht.

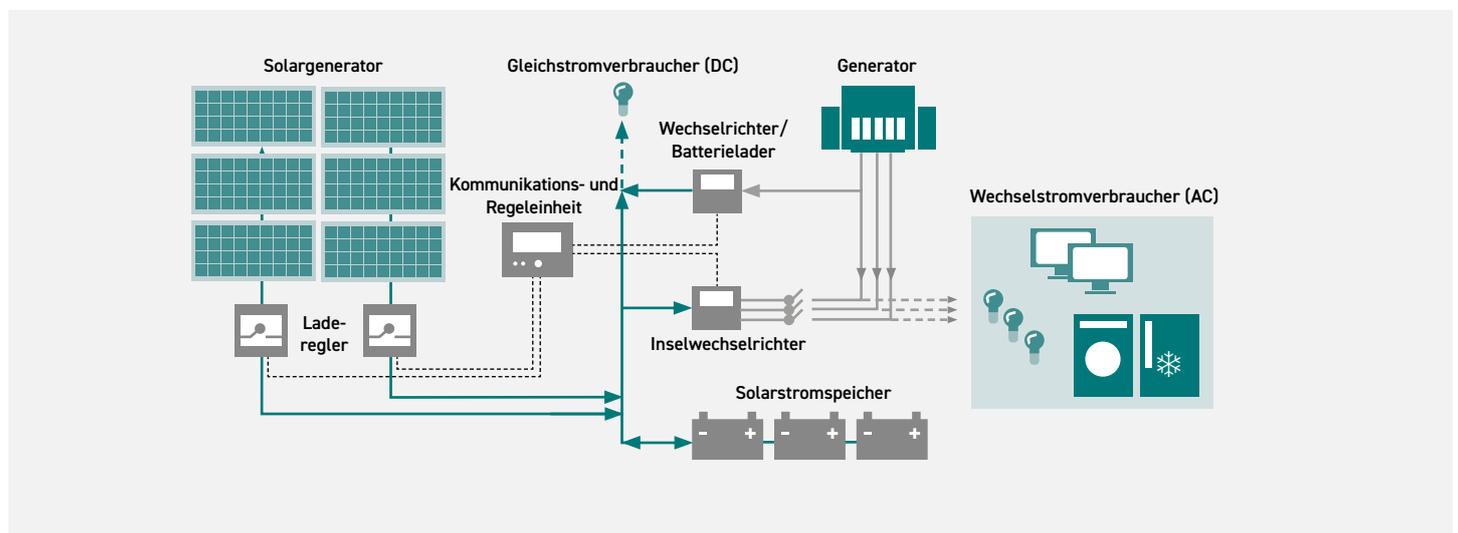


Abbildung 5: Schema eines DC-gekoppelten Inselsystems mit zusätzlichem Generator sowie Gleich- und Wechselstromverbrauchern

Inselnetze benötigen üblicherweise einen Speicher (Strom und/oder Wärme) oder ergänzende Erzeugungsanlagen (Hybridanlagen) wie Generatoren. Mit einer Zwischenspeicherung von Strom oder auch erwärmtem Heizungs- oder Trinkwarmwasser kann die benötigte Energie auch in den Abend- und Nachtstunden genutzt werden. Für die Steuerung der Ladung und Entladung der Batterie ist ein Laderegler verantwortlich. Er schützt sie vor Tiefentladung oder Überladung. Empfehlenswert sind MPPT-Laderegler. Werden Wechselstromverbraucher angeschlossen, ist zusätzlich ein spezieller Inselwechselrichter notwendig. Bei der Auswahl der Kapazität des Batteriespeichers sollte eine Sicherheit von bis zu 3 Tagen ohne Stromerzeugung einkalkuliert werden.



Abbildung 6: Autarke mobile Tiny Houses

Inselssysteme kommen für die Versorgung mit Elektroenergie von fest installierten Bauten (z.B. Berghütten, Inselhäuser, Tiny Houses oder Gartenlauben) oder auch bei mobilen Anwendungen (z.B. Boote, Wohnmobile und Camping) zum Einsatz.

Bei Hybridanlagen werden für die durchgehende Versorgung mit Elektroenergie in Zeiten ohne PV-Stromerzeugung u.a. Notstromgeneratoren oder kleine Windräder genutzt.

→ Funktionsweise von Photovoltaikanlagen

2.1.3 Mobile Solaranwendung

Für kleinere unregelmäßige Anwendungen kommen zunehmend mobile Solaranwendungen zum Einsatz, z.B. flexible Solarmodule für Sport- und Freizeitaktivitäten oder auch mobile Solaranlagen (siehe Abb. 8). Für flexible Module werden in der Regel Solarfolien verwendet. Diese haben ein sehr geringes Gewicht, sind biegsam



Abbildung 7: Faltbare Solarmodule fürs Camping

und daher vielfältig einsetzbar. Eine Photovoltaik-Folie besteht aus dünnem und flexiblem Kunststoff, auf dem Schichten aus amorphem Silizium (a-Si) oder eine hauchfeine Halbleiterschicht aus Kupfer, Indium, Gallium und Selen (CIGS) aufgebracht sind.



Abbildung 8: Mobiler Solargenerator als Anhänger für Events

2.2 Bauteile netzgekoppelter Systeme

Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen bestehen aus mehreren Bauteilen. Die wesentlichen Komponenten sind:

- Solargenerator mit Solar- bzw. Photovoltaikmodulen
- Befestigungssystem
- Wechselrichter
- (Solarstromspeicher)
- Kabelverbindungen

- Schutzeinrichtungen
- Zählerinheit und Netzanschluss
- Steuerung und Fernwirktechnik

Auf den folgenden Seiten werden diese wesentlichen Komponenten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen näher erklärt und es wird auf Besonderheiten eingegangen.

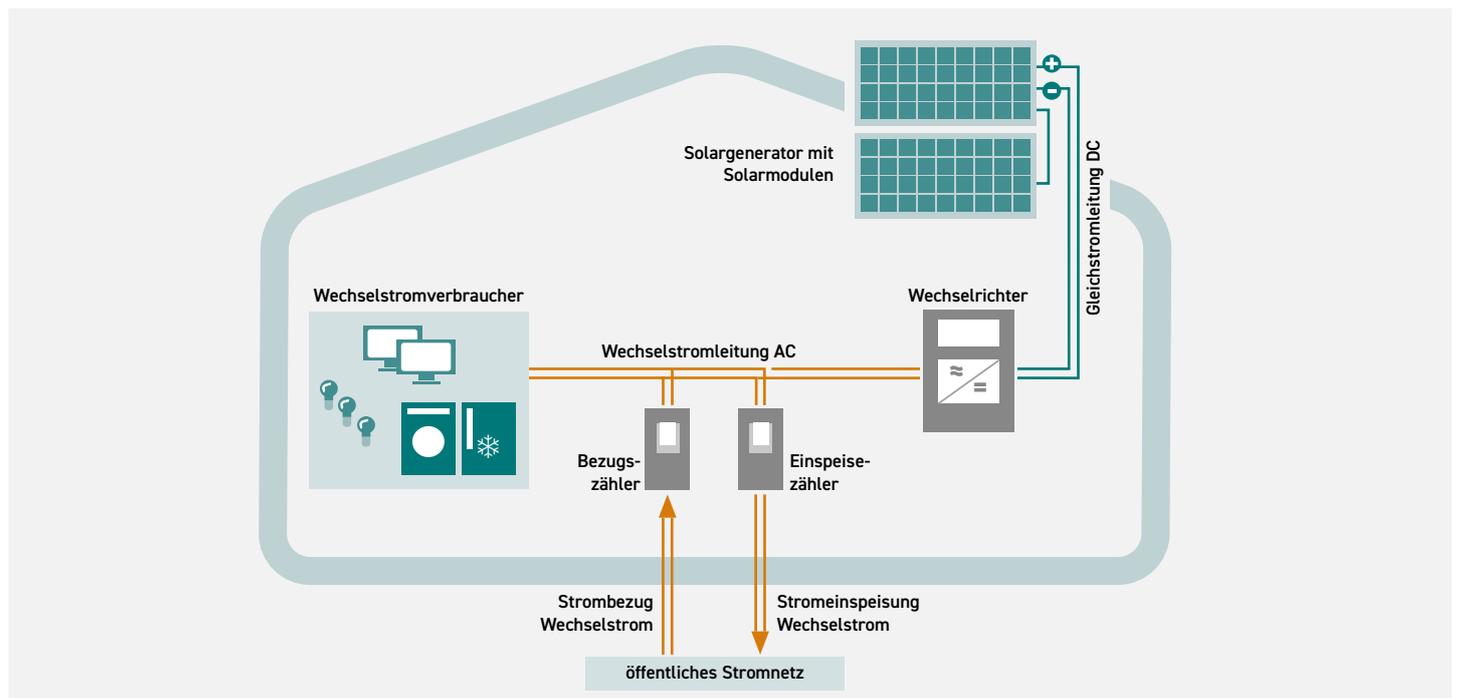


Abbildung 9: Aufbau einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage

2.2.1 Solarmodule

Bei Photovoltaikanlagen werden i.d.R. mehrere Solarmodule zu einem Solargenerator mit speziellen Solarkabeln elektrisch miteinander verbunden, der Strom aus der Globalstrahlung (siehe 2.4.1) erzeugt. Die Module werden mit einem Montagesystem u.a. an Gebäuden oder im Gelände befestigt (siehe Kap. 2.3).

Solarmodule bzw. Photovoltaikmodule bestehen aus unterschiedlichsten Materialien und mehreren miteinander verbundenen Schichten. Es gibt verschiedene Modularten und -größen, die sich entsprechend ihrer Zell-Technologien unterscheiden. Kristalline Module (monokristallin, polykristallin) werden am häufigsten verwendet. Sie werden nach der Stärke der eingebetteten Solarzellen in Dickschicht- und Dünnschichtmodule unterschieden.

Dickschichtmodule (Kristalline Module)

Dickschichtmodule haben mit über 90 % den größten Marktanteil, da sie neben guten Anwendungsmöglichkeiten auch ein gutes Preis-Leistungsverhältnis bieten. Diese Module bestehen aus mehreren zusammengeschalteten Zellen, die auf ein Kunststofflaminat aufgebracht sind. Die Zellen werden aus kristallinem Silizium, welches aus Quarzsand gewonnen wird, hergestellt. Das Laminat ist je nach Hersteller ca. 3 bis 4 mm stark. Das gesamte Modul (mit Rahmen) wiegt je nach Zusammensetzung zwischen 17 und 23 kg. Die Laminatstärke und das Gewicht sind u.a. abhängig von den verwendeten Gläsern und vom Alurahmen der das Laminat einfasst. Die Tabelle 1 zeigt u.a. Besonderheiten und den Flächenbedarf für verschiedene Solarzelltechnologien.

Modulart nach Zellart	Besonderheiten	Modul-Wirkungsgrad	Flächenbedarf für 1 kWp	Preis
Polykristallin	<ul style="list-style-type: none"> - preiswerte Fertigung - lang erprobte Technik - lange Lebensdauer - sehr geringe Störanfälligkeit 	17 – 21 %	6 – 7 m ²	mittel
Monokristallin	<ul style="list-style-type: none"> - hoher Wirkungsgrad - geringerer Flächenbedarf - unterschiedliche Farben möglich - lange Lebensdauer - sehr geringe Störanfälligkeit 	19 – 23 %	5 – 6 m ²	mittel – hoch
Dünnschicht (CIS/CIGS)	<ul style="list-style-type: none"> - preiswerte Fertigung - geringer Rohstoffbedarf - geringeres Gewicht - gute Erträge bei diffuser Strahlung und bei Hitzeeinwirkungen - in variablen Größen erhältlich (nur CIGS) 	16 – 18 %	6 – 8 m ²	mittel
HIT	<ul style="list-style-type: none"> - neue Technologie - guter Ertrag bei hohen Temperaturen - höhere Leerlaufspannung führt zu höheren Erträgen 	18 – 20 %	5 – 7 m ²	sehr hoch

Tabelle 1: Eigenschaften von Solarmodulen für verschiedene Solarzelltechnologien

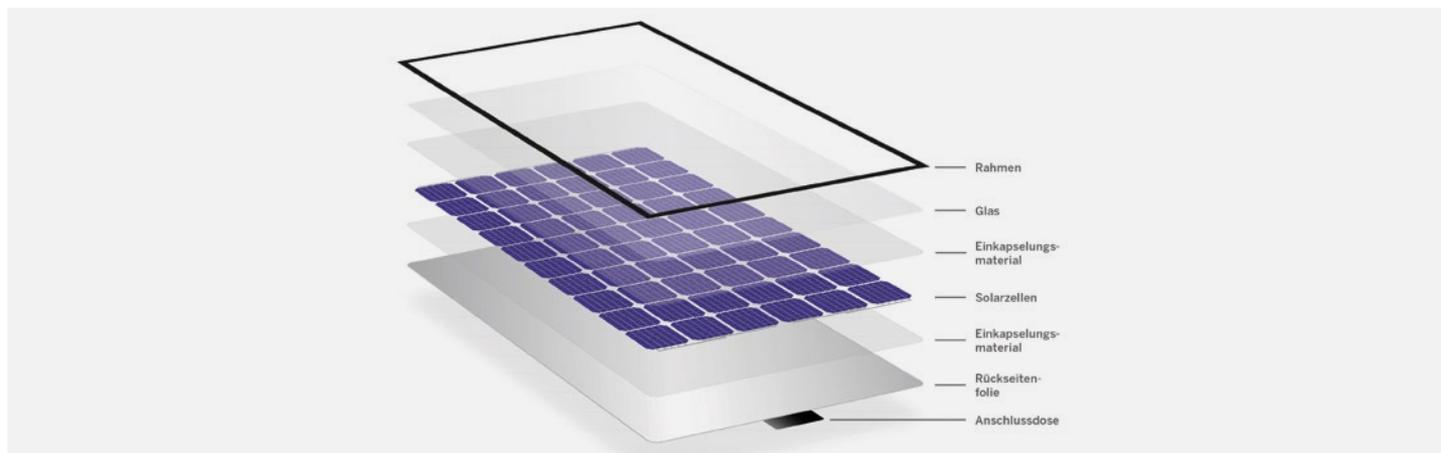


Abbildung 10: Aufbau Dickschichtmodule mit Rahmen

→ Funktionsweise von Photovoltaikanlagen

Aufbau von Dickschichtmodulen

Als Schutz gegen Hagel und Verschmutzung besteht die obere Lage des Moduls aus Einscheiben-Sicherheitsglas (ESG). Darunter befindet sich eine transparente Kunststoffschicht (EVA), in der die quadratischen Solarzellen eingebettet bzw. einlaminiert sind. Die Solarzellen sind durch Lötbandchen elektrisch miteinander verbunden. Unter den Solarzellen befindet sich eine weitere Kunststoffschicht (EVA). Die darunter befindliche unterste Lage besteht aus einer witterungsfesten Kunststoffverbundfolie, z. B. aus Polyvinylfluorid (Tedlar®) und Polyester oder bei Glas-Glas-Modulen aus einem Rückseitenglas. Ein umlaufender Profil-Rahmen aus Aluminium dient dem Schutz der Glasscheibe bei Transport und Montage sowie zur Befestigung und der Aussteifung des Modules.



Abbildung 11: Aufdach-Anlage mit monokristallinen Dickschichtmodulen

Kristalline Zellarten

Kristalline Solarzellen (PV-Zellen) bestehen entweder aus besonders reinem monokristallinen (homogen) oder polykristallinen (strukturiert) Silizium. Solarzellen wandeln Sonnenlicht in elektrische Energie um. Im Prinzip sind sie großflächige Photodioden. Wird ihnen Energie in Form von Lichtstrahlung zugeführt, lösen sich im Halbleitermaterial freie Ladungsträger (Photovoltaischer Effekt). Die Ladungsverschie-

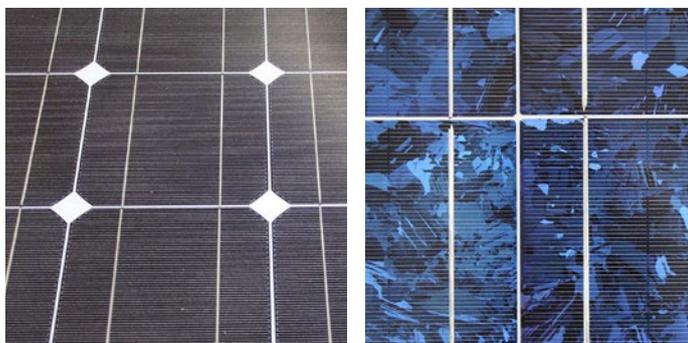


Abbildung 14: Unterschiedliche Zellstruktur von mono- und polykristallinen Solarzellen

Rückseitig sind ein oder zwei Modul-Anschlussdosen mit jeweils zwei Verbindungskabeln mit Steckverbindern angebracht. So können die Module einfach miteinander verbunden werden. In den Anschlussdosen befinden sich (meist drei) Bypass-Dioden. Über die Bypass-Dioden sind jeweils 20 – 24 Solarzellen in Reihe geschaltet. Die Bypass-Dioden dienen einerseits der Ertragssicherung bei partiell auftretenden Verschattungen, andererseits schützen sie die Zellen vor Überhitzungen, den sogenannten Hotspots.



Abbildung 12: Rückseite eines Dickschichtmoduls mit Modul-Anschlussdose und Verbindungskabel mit MC4-Steckverbinder



Abbildung 13: Aufbau einer Modul-Anschlussdose mit Bypass-Dioden

bung bewirkt eine Spannung, die sogenannte Photospannung. Wird an eine solche Zelle ein äußerer Stromkreis angelegt, fließt durch diesen ein Gleichstrom. Der Stromfluss ist abhängig von der Stärke der Lichteinstrahlung, wobei PV-Zellen sowohl das direkte als auch das diffuse Sonnenlicht nutzen können. Auch durch künstliches Licht z.B. durch Scheinwerfer wird eine Spannung erzeugt.

Der Wirkungsgrad von polykristallinen Zellen liegt derzeit bei 17 – 21 % und der von monokristallinen Zellen bei 19 – 23 %. Polykristalline Module haben somit einen geringeren Wirkungsgrad, sind aber auch preiswerter. Je besser der Wirkungsgrad der Solarzellen, umso geringer ist auch der Flächenbedarf (siehe Tab. 1) für den Solargenerator bzw. die gewünschte Erzeugungsleistung. Aufgrund von Forschung und Weiterentwicklung in verschiedensten Zelltechnologien werden die Wirkungsgrade von Solarzellen, und somit auch von Solarmodulen, immer besser.

Modulgrößen

Die Größe von Solarmodulen richtet sich gewöhnlich nach der Anzahl verbauter Solarzellen. Als Standardmodule haben sich rechteckige Solarmodule mit 60 oder 72 Solarzellen etabliert. Wenige Modulhersteller bieten auch kleinere PV-Module mit 48 Zellen an. Um den Modulwirkungsgrad zu erhöhen, reduzieren einige Modulhersteller auch den Randbereich zwischen den äußeren Solarzellen und dem

Modulrahmen. Da sich aber gerade bei flach geneigten Modulflächen am unteren Rand der Schmutz ansammelt, sind diese Module bei Verschmutzung in diesem Bereich stärker von Leistungseinbußen betroffen als Module mit einem breiteren Rand. Solarmodule mit Halbzellen haben einen geringeren Zellwiderstand und dadurch eine etwas höhere Leistung als Standardmodule.

Anzahl volle Zellen	48	60	72
Anzahl Halbzellen	0	120	144
Modulgröße in mm	1387 x 1023	1716 x 1023	2024 x 1004
typische Leistung in Wp	bis 270	bis 340	bis 400

Tabelle 2: Typische Modulgrößen und Leistungen von Dickschicht-Modulen

Glas-Glas-Module

Glas-Glas-Module sind eine Sonderform von kristallinen Modulen und setzen sich aufgrund der Langlebigkeit immer mehr durch. Die Solarzellen sind nicht zwischen Glas und Rückseitenfolie, sondern zwischen zwei Glasscheiben angeordnet. Dadurch liegen die Zellen in einem neutralen Zug- und Druckbereich und werden bei Durchbiegung des Moduls (z.B. bei hoher Schneelast) kaum belastet.

Glas-Glas-Module mit 60 Zellen haben ein Gewicht von etwa 20 kg. Durch die Verglasungstechnik erhöht sich die Lebensdauer der Module auf über 30 Jahre. Ein deutscher Hersteller rechnet mit einer Lebenserwartung seiner Module von mehr als 40 Jahren und gibt

bereits 30 Jahre Produktgarantie. Vor allem bei geringen Dachneigungen ist es im Hinblick auf die zu erwartende höhere Schneelast ratsam, auf Glas-Glas-Module zurückzugreifen. Diese Variante eignet sich auch bei bestimmten Umfeldbelastungen, da sie z.B. weniger empfindlich gegen das Eindringen von Wasserdampf oder Chemikalien ist. Sie werden auch als teiltransparente Module mit oder ohne Rahmen hergestellt, bei denen das Sonnenlicht noch zwischen den Zellen durchscheint. Diese Module eignen sich daher besonders für die bauwerksintegrierte Photovoltaik (BIPV) und sorgen gleichzeitig für eine teilweise lichtdurchlässige Verschattung, z.B. für Terrassen, Balkone, Glas-Fassaden und Carports.

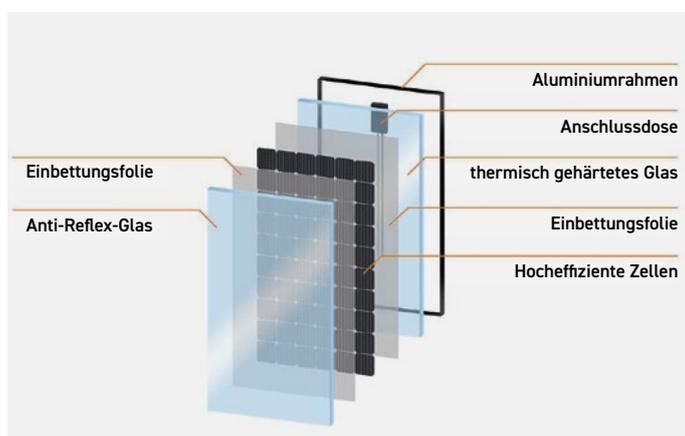


Abbildung 15: Aufbau Glas-Glas-Module mit Rahmen



Abbildung 16: Glas-Glas-Module ohne Rahmen

→ Funktionsweise von Photovoltaikanlagen



Abbildung 17: Fassade mit grünen Dünnschichtmodulen (CIS)



Abbildung 18: Aufdach-Anlage mit Dünnschicht-Modulen (CIS)

TIPPI! Auswahl geeigneter Solarmodule

Bei der Auswahl geeigneter Solarmodule müssen verschiedene Eigenschaften bzw. Vor- und Nachteile gegeneinander abgewogen werden. Ist vorrangig diffuse Einstrahlung zu erwarten oder sind nur geringe Traglastreserven vorhanden, bieten sich eher Dünnschichtmodule an. Ansonsten finden überwiegend kristalline Dickschichtmodule Anwendung. Persönliche Präferenzen hinsichtlich der Optik der Module spielen auch eine Rolle. Die Auswahl erfolgt dann in Bezug auf die Zell- und Rahmenfarbe und ggf. die Farbe der Rückseitenfolie. Für Terrassen-Überdachungen oder Solar-Carports bieten sich halbtransparente Glas-Glas-Module mit einer bauaufsichtlichen Zulassung als Überkopfverglasung an.

Dünnschichtmodule

Dünnschichtmodule sind gewöhnlich in der Modulfläche etwas kleiner als Dickschichtmodule. Sie sind weniger als 1 Zentimeter dick, wiegen zwischen 10 und 20 Kg und sind damit auch besonders geeignet für Flachdächer mit geringen Lastreserven. Hauptbestandteil sind meist aufgedampfte Halbleiterschichten aus amorphem Silizium, Cadmium-Tellurid (CdTe), Kupfer-Indium-Selen (CIS) oder Kupfer-Indium-Gallium-Selen (CIGS). Das Halbleitermaterial wird je nach Herstellungsprozess auf Glas oder auf Folie (flexibel) aufgedampft. Nach Cadmium-Tellurid sind CIS- und CIGS-Halbleiter derzeit die am häufigsten eingesetzten Werkstoffe für Dünnschichtmodule. Sie haben meist eine homogene Oberfläche mit dunkelgrüner, bräunlicher oder schwarzer Färbung.

Bei überwiegend diffuser Einstrahlung, z.B. bei sehr hoher Luftfeuchte oder Nebel, können Dünnschichtmodule auch höhere Erträge als Dickschichtmodule erzielen. Sie sind auch unempfindlicher gegen Teilverschattungen. In unseren Breitengraden erzielen diese Module gegenüber Dickschichtmodulen über das Jahr gesehen aber kaum Ertrags-Vorteile. Bei mobilen Anwendungen kann sich jedoch ein höherer Wirkungsgrad einstellen, wenn z.B. Äste oder ein montierter Dachkoffer die Solarmodule teilweise verschatten würden.

Dünnschicht-Solarzellen auf CIGS-Basis übertreffen alle anderen Dünnschicht-Technologien mit einem Modul-Wirkungsgrad von derzeit 17,9%. CIGS-Module zeichnen sich durch ihr hervorragendes Schwachlichtverhalten (bei diffusem Licht oder flachem Sonnenstand) aus, da sie die breiteste spektrale Empfindlichkeit aller PV-Technologien besitzen. Ihr elegantes und ästhetisches Erscheinungsbild macht sie vor allem im gestalterischen Bereich z.B. bei Fassaden interessant. Sie können auch ohne umlaufenden Rahmen mit Hilfe eines an der Modulrückseite angebrachten Montagesystems installiert werden.

Beim Einsatz auf flexiblen Substraten wie Aluminium- oder Edelstahlfolien, Titanfolie oder Polyimid können leichte CIGS-Module auch problemlos auf dem Dach von Fahrzeugen, z.B. Elektroautos, Bussen, Lastwagen, Schiffen oder Zügen angebracht werden.



Abbildung 19: Aufdach-Anlage mit Dünnschichtmodulen (CIGS)

Sonderform Tandemzelle (HIT-Module)

Ein HIT-Modul (HIT = Hetero junction with Intrinsic Thin-Layer) besteht aus einer zweischichtigen Kombination von Materialien. Ein hauchdünner monokristalliner Silizium-Wafer wird von einer ultradünnen amorphen Siliziumschicht (= Dünnschicht) umhüllt. Während der kristalline Zellenteil bei direkter Einstrahlung viel Solarstrom produziert, reduziert die amorphe Schicht auf der Oberfläche den Elektronenverlust. Wegen ihres besseren Temperaturkoeffizienten verlieren sie bei steigender Temperatur

außerdem weniger Leistung als kristalline Zellen. Derzeit werden Modulwirkungsgrade bis zu 20 % erreicht.

Weitere Sonderformen von Photovoltaikmodulen sind:

- Rückseitenkontaktierte Module
- Bifaciale Module
- PERC-Technologie

2.2.2 Wechselrichter

Der von den Solarmodulen erzeugte Gleichstrom (DC) wird mit Hilfe des Wechselrichters (Netzwechselrichter) in Wechselstrom (AC) umgewandelt. Je nach Wechselrichtertyp erfolgt die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz bei gekoppelten PV-Anlagen mit 230 V Wechselspannung (einphasig) oder mit 400 V (dreiphasig). Die direkte Nutzung des Solarstroms aus der PV-Anlage erfolgt je nach Wechselrichtertyp durch die Geräte, die auf der einspeisenden Phase angeschlossen sind.

Es gibt auch Wechselrichter, die nur für den Inselbetrieb (ohne Netzeinspeisung) beziehungsweise nur für die Netzkopplung (Netzeinspeisung) eher geeignet sind. Seitdem immer mehr Anlagenbetreiber Solarstromspeicher nutzen wollen, gibt es mittlerweile auch Hybrid-Wechselrichter. An diese Wechselrichter lässt sich gleichstromseitig der Solargenerator als auch das Stromspeichersystem anschließen, einige verfügen auch bereits über eine integrierte Ersatzstromversorgung.



Abbildung 20: Dreiphasiger Wechselrichter



Abbildung 21: Hybrid-Wechselrichter

Wechselrichter werden im Gebäudebereich gewöhnlich im Hausanschluss- bzw. Technikraum in der Nähe zum Zählerschrank installiert. Für andere Anwendungen können sie auch wettergeschützt im Außenbereich installiert werden. Alle wichtigen technischen Angaben, wie Leistungsbereich, Wirkungsgrad, Schutzeinrichtungen, Kommunikationsschnittstellen sind im jeweiligen Datenblatt des Wechselrichters zu finden. Bei Modul- bzw. Mikro-Wechselrichtern erreicht jedes Solarmodul individuell die höchstmögliche Leistung, Systeme können beliebig erweitert und Verluste aus Verschattungen auf ein Minimum reduziert werden.

Zentral-Wechselrichter	String-Wechselrichter	Multistring-Wechselrichter	Modul-Wechselrichter
<p>EINSATZ Solarparks</p> <p>VORTEIL → Wirkungsgrad → Wartung</p> <p>NACHTEIL → hoher Ertragsverlust bei Ausfall</p> 	<p>EINSATZ Solarparks sowie kleinere, mittlere und große PV-Anlagen</p> <p>HINWEIS Bei Anschluss mehrerer Stränge erforderlich: → gleiche Modulanzahl je Strang → gleiche Ausrichtung und Neigung → keine Verschattung → gleicher Modultyp</p> 	<p>EINSATZ Solarparks sowie kleinere, mittlere und große PV-Anlagen</p> <p>VORTEIL → Anschluss mehrerer Stränge unterschiedlicher Leistung, Spannung, Ausrichtung und Neigung möglich → Auswirkung von Verschattungen nur auf verschattete Stränge</p> 	<p>EINSATZ Kleine, mittlere und große PV-Anlagen sowie Balkon-Systeme</p> <p>VORTEIL → Jedes Modul: max. Leistung → Geringe Auswirkungen von Verschattungen → Bei Ausfall eines Gerätes produziert das Gesamtsystem weiterhin Energie → Modulare Erweiterbarkeit → Flexibel: Dachflächen können optimal genutzt werden</p> 

Tabelle 3: Unterschiedliche Wechselrichterkonzepte und deren Einsatzgebiete

→ Funktionsweise von Photovoltaikanlagen

2.2.3 Kabelverbindungen

Solarkabel

Für die Verbindung der Solarmodule untereinander und mit dem Wechselrichter sind spezielle Solarkabel (DC-Leitung) zu verwenden. Diese Leitungen müssen eine hohe Gleichspannung aushalten und sicherstellen, dass niemand beim Berühren eines Kabels und Anlagenteils zu Schaden kommt. Die Isolierung muss deshalb sämtlichen mechanischen und Umweltbelastungen (auch UV-Strahlung) über viele Jahre standhalten. Die richtige Dimensionierung des Querschnittes in Abhängigkeit der Länge, der angeschlossenen Leistung und der möglichen Reduktionsfaktoren sorgt dafür, dass der erzeugte Strom mit möglichst geringen Verlusten fließen kann.

Seit 2017 müssen alle in Europa zugelassenen Solarkabel mit der Kennzeichnung H1Z2Z2-K ausgestattet sein (DIN EN 50618). Nicht zugelassene Produkte zu verwenden, heißt im Schadensfall auch den Versicherungsschutz zu riskieren. Ist eine Erdverlegung geplant, muss hierfür auch ein zugelassenes Kabel verwendet werden. Weitere Hinweise zur Alterung von Solarkabeln erfahren Sie im Kapitel 2.4.7.



Abbildung 22: Zugelassene Solarkabel HIKRA® SOL

Bei der Installation ist darauf zu achten, dass alle Solarleitungen nicht direkt in der Sonne oder dauerhaft im Wasser liegen. Diese sind witterungsbeständig in Installationsrohre, abgedeckte Installationskanäle oder geeignete Schächte zu verlegen. Ein Wassereintritt in das Isoliermaterial der Kabel könnte zu Isolationsfehlern führen. Isolationsfehler stellen einerseits ein Gefährdungspotential dar und andererseits führen diese zu Ertragseinbußen.

Zudem sollte die Befestigung von Kabeln so gewählt werden, dass die einzelnen Leitungen und Leitungsbündel fest umschlossen, aber nicht durch Druck-, Zug- oder Kerbbeanspruchung beschädigt werden können. Die Abstände von Befestigungen sind in der DIN VDE 0298-300:2004-02 Tabelle 21.9 festgelegt. Außerdem sind thermische Längenausdehnungen von allen Bauteilen zu berücksichtigen und die minimal zulässigen Biegeradien für Leitungen und Steckverbinder einzuhalten.



Abbildung 23: Verlegung von Solarkabeln in Schutzrohren

Steckverbinder

Mit Hilfe von Steckverbindern werden einzelne Solarmodule zu Strängen verbunden, um die für den verwendeten Wechselrichter optimale Betriebsspannung zu erreichen. Jeder Steckverbinder ist auch eine potentielle Fehlerquelle, die zu einer Unterbrechung des Stranges und somit zu erheblichen Ertragsverlusten führen kann.

Steckverbinder sind außerdem so zu befestigen, dass sie weder auf der Dachfläche aufliegen, noch sich Wasser- oder Schneeanlagerungen an ihnen bilden können. Deshalb sollten auch hier Qualitätsprodukte verwendet und auf eine ordentliche Montage geachtet werden.



