



Lehrbrief Photovoltaik - Planung und Dimensionierung von Inselanlagen

Dr. Barbara Tomaszewska

(PAS MEERI Krakow - Polen)

Aleksandra Kasztelewicz

(PAS MEERI Krakow - Polen)

Prof. Dr. Michael Hartmann

(SRH Hochschule Berlin – Deutschland)

Ing. Ec. Jürgen Weinreich

(SRH Hochschule Berlin – Deutschland)



Lehrbrief Photovoltaik - Planung und Dimensionierung von Inselanlagen

Die Inselanlagen bestehen aus folgenden Komponenten:

- **Photovoltaikmodule**, die die Sonnenenergie direkt in elektrische Leistung in **Watt (W)** umwandeln. Die Module arbeiten mit einer bestimmten **Spannung U (in Volt)** und liefern den **elektrischen Strom I (in Ampere)**. Das Verhältnis zwischen diesen Größen beträgt **$P = U \cdot I$** .
- Die **Batterien** zur Speicherung der von den Photovoltaikmodulen erzeugten Energie. Die Kapazität der Batterie wird in **Ah (Amperestunden)** angegeben.
- Der **Laderegler** zum Schutz der Batterie vor Überladung durch die Photovoltaikmodule bei starkem Sonnenlicht und vor Tiefentladung durch die Verbraucher (Solarakkus auf Blei-Säure-Basis sollten nicht mehr als zu 50% entladen werden, da sonst ihre Lebensdauer deutlich abnimmt). Die Leistung des Ladereglers wird als seine **Stromstärke in Ampere (A)** angegeben.
- Der **Wechselrichter** zur Umwandlung der 12VDC (oder höher wie 24 VDC oder 48 VDC) aus den Batterien in 230 VAC. Die Leistung des Wechselrichters wird als seine **elektrische Leistung in Watt (W)** bestimmt.

Die folgenden Schritte zeigen, wie man die Größe, d.h. die oben beschriebenen relevanten Parameter der einzelnen Komponenten bestimmt.

Dimensionierung von Inselanlagen

A) Analysieren Sie den Energieverbrauch aller Verbraucher wie Lampen, TV, etc.

Beispiel

Lasten	Spannung U (Volt)	DC Power P_{DC} (Watt)	AC Power P_{AC} (Watt)	Tägliche Betriebszeit (h)	Täglicher Energieverbrauch E (Wh/d)
2 LED a 12 W im Wohnbereich	12 oder 24	$2 \cdot 12 = 24$		3	72
1 LED a 12 W in der Werkstatt	230		$1 \cdot 12 = 12$	3	36
Kühlschrank	230		50		300
TV Set	230		50	2	100
Wasserpumpe	230		60	3	180
Laptop	230		50	5	250
Gesamt		24	222		938

Um dieses System auszuführen und alle Verbraucher mit Strom zu versorgen, wird eine Gesamtsystemleistung von insgesamt
 $24 \text{ W} + 222 \text{ W} = 246 \text{ W}$ und eine Energieversorgung von 938 Wh benötigt.

Diese beiden Größen bestimmen die notwendigen Abmessungen der Komponenten der Inselanlage wie folgt.

B) Systemspannung und Größe des Ladereglers

Die handelsüblichen Laderegler arbeiten bei 12 V oder 24 V und müssen entsprechend der maximalen Stromstärke, nach der nachstehenden Formel berechnet,

$$I = \frac{P}{U} = \frac{246 \text{ W}}{12 \text{ V}} = 20.5 \text{ A}$$

ausgewählt werden, wenn wir bei 12 V arbeiten. Um eine Reserve zu sichern (empfohlen werden 25%), würden wir bei 12 V einen Laderegler von 30 A wählen.

Wenn wir uns für den Betrieb bei 24 V entscheiden, erhalten wir stattdessen

$$I = \frac{P}{U} = \frac{246 \text{ W}}{24 \text{ V}} = 10.25 \text{ A}$$

und wir können bei 24 V einen Laderegler von 15 A wählen.

