

TG Umwelttechnik

Photovoltaik

Jahrgangsstufe 2, LPE14

Inhaltsverzeichnis

6 Projekt: Planung einer netzgekoppelten PV-Anlage.....	1
6.1 Motivationsbeispiel.....	1
6.2 Checkliste zur Dimensionierung einer PV-Anlage.....	2
6.3 Informationsblätter zur Dimensionierung einer PV-Anlage.....	5
6.4 Übungsaufgaben zu netzgekoppelten Photovoltaikanlagen.....	21
6.5 Funktionsweise des Wechselrichters.....	28
6.6 Übungsaufgaben zur Funktionsweise des Wechselrichters.....	43

6 Projekt: Planung einer netzgekoppelten PV-Anlage

Im folgenden Anhang werden Inhalte zur Photovoltaik als Kopiervorlage zur Verfügung gestellt. Die Arbeitsblätter sind nicht fachsystematisch aufgebaut, sondern können als Projekt im Unterricht eingesetzt werden.

Motivationsbeispiel

Mit einem Artikel über günstige Anlagenpreise wird für das Projekt motiviert und die Schüler/innen planen exemplarisch eine netzgekoppelte PV-Anlage.

(Siehe: 6.1 Motivationsbeispiel)

Checkliste

Diese Checkliste wird von den Schülerinnen und Schülern ausgefüllt und bezieht sich auf die Dimensionierung einer exemplarischen Aufdachanlage.

(Siehe: 6.2 Checkliste zur Dimensionierung einer PV-Anlage)

Informationsblätter

Mit den Informationen füllen die Schüler und Schülerinnen ihre Checkliste aus. Methodisch ist man auf keine Unterrichtsform beschränkt. Die Informationsblätter können als Einzel-Partner- oder Gruppenarbeit ausgewertet werden.

(Siehe: 6.3 Informationsblätter zur Dimensionierung einer PV-Anlage)

6.1 Motivationsbeispiel

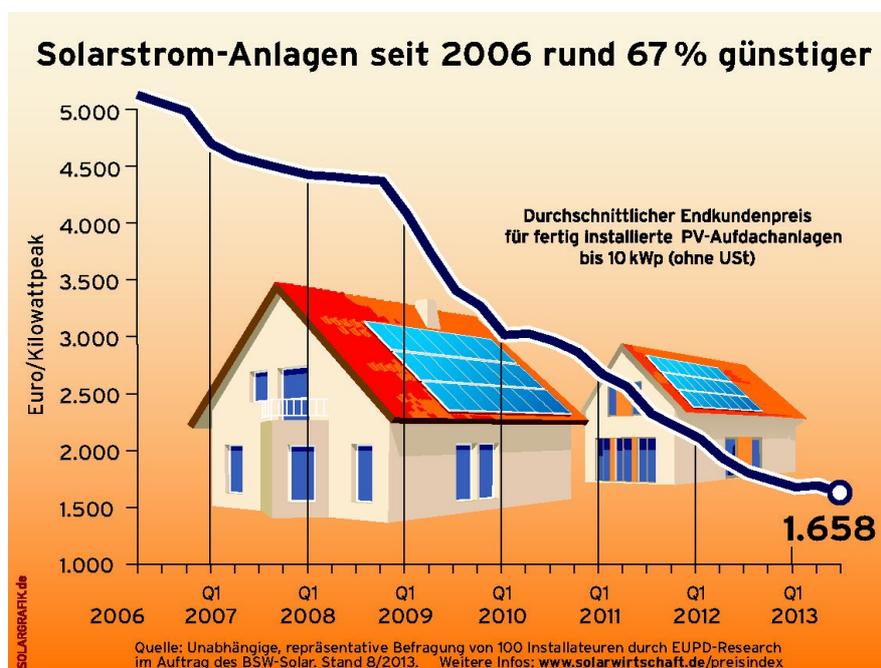


Abbildung 6.1: Preisentwicklung Solarstromanlagen (Quelle: ?).

Erkenntnisleitende Fragestellung zum Motivationsbeispiel

Welche Faktoren beeinflussen die Entscheidungsfindung zur Planung einer netzgekoppelten Solarstromanlage?

6.2 Checkliste zur Dimensionierung einer PV-Anlage

6.2.1 Auftraggeber

Auftraggeber	Max Mustermann		
Anschrift	Umwelttechnikstr. 1; Stuttgart		
Anzahl Personen	4	Stromverbrauch/Jahr	4000 kWh
Stromgrundpreis	86,16 €	Strombezugspreis	26,10 Cent/kWh

6.2.2 Bestimmung von Lage und Größe der Dachfläche

Nutzbare Dachfläche	6 m * 11,5 m = 69 m² (ggf. Verschattungsanalyse beachten)		
Verschattung	Keine externe Verschattung; Eigenverschattung der Module beachten		
Ausrichtung	Süd $\alpha_s = 0^\circ$	(Ost = -90° ; Süd = 0° ; West = 90° ; Nord = 180°)	
Dachneigung	Flachdach: Optimale Neigung der Module $\beta = 36^\circ$		

Folgende Dachskizze wurde von dem Gebäude angefertigt.

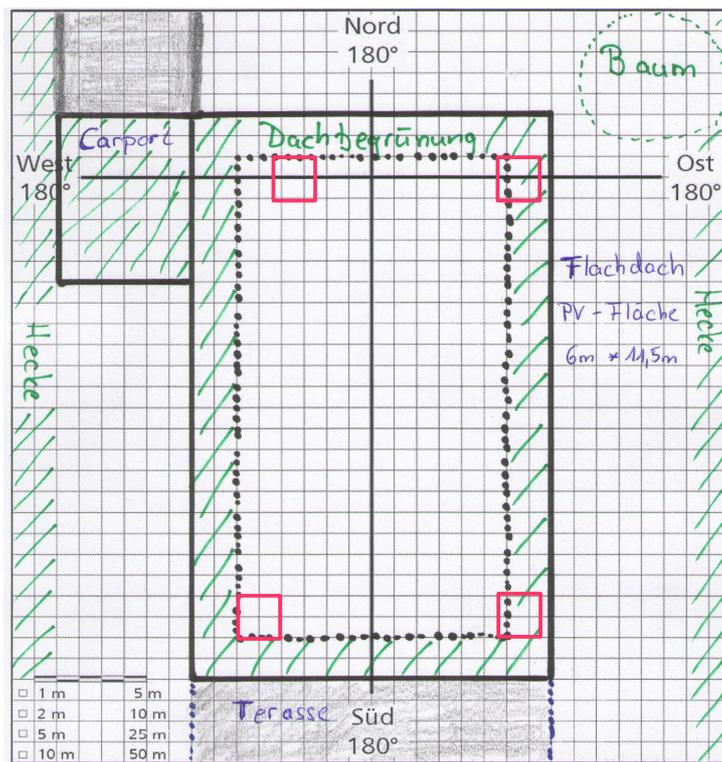


Abbildung 6.2: Dachskizze.

6.2.3 Solaranlage mit Eigenverbrauch (und Speicher)

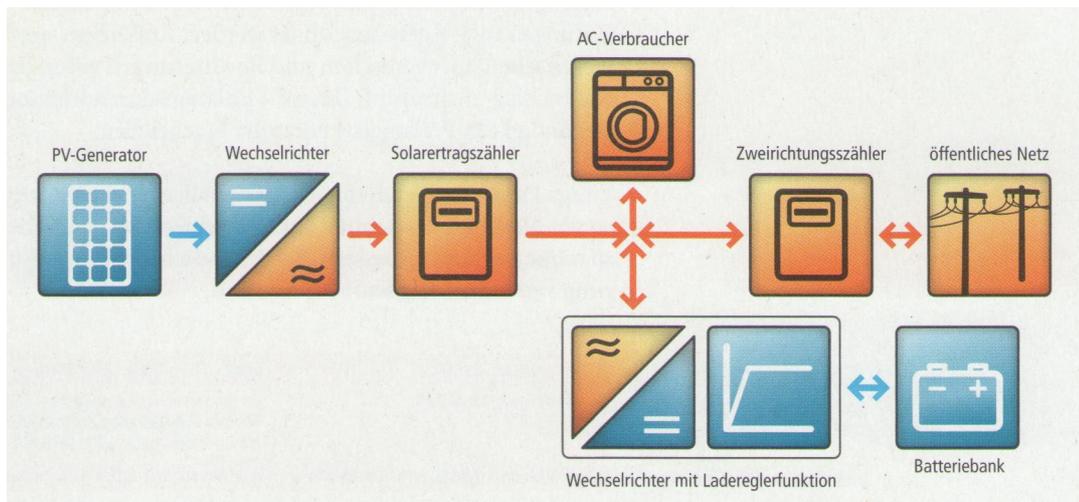


Abbildung 6.3: Speichersystem mit AC-Kopplung der Akkumulatoren (Quelle: ?).

6.2.4 Module auswählen und Kennwerte

Modulhersteller:	Busch Solar	Typbezeichnung	BS W200
Nennleistung P_{PV} :	200 W_P	Wirkungsgrad η_{PV} :	15,10%
Bei STC: U_{OC} :	30,2 V	I_{SC} :	8,65 A
I_{MPP} :	8,35 A	$U_{MPP(-10^\circ)}$:	26,9 V
U_{MPP} :	24,20 V	$U_{MPP(+70^\circ)}$:	20,7 V
Höhe:	1,343 m	Breite:	0,988 m
		Modüllä- che:	1,327 m²

6.2.5 Überschlägige Auslegung der Generatorfläche

Anzahl der Module:	24 Stk
Generatorfläche A_{PVGes} :	24 Stk. * 1,327 m²/Stk. = 31,8 m²
Generatorleistung P_{PVGes} :	24 Stk. * 200 W_P/Stk. = 4800 W_P

6.2.6 Anlagenkonzept und Wechselrichter

Hersteller:	AMS	Typbezeichnung:	Sunny 5k TL
AC-Nennleistung P_{WRAC} :	4600 W	Max. DC-Leistung:	4800 W
U_{WRMPP} -Bereich:	175 V bis 500 V	Nennspannung U_{WRDC} :	400 V
$U_{WRDCMin}$:	125V	$U_{WRDCMax}$:	750 V
		$I_{WRDCMax}$:	15 A
Anzahl Eingänge:	2 (je 2400 W)	Topologie:	Transformatorlos
Wechselrichterkonzept:	Multistring	Einspeisephasen:	Einphasig

6.2.7 Dimensionierung PV-Generator und Wechselrichter

Modulzahl pro Strang / Eingang:	$n_{\min} =$	9	$n_{\max} =$	18
Stromcheck / Eingang:	$I_{PV\max} \cdot 1,25 \cdot I_{MPP} =$	10,44A	$\leq I_{WRDC\max} =$	15A
Stränge / Eingang:	$n_{\text{strang}} \leq I_{WRDC\max} / (1,25 \cdot I_{PV\max}) =$	1		
Sizing Ratio SR_{AC} :	$SR_{AC} = P_{PV} / P_{WRAC} =$	4800 W / 4600 W = 1,04	$0,83 \leq SR \leq 1,25$	