Abbildung 24: Verbindung von Solarmodulen mit MC4-Steckverbinder

2.2.4 Schutzeinrichtungen

Überspannungsschutz

In der Vergangenheit war der Einbau von Überspannungsschutz-Ableitern in PV-Anlagen nur Pflicht, wenn ein Blitzschutzsystem vorhanden war und der Trennungsabstand nicht eingehalten wurde. Seit 2018 ist der Einbau eines Überspannungsschutzes bei allen PV-Anlagen gefordert (DIN VDE 0100-443 / DIN VDE 0100-534). Dies gilt bei Neuanlagen ebenso wie bei Umbauten und Erweiterungen. Damit werden alle elektrischen Geräte im Haus inklusive der Photovoltaikanlage vor schädlichen Überspannungen geschützt. Auch wenn ein Blitz nicht direkt einschlägt, können sich durch dessen Magnetfeld sehr hohe Spannungsspitzen einkoppeln. Zudem ist bereits bei der Leitungsverlegung von Solarkabeln auf dem Dach darauf zu achten, dass

keine großen Leiterschleifen gebildet werden. Elektronik reagiert sehr empfindlich auf Spannungsspitzen, deshalb ist diese durch Überspannungs-Ableiter (siehe Abb. 25) zu schützen.

Bei Gebäuden ohne äußere Blitzschutzanlage sind sowohl auf der AC-Seite (AC-Schutz) als auch auf der DC-Seite (DC-Schutz) Überspannungsschutz-Ableiter vom Typ II pro MPP-Tracker zu verwenden (DIN VDE 0185-305-3, Beiblatt 5 / TS 50539-12). Der wirksame Schutzbereich von Überspannungsschutz-Geräten beträgt max. 10 m Leitungslänge. Kann der Abstand nicht eingehalten werden, ist ein zusätzlicher Überspannungs-Ableiter so nah wie möglich am schützenden Gerät einzubauen.

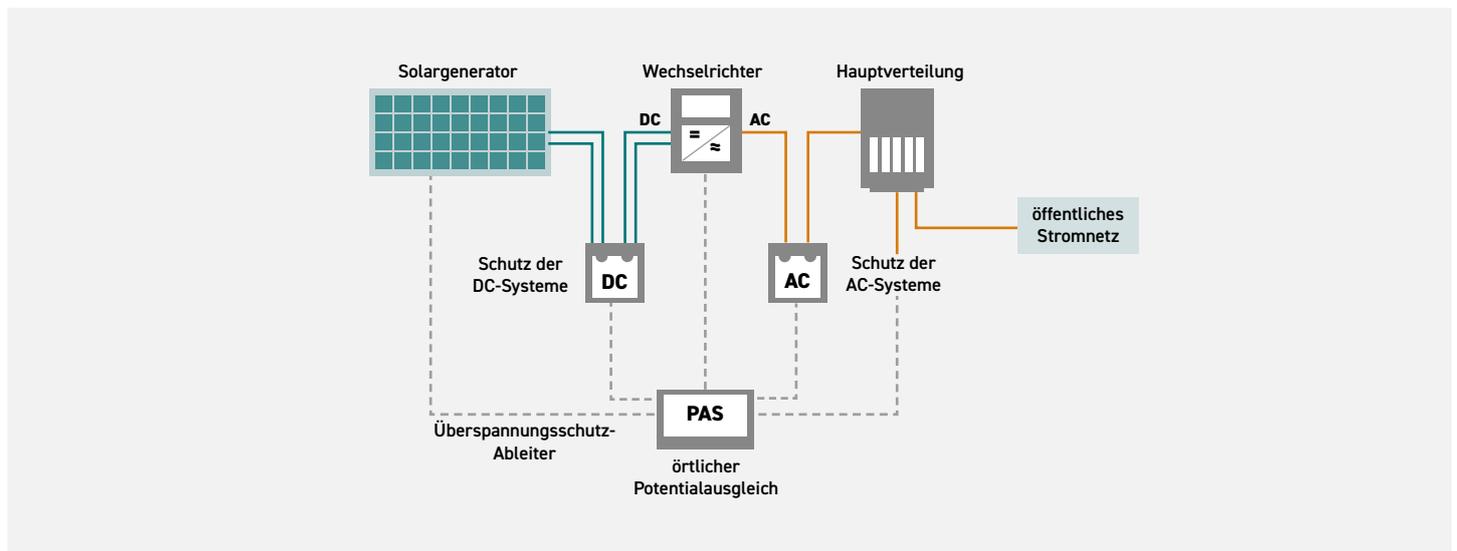


Abbildung 25: Schutzeinrichtungen netzgekoppelter Photovoltaikanlagen

Schutzpotentialausgleich

Die Berührungssicherheit elektrischer Anlagen hat insbesondere für PV-Anlagen eine sehr hohe Bedeutung. Primärschädigungen durch elektrischen Schlag können sehr leicht zu sehr schweren Sekundärschäden, wie Dachabsturz führen. Die Leiterquerschnitte für den Potentialausgleich sind so vorgeschrieben, dass sich die Querschnitts-Bemessung der Leiter des Haupt-Potentialausgleichs am Querschnitt des größten Schutzleiters der gesamten Elektroanlage orientieren muss (VDE 0100-540 / IEC 60364-5-54). Dies bedeutet zum Beispiel, wenn der größte Querschnitt eines Schutzleiters 16 mm² beträgt, so müssen auch die Potentialausgleichsleiter mit 16 mm² ausgeführt werden.

Strangsicherungen

Werden mehr als zwei Modulstränge (Strings) parallel geschaltet, sind in der Regel Strangsicherungen einzusetzen. Die Rückstromfestigkeit ist in den Moduldatenblättern angegeben und unbedingt zu berücksichtigen. Rückströme können auftreten, wenn bei parallel geschalteten Modulsträngen die Leerlaufspannung einzelner Stränge stark voneinander abweicht. Dies kann vorkommen, wenn einzelne Module defekt sind und in einem String die Leerlaufspannung im Bereich der MPP-Spannung parallel geschalteter Stränge liegt. Daraus folgend können lokale Erhitzungen und somit auch Sekundärschäden entstehen. Werden PV-Module dadurch zerstört, und die geforderten Sicherungen waren nicht eingebaut, entfällt ggf. ein Garantiespruch.

→ Funktionsweise von Photovoltaikanlagen

Überstromschutz

Kabel und Leitungen auf der Wechselspannungsseite sind durch Überstromschutzeinrichtungen, z.B. Leitungsschutzschalter oder Lasttrennschalter mit Sicherung zu schützen (DIN VDE 0100-712). Es sind ausschließlich Leitungsschutzschalter als Lasttrenneinrichtung einzusetzen. Ein Schraubsicherungselement ist kein Lasttrenner und darf somit nicht als Lasttrenneinrichtung eingesetzt werden. Das Schraubsicherungselement kann beim Trennen unter Last zerstört oder dessen Funktion durch Kontaktabbrand beeinträchtigt werden. Es dient lediglich als Leitungsschutz.

Fehlerstromschutz

Bei transformatorlosen Wechselrichtern wird eine gleich- und wechselstromseitige RCD-Schutzeinrichtung verlangt. Die Konformitätserklärung des Herstellers bestätigt, dass diese allstromsensitive Fehlerstromschutzeinrichtung im Wechselrichter integriert ist.

Fernwirktechnik

Solaranlagen müssen gemäß EEG je nach installierter Leistung mit technischen Einrichtungen ausgestattet werden, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeisung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann. Dies geschieht durch Einbau einer sogenannter Fernwirktechnik (siehe Kap. 4.8).

2.2.5 Zähleinheit und Netzanschluss

In der Unterverteilung bzw. im Schaltschrank (Zählerschrank) sind bei Strombezugskunden analoge (Ferraris-Zähler) oder digitale Stromzähler (Zähleinheit) für die Abrechnung von Strom installiert. Ein Bezugszähler misst aber nur die gelieferte Strommenge in Kilowattstunden (kWh). Bei der Inbetriebnahme einer Photovoltaikanlage wird der Bezugszähler in einen Einspeise- und einen Bezugszähler, üblicherweise in einen gemeinsamen Zweirichtungszähler, ersetzt. Der Einspeisezähler misst nun auch die ins Stromnetz eingespeiste Strommenge in Kilowattstunden (kWh).

Ein Zweirichtungszähler vereint die Funktion des Einspeise- und des Bezugszählers in einem Gerät. Für den eingespeisten Strom wird eine Einspeisevergütung gemäß der Bedingungen des Einspeisevertrages bzw. dem EEG üblicherweise monatlich aus-

TIPP! Abnahmehinweis

In der Regel überprüft der Zählermonteur nicht die sachgemäße Installation der PV-Anlage, sondern lediglich die Einhaltung der Netzanschlussbedingungen und des Einspeisemanagements. Daher ist empfehlenswert, eine PV-Anlage immer noch durch einen unabhängigen Sachverständigen abnehmen zu lassen (siehe Kap. 5.1).

gezahlt. Der Netzbetreiber lässt über einen Zählermonteur den Zählerumbau vornehmen und die PV-Anlage in Betrieb setzen. Ab diesen Tag gilt dann die PV-Anlage als „in Betrieb genommen“.

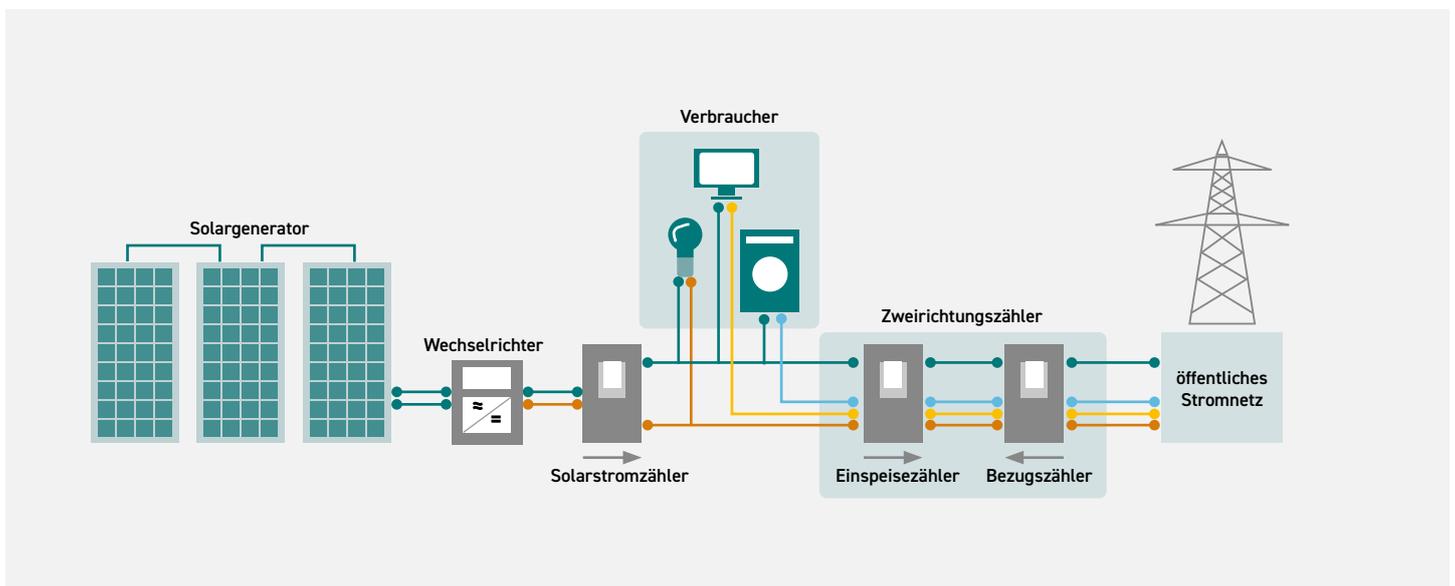


Abbildung 26: Schema Zähleinheiten für einphasige Einspeisung und dreiphasigen Strombezug



Abbildung 27: Digitaler Zweirichtungszähler



Abbildung 28: Moderne Messeinrichtung

Seit 2019 werden aufgrund des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) alle Messstellen bzw. Zählerleinheiten bis 2032 durch den Messstellenbetreiber mit modernen Messeinrichtungen ausgestattet. Alle Haushalte mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh, Besitzer einer Erzeugungsanlage ab einer Anlagenleistung von 7 kW (z.B. eine PV-Anlage) oder Betreiber einer unterbrechbaren/steuerbaren Verbrauchseinrichtung wie einer Wärmepumpe, erhalten darüber hinaus intelligente Messsysteme (auch Smart Meter genannt). Diese ermöglichen zukünftig auch die Nutzung von variablen Stromtarifen in Abhängigkeit der Stromverfügbarkeit bzw. Netzstabilität.

Weitere Information zum Thema im Internet unter:
www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Metering/SmartMeter

Für ein zuverlässiges Energiemanagement (siehe Kap. 3.1.2) z.B. für die Erhöhung des Eigenverbrauchs, wird aber oft noch ein zusätzlicher intelligenter Energiezähler bzw. Energiemanager des jeweiligen Herstellers benötigt, der mit dem jeweiligen Energiemanagementsystem kompatibel ist. Diese werden gewöhnlich auch im Schaltschrank installiert und liefern sekundengenaue Daten für ein exaktes Lastmanagement (Steuern von elektrischen Verbrauchern).

	Ferraris-Zähler	Moderne Messeinrichtung (mME)	Intelligentes Messsystem (iMSys)	Kommunikationseinheit = Smart-Meter-Gateway (SMG)
Zählertyp	Analoger Zähler	Digitaler Zähler ohne Kommunikationseinheit	Digitaler Zähler mit Kommunikationseinheit	Kommunikations-schnittstelle
Funktionen des Zählers	Aktueller Zählerstand ! wird bis spätestens 2032 komplett ersetzt	Aktueller Zählerstand gespeicherte Werte (2 Jahre im Rückblick) --> tages- --> wochen- --> monats- --> jahresgenau ! aufrüstbar mit einer Kommunikationseinheit zum iMSys	Aktueller Zählerstand abrufbar in Viertelstundenwerten --> Tages- --> Wochen- --> Monats- --> Jahresanzeige	Schnittstelle zwischen Zähler und Kommunikationsnetz kann einen oder mehrere Zähler anbinden automatische Datenübertragung zum Messstellenbetreiber
Zuständig für Einbau, Messung und technischen Betrieb	Örtlicher Netzbetreiber	Grundzuständiger Messstellenbetreiber (i.d.R. örtlicher Netzbetreiber) oder ein vom Verbraucher beauftragter Messstellenbetreiber		Smart-Meter-Gateway-Administrator (entweder der grundzuständige Messstellenbetreiber oder ein wettbewerbliches Unternehmen)

Tabelle 4: Unterschied zwischen modernen und intelligenten Messsystemen, Quelle: Bundesnetzagentur

2.3 Montagearten

Photovoltaikanlagen können fest installiert oder auch mobil sein. Häufig werden sie aber unmittelbar auf bzw. an Gebäuden oder im Freiland errichtet. Auf den nächsten Seiten werden die wesentlichsten Montagearten aufgezeigt und Hinweise für eine fachgerechte Installation gegeben.

2.3.1 Aufdach-Montage

Bei einer Aufdach-Montage wird der Solargenerator auf die Dacheindeckung installiert, in der Regel parallel zur Dacheindeckung bzw. Abdichtung. Für jede Art der Dacheindeckung z.B. Ziegel, Bitumen, Trapezblech, Stehfalz, Sandwichelemente oder Well eternit gibt es unterschiedlichste Befestigungssysteme. Welches System verwendet werden kann, hängt auch von der Art der Solarmodule und von den Windlastbeanspruchungen vor Ort ab. Die meisten Modulhersteller geben Empfehlungen zu Herstellern von Befestigungssystemen ab. Um Baufolgeschäden zu vermeiden, ist bei der Wahl und Dimensionierung der Unterkonstruktion und deren Befestigung besondere Sorgfalt notwendig.

Grundsätzlich muss ein Dach von seiner konstruktiven Beschaffenheit für die Installation einer PV-Anlage geeignet sein. Die freien Traglastreserven des Daches müssen ausreichen, um die zusätzlichen Lasten aus der Anlage aufzunehmen. Der Nachweis hierfür ist z.B. durch einen Statiker zu erbringen. Die Standsicherheit der PV-Anlage bescheinigt der Installateur. Den einwandfreien Zustand des Daches sollte ein Dachdeckerfachbetrieb und/oder Fachplaner feststellen. Dabei ist zu prüfen, ob das Dach über die geplante Laufzeit der Photovoltaikanlage ausreichend sicher seine Funktion erfüllen kann. Gerade bei der Dachbefestigung werden viele Fehler gemacht, die die Regensicherheit des Daches im Laufe der Betriebszeit der PV-Anlage beeinträchtigen können. Die Dachentwässerung darf durch die PV-Anlage nicht behindert und bei der Installation von Montageschienen sollten ausreichend Dehnungsfugen bei Schienenstößen beachtet werden. Häufige Schadensursachen bei einer unsachgemäßen Aufdach-Montage sind im Kapitel 5.1 aufgeführt.



Abbildung 29: Aufdach-Montage eines Solargenerators



Abbildungen 30/31: Befestigungssysteme mit Montageschienen (einlagig) und Dachhaken auf Blechziegeln

TIPP! Blechziegel schonen Ziegeldach bei PV-Montage

Bei Ziegeldächern bewährte sich, für Ziegel die sich unter dem Dachhaken befinden, Blechziegel zu verwenden. Dies verhindert einen Ziegelbruch während und nach der Montage. Blechziegel gibt es bereits für verschiedene Dachziegel oder auch Sonderanfertigungen von Metaldachplatten für jede Ziegelart z.B. von www.marzari-technik.de.

Satteldach und Pultdach

Die PV-Module werden bei Steildächern i.d.R. parallel zur Dachfläche (gleiche Neigung) verlegt. Bei Flachdächern kommen häufig auch aufgeständerte Montagesysteme zum Einsatz, um mit einem günstigeren Einstrahlwinkel der Sonne den Ertrag zu erhöhen.



Abbildung 32: Befestigungssystem mit Montageschienen (einlagig) und Dachhaken



Abbildung 33: Modulklemme zur Fixierung von PV-Modulen



Abbildung 34: Modulbefestigung mit K2 Systems Einlegesystem



Abbildung 35: Anschluss Potentialausgleich am Befestigungssystem



Abbildung 36: Montage auf Bitumenschindeln



Abbildung 37: Montage auf Trapezblechdach

Flachdach

Bei Flachdächern können PV-Module dachparallel verlegt oder mit Hilfe von speziellen Systemen in verschiedenen Neigungswinkeln aufgeständert werden. Montagesysteme bestehen oft aus Aluminium oder UV-beständigen Kunststoffwannen und müssen mit dem Flachdach verbunden oder beschwert werden. Flachdächer haben unterschiedlichste Dacheindeckungen wie Trapezblech, Stehfalzblech, Bitumen- oder Kunststoffbahnen. Weisen diese keine ausreichende Funktionstüchtigkeit mehr auf, sind sie zu erneuern. Wenn sich unter der Dachabdichtung eine Wärme-

dämmschicht befindet, darf diese durch die Belastung der PV-Anlage nicht zusammengedrückt werden. Die Dachabdichtung in den Montagebereichen sollte während der Installation einer PV-Anlage durch Bautenschutz-Matten geschützt werden. Befestigungssysteme mit Metallprofilen dürfen nicht direkt auf der Abdichtung aufliegen, da bei Temperaturexpansionen die Abdichtung beschädigt werden könnte. Geeignete Schutzmatte trennen die Profile von der Abdichtung. Bei Kunststoffdacheindeckungen aus PVC ist eine aluminiumkaschierte Schutzmatte unter dem PV-System zu verwenden.



Abbildung 38: Dachparallele Montage auf Stehfalzblech (Einlegesystem zweilagig)



Abbildung 39: Dachparallele Montage auf Trapezblech



Abbildung 40: Aufgeständerte Montage mit Kunststoffwannen



Abbildung 41: Aufgeständerte Montage mit Kunststoffwannen



Abbildung 42: Aufgeständerte Montage mit Aluminium-Gestellen auf Bitumendach



Abbildung 43: Aufgeständerte Montage mit Aluminium-Gestellen auf Blechdach

→ Funktionsweise von Photovoltaikanlagen

2.3.2 Bauwerksintegrierte Photovoltaik

Bauwerksintegrierte Photovoltaik (BiPV) steht für die Installation von PV-Modulen in die Gebäudehülle. Dabei stehen nicht nur die klassische Energiegewinnung, sondern auch weitere Funktionen wie Wärmedämmung, Sonnen- und Wetterschutz oder architektonische Funktionen im Vordergrund.

Indach-Montage

Bei einer Indach-Montage ersetzen die PV-Module in der Regel die Dacheindeckung. Sie werden in der Ebene der Dachhaut montiert und übernehmen eine abdichtende Funktion. Je nach Dachneigung und Hersteller kann ein regensicheres Unterdach notwendig werden. Da besonders an heißen Tagen der solare Er-

trag einer nicht hinterlüfteten Indach-Anlage sinkt (siehe Kap. 2.4.5), bieten einige Hersteller mittlerweile hinterlüftete Montage-Lösungen an. Eine weitere Möglichkeit bieten weniger auffällige Solardachziegel bzw. -Paneele. Am Markt gibt es diverse Hersteller für verschiedene Ziegelformen oder auch ziegelähnliche Paneele bzw. Module. Solardachziegel sind kleiner als herkömmliche Solarmodule und benötigen somit auch mehr Steckverbinder untereinander. Dies erhöht jedoch die potentiellen Fehlerquellen. Die Montage ist etwas aufwändiger und kostenintensiver als bei herkömmlichen PV-Anlagen. Hersteller geben dennoch bereits bis zu 40 Jahre Produktgarantie. Solardachziegel bzw. -Paneele werden z.B. bei Baudenkmälern, unregelmäßigen Dachflächen oder aus ästhetischen Gründen verwendet.



Abbildung 44: Indach-Montage mit Glas-Glas-Modulen



Abbildung 45: Fertige Indach-Anlage mit Glas-Glas-Modulen



Abbildung 46: Solardachziegel in Flachziegeloptik



Abbildung 47: Solardachziegel in Dachschieferoptik

Fassade

Bei einer Fassadenmontage werden PV-Module vor oder direkt in die Fassade montiert. Meistens kommen hierfür Glas-Glas- oder Dünnschichtmodule zum Einsatz, da diese das Gebäude noch optisch aufwerten können. Zudem erzielen Dünnschicht-Module gegenüber Dickschicht-Modulen höhere Erträge, wenn diese senkrecht montiert

sind. Ein deutscher Modul-Hersteller, der sich auf solche Fassadensysteme spezialisiert hat, bietet seine PV-Module mit einer größeren Farben- und Längenvielfalt sowie mehr Flexibilität bei der Montageart und der Montagerichtung an, was wiederum für Architekten sehr interessant ist.

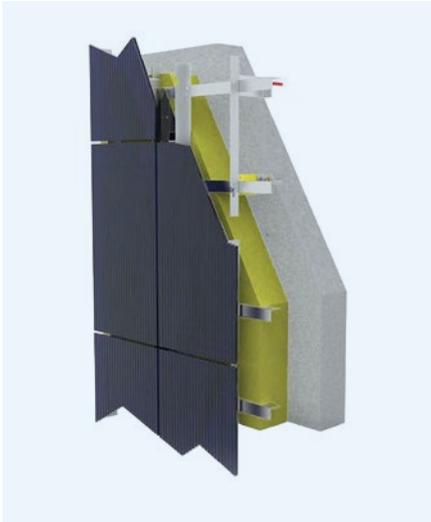


Abbildung 48: Konstruktiver Aufbau einer Fassadenanlage



Abbildung 49: Fassadenanlage mit blauen Dünnschichtmodulen

Sonnenschutzelemente / Solarglas

Zum Sonnenschutz können lichtdurchlässige oder lichtundurchlässige PV-Module als eine bauliche Verschattung dienen. Diese können konstruktiv oberhalb oder seitlich von Fenster- oder Glasbändern angebracht werden.

Am Markt sind auch größere Glaselemente mit integrierten Solarzellen erhältlich (Solarglas), ähnlich der Glas-Glas-Modultechnologie. Diese können zur Verschattung von Aufenthaltsbereichen hinter größeren Glasfassaden, Glasüberdachungen oder als Balkonelemente verwendet werden.



Abbildung 50: PV-Module als Verschattung von Fenstern



Abbildung 51: Solarfassade neues Rathaus Freiburg



Abbildung 52: Überdachung mit Solar-Glas



Abbildung 53: Balkonbrüstung mit Solar-Glas

→ Funktionsweise von Photovoltaikanlagen

2.3.3 Solar-Carport

Solar-Carports gehören mittlerweile zum Stand der Technik. Hier gibt es bereits sehr viele Konstruktionsarten, vorgefertigte Bauelemente und vielfältige Anwendungsmöglichkeiten, z.B. zum direkten Laden von E-Pedelecs, E-Bikes oder Elektroautos.

Bei der Auswahl von geeigneten Solarmodulen für ein Carport-Dach sind die Anforderungen ähnlich denen bei Flachdächern. Bei diffusen Lichtverhältnissen ist der Einsatz von Dünnschichtmodulen zu prüfen, da diese gerade bei wechselnden Lichtverhältnissen ein besseres Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweisen können. Hingegen bei Carportdächern mit einer reflektierenden Dachhaut z.B. aus Alublechen können bifaciale Solarzellen ertragreicher sein. Diese nehmen auch von unten Licht auf, welches in Strom umgewandelt wird.



Abbildung 54: Solar-Carport mit Glas-Glas-Modulen

Wenn die Solarmodule selbst als Carport-Dach dienen sollen (Abb. 54/55), muss auf die entsprechenden statischen Anforderungen der Module geachtet werden, sowie eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung vorliegen. Hier kommen in der Regel Glas-Glas-Module mit Verbundsicherheitsglas (VSG) zum Einsatz. Wer zudem eine Lichtdurchlässigkeit für das Carportdach bevorzugt, kann hierfür auch lichtdurchlässige, semitransparente Glas-Glasmodule verwenden. Die Zellabstände und damit auch die Helligkeit dieser PV-Module unterscheiden sich je nach Hersteller, können aber auch mit einem nicht unerheblichen Preisaufschlag frei gewählt werden.



Abbildung 55: Solar-Carport mit Dünnschicht-Modulen

2.3.4 Steckerfertige Anlage

Mit der im Februar 2017 in Kraft getretenen DIN VDE V 0100-551 (Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Andere Betriebsmittel – Abschnitt 551) ist der Einsatz kleiner steckerfertiger PV-Anlagen (Balkon-PV, Balkonkraftwerk, Mini-PV-Anlage oder Guerilla-PV) auch in Deutschland geregelt. Eine steckerfertige PV-Anlage besteht

aus einem oder mehreren PV-Modulen, welche entweder bereits mit einem Mikrowechselrichter ausgestattet sind, oder der Mikrowechselrichter wird zur Selbstmontage mitgeliefert. Sie sind geeignet, um auf kleinen Flächen, wie z.B. Balkonen oder Fassaden, Strom zu erzeugen und diesen direkt im eigenen Haushalt zu verbrauchen.

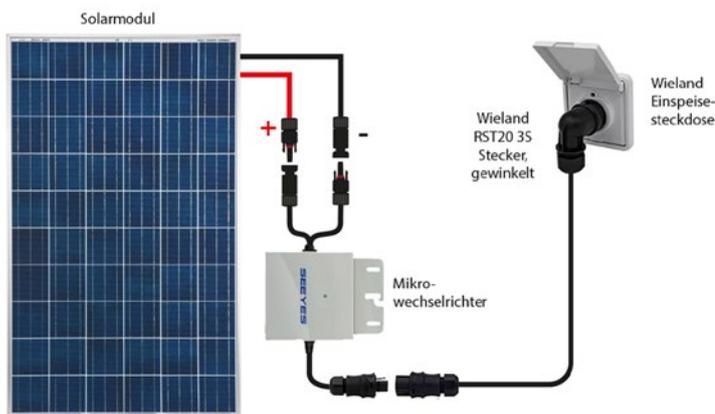


Abbildung 56: Schematischer Aufbau steckerfertige Anlage



Abbildung 57: Mini-PV-Anlage an einer Fassade

Vorteile gegenüber einer größeren PV-Anlage liegen in der einfachen Installation, den geringen Anschaffungskosten und der Anwendbarkeit für jedermann, auch für Mieter. Steckerfertige Anlagen müssen aber über spezielle Energiesteckdosen an den Haus- oder Wohnungsstromkreis angeschlossen werden. Der Anschluss muss von einer Elektrofachkraft vorgenommen werden. Die erzeugte Energie wird dann direkt in den Haus- oder Wohnungsstromkreis eingespeist, aber nicht in das öffentliche Stromnetz. Das Energieangebot reicht aus, um Elektrogeräte im Haushalt, wie Kaffeemaschine, Kühlschrank oder Computer tagsüber anteilig mit zu betreiben. Auf keinen Fall dürfen mehrere Anlagen über eine einfache Mehrfach-Verteilersteckdose an eine Haushaltssteckdose angeschlossen werden. Hier besteht hohe Brandgefahr durch Überlastung der Stromleitung.



Abbildung 58: Gartenanlage mit unterschiedlicher Ausrichtung

Ab 2024 gibt es einige Vereinfachungen für Stecker-Solaranlagen. Die max. Leistung für die Mikrowechselrichter wird von 600 Watt auf 800 Watt angehoben. Die erforderliche Anmeldung beim zuständigen Netzbetreiber entfällt und es ist nur noch eine vereinfachte Anmeldung bei der Bundesnetzagentur nötig. Rückwärtsdrehende Stromzähler werden übergangsweise erlaubt.

TIPP! SAENA Info-Flyer Stecker-Solaranlagen

www.saena.de/broschueren

TIPP! Stecker-Solar-Simulator HTW Berlin

<https://solar.htw-berlin.de/rechner/stecker-solar-simulator/>



Abbildung 59: Freilandanlage als Solarschild

2.3.5 Freiflächenanlage

Stehen Installationsflächen auf und an Gebäuden nicht in ausreichender Größe oder Ausrichtung zu Verfügung, kommen Freiflächen- oder Gartenanlagen in Betracht. Diese können frei in der erforderlichen Größe und ideal nach Süden ausgerichtet auf ein geneigtes Montagesystem installiert werden. Freiflächenanlagen werden bevorzugt auf Konversionsflächen errichtet. Diese Flächen sind z.B. ehemalige Industrie- oder Gewerbeflächen sowie nicht mehr genutzte Militärfelder, die einer baulichen Wiederverwendung zugeführt werden sollen.

Das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023 erweiterte die förderfähige Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen u.a. mit:

- Randstreifen von 500m entlang von Autobahnen und Schienenwegen
- künstliche oder erheblich veränderte Gewässer (Floating-PV)
- Ackerflächen, die kein Moorboden, Naturschutzgebiet oder Nationalpark sind (Agri-PV)
- Parkplatzflächen
- besondere Moorflächen



Abbildungen 60/61: Aufgeständerte Freilandanlagen

→ Funktionsweise von Photovoltaikanlagen

Auf Flächen, die vor dem 01.01.2010 bereits als Gewerbe- oder Industriegebiet ausgewiesen waren, können ebenso PV-Anlagen errichtet werden. Die nachträgliche Schaffung von Gewerbeflächen für die Errichtung und Nutzung einer Photovoltaik-Großanlage ist aus Gründen des nachhaltigen Flächenverbrauchs ausgeschlossen. Zur Verwendung einer Fläche für eine Solaranlage muss nachgewiesen werden, dass der ökologische Wert der Stellfläche bereits schwerwiegend beeinträchtigt war. Bei der Projektierung von Photovoltaik-Großanlagen ist die Beantragung einer Baugenehmigung bei der zuständigen Behörde wichtig, da mit dem Bau einer Großanlage in das bestehende Landschaftsbild eingegriffen wird.

2.4 Einflüsse auf den Stromertrag

Bevor die Entscheidung einer Investition in eine Photovoltaikanlage getroffen wird, müssen die Standortbedingungen genauer analysiert werden. Denn Art und Größe der Anlage hängen wesentlich von der Frage ab, wo und wie die Anlage errichtet werden kann. Bei der Planung müssen dann die wichtigsten Parameter, die den Stromertrag mindern könnten, beachtet werden.