Hinweis: Hier wurde die anfängliche Auslegung des Ladereglers nur unter Berücksichtigung der Lastseite vorgenommen. Am Ende muss dieser Wert auch mit der PV-Seite überprüft werden. Beide Werte müssen kleiner sein als die Nennstromstärke des gewählten Ladereglers.

C) Größe der Batterie

Wir gehen von einem Entladungsgrad von durchschnittlich 50% (DoD = 0,5) aus, da sonst die Lebensdauer der Batterie nachlassen würde. Außerdem müssen wolkige Tage gepuffert werden (typischerweise 3 Tage, Faktor D = 3). Die Batteriekapazität in Amperestunden (Ah) wird dann geschätzt nach

$$C = \frac{D \times E}{U \times \text{DoD}}$$

DoD – Entladungsgrad (durchschnittlich 0,5)

D – Anzahl der bewölkten Reservetage (in d), auch Autonomietage genannt

E – Energiebedarf (in Wh/d)

U – Spannung (typischerweise 12 V, 24 V, 48 V)

Beispiel:

$$C = \frac{3 \text{ d} \times 938 \text{ Wh/d}}{12 \text{ V} \times 0.5} = 469 \text{ Ah}$$

wenn wir bei 12 V arbeiten. Man könnte z.B. 4 Batterien von 120 Ah nehmen, alle parallel geschaltet. (Empfehlung: Man sollte nicht mehr als 4 Batterien parallel schalten).

Wenn wir uns für den Betrieb bei 24 V entscheiden, erhalten wir

$$C = \frac{3 \text{ d} \times 938 \text{ Wh/d}}{24 \text{ V} \times 0.5} = 234.5 \text{ Ah}$$

In diesem Fall könnte man zwei parallel geschaltete Batteriestränge installieren, mit Reihenschaltung in jedem Strang.

D) Dimensionierung des Wechselrichters:

Alle Verbraucher, die mit 230 V betrieben werden, müssen von einem Wechselrichter versorgt werden, insgesamt 222 Watt. Eine typische Wechselrichtergröße ist 300 Watt. Es gibt Wechselrichter für 12 V_{DC} sowie 24 V_{DC} Eingangsspannung.

E) Dimensionierung des PV-Moduls:

Die Größe des PV-Moduls wird geschätzt nach

$$P_{Peak} = \frac{E}{(1 - V_{temp})(1 - V_{sys}) E_{d,0}} = \frac{E}{E_d}$$

mit

E – Energiebedarf in kWh

E_{d,0} – Durchschnittliche tägliche Sonneneinstrahlung in kWh für ein 1 kWp Referenzmodul aus einer Datenbank

V_{temp} – Durchschnittliche Verluste des Moduls durch Temperatureinflüsse (je höher die Temperatur, desto niedriger die Leistungsfähigkeit des Moduls).

V_{sys} – Gesamtsystemverluste (typischerweise 14% = 0,14) bestehend aus ohmschen Verlusten der Anschlussdrähte, Verlusten des Ladereglers, des Wechselrichters und der Batterien und aus den potenziellen Verlusten der PV-Module, wenn sie nicht beim MPP betrieben werden.

In E_d werden in der zweiten Formel vor allem alle Verluste (V_{temp} und V_{sys}) bereits berücksichtigt, d.h.

$$E_d = (1 - V_{temp})(1 - V_{sys})E_{d,0}$$

Bei Verwendung von PVGIS als Datenbank <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>, können die Verluste in der Eingabematrix angegeben werden (siehe Beispiel unten) und E_d wird sofort in der Ausgabe erhalten.