6.2.8 Anlagenskizze erstellen

Anzahl Wechselrichter:	1	Anzahl WR-Eingänge:	2
Stränge pro Eingang (Parallel):	1	Module pro Strang (Reihe):	12

6.2.9 Ertragsprognose

Globalstrahlungssumme auf horizontale Ebene H_h :	1146,1 kWh/(m² * a)
Einstrahlungssumme auf geneigte Ebene ($\alpha_s = 0^\circ$; $\beta = 36^\circ$) H_{PV} :	1321,3 kWh/(m² * a)
Energieertrag Generatorfläche W_{ideal} :	6344,6 kWh/a
Prozentualer Einfluss der Verschattung	0,00 %
Eingespeister Solarertrag bei $PR = 0,789$ W_{Real}	5006 kWh/a
Spezifischer jährlicher Solarertrag ω_{Real}	1042,5 kWh/(kW_P * a)

6.2.10 Amortisationszeit – Netzeinspeisung ohne Eigenverbrauch

Brutto- Investitionskosten K_0 :	9.470,50 €
Jährliche Einnahmen Stromeinspeisung $e_{Einspeisung}$:	714,78 €/a
Jährliche Betriebskosten k_B :	142,06€/a
Amortisationszeit t :	16,54 Jahre

6.2.11 Amortisationszeit – Netzeinspeisung mit Eigenverbrauch ohne Speicher

Brutto- Investitionskosten K_0 :	9.470,50 €
Jährliche Einnahmen Stromeinspeisung $e_{Einspeisung}$:	492,17 € / a
Jährliche Kostenersparnis durch Eigenverbrauch $e_{Eigenverbrauch}$:	406,90 € / a
Jährliche Betriebskosten k_B :	142,06 € / a
Amortisationszeit t :	12,50 Jahre

6.3 Informationsblätter zur Dimensionierung einer PV-Anlage

6.3.1 Wiederholende Fragestellungen der LP1

Grundlagen

- a) Unterscheiden Sie die Begriffe Solarzelle, Solarmodul, Solargenerator, PV-Anlage.

Solarzelle: Einzelne Zelle, die aus dem Wafer hergestellt wird.

Solarmodul: Verschaltung einzelner Zellen (Reihe, Parallel). Enthält meist auch gemeinsame Bypassdioden für mehrere Zellen.

Solargenerator: Verschaltung der einzelnen Solarmodule.

PV-Anlage: Alle Komponenten wie z.B. Solarmodule, Wechselrichter,...

- b) Erläutern Sie die Angabe W_P von Photovoltaikmodulen.

Um Module hinsichtlich ihres Ertrages zu vergleichen, werden diese alle unter Standard-Test-Conditions (STC) geprüft. Die erreichte Leistung wird in W_P (Watt Peak) angegeben. In der Literatur oft als Nenn- oder Nominalleistung beschrieben.

- c) Geben Sie an, welche Werte als Standard-Test-Condition zusammengefasst werden.

Einstrahlung: 1000 W/m²

Zelltemperatur: 25°C

AirMass: 1,5

Sonnenbahndiagramm

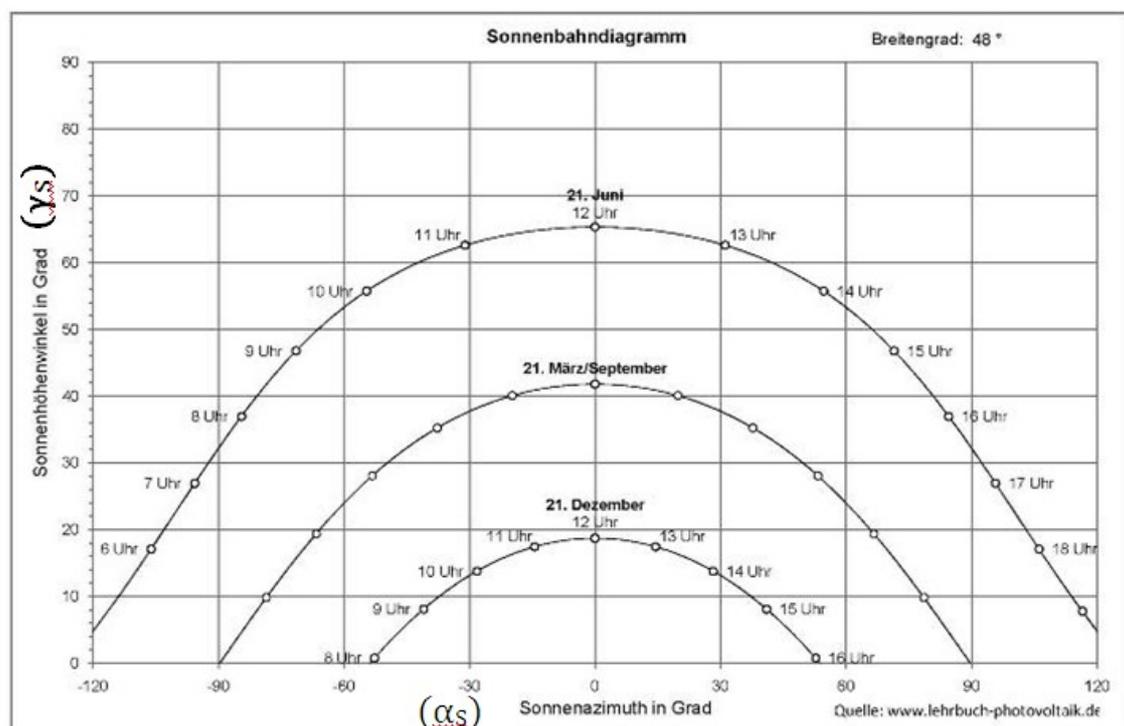


Abbildung 6.4: Sonnenbahndiagramm Stuttgart (Quelle: ?).

- Die Erde dreht sich um die Sonne und durch eine geneigte Erdachse ändert sich auch der **Sonnenhöhenwinkel** γ_S im Laufe eines Jahres.

- Der **Sonnenazimutwinkel** α_S gibt die Abweichung des Sonnenstandes von der Südrichtung aus an. Negative Werte geben die Abweichung in Richtung Osten an. Positive Werte geben die Abweichung in Richtung Westen an.

- a) Ermitteln Sie aus dem Sonnenbahndiagramm die Anzahl der Sonnenstunden in Stuttgart am 21.12. eines Jahres.

Um 8 Uhr geht die Sonne auf und um 16 Uhr unter → 8 Sonnenstunden

- b) „Im Osten geht die Sonne auf“. Nennen Sie das Datum, an dem diese Behauptung exakt stimmt.

Am 21. März und am 21. September geht die Sonne genau im Osten ($\alpha_S = -90^\circ$) auf und im Westen ($\alpha_S = +90^\circ$) unter.

- c) Wie ändert sich der Sonnenhöhenwinkel γ_S von den Wintermonaten hin zu den Sommermonaten?

Im Sommer steht die Sonne höher. Sommer: $\gamma_{S,max} = 65^\circ$, Winter: $\gamma_{S,max} = 19^\circ$

- d) Beschreiben Sie an Hand der Abbildung aus welchem Grund Solargeneratoren mit einem Neigungswinkel $\beta_{Senkrecht}$ aufgestellt werden

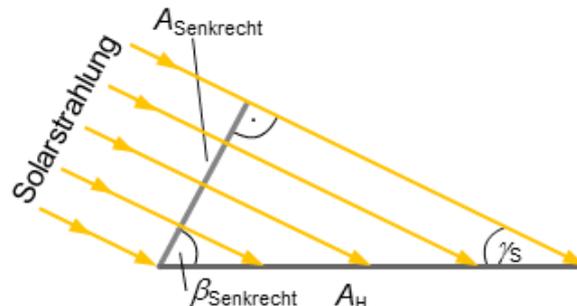


Abbildung 6.5: Sonneneinstrahlung (Quelle: ?)

$A_{Senkrecht} < A_H$

Die Solarstrahlung ist beim Auftreten auf $A_{Senkrecht}$ gebündelter als auf A_H (Abstand der Sonnenstrahlen)

→ kleinere Modulfläche bei gleichem Ertrag oder

→ größerer Ertrag bei gleicher Modulfläche

6.3.2 Bestimmung von Lage und Größe der Dachfläche

- a) Bestimmen Sie für das Flachdach den optimalen Sonnenazimutwinkel α_S und tragen Sie diesen in ihre Checkliste ein.

$\alpha_S = 0^\circ$, d.h. alle Module Richtung Süden ausrichten, um den maximalen Solarertrag zu erhalten.

- b) Entnehmen Sie für den Standort Stuttgart den optimalen Neigungswinkel β bei einem fest montierten PV-Generator und erklären Sie die Kurve mit Bezug zu dem Sonnenbahndiagramm.

Im Winter sollte der Neigungswinkel β steigen, da der Sonnenhöhenwinkel γ_s sinkt. Der optimale Ertrag ergibt sich, wenn die Sonnenstrahlen rechtwinklig auf das Modul auftreffen. Der optimale Neigungswinkel bei fester Montage in Stuttgart beträgt $\beta = 36^\circ$.

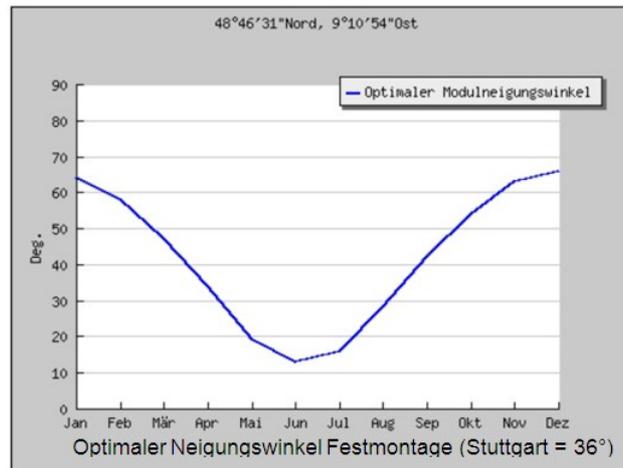


Abbildung 6.6: Optimaler Neigungswinkel (Quelle: ?).

Durch die in Reihe stehenden Module kann es vorkommen, dass sich diese gegenseitig verschatten. Daher ist es wichtig, dass die Module mit ausreichendem Modulreihenabstand montiert werden. Der optimale Modulreihenabstand stellt sich ein, wenn zur Mittagszeit am 21.12. keine Verschattung auftritt. Am Sonnenbahndiagramm ist zu erkennen, dass der 21.12. der Tag ist, an dem der Sonnenhöhenwinkel minimal ist.