Der solare Stromertrag aus einer Photovoltaikanlage wird im Wesentlichen beeinflusst durch:

- Lage bzw. Standort
- Ausrichtung und Neigungswinkel
- Verschattung
- Verschmutzung
- Witterung
- Alterung
- Dimensionierung

2.4.1 Lage

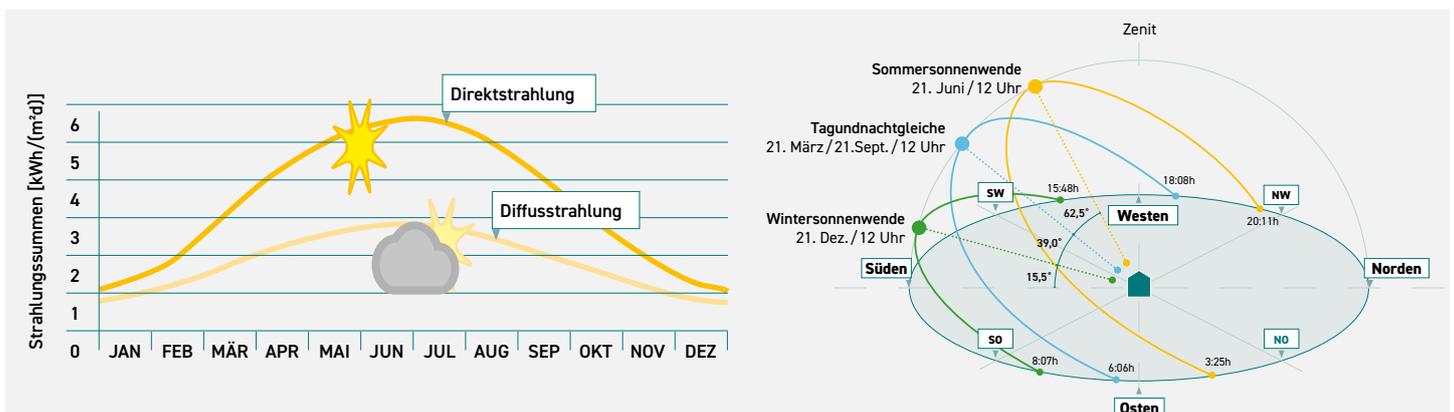
Wie wirkungsvoll eine Photovoltaikanlage Strom erzeugen kann, hängt zu allererst von der jährlichen Globalstrahlung bzw. Bestrahlungsstärke am Standort der geplanten Anlage ab. Von der auf die Erdatmosphäre auftreffenden Sonnenstrahlung kommt nur ein Teil als Direktstrahlung auf der Erdoberfläche an. Der restliche Teil wird

Im EEG 2023 ist festgelegt, dass Netzbetreiber den Solarstrom aus Großanlagen bis zu einer Leistung von 1 MW abnehmen und gemäß EEG 2023 vergüten müssen. Für Freiflächenanlagen, Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen (z.B. Deponien), PV-Anlagen auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand ab einer Leistung von 1 MW, gilt die Pflicht zur Teilnahme an einer Ausschreibung. Die maximale Gebotshöhe ist Freiflächenanlagen 20 MW begrenzt, da durch die gestiegene Energieeffizienz mittlerweile mehr Leistung pro Quadratmeter installiert werden kann. Letztlich entscheidet das Baurecht bzw. die Baugenehmigungsbehörde, ob eine Freiflächenanlage errichtet werden darf, auch für Anlagen die keiner EEG-Vergütung unterliegen sollen.

an der Atmosphäre reflektiert oder dort absorbiert bzw. zerstreut. Diese zerstreuten Strahlungsanteile (Diffusstrahlung) können auf das Jahr gesehen in manchen Regionen einen höheren Beitrag zur Solarstromerzeugung leisten als die Direktstrahlung (siehe Abb. 62). Die Berücksichtigung der Diffusstrahlung – auch Schwachlichtverhalten genannt – ist ebenso ein wichtiger Aspekt bei der Auswahl von Solarmodulen in Bezug auf die Leistungsfähigkeit.

In den letzten Jahrzehnten haben sich die Globalstrahlung und die täglichen Sonnenstunden in Deutschland erhöht. Als Grund wird u.a. die Verringerung von Schmutzpartikeln in der Außenluft gesehen – sprich die Luft ist immer sauberer geworden. Jahreszeitlich bedingt ist im Sommerhalbjahr mit einer ca. 5-fach höheren Solarstrahlung als im Winterhalbjahr zu rechnen und dementsprechend höheren Stromerträgen im Sommer.

Innerhalb Deutschlands variiert die Globalstrahlung zwischen ca. 1.000 und 1.300 kWh/m²a (Kilowattstunden pro m² im Jahr). In Südeuropa hingegen beträgt die Globalstrahlung bis zu 2.000 kWh/m²a, in der Sahara sogar 2.500 kWh/m²a. Die jährlich veröffentlichten Globalstrahlungskarten des Deutschen Wetterdienstes zeigen die unterschiedliche Verteilung der Sonneneinstrahlung in Deutschland, Abb. 64 gemittelt über 30 Jahre.

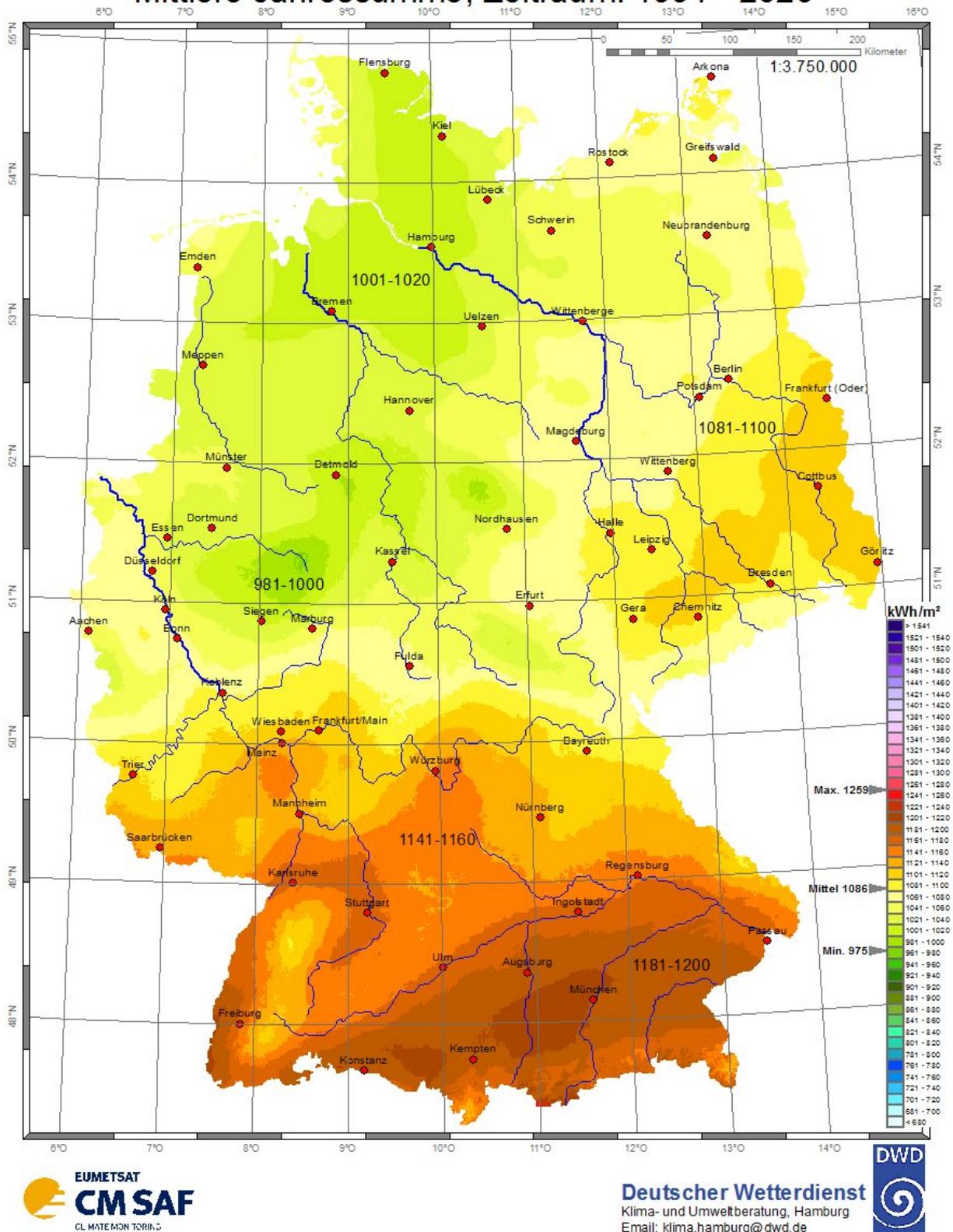


Abbildungen 62/63: Jahresverlauf der Globalstrahlung und des Sonnenstandes

Globalstrahlung in Deutschland

Basierend auf Satellitendaten und Bodenwerte aus dem DWD-Messnetz

Mittlere Jahressumme, Zeitraum: 1991 - 2020



Deutscher Wetterdienst
 Klima- und Umweltberatung, Hamburg
 Email: klima.hamburg@dwd.de



Abbildung 64: Globalstrahlungskarte Deutschland über 30 Jahre, Mittlere Jahressumme, Zeitraum: 1991 - 2020

→ Funktionsweise von Photovoltaikanlagen

2.4.2 Ausrichtung und Neigungswinkel

Die Ausrichtung zur Sonne wird in der Astronomie als Azimut bezeichnet, die Dachneigung als Elevation. Photovoltaikanlagen erzeugen den höchsten Ertrag, wenn das Sonnenlicht im 90°-Winkel auf die PV-Module trifft. Das ist aber in der Praxis sehr selten der Fall.

Wie die Abb. 62 / 63 zeigt, haben wir in unseren Breitengraden den höchsten Sonneneinfallswinkel am 21. Juni 12:00 Uhr. Der Einfallswinkel der Sonnenstrahlen auf die ebene Fläche beträgt dann 62,5°. Der niedrigste Sonneneinfallswinkel ist am 21. Dezember 12:00 Uhr und beträgt 15,5°. Der Jahresverlauf des Sonnenstandes sollte am

Standort in der Planung genauer analysiert werden, um mögliche Verschattungen durch Objekte in der Nähe zu erkennen.

Soll die PV-Anlage für einen maximalen Stromertrag ausgelegt werden, so müsste die Ausrichtung genau nach Süden 0° und der Neigungswinkel um die 30° betragen. Ein geringerer Neigungswinkel wirkt sich in der Sommerzeit positiv aus. Ein höherer Neigungswinkel sorgt im Winter für bessere Erträge. Abweichungen gegenüber der optimalen Ausrichtung nach Osten oder Westen sowie im Neigungswinkel zwischen 20° – 50° mindern den Solar-Ertrag allerdings nicht wesentlich, wie die nachfolgende Übersicht zeigt.

Modulneigung in Grad	Modulabweichung von Süden in Grad																		
	Süd			Südwest				West				Nordwest				Nord			
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180
0°	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%
10°	93%	93%	93%	92%	92%	91%	90%	89%	88%	86%	85%	84%	83%	81%	81%	80%	79%	79%	79%
20°	97%	97%	97%	96%	95%	93%	91%	89%	87%	85%	82%	80%	77%	75%	73%	71%	70%	70%	70%
30°	100%	99%	99%	97%	96%	94%	91%	88%	85%	82%	79%	75%	72%	69%	66%	64%	62%	61%	61%
40°	100%	99%	99%	97%	95%	93%	90%	86%	83%	79%	75%	71%	67%	63%	59%	56%	54%	52%	52%
50°	98%	97%	96%	95%	93%	90%	87%	83%	79%	75%	70%	66%	61%	56%	52%	48%	45%	44%	43%
60°	94%	93%	92%	91%	88%	85%	82%	78%	74%	70%	65%	60%	55%	50%	46%	41%	38%	36%	35%
70°	88%	87%	86%	85%	82%	79%	76%	72%	68%	63%	58%	54%	49%	44%	39%	35%	32%	29%	28%
80°	80%	79%	78%	77%	75%	72%	68%	65%	61%	56%	51%	47%	42%	37%	33%	29%	26%	24%	23%
90°	69%	69%	69%	67%	65%	63%	60%	56%	53%	48%	44%	40%	35%	31%	27%	24%	21%	19%	18%

Tabelle 5: Übersicht prozentuale Ertragsersparnis gegenüber optimaler Ausrichtung

2.4.3 Schatten

Objekte wie z. B. Berge, nahegelegene Bäume und große Sträucher, Gebäude, Attikas, Dachgauben, Dachantennen, Schornsteine können zeitweise einzelne Module unterschiedlich stark verschatten. Auch mögliche zukünftige Verschattungen sollten berücksichtigt werden, wie wachsende Bäume oder hinzukommende Nachbarbebauungen. Aufgrund des niedrigeren Sonnenstandes im Winter werden die Schatten und damit die verschatteten Bereiche auch länger. Deshalb ist es besonders in den Wintermonaten sinnvoll, die vorgesehenen Flächen zu den verschiedenen Tageszeiten anzuschauen. Experten kennen weitere technische Möglichkeiten für eine genaue Schattenanalyse, sollte die Inaugenscheinnahme im Winter nicht ausreichen.

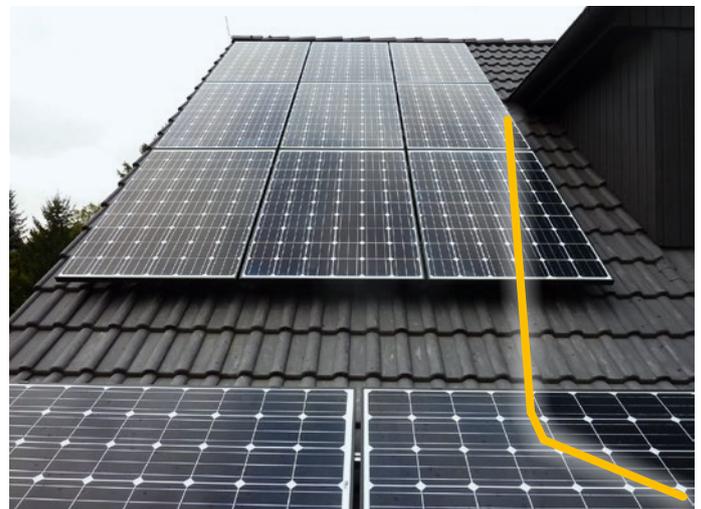


Abbildung 65: Verlauf des Schattens (gelbe Linie) durch eine Dachgaube



Abbildungen 66 / 67: Verschmutzung von PV-Modulen durch Staub und Tierkot

Verschattungen von Solarmodulen verringern den Stromertrag und können unbeachtet auch zu Schäden durch Hot-Spots einzelner Solarzellen führen. Bei der Planung einer PV-Anlage ist daher darauf zu achten, dass die Solarmodule möglichst ganzjährig und ganzjährig unverschattet bleiben. Können Schatten dennoch nicht verhindert werden, gibt es mehrere Möglichkeiten drohende Ertragsverluste zu reduzieren, wie zum Beispiel:

- Frei lassen verschatteter Bereiche, wenn platztechnisch und ästhetisch möglich
- Anschluss verschatteter Module an einen separaten Leitungsstrang
- Versetzen von Antennen, Satellitenschüsseln und Blitzableitern
- Verwendung von speziellen Leistungsoptimierern

Durch die Verschattung einzelner Zellen bzw. einzelner Module, kommt es zu einer Leistungsbeeinträchtigung dieser bzw. aller Module, die an einem Leitungsstrang (String) hängen. Grund dafür ist die typische elektrische Reihenschaltung von Solarzellen- und Solarmodulen. Moderne Module werden bereits von den Herstellern in den Anschlussdosen mit Bypass-Dioden (siehe Kap. 2.2.1) versehen, um den Leistungsverlust des ganzen Moduls durch die Verschattung einzelner in Reihe geschalteter Solarzellen zu verhindern. Durch die Bypass-Diode wird die verschattete oder verschmutzte Stelle umgangen (=Bypass), so dass Defekte und größere Verluste verhindert werden.

Leistungsoptimierer hingegen überwachen jedes einzelne Solarmodul und erkennen, wenn weniger Leistung als üblich von einem oder mehreren Modulen erzeugt wird. In einer Software werden alle Modulleistungen überwacht und Leistungsverluste automatisch ausgeglichen. Über die Software lassen sich auch defekte Module leichter aufspüren und somit gezielter ersetzen. Die Wirtschaftlichkeit der zusätzlichen Anschaffung von Leistungsoptimierern hängt u.a. stark von der Art und Größe der verschatteten Bereiche sowie von der möglichen Ertragsoptimierung ab.

2.4.4 Schmutz

Im Laufe der Zeit verschmutzen Solarmodule z.B. durch Staub- und Rußpartikel, Laub, Tierkot, Veralgung und Moose. Normaler Schmutz wird i.d.R. beim nächsten Regen bei ausreichender Modulneigung heruntergespült. Bei Neigungen unter ca. 30° baut der Schmutz sich an den Modulkanten stärker auf und kann auch bei Starkregen nicht mehr vollständig abgespült werden.

Befinden sich z.B. landwirtschaftliche Nutzflächen, Kiesgruben, Zementwerke oder Sägewerke in unmittelbarer Nähe, kann die PV-Anlage ungewöhnlich stark verschmutzen. Durch die Verschmutzung gelangt weniger Licht an die Solarzellen, was zu einer Ertragsminderung oder auch längerfristig zu Schäden an den Modulen bzw. Zellen führen kann. Wie sinnvoll die intervallartige Reinigung der PV-Module ist, hängt vom Grad der Verschmutzung, der Ertragsminderung und der Zugänglichkeit ab. Zumindest sollte das Risiko dauerhafter Schäden an Modulen bewertet werden. Eine gute Wartung und Reinigung des Solargenerators trägt zur Verlängerung der Lebensdauer bei.

2.4.5 Wärme

Hohe Sonneneinstrahlung geht mit einer starken Erwärmung von Solarzellen einher. Solarzellen sind Halbleiter und Halbleiterbauelemente, die ihren Innenwiderstand bei Temperaturschwankungen ändern. Dies hat Einfluss auf den Stromertrag. Bei einem Temperaturanstieg auf über 60 Grad Celsius kann die Leistungsreduzierung 10 – 20 % betragen. Es ist möglich, an sonnigen Frühlingstagen im Mai höhere Leistungen zu haben, als an besonders heißen Sommertagen. Dennoch ist der Tagesstromertrag im Sommer durchschnittlich größer, da mehr Sonnenstunden dazu beitragen können. Die beschriebenen Leistungseinbußen durch Hitzeeffekte liegen aber insgesamt in der Größenordnung von etwa 5 % im Jahr. Alle anderen Einflüsse auf den Stromertrag wie beispielsweise durch das Wetter sind deutlich größer, weswegen die Hitzeeffekte zu vernachlässigen sind. Eine Hinterlüftung von Solargeneratoren wie bei Aufdach-Anla-

→ Funktionsweise von Photovoltaikanlagen

gen wäre vorteilhaft, bietet dem Wind aber mehr Angriffsfläche. Um wieviel Prozent sich Stromerträge aufgrund höherer Temperaturen ändern, wird im Datenblatt des betreffenden Moduls mit dem Temperaturkoeffizienten angegeben.

Ein weiterer wärmebedingter Einfluss entsteht am Wechselrichter, wenn dieser seine Wärme nicht abgeben kann. Ist der Wechselrichter am Montageort zusätzlicher Wärme ausgesetzt, reduziert er zum Eigenschutz seine Leistung (Derating). Dabei wird die Leistung durch die Verschiebung des optimalen Arbeitspunktes solange zurückgefahren, bis die zulässige Temperatur erreicht ist.

2.4.6 Schnee

In höheren Lagen wird der Solargenerator oft einige Wochen mit Schnee überdeckt. Manche Betreiber würden die Modulfläche gern vom Schnee beräumen. Allerdings steht der Aufwand dazu in keinem Verhältnis zum Nutzen, da der Ertrag in diesen Wintertagen meist nicht hoch ist. Grundsätzlich sollten aus statischen Gründen höhere Schneelasten vermieden werden. Anwehungen bzw. Schneesäcke können aber auch Punktlasten erzeugen, die ein mehrfaches der zulässigen Flächenlasten betragen. Für eine Schneeberäumung gibt es verschiedene Möglichkeiten, die einer Risikobewertung zu unterziehen sind.

Wie gut der Schnee bei den ersten Sonnenstrahlen von den Solarmodulen abrutscht, hängt von deren Neigung ab. Ist die Schneedecke noch nicht so dick, treffen dennoch energiereiche Sonnenstrahlen auf die Moduloberfläche. An der Moduloberfläche entsteht durch deren Erwärmung ein Wasserfilm. Ist die Neigung ausreichend (ab ca. 30°), rutscht der Schnee nach einiger Zeit nach, sofern ihn kein Schneefanggitter behindert. Über Haustüren und öffentlichen Wegen kann auf Schneefanggitter jedoch nicht verzichtet werden, da sich Schneemassen plötzlich als Dachlawine lösen können.

Die technische Möglichkeit, mittels Wechselrichter eine Rückspeisung von Strom in die Solarmodule zu bewirken, so dass sich diese erwärmen und der Schnee abtaut, ist in der Fachwelt aufgrund des



Abbildung 68: Schnee auf Solargenerator

Kosten-Nutzen-Verhältnisses umstritten und auch nicht so einfach umsetzbar.

2.4.7 Alterung

Alle Werkstoffe altern besonders schnell, wenn sie ständigen Witterungseinflüssen ausgesetzt sind, so auch die Bauteile von PV-Anlagen.

Solarmodule

Bei der Alterung von PV-Anlagen wird von deren Leistungsminde- rung im Laufe der Zeit, der sogenannten Degradation gesprochen. Solarzellen altern aufgrund von irreversiblen kristallinen Verhär- tungen innerhalb des Halbleitermaterials, die dem Elektronenfluss entgegenstehen und damit eine Verringerung des Stromflusses be- dingten. Diese Degradation wird in den Datenblättern der jeweiligen Hersteller angegeben (gestaffelte Leistungsgarantien bis zu 30 Jah- re) und muss bei der Ermittlung der Erträge und Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage berücksichtigt werden. Die Degradation bei kristallinen Modulen liegt im Mittel bei circa 0,1 % pro Jahr und ist damit wesentlich geringer, als in der Vergangenheit mit 0,5 % an- genommen.

Zusätzliche Alterung von Solarmodulen kann verursacht werden durch:

- fest haftende Verschmutzungen
- Eintrübung des Laminats
- Delaminierung (Ablösungen des Laminats von den Zellen)
- Verschlechterung der Kontaktierung bis zum Bruch der Zellverbinder (z.B. durch Temperaturexpansion oder mechanische Beanspruchung)
- Verschlechterung der Isolation (durch z.B. Feuchtigkeit, poröse Rückseitenfolie)
- Alterung der Zellen
- Mechanische Beschädigungen

Wechselrichter

Sind Wechselrichter witterungsgeschützt installiert, unterliegen sie dem allgemeinen Alterungsprozess von technischen Anlagen. Die Lebensdauer beträgt 10 – 15 Jahre, abhängig von der richtigen Aus- legung und Betriebsumgebung.

Solarkabel

Stromführende Leitungen sollten nicht direkt in der Sonne oder im Wasser liegen und sind entsprechend „witterungs- beständigen Verlegearten“ in Installationsrohre, abgedeck- te Installationskanäle oder geeignete Schächte zu verlegen. Hersteller von Solarkabeln geben in ihren Datenblättern eine UV- bzw. Witterungsbeständigkeit an. Nicht ordnungsge- mäß installierte DC-Leitungen stellen ein potentielles Risiko sowohl für Sachwerte als auch für Personen dar.

3 Möglichkeiten zur Erhöhung der Eigenverbrauchs- und Autarkiequote

Um die erzeugte Energie der PV-Anlage möglichst direkt vor Ort (Eigenverbrauch) zu nutzen, wird die erzeugte Energie zuerst in das Hausstromnetz eingespeist. Produziert die PV-Anlage mehr Energie, als direkt verbraucht wird, besteht bei netzgekoppelten Anlagen die Möglichkeit, die überschüssige Energie in das öffentliche Stromnetz einzuspeisen (Netzeinspeisung). Diese eingespeiste Energiemenge wird nach dem EEG über den Netzbetreiber in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße für 20 Jahre vergütet. Er-

zeugt die PV-Anlage weniger Strom, als gerade gebraucht wird, wird die zusätzlich benötigte Strommenge automatisch aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen (Netzbezug). Der netzbezogene Haushaltsstrompreis ist mittlerweile mit über 30 Cent pro kWh wesentlich höher als der Preis der selbsterzeugten Haushaltsenergie mit unter 12 Cent pro kWh (Gestehungskosten). Damit empfiehlt sich schon aus wirtschaftlicher Sicht ein möglichst hoher Eigenverbrauch.

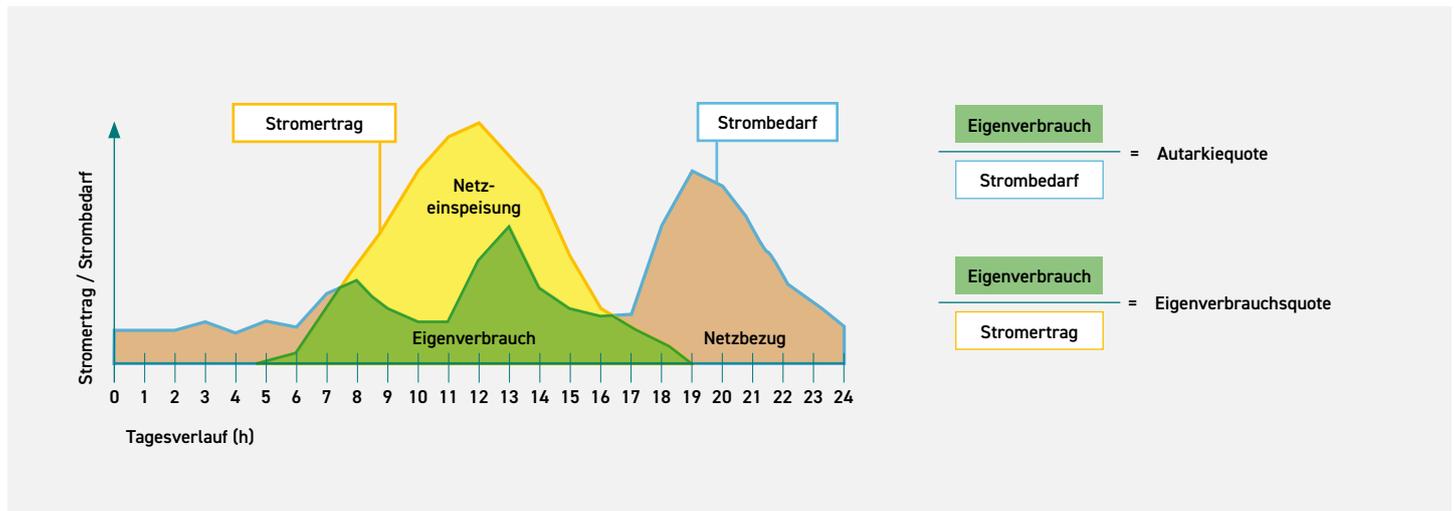


Abbildung 69: Tagesverlauf Solarstromerzeugung und -nutzung

Grundsätzliche Möglichkeiten zur Erhöhung der Eigenverbrauchs- und Autarkiequote sind:

- Manuelle oder automatische Steuerung der Zuschaltung elektrischer Verbraucher
- Einsatz von Solarstrom- und/oder Wärmespeichern sowie mobilen Stromspeichern
- Kombination mit größeren elektrischen Verbrauchern

Der überwiegende Eigenverbrauch hat auch den Vorteil, zu Zeiten hoher solarer Erzeugung das Stromnetz durch vermeidbare Einspeisemengen zu entlasten. Aus diesem Grund müssen PV-Anlagen auch vom Netzbetreiber ansteuerbar bzw. in der maximalen Einspeiseleistung (Wirkleistungsbegrenzung) begrenzt sein.

Überlegungen zur Erhöhung des gewerblichen Eigenverbrauchs:

- wie steht die Erzeugungleistung und der gewerbliche Energiebedarf in einem ausgewogenen Verhältnis
- Dimensionierung der PV-Anlage nach Stromlastprofilen
- bei der Ausrichtung des PV-Generators mögliche Produktions- bzw. Lastspitzen im Tagesverlauf beachten

Überlegungen zur Erhöhung des privaten Eigenverbrauchs:

- Kann die Nutzung einer Waschmaschine oder des Wäschetrockners in den Tagesbereich verschoben werden?
- Wie wird warmes Wasser erzeugt? Ist es sinnvoll dies von Frühjahr bis zum Herbst mit Sonnenenergie zu bereiten?
- Kann oder soll zukünftig ein Elektro-Fahrzeug tagsüber bzw. am Wochenende geladen werden?
- Soll tagsüber erzeugte Energie in einen Batteriespeicher zwischengespeichert werden, um diese abends und nachts nutzen zu können?
- Kann eine Elektro-Wärmepumpe oder andere größere elektrische Verbraucher tagsüber die Sonnenenergie nutzen?
- Ist der Einsatz eines Klimagerätes angedacht oder sinnvoll?

Der Planer steht vor der Herausforderung, ein Optimum für Eigenverbrauchs- und Autarkiequote in Abhängigkeit der jeweiligen Nutzungsanforderungen durch den Betreiber der PV-Anlage zu finden. Das jeweilige Optimum ist stark abhängig von den Standortbedingungen, dem Verbrauch und auch den finanziellen Möglichkeiten.

3.1 Energiemanagement

Ohne ein Energiemanagement wird die in den Sommermonaten tagsüber erzeugte Energie größtenteils ins Stromnetz eingespeist. Genutzt wird dann der Strom nur von elektrischen Verbrauchern, die tagsüber zufällig im Betrieb sind, wie z.B. Kühlschrank, Waschmaschine oder Herd. In den Abend- und Nachtstunden muss jedoch Strom zugekauft werden. So werden bei üblichen Haus-PV-Anlagen nur ca. 15 – 30 % des erzeugten Stroms über das Jahr selbst genutzt (Eigenverbrauch). Bei gewerblicher Anwendung z.B. in Lebensmittelmärkten oder in der Produktion ist der Eigenverbrauch wesentlich höher, da sich Erzeugung und Verbrauch entsprechend des Stromlastprofils wesentlich besser decken.

Ein Energiemanagement ermöglicht in Abhängigkeit der Stromerzeugung, den Betrieb bestimmter Verbraucher zeitlich zu verschieben oder auch Strom und Wärme zwischenspeichern. So kann der Eigenverbrauch bei Wohngebäuden auf bis zu 50 % gesteigert werden, mit einem Speichersystem mittlerweile auf bis zu 80 %.

3.1.1 Manuelle Steuerung

Die einfachste Art der Steuerung des Eigenverbrauchs ist das Einschalten von Geräten per Hand tagsüber, wenn die Sonne scheint. Der Betreiber der PV-Anlage ist damit selber ein Energiemanager und kann Geräte, wie Waschmaschine, Trockner, Geschirrspüler, Poolpumpe usw. zielgerichtet einschalten oder auch den Ladevorgang eines Elektroautos danach ausrichten.

Mit einfachen Hilfsmitteln, wie analoge oder digitale Zeitschaltuhren oder über ein Smartphone fernsteuerbare Steckdosen, kann die manuelle Steuerung unterstützt werden. So ist es möglich, den Betrieb vieler Geräte auf die Mittagsstunden bzw. die Stromerzeugungsspitze zu programmieren. So lässt sich auch ein Eingriff (gemäß EEG)

durch den Netzbetreiber bei größeren PV-Anlagen oder die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 % der installierten Leistung verhindern.

Ältere Haushaltsgeräte lassen sich nicht immer per Schaltzeituhr oder fernsteuerbare Steckdosen starten. Sie „verlieren“ ihr Programm im spannungslosen Zustand.

Davon sollte sich niemand entmutigen lassen, sondern beispielsweise an einer Waschmaschine einen Selbsttest unternehmen. Ein mögliches Vorgehen wäre:

- zunächst ein Programm starten
- dann den Netzstecker ziehen
- danach den Stecker wieder einstecken
- schauen, ob das Programm weiterläuft.

Wenn das funktioniert, können fernsteuerbare Steckdosen für eine automatische Steuerung bzw. automatische Inbetriebnahme verwendet werden.

3.1.2 Automatische Steuerung

Geeigneter als eine manuelle Steuerung ist eine automatische Steuerung über ein Energiemanagementsystem oder ein Smart-Home-Netzwerk. Diese Systeme können kabelgebunden oder funkbasiert sein. Dafür sind die Vernetzung der Erzeugung mit der Verbraucherseite sowie eine intelligente Steuerung elektrischer Verbraucher in Abhängigkeit von Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen nötig. Dadurch wird sehr wirksam eine Begrenzung der Einspeiseleistung (gemäß EEG) auf 70% der installierten Leistung verhindert und der Eigenverbrauch wesentlich gesteigert.



Abbildung 70: Einschalten eines Wäschetrockners nach dem Stromertrag



Abbildung 71: Fernsteuerbare Steckdose mit Messung des Stromverbrauchs

Ein intelligentes Energiemanagement kann Verbraucher so steuern, dass diese vorrangig die selbst erzeugte Energie nutzen. Hierfür muss das System schnell auf sich ändernde Einstrahlungsbedingungen am Standort reagieren können, um elektrische Lasten ein- bzw. auszuschalten bzw. die Last angleichen zu können. Viele Anbieter von Energiemanagementsystemen für PV-Anlagen können bereits auch ein automatisiertes Lademanagement für E-Autos integrieren, bei denen die Ladeleistung größtenteils unter der Erzeugungsleistung liegt.

Energiemanagementsysteme bestehen in der Regel aus einem Energiemanager mit einem digitalen Energiezähler (Smart Meter) sowie ansteuerbaren Steckdosen oder elektrischen Verbrauchern. Mit einer Software lassen sich die Stromverbräuche aller angeschlossenen Verbraucher darstellen sowie die Energieflüsse für Erzeugung, Netzeinspeisung und Strombezug von überall auf mobilen Endgeräten überwachen. Mittlerweile sind Energiemanagementsysteme ein preiswerter Standard bei PV-Anlagen und sollten für die Optimierung des Eigenverbrauchs und die Überwachung der PV-Anlage genutzt werden.