Beispiel:

Mit PVGIS können wir Regionen in Europa oder Afrika-Asien auswählen, um die Bestrahlungsdaten zu erhalten. Für Tema (Ghana) wurden die folgenden Eingabedaten in der „PV-Schätzung“ auf der rechten Seite der Eingabemaske angegeben (siehe Bildschirmansicht unten):

- Strahlungsdatenbank wie angegeben
- PV-Technologie: Kristallines Silizium
- Installierte PV-Spitzenleistung: 1 kWp
- Geschätzte Systemverluste: 14% (d.h. V_{sys} in der obigen Formel)
- Einbaulage: Gebäudeintegriert

- Neigung: Optimierung der Neigung
- Trackingoptionen werden nicht berücksichtigt (frei lassen)
- Ausgabeoption: Web oder Text oder Pdf

Beachten Sie, dass der Temperaturverlust (V_{temp}) in PVGIS automatisch berücksichtigt wird.

Die folgenden Ergebnisse werden erhalten:

Breitengrad: 5°42'32" Nord,
 Längengrad: 0°17" Ost
 Nennleistung der PV-Anlage: 1kWp
 Neigung der Module: 7 Grad
 Ausrichtung (Azimut) der Module: 0 Grad

Monat	Festwinkel			
	Ed	Em	Hd	Hm
1	4,43	137	6,45	200
2	4,34	122	6,37	178
3	4,64	144	6,83	212
4	4,24	127	6,28	188
5	3,87	120	5,58	173
6	3,49	105	4,99	150
7	3,60	112	5,18	161
8	3,82	118	5,51	171
9	4,10	123	5,92	178
10	4,41	137	6,43	199
11	4,34	130	6,31	189
12	4,31	134	6,25	194
Jahr	4,13	126	6,01	183

Ed: Durchschnittliche tägliche Stromerzeugung aus dem jeweiligen System (kWh)
 Em: Durchschnittliche monatliche Stromerzeugung aus dem jeweiligen System (kWh)

Hd: Durchschnittliche tägliche Summe der Globalstrahlung pro Quadratmeter, die von den Modulen des jeweiligen Systems empfangen wird (kWh/m²)

Hm: Durchschnittliche Summe der Globalstrahlung pro Quadratmeter, die von den Modulen des jeweiligen Systems empfangen wird (kWh/m²)

PVGIS (c) Europäische Gemeinschaften, 2001-2012

So haben wir einen Jahresdurchschnitt der Sonneneinstrahlung von etwa $E_d = 4,13 \text{ kWh}/(\text{kW}_p \cdot \text{d})$ (siehe die gelbe Zahl in der Ausgabe), woraus es sich für die Größe des Moduls Folgendes ergibt

$$P_{Peak} = \frac{0.938 \text{ kWh}/d}{4.13 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p \cdot d}} = 0.23 \text{ kW}_p$$

Wir können z.B. zwei parallel geschaltete 130 W_p 12 VDC Module wählen. Der Strom beträgt dann $I = 260 \text{ W}_p / 12 \text{ V} = 22 \text{ A}$, was dem oben angegebenen Laderegler entspricht (siehe Hinweis in B)).

Alternativ können wir auch ein 250 W_p Modul für 24 V verwenden, das auch dem angegebenen Laderegler von 15 A entspricht.

F) Dimensionierung der Kabel

Die Dimensionierung der Kabel bedeutet, den geeigneten Querschnitt oder die geeignete Länge zu bestimmen, so dass die Kabelverluste minimiert werden.

Jeder Draht hat einen bestimmten Widerstand, symbolisiert durch R, der den freien Fluss der elektrischen Ladungen verhindert. Dies führt zu einem Spannungsabfall entlang des Drahtes. Die Einheit des elektrischen Widerstandes R ist Ohm, symbolisiert durch Ω und definiert den Spannungsabfall (in Volt) bei einem bestimmten Strom von 1 Ampere:

$$1\Omega = \frac{1V}{1A}$$

Der Widerstand ist materialabhängig und hängt von der Länge L und dem Querschnitt A des Drahtes ab, nach

$$R = \frac{L \rho}{A}$$

wo ρ der sog. spezifische Widerstand des Materials, aus dem der Draht besteht, und zwar für eine Länge von 1m und einen Querschnitt von 1 mm² ist. Typische Werte können den Tabellen entnommen werden. Für Kupfer oder Aluminium ist es z.B.