- c) Berechnen Sie den optimalen Modulreihenabstand d_{\min} unter Berücksichtigung des optimalen Neigungswinkels $\beta = 36^\circ$ und dem Sonnenhöhenwinkel γ_s am 21.12. Die Module werden hochkant montiert.

$$d_{\min} = \frac{b \cdot \sin(\gamma_s + \beta)}{\sin(\gamma_s)} = \frac{1,343 \text{ m} \cdot \sin(19^\circ + 36^\circ)}{\sin(19^\circ)} = 3,4 \text{ m}$$

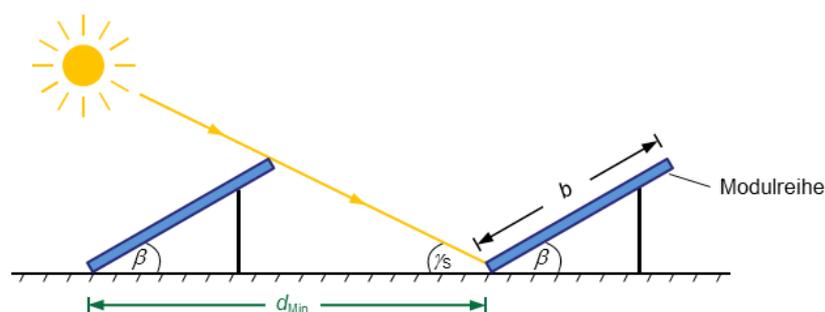


Abbildung 6.7: Eigenverschattung Solarmodule.

- d) Zeichnen Sie die Solarmodule in der Dachskizze ein. Beachten Sie, dass bei diesem Projekt am Dachabschluss jeweils mindestens ein Meter Abstand vorhanden sein muss.

Die Schülerinnen und Schüler zeichnen 24 Solarmodule hochkant in Richtung Süden auf der Dachskizze in Ihre Checkliste ein.

6.3.3 Solaranlage mit Eigenverbrauch (und Speicher)

Im Lehrer-Schüler-Gespräch kann die netzgekoppelte PV-Anlage anhand eines Blockschaltbildes analysiert und die Funktion der Komponenten besprochen werden.

6.3.4 Module auswählen und Kennwerte heraussuchen

Der gesamte PV-Generator wird mit folgenden Solarmodulen bestückt:

Daten bei Standard-Testbedingungen STC			Temperaturverhalten	
Kurzschlussstrom	I_{sc}	8,65 A	$TK_{U_{oc}}$	-0,32 %/K
Leerlaufspannung	U_{oc}	30,20 V	$TK_{U_{MPP}}$	-0,32 %/K
Strom im MPP	I_{MPP}	8,35 A	$TK_{I_{MPP}}$	0,032 %/K
Spannung im MPP	U_{MPP}	24,20 V	Modulabmessungen	
Leistung im MPP	P_{MPP}	200 W _P	1343 mm x 988 mm x 40 mm	

- a) Übertragen Sie die Größen P_{MPP} , U_{OC} , I_{SC} , U_{MPP} , I_{MPP} , Länge und Breite aus dem Datenblatt auf ihre Checkliste und berechnen Sie die Fläche eines Solarmoduls.

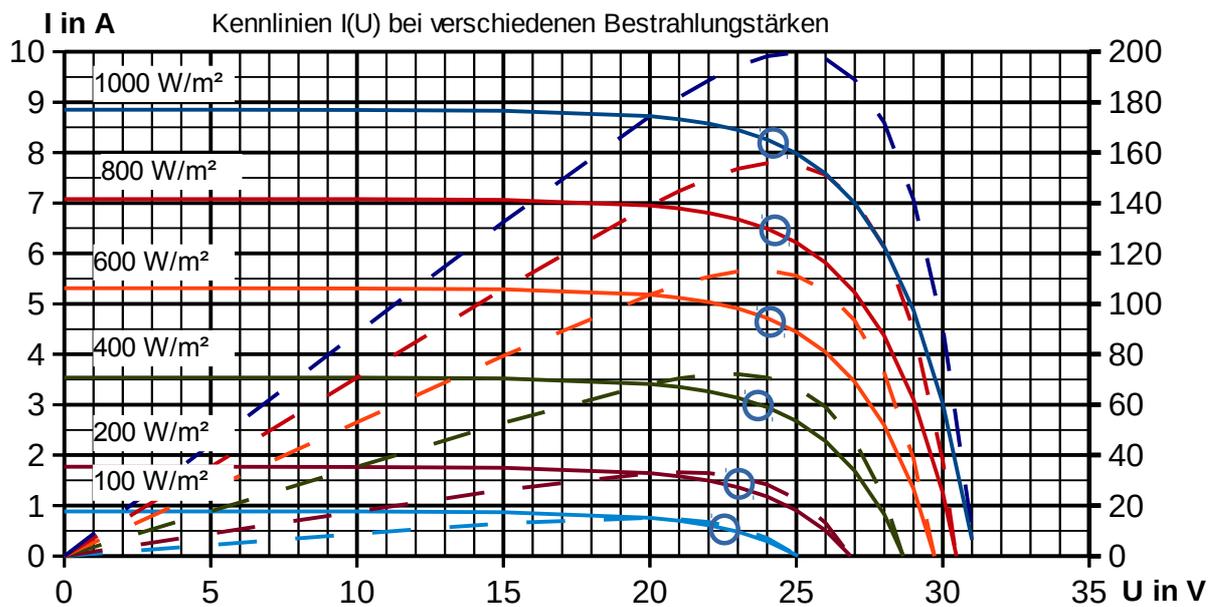
Die Schülerinnen und Schüler übernehmen die geforderten Daten aus dem Datenblatt auf ihre Checkliste.

- b) Berechnen Sie den Modulwirkungsgrad und notieren Sie ihn in der Checkliste.

$$\eta = \frac{P_{ab}}{P_{zu}} = \frac{P_{el}}{P_{Somme}} = \frac{P_{el}}{(E_{STC} \cdot A_{Modul})} = \frac{200 W_P}{\left(\frac{1000 W}{m^2} \cdot 1,327 m^2\right)} = 0,151$$

Solarmodule werden nicht immer im Nennbetrieb, d.h. unter STC-Bedingungen betrieben. Die Einstrahlungsleistung ändert sich im Laufe des Tages z.B. durch bedeckten Himmel und unterschiedliche Einstrahlungsintensitäten ständig. Der PV-Generator arbeitet selten unter STC-Bedingungen sondern hauptsächlich im Teillastbetrieb ($E_{real} < E_{STC}$) und bei einer Zelltemperatur, die höher oder niedriger als 25°C liegt.

Einstrahlungsintensität: In der Grafik ist zu erkennen, dass der Modulstrom am stärksten durch die Einstrahlungsintensität beeinflusst wird. Halbiert sich die Einstrahlungsintensität, so halbiert sich in etwa auch der Modulstrom.



c) Berechnen Sie mit Hilfe der Grafik die prozentuale Änderung der MPP-Spannung im Vergleich zu STC bei einer Intensität von 100W/m²

Bei 1000 W/m² → U_{MPP} = 24,2 V → 100 %

Bei 100 W/m² → U_{MPP} = 22,7 V → 94 %

Die MPP-Spannung reduziert sich um ca. 6 %

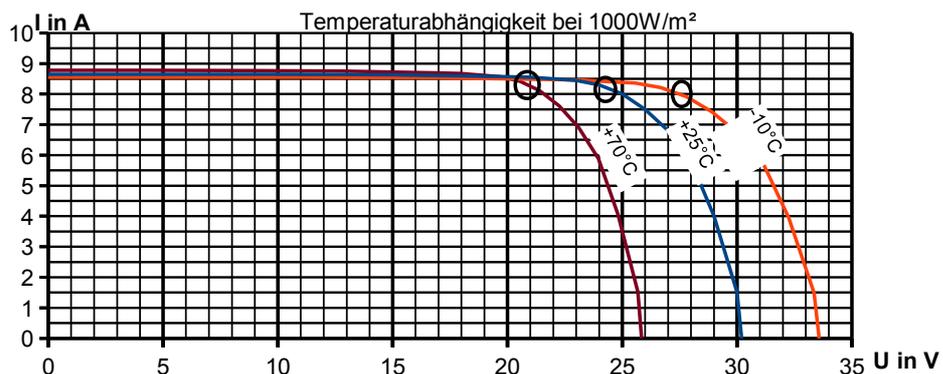
d) Berechnen Sie mit Hilfe der Grafik die prozentuale Änderung der MPP-Stroms im Vergleich zu STC bei einer Intensität von 100W/m²

Bei 1000 W/m² → I_{MPP} = 8,35 A → 100 %

Bei 100 W/m² → I_{MPP} = 0,84 A → 10 %

Der MPP-Strom reduziert sich um ca. 90 %.

Modultemperatur: In der Grafik ist zu erkennen, dass die Modulspannung am stärksten durch die Modultemperatur beeinflusst wird. Dies hat zur Folge, dass die Leistung des PV-Generators mit steigender Temperatur abnimmt. Als Grenzwerte haben sich die Temperaturen von -10°C im Winter und +70°C im Sommer eingestellt.



In Datenblättern werden in der Regel die Temperaturkoeffizienten TK_{PMPP} , TK_{UMPP} , TK_{UOC} und TK_{ISC} angegeben. Diese Temperaturkoeffizienten beschreiben, um wie viel Prozent sich die Werte pro Kelvin bezogen auf die STC-Temperatur von 25°C ändern.

- e) Entnehmen Sie dem Datenblatt den Temperaturkoeffizienten TK_{UOC} und berechnen Sie mit Hilfe der Formelsammlung die Werte $U_{OC(+70^\circ)}$ und $U_{OC(-10^\circ)}$

$$TK_{UOC} = -0,32 / K$$

$$\Delta K_{10} = T_2 - 25^\circ = -10^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = -35\text{K}$$

$$U_{OC10} = U_{OC25} \cdot (1 + TK_{UOC} \cdot \Delta K / 100)$$

$$U_{OC10} = 30,2\text{V} \cdot (1 + -0,32 / K \cdot (-35\text{K}) / 100)$$

$$U_{OC10} = 33,6\text{V}$$

$$\Delta K_{70} = T_2 - 25^\circ = -70^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = +45\text{K}$$

$$U_{OC70} = U_{OC25} \cdot (1 + TK_{UOC} \cdot \Delta K / 100)$$

$$U_{OC70} = 30,2\text{V} \cdot (1 + -0,32 / K \cdot (+45\text{K}) / 100)$$

$$U_{OC70} = 25,9\text{V}$$

- f) Entnehmen Sie dem Datenblatt den Temperaturkoeffizienten TK_{UMPP} und berechnen Sie mit Hilfe der Formelsammlung die Werte $U_{MPP(+70^\circ)}$ und $U_{MPP(-10^\circ)}$

$$TK_{UMPP} = -0,32 / K$$

$$U_{MPP10} = U_{MPP25} \cdot (1 + TK_{UMPP} \cdot \Delta K / 100)$$

$$U_{MPP10} = 24,2\text{V} \cdot (1 + -0,32 / K \cdot (-35\text{K}) / 100)$$

$$U_{MPP10} = 26,9\text{V}$$

$$U_{MPP70} = U_{MPP25} \cdot (1 + TK_{UMPP} \cdot \Delta K / 100)$$

$$U_{MPP70} = 24,2\text{V} \cdot (1 + -0,32 / K \cdot (+45\text{K}) / 100)$$

$$U_{MPP70} = 20,7\text{V}$$

6.3.5 Überschlägige Auslegung der Generatorfläche

- a) Berechnen Sie mit Hilfe der Nennleistung P_{MPP} aus dem Datenblatt die geforderten Werte und übertragen Sie diese auf ihre Checkliste.