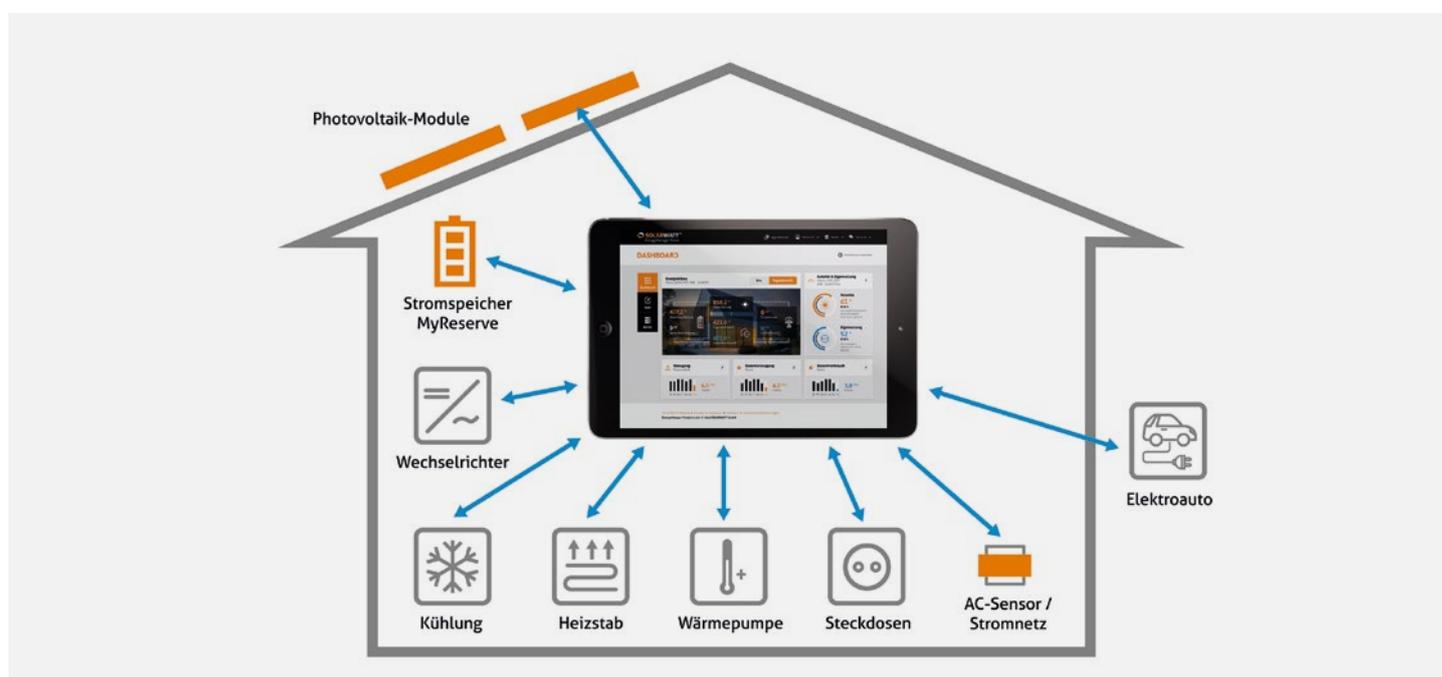


Abbildung 72: Beispiel Energiemanagementsystem für die Steuerung unterschiedlicher Verbraucher

3.2 Kombination mit Stromspeicher

Wenn der Verbrauch vor allem in den Abend- und Nachtstunden liegt, haben Energiemanagementsysteme ohne die zusätzliche Nutzung von Stromspeichern beim Erreichen einer hohen Eigenverbrauchs- und Autarkiequote ihre Grenzen. Solarstrom-Speicher können je nach Größe durchaus ein bis mehrere Tage die Stromversorgung für elektrische Verbraucher übernehmen.

Ob der Einsatz von Solarstromspeichersystemen sinnvoll ist, hängt von vielen Faktoren ab, vor allem von der Größe des Stromspeichers bzw. der nutzbaren Speicherkapazität und der Einbindung in das Gebäudeenergiesystems. Die nächsten Seiten geben hierzu notwendige Informationen.



Abbildung 73: Modular erweiterbares Stromspeichersystem

→ Möglichkeiten zur Erhöhung der Eigenverbrauchs- & Autarkiequote

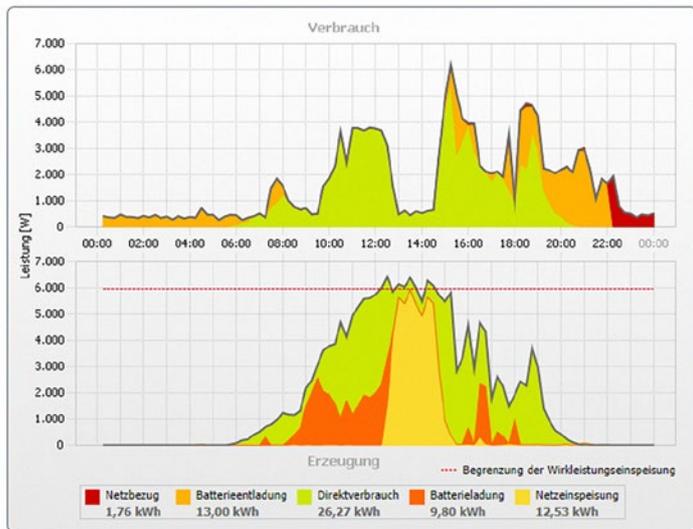


Abbildung 74: Monitoring Stromspeichernutzung an einem Sommertag

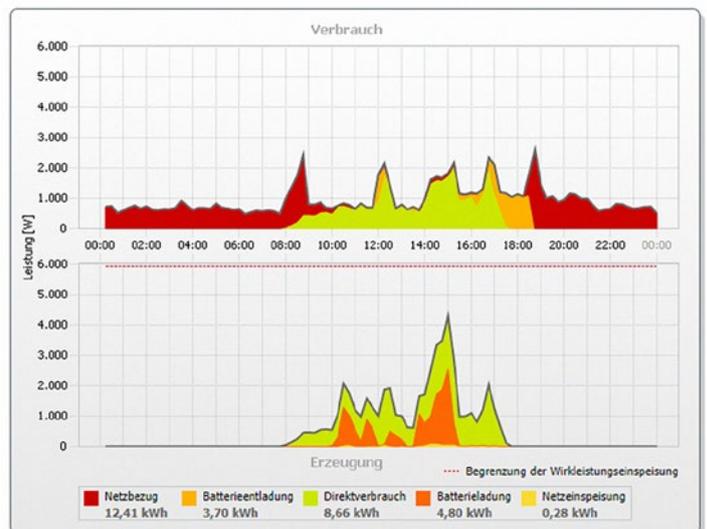


Abbildung 75: Monitoring Stromspeichernutzung an einem Wintertag

In den Monaten April bis September ist es oft möglich, mit Hilfe eines Stromspeichers ohne Netzbezug auszukommen (siehe Abb. 74). Auch an einigen sonnenreichen Wintertagen reicht die erzeugte Energie in Abhängigkeit vom Direktverbrauch noch aus, zusätzlich den Stromspeicher zu laden.

3.2.1 Stromspeichertechnologien

Im Segment der Heim-Stromspeicher werden aufgrund der hohen Leistungsfähigkeit überwiegend nur noch Lithium-Ionen-Speicher verwendet. Sie überzeugen mit Wartungsfreiheit, längerer Lebensdauer und einem deutlich höheren Systemwirkungsgrad als beispielsweise Bleispeicher.

Aktuelle Lithium-Ionen-Speicher-Technologien (chemische Zusammensetzungen) sind:

- LiFePO₄ - Lithium Eisenphosphat
- LiMnO₂ / LiMn₂O₄ - Lithium Mangan
- LiCoO₂ - Lithium Cobaltdioxid
- LiNiMnCoO₂ - Lithium Nickel Mangan Cobalt
- Li₄Ti₅O₁₂ - Lithiumtitanat
- LiNiCoAlO₂ - Lithium Nickel Cobalt Aluminium

Bei einem klassischen Lithium-Ionen-Akku liegt die Energiedichte bei rund 190 Wh/kg, die eines Lithium-Eisenphosphat-Akkus (positive Elektrode besteht aus Eisenphosphat) lediglich bei 90 bis 110 Wh/kg. Dennoch sind Lithium Eisenphosphat-Speicher aufgrund vieler Anwendungsvorteile im Heimspeichermarkt weit verbreitet.

Für Gewerbe, Industrie, Landwirtschaft und öffentliche Einrichtungen stehen verschiedenste Großspeicherlösungen auch mit Notstromfunktion zur Verfügung.

Wesentliche Merkmale von Eisenphosphat-Speichern sind:

- weniger empfindlich gegenüber hohen Temperaturen, Überladen, Kurzschlüssen und mechanischen Beschädigungen
- hohe und stabile (Ent-)ladeströme möglich
- hohe Zyklenfestigkeit (=lange Lebensdauer)
- breite Temperaturbereiche
- keine giftigen Schwermetalle wie Nickel, Kadmium und Kobalt
- alle verwendeten Metalle können bis zu 100 % recycelt werden



Abbildungen: 76 / 77: Installierte Solarstrom-Speichersysteme

Ein Solarstromspeicher ist nicht nur eine Batterie, sondern besteht je nach System und Hersteller auch aus verschiedenen (intelligenten) Komponenten. Es gibt sie beispielsweise:

- mit Batteriemanagementsystem
- mit Energiemanagementsystem
- mit und ohne Batterie-Wechselrichter.

Deshalb ist die Effizienz der tatsächlichen Speichernutzung unterschiedlicher Speichersysteme schwer miteinander vergleichbar. In einer jährlichen Stromspeicher-Inspektion durch die Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin wird die Energieeffizienz von Stromspeichersystemen bewertet. Auch das Centrale Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N. e.V.) gibt jährlich eine umfangreiche Marktübersicht für Batteriespeichersysteme heraus. Welches Solarspeichersystem für die eigene PV-Anlage am besten geeignet ist, sollte mit einem Fachplaner individuell abgestimmt und gut geplant werden.

TIPP! Aktuelle Stromspeichersysteme



Marktübersicht für Stromspeichersysteme
www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktuebersicht-batteriespeicher/



Stromspeicher-Inspektion HTW Berlin
www.pvspeicher.htw-berlin.de

3.2.2 Wesentliche Kennzahlen von Stromspeichern

Für die Auswahl und die Dimensionierung eines Stromspeichers sollten die verschiedenen technischen Kennzahlen bzw. Qualitätsmerkmale bekannt sein und verglichen werden.

Speicherkapazität

Bei der Speicherkapazität (nominal) eines Stromspeichers muss die Entladetiefe berücksichtigt werden. Die wirkliche Kapazität eines Solarstromspeichers hat für die Praxis höhere Bedeutung, sie wird als nutzbare Speicherkapazität angegeben.

Beispiel:

Hat ein Stromspeicher zum Beispiel eine Speicherkapazität von 8 kWh und eine Entladetiefe von 90 % so kann dieser nur 7,2 kWh speichern (90 % von 8 kWh). 7,2 kWh sind somit die nutzbare Speicherkapazität.

Die nutzbare Speicherkapazität (in kWh) sollte sich am Stromverbrauch und der Größe (Leistung) der Photovoltaik-Anlage orientieren. Erfahrungen haben gezeigt, dass ein Verhältnis von 1 zu 1 der Leistung der PV-Anlage in kWp zur Kapazität des Speichers in kWh dafür geeignet ist, genügend Energie zu speichern, um diese nachts dem Haushalt zur Verfügung zu stellen. Dennoch wird der Speicher in den Sommermonaten nicht die gesamte überschüssige Energie aufnehmen können. Es ist auch davon auszugehen, dass der Speicher besonders in den Wintermonaten oder an Schlechtwettertagen nicht immer voll geladen werden kann. Deshalb gilt es, das persönliche Optimum zu finden.

Mit einem gut dimensionierten Stromspeicher ist von April bis September eine 100%ige Autarkie erreichbar. Die mögliche ganzjährige Autarkie liegt zwischen 70 – 80 %. Eine ganzjährige 100%-ige Stromautarkie ist in unseren Breitengraden aktuell nicht wirtschaftlich darstellbar, da hierfür eine überdimensionierte PV-Anlage und ein sehr großer Stromspeicher erforderlich wären.

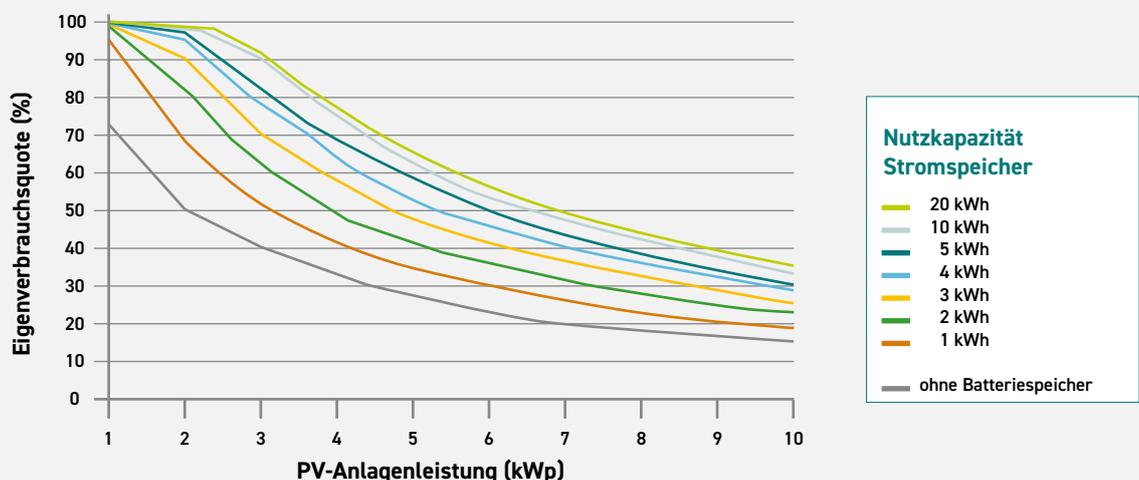


Abbildung 78: Mögliche Eigenverbrauchsquoten in Abhängigkeit der Speicher- und PV-Anlagengröße bei einem Stromverbrauch von 4.000 kWh/a (1 kWp PV-Anlagenleistung = 5 – 7 m² PV-Modulfläche)

Entladetiefe

Stromspeicher müssen auf eine Entladetiefe begrenzt werden. Bei Bleispeichern beträgt die Entladetiefe 50%, bei Lithiumspeichern ungefähr 90%. Die Einhaltung der maximalen Entladetiefe ist für eine lange Lebensdauer des Stromspeichers entscheidend und sollte nicht unterschritten werden.

Lade- und Entladeleistung

Sehr wichtig ist ein Blick auf die individuelle Lade- bzw. Entladeleistung des gewählten Stromspeichers. Bei sehr günstigen Modellen ist diese Leistung oft begrenzt. Dadurch kann überschüssige Energie nicht gespeichert werden, obwohl der Speicher noch freie Kapazität hat. Umgekehrt kann nicht die benötigte Leistung abgerufen werden, auch wenn noch Energie im Speicher ist.

Beispielsweise bei einer 10 kWp-PV-Anlage kann die mögliche Ladeleistung schnell über 5 kW liegen. Hat aber der Speicher nur eine Lade- und Entladeleistung von 3 kW, so kann dieser nur 3 kW aufnehmen. Die restlichen 2 kW werden somit ins Stromnetz eingespeist. Gleichermaßen verhält es sich beim Entladen. Wenn mehr als 3 kW Strom benötigt werden, muss der Rest aus dem Stromnetz bezogen werden. Das hat wiederum negative Auswirkungen auf die tatsächlich genutzte Speicherkapazität.

Messtechnische Untersuchungen von Stromspeichern haben gezeigt, dass viele Speicher nicht bestimmungsgemäß auch mit Netzstrom geladen werden.

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad beschreibt, wieviel Energie gespeichert und wieder entnommen werden kann. Bei Lithium-Ionen-Speichern werden Wirkungsgrade von 90 bis 96% angegeben. Die reine Selbstentladung ist mit 1 – 2% im Jahr gegenüber Bleispeichern sehr gering. Entscheidend ist immer der Wirkungsgrad des gesamten Systems und nicht des einzelnen Stromspeichers, gleich dem Systemwirkungsgrad.

Bei der Speicherung kommt es (vor allem im Teillastbereich) zu Energieverlusten. Das liegt daran, dass die zulässige Entladetiefe je nach Wechselrichter variieren kann. Kapazitätsunterschiede entstehen durch unterschiedliche nominale Entladeleistungen, die sich auf die aus dem Stromspeicher entnehmbare Energie auswirken. Deshalb muss immer ein Kompromiss zwischen hoher Lade- und Entladeleistung sowie der geringen Entnahme im Teillastbereich in den Nachtstunden gefunden werden. Auch der Standby-Verbrauch sollte dabei berücksichtigt werden.

Regelungsgeschwindigkeit

Die Geschwindigkeit der Regelung erfasst und regelt den Betriebszustand des Speichers. Dadurch wird sichergestellt, dass der Speicher nur von der PV-Anlage geladen wird. Die momentane Leistung einer PV-Anlage kann an einem wolkigen Tag sehr stark schwanken. Die Steuerung muss auf diese Änderungen reagieren. Wie schnell diese Regelung oder Anpassung erfolgt, wird anhand der Regelungsgeschwindigkeit beschrieben.

Lebensdauer / maximale Ladezyklen

Wie lange der Speicher im Einsatz sein kann, ist entscheidend für die Wirtschaftlichkeit. Die kalendarische Lebensdauer gibt den Kapazitätsverlust aufgrund chemischer Zerfallsprozesse an und wird bei hochwertigen Speichern zwischen 15 und 20 Jahren angenommen. Wird von der Zykluslebensdauer gesprochen, ist die zu erwartende Anzahl der Lade- und Entladezyklen gemeint. Dabei entspricht eine Lade- und Entladephase einem Vollzyklus. Bei aktuellen Stromspeichern wird eine Zykluslebensdauer von bis zu 8.000 Vollzyklen angegeben. Das heißt, dass noch mindestens 80 Prozent der ursprünglichen Kapazität verfügbar sind, wenn die vorgesehene Zyklenzahl erreicht ist.

Ein gut dimensionierter Speicher erreicht im Jahr 250-270 Vollzyklen. Bei 8.000 Vollzyklen müsste der Speicher so eine Lebensdauer von 29,6 bis 32 Jahren haben. Damit wäre aber die kalendarische Lebensdauer weit überschritten. Dieses Beispiel zeigt, dass Datenblattangaben oftmals Marketing sind und mit technischem Sachverstand überprüft werden sollten. Auf jeden Fall sollten die Garantiebedingungen sehr sorgfältig überprüft und mit Unterschrift garantiert werden. Auch kann ein Austausch der Akkus nach einer bestimmten Zeit vereinbart werden.

System Performance Index

Um die Energieeffizienz von Haustromspeichern vergleichen zu können, hat die HTW Berlin ein Effizienzlabel entwickelt. Dies wird in einer jährlichen Stromspeicher-Inspektion für viele aktuell am Markt verfügbare Stromspeicher überprüft. Dabei werden sämtliche Energieverlustmechanismen berücksichtigt und zwei unterschiedliche PV-Anlagengrößen - SPI (5 kWp) und SPI (10 kWp) berücksichtigt.

Batteriemanagement

Batteriesysteme bestehen aus mehreren, zumeist in Reihe geschalteten Zellen. Zellen altern unterschiedlich und das wirkt sich negativ auf das Lade- und Entladeverhalten der Batterie aus. Wie langlebig das Speichersystem ist, hängt daher vor allem vom Batteriemangement ab. Das Batteriemangementssystem (BMS) ist eine elektronische Schaltung zur Überwachung, Regelung und zum

Schutz der Batterie. Das BMS überwacht die Kennwerte der Zellen, z.B. für Batteriespannung, Temperatur, Kapazität, Überlade- und Tiefenladeschutz sowie Stromentnahme, Ladezyklus und Restbetriebszeit.

Um eine hohe Stromspeicherkapazität und eine hohe Lebensdauer zu erzielen, spielt die Art des Balancings eine entscheidende Rolle. Ein Balancer (elektronische Schaltung) ist Teil eines Batteriemanagementsystems. Er gewährleistet die gleichmäßige Verteilung der elektrischen Ladung aller Zellen innerhalb der Batterie. Damit wird ein Kompromiss in Bezug auf nutzbare Kapazität und Schutz einzelner Zellen vor kritischen Ladezuständen erreicht.

Weitere Kenndaten für die Unterscheidung von Qualitätsmerkmalen bei Stromspeichern:

- 1-phasige; 3-phasige oder drehstromfähige Versorgung
- flexibel nachrüstbar oder modular erweiterbar
- maximale Leistungsabgabe des Batteriewechselrichters
- zulässige Umgebungstemperatur
- Möglichkeit der Netzdienlichkeit
- ab welcher Leistung erfolgt die Speicherladung?
- Möglichkeit der Fernwartung
- integrierter Energiemanager
- Förderfähigkeit

3.2.3 Einbindung von Batteriespeichern

In der Photovoltaik unterscheidet man grundsätzlich zwischen der Art der Anbindung an die Photovoltaik-Anlage und der Anbindung an den Hausanschluss. Es gibt Komplettsystem-Anbieter und Anbieter, die nur den Speicher inclusive Batteriemanagementsystem anbieten. Diese Anbieter passen ihre Speicher an bestimmte auf dem Markt verfügbare Batterie-Wechselrichter an.

AC-gekoppeltes Speichersystem

Bei AC-gekoppelten Systemen wird zusätzlich zum Netzwechselrichter ein Batteriewechselrichter benötigt, der auf der Wechselstromseite zwischen dem Netzwechselrichter und dem Einspeise- und Bezugszähler angeschlossen wird (siehe Abb. 79). Der Batteriewechselrichter wandelt die Wechselspannung in Gleichspannung um, um den Solarstromspeicher laden zu können. Durch die mehreren Stromumwandlungen gibt es aber auch höhere Umwandlungsverluste, sodass weniger Solarstrom gespeichert und letztendlich auch genutzt werden kann. Mit dieser Lösung können aber bestehende Photovoltaik-Anlage mit einem Stromspeicher nachgerüstet werden.

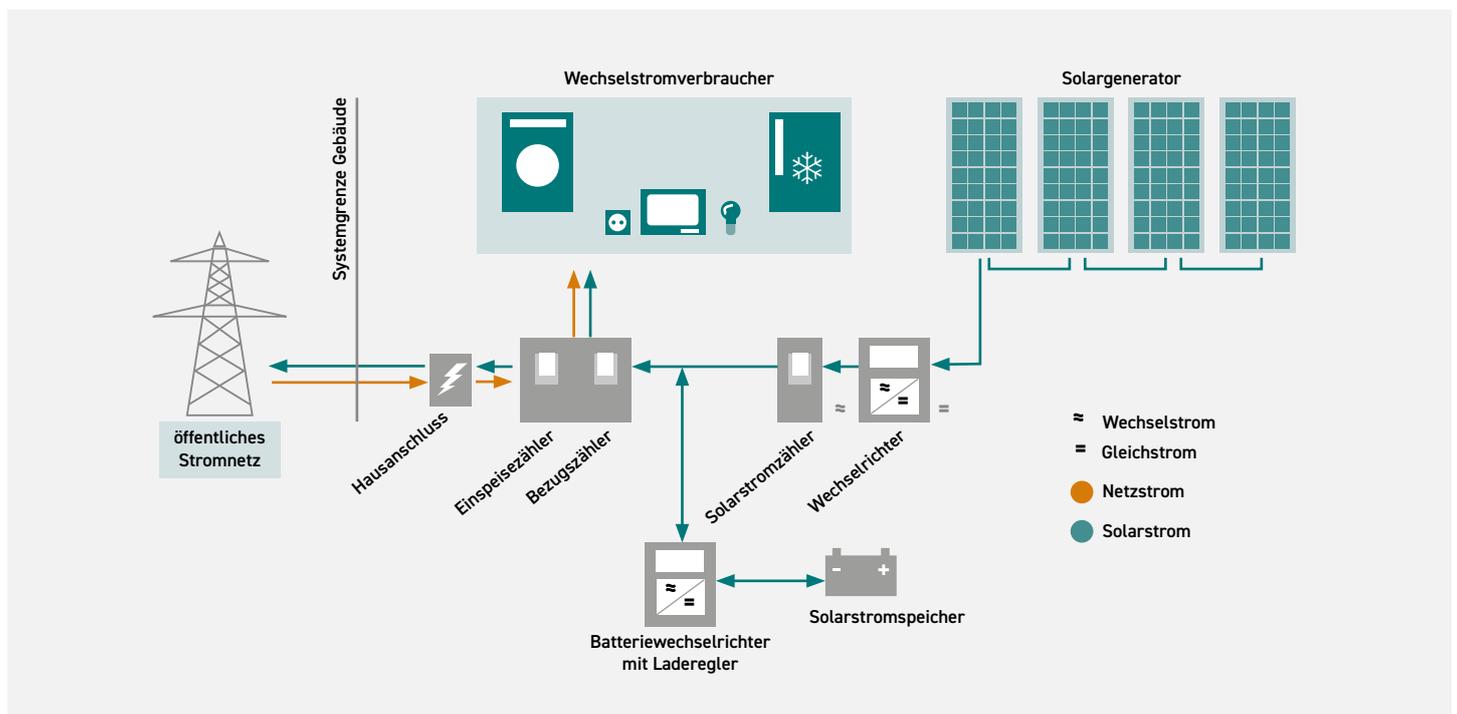


Abbildung 79: Schema einer netzgekoppelten Anlage mit AC-gekoppeltem Solarstromspeicher

→ Möglichkeiten zur Erhöhung der Eigenverbrauchs- & Autarkiequote

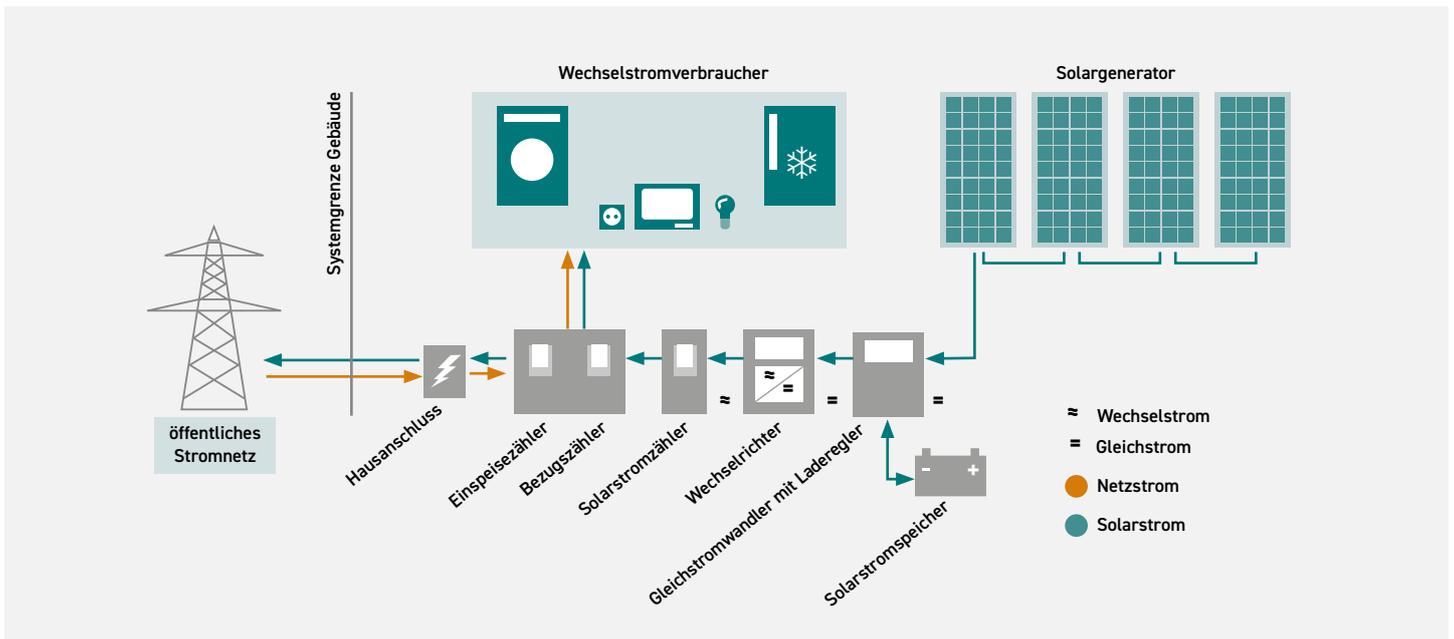


Abbildung 80: Schema einer netzgekoppelten Anlage mit DC-gekoppeltem Solarstromspeicher

DC-gekoppeltes Speichersystem

Bei der Neuinstallation von PV-Anlagen mit Stromspeichern werden in der Regel DC-gekoppelte Systeme eingesetzt. Hierfür kommen meist sogenannten Hybridwechselrichter- oder Speicher zum Einsatz. Bei diesen ist der direkte Anschluss des Solargenerators und des Stromspeichers möglich. Ist überschüssige Energie vorhanden, wird diese in den Stromspeicher eingespeichert. Dazu wird die Spannung der PV-Anlage an die Batteriespannung angepasst. Ein zusätzlicher Wechselrichter ist für den Stromspeicher nicht notwendig.

Es gibt auch DC-gekoppelte Speichersysteme, die einen eigenen Batteriewechselrichter integriert haben. Diese Systeme können auch an bestehende PV-Anlagen nachgerüstet werden. Allerdings sollten in diesem Fall unbedingt die Strangspannungen überprüft werden. Oft scheitert diese Variante der Nachrüstung daran, dass die Modulstränge auf dem Dach dann anders verschaltet bzw. umgeklummt werden müssten.

Bei der Systemwahl ist weiterhin der Unterschied zwischen einem ein- oder dreiphasigen Anschluss zu berücksichtigen. Unser Niederspannungsnetz basiert auf dem Dreiphasensystem und besteht aus drei spannungsführenden Leitern (Phasen). Gerade kleinere Systeme speisen nur auf einer Phase ein, da dies die technisch am einfachsten umzusetzende und kostengünstigste Lösung ist. Bis zu einer Maximalleistung von 4,6 kW darf die Netzanbindung der PV-Anlagen oder Batteriespeicher einphasig erfolgen. Mittels kommunikativer Kopplung von Speichersystem und PV-Anlage ist die Summenleistung auf max. 4,6 kW zu begrenzen und zu überwa-

chen. Erfolgt die Einspeisung nur auf einer Phase, können nur die Verbraucher in der Eigenversorgung betrieben werden, die an derselben Phase angeschlossen sind. Dreiphasige Verbraucher könnten so nicht betrieben werden. Eine Lösung für diese Anwendung ist der saldierende Zähler. Er verrechnet Bezug und Einspeisung aller Phasen miteinander. Physikalisch wird der Strom nur auf einer Phase eingespeist oder verbraucht. Nur dieser Zähler gleicht dies bilanziell aus.

3.2.4 Not- und Ersatzstromversorgung

Wenn ein Stromausfall eintritt und somit auch die Netzfrequenz wegfällt, kann eine gewöhnliche netzgekoppelte PV-Anlage nicht mehr betrieben werden. In diesem Zeitraum kann somit kein Solarstrom erzeugt und auch nicht im Gebäude genutzt werden. Mittlerweile bieten aber viele Hersteller von Stromspeichern oder Wechselrichtern Notstrom- und Ersatzstromfunktionen an.

Notstrom

Bei einer Notstromversorgung können bei einem Stromausfall oft nur einphasige Verbraucher bis zu 3 kW für eine gewisse Dauer mit Strom versorgt werden. Hierfür kann ein dafür vorgesehener einzelner kleiner Stromkreis oder eine einzelne Steckdose genutzt werden. Die Notstromversorgung wird über besondere Hybridwechselrichter, durch den Einsatz von Stromspeichern mit eigenen Wechselrichtern oder Stromaggregaten ermöglicht. Die Dauer der Notstromversorgung ist aber auf die vorgehaltene Speicherkapazität begrenzt.

Ersatzstrom

Ersatzstromsysteme bestehen in der Regel aus einem größeren Stromspeicher und einem speziellen Wechselrichter. Beim Stromausfall schaltet der Wechselrichter automatisch in den Ersatzstrombetrieb um und das gesamte Gebäude wird tagsüber über die PV-Anlage und nachts über den Stromspeicher mit 3-phasigem Strom versorgt. Eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) ist hier aber nicht gegeben. Eine USV stellt die elektrische Versorgung in vollem Leistungsumfang ohne eine spürbare Strom-Unterbrechung sicher. Die Umschaltzeiten liegen dabei innerhalb weniger Millisekunden.

3.2.5 Auslegung von Stromspeichern

Bei der Auslegung der Größe bzw. der nutzbaren Speicherkapazität sollten soweit wie möglich auch zukünftige Entwicklungen, wie die Vergrößerung des Haushalts oder der Anschluss zusätzlicher Stromverbraucher berücksichtigt werden. Daher ist es angebracht, dass das Speichersystem auch nachträglich erweiterbar ist. Analog zur Ermittlung des Stromverbrauchs kann auch eine Berechnung des Warmwasserverbrauchs, wenn dieser (anteilig) elektrisch erfolgen soll, mit einfließen.