$$\text{Kupfer: } \rho_{Cu} = 0.0179 \frac{\Omega \text{ mm}^2}{m}$$

$$\text{Aluminium: } \rho_{Al} = 0.0294 \frac{\Omega \text{ mm}^2}{m}$$

Kupfer eignet sich daher besser für die Verdrahtung als Aluminium, da es einen geringeren spezifischen Widerstand aufweist, der zu einer höheren Leitfähigkeit führt. (Die Leitfähigkeit κ ist der Kehrwert des spezifischen Widerstandes, d.h. $\kappa_{Cu} = 56 \frac{m}{\Omega \text{ mm}^2}$ and $\kappa_{Al} = 34 \frac{m}{\Omega \text{ mm}^2}$). Das folgende Beispiel zeigt den Effizienzverlust durch den Widerstand für verschiedene Kabelquerschnitte.

Beispiel:

Angenommen, das Kupferkabel vom PV-Modul zum Laderegler ist 5m lang. Da wir „+“ und „-“ Drähte haben, beträgt die Gesamtlänge $L = 10m$. In den folgenden Beispielen analysieren wir den Widerstand und den Spannungsverlust für zwei verschiedene Kabelquerschnitte:

a) $A = 1,5 \text{ mm}^2$

$$R = \frac{L \rho}{A} = \frac{10m \times 0.0179 \Omega \text{ mm}^2/m}{1.5 \text{ mm}^2} = 0.12 \Omega$$

Wir gehen davon aus, dass das PV-Modul eine Spannung von $U = 12V$ und eine Leistung von $P = 250W$ hat. Dies ergibt einen Strom von $I = \frac{P}{U} = \frac{250W}{12V} = 20.8A$

Der Spannungsverlust U_{loss} durch den Widerstand beträgt dann $U_{\text{loss}} = R \times I = 0.12 \Omega \times 20.8 A = 2.5 V$

Dies führt auch zu einer Verlustleistung von $P_{\text{loss}} = U_{\text{loss}} \times I = 2.5 V \times 20.8 A = 52 W$ was einer Verlustleistung von etwa 21% im Vergleich zur Nennleistung (250W) entspricht.

b) Nun analysieren wir einen größeren Querschnitt $A = 6 \text{ mm}^2$

$$R = \frac{L \rho}{A} = \frac{10m \times 0.0179 \Omega \text{ mm}^2/m}{6 \text{ mm}^2} = 0.03 \Omega$$

Dies führt zu einem Spannungsverlust von $U_{\text{loss}} = R \times I = 0.03V \times 20.8A = 0.624 V$, was in einer Verlustleistung von nur $P_{\text{loss}} = U_{\text{loss}} \times I = 0.624 V \times 20.8A = 13 W$, d.h. nur 5,2% resultiert.

Fazit: Je größer der Querschnitt des Kabels, desto geringer sind der Spannungsverlust und die Verlustleistung. In der Praxis sollte die Verlustleistung auf 1-3% begrenzt werden.

Daher erhalten wir aus den obigen Formeln den entsprechenden Querschnitt

$$A = \frac{L P_{PV} \rho}{0.03 U^2} = \frac{L P_{PV}}{0.03 \kappa U^2} = \frac{L I^2}{0.03 \kappa P_{PV}}$$

P_{PV} – Nennleistung des Moduls

U – Nennspannung des Moduls

I – Nennstromstärke des Moduls

Beispiel: $L = 10 \text{ m}$, $P = 250 \text{ W}$, $U = 12 \text{ V}$

$$\begin{aligned} A &= \frac{L P_{PV}}{0.03 \kappa U^2} \\ &= \frac{10m \cdot 250W}{0.03 \cdot 56m/\Omega \text{ mm}^2 \cdot 12^2 V^2} = 10 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

Um die Kabelverluste auf 3% zu begrenzen, ist ein Querschnitt von 10 mm^2 erforderlich, wenn wir mit einer Systemspannung von 12 V arbeiten.