Die Schülerinnen und Schüler berechnen die Generatorfläche A_{PVGes} und die Generatorleistung P_{PVGes} und tragen die Werte in der Checkliste ein.

6.3.6 Anlagenkonzept und Wechselrichterauswahl

- a) Wählen Sie anhand der maximalen DC-Leistung im Datenblatt des Wechselrichters den geeigneten Wechselrichter aus. Übertragen Sie im Anschluss die Typenbezeichnung und alle benötigten Werte in Ihre Checkliste.

Die Schülerinnen und Schüler übernehmen die in der Checkliste aufgeführten Daten aus dem folgenden Datenblatt.

Technische Daten	SuBo 4000	SuBo 5000
Eingang (DC)		
Max. DC-Leistung (@ $\cos \phi = 1$)	4200 W	4800 W
Max. Eingangsspannung	750 V	750 V
MPP-Spannungsbereich	175 V ... 500 V	175 V ... 500 V
Bemessungseingangsspannung	400 V	400 V
Min. Eingangsspannung	125 V	125 V
Starteingangsspannung	150 V	150 V
Max. Eingangsstrom Eingang	15 A	15 A
Anzahl der unabhängigen MPP-Eingänge	2	2
Ausgang (AC)		
Bemessungsleistung @ 230V, 50Hz	4000 W	4600 W
Max. AC-Scheinleistung	4000 VA	4600 VA
Max. Ausgangsstrom	22 A	22A
Leistungsfaktor $\cos\phi$	0,8 kap. - 0,8 ind	0,8 kap. - 0,8 ind
Einspeisephasen	1	1
Wirkungsgrad		
Max. Wirkungsgrad	97,00 %	97,00 %

- b) Informieren Sie sich über die verschiedenen Wechselrichterkonzepte, sowie die technischen Anschlussbedingungen und Aufgaben des Wechselrichters. Ergänzen Sie im Anschluss ihre Checkliste.

Die Schülerinnen und Schüler übernehmen die in der Checkliste aufgeführten Daten aus dem folgenden Datenblatt.

In der Praxis gibt es eine große Anzahl an Variationen zum Aufbau einer netzgekoppelten Solarstromanlage. Es ergeben sich z.B. zentrale, dezentrale, Kleinspannungskonzepte oder Konzepte mit hohen Spannungen. Die Verschaltung der Module zu Strängen (Strings) und die Parallelschaltung von Strings müssen mit dem Wechselrichter optimal abgestimmt sein um Systemverluste zu minimieren.

Wechselrichterarten

Zentral-Wechselrichter: Bei diesem Anlagenkonzept wird nur ein Wechselrichter benötigt und ins öffentliche Netz eingespeist. Lange Strings führen zu relativ hohen Spannungen und geringen Strömen, wodurch nur geringe Kabelquerschnitte benötigt werden. Andererseits müssen die Systemkomponenten für hohe Spannungen ausgelegt sein. Die langen Strings führen bei unterschiedlich verschatteten Modulen zu erheblichen Verlusten.

String-Wechselrichter: Bei diesem Konzept wird pro Wechselrichter ein String angeschlossen. Um Verschattungsverluste zu vermeiden, werden nur Module mit ähnlicher Umgebungsbedingung (Temperatur, Ausrichtung, Verschattung) angeschlossen. Der Generatoranschlusskasten entfällt und die Verkabelung auf der Gleichstromseite wird reduziert.

Multistring-Wechselrichter: Um die Ertragsverluste aufgrund unterschiedlicher Einstrahlungswerte auf verschiedene Strings (z.B. wegen unterschiedlicher Ausrichtung) zu minimieren, kann an Stelle mehrerer String-Wechselrichter auch ein Multistring-Wechselrichter zum Einsatz kommen. Dieser Wechselrichter hat mindestens zwei Eingänge mit separaten MPP-Trackern, wodurch es auch möglich wird, Modulstrings mit unterschiedlichen Modulen oder unterschiedlicher Modulanzahl zu kombinieren.

VDE-Anwendungsregeln

Laut VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 (VDE = Verband der Elektrotechnik), welche umgangssprachlich auch als Niederspannungsrichtlinie bezeichnet wird, sind Anschlusskriterien zur Netzeinspeisung vorgegeben, welche durch den Wechselrichter zu erfüllen sind. Darunter fallen die Punkte:

Schieflast: Wird einphasig eingespeist, darf die maximale Einspeise-Scheinleistung 4,6 kVA pro Phase betragen. Somit beträgt die maximale Einspeiseleistung pro Drehstromanschluss $3 \cdot 4,6 \text{ kVA} = 13,8 \text{ kVA}$ bei Verwendung einphasiger Wechselrichter. Anlageleistungen über 13,8 kVA müssen durch dreiphasige Wechselrichter leistungssymmetrisch eingespeist werden.

Blindleistung: PV-Anlagen mit einer Leistung ab 13,8 kVA müssen Blindleistung bereitstellen können. Der Netzbetreiber gibt einen Bereich für den Leistungsfaktor $\cos\phi$ vor.

Einspeisemanagement: Da der Ausbau der Photovoltaik in Deutschland rasant zugenommen hat und der Großteil der Anlagen Richtung Süden ausgerichtet sind, herrscht in der Mittagszeit oftmals ein Überangebot an elektrischer Leistung. Daher haben Netzbetreiber seit 2012 die Möglichkeit, Leistungen von PV-Anlagen gezielt abzuregeln. Dies geschieht über Rundsteuerempfänger. Eigentümer von Anlagen unter 30 kW_p haben die Möglichkeit, sich von diesem Einspeisemanagement zu lösen, müssen ihren Wechselrichter allerdings 30 % unterdimensionieren. Dies hat zur Folge, dass die Leistungsspitzen zur Mittagszeit gekappt werden.

50,2Hz-Problematik: Steigt die Netzfrequenz durch ein Überangebot an Energie auf den Wert von 50,2 Hz, muss die Einspeiseleistung der PV-Anlage stufenlos um 40 % pro Hz reduziert werden. Steigt die Netzfrequenz auf den Wert von 51,5 Hz müssen die Wechselrichter die Anlage vom Netz nehmen, um das Stromnetz zu entlasten.

6.3.7 Dimensionierung PV-Generator und Wechselrichter

Der Solargenerator und der Wechselrichter müssen in ihren Spannungs-, Strom- und Leistungsdaten optimal aufeinander abgestimmt werden, um den maximalen Ertrag zu erreichen. Der MPP-Tracker muss den PV-Generator hierbei bei jeder auftretenden Einstrahlungsstärke und in dem Temperaturbereich von -10°C bis $+70^{\circ}\text{C}$ im MPP betreiben. Des Weiteren muss der MPP des PV-Generators im Arbeitsbereich des Wechselrichters liegen.

- a) Dimensionieren Sie mit Hilfe der folgenden Informationen die PV-Anlage und tragen Sie ihre Werte in Ihrer Checkliste ein.

Die Schülerinnen und Schüler ermitteln die am gewählten Wechselrichter minimal und maximal mögliche Anzahl von Solarmodulen pro Strang. Die ermittelten Werte werden im Anschluss in die Checkliste übertragen.

Spannungsdimensionierung: Jeder Wechselrichter besitzt einen MPP-Spannungsbereich, in dem er betrieben werden kann. Die Eingangsspannung am Wechselrichter ergibt sich aus der Summe der in Reihe geschalteten Solarmodule. Diese Generatorspannung ist, wie oben beschrieben, stark temperaturabhängig und hat ihr Maximum bei einer Temperatur von -10°C . Die maximale Anzahl in Reihe geschalteter Module lässt sich wie folgt berechnen:

$$n \leq \frac{U_{WRMPPMax}}{U_{MPP10C}} = \frac{500\text{ V}}{26,9\text{ V}} = 18,59 \text{ Stück} \rightarrow 18 \text{ Stück}$$

Die Eingangsspannung am Wechselrichter muss bei einer Temperatur von $+70^{\circ}\text{C}$ im U_{MPP} -Bereich des Wechselrichters liegen. Es ergibt sich für die minimale Anzahl in Reihe geschalteter Module die Formel:

$$n \geq \frac{U_{WRMPPMin}}{U_{MPP70C}} = \frac{175\text{ V}}{20,7\text{ V}} = 8,45 \text{ Stück} \rightarrow 9 \text{ Stück}$$

Stromdimensionierung: Bei der Stromdimensionierung muss geprüft werden, ob der maximale Generatorstrom den maximalen Eingangsstrom des Wechselrichters nicht übersteigt. Da auch Einstrahlungen über 1000 W/m^2 auftreten können, wird als maximaler Generatorstrom der 1,25-fache MPP-Strom eingesetzt. Die Anzahl der benötigten Stränge und Wechselrichtereingänge wird wie folgt berechnet:

$$n \leq \frac{I_{WRMax}}{1,25 \cdot I_{PVMPP}} = \frac{15\text{ A}}{1,25 \cdot 8,35\text{ A}} = 1,44 \text{ Stränge} \rightarrow 1 \text{ Strang}$$

Leistungsdimensionierung: Um die Leistung des Wechselrichters bestimmen zu können, wird der Auslegungsfaktor SR_{AC} (Sizing Ratio) benötigt. Er beschreibt die Auslastung des Wechselrichters und soll Werte zwischen 0,83 und 1,25 annehmen. Eine Überdimensionierung führt zu einem schlechten Wirkungsgrad. Eine Unterdimensionierung führt bei hohen Einstrahlungswerten zu ungenutzter Sonnenenergie.

$$SR_{AC} = \frac{P_{PV}}{P_{WRAC}} = \frac{4,8\text{ kW}}{4,6\text{ kW}} = 1,04$$

6.3.8 Anlagenskizze

a) Skizzieren Sie den PV-Generator mit dem vorhandenen Wechselrichter.