Eine nutzbare Speicherkapazität von 1 kWh je 1 kWp PV-Leistung stellt grundsätzlich eine sinnvolle Dimensionierung des Batteriespeichersystems dar.

Rechenbeispiel:

Bei einem Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 5.000 kWh beträgt der Nachtstromverbrauch ca. 40 % des Gesamtverbrauches. Somit werden an 365 Tagen im Jahr pro Nacht im Durchschnitt ca. 5,5 kWh benötigt, was bei 10 h eine Dauerlast von ca. 550 W/h bedeutet. Auf diesem einfachen Rechenweg ist nur eine grobe Dimensionierung der benötigten Kapazität möglich. Da bei der Berechnung die nutzbare Speicherkapazität

angenommen wurde, braucht die Entladetiefe nicht berücksichtigt werden. Dazu sollte aber ein Systemwirkungsgrad von 80 % kalkuliert werden. Die notwendige Speicherkapazität beträgt dann 6,6 kWh. Diese Daten haben sich mehrfach bewährt und konnten im Zusammenspiel mit den weiteren angesprochenen Überlegungen gute Ergebnisse erzielen. Eine genauere Auslegung ist mit Hilfe eines Fachexperten zu analysieren und rechnerisch zu ermitteln.

Ein Stromspeicher sollte aber nicht nur auf die notwendige Kapazität, sondern auch auf die Lade- und Entlade-Leistung ausgelegt werden. Investoren bzw. Hausbesitzer bevorzugen allerdings eher die wirtschaftliche Optimierung. Und die Wirtschaftlichkeit ergibt sich aus den Stromeinsparungen des Netzbezuges. Die wichtigsten Kenngrößen sind hierbei der Verbrauch und das dazugehörige Stromlastprofil. Das Lastprofil gibt an, zu welchen Tages- und Nachtzeiten welche Leistungen benötigt werden. Da auf die Wirtschaftlichkeit des Systems ausgelegt wird, spielen auch die Speicherkosten und die Gestehungskosten für die selbsterzeugte Energie eine entscheidende Rolle.

TIPPI!

Online-Tool zur Ermittlung der Stromspeichergöße

Die Abschätzung einer sinnvollen Stromspeichergöße kann z.B. mit Hilfe des Unabhängigkeitsrechners der HTW Berlin durchgeführt werden.



Zu finden im Internet unter:
www.pvspeicher.htw-berlin.de/onlinetools/



Abbildungen 81 / 82: Erste Effizienzhaus Plus-Siedlung in Deutschland (Hügelshart in Bayern), alle Gebäude mit PV-Anlage, Stromspeicher, Wärmepumpe und Energiemanagement, Infos unter www.effizienzhausplussiedlung.de

3.3 Kombination mit Wärmepumpe

In Neubauten gehören elektrisch betriebene Wärmepumpenheizungen mittlerweile zum Stand der Technik. Sie können dort dank der niedrigen Heizsystemtemperaturen sehr effizient betrieben werden. Bei Sole-Wasser-Wärmepumpen werden beispielsweise aus einer Kilowattstunde Strom mehr als vier Kilowattstunden Wärme durch die Nutzung von Erdwärme erzeugt. Dies entspricht einer Jahresarbeitszahl (JAZ) von mehr als 4. Bei Luft-Wasser-Wärmepumpen ist dieses Verhältnis geringer, da hier eine nicht so temperaturstabile Wärmequelle (Außenluft) genutzt wird. Je niedriger die Vorlauftemperatur der Heizung ist, desto höher ist die Energieeffizienz einer Wärmepumpe. In der Praxis können bei Neubauten durch eine effiziente Betriebsweise zwischen 30 - 50 % des jährlichen Strombedarfs von Wärmepumpen über eine PV-Anlage gedeckt werden. Damit steigen der Eigenverbrauch und somit die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage. Die zu zahlenden Energiekosten sinken.

Wie viel Solarstrom tatsächlich für den Betrieb der Wärmepumpe genutzt werden kann, hängt von vielen Faktoren ab, z. B.:

- Wärmebedarf / Heizlast des Gebäudes
= energetischer Zustand
- Größe und Art der Heizflächen
- Größe des Pufferspeichers
- Größe der Photovoltaikanlage
- Vorhandensein eines Stromspeichersystems
- Art der Steuerung bzw. des Energiemanagements

Je besser die Wärmepumpe und die Photovoltaikanlage aufeinander abgestimmt sind, umso sinnvoller wird diese Kombination. Moderne Wärmepumpen haben eine dynamische Leistungsregelung, welche für eine noch optimalere Nutzung von PV-Strom genutzt werden kann. Ist ein ausreichend dimensionierter Heizungspufferspeicher vorhanden, kann die Wärmepumpe den Pufferspeicher besonders tagsüber mit Sonnenstrom (Power to Heat) beladen und dadurch auch längere Zeit ausgeschaltet bleiben. Eine zwischenzeitliche Speicherung von Strom in einen Stromspeicher für den späteren Betrieb der Wärmepumpe bringt aufgrund mehrerer Umwandlungsverluste und höherer Investitionskosten keine wirtschaftlichen Vorteile.

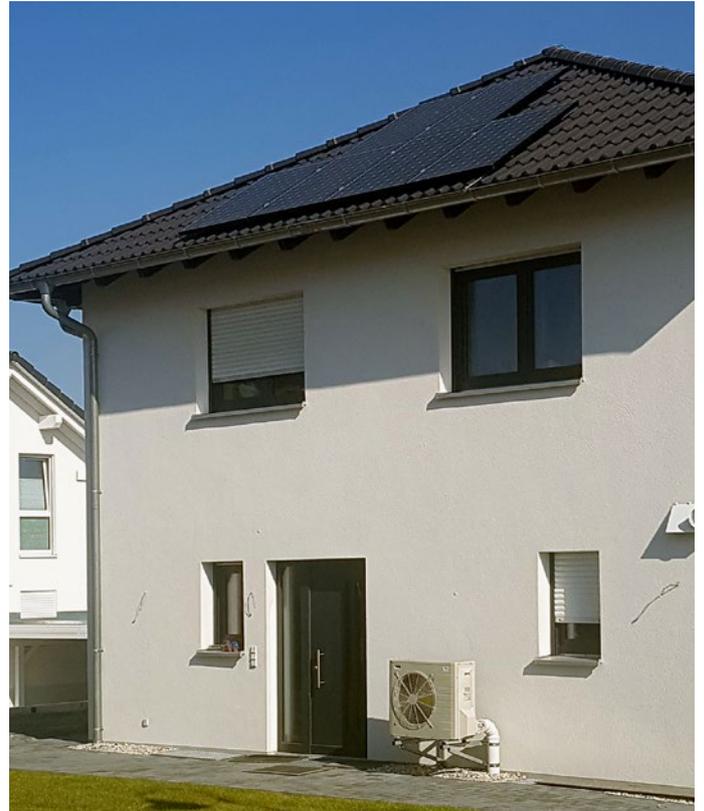
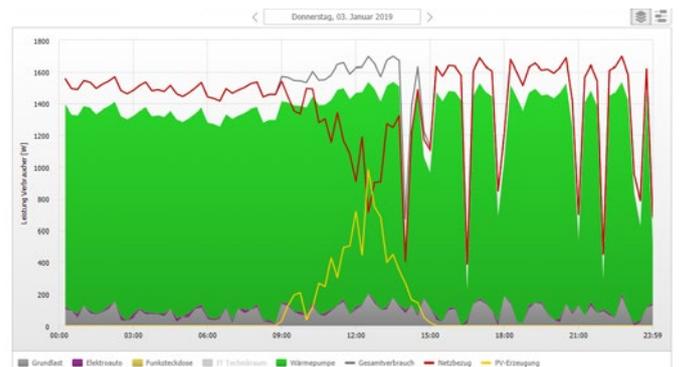
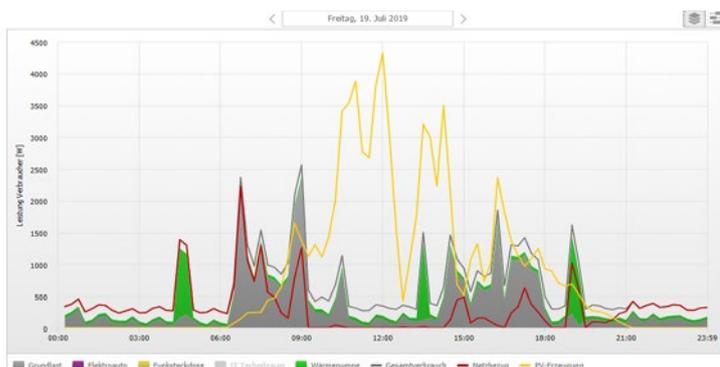


Abbildung 83: Kombination Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Anlage

Zur Einbindung einer Wärmepumpe und einer Photovoltaikanlage in ein intelligentes Hausnetz gibt es verschiedene Möglichkeiten. Stand der Technik sind die Ansteuerung über eine SG-Ready-Schnittstelle oder die Verwendung eines Energiemanagementsystems.



Abbildungen 84/85: Lastgang (grün) einer Wärmepumpe an einem Sommertag und einem Wintertag (gelb Solarertrag, grau Grundlast)

Steuerung über SG-Ready

Das SG Ready-Label tragen Wärmepumpen, die über einen genormten Schaltkontakt in ihrem Betriebsverhalten beeinflusst werden können. Damit kann die Wärmepumpe auch in Abhängigkeit der solaren Stromerzeugung ein- und ausgeschaltet werden. In Kombination mit einem Heizungspuffer- oder Warmwasserspeicher kann somit gezielt Strom in Wärme umgewandelt (Power to Heat) und tagsüber eingelagert werden. Das Signal zur Steuerung der Wärmepumpe kann entweder direkt vom Wechselrichter oder über ein intelligentes Energiemanagementsystem kommen. Beim Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. ist immer eine aktuelle Übersicht aller Modelle mit dem SG Ready-Label für Smart-Grid-fähige Wärmepumpen sind zu finden.



Abbildung 86: SG-Ready-Label

Steuerung über Energiemanagementsystem

Für intelligente Energiemanagementsysteme zur Steuerung von Wärmepumpenanlagen gibt es am Markt vielfältige Lösungen. Diese können über ein BUS-System (kabelgebunden) oder EEBUS (kabellos) umgesetzt werden. Der Verbrauch des eigenen Solarstroms aus der PV-Anlage wird an den Tagesverlauf des verfügbaren Solarstroms angepasst, so dass der Stromverbrauch soweit wie möglich durch eigenen Solarstrom und nicht durch Strom aus dem Netz gedeckt wird. Dies kann je nach System automatisiert erfolgen bzw. durch die Nutzer mithilfe einer App nach Bedarf gesteuert werden. Die Wärmepumpe kann auch bis zu 7 Monate im Jahr nur für die Warmwasserbereitung verwendet und dabei überwiegend mit Solarstrom versorgt werden. Da in den Sommermonaten kaum Heizwärme benötigt wird, kann eine Wärmepumpe zur passiven Raumkühlung genutzt werden und somit größere Ertragsspitzen des erzeugten Stroms sinnvoll selbst nutzen.

Netzanschluss und Abrechnung

Einige Energieversorger bieten einen Wärmepumpentarif an, der günstiger ist als der Normaltarif. Dazu müssen 2 Zähler installiert sein. Ein Zähler für den Haushaltstrom und ein Zähler für den Wärmepumpenstrom. Die PV-Anlage kann aber nur an einem Netzanschluss angeschlossen sein. So entstehen folgende Möglichkeiten:

1. Mit Wärmepumpentarif werden nur Verbraucher durch die PV-Anlage unterstützt, die an einem gemeinsamen Zähler angeschlossen sind. Das heißt, nur die Wärmepumpe mit dem Sondertarif oder nur elektrische Geräte über den Haushaltsstrom können den Solarstrom nutzen.
2. Es wird auf dem Wärmepumpentarif verzichtet, damit bleibt ein gemeinsamer Zähler. Es werden alle Verbraucher durch die PV-Anlage unterstützt.
3. Einige Netzbetreiber lassen eine Kaskadenschaltung zu. Damit bleibt der Sondertarif für die Wärmepumpe erhalten und es werden dennoch alle Verbraucher durch die PV-Anlage unterstützt.

TIPP! Weitere Information zum Thema



Leitfaden: Kombination Wärmepumpe und Photovoltaik der EnergieAgentur.NRW GmbH unter <https://www.energieagentur.nrw/>



Broschüre: Moderne Heizsysteme für Wohngebäude der Sächsischen Energieagentur - SAENA GmbH unter www.saena.de/broschueren

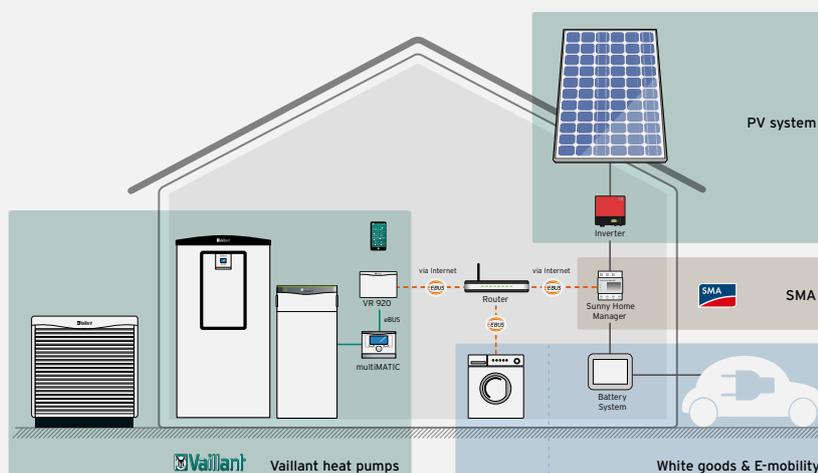


Abbildung 87: Steuerung Wärmepumpe über ein Funk-Bussystem (EEBUS)

3.4 Kombination mit Warmwasserbereitung

Die Nutzung des selbst erzeugten Stroms zur Warmwasserbereitung hilft vor allem, Leistungsspitzen in der Erzeugung zu glätten und den Eigenverbrauch zu erhöhen. Größere Verbraucher wie elektrische Warmwasserbereiter können helfen, in der Mittagszeit überwiegend den eigenen Strom zu nutzen. Wird die Warmwassererzeugung von der Heizung entkoppelt, kann in den Sommermonaten und größtenteils auch in den Übergangsmonaten die Heizung bis zu 7 Monate ausgeschaltet bleiben. Das spart zusätzlich Energie und erhöht die Lebensdauer des Wärmeerzeugers, da dieser erst gar nicht eingeschaltet werden muss.

Für die Erzeugung von Warmwasser aus Solarstrom gibt es mehrere gängige Möglichkeiten, z.B. mittels elektrischem Heizstab, elektrischen Ladesystemen in Kombination mit einem Warmwasserspeicher, photovoltaischem Boiler oder direkt mit einer Warmwasserwärmepumpe mit integriertem Wasserspeicher. Ein Warmwasserspeicher kann tagsüber mit einer höheren Temperatur ($\rightarrow 60\text{ °C}$) aufgeladen werden, um noch mehr Wärme über die Nacht speichern zu können. So kann eine Nachladung mit Netzstrom oder durch die Heizungsanlage verhindert werden.



Abbildung 88: Sommertag - der Heizstab nutzt die überschüssige Solarenergie fast vollständig

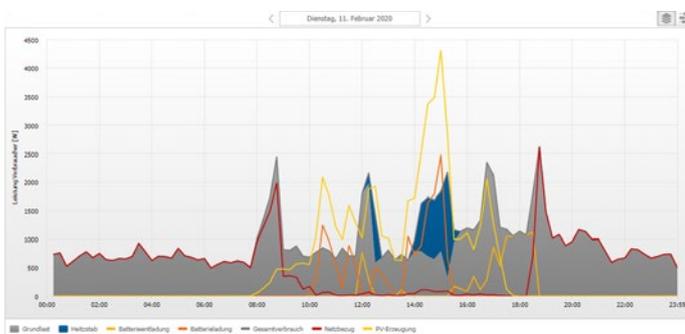


Abbildung 89: Wintertag - Ausnutzung des geringen Solarenergieüberschusses durch einen automatisch gesteuerten Heizstab

Wichtig für einen hohen Eigenverbrauch ist eine niedrige oder regelbare Heizleistung des elektrischen Wärmeerzeugers (0,5 – 6 kW), dadurch kann eine geringe Solarstromerzeugung effektiver genutzt werden. Elektrische Durchlauferhitzer haben oft eine zu große Heizleistung (18 – 24 kW) und kein ausreichendes Speichervolumen.

Wie hoch der jährliche Warmwasserverbrauch ist, hängt davon ab, wie viele Menschen in einem Haushalt leben und wie hoch der tägliche Bedarf ist. Der jährliche Energiebedarf für die Warmwasserbereitung kann zwischen 500 – 1.000 kWh pro Person betragen. Ein 4-Personen Haushalt hat einen Trinkwarmwasser-Energiebedarf zwischen 2.000 – 4.000 kWh. Dies bedeutet, für die tägliche Warmwasserbereitung werden ca. 5 – 11 kWh Heizenergie benötigt. So müsste ein elektrischer Warmwasserbereiter mit 2 kW über die Mittagszeit nur ca. 2,5 – 5,5 h laufen, um die nötige Wärmemenge zu bevorraten. In der Praxis werden je nach Größe der PV-Anlage zwischen 40 und 70 % des Warmwasserenergiebedarfs durch PV-Strom gedeckt.

Heizstab

Ein Heizstab oder auch Heizpatrone genannt, ist ein elektrisches Heizelement, das mit Hilfe von Strom Wasser erhitzt, ähnlich wie ein Tauchsieder. Dabei wird aus 1 kWh Strom gleich 1 kWh Wärme erzeugt. Ein oder mehrere elektrisch betriebene Heizstäbe (2 – 6 kW) werden in einem Warmwasser- oder Puffer-Speicher eingeschraubt und wenn möglich mit einem Energiemanagementsystem gesteuert.

Über ein Energiemanagement kann der erzeugte PV-Strom und der Stromverbrauch im Haushalt erfasst und die angeschlossenen Verbraucher, wie die Heizpatrone, wenn ausreichend PV-Strom anliegt, direkt oder über fernsteuerbare Steckdosen eingeschaltet werden. Dadurch kann überschüssige Energie aus der PV-Anlage überwiegend automatisch genutzt werden. Wenn kein Energiemanagementsystem geplant ist, ist die Ansteuerung eines Heizstabes trotzdem möglich, z.B. über den Wechselrichter. An vielen Wechselrichtern befindet sich ein potentialfreier Kontakt, über den ein Heizstab (oder auch andere Verbraucher) definiert geschaltet werden können. Im Menü des Wechselrichters ist es möglich, über Schwellwerte, wie die Leistung und Uhrzeit für Ein- und Ausschalten des Heizstabes zu definieren.

Mittlerweile gibt es am Markt auch stufenlos regelbare Heizstäbe. Sie werden als „Smart Heater“ oder „E-Heater“ bezeichnet, die ihre Heizleistungen z. B. zwischen 0 bis 3 kW anpassen können. So können diese in Verbindung mit einem Energiemanager gezielter den eigenen Strom je nach Erzeugungsleistung nutzen.

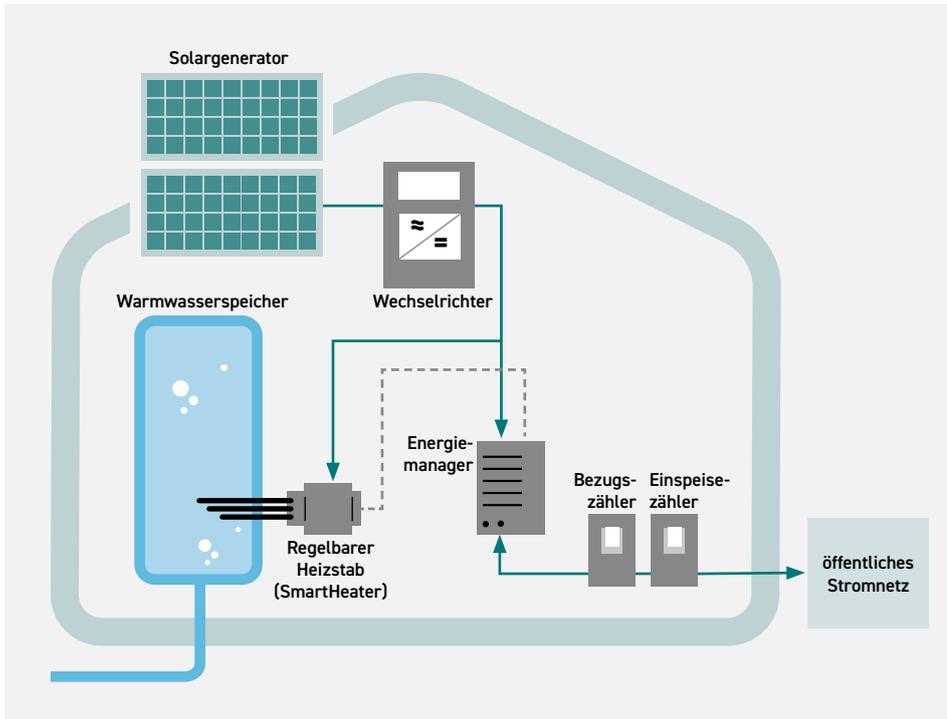


Abbildung 90: Schema regelbarer Heizstab



Abbildung 91: Nicht regelbarer Heizstab mit 2 kW in einem Pufferspeicher



Abbildung 92: Regelbarer Heizstab

Speicherladesystem

Bei der Verwendung eines elektrischen Speicherladesystems können ein Warmwasserspeicher und ein Heizungspufferspeicher hydraulisch miteinander verbunden werden. Dies hat den Vorteil, dass für die Warmwasserbereitstellung im Sommer nur ein kleineres Puffervolumen vorgehalten bzw. täglich aufgeheizt werden muss. Kombi-Pufferspeicher für die Heizung- und Warmwasserbereitung haben im Vergleich dazu ein sehr großes Volumen. Wenn der erzeugte Solarstrom im Winterhalbjahr nicht mehr ausreicht, kann die von der Heizung erzeugte Wärme aus dem Heizungspufferspeicher in den Warmwasserspeicher übertragen werden. Wenn die Solltemperaturen im Warmwasserspeicher nicht mehr erreicht werden, kann ein einfacher Solarregler hierfür die Schaltung der Umwälzpumpe des Warmwasserheizkreises übernehmen.

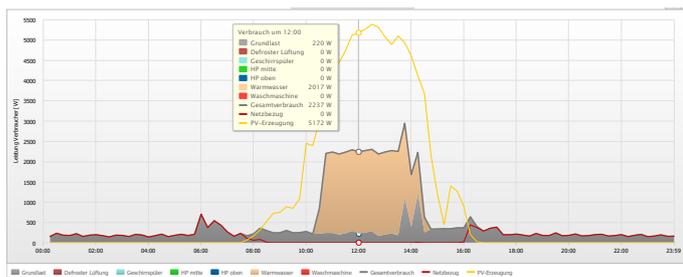


Abbildung 93: Warmwasserbereitung (orange) innerhalb des PV-Stromertrags (gelb) über eine elektr. Ladestation mit 2 kW am 13.11.2020



Abbildung 94: Elektrische Ladestation mit 2 kW und Warmwasserspeicher

→ Möglichkeiten zur Erhöhung der Eigenverbrauchs- & Autarkiequote

Einbindung Warmwasser-Wärmepumpe

Anders als bei einem Heizstab oder der elektrischen Ladestation wird die Wärme mit Strom nicht 1 zu 1 bereit gestellt, sondern ca. 1 zu 3, wenn eine Warmwasser-Wärmepumpe für die Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Der Stromverbrauch dieser Wärmepumpe beträgt ca. 500 Watt. Daher genügt auch ein geringer Ertrag der Solaranlage in der Übergangszeit oder im Winter, um die Wärmepumpe mit Sonnenstrom zu betreiben. Die Warmwasser-Wärmepumpe entzieht der Raumluft Wärme. Diese Wärme wird an ein spezielles Kühlmittel in der Wärmepumpe abgegeben und mittels Kompressor verdichtet. Durch Kompression der Pumpe erhitzt

sich das Kühlmittel und gibt Wärme über einen Wärmetauscher an das Wasser des integrierten Warmwasserspeichers (200 bis 300 Liter) ab. Je höher die Raumtemperatur, d.h. je geringer die Temperaturspreizung, desto effektiver arbeitet die Wärmepumpe. Je nach Umgebungstemperatur haben Warmwasser-Wärmepumpen eine Heizleistung von ca. 1,5 - 2,5 kW. Wird kurzzeitig mehr Wasser benötigt, kann zusätzlich noch ein integrierbarer Heizstab genutzt werden. Ein weiterer positiver Effekt ist hier die Trocknung feuchter Kellerräume. Die Ansteuerung kann auch über ein Energiemanagement erfolgen oder die Speicherladezeiten werden einfach um die Mittagszeit verbindlich festgelegt.



Abbildung 95: Beispiel einer Warmwasser-Wärmepumpe

3.5 Kombination mit Elektroheizung

Im Prinzip kann jede Art von direkt elektrischen Heizsystemen mit PV-Anlagen kombiniert werden. Jedoch wieviel PV-Strom in der Heizperiode genutzt werden kann, hängt sehr von der benötigten Heizleistung des Gebäudes und der Größe der PV-Anlage ab. Je weniger Strom eine Elektroheizung benötigt, umso höher kann der Eigenverbrauch sein. Infrarotheizungen bieten die Möglichkeit, gezielt einzelne Bereiche in Wohn- und Nichtwohngebäuden oder Werk- und Produktionsstätten zu gewünschten Zeiten zu erwärmen. Besonders vorteilhaft sind Infrarotheizungen, wenn sie in gut wärmegeprägten Gebäuden (z.B. Effizienzhaus oder Passivhaus) und in Kombination mit einer großen Photovoltaikanlage und einem Stromspeicher eingesetzt werden. Hier können bis zu 50 % des Heizenergiebedarfs über den eigenen PV-Strom gedeckt werden. In unsanierten Altbauten hingegen nur bis ca. 10 %.

Vorteil von Infrarotheizungen ist ein besserer Wirkungsgrad als bei herkömmlichen Heizsystemen, da es keine Bereitstellungs- und Übertragungswärmeverluste gibt. Auch fallen Regelverluste und Wartungskosten deutlich geringer aus. Allerdings ist der hohe

Strompreis nachteilig für Infrarotheizungen gegenüber herkömmlichen Heizsystemen, aber gerade hier kann mit Hilfe einer PV-Anlage ein Anteil günstig gedeckt werden.

Eine generelle Aussage über die Wirtschaftlichkeit von Elektroheizungen lässt sich nicht ohne Weiteres treffen. Dafür müssen Investitionskosten und jährliche Betriebskosten verschiedener alternativer Wärmeerzeuger rechnerisch gegenübergestellt werden.



Abbildung 96: Infrarot-Deckenheizpaneel mit integrierter Beleuchtung

3.6 Kombination mit Klimageräten

In der Planung von Gebäuden muss zukünftig viel mehr Wert auf den sommerlichen Wärmeschutz zur Vermeidung von Überhitzungen von Innenräumen gelegt werden. Besonders in innerstädtischen Bereichen, wo eine Nachtauskühlung über Fensterlüftung kaum noch realisierbar ist, kommen vermehrt Klimaanlage zum Einsatz. Neben den Anschaffungskosten fallen vor allem die hohen Stromkosten ins Gewicht. Somit sind Photovoltaikanlagen und Klimaanlage ein perfektes Paar, denn der Betrieb von Klimaanlage tagsüber passt perfekt zur Stromerzeugung einer PV-Anlage. Dadurch lassen sich die Betriebskosten wesentlich



Abbildungen 97 / 98: Typisches Klimagerät mit Außen- und Inneneinheit

3.7 Kombination mit Elektroauto

Eine Kombination von Photovoltaik und Elektroauto ist sinnvoll, da der im Haushalt oder Betrieb nicht benötigte selbsterzeugte Strom bzw. der sommerliche Überschuss anteilig für die Ladung von Elektrofahrzeugen genutzt werden kann. Wie schnell ein Elektroauto geladen und wie viel Sonnenstrom dafür genutzt werden kann, hängt zuerst von der installierten Ladeleistung des Ladesystems und der möglichen Ladeleistung des Fahrzeuges ab. Eine haushaltsübliche Steckdose ermöglicht gerade einmal eine Ladung mit 2,3 kW. Das heißt, es wird in einer Stunde 2,3 kWh geladen. Bei einem Verbrauch eines E-Autos von 20 kWh auf 100 km werden somit in einer Stunde abzüglich der Ladeverluste nur ca. 10,0 km nachgeladen. Bei dieser geringen Ladeleistung könnten kleinere PV-Anlagen einen wesentlichen Anteil übernehmen, ähnlich wie bei der Warmwasserbereitung. Hierfür müssten aber Abstriche in der zeitlichen Nutzung des E-Fahrzeuges in Kauf genommen werden. Moderne Ladesysteme, wie Ladesäulen oder wandhängende Geräte (Wallbox) schaffen Abhilfe für zu langsames Laden.

Zukünftig könnten E-Fahrzeuge z.B. während der Arbeitszeit beim Arbeitgeber, der auch eine PV-Anlage besitzt, mit Solarstrom geladen und abends bzw. nachts Zuhause für die Rückspeisung ins Haus-

stromnetz genutzt werden. Dadurch würde ein Hausstromspeicher überflüssig sein. Es könnten auch Stromschwankungen ausgeglichen und die Übertragungs- und Verteilnetze entlastet werden. Der Markt bietet bereits Fahrzeuge mit CHAdeMO-Anschluss an. Jedoch stehen die technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland für diese Technologie im Moment noch nicht zur Verfügung.

reduzieren und gleichzeitig besonders an sehr sonnigen Tagen die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz reduzieren. Entscheidend ist, dass die Leistung des Klimagerätes bzw. der Geräte zur Leistung der PV-Anlage passt. Es sollte nur überschüssige PV-Energie für die Klimatisierung verwendet werden, denn Strombezug wäre kein Vorteil. Hierbei kann ein Energiemanagementsystem helfen, dass die Klimaanlage nur dann betrieben wird, wenn überschüssiger Solarstrom zur Verfügung steht. Bei der Auswahl der Geräte ist darauf zu achten, dass die Klimaanlage eine Ansteuerung über ein Energiemanagement erlaubt. Wenn dies nicht möglich ist, dann sollte zumindest eine automatische Steuerung der Betriebszeiten um die Mittagszeit erfolgen.



stromnetz genutzt werden. Dadurch würde ein Hausstromspeicher überflüssig sein. Es könnten auch Stromschwankungen ausgeglichen und die Übertragungs- und Verteilnetze entlastet werden. Der Markt bietet bereits Fahrzeuge mit CHAdeMO-Anschluss an. Jedoch stehen die technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland für diese Technologie im Moment noch nicht zur Verfügung.



Abbildung 99: Hybridstromspeicher, Photovoltaikanlage und Elektroauto

→ Möglichkeiten zur Erhöhung der Eigenverbrauchs- & Autarkiequote

Ladesysteme

Die Installation von Ladeeinrichtungen ist dem zuständigen Netzbetreiber vor der Inbetriebnahme anzuzeigen und sofern die Ladeleistung über 12 kW liegt von diesem zu genehmigen. Übliche Ladesysteme haben eine Ladeleistung von 3,7 bis 22 kW.

Ist der Hausanschluss mit 3 x 63 A (43 kW) abgesichert, ist der Betrieb einer Ladeeinrichtung mit 22 kW möglich. Sollte aber noch ein weiterer Großverbraucher mit ähnlicher Leistung angeschlossen sein, ist sicherzustellen, dass nicht beide gleichzeitig in Betrieb sind. Anderenfalls muss die Ladeleistung durch ein integriertes Lademanagement heruntergeregelt werden. Es gibt immer noch ältere Gebäude, die mit nur 3 x 35 A (24 kW) oder 3 x 32 A (22 kW) abgesichert sind. Bei diesen Voraussetzungen ist ohne Erhöhung der Leistung des Hausanschlusses durch den Netzbetreiber der Betrieb einer Ladeeinrichtung mit 22 kW nicht möglich. Das Ladesystem sollte über einen integrierten DC-Fehlerschutz verfügen.

Die meisten in den letzten Jahren in Deutschland auf den Markt gekommenen E-Fahrzeuge laden über einen sogenannten Typ 2-Stecker. Dieser an der AC-Ladestation oder Wallbox zur Verfügung gestellte Wechselstrom wird über im Fahrzeug installierte Laderegler in Gleichstrom umgewandelt. Der Laderegler überwacht die Aufladung der Batterien und kann über die Kommunikation mit der Ladestation die Ladeleistung begrenzen.



Abbildung 101: Laden eines E-Autos an einer Wallbox



Abbildung 100: Typ 2-Stecker



Abbildung 102: Schnellladestation mit verschiedenen Ladesystemen

Ladesysteme für Elektroautos

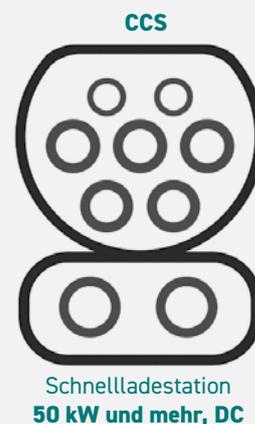


Abbildung 103: Ladesysteme und deren Ladeleistungen für Elektroautos in Deutschland

Lademanagement

Die Erhöhung des Eigenverbrauchs der PV-Anlage kann manuell oder automatisch erfolgen, wobei eine automatische Steuerung oder ein intelligentes Lade- bzw. Lastmanagement einen höheren Eigenverbrauch verspricht.