Bei Betrieb mit 24 V erhalten wir

$$A = \frac{L P_{PV}}{0.03 \kappa U^2}$$

$$= \frac{10m \cdot 250W}{0.03 \cdot 56m/\Omega mm^2 \cdot 24^2 V^2} = 2.6 mm^2$$

Es gibt folgende Standardgrößen für Kabel in der Photovoltaik:

0,75 mm²

1,5 mm²

2,5 mm²

4,0 mm²

6,0 mm²

10,0 mm²

16,0 mm²

35,0 mm²

In der Praxis können die folgenden Diagramme entsprechend für eine 12V bzw. 24V Photovoltaikanlage zur Bestimmung des Kabelquerschnitts verwendet werden.

Normalerweise werden PV-Module mit Kabelquerschnitten von 4 mm² oder 6 mm² geliefert. Bei diesen festen Kabelquerschnitten sollte die Länge zwischen den PV-Modulen und Laderegler so kurz wie möglich sein. Das kann ebenfalls aus der obigen Formel eingeschätzt werden, nach

$$L = \frac{0.03 A \kappa U^2}{P_{PV}}$$

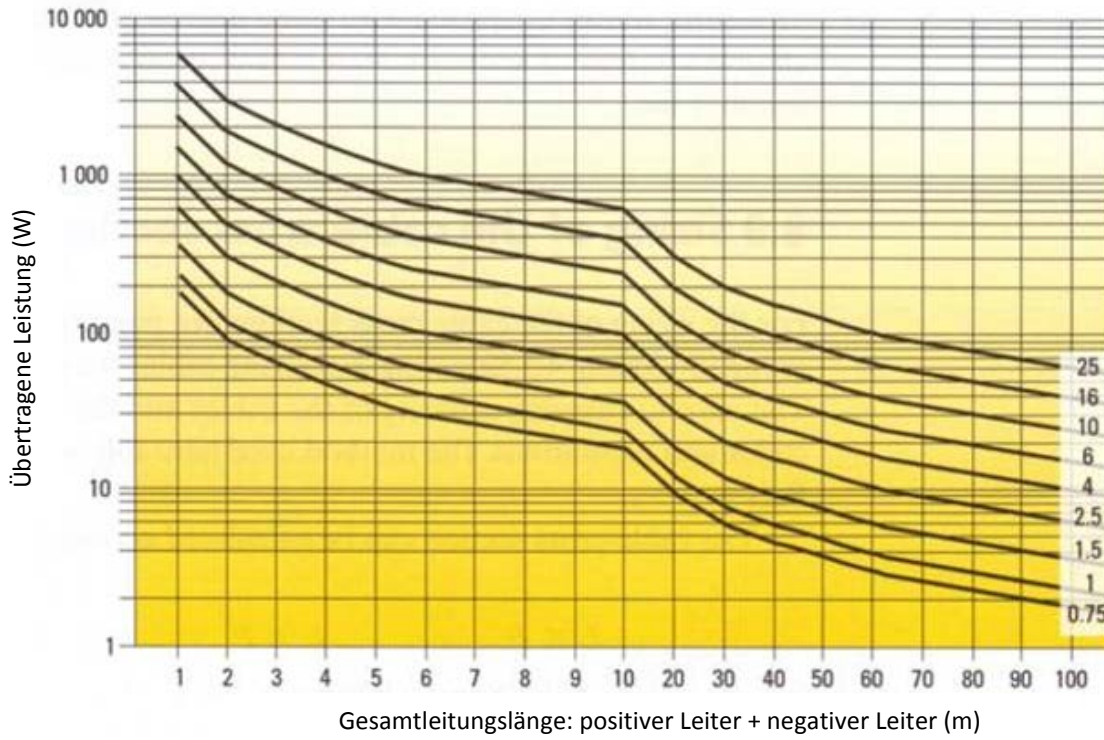
Beispiel: Bei einem Kabelquerschnitt von 4 mm² ergibt sich daraus z.B.