Die Schülerinnen und Schüler verschalten die Solarmodule mit den Wechselrichtereingängen auf Basis der vorherigen Berechnungen. Pro Wechselrichtereingang sind 12 Module in Reihe zu schalten.

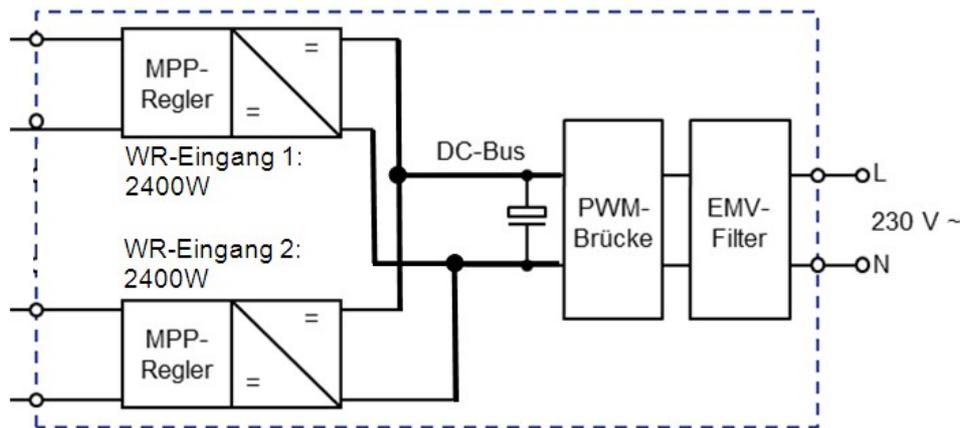


Abbildung 6.8: Multistring-Wechselrichter (Quelle: ?).

Tafelaufschrieb:

- x-Achse einzeichnen im Bereich $0\text{ V} - U_{WRMax} \rightarrow 0\text{ V} - 750\text{ V}$
- y-Achse einzeichnen im Bereich $0\text{ A} - I_{WRMax} \rightarrow 0\text{ A} - 20\text{ A}$
- I_{WRMax} einzeichnen \rightarrow Horizontale bei 15 A
- U_{MPP} -Bereich des WR-Eingangs einzeichnen \rightarrow Vertikale bei 175 V und 500 V
- Leistungshyperbel des WR-Eingangs zeichnen

P in W	U in V	I in A
2400	120	20
2400	200	12
2400	300	8
2400	400	6
2400	500	4,5
2400	600	4

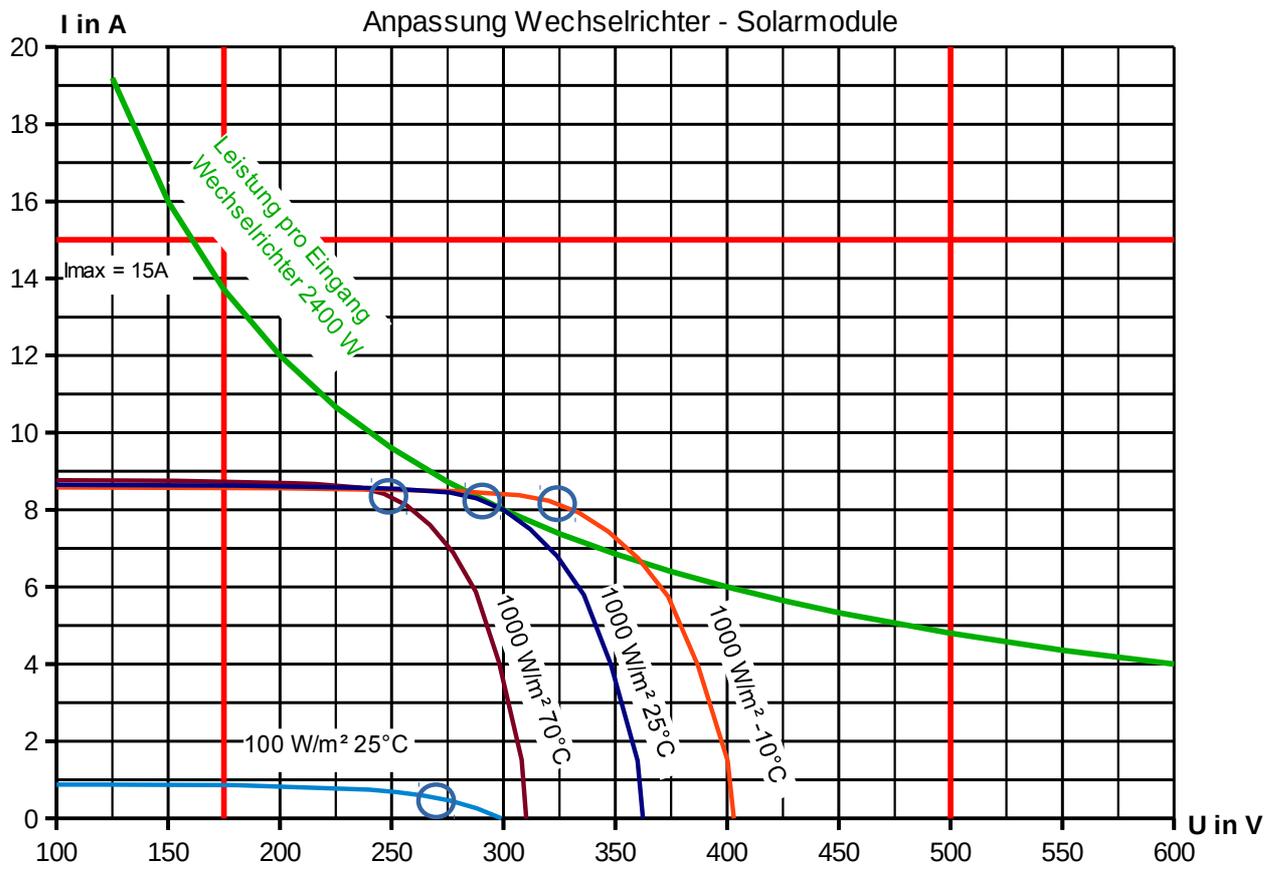
- Kennlinien PV-Generator zeichnen mit Hilfe diverser Wertepaare

+25°C; 1000 W/m²: $I_{OC}, U_{MPP}, I_{MPP}, U_{OC}$

-10°C; 1000 W/m²: I_{OC}, U_{MPP}, U_{OC}

+70°C; 1000 W/m²: I_{OC}, U_{MPP}, U_{OC}

+25°C; 100 W/m²: Parallelverschiebung der Kennlinie unter STC-Bedingungen

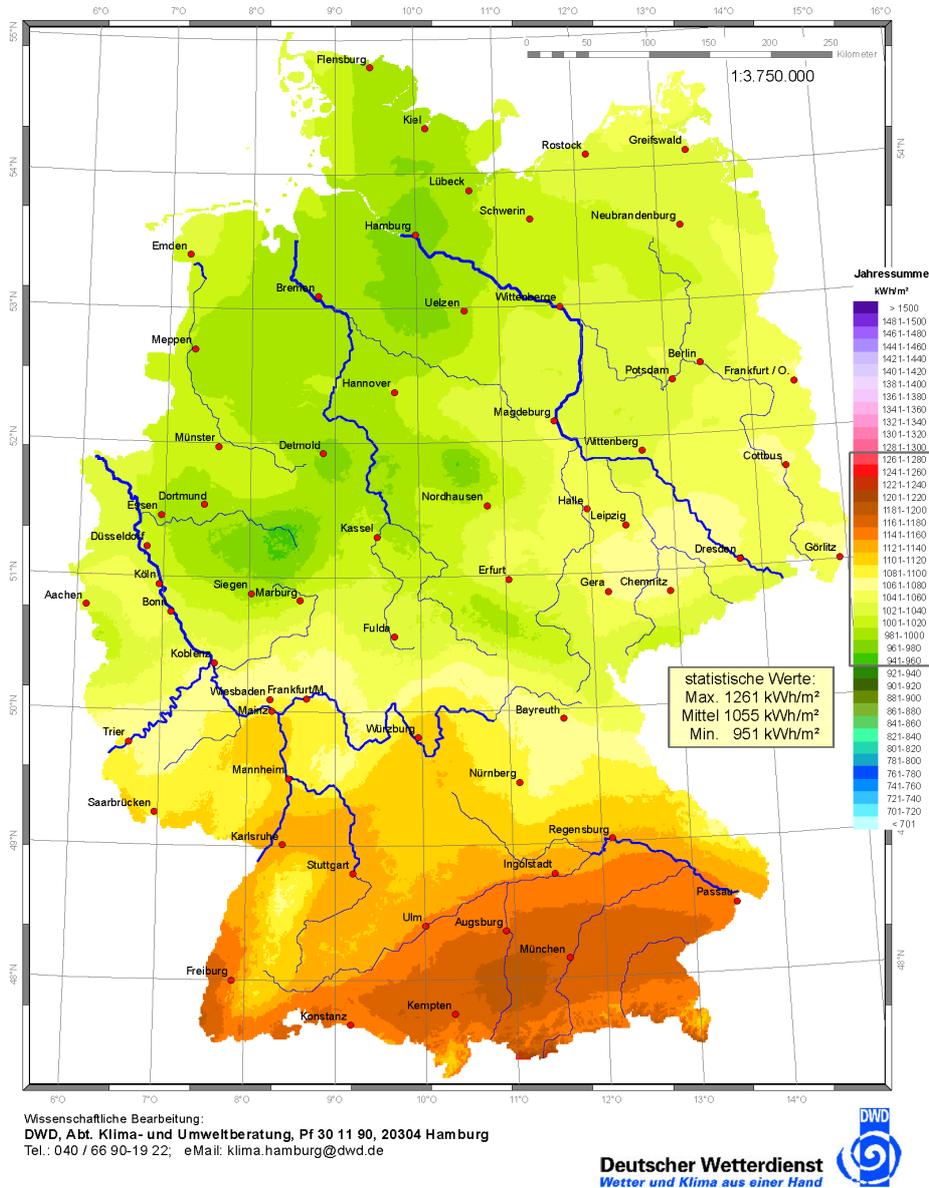


Die Kennlinien bei Schwachlichtverhalten (100 W/m^2) und unter STC-Bedingungen liegen im Arbeitsbereich des Wechselrichters. Im Winter bei klarem Himmel (1000 W/m^2) und einer Modultemperatur von -10°C kann der PV-Generator nicht im MPP betrieben werden, da die Leistung oberhalb der Leistungshyperbel des WR liegt.