Durch das Herabsetzen der Ladeleistung auf den geschätzten PV-Überschuss lässt sich der PV-Eigenverbrauch bis zu 10 % erhöhen. Wenn das Laden über die Wallbox erst mit einem Freigabesignal vom Wechselrichter oder vom Energiemanagementsystem bei einem vorher definierten PV-Überschuss beginnt, lässt sich der Eigenverbrauch bis zu 20 % erhöhen. Wird hingegen ein intelligentes Lademanagement eingesetzt, lässt sich mit einer durchgängigen Kommunikation zwischen Energiemanager und Ladestation der Eigenverbrauch bis zu 30 % erhöhen. Je nach Größe der PV-Anlage, des E-Auto-Stromspeichers und der Fahrleistungen können zwischen 20 und 50 % der benötigten Strommenge jährlich über eine PV-Anlage gedeckt werden. Bei der Ladung von E-Autos muss auch mit 10 – 20 % Ladeverlusten gerechnet werden, die aber mit überschüssigem Solarstrom kompensiert werden können.

Planung Ladestation / Ladepunkt

Bei der Planung der Auslegung eines Ladepunktes sollten u.a. folgende Punkte beachtet werden:

Nutzungsanforderungen

- tägliche Fahrleistung
- tägliche Ankunfts- und Abfahrzeiten
- der gewünschte Bedienkomfort des Ladepunktes
- Display zur Anzeige des Ladevorgangs
- fest angebrachtes oder mitzuführendes Ladekabel
- smarte Vernetzungsmöglichkeiten (z.B. Handy-App)

Technische Daten

- Stromertrag der Photovoltaikanlage
- maximale Netzanschlussleistung am Standort
- Batteriekapazität des E-Autos
- benötigte maximale Ladeleistung
- regelbare Ladeleistung für Lademanagement
- Steckertyp bzw. Ladesystem (siehe Abb. 103)

Hat ein E-Auto einen durchschnittlichen Verbrauch von 20 kWh auf 100 km und eine tägliche Fahrstrecke von 100 km, müsste dieses täglich abzüglich der Ladeverluste mit ca. 23 kWh nachgeladen werden. Bei einem 3-phasigen Laden an einer 11 kW-Ladestation wären die ca. 23 kWh in ca. 2 Stunden nachgeladen. Kann das Fahrzeug nur 1-phasig laden, werden dafür bereits ca. 6 h benötigt. Einige intelligente Ladesysteme verfügen bereits über eine automatische Umschaltung von ein- und dreiphasigem Ladebetrieb und ein Lastmanagement. Dadurch lässt sich der Eigenverbrauch von Solarstrom maximieren.



Abbildung 104: Visualisierung Energie- und Lademanagement

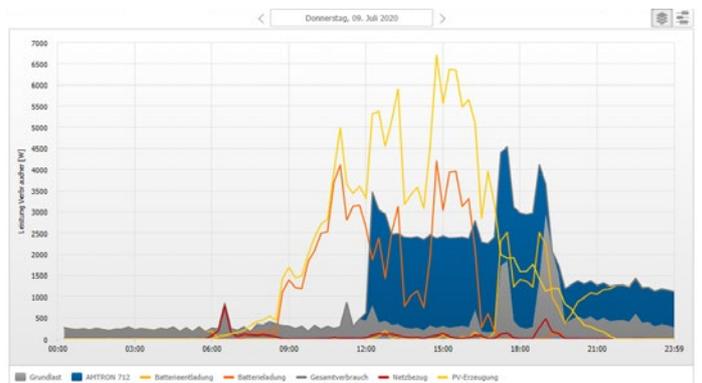


Abbildung 105: Ladung E-Fahrzeug an einem Sommertag überwiegend mit PV-Strom

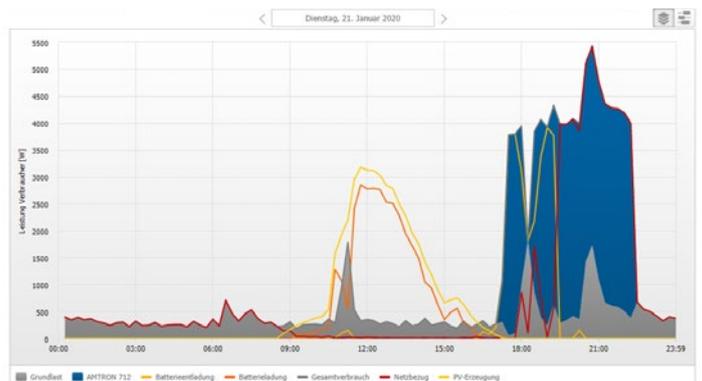


Abbildung 106: Ladung E-Fahrzeug an einem Wintertag ohne PV-Strom

TIPPI! Weiterbildungsangebote vom Elektrobildungs- und Technologiezentrum e. V. (EBZ)

Das EBZ in Dresden bietet sehr viele Informationen und Weiterbildungsmöglichkeiten u.a. zu Planung und Installation von Ladesäulen sowie intelligentem Lademanagement. www.ebz.de

4 Planung und Auslegung von Photovoltaikanlagen

Die gute Planung einer PV-Anlage hängt nicht nur von Standort, Ausrichtung und Neigung, sondern auch vom richtigen Anlagen- und Betreiberkonzept ab. In Zeiten hoher Einspeisevergütung wurde oft die gesamte erzeugte Energie ins Netz eingespeist, da die EEG-Vergütung für 20 Jahre gesichert war. Mit der Absenkung der Vergütung in den letzten Jahren und den gesunkenen Preisen für die wichtigsten Komponenten einer Photovoltaikanlage, wie Solarmodule und Wechselrichter, sollte ein Umdenken einsetzen. Aufgrund der sich stetig steigenden Energiekosten wurde es zunehmend vorteilhafter, die erzeugte Energie selbst zu nutzen. Da die Voraussetzungen, Bedarfe und Wünsche unterschiedlich sind, sind auch die Planungen und Berechnungen komplexer und anspruchsvoller geworden.



Abbildung 107: Installation von Photovoltaik- und Blitzschutzanlage

4.1 Bedarfsanalyse

Für die optimale Auslegung einer PV-Anlage und deren Komponenten sollte eine Bedarfsanalyse durchgeführt werden, die auch zukünftige Bedarfe, wie z.B. Anschaffung eines Elektroautos oder die Erweiterung des Wohnraums bzw. des Unternehmens bereits mit berücksichtigt. Hierfür muss der benötigte Energiebedarf ermittelt werden bzw. bekannt sein, um in einer Energiebilanzierung den möglichen erzeugbaren Strom dem benötigten oder bisher verbrauchten Strom entgegenzusetzen.

Um möglichst viel Nutzen aus einer PV-Anlage zu erzielen, gibt es heute eine Vielzahl von Ansätzen und Möglichkeiten abhängig vom Betreiberkonzept, z.B.:

- hoher Eigenverbrauch = niedrige Investitionskosten durch kleine PV-Anlage, aber geringe Autarkie
- hohe Autarkie = höhere Investitionskosten durch größere PV-Anlage
- gesteigerte Autarkie durch intelligentes Steuern von Verbrauchern = geringere Mehrkosten
- hohe Autarkie durch Batteriespeicher = höchste Investitionskosten
- hoher Nutzen für die Allgemeinheit = höhere Investitionskosten durch sehr große PV-Anlage

4.2 Ertragsermittlung

Berechnung

Der mögliche Stromertrag kann mit Hilfe von solaren Strahlungsdaten am Standort, der Ausrichtung und den Leistungsdaten der geplanten Photovoltaikanlage rechnerisch sehr genau ermittelt werden. Wird der Stromertrag gemäß §23 des neuen Gebäudeenergiegesetzes (GEG) für einen Nachweis zum Ansatz gebracht, ist eine monatsweise Ertragsbilanzierung, wie beispielsweise in der DIN EN 15316-4-6 vorgegeben, durchzuführen. Für genaue Berechnungen der Ertragsprognosen gibt es Softwarelösungen für Fachplaner, zur überschlägigen Berechnung lassen sich kostenfreie Ertragsrechner im Internet nutzen (siehe TIPP-Box).

Abschätzung

Überschlägig kann auch eine schnelle Abschätzung anhand der am Standort üblichen erzeugten Strommengen von bereits installierten Anlagen vorgenommen werden. Hierfür können z.B. die regionalen Stromertragsdaten vom Solarenergie Förderverein Deutschland (SFV e.V.) genutzt werden. Die Tabelle 6 zeigt regionale spezifische monatliche Stromerträge für das Jahr 2019 und die möglichen Stromerträge einer 20 kWp-PV-Anlage.

TIPPI Photovoltaik- bzw. Ertragsrechner nutzen

Ermitteln Sie überschlägig den Stromertrag sowie die Eigenverbrauchs- und Autarkiequote einer Photovoltaikanlage an Ihrem Standort mit kostenfreien Online-Solarrechnern. Eine genauere Berechnung erfolgt über Planer, Hersteller oder Installationsfachbetriebe.

SolardachCheck der Sächsischen Energieagentur
www.saena.de/solardachcheck-8391.html

Solarpotenzialkataster Freistaat Sachsen

www.solarkataster-sachsen.de

Dient zur ersten Orientierung, ob sich eigene Dachflächen beziehungsweise Nebengebäude für eine Solarstromnutzung theoretisch eignen mit Hilfe einer einfachen digitalen Kartenanwendung.

Monat / Jahr	Regionaler Durchschnitt (kWh pro kWpeak)	Regionaler Durchschnitt (% pro kWpeak)	Solarstromertrag PV-Anlage mit 20 kWp (kWh)
Jan. 19	26	2,5%	520
Feb. 19	60	5,8%	1.200
Mrz. 19	72	7,0%	1.440
Apr. 19	130	12,6%	2.600
Mai 19	123	11,9%	2.460
Jun. 19	154	15,0%	3.080
Jul. 19	131	12,7%	2.620
Aug. 19	121	11,7%	2.420
Sep. 19	92	8,9%	1.840
Okt. 19	65	6,3%	1.300
Nov. 19	31	3,0%	620
Dez. 19	25	2,4%	500
	1.030	100	20.600

Tabelle 6: Solarstromerträge 2019 von ca. 100 Photovoltaikanlagen in den Regionen: Dresden, Görlitz, Cottbus, Leipzig, Halle, Gera, Plauen, Chemnitz aus den Stromertragsdaten des SFV e.V.

Rechenbeispiel möglicher Stromertrag einer Photovoltaikanlage

Standort: Chemnitz
 Anlagenart: Steildach, Aufdach-Montage, Südausrichtung, Dachneigung 40 Grad
 Anlagengröße: 9,6 kWp = 50 m²
 Module: 30 Stück monokristallin á 320 Wp
 Modulgröße: 1,66 m x 1,00 m

Berechnung:

$$9,6 \text{ kWp} \times 1.030 \text{ kWh/kWp} = 9.888 \text{ kWh}$$

Mit einer Photovoltaikanlage mit 9,6 kWp (ca. 50 m² Dachfläche) am Standort Chemnitz kann im Durchschnitt jährlich rund 9.900 kWh Strom erzeugt werden. Die einzelnen monatlichen Stromerträge können auch noch rechnerisch ermittelt werden (siehe Abb. 108).

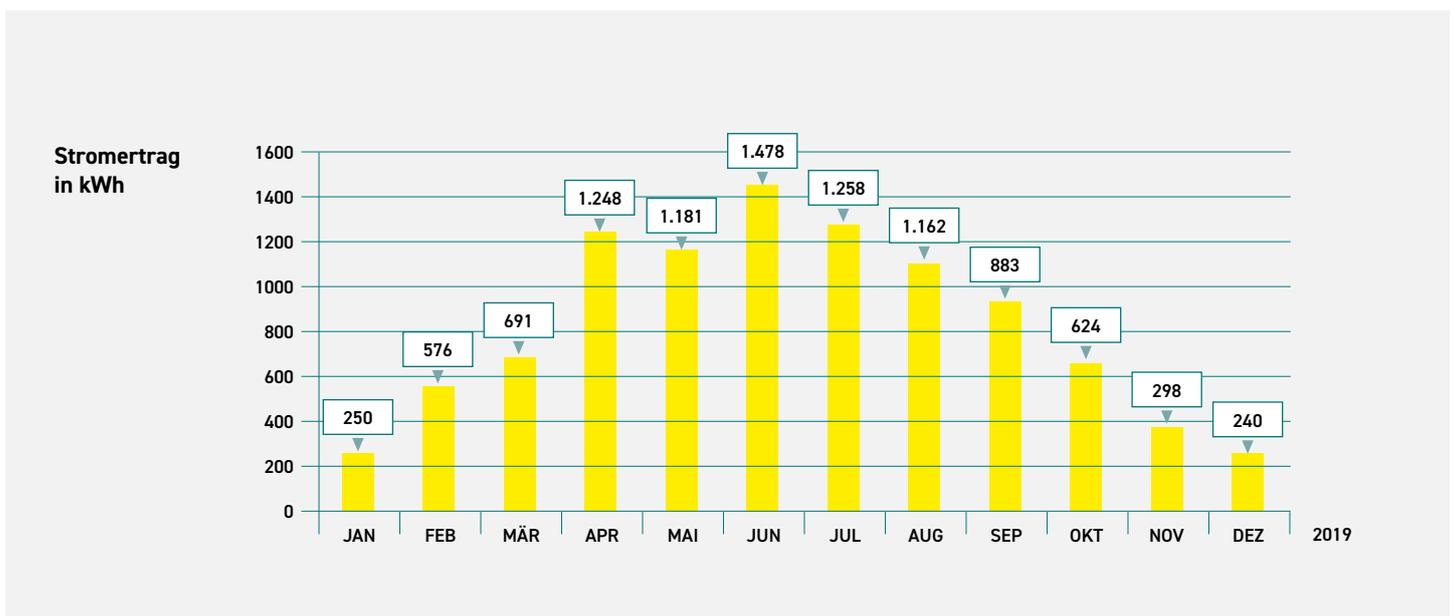


Abbildung 108: Monatliche Verteilung des Stromertrags einer 9,6 kWp PV-Anlage

4.3 Förderung und EEG-Vergütung

Die Errichtung von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen wird bundesweit über eine Einspeisevergütung (Feste Einspeisevergütung oder Marktprämienmodell oder Mieterstromzuschlag) auf Grundlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) gefördert. Die Höhe der Vergütung pro eingespeiste kWh Strom ist abhängig von der Nennleistung und der Art der PV-Anlage sowie dem Datum der Inbetriebnahme. Die Vergütung des eingespeisten Stroms wird für 20 Jahre gewöhnlich monatlich an den Betreiber ausgezahlt. Nach Ablauf von 20 Jahren gilt eine Photovoltaikanlage als nicht mehr geförderte „Post-EEG-Anlage“. Ab dem EEG 2021 können aber Anlagenbetreiber bis 2027 für Anlagen mit einer Leistung bis zu 100 kWp eine Vergütung nach dem Jahresmarktwert des Solarstroms abzüglich einer Vermarktungspauschale erhalten oder in die Direktvermarktung gehen. Mit dem EEG 2023 ist auch die Anmeldung von zwei EEG-vergüteten Anlagen auf einem Dach möglich - eine für Überschusseinspeisung und eine für Volleinspeisung. In den einzelnen Bundesländern kann es noch zusätzliche Förderprogramme für die Installation von Photovoltaikanlagen und Solarstromspeichern geben.

Die aktuellen Vergütungssätze sind auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur zu finden.

4.4 Auslegung Solargenerator

Ohne Datengrundlage ist keine professionelle Anlagenplanung möglich. Bei der Ermittlung der Solargeneratorgröße werden ggf. Angaben zu Gebäude, Dachstuhl Aufbau, Dachfläche, Dachneigung, Standort, Umgebungsbedingungen (Verschattung) und zum aktuellen und zukünftigen Stromverbrauch benötigt. Mit diesen Daten können die Anlage geplant und die Kosten überschlägig ermittelt werden. Da „Sowieso-Kosten“ wie Gerüst, AC-Anschluss, Zählereinbau usw. gleich bleiben, ist es in den meisten Fällen ratsam, die zur Verfügung stehenden Dachflächen gut auszunutzen. Auch wenn die Photovoltaikanlage größer wird als für den Eigenverbrauch nötig, wird sie durch die Einspeisung der überschüssigen Energie einen Beitrag zur Erhöhung des erneuerbaren Stromanteils im Stromnetz leisten.



Abbildung 109: Optimale Dachausnutzung trotz Dachfenstern

Photovoltaikmodule haben in der Regel Standardmaße. Für eine erste Abschätzung genügt es, Abmessungen von $1\text{ m} \times 1,7\text{ m} = 1,7\text{ m}^2$ für Module mit 60 Zellen anzunehmen. Module mit 72 Zellen haben zwar aufgrund der höheren Zellzahl eine größere Modulleistung, aber nicht unbedingt einen höheren Wirkungsgrad. Diese Module mit ca. 2 Meter Länge sind auf dem Dach schwer zu handhaben und werden daher eher in Freiflächenanlagen verwendet. Der Abstand zwischen den Modulen beträgt an der geklemmten Seite ca. 2 cm und an der nicht geklemmten Seite - meist die kurze Seite - ca. 1 cm.

Bei der Ermittlung der Modulanzahl sollten die Voraussetzungen für deren Standsicherheit geprüft werden. Der Standsicherheitsnachweis ist vom Installateur zu erbringen. Da an den Eck- und Randbereichen des Daches die Windlasten deutlich ansteigen, sollten Randbereiche frei gehalten werden. Als Faustregel sollte der Abstand der Module vom Dachrand mindestens das Fünffache des Abstands zwischen Modulfläche und Dachdeckung betragen. Zum Beispiel beträgt der Abstand der Modulfläche vom Dach 10 cm, sollte somit ein Abstand vom Ortgang von ca. 50 cm eingehalten werden. Auf keinen Fall dürfen die Module über die Randbereiche hinausragen.

Die Anzahl möglicher PV-Module auf einer vorgesehenen Fläche kann aufgrund ihrer Verlegungsrichtung (Quer oder Längs) variieren. Schwieriger wird es bei zu berücksichtigenden Dacheinbauten, wie z.B. Dachflächenfenster, Gauben oder Schornsteine. Bei einigen Flächen kann es dann auch sinnvoll sein, auf kleinere PV-Module mit 48 Zellen zurückzugreifen. Wie viele PV-Module zu einem Leitungsstrang (String) angeschlossen werden können, ist abhängig von der maximalen Eingangsspannung des Wechselrichters. Es sollten aber an einem Leitungsstrang (String) immer gleich viele Module angeschlossen sein.

4.5 Auslegung Wechselrichter

Die Größe und Art des Wechselrichters hängt ab von der ermittelten Solargeneratorleistung und dem geplanten Anlagenkonzept. Die Auslegung und Auswahl von Wechselrichtern muss durch eine qualifizierte Fachkraft erfolgen, da hier viele technische Anforderungen zu beachten sind.

Wesentliche Anforderungen an den Wechselrichter sind:

- hoher Wirkungsgrad auch im Teillastbereich
- gutes Preis- / Leistungsverhältnis
- sehr hohe Zuverlässigkeit
- einfache Fehlerdiagnose
- großer Umgebungstemperaturbereich (z.B. -25 bis $+60\text{ °C}$)
- hohe Schutzart (Staub- und Wasserschutz)

4.6 Auslegung Strangleitung

Neben den Modulen und dem Wechselrichter ist auch die richtige Dimensionierung der Solarkabel von Bedeutung, um Kabelverluste gering zu halten. Solarkabel sind spezielle Gleichstromkabel und dienen der Verschaltung der Module untereinander, zudem stellen sie die Verbindung zum Wechselrichter dar. Bedingt durch die lange Kabelstrecke und den durchfließenden Strom sind bei falscher Kabelwahl größere Verluste nicht auszuschließen. Der Querschnitt wird in Abhängigkeit der Nennleistung des Solargenerators durch qualifizierte Fachleute bestimmt.

4.7 Auslegung Netzanschluss

Bei der Planung, der Errichtung und dem Anschluss von elektrischen Anlagen an das Niederspannungsnetz sind viele technische und sicherheitsrelevante Anforderungen zu beachten. Dies kann daher nur durch qualifizierte Fachbetriebe erfolgen.

Bereits vor der Montage ist ein Antrag zum Anschluss an das Niederspannungsnetz beim Netzbetreiber zu stellen. Dabei sind die Antragsunterlagen des zuständigen Netzbetreibers zu verwenden. Diese können u.a. sein:

- Antrag zum Anschluss an das Niederspannungsnetz (nur durch ein zugelassenes Elektronunternehmen)
- Datenerfassungsblatt der Erzeugungseinheit und der Verbrauchseinheiten, wenn diese neu installiert werden (Speichersystem, Wärmepumpe, Ladesystem für E-Autos)
- Lageplan mit Kenntlichmachung der Erzeugungseinheit
- einpoliger Schaltplan mit Nenndaten der eingesetzten Betriebs- und Schutzmittel
- Prüfzertifikate der Prüfstelle der Berufsgenossenschaft und Konformitätserklärungen der Komponenten, die direkt am Niederspannungsanschluss angeschlossen werden

4.8 Einspeisemanagement

Mit dem EEG 2023 wurde u.a. ein massiver Ausbau von erneuerbaren Energien und Erleichterungen für zukünftige Anlagenbetreiber festgelegt. Dies betraf auch das sogenannte Einspeisemanagement. Die maximale Einspeiseleistung von PV-Anlagen am Netzeinspeisepunkt musste vor 2023 bei Anlagen bis 25 kWp auf 70 % ihrer Nennleistung technisch begrenzt werden. Dadurch sollte eine Überlastung des Stromnetzes verhindert werden. Umgesetzt wurde diese „70%-Regelung“ durch eine direkte Leistungsbegrenzung des Wechselrichters oder mit Hilfe eines Energiemanagementsystems. Umgehen ließ sich die Leistungsbegrenzung nur über eine zusätzliche Anschaffung eines Funkrundsteuerempfängers (FRE) oder eines intelligenten Messsystems (Smart Meter) durch die Anlagenbetreiber.

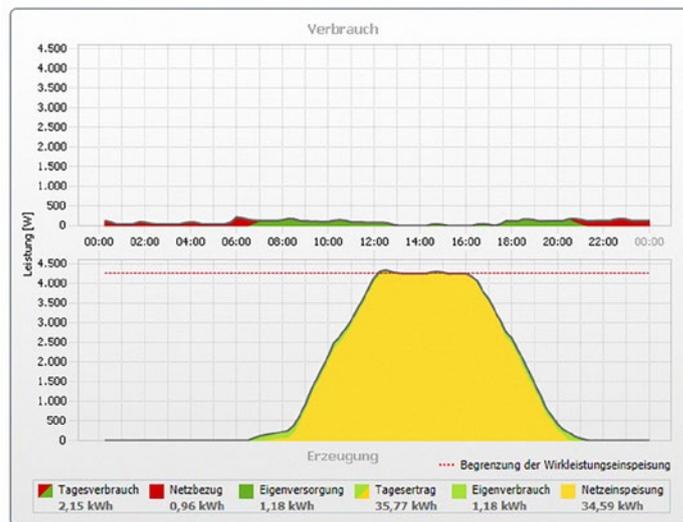


Abbildung 110: Auswirkung der 70%-Begrenzung an einem sonnigen Sommertag

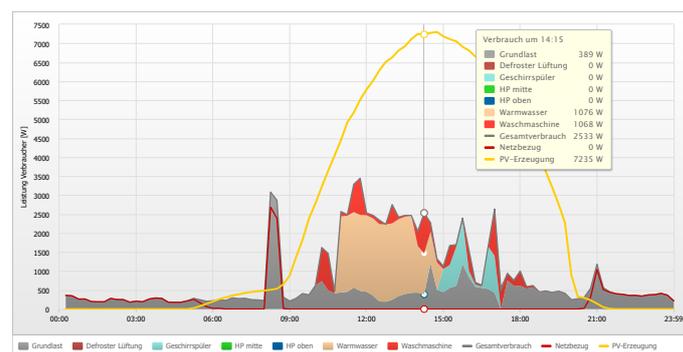


Abbildung 111: Betreiben von elektrischen Verbrauchern über die Mittagszeit zur Vermeidung der 70%-Begrenzung und Erhöhung des Eigenverbrauchs

Diese Leistungsbegrenzung ist im September 2022 für Neuanlagen bis 25 kWp und ab 2023 für alle Bestandsanlagen bis 7 kWp weggefallen. Dadurch kann theoretisch auch 100 % des erzeugten Solarstroms in das Stromnetz eingespeist werden.

Für Anlagen über 25 kWp besteht weiterhin eine Pflicht zum Einspeisemanagement. Betreiber von diesen Anlagen, die hinter einem Netzanschluss betrieben werden, hinter dem auch mindestens eine steuerbare Verbrauchseinrichtung betrieben wird, müssen über ein Smart-Meter-Gateway die Ist-Einspeisung abrufen können und die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln können.

4.9 Wirtschaftlichkeit und Geschäftsmodelle

Seit dem 1. April 2000 schaffte das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) den Grundstein für den Ausbau der erneuerbaren Energien im deutschen Stromsektor. Durch gezielte finanzielle Unterstützungen wurde im Jahr 2020 schon fast die Hälfte des deutschen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt. Aufgrund festgelegter Einspeisevergütungen für 20 Jahre lassen sich die Wirtschaftlichkeit und Geschäftsmodelle sehr gut kalkulieren.

Mit der Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer Investition in eine Photovoltaikanlage lässt sich feststellen, ob die Anschaffung auch ökonomisch sinnvoll ist. Durch stark gesunkene Preise von allen Photovoltaikkomponenten, aufgrund der Marktdurchdringung und der Weiterentwicklung dieser Technologie sind sehr gute wirtschaftliche Renditen zu erzielen.

TIPPI! Broschüre „Attraktive Geschäftsmodelle mit PV-Anlagen“

Ausführliche Informationen zu den aufgezeigten Vermarktungsmöglichkeiten und Geschäftsmodellen stellt die Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH in einer sehr guten Fachbroschüre zur Verfügung.



Zu finden im Internet unter:
www.energieagentur.rlp.de/themen/erneuerbare-energien/solarenergie

Wirtschaftlichkeitsberechnung

In eine Betrachtung müssen verschiedenste auf die Wirtschaftlichkeit Einfluss nehmende Faktoren einfließen, wie z.B.:

- Anlagenkosten (Planung, Anschaffungs- und Montagekosten)
- Betriebskosten (Versicherung, Wartung, ggf. Reinigung, ggf. Steuerberater)
- Verbrauchskosten Stromzukauf
- Vermarktungsmöglichkeiten
- Einspeisevergütung ggf. Ausschreibungsverfahren
- Geschäftsmodelle

Grundsätzlich stehen den Anlagenbetreibern von PV-Anlagen verschiedene Vermarktungsmöglichkeiten zur Verfügung, wie z.B.:

- die volle Einspeisung ins Stromnetz
- Eigenverbrauch des PV-Stroms vor Ort und teilweise Einspeisung ins Stromnetz
- Eigenverbrauch des PV-Stroms vor Ort ohne Einspeisung ins Stromnetz
- Direktstromlieferung an Dritte ohne Nutzung des Stromnetzes

Der Anlagenbetreiber unterliegt dabei aber bestimmten rechtlich regulatorischen Rahmenbedingungen, die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Vermarktungsmöglichkeiten haben. Aus den genannten Vermarktungsmöglichkeiten lassen sich z.B. verschiedene Geschäftsmodelle ableiten:

- Miet- und Pachtmodelle
- Lieferung von PV-Strom an Mieter (Mieterstrommodell)
- Quartiersansätze als (gegenseitige) Versorgung
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen

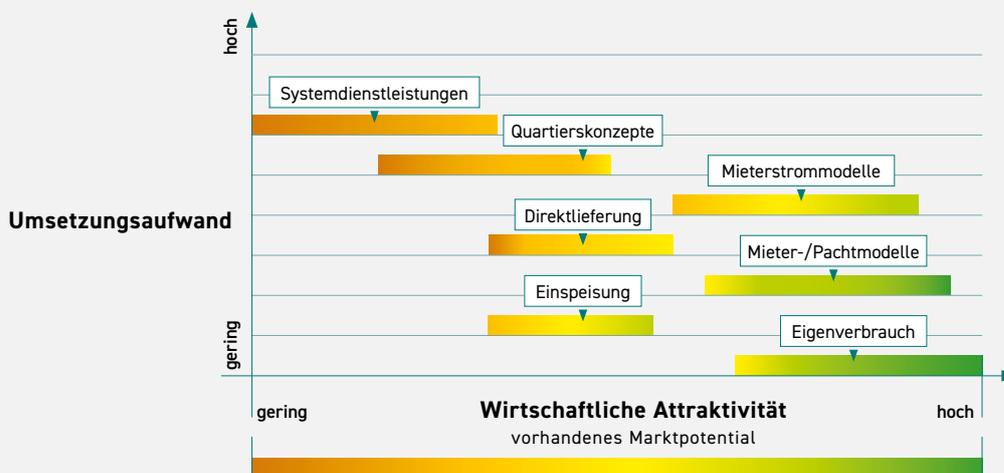


Abbildung 112: Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit von Vermarktungsmöglichkeiten und Geschäftsmodellen

Wer ein professionelles Angebot mit einer Wirtschaftlichkeitsberechnung für die geplante Anlage haben möchte, muss dem Planer auch die Möglichkeit einer Vorort-Besichtigung geben. Nur so können die Gegebenheiten vor Ort analysiert und im Gespräch mit den zukünftigen Betreibern alle notwendigen Nutzungsbedingungen betrachtet werden.

Folgendes Rechenbeispiel zeigt Energiekosteneinsparungen in Gegenüberstellung von Strom- und Anschaffungskosten für acht unterschiedliche technische Kombinationen, die mit einer PV-Anlagengröße von 9,6 kWp möglich wären.

TIPP! Renditerechner für PV-Anlagen (PVCalc)

Wurde eine Eigenverbrauchsanlage geplant und sind die Kosten bekannt, kann mit dieser Software eine grobe Wirtschaftlichkeitsberechnung erstellt werden.