12 V Systemspannung: L_{max} = 3,8 m

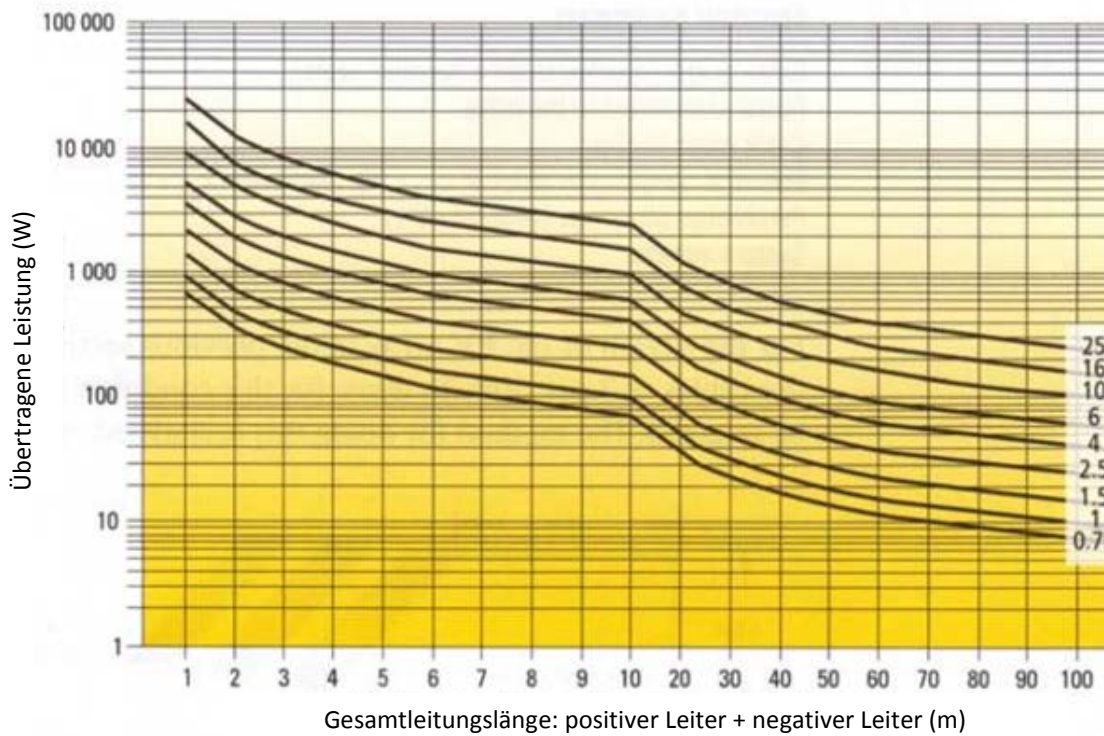
24 V Systemspannung: L_{max} = 15 m

Wenn also ein langer Draht zwischen PV-Modulen und Laderegler erforderlich ist, sollte man eine Systemspannung von 24 V verwenden.