6.3.9 Ertragsprognose

Wie viel Strahlung kommt am Erdboden insgesamt an? Das interessiert ganz besonders die Nutzer von Photovoltaikanlagen. Schnell und anschaulich präsentiert der DWD die gesamte am Erdboden ankommende Strahlung - die Globalstrahlung - in seinen Globalstrahlungskarten. Die wichtigste Größe ist dabei die Jahressumme H_h der Globalstrahlung auf einer horizontalen Ebene. Globalstrahlungskarten erstellt der Deutsche Wetterdienst für jeden einzelnen Monat und für einzelne Jahre.

Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981 - 2010



05.09.2012 / DN

Abbildung 6.9: Globalstrahlungskarte Deutschland (Quelle: ?)

- a) Entnehmen Sie der Globalstrahlungskarte für den Standort Stuttgart die Jahressumme H_h und interpretieren Sie diesen Wert mit Hilfe des Infotextes des Deutschen Wetterdienstes.

$H_h = 1120 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$. Diese Strahlungssumme trifft auf einer horizontalen Ebene in einem Jahr auf. Die Jahressumme H_h sagt nicht aus, mit welcher Bestrahlungsstärke E in W/m^2 die Sonne einstrahlt und zu welcher Zeit die Sonne die Strahlung liefert.

- b) Für den Aufstellungsort Stuttgart wurden die in der folgenden Tabelle aufgeführten Einstrahlungswerte durch eine Simulation ermittelt. Übertragen Sie diese Werte als Jahressummen in ihre Checkliste.

Die Schülerinnen und Schüler übertragen die berechnete Größe H_h auf Ihre Checkliste.

	Stuttgart		
	Hh	HPV	lopt
Jan	0,92	1,50	64
Feb	1,63	2,42	58
Mrz	2,80	3,60	47
Apr	4,47	5,09	34
Mai	5,03	5,08	19
Jun	5,66	5,48	13
Jul	5,34	5,27	16
Aug	4,52	4,90	28
Sep	3,37	4,13	42
Okt	2,03	2,87	54
Nov	1,11	1,78	63
Dez	0,75	1,28	66
Jahr	3,14	3,62	36

H_h in kWh /($m^2 \cdot d$): globale horizontale Einstrahlungssumme in kWh pro m^2 pro Tag

H_{PV} in kWh /($m^2 \cdot d$): Einstrahlungssumme auf die geneigte Generatorfläche PV mit dem Korrekturfaktor $K_{\alpha,\beta}$ bei $\alpha = 0^\circ$ (Süd) und $\beta = 36^\circ$ Neigung.

$$H_h = 3,14 \frac{kWh}{m^2 \cdot d} \cdot 365 \frac{d}{a} = 1146,1 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$$

Wird die Anlage nicht horizontal montiert muss die horizontale Einstrahlungssumme mit dem Korrekturfaktor $K_{\alpha,\beta}$ multipliziert werden. $K_{\alpha,\beta}$ berücksichtigt die Ausrichtung der PV-Module in eine Himmelsrichtung α und deren Neigungswinkel β .

$$H_{PV} = H_h \cdot K_{\alpha,\beta}$$

Der ideale Energieertrag eines Solargenerators lässt sich berechnen. Er ist das Produkt aus der Fläche A_{PV} des Solargenerators, der horizontalen Einstrahlungssumme H_h , dem Korrekturfaktor $K_{\alpha,\beta}$ für die in eine Richtung zeigende geneigte Aufstellung und dem Wirkungsgrad des Solargenerators η_{PV} .

$$W_{ideal} = A_{PVGes} \cdot H_{PVJahr} \cdot \eta_{PV}$$

Um eine Ertragsprognose zu stellen, muss der Standort und die Anlagengüte der PV-Anlage eingeschätzt werden. Als Maß für die Anlagengüte wird eine Kennzahl, das sogenannte Performance Ratio, benutzt. Es ist der Quotient aus tatsächlich ins Netz eingespeister Solarenergie W_{real} , welche am Solareinspeisezähler abgelesen werden kann, und der theoretisch vom Solargenerator gelieferten Energie W_{ideal} . Sehr gute Anlagen ohne Verschattung erreichen einen Wert $PR > 0,8$.

$$PR = \frac{W_{real}}{W_{ideal}}$$

Um den wirtschaftlichen Nutzen einer PV-Anlage deutlich zu machen, verwendet man in der Praxis oftmals den spezifischen jährlichen Solarertrag ω_{real} . Er gibt an, wie viele kWh Solarenergie pro installierter Modulleistung in kW_P pro Jahr erreicht werden können. In Deutschland liegt der durchschnittliche spezifische jährl. Solarertrag ω_{real} bei ca. $900 \text{ kWh}/(\text{kW}_P \cdot \text{a})$.

$$PR = \frac{\omega_{\text{real}}}{H_{PV\text{Jahr}}} \cdot \frac{\text{kW}_P}{\text{m}^2}$$

- c) Berechnen Sie den Korrekturfaktor $K_{\alpha;\beta}$ der Anlage.

$$K_{\alpha;\beta} = \frac{H_{PV}}{H_h} = \frac{3,62 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}}}{3,14 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}}} = 1,15$$

- d) Berechnen Sie den idealen Solarertrag W_{ideal} und den realen Solarertrag W_{real} der Anlage.

$$W_{\text{ideal}} = A_{PV\text{Ges}} \cdot H_{PV\text{Jahr}} \cdot \eta_{PV} = 31,8 \text{ m}^2 \cdot 3,62 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}} \cdot 365 \frac{\text{d}}{\text{a}} \cdot 0,151 = 6344,6 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

$$W_{\text{real}} = PR \cdot W_{\text{ideal}} = 0,789 \cdot 6344,6 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} = 5006 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

- e) Berechnen Sie den spezifischen jährlichen Solarertrag ω_{real} bei einem $PR = 0,789$.

$$\omega_{\text{real}} = PR \cdot H_{PV\text{Jahr}} \cdot \frac{\text{m}^2}{\text{kW}_P} = 0,789 \cdot 3,62 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}} \cdot 365 \frac{\text{d}}{\text{a}} \cdot \frac{\text{m}^2}{\text{kW}_P} = 1042,5 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_P \cdot \text{a}}$$

6.3.10 Amortisationszeit – Netzeinspeisung ohne Eigenverbrauch

Einnahmen: Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) ist am 01.04.2000 in Kraft getreten und hat den Zweck „insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.“

Im Juni 2012 wurde festgelegt, dass die Förderung gemäß EEG so lange erhalten bleiben soll, bis 52 GW_P PV-Leistung installiert wurde (Stand August 2013: installierte Leistung = 34,8 GW_P).

Abhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt einer PV-Anlage erhält der Anlagenbetreiber eine Stromvergütung e_{EEG} , die über 20 Jahre konstant bleibt. Die Einspeisevergütung für neu installierte Anlagen wird monatlich im Vergleich zum Vormonat abgesenkt. Die Struktur der beschriebenen monatlichen Vergütungsdegression ist vom Zubau der PV-Leistung abhängig.

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht monatlich auf ihrer Website (www.bundesnetzagentur) die installierte PV-Anlagenleistung und die daraus resultierende aktuelle Einspeisevergütung.

Inbetriebnahme	Vergütung EEG
01.01.06	51,80 Cent/kWh
01.08.13	14,80 Cent/KWh
01.09.13	14,54 Cent/KWh
01.10.13	14,27 Cent/KWh

Ausgaben: Durch das EEG wurden die Komponenten von PV-Anlagen zu Massenprodukten, was zu sinkenden Preisen führte. Bei schlüsselfertigen PV-Dachanlagen sank der Preis für die Investitionssumme im 3. Quartal 2013 auf netto 1658 €/KW_P. Zusätzlich zu den einmaligen Investitionskosten K_0 fallen im laufenden Betrieb die Betriebskosten k_B für Wartung, Versicherung und Reparaturen an. Man setzt die jährlichen Betriebskosten k_B überschlägig mit 1,5% der Investitionskosten an.

- a) Berechnen Sie die Bruttoinvestitionskosten K_0 für die PV-Anlage mit 4,8kW_P inklusive der gesetzlichen Mehrwertsteuer.

$$K_0 = 1658 \frac{\text{€}}{\text{kW}_P} \cdot 4,8 \text{ kW}_P \cdot 1,19 = 9470,50 \text{ €}$$

- b) Berechnen Sie die jährlichen Betriebskosten k_B der Anlage.

$$k_b = K_0 \cdot 0,015 = 142,06 \frac{\text{€}}{a}$$

- c) Berechnen Sie die jährlichen Einnahmen $e_{\text{Einspeisung}}$ durch die Netzeinspeisung

$$e_{\text{Einspeisung}} = e_{\text{EEG}} \cdot W_{\text{real}} = 0,1427 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 5006 \text{ kWh} = 714,78 \text{ €}$$

- d) Berechnen Sie die Amortisationszeit (break-even-point)

Der break-even-point gibt den Zeitpunkt an, zu welchem die PV-Anlage aus der Verlustzone in die Gewinnzone eintritt:

$$t = \frac{K_0}{(e_{\text{Einspeisung}} - k_b)} = \frac{(9470,50 \text{ €})}{(714,78 \frac{\text{€}}{a} - 142,06 \frac{\text{€}}{a})} = 16,54 a$$

6.3.11 Amortisationszeit – Netzeinspeisung mit Eigenverbrauch

Ein Gleichstand von Einspeise-Vergütung und Strombezugspreis aus dem Netz wird als Netzparität (Grid parity) bezeichnet. Momentan liegt die Einspeisevergütung unter dem Strombezugspreis. Somit ist es für den Anlagenbetreiber wirtschaftlicher, den erzeugten Strom selbst zu verbrauchen. Durch den Eigenverbrauch ist der Anlagenbetreiber unabhängiger von der zukünftigen Strompreisentwicklung.

Werden keine Maßnahmen zur Steigerung des Eigenverbrauchs getroffen, liegt die Eigenverbrauchsquote, abhängig von der Gesamtleistung der PV-Anlage und des jährlichen Stromverbrauchs, typischerweise zwischen 20 und 40%. Der restliche erzeugte PV-Strom wird dann weiterhin ins Netz eingespeist, um die Einspeisevergütung zu erhalten.

Zu den Maßnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs zählt z.B. der Einsatz von Energiespargeräten, Batteriesystemen und intelligenten Haushaltsgeräten, die sich gezielt zuschalten lassen.

- a) Berechnen Sie mit Hilfe der generierten Daten für die installierte Anlage die Eigenverbrauchsquote, den Autarkiegrad und die Amortisationszeit der Anlage.