Zu finden im Internet unter:
www.pvcalc.org/de/pvcalc

Rechenbeispiel: Photovoltaikanlage mit unterschiedlichen technischen Kombinationen

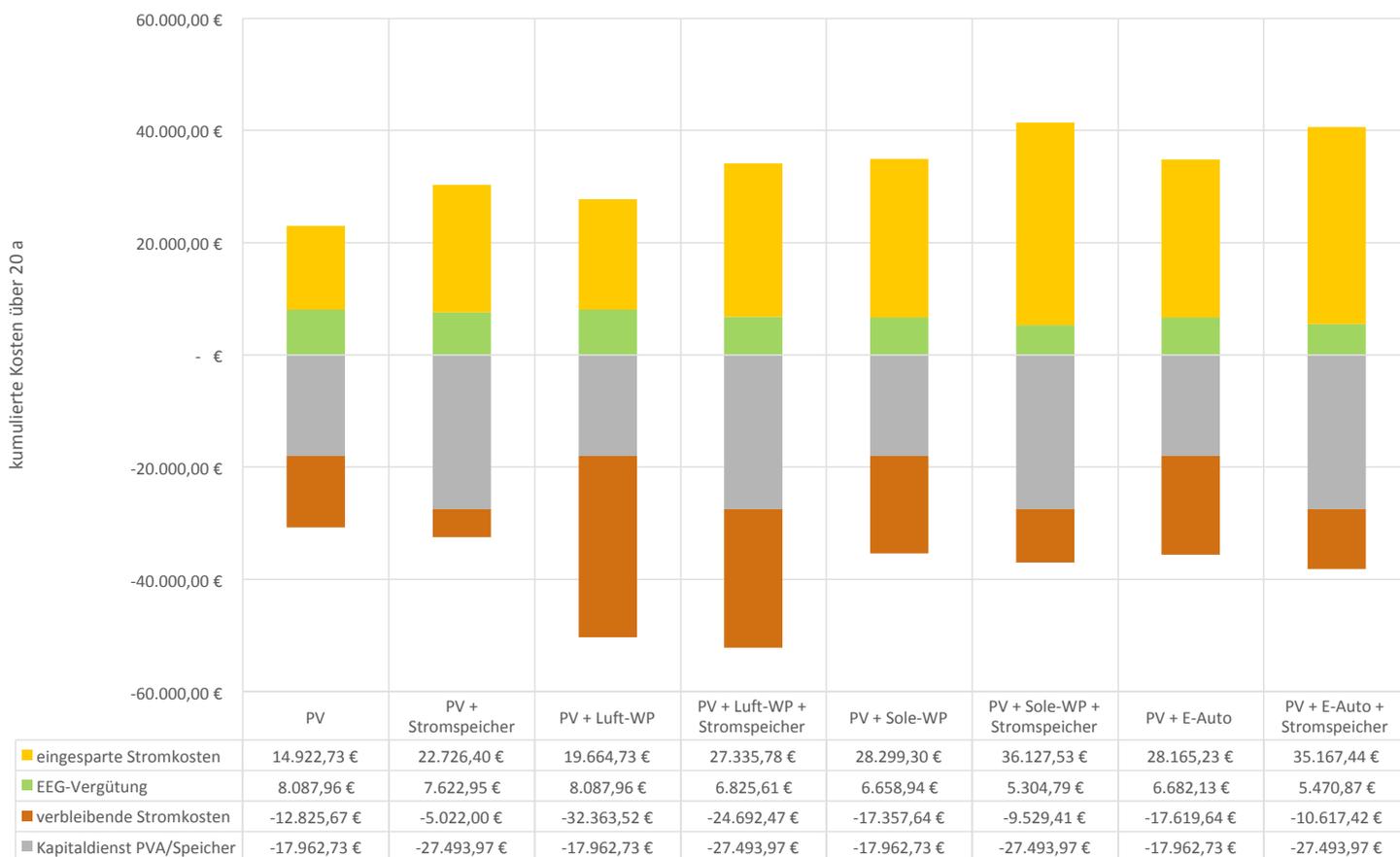


Tabelle 7: Gegenüberstellung von Einnahmen bzw. Einsparungen und Ausgaben für unterschiedliche technische Kombinationen

Berechnungsannahmen: PV-Anlage 9,8 kWp (Kosten 1.500 EUR/kWp); Stromspeicher 6,00 kWh (Kosten 1.300 EUR/kWh ohne Förderung); max. 70% PV-Strom Einspeisung; Haushaltsstromverbrauch 4.000,00 kWh/a; Wärmebedarf für Heizung + Warmwasser 10.920,00 kWh/a; Elektrofahrzeug Fahrleistung 13.000 km/a mit Stromverbrauch von 20 kWh auf 100 km; Ladung E-Auto von 12:00 bis 19:00 abnehmend an 5 Tagen/Woche; Stromkosten 0,30 EUR/kWh; Strompreiserhöhung pro Jahr 1,5 %; Einspeisevergütung 0,06 EUR/kWh; Betrachtungszeitraum 20 a; Zinssatz 1,99 %; Kapitaldienst nur für PV-Anlage mit/ohne Stromspeicher, keine Heizkosten/Stromkosten für Varianten ohne Wärmepumpe berücksichtigt

4.10 Meldepflichten und EEG-Umlage

Marktstammdatenregister

Alle Strom- und Gas-Erzeugungsanlagen, die unmittelbar oder mittelbar an ein Strom- bzw. Gasnetz angeschlossen werden, sind im Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu registrieren. Hierzu gehören PV-Anlagen (auch steckerfertige Anlagen), private Stromspeicher und Blockheizkraftwerke (BHKWs). Die Meldung erfolgt seit Januar 2019 in einem Onlineportal und kann auch von einer anderen bevollmächtigten Person (Familie, Installateur, Dienstleister usw.) übernommen werden. Für neu installierte PV-Anlagen besteht eine Frist von bis zu einem Monat nach Inbetriebnahme. Eigentümer von Bestandsanlagen mussten bis zum 31.01.2021 auch diese Registrierung vornehmen. Die Verletzung der Meldepflicht kann geahndet werden. Die Registrierung erfolgt unter: www.marktstammdatenregister.de

EEG-Umlagepflichten

Für die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien war seit 2000 für jeden Stromkunden (außer für stromintensive Unternehmen) die Abgabe einer jährlich stetig angestiegenen EEG-Umlage auf den Strompreis Pflicht. Diese lag 2021 am höchsten mit 6,5 Cent pro kWh. Zudem gab es eine etwas geringere EEG-Umlage auf den selbst verbrauchten Solarstrom für Betreiber von PV-Anlagen. Die Einnahmen aus diesen EEG-Umlagenpflichten floßen auf das EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber. Die EEG-Umlage wurde seit 2022 sukzessive abgeschafft. Der Bund hat als Ersatzfinanzierung der Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien einen „Energie- und Klimafond“ (EKF) geschaffen.

Photovoltaik-Steuer

Für private PV-Anlagenbetreiber entfällt unabhängig von der Verwendung des Stroms bis zu 30 kWp auf Einfamilienhäusern, Gewerbeimmobilien und Nebengebäuden rückwirkend seit 01.01.2022 die Einkommenssteuer. Für Mehrfamilienhäuser bzw. gemischt genutzte Immobilien sind 15 kWp je Einheit sowie für den Betrieb mehrerer Anlagen bis zu einer Gesamtmenge von 100 kWp einkommensteuerbefreit. Deshalb dürfen private Anlagenbetreiber, die diese Grenzen nicht übersteigen, wieder von Steuerhilfvereinen betreut werden. Seit 01.01.2023 fällt für die Lieferung und die Installation von PV-Anlagen einschließlich der Stromspeicher auf oder in der Nähe von Wohnungen sowie öffentlichen und anderen Gebäuden, die für dem Gemeinwohl dienende Tätigkeiten genutzt werden keine Umsatzsteuer mehr an (Nullsteuersatz).

4.11 Statik

Bei den meisten Schrägdächern stellt die zusätzliche Auflast durch die PV-Anlage kein Problem dar. Trotzdem ist es gerade in wind- oder schneereichen Gegenden sinnvoll, die statische Eignung des

Daches insbesondere bei Flachdächern zu prüfen. Diese Prüfung ist Aufgabe des Bauherrn, als Grundlage dienen die beim Bau erstellten Bauvorlagen. Als grobe Faustformel gilt, dass eine Dachlastreserve von 20 kg/m² vorhanden sein sollte. Der Installateur ist ausschließlich für die Standsicherheit der Photovoltaikanlage verantwortlich.

4.12 Baugenehmigung und Denkmalschutz

Gemäß § 61 SächsBO benötigen Solaranlagen in Sachsen an und auf Dach- und Außenwandflächen (ausgenommen Hochhäuser) sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes oder gebäudeunabhängige Solaranlagen mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m keine Baugenehmigung.

Steht ein Gebäude jedoch unter Denkmalschutz oder z. B. in Dörfern mit historisch gewachsenen Strukturen unter Umgebungsschutz, muss auf jeden Fall eine Genehmigung der zuständigen Denkmalschutzbehörde eingeholt werden. Eigentümer von denkmalgeschützten Gebäuden sollten sich dennoch nicht entmutigen lassen. Ein frühzeitiges kooperatives Einbinden der zuständigen Genehmigungsbehörde schon vor Planungsbeginn mit dem Aufzeigen von bereits umgesetzten Vorhaben kann überzeugen oder mögliche Konflikte vermeiden. Die Handreichung „Denkmalschutz und Solarenergie in Sachsen“ des Landesamtes für Denkmalpflege Sachsen zeigt genehmigungsfähige Möglichkeiten auf.



Abbildung 113: Denkmalgeschütztes Wohnhaus mit einer Indach-PV-Anlage und Schiefereindeckung

4.13 Dokumentation

Nur mit einer guten und lückenlosen Dokumentation kann die geforderte Sicherheit der Anlage und das Einhalten der anerkannten Regeln der Technik durch den Betreiber bescheinigt werden. Der Betreiber ist gegenüber den Behörden oder der Versicherung verantwortlich, wenn etwas passiert.

In der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) hat der Gesetzgeber festgelegt, dass der Anschlussnehmer (hier der Betreiber) dem Netzbetreiber gegenüber für die ordnungsgemäße Errichtung, Erweiterung, Änderung und Instandhaltung der elektrischen Anlage hinter der Hausanschlusssicherung verantwortlich ist und dafür auch haftet. Zudem muss sich ein Servicetechniker bei Wartungsarbeiten, Reparatur oder Erweiterung der Anlage anhand der vorhandenen Dokumentation in die elektrische Anlage einarbeiten und sich darin zurechtfinden. Wichtige Unterlagen in der Dokumentation sind die Zertifikate, Garantiebestätigungen, die Bedienungs- und Installationsanleitungen und ein Strangplan der verschalteten Module. Auch eine Fotodokumentation besonders von nicht mehr zugänglichen Bauteilen und Leitungen kann zukünftig sehr hilfreich sein.

4.14 Versicherung

Wird eine PV-Anlage beschädigt, drohen finanzielle Einbußen. Zudem können auch Schäden an Dritten durch die PV-Anlage entstehen. Die richtige Versicherung der PV-Anlage schützt den Betreiber vor unvorhergesehenen Schadensfällen und sorgt für Sicherheit.



Abbildung 114: Blitzschaden an einem Solarmodul

Wohngebäudeversicherung

Wenn eine PV-Anlage im Rahmen einer Wohngebäudeversicherung abgesichert wird, handelt es sich um einen Basisschutz. Dementsprechend werden oft nicht alle Schäden abgedeckt. Schäden durch Überspannung oder Diebstahl sind häufig nicht Teil dieser Versicherungsleistung.

Private Haftpflichtversicherung

Der Betreiber haftet für sämtliche Schäden, die Dritten durch die Anlage zugefügt wurden. Allein ein vom Dach gerutsches Modul, das einen Passanten verletzt, kann eine beträchtliche Schadenssumme verursachen.

PV-Anlagenversicherung

Sie sollte sämtliche Schäden an der Photovoltaikanlage und den Anlagenkomponenten, wie Wechselrichter, Montagesystem, Anschlüsse, Verkabelung, Zähler sowie einen Ertragsausfall abdecken. Optional ist auch eine Versicherung weiterer Komponenten wie Blitzschutzeinrichtungen, Überspannungsschutz, Trafo, Akkus und Datenlogger möglich.

4.15 Rücknahme und Recycling

Solar- bzw. Photovoltaikmodule fallen in die EU-Richtlinie zum Recycling von Elektroschrott (2002/96/EG), bekannt unter dem Kürzel WEEE. Diese verlangt, dass 85 % aller verkauften Module eingesammelt und insgesamt 80 % der Module recycelt werden müssen. Tatsächlich werden mehr als 95 % wiederverwertet. Die Rücknahme erfolgt über ein Sammelstellensystem, das eine Trennung von Solarmodulen und anderem Elektroschrott ermöglicht. Verantwortlich für diese Recycling-Systeme und die Einhaltung der Recycling-Quote sind alle Hersteller.

In Deutschland haben sich 2007 mehrere bekannte Unternehmen zur freiwilligen Vereinigung „PV Cycle“ (www.pvcycle.org) zusammengeschlossen. Über diesen Mitgliederverbund gibt es deutschlandweit 68 Sammelstellen. Von Mitgliedsunternehmen von PV Cycle hergestellte Solarmodule werden dort kostenfrei zurückgenommen und anschließend recycelt. Kleinere Modulmengen bringen die Eigentümer selbst zu einer der Sammelstellen. Bei Mengen von über 40 Solarmodulen werden die Module vor Ort abgeholt.

5 Errichtung und Betrieb von Photovoltaikanlagen

Bei der Errichtung und Inbetriebnahme von PV-Anlagen gibt es eine Vielzahl an technischen und konstruktiven Dinge zu beachten, die nur durch einen erfahrenen und qualifizierten Installationsfachbetrieb oder von Sachverständigen überblickt werden können. Deshalb ist die Begleitung durch einen unabhängigen Experten für die Planung, Errichtung und Inbetriebnahme inklusive der Qualitätskontrolle besonders bei großen Anlagen ratsam.

5.1 Qualitätskontrolle

Bei der Qualitätskontrolle können Checklisten von Herstellern, Solarbetrieben oder Sachverständigen aber auch ein Qualitätsmerkblatt vom Qualitätsverband Solar- und Dachtechnik e.V. (QVSD) für Experten unterstützen. Dieses wurde extra für die Absicherung eines hohen Qualitätsniveaus und die Vermeidung von Schäden bei Solar-dächern entwickelt und steht Mitgliedern auch in einer ServiceApp unter www.qvsd-check.de zur Verfügung.

Viele Fehler mit Folgeschäden können bereits bei einer unsachgemäßen Montage geschehen. Beispielhaft sind in der Tabelle 8 häufige Schadensursachen bei Aufdach-Montagen aufgeführt.

Schaden	Ursache
Brand	<ul style="list-style-type: none"> - Installationsfehler (häufigste Ursache) - Produktfehler - Planungsfehler betroffen sind Wechselrichter, PV-Module, Generatoranschlusskästen, Schalter, Leitungen und Stecker sowie die AC-Verteilung
Sturm	<ul style="list-style-type: none"> - Planungsfehler (fehlender Standsicherheitsnachweis) - Installationsfehler betroffen sind PV-Module und deren Befestigungssysteme sowie die Dachhaut
Schneedruck	<ul style="list-style-type: none"> - Planungsfehler (fehlende Statik) - Installationsfehler betroffen sind oft die PV-Module und deren Befestigungssystem sowie die Dachkonstruktion besonders bei Dachanlagen mit flachem Neigungswinkel
Blitz- und Überspannung	<ul style="list-style-type: none"> - fehlende oder mangelhafte Blitz- und Überspannungsanlagen - Installationsfehler betroffen sind oft PV-Module, Wechselrichter und Datenkommunikation

Tabelle 8: Aufdach-Montage - häufige Schadensursachen

5.2 Inbetriebnahme und Abnahme

Inbetriebnahme

Den Abschluss der Installation meldet der Elektrofachbetrieb dem Netzbetreiber in Form einer Fertigstellungsanzeige und vereinbart den Termin zur Zählersetzung und Inbetriebnahme. Das Datum der Inbetriebnahme entscheidet ggf. auch über die Höhe der Einspeisevergütung nach EEG. Bei der Inbetriebnahme durch den Zählermon-

TIPPI! Sachverständige für PV-Anlagen

Die TÜV Rheinland AG zertifiziert Fachleute mit dem Prüfzeichen „Gutachter / Sachverständiger für Photovoltaik-Anlagen (TÜV)“. Das Zertifikat hat eine Gültigkeit von 3 Jahren und kann nur durch eine Rezertifizierung verlängert werden. Hierfür müssen die Sachverständigen umgesetzte Weiterbildungen nachweisen und durch die TÜV Rheinland AG geprüfte Gutachten erbringen.



Zu finden im Internet unter:
https://www.certipedia.com/quality_marks/0000032237/qualified_persons?locale=de

Inbetriebnahmeprotokoll

Mit dem Inbetriebnahmeprotokoll kann der Betreiber nachweisen, dass die neue PV-Anlage allen Normen und Vorschriften entspricht und einwandfrei funktioniert. Ohne Inbetriebnahmeprotokoll muss der Netzbetreiber keine Einspeisevergütung zahlen. Darin werden technische Details zur PV-Anlage sowie allgemeine Angaben zum Betreiber, dem Standort und das Datum der Inbetriebnahme aufgeführt. Auch Komponenten wie Einspeisezähler und Einspeisemanagement werden überprüft.

Im Inbetriebnahmeprotokoll sind z.B. vermerkt:

- Art der Erzeugungsanlage
- Allgemeine Informationen zur PV-Anlage
- Hersteller der Anlage (Installateur)
- Daten des Installationsunternehmens (eingetragene ID)
- Persönliche Daten des Anlagebetreibers
- Standort der Photovoltaikanlage
- Datum der Inbetriebnahme
- Nennleistung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme
- Vergütungsrelevante Daten
- Funktionstüchtiges Einspeisemanagement

Abnahme

Mit der Abnahme erkennt der Betreiber an, dass die fertiggestellte PV-Anlage frei von „wesentlichen Mängeln“ ist. Ab diesem Zeitpunkt geht die volle Haftung aus dem Anlagenbetrieb und für die Betriebsführung der PV-Anlage sowie für mögliche Schäden und Folgeschäden auf den Betreiber über. Mit der Abnahme wird auch die letzte Zahlung aus dem Installationsvertrag (im Privatbereich oft nur bestätigtes Angebot) fällig. Der erste Schritt der Abnahme ist die Überprüfung der Anlagendokumentation (Kap. 4.13) auf Vollständigkeit und Plausibilität nach DIN EN 62446 (VDE0126-23). Hierbei sollten die übergebenen Ausführungsunterlagen mit den umgesetzten Maßnahmen genau übereinstimmen (Revisionsplanung), damit sind auch Änderungen im Laufe der Umsetzung zu dokumentieren.

Erforderliche Unterlagen einer Anlagendokumentation:

- Datenblätter, Installationsanleitungen, Garantiezertifikate, Seriennummern
- Flashtests aller Module
- Montageanweisungen und objektbezogene Systemstatik des Montagesystems mit Verlegeplänen und Kennzeichnung der Befestigungspunkte
- einpoliger Schaltplan mit Kennzeichnung aller Leitungen (Querschnitt und Länge) sowie Schutztechnik
- exakte Position aller Anlagenteile auf Bauausführungsplänen und Zuordnung zu den vor Ort aufgebrachten Markierungen, um sie später zweifelsfrei identifizieren zu können.
- Übergabe aller Passwörter zu relevanten Web-Applikationen

Sichtprüfung

Bei der Sichtprüfung sollte auf folgende Dinge geachtet werden:

- Wurden auch alle beauftragten Anlagenteile verwendet und richtig montiert?
- Wurde die Anlage auch entsprechend der Herstellerangaben errichtet?
- Liegen ausreichend Fotografien aller relevanten Anlagenteile vor?

Funktionstest und Messungen

Nach der Sichtprüfung erfolgt der Funktionstest. Dabei wird der Anlagenbetreiber in alle Funktionen der Anlage eingewiesen. Zur Abnahme der Funktionsfähigkeit der Anlage sollte auch überprüft werden, ob der tatsächliche solare Ertrag dem geplanten Ertrag entspricht. Sollten der Ertragstest oder andere Funktionstests zur Abnahme nicht möglich sein, könnte mit dem Installateur ein Vorbehalt in das Abnahmeprotokoll eingetragen werden, falls sich bei einer späteren Funktionsüberprüfung Abweichungen zu den versprochenen Eigenschaften ergeben.



Abbildung 115: Funktionstest von Solarmodulen

5.3 Brandschutz

Ursachen von Bränden

PV-Anlagen können bei nicht fachgerechter Montage auch Brände auslösen, wie alle elektrischen Anlagen. Im Vergleich zu anderen technischen Anlagen stellen PV-Anlagen allerdings kein besonders erhöhtes Brandrisiko dar. PV-Module können allerdings nicht abgeschaltet werden, denn solange Licht auf die Module fällt, liegt eine Spannung von bis zu 1.000 V an. Ursächlich sind hauptsächlich nicht fachgerechte und den Regeln der Technik entsprechende Installation und Leitungsverlegung. Vom Wechselrichter angezeigte Isolationsfehler können einen ersten Hinweis darauf geben, dass von der Verkabelung oder von den Modulen selbst eine Gefahr ausgehen könnte. Für die elektrische Sicherheit gibt es ausreichend vorhandene Regeln – wichtig ist, dass sie auch eingehalten werden. Der beste Brandschutz ist also die Einhaltung der bestehenden Regeln durch qualifizierte Fachkräfte.

Löschen von Bränden

Der Mythos, der sich schon lange hält, dass die Feuerwehr den Brand nicht löscht, kann widerlegt werden. Die Norm DIN VDE 0132 regelt, wie sich Feuerwehren bei der Brandbekämpfung im Zusammenhang von elektrischen Anlagen verhalten sollen. So sind entsprechende Sicherheitsabstände beim Löschen einzuhalten.

Das größte Risiko besteht bei der Brandbekämpfung im Gebäude, wenn Räume betreten werden, wo spannungsführende Leiter der PV-Anlage mit Wasser bzw. der Löschkraft selbst in Kontakt kommen. Deshalb wurde in der Anwendungsregel als Schutzziel die Vermeidung von gefährlichen berührbaren DC-Spannungen im Gebäude im Brandfall formuliert.

Neben der VDE-Anwendungsregel hat der Planer bzw. Installateur die Vorschriften aus der Musterbauordnung (MBO), der Musterleitungsanlagen-Richtlinie (MLAR) und den jeweiligen Landesbauordnungen zu beachten. Um das Schutzziel zu erreichen, hat der Installateur die Kennzeichnung von PV-Anlagen und der Leitungsführung umzusetzen.

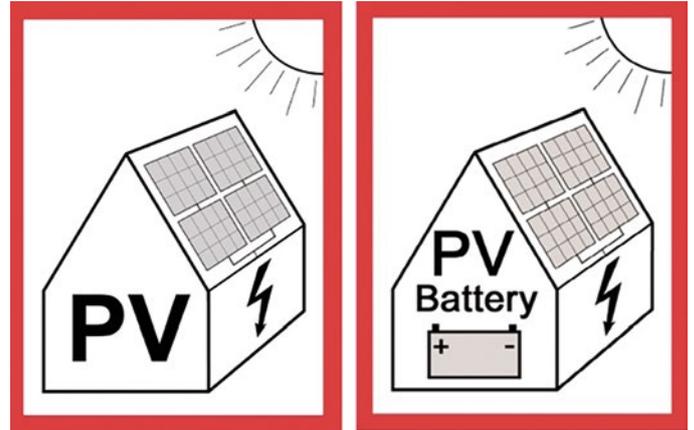


Abbildung 116: Hinweisschilder für Einsatzkräfte für PV-Anlagen mit und ohne Stromspeicher

5.4 Einhaltung von Anforderungen

Wer Photovoltaikanlagen plant, montiert oder betreibt, muss sich zwingend mit den aktuellen Sicherheitsvorschriften sowie Bau- normen und Vorschriften auskennen, um einen einwandfreien und dauerhaft sicheren Betrieb zu gewährleisten. Zu beachten sind u.a.:

- technische Richtlinien des Dachdeckerhandwerks oder der Hersteller
- Bau- normen für Holzbau, Stahlbau, Leichtmetallbau
- Normen für Wind- und Schneelasten an Tragwerken
- Landesbauordnung

TIPPI! Weitere Informationen zum Thema

Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V. (DGUV)
Einsatz an Photovoltaikanlagen – Vorgehensweise im Schadensfall für stromerzeugende Solaranlagen:



Zu finden im Internet unter:
<https://publikationen.dguv.de/widgets/pdf/download/article/866>

Strahlrohr DIN 14365-CM	Niederspannung (N) Wechselspannung bis 1 kV oder Gleichspannung bis 1,5 kV (\geq AC 1 kV oder \geq DC 1,5 kV)	Hochspannung (H) Wechselspannung über 1 kV oder Gleichspannung über 1,5 kV ($>$ AC 1 kV oder $>$ DC 1,5 kV)
Sprühstrahl	1 m	5 m
Vollstrahl	5 m	10 m

Tabelle 9: Mindestabstände beim Mehrzweckstrahlrohr mit Löschmittel Wasser gemäß Handlungsempfehlungen vom DfV

- Brandschutzanforderungen
- für nicht geregelte Bauprodukte, wie z. B. Montagesysteme die allgemeine bauaufsichtliche Zulassung bzw. bauaufsichtliches Prüfzeugnis oder Zustimmung im Einzelfall
- Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)
- technische Regeln des Verbandes der Elektrotechnik (VDE-Normen)
- Montageanleitungen der Hersteller
- Unfallverhütungsvorschriften (BGVA3, BGV C22)
- Richtlinien des Verbandes der Sachversicherer
- Netz- und Anlagenschutz (Anwendungsregel VDE-AR-N 4105:2018-11)

5.5 Anlagenüberwachung

Eine kontinuierliche Überwachung der PV-Anlage sichert Anlagenbesitzer vor Ertragsausfall und ermöglicht Einfluss z.B. auf den Eigenverbrauch zu nehmen. Die frühere Art der Anlagenüberwachung war das regelmäßige Ablesen und Notieren von z.B. Stromerzeugungs- und Verbrauchsdaten, entweder direkt am Wechselrichter (wenn überhaupt möglich) oder an den Stromzählern. Die Daten mussten dann noch auf das Jahr oder den Monat umgerechnet werden und mit der geplanten Erzeugung abgeglichen werden. Dies war sehr aufwändig, ungenau und wurde auch nicht dauerhaft praktiziert.

Mittlerweile funktioniert eine Überwachung (Monitoring) von PV-Anlagen vollautomatisch. Fast alle Hersteller von PV-Systemen oder Wechselrichtern bieten ein eigenes Energiemanagementsystem (Kap. 3.1.2) an, mit dem viele Funktionen der Anlage bzw. der Stromspeicher von überall aus überwacht werden können.

Der Anlagenbesitzer hat so einen ständigen Überblick auf alle energierelevanten Daten und erhält bei einigen Systemen auch Fehlermeldungen direkt auf sein Mobiltelefon. Durch die gut aufbereitete Visualisierung aller Energiedaten erkennt auch ein Laie schnell, wenn sich z.B. Veränderungen in der Erzeugung oder im Eigenverbrauch ergeben, und kann diesen gezielt nachgehen.

5.6 Wartung und Instandhaltung

PV-Anlagen sind komplexe technische Installationen, die in schlecht zugänglichen Bereichen zuverlässig vor Unfallgefahren gesichert funktionieren müssen. Sie sind allen Witterungsbedingungen ausgesetzt. Montagearbeiten, die nicht nach den anerkannten Regeln der Technik ausgeführt wurden, bergen versteckte Risiken für Menschen und Sachen, speziell durch



Abbildung 117: Energiemanagement über PC und mobile Endgeräte

Brände. Es besteht, wie für alle elektrischen Anlagen, die Pflicht zur regelmäßigen Sicherheitsprüfung mit dem vorrangigen Ziel des Personenschutzes. Ein Unternehmer, der dieser Pflicht nicht nachkommt, macht sich bei Vorsatz sogar strafbar (§ 26 BetrSichV).

Grundlagen für die Prüfung von PV-Anlagen sind die Verordnung DGUV-A3 (Prüfung elektrischer Betriebsmittel) der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung zur Prüfung von elektrischen Anlagen im Sinne der Unfallverhütung und die Technische Regel für Betriebsicherheit TRBS 1201 zur Prüfung und Kontrolle von Arbeitsmitteln und überwachungsbedürftigen Anlagen. Die Prüfkriterien und Prüfzeiten für die gesamte Anlage werden in den Normen des Verbandes Deutscher Elektrotechnik VDE 0105-100, VDE 0100-600 und VDE 0126-23 zusammengefasst. Nach diesen Kriterien ist jede PV-Anlage mindestens alle vier Jahre vollständig zu prüfen. Auch Versicherungen verlangen den Nachweis über die fristgemäße Prüfung im Schadensfall. Liegen diese Prüfprotokolle nicht vor, bzw. sind sie unvollständig, riskiert der Anlagenbetreiber Schadensersatzforderungen oder gar den Versicherungsschutz.

Letztlich dient die Prüfpflicht dem Schutz des Unternehmens selbst: Mängel und Gefahren können frühzeitig erkannt und behoben werden, was über lange Sicht Kosten einspart. Zudem sichert die regelmäßige Funktionsprüfung der PV-Anlage den Ertrag, den diese über die gesamte Laufzeit bringen soll.

→ Praxisbeispiele

Einfamilienhaus (Denkmal) Photovoltaikanlage 9,8 kWp | Sole-Wärmepumpe und E-Auto

Gebäude

Standort	Landkreis Sächsische Schweiz
Gebäudetyp	Einfamilienhaus
Baujahr	1920
Sanierungsjahr	2018
Beheizte Wohnfläche	270 m ²
Bewohner	3

Heizung

Heizungsart	Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Ringgrabenkollektor und 600 l Pufferspeicher
Warmwassersystem	Frischwassermodul am 600 l Pufferspeicher
Wärmeverteilsystem	Wand- und Fußbodenheizung
Lüftungsanlage	---

Photovoltaikanlage

Inbetriebnahme	08/2017
Größe	9,76 kWp
Anzahl der Module	32
Art der Module	monokristallin schwarz 305 Wp
Ausrichtung	Süd
Dachneigung	55 Grad
Wechselrichter	1 x Fronius Symo 10.0-3-M
Stromspeicher	wird nachgerüstet
Energiemanagement	über Wärmepumpe

Energiedaten (Ø 2018 - 2019)

Heizwärmeverbrauch	20.000 kWh/a
Stromverbrauch Haushalt	9.000 kWh/a inkl. E-Auto ca. 4.500 kWh/a
Stromverbrauch Wärme	5.000 kWh/a
Stromverbrauch Gesamt	14.000 kWh/a
Strom Erzeugung PV-Anlage	11.000 kWh/a
Strom Einspeisung ins Netz	8.000 kWh/a
Strom Eigenverbrauch	3.000 kWh/a
Strombezug aus Netz	11.000 kWh/a
Ladung Stromspeicher	---
Entladung Stromspeicher	---

Auswertung (Ø 2018 - 2019)

Wirkungsgrad Stromspeicher	---
Autarkiequote	27%
Eigenverbrauchsquote	21%



**Einfamilienhaus (Passivhaus)
Photovoltaikanlage 9,5 kWp | elektrische Warmwasserbereitung**

Gebäude

Standort	Landkreis Sächsische Schweiz
Gebäudetyp	Zweifamilienhaus
Baujahr	2013
Sanierungsjahr	---
Beheizte Wohnfläche	215 m ²
Bewohner	4

Heizung

Heizungsart	Pelletkaminofen wasserführend Pufferspeicher 770 l
Warmwassersystem	elektrische Ladestation 2 kW Pufferspeicher 200 l Anbindung an Heizungspufferspeicher
Wärmeverteilsystem	Fußbodenheizung und Planheizkörper
Lüftungsanlage	Zentrallüftung mit 94% Wärmerückgewinnung

Photovoltaikanlage

Inbetriebnahme	10/2013
Größe	9,54 kWp
Anzahl der Module	36
Art der Module	monokristallin schwarz 265 Wp
Ausrichtung	Süd-West
Dachneigung	39 Grad
Wechselrichter	1 x SMA Sunny Tripower dreiphasig
Stromspeicher	wird nachgerüstet
Energiemanagement	SMA Sunny Home Manager und Bluetooth-Funksteckdosen

Energiedaten (Ø 2016 - 2019)

Heizwärmeverbrauch	3.000 kWh/a (Holzpellets und PV-Strom)
Stromverbrauch Haushalt	3.900 kWh/a
Stromverbrauch Wärme	2.100 kWh/a (TWW 67 % über PV-Strom)
Stromverbrauch Gesamt	6.000 kWh/a
Strom Erzeugung PV-Anlage	9.600 kWh/a
Strom Einspeisung ins Netz	6.300 kWh/a
Strom Eigenverbrauch	3.300 kWh/a
Strombezug aus Netz	2.700 kWh/a
Ladung Stromspeicher	---
Entladung Stromspeicher	---

Auswertung (Ø 2018 - 2019)

Wirkungsgrad Stromspeicher	---
Autarkiequote	55%
Eigenverbrauchsquote	34%



→ Praxisbeispiele

Einfamilienhaus Photovoltaikanlage 4,7 kWp | Stromspeicher 2,0 kWh

Gebäude

Standort	Landkreis Meißen
Gebäudetyp	Einfamilienhaus
Baujahr	2003
Sanierungsjahr	---
Beheizte Wohnfläche	149 m ²
Bewohner	2

Heizung

Heizungsart	Gasheizung zentral
Warmwassersystem	über Gasheizung und 300 l Puffer
Wärmeverteilsystem	Fußbodenheizung und Heizkörper
Lüftungsanlage	---

Photovoltaikanlage

Inbetriebnahme	08/2014
Größe	4,68 kWp
Anzahl der Module	18
Art der Module	polykristallin 260 Wp
Ausrichtung	12 x SO und 6 x NW
Dachneigung	35 Grad
Wechselrichter	1 x SMA Sunny Boy 3600 Smart Energy mit Stromspeicher
Stromspeicher	1 x SMA Sunny Boy 3600 Smart Energy 2 kWh, 2 kWh
Energiemanagement	SMA Sunny Home Manager und Bluetooth-Funksteckdosen

Energiedaten (Ø 2016 - 2019)

Heizwärmeverbrauch	13.000 kWh/a (Erdgas)
Stromverbrauch Haushalt	3.376 kWh/a
Stromverbrauch Wärme	---
Stromverbrauch Gesamt	3.376 kWh/a
Strom Erzeugung PV-Anlage	4.294 kWh/a
Strom Einspeisung ins Netz	2.719 kWh/a
Strom Eigenverbrauch	1.576 kWh/a
Strombezug aus Netz	1.861 kWh/a
Ladung Stromspeicher	623
Entladung Stromspeicher	558

Auswertung (Ø 2018 - 2019)

Wirkungsgrad Stromspeicher	90%
Autarkiequote	44%
Eigenverbrauchsquote	37%



**Mehrfamilienhaus
Photovoltaikanlage 14,6 kWp | Stromspeicher 13,4 kWh**

Gebäude

Standort	Mittlerer Erzgebirgskreis
Gebäudetyp	Mehrfamilienhaus
Baujahr	1995
Sanierungsjahr	---
Beheizte Wohnfläche	200
Bewohner	3

Heizung

Heizungsart	Gas-Brennwertheizung
Warmwassersystem	Solarstromspeicher 100 l elektrisch beladen
Wärmeverteilsystem	Heizkörper
Lüftungsanlage	---

Photovoltaikanlage

Inbetriebnahme	07/2011
Größe	14,64 kWp
Anzahl der Module	61
Art der Module	monokristallin 240 Wp
Ausrichtung	Süd-Ost bis Süd-West
Dachneigung	24 Module ca. 19 Grad, 37 Module 49 Grad
Wechselrichter	1x SB 4000TL-20, 2x SB 3000, 1x SB 5000TL-20
Stromspeicher	ASD Solarspeicher future One 900 Power+ 13,44 kWh
Energiemanagement	SMA Sunny Home Manager und Bluetooth-Funksteckdosen

Energiedaten (Ø 2018 - 2019)