Kabelquerschnitte für ein 12V System: Kabelverluste 3%



Kabelquerschnitt für ein System von 24 V: Kabelverluste 3%



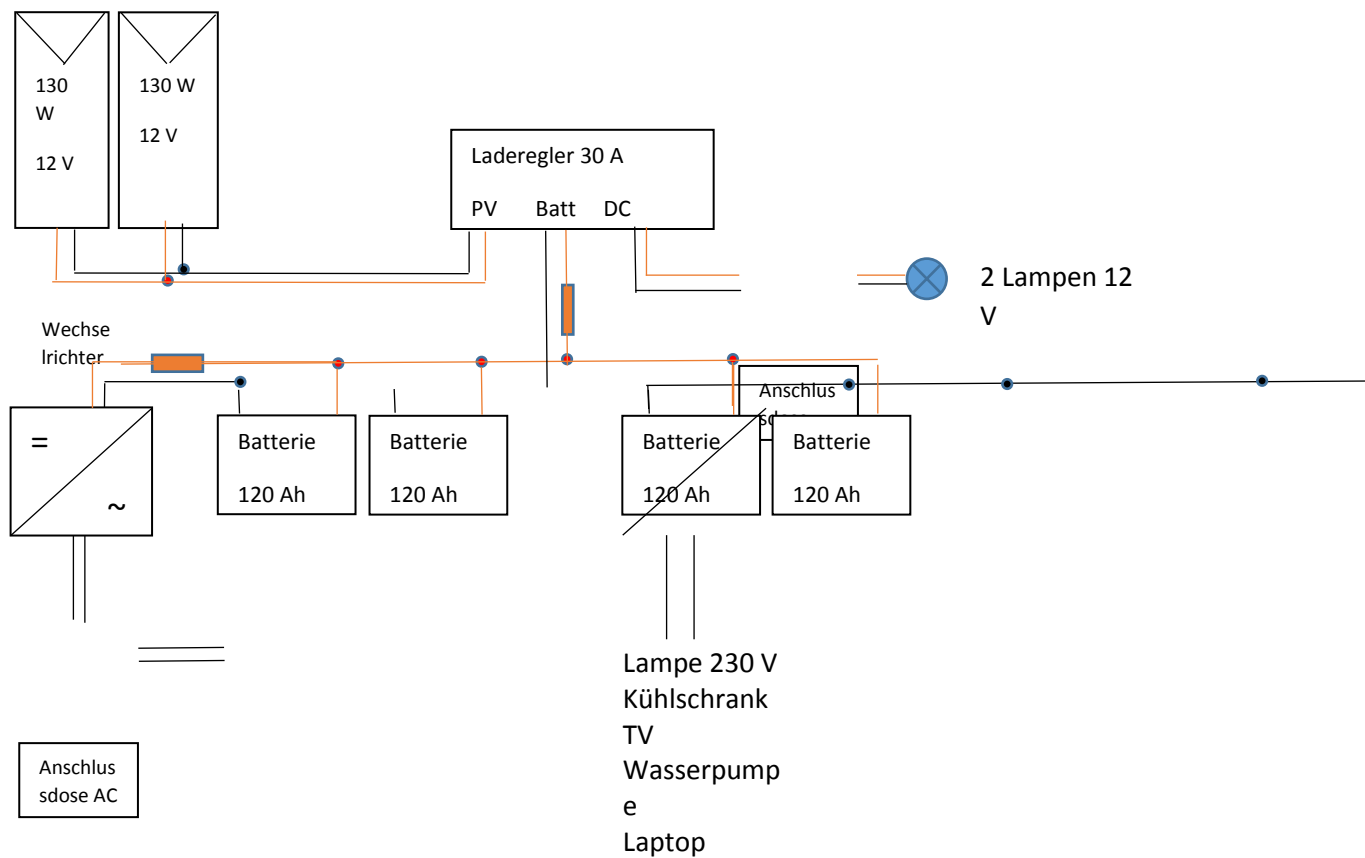
G) Sicherungen

Sicherungen werden verwendet, um das System vor Überstrom aufgrund von Fehlfunktionen zu schützen. Als Stromstärke der Sicherungen wird der maximale zulässige Strom gewählt, d.h. in unserem Beispiel 30 A für die Systemspannung 12 V und 15 A für Systemspannung 24 V.