Energieertrag	5009 kWh
Netzeinspeisung	3449 kWh
Eigenverbrauch	1559 kWh
Netzbezug	2441 kWh

Die Eigenverbrauchsquote ist der prozentuale Anteil des Solarstromeigenverbrauchs bezogen auf den gesamten Solarstromertrag:

$$\text{Eigenverbrauchsquote} = \frac{\text{Eigenverbrauch}}{W_{\text{real}}} \cdot 100\% = \frac{1559 \text{ kWh}}{5009 \text{ kWh}} \cdot 100\% = 31,1\%$$

Der Autarkiegrad, auch solarer Deckungsanteil genannt, ist der prozentuale Anteil des Solarstromeigenverbrauchs bezogen auf den jährlichen Stromverbrauch:

$$\text{Autarkiegrad} = \frac{\text{Eigenverbrauch}}{\text{Stromverbrauch}} \cdot 100\% = \frac{1559 \text{ kWh}}{4000 \text{ kWh}} \cdot 100\% = 39,0\%$$

Bei der Berechnung der Amortisationszeit wird zu dem Erlös der Stromeinspeisung $e_{\text{Einspeisung}}$ die Kostenersparnis durch den Eigenverbrauch berücksichtigt, welcher wie ein Erlös zu betrachten ist.

$$t = \frac{K_0}{e_{\text{Einspeisung}} + e_{\text{Eigenverbrauch}} - k_b} = \frac{9470,50 \text{ €}}{492,17 \frac{\text{€}}{a} + 406,90 \frac{\text{€}}{a} - 142,06 \frac{\text{€}}{a}} = 12,50 a$$

6.4 Übungsaufgaben zu netzgekoppelten Photovoltaikanlagen

6.4.1 Aufgabe

Auf einem Flachdach in Karlsruhe soll eine PV-Anlage installiert werden. Die Module sollen in Richtung Süden ausgerichtet und geneigt werden. Eine mögliche Eigenverschattung ist zu berücksichtigen. Der Stromverbrauch eines angeschlossenen Zweipersonenhaushaltes beträgt rund 3500 kWh/Jahr. Der Strombezugspreis liegt bei derzeit 26,4 cent/kWh.

Folgende Daten des Daches liegen vor:

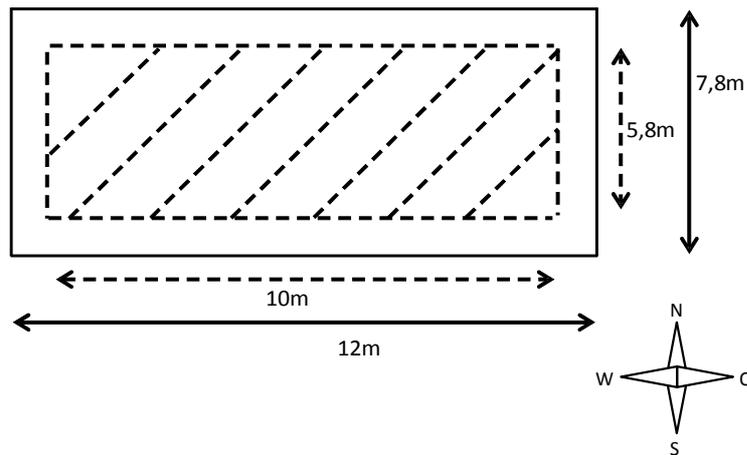


Abbildung 6.10: Draufsicht Flachdach

- Die schraffierte Dachfläche soll mit möglichst vielen Solarmodulen (s. Datenblatt) bestückt werden. Berechnen Sie den optimalen Modulreihenabstand d_{\min} unter Berücksichtigung des optimalen Neigungswinkels $\beta = 37^\circ$ und dem ungünstigsten Sonnenhöhenwinkel γ_s am 21.12 von 19° .
- Wie viele Module können maximal auf dem Dach untergebracht werden? Überlegen Sie sich im Vorfeld die optimale Aufstellungsart (längs oder hochkant) der Solarmodule. Die Maße können Sie dem Datenblatt entnehmen. Zeichnen Sie die Anordnung der Solarmodule auf ein Extrablatt (s. Dachskizze) ein.
- Zwischen welchen Werten können die Leerlaufspannungen U_{oc} sowie die MPP-Spannungen U_{MPP} eines Solarmodules schwanken, wenn die maximale Zelltemperatur im Sommer $+70^\circ\text{C}$ und die niedrigste im Winter -10°C betragen kann?
- Wählen Sie anhand der maximalen DC-Leistung im Datenblatt des Wechselrichters den geeigneten Wechselrichter aus.
- Ermitteln Sie sowohl die maximal als auch die minimal zulässige Anzahl der in Reihe geschalteten Solarmodule für den Wechselrichter. Berechnen Sie die Anzahl der benötigten Stränge, sowie das Sizing Ratio SR_{AC} . Kann der in d) ausgewählte Wechselrichter auch wirklich eingesetzt werden?
- Ermitteln Sie den Korrekturfaktor $K_{\alpha,\beta}$, um den die Einstrahlung auf die geneigten Modulflächen für Karlsruhe höher ausfällt als bei horizontaler Aufstellung.

Monat	H_h in $\frac{Wh}{m^2 \cdot d}$	H_{PV} in $\frac{Wh}{m^2 \cdot d}$
Jan	919	1500
Feb	1660	2530
Mär	2840	3720
Apr	4700	5400
Mai	5340	5410
Jun	6010	5810
Jul	5610	5550
Aug	4830	5280
Sep	3510	4390
Okt	2070	2970
Nov	1100	1790
Dez	703	1190
Jahr	3280	3800

H_h : Einstrahlungssumme auf horizontaler Ebene

H_{PV} : Einstrahlungssumme auf die geneigte Generatorfläche PV mit dem Korrekturfaktor $K_{\alpha,\beta}$ bei $\alpha=0^\circ$ (Süd) und $\beta = 37^\circ$ Neigung

← tägl. Jahresdurchschnitt

- g) Ermitteln Sie zunächst den Wirkungsgrad eines Solarmoduls unter STC-Bedingungen. Ermitteln Sie anschließend die tatsächlich erzeugte jährliche Solarenergie W_{real} , welche am Solareinspeisezähler abgelesen werden kann. Legen Sie der Ertragsprognose ein Performance Ratio von $PR = 0,76$ zugrunde.
- h) Die Bruttoinvestitionskosten (Mehrwertsteuer inbegriffen) ihrer Solarstrom-Anlage mit $3,84 \text{ kW}_p$ belaufen sich auf $K_0 = 7576,40 \text{ €}$. Berechnen Sie die spezifischen Investitionskosten in €/kW_p .
- i) Die zusätzlich jährlich anfallenden laufenden Betriebskosten k_B liegen erfahrungsgemäß bei einem Betrag von ca. 1,5% der Bruttoinvestitionskosten. Berechnen Sie Zeit, nach der die PV-Anlage aus der Verlustzone in die Gewinnzone eintritt (BEP). Der EEG-Vergütungssatz e_{EEG} liegt derzeit bei Solaranlagen bis 10 kW_p bei $14,27 \text{ cent/kWh}$.

Datenblatt Solarmodule

Daten bei Standard-Testbedingungen STC			Temperaturverhalten	
Kurzschlussstrom	I_{sc}	4,9 A	$TK_{U_{oc}}$	-161 mV/K
Leerlaufspannung	U_{oc}	43,5 V	$TK_{U_{MPP}}$	-167 mV/K
Strom im MPP	I_{MPP}	4,58 A	$TK_{I_{MPP}}$	1,4 mA/K
Spannung im MPP	U_{MPP}	35 V	Modulabmessungen	
Leistung im MPP	P_{MPP}	160 W_p	1622 mm x 814 mm x 40 mm	

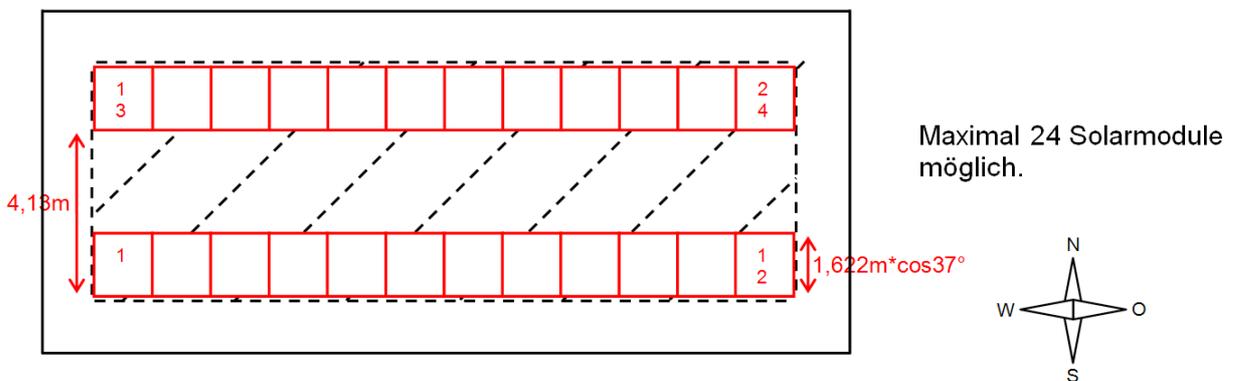
Datenblatt Wechselrichter

Technische Daten	SuBo 3000	SuBo 3600
Eingang (DC)		
Max. DC-Leistung (@ $\cos \phi = 1$)	3200 W	3880 W
Max. Eingangsspannung	750 V	750 V
MPP-Spannungsbereich	175 V ... 500 V	175 V ... 500 V
Bemessungseingangsspannung	400 V	400 V
Min. Eingangsspannung	125 V	125 V
Starteingangsspannung	150 V	150 V
Max. Eingangsstrom Eingang	15 A	15 A
Anzahl der unabhängigen MPP-Eingänge	2	2
Ausgang (AC)		
Bemessungsleistung @ 230V, 50Hz	3000 W	3680 W
Max. AC-Scheinleistung	3000 VA	3680 VA
Max. Ausgangsstrom	16 A	16 A
Wirkungsgrad		
Max. Wirkungsgrad	97,00 %	97,00 %