Heizwärmeverbrauch	18.117 kWh/a
Stromverbrauch Haushalt	2.285 kWh/a
Stromverbrauch Wärme	1.002 kWh/a (TWW 68 % über PV-Strom)
Stromverbrauch Gesamt	7.788 kWh/a
Strom Erzeugung PV-Anlage	12.770 kWh/a
Strom Einspeisung ins Netz	7.687 kWh/a
Strom Eigenverbrauch	5.094 kWh/a
Strombezug aus Netz	2.780 kWh/a
Ladung Stromspeicher	1.742 kWh/a
Entladung Stromspeicher	1.679 kWh/a

Auswertung (Ø 2018 - 2019)

Wirkungsgrad Stromspeicher	96%
Autarkiequote	65%
Eigenverbrauchsquote	40%



→ Praxisbeispiele

Vierseithof Photovoltaikanlage 30 kWp | Stromspeicher 20,5 kWh

Gebäude

Standort	Landkreis Görlitz
Gebäudetyp	Vierseithof
Baujahr	1908 und älter
Sanierungsjahr	stetig
Beheizte Wohnfläche	300 m ²
Bewohner	5

Heizung

Heizungsart	Holzvergaserkessel mit 2.600 l Pufferspeicher
Warmwassersystem	Solarthermieanlage 12 m ² mit 300 l Pufferspeicher Anbindung an Heizungspufferspeicher
Wärmeverteilsystem	Heizkörper und Fußbodenheizung
Lüftungsanlage	---

Photovoltaikanlage

Inbetriebnahme (Monat/Jahr)	2015 (9,6 kWp) / 2003 (20,4 kWp)
Größe	30 kWp
Anzahl der Module	2015 (36 Stück) / 2003 (40 Stück)
Art der Module	polykristallin
Ausrichtung	Süd
Dachneigung	20 Grad (PV-Anlage 9,6 kWp)
Wechselrichter	1 x SMA Sunny Tripower dreiphasig
Stromspeicher	Solarwatt Storage Parallel P 20,5 kWh
Energiemanagement	Solarwatt EnergyManager

Energiedaten (Ø 2018 - 2019)

Heizwärmeverbrauch	55.000 kWh
Stromverbrauch Haushalt	10.660 kWh
Stromverbrauch Wärme	---
Stromverbrauch Gesamt	10.660 kWh
Strom Erzeugung PV-Anlage	9.280 kWh (PV-Anlage 9,6 kWp)
Strom Einspeisung ins Netz	3.560 kWh (PV-Anlage 9,6 kWp)
Strom Eigenverbrauch	5.997 kWh (PV-Anlage 9,6 kWp)
Strombezug aus Netz	5.322 kWh
Ladung Stromspeicher	2.776 kWh (PV-Anlage 9,6 kWp)
Entladung Stromspeicher	2.258 kWh (PV-Anlage 9,6 kWp)

Auswertung (Ø 2018 - 2019)

Wirkungsgrad Stromspeicher	81%
Autarkiequote	56%
Eigenverbrauchsquote	65%



Betriebsgebäude
Photovoltaikanlage 96,2 kWp | E-Auto

Gebäude

Standort	Landkreis Leipzig
Gebäudetyp	Werkstattgebäude – Tischlerei
Baujahr	2011
Sanierungsjahr	---
Beheizte Nutzfläche	1.000 m ²
Mitarbeiter	15

Heizung

Heizungsart	Holzessel für die thermische Verwertung von unbehandelten Holzabfällen
Warmwassersystem	Untertischboiler 5 l für Handwaschbecken
Wärmeverteilsystem	Nestro Lufttechnik
Lüftungsanlage	Nestro Lufttechnik

Photovoltaikanlage

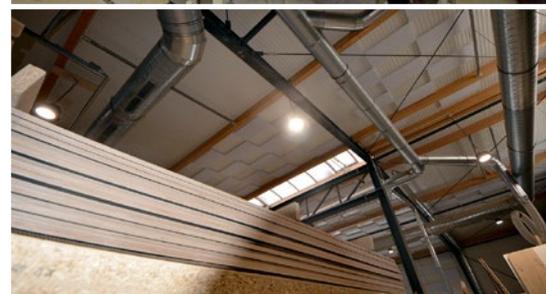
Inbetriebnahme (Monat/Jahr)	04/2012
Größe	96,2 kWp
Anzahl der Module	363
Art der Module	monokristallin 265 Wp
Ausrichtung	West und Ost
Dachneigung	5 Grad
Wechselrichter	IBC Servemaster
Stromspeicher	---
Energiemanagement	---

Energiedaten (Ø 2018 - 2020)

Heizwärmeverbrauch	k. A.
Stromverbrauch Betrieb	69.500 kWh/a
Stromverbrauch Wärme	k. A.
Stromverbrauch Gesamt	69.500 kWh/a
Strom Erzeugung PV-Anlage	85.875 kWh/a
Strom Einspeisung ins Netz	48.175 kWh/a
Strom Eigenverbrauch	37.700 kWh/a
Strombezug aus Netz	32.650 kWh/a
Ladung Stromspeicher	---
Entladung Stromspeicher	---

Auswertung (Ø 2018 - 2020)

Wirkungsgrad Stromspeicher	---
Autarkiequote	54%
Eigenverbrauchsquote	44%



7 Glossar

AC-Kopplung

Der Speicher wird hinter dem PV-Wechselrichter angeschlossen. Im Speicher wird der vom Wechselrichter kommende Wechselstrom wieder in Gleichstrom umgewandelt, damit die Batterien geladen werden können. Nach der Entladung erfolgt eine Rückumwandlung in Wechselstrom, damit die Wechselstromgeräte genutzt werden können.

Autarkie / Autarkiequote

Autarkie beschreibt, wie hoch die Abhängigkeit von Strombezug aus dem Stromnetz ist. Bei der Autarkiequote wird der Eigenverbrauch auf die gesamte jährlich verbrauchte Strommenge bezogen. Eine 100 %-ige Autarkiequote wäre eine komplette Eigenversorgung mit Strom unabhängig vom Stromnetz, ist aber wirtschaftlich gesehen aktuell sehr schwer erreichbar.

$$\text{Autarkiequote in \%} = \frac{\text{Eigenverbrauch [kWh/a]}}{\text{Stromverbrauch [kWh/a]}} \times 100$$

Batteriewirkungsgrad

Ist der Batteriewirkungsgrad in den Datenblättern angegeben, dann handelt es sich nicht um den Wirkungsgrad des Speichersystems, sondern nur um den Wirkungsgrad der Batterie. Dieser kann bei Lithium-Ion-Akkus Werte von bis zu 98 % erreichen. Der Wirkungsgrad variiert je nach Ladestand, Temperatur und Auslastung des Speichers. Der Systemwirkungsgrad hingegen berücksichtigt den gesamten Speicherprozess. Das heißt, er zählt auch Verluste, die durch die Stromumwandlung in den Wechselrichtern des Speichers und durch den Betrieb des Batteriemanagementsystems entstehen.

C-Rate

Auf den meisten Stromspeicherdatenblättern wird die Kapazität in kWh angegeben, da diese Angabe für den Endkunden verständlicher ist. Richtigerweise ist aber die Angabe der Kapazität in Amperestunden Ah und der zusätzlichen Angabe der C-Rate. Denn die C-Rate ist auch ein Qualitätsmerkmal des Stromspeichers bzw. der Batterie. Sie gibt an, mit welchen Lade- und Entladeströmen bezogen auf die maximale Kapazität der Batterie diese belastet werden kann. Der Ladestrom und der Entladestrom einer Batterie entspricht der Stromstärke, mit der sie ge- bzw. entladen wird. Ein Koeffizient von

1C bedeutet, dass eine Batterie innerhalb von 1 Stunde komplett be- oder entladen ist, ein C-Koeffizient kleiner als 1, dass es länger als 1 Stunde dauert und ein C-Koeffizient größer als 1, dass es weniger als 1 Stunde dauert. Das bedeutet, dass eine Batterie mit einer Kapazität von 188 Amperestunden eine Stunde lang einen Strom von 188 Ampere abgeben kann, wenn der Koeffizient 1 C beträgt. Wenn dieselbe Batterie mit 0,5 C entladen wird, gibt sie 94 A für zwei Stunden ab.

DC-Kopplung

Bei DC-gekoppelten Systemen wird der Speicher bereits zwischen PV-Anlage und PV-Wechselrichter angeschlossen. So entfällt eine Umwandlungsstufe. Je nach Batteriespannung sind aber teilweise mehrere Hochsetz- bzw. Tiefsetzsteller notwendig.

Eigenverbrauch / Eigenverbrauchsquote

Der Eigenverbrauch in kWh/a gibt an, wieviel Solarstrom im Jahr von der eigenen PV-Anlage genutzt werden konnte. Bei der Eigenverbrauchsquote wird der Eigenverbrauch auf die jährlich erzeugte Energiemenge (=Erzeugung) bezogen.

$$\text{Eigenverbrauchsquote in \%} = \frac{\text{Eigenverbrauch [kWh/a]}}{\text{Erzeugung [kWh/a]}} \times 100$$

elektrischer Widerstand

Der elektrische Widerstand behindert die Bewegung der Ladung. Je höher der Widerstand, desto weniger Strom. Widerstände werden in Ohm (Ω) angegeben.

End of Life (EoL)

Das End of Life, also das Ende der Lebensdauer einer Batterie beschreibt das „Lebensende“ durch chemische Alterung. Es bedeutet nicht, dass eine Batterie danach nicht mehr funktioniert. Es werden nur Parameter für eine Batterie definiert, die nicht unter- oder überschritten werden dürfen. Diese Grenze wird häufig auf 80 % der ursprünglichen Kapazität (Nennkapazität) festgelegt.

Energie

Energie ist die Fähigkeit, mechanische Arbeit zu verrichten, Wärme abzugeben oder Licht auszustrahlen. Energie kann unterschiedlichste Formen haben und von einem Körper auf einen anderen übertragen oder umgewandelt werden. Bei der Energieumwandlung wird ein Teil der Energie in Wärme (Reibung) umgeformt bzw. frei gesetzt und die nutzbare Energie nimmt somit ab (Umwandlungsverluste).

Einheiten für Energie und Umrechnungsfaktoren:

1 J (Joule) = 1 Ws (Wattsekunde)

1 kJ (Kilojoule) = 0.2778 Wh

1 MJ (Megajoule) = 0.2778 kWh

1 GJ (Gigajoule) = 0.2778 MWh

1 kWh (Kilowattstunde) = 3.600 kJ = 3.6 MJ

1 MWh (Megawattstunde) = 3.6 GJ

Entladeschlussspannung

Beim Entladen einer Batterie nimmt ihre Spannung allmählich ab, bis sie ihre Entladeschlussspannung erreicht hat. Wird die Batterie weiter entladen, wird sie beschädigt oder zumindest die Lebensdauer stark verringert. Wird eine Batterie langsam entladen, fällt die Spannung für einen langen Zeitraum kaum ab. Diese (durchschnittliche) Spannung wird als Nennspannung bezeichnet. Erst wenn eine Batterie nahezu vollständig entladen ist, sinkt die Spannung schnell ab.

Entladetiefe

Die Entladetiefe oder Depth of Discharge (DoD) beschreibt, wie stark eine Batterie entladen wurde. Sie wird in % im Verhältnis zu ihrer maximalen Kapazität angegeben. Ein DoD von 50 % bedeutet, dass eine Batterie zur Hälfte entladen wurde. Beträgt der DoD 80 % oder mehr, wird von einer Tiefentladung gesprochen.

Gestehungskosten

Die Stromgestehungskosten umfassen alle Kosten, die für die Erzeugung von Strom durch die erneuerbaren Energien auftreten. Um die Kosten zu ermitteln, werden alle Kosten, die innerhalb der vorgesehenen Laufzeit entstehen, addiert. Diese Gesamtkosten werden dann dividiert durch den Ertrag an Solarstrom über die gleiche Laufzeit. Das Ergebnis zeigt die Stromgestehungskosten pro Kilowattstunde.

Grundlast

Der Stromverbrauch der sogenannten Grundlast wird hauptsächlich von Kühlschränken, Gefriertruhen, Heizungspumpen, Zirkulationspumpen im Warmwasserkreislauf und Elektrogeräten im Stand-by-Modus über den ganzen Tag verursacht.

Joule [J]

Joule [J] ist die physikalische Einheit für Energie, Arbeit und Wärmemenge. Ein Joule entspricht jener Energie, die benötigt wird, um für die Dauer einer Sekunde die Leistung von einem Watt aufzubringen = 1 Wattsekunde.

Kapazität

Die Kapazität C beschreibt das Speichervermögen eines elektrochemischen Energiespeichers. Die Maßeinheit wird in Amperestunden (Ah), manchmal aber auch in Amperesekunden (As) oder Coulomb (C; 1 C entspricht 1 As) angegeben.

Kilowattstunde (kWh)

Eine Kilowattstunde entspricht der Menge an Energie, die eine Maschine mit einer Leistung von einem Kilowatt (1 kW = 1.000 Watt) innerhalb einer Stunde produziert oder benötigt.

1 kWh = 1.000 Wh = 1 kW x 1 h = 2 kW x 0,5 h = 4 kW x 0,25 h

1 kWh = kostet 0,28 – 0,32 EUR (Privathaushalte und KMUs)

1 kWh = 10 h Glühlampe brennen mit 100 Watt

1 kWh = 100 h LED-Beleuchtung mit 10 Watt

1 kWh = 1 Stunde Staub saugen mit einem 1.000 Watt Staubsauger

1 kWh = 3x für 10 min Haare föhnen mit einem 2.000 Watt Föhn

1 kWh = 6 kg Wäsche mit der Waschmaschine waschen

1 kWh = 30 Liter Warmwasser von 30° C auf 37° C erwärmen

1 kWh = 1 Tag 180-Liter-Kühlschrank bei +5°C kühlen

Kilowatt-Peak (kWp)

Für die Beschreibung der Größe einer PV-Anlage wird die Einheit Kilowatt-Peak (kWp) verwendet. Diese setzt sich zusammen aus der Leistungseinheit Kilowatt (kW) und dem englischen Wort „peak“ für Spitze. Peak steht somit für Spitzenleistung von PV-Modulen, die unter genormten Testbedingungen, den „Standard Test Conditions“ (STC) ermittelt werden. Für die Nennleistung eines PV wird die kleinere Einheit Watt peak (Wp) verwendet.

Ladeschlussspannung

Bezeichnet die vom Hersteller vorgegebene maximale elektrische Spannung, der eine einzelne Zelle beim Aufladen ausgesetzt werden darf. Wird die Ladeschlussspannung überschritten, kann die Zelle irreparabel geschädigt werden. Die Ladeschlussspannung ist stets höher als die Nennspannung.

Ladezustand (SoC)

Der Ladezustand oder State of Charge (SoC) beschreibt die aktuelle Kapazität einer Batterie als Prozentangabe im Verhältnis zu ihrer maximalen Kapazität. Ein SOC von 50 % bedeutet, dass eine Batterie noch halb voll (oder halb aufgeladen) ist.

Leistungsgarantie

Die Leistungsgarantie ist eine erweiterte Garantie des Modulherstellers. Sie gibt die maximal zulässige Leistungsabweichung eines PV-Moduls nach Ablauf einer bestimmten Anzahl von Betriebsjahren an. Die meisten Hersteller gewähren 25 Jahre Garantie auf eine Leistungsabgabe von 80 % sowie bis zu 10 Jahre Garantie auf eine Leistungsabgabe von 90 % der bei Auslieferung spezifizierten Nennleistung des Moduls.

Modulwirkungsgrad

Der Wirkungsgrad von Solarmodulen oder Solarzellen ist der Anteil der abgegebenen Energie zur zugeführten Energie und wird in Prozent angegeben. Der Modulwirkungsgrad wird unter genormten Bedingungen („STC“, standard test conditions) ermittelt. Im realen Betrieb weichen die Bedingungen davon meistens deutlich ab, so dass der Wirkungsgrad variiert. Daher geben die Modulhersteller oftmals die elektrischen Daten unter sogenannten NOCT-Werten (Normal Operating Cell Temperature) an.

Nennleistung eines Solargenerators

Die Nennleistung eines Kraftwerks ist die idealisierte DC-Leistung des Modulfeldes unter STC-Bedingungen, d.h. das Produkt aus der Anzahl und Nennleistung der installierten PV-Module.

Netzanschlusspunkt

Netzpunkt, an dem die Kundenanlage über den Netzanschluss an das Netz des Netzbetreibers angeschlossen ist.

Netzüberwachung

Das Stromnetz ist ein äußerst sensibles System. Um einen Netzzusammenbruch oder eine Netzüberlastung zu vermeiden, müssen bestimmte Netzparameter eingehalten werden. Daher ist ein Wechselrichter verpflichtet, regelmäßig die Spannung, Frequenz und Impedanz im Netz zu überwachen. Steigen diese Werte über einen vorgeschriebenen Grenzwert, so besitzt der Wechselrichter eine Trennvorrichtung, welche das Gerät automatisch vom Stromnetz trennt. Bei einem leichten Anstieg der Frequenz muss er seine Leistung hingegen nur stufenlos reduzieren und unterstützt so die Netzregelung.

Photovoltaik

Der Begriff Photovoltaik ist eine Zusammensetzung aus dem griechischen Wort für Licht = Phos und Volt (V) der Maßeinheit für elektrische Spannung.

Prüfzeichen

Dass PV-Module gegen verschiedenste Umwelteinflüsse dauerhaft gewappnet sind, belegen Prüfungen von unabhängigen Instituten, wie TÜV und VDE.

Scheinleistung S

Die Scheinleistung ist die geometrische Summe aus Wirkleistung und Blindleistung ($S^2 = P^2 + Q^2$). Wechselrichter und Netzinfrastruktur müssen immer für die maximal anfallende Scheinleistung ausgelegt sein. Aus diesem Grund wird die Leistung blindleistungsfähiger Wechselrichter auch nicht in kW, sondern in kVA angegeben.

Schieflast

Bei einphasig einspeisenden Wechselrichtern ist zu beachten, dass die Leistungsdifferenz zwischen den einzelnen Phasen nicht größer als 4,6 kVA betragen darf, sonst entsteht eine Schieflast. Deshalb ist es nicht zulässig, nur einen einphasigen Wechselrichter mit einer größeren Nennleistung als diese 4,6 kVA an einer einzelnen Phase anzuschließen.

Spannung

Die elektrische Spannung gibt an, wie stark der „Antrieb“ des Stromes ist. Je mehr Spannung vorhanden ist, desto mehr Strom kann fließen. Spannungen werden in Volt (V) angegeben.

Spezifischer Ertrag

Der spezifische Ertrag [kWh/kWp] einer PV-Anlage bezeichnet das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) über einen bestimmten Zeitraum, häufig ein Jahr, und installierter (STC) Modulleistung.

Strom

Unter Strom wird die gerichtete Bewegung von elektrischen Ladungsträgern verstanden, beispielsweise von Elektronen in Leitern oder Halbleitern oder von Ionen in Elektrolyten. Elektrische Ströme fließen gewöhnlich in geschlossenen Stromkreisen oder wenn zwischen zwei unterschiedlichen elektrischen Ladungen genügend freie und bewegliche Ladungsträger vorhanden sind. Die elektrische Stromstärke [I] gibt dabei an, wie viel elektrische Ladung sich pro Sekunde durch einen Leiter bewegt. Die Einheit ist Ampere [A].

Formel Stromstärke:

$$I = \frac{Q}{t} = \frac{\text{elektrische Ladung}}{\text{Zeit}}$$

oder

$$I = \frac{U}{R} = \frac{\text{Spannung}}{\text{Widerstand}}$$

Strom-Ertrag (PV-Ertrag)

Der Ertrag einer PV-Anlage oder eines PV-Moduls gibt an, wie groß eine jährlich produzierbare Strommenge ist und wird in der Einheit Kilowattstunden pro Jahr (kWh/a) angegeben. Zur besseren Vergleichbarkeit von PV-Anlagen untereinander und zum besseren Verständnis wird der Gesamtertrag einer PV-Anlage durch die installierte Leistung dividiert (kWh/kWp).

Stromverbrauch

Unter Stromverbrauch ist eigentlich der Energieverbrauch gemeint. Aber „verbraucht“ wird diese Energie nicht. Sie wird umgewandelt in Nutzenergie. Eine Lampe leuchtet, eine Heizung gibt Wärme, ein Fahrzeug bewegt sich.

Systemwirkungsgrad

Der Systemwirkungsgrad einer PV-Anlage ist das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) und Einstrahlungssumme auf die Generatorfläche. Der nominelle Modulwirkungsgrad geht in den Systemwirkungsgrad ein.

Temperaturkoeffizient

Spannung und Strom und somit auch die Leistung eines PV-Moduls sind abhängig von der Temperatur der Solarzelle. Der Temperaturkoeffizient der Leistung ist aufgrund des negativen Temperaturkoeffizienten der Spannung negativ. Er gibt an, um wie viel sich der Wirkungsgrad pro Grad Celsius (bezogen auf 25°C) verringert, wenn die Temperatur steigt.

Toleranzgrenzen

Die Toleranzangabe des Herstellers zeigt auf, wie weit die gemessene tatsächliche Leistung von der Nennleistung abweichen kann. Die meisten Modulhersteller geben an, dass ihre Module plus-sortiert sind. Die exakten Moduldaten werden erst in der Flashliste bei Modullieferung angegeben.

Wechsel- und Gleichstrom

Grundsätzlich gibt es zwei Stromarten - Gleichstrom und Wechselstrom. Beim Gleichstrom fließt der Strom nur in eine Richtung und immer gleich stark. Beim Wechselstrom hingegen bewegen sich die elektrischen Ladungen abwechselnd in eine Richtung und danach wieder in die andere Richtung. Photovoltaikanlagen, Elektroautos und moderne elektronische Verbraucher wie Computer arbeiten mit Gleichstrom (kurz: DC, englisch: direct current). Das reguläre Stromnetz basiert aber auf Wechselstrom (kurz: AC, englisch: alternating current) mit einer Wechselstromfrequenz von 50 Hertz. Dies bedeutet, der Strom wechselt pro Sekunde 50 Mal seine Polarität.

Wirkleistung

Die Wirkleistung (P) wird in Watt beziehungsweise Kilowatt gemessen. Wirkt sie über eine Stunde, ergibt sich eine entsprechende Energiemenge in Kilowattstunden (kWh), die über das EEG vergütet werden. Die abgegebene Wirkleistung einer PV-Anlage ist daher letztlich entscheidend für den Ertrag.

Zyklenzahl

Batteriespeicher haben keine unendliche Lebensdauer. Sie verschleifen aufgrund ihrer chemischen Alterung und mit der Nutzung. Daher geben die Hersteller eine maximale Zyklenzahl an. Diese beschreibt, wie viele Lade- und Entlade-Zyklen ein Speicher aushält. Ein Zyklus bedeutet das einmalige Laden und Entladen des Speichers bei Ausnutzung der gesamten Nutzkapazität des Speichers. Dabei ergeben mehrere Teilzyklen einen Vollzyklus. Optimal ist ein Batteriespeicher ausgelegt, wenn er im Jahr ca. 250 Vollzyklen durchläuft.

8 Abbildungsverzeichnis

Titelbild:	Photovoltaikmodule r. (© Pixaby, Andreas160578)	1
Abbildung 1:	Sonnenaufgang (© Pixaby, Myriam Zilles)	6
Abbildung 2:	Photovoltaikanlage - Flachdach Mehrfamilienhaus (© Pixaby, Solarimo)	7
Abbildung 6:	Autarke mobile Tiny Houses (© Triple Solar PVT Kollektoren Tiny House)	9
Abbildung 7:	Faltbare Solarmodule fürs Camping (© Sebastian Vogt, camperstyle.de)	10
Abbildung 8:	Mobiler Solargenerator als Anhänger (© 1stLevelSolar GmbH)	10
Abbildung 10:	Aufbau Dickschichtmodule mit Rahmen (© IBC SOLAR AG)	11
Abbildung 15:	Aufbau Glas-Glas-Module mit Rahmen (© SOLARWATT GmbH)	13
Abbildung 16:	Glas-Glas-Module ohne Rahmen (© Pixaby, Free-Photos)	13
Abbildung 17:	Fassade mit grünen Dünnschichtmodulen (© Albrecht Voss / AVANCIS)	14
Abbildung 20:	Dreiphasiger Wechselrichter (© SMA Solar Technology AG)	15
Abbildung 21:	Hybrid-Wechselrichter (© KOSTAL Solar Electric GmbH)	15
Tabelle 3:	Mikro-Wechselrichter (© Enphase Energy)	15
Abbildung 22:	Zugelassene Solarkabel HIKRA® SOL (© HIS Renewables GmbH)	16
Abbildung 24:	Verbindung von Solarmodulen mit MC4-Steckverbinder (© Pixaby, Chris Chesneau)	16
Abbildung 28:	Moderne Messeinrichtung (© EFR GmbH)	19
Abbildung 34:	Modulbefestigung mit K2 Systems Einlegesystem (© K2 Systems GmbH)	21
Abbildung 44:	Indach-Montage mit Glas-Glas-Modulen (© Bergmann Solar)	22
Abbildung 45:	Fertige Indach-Anlage mit Glas-Glas-Modulen (© Bergmann Solar)	22
Abbildung 46:	Solardachziegel in Flachziegeloptik (© www.solardachziegelsolteq.com)	22
Abbildung 47:	Solardachziegel in Dachschieferoptik (© www.solardachziegelsolteq.com)	22
Abbildung 48:	Konstruktiver Aufbau einer Fassadenanlage (© SFT / AVANCIS)	23
Abbildung 49:	Fassadenanlage mit blauen Dünnschichtmodulen (© Albrecht Voss / AVANCIS)	23
Abbildung 50:	PV-Module als Verschattung von Fenstern (© Pixaby, Andreas Lischka)	23
Abbildung 51:	Solarfassade (© Werner Roth / Modulhersteller: a2-solar GmbH)	23
Abbildung 52:	Überdachung mit Solar-Glas (© SMA Solar Technology AG)	23
Abbildung 53:	Balkonbrüstung (Andreas Gütermann (Amena AG) / Modulhersteller: a2-solar GmbH)	23
Abbildung 54:	Solar-Carport mit Glas-Glas-Modulen (© SOLARWATT GmbH)	24
Abbildung 56:	Schematischer Aufbau steckerfertige Anlage (© Bosswerk GmbH & Co. KG)	24
Abbildung 58:	Kleine aufgeständerte Freilandanlage für private Nutzung (© Pixaby, Harald Becker)	25
Abbildung 59:	Freilandanlage als Solarschild (© Pixaby, atimedia)	25
Abbildung 64:	Strahlungskarte, mittlere Jahressummen 1991–2020 (© Deutscher Wetterdienst)	27
Abbildung 72:	Beispiel Energiemanagementsystem (© SOLARWATT GmbH)	33
Abbildung 73:	Modular erweiterbares Solarstrom-Speichersystem (© SOLARWATT GmbH)	33
Abbildungen 76/77:	Installierte Solarstrom-Speichersysteme (© Bergmann Solar)	34
Abbildungen 81/82:	Erste Effizienzhaus Plus-Siedlung (© Eckhart Matthäus / BayWa AG / asset bauen wohnen gmbh)	39
Abbildung 86:	SG-Ready-Label (© www.ikz.de)	41
Abbildung 87:	Steuerung Wärmepumpe über ein Funk-Bussystem (© Vaillant GmbH)	41
Abbildung 92:	Regelbarer Heizstab (©TQ-Systems GmbH)	43
Abbildung 95:	Beispiel einer Warmwasser-Wärmepumpe (© STIEBEL ELTRON)	44
Abbildung 96:	Infrarot-Deckenheizpaneel mit integrierter Beleuchtung (© CANDOR GmbH)	44
Abbildungen 97/98:	Typisches Klimagerät mit Außen- und Inneneinheit (© IB Dick Leipzig)	45
Abbildung 104:	Visualisierung Energie- und Lademanagement (© Elektrobildungs- und Technologiezentrum e. V.)	47
Abbildung 112:	Broschüre „Attraktive Geschäftsmodelle mit PV-Anlagen“ (© EA Rheinland-Pfalz GmbH)	52
Abbildung 115:	Funktionstest von Solarmodulen (© Pixaby, Alex Csiki)	57
Tabelle 9:	Mindestabstände Mehrzweckstrahlrohr (© Handlungsempfehlungen PV vom DfV)	58
Abbildung 116:	Hinweisschilder (© Fachportal Energieeffizientes Bauen und Sanieren – FEBS)	58
Abbildung 117:	Energiemanagement über PC und mobile Endgeräte (© SMA Solar Technology AG)	59



Impressum

Herausgeber

Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH

Pirnaische Straße 9
01069 Dresden

Telefon: 0351 4910-3152
Telefax: 0351 4910-3155

E-Mail: info@saena.de
Internet: www.saena.de

Die Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH ist das unabhängige Kompetenz- und Beratungszentrum zu den Themen erneuerbare Energien, zukunftsfähige Energieversorgung und Energieeffizienz. Gesellschafter sind der Freistaat Sachsen und die Sächsische Aufbaubank – Förderbank (SAB).

Redaktion

Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH
ASM Experts - Mandy Radisch
vertreten durch Sylvia Radisch

Auflage

3. Auflage | überarbeiteter Nachdruck | November 2023

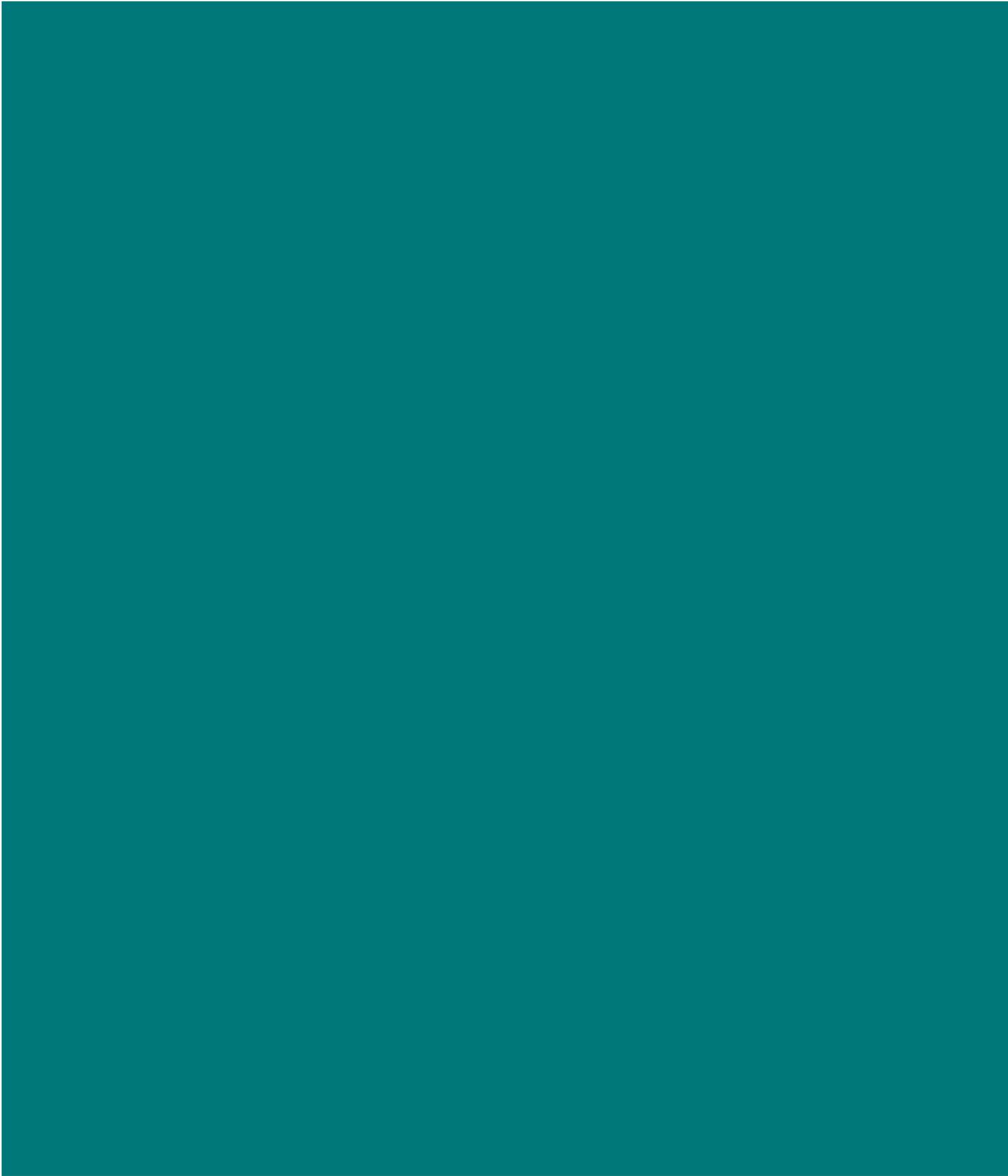
Gestaltung

büro quer dresden

Weitere Informationen unter:

Bürgertelefon (Sprechzeiten Dienstag und Donnerstag)
0351 4910-3179

www.saena.de → Bürger
www.saena.de/broschüren
www.saena.de/veranstaltungen
www.saena.de → Fördermittelberatung
www.saena.de/energieportal-sachsen
www.saena.de/digitale-bauherrenmappe
www.saena.de/energie-experten



gedruckt auf 100 % Recyclingpapier