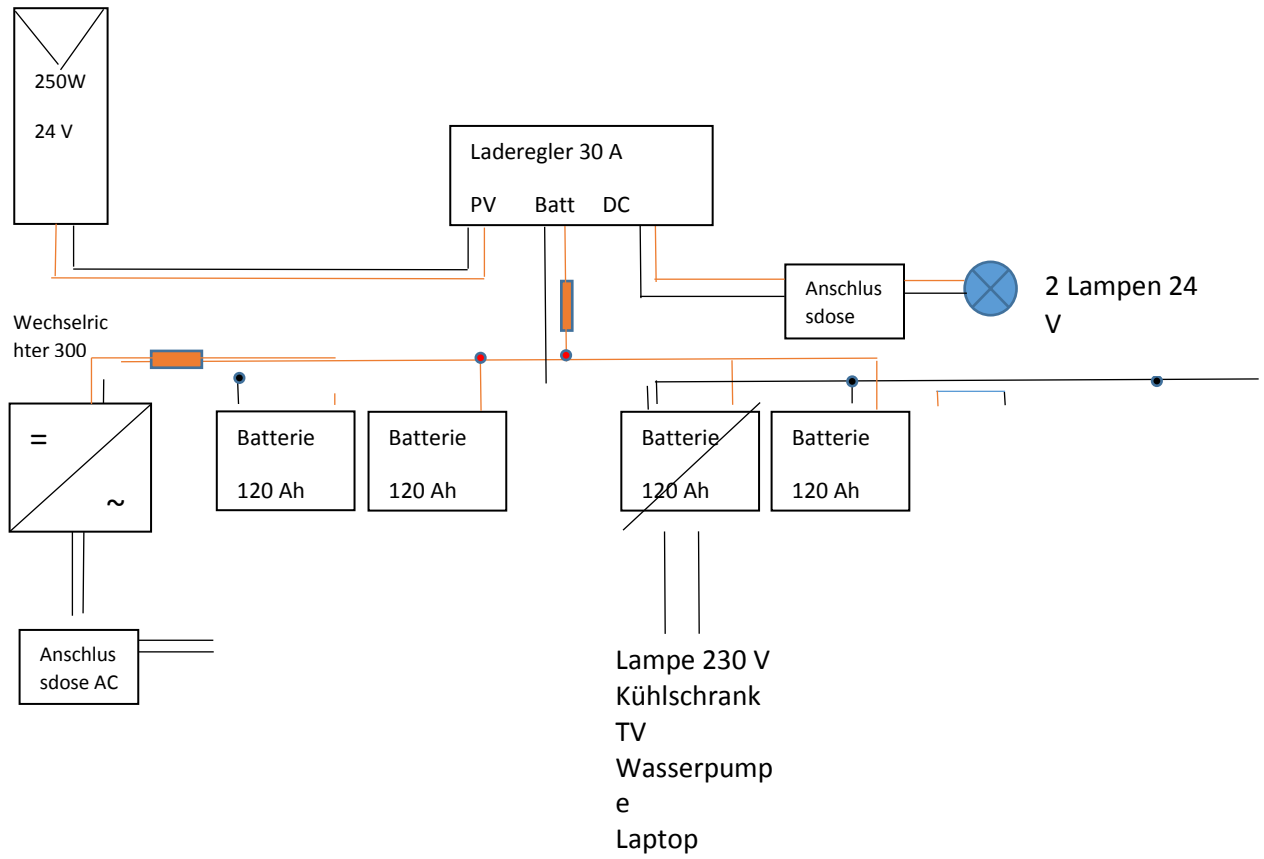
H) Systemdiagramm

Beispiel:

a) Komplette Inselanlage, 12V



b) Komplette Inselanlage, 24V



B) Systemspannung und Größe des Ladereglers

$$I = \frac{P}{U}$$

C) Größe der Batterie

$$C = \frac{D \times E}{U \times DoD}$$

DoD – Entladungsgrad (durchschnittlich 0,5)

D - Anzahl der wolkigen Reservetage (in d)

E – Energiebedarf (in Wh/d)

U - Spannung (typischerweise 12 V, 24 V, 48 V)

D) Dimensionierung des Wechselrichters:E) Dimensionierung des PV-Moduls:

$$P_{Peak} = \frac{E}{E_d}$$

F) Dimensionierung von Kabeln

G) Sicherungen

H) Systemdiagramm