6.4.2 Lösung Aufgabe 6.4.1

a)
$$d_{Min} = \frac{b \cdot \sin(\gamma_s + \beta)}{\sin(\gamma_s)} = \frac{1,622 \text{ m} \cdot \sin(19^\circ + 37^\circ)}{\sin(19^\circ)} = 4,13 \text{ m}$$

b)



c) Leerlaufspannungen: -161mV/K

$$-10^\circ\text{C}: \Delta T = -35\text{K} \Rightarrow U_{\text{OC}(-10^\circ\text{C})} = U_{\text{OC}(\text{STC})} - 161\text{mV/K} \cdot \Delta T = 43,5\text{V} - 161\text{mV/K} \cdot (-35\text{K})$$

$$U_{\text{OC}(-10^\circ\text{C})} = 49,135\text{V}$$

$$+70^\circ\text{C}: \Delta T = +45\text{K} \Rightarrow U_{\text{OC}(+70^\circ\text{C})} = U_{\text{OC}(\text{STC})} - 161\text{mV/K} \cdot \Delta T = 43,5\text{V} - 161\text{mV/K} \cdot (+45\text{K})$$

$$U_{\text{OC}(+70^\circ\text{C})} = 36,255\text{V}$$

MPP-Spannungen: -167mV/K

$$-10^\circ\text{C}: \Delta T = -35\text{K} \Rightarrow U_{\text{MPP}(-10^\circ\text{C})} = U_{\text{MPP}(\text{STC})} - 167\text{mV/K} \cdot \Delta T = 35\text{V} - 167\text{mV/K} \cdot (-35\text{K})$$

$$U_{\text{MPP}(-10^\circ\text{C})} = 40,845\text{V}$$

$$+70^\circ\text{C}: \Delta T = +45\text{K} \Rightarrow U_{\text{MPP}(+70^\circ\text{C})} = U_{\text{MPP}(\text{STC})} - 167\text{mV/K} \cdot \Delta T = 35\text{V} - 167\text{mV/K} \cdot (+45\text{K})$$

$$U_{\text{MPP}(+70^\circ\text{C})} = 27,485\text{V}$$

d) Modulleistung 

Demzufolge wählen wir den Wechselrichter SuBO 3600 mit einer maximalen DC-Leistung von 3880 W aus.

$$e) \quad n_{\text{Max}} \leq \frac{U_{\text{WRMPPMax}}}{U_{\text{MPP}(-10^\circ\text{C})}} = \frac{500\text{V}}{40,845\text{V}} = 12,24 \Rightarrow 12 \text{ Stück maximal in Reihe}$$

$$n_{\text{Min}} \geq \frac{U_{\text{WRMPPMin}}}{U_{\text{MPP}(+70^\circ\text{C})}} = \frac{175\text{V}}{27,485\text{V}} = 6,37 \Rightarrow 7 \text{ Stück minimal in Reihe}$$

$$n_{\text{Strang}} \leq \frac{I_{\text{WRMax}}}{1,25 \cdot I_{\text{PVMPP}}} = \frac{15\text{A}}{1,25 \cdot 4,58\text{A}} = 2,62 \Rightarrow 2 \text{ Stränge}$$

$$SR_{\text{AC}} = \frac{P_{\text{PVGes}}}{P_{\text{WRAC}}} = \frac{3,84\text{kW}}{3,68\text{kW}} = 1,043$$

Man schaltet zwei Stränge parallel mit jeweils 12 Modulen in Reihe. Der SuBo 3600 kann somit eingesetzt werden. Theoretisch könnte man die beiden Wechselrichtereingänge des SuBo 3600 verwenden. Man wird aber wohl eher nur einen Eingang verwenden, da die beiden Stränge zueinander parallel geschaltet werden können und der Gesamtstrom pro Eingang nur $4,58\text{A} \cdot 2 = 9,16\text{A}$ betragen würde, was zulässig wäre (15A maximal). Die Verwendung beider Eingänge bringt keine Vorteile, da die Solarmodule ja alle nach Süden ausgerichtet sind und somit keine unterschiedliches MPP-Tracking benötigt wird.

$$f) \quad K_{\alpha;\beta} = \frac{H_{\text{PV}}}{H_h} = \frac{3,80 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}}}{3,28 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}}} = 1,16$$

$$g) \quad \eta_{PV} = \frac{P_{ab}}{P_{zu}} = \frac{P_{el}}{P_{Somme}} = \frac{P_{MPP}}{E_{STC} \cdot A_{Modul}} = \frac{160 \text{ W}_p}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot 1,622 \text{ m} \cdot 0,814 \text{ m}} = 0,1212 = 12,12 \%$$

$$H_{PV} = 3,8 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}} \cdot 365 \frac{\text{d}}{\text{a}} = 1387 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$$

$$A_{PV} = 24 \cdot 1,622 \text{ m} \cdot 0,814 \text{ m} = 31,69 \text{ m}^2$$

$$W_{ideal} = H_h \cdot K_{\alpha, \beta} \cdot A_{PVGes} \cdot \eta_{PV} = H_{PV} \cdot A_{PVGes} \cdot \eta_{PV} = 1387 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}} \cdot 31,69 \text{ m}^2 \cdot 0,1212 = 5327,2 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

$$PR = \frac{W_{real}}{W_{ideal}} \Rightarrow W_{real} = PR \cdot W_{ideal} = 0,76 \cdot 5327,2 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} = 4048,7 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

$$h) \quad K_0 = K_N \cdot 3,84 \text{ kW}_p \cdot 1,19 \Rightarrow K_N = \frac{K_0}{3,84 \text{ kW}_p \cdot 1,19} = \frac{7576,40 \text{ €}}{3,84 \text{ kW}_p \cdot 1,19} = 1658 \frac{\text{€}}{\text{kW}_p}$$

$$i) \quad W_{real} \cdot e_{EEG} \cdot t = K_0 + k_B \cdot t$$

$$t = \frac{K_0}{W_{real} \cdot e_{EEG} - k_B} = \frac{7576,40 \text{ €}}{4048,7 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \cdot 0,1427 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} - 0,015 \cdot 7576,40 \frac{\text{€}}{\text{a}}} = 16,32 \text{ a}$$

6.4.3 Aufgabe

Eine Solaranlage in der Gegend von Kassel hat eine installierte Leistung von $3,5 \text{ kW}_p$. Die Nettoinvestitionskosten der Anlage betragen 5800 € und der Wirkungsgrad des Solargenerators beträgt 8% . 30% der erzeugten Solarenergie werden für den Eigenbedarf verwendet, die Restenergie wird ins öffentliche Netz eingespeist.



Abbildung 6.11: Durchschnittlicher, spezifischer jährlicher Solarertrag nach Postleitzahlen (Quelle: ?).

- Wie hoch ist die jährlich durchschnittlich erzeugte Solarenergie der Fotovoltaikanlage?
- Ermitteln Sie nun die jährlich theoretisch am Solargenerator zur Verfügung stehende Solarenergie, wenn das Performance Ratio der Anlage $0,8$ beträgt.
- Die Einstrahlung auf die optimal geneigte Solarmodulebene beträgt in Kassel durchschnittlich $H_{PV} = 3,31 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$. Berechnen Sie die Fläche, die die installierten polykristallinen Module auf der Dachfläche beanspruchen.
- Die zusätzlich jährlich anfallenden laufenden Betriebskosten k_B liegen erfahrungsgemäß bei einem Betrag von ca. $1,5 \%$ der Bruttoinvestitionskosten. Nach welcher Zeit hat sich die Anlage amortisiert, wenn der Strombezug $26,4 \text{ cent/kWh}$ kostet und der Einspeisetarif bei $14,27 \text{ cent/kWh}$ liegt?
- Bewerten Sie, welche Auswirkung eine Strompreissteigerung um 3% pro Jahr auf die Amortisationszeit hat?
- Bewerten Sie zwei Möglichkeiten die Eigenverbrauchsquote zu erhöhen und erklären Sie, warum diese Quote relativ hoch sein sollte.

6.4.4 Lösung Aufgabe 6.4.3

$$a) \quad W_{real} = 781 \frac{kWh}{kW_p} \cdot 3,5 \frac{kW_p}{a} = 2733,5 \frac{kWh}{a}$$

$$b) \quad PR = \frac{W_{real}}{W_{ideal}} \Rightarrow W_{ideal} = \frac{W_{real}}{PR} = \frac{(2733,5 \frac{kWh}{a})}{0,8} = 3416,9 \frac{kWh}{a}$$

$$c) \quad H_{PV} = 3,31 \frac{kWh}{m^2 \cdot d}. \text{Somit gilt: } H_{PV} = 3,31 \frac{kWh}{m^2 \cdot d} \cdot 365 \frac{d}{a} = 1208,15 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$$

$$W_{ideal} = H_{PV} \cdot A_{PVGes} \cdot \eta_{PV}. \text{Somit gilt: } A_{PVGes} = \frac{W_{ideal}}{H_{PV} \cdot \eta_{PV}} = \frac{3416,9 \frac{kWh}{a}}{1208,15 \frac{kWh}{m^2 \cdot a} \cdot 0,08} = 35,35 m^2$$

$$d) \quad K_0 = 5800 \text{ €} \cdot 1,19 = 6902 \text{ €}$$

$$W_{einspeisung} \cdot e_{EEG} \cdot t + W_{eigenverbrauch} \cdot \text{Bezugspreis} \cdot t = K_0 + k_B \cdot t$$

$$t = \frac{K_0}{W_{einspeisung} \cdot e_{EEG} + W_{eigenverbrauch} \cdot \text{Bezugspreis} - k_B}$$

$$t = \frac{6902 \text{ €}}{0,7 \cdot W_{real} \cdot 0,1427 \frac{\text{€}}{kWh} + 0,3 \cdot W_{real} \cdot 0,264 \frac{\text{€}}{kWh} - 0,015 \cdot K_0}$$

$$t = \frac{6902 \text{ €}}{0,7 \cdot 2733,5 \frac{kWh}{a} \cdot 0,1427 \frac{\text{€}}{kWh} + 0,3 \cdot 2733,5 \frac{kWh}{a} \cdot 0,264 \frac{\text{€}}{kWh} - 0,015 \cdot 6902 \frac{\text{€}}{a}} = 17,88 a$$

e) Amortisationszeit sinkt, da die Ersparnis pro Jahr um 3% steigt, welches als Einnahme betrachtet wird.

f) - Einsatz eines Energiespeichers → teuer, momentan wirtschaftlich nicht empfehlenswert

- PV-Generator in Richtung Ost, Süd, West ausrichten → kommt auf die Dachfläche drauf an.

- Verbraucher einschalten, wenn genug Sonnenenergie vorhanden ist → nicht immer möglich.

Die Eigenverbrauchsquote soll hoch sein, da der Strombezugspreis größer ist als die Einspeisevergütung.

6.5 Funktionsweise des Wechselrichters

6.5.1 Blockschaltbild Wechselrichter

Sie entschließen sich nach einem Studium der Elektrotechnik bei der Firma xyz als Entwickler von Wechselrichtern einzusteigen.

Aus dem Studium ist Ihnen noch bekannt, dass der MPP-Tracker ständig die Leistung am Ausgang bzw. Eingang des DC-DC-Wandlers misst und durch Veränderung des Tastgrades die maximal mögliche Leistung in das Netz einspeist.

Nun müssen Sie sich aber, bevor Sie einen Wechselrichter im Detail planen können, zunächst mit der Funktionsweise der PWM-Brücke vertraut machen, um zu verstehen wie aus der Gleich- eine Wechselfspannung wird.

Sie beschäftigen sich mit der Fragestellung wie die PWM arbeitet damit eine Wechselfspannung entsteht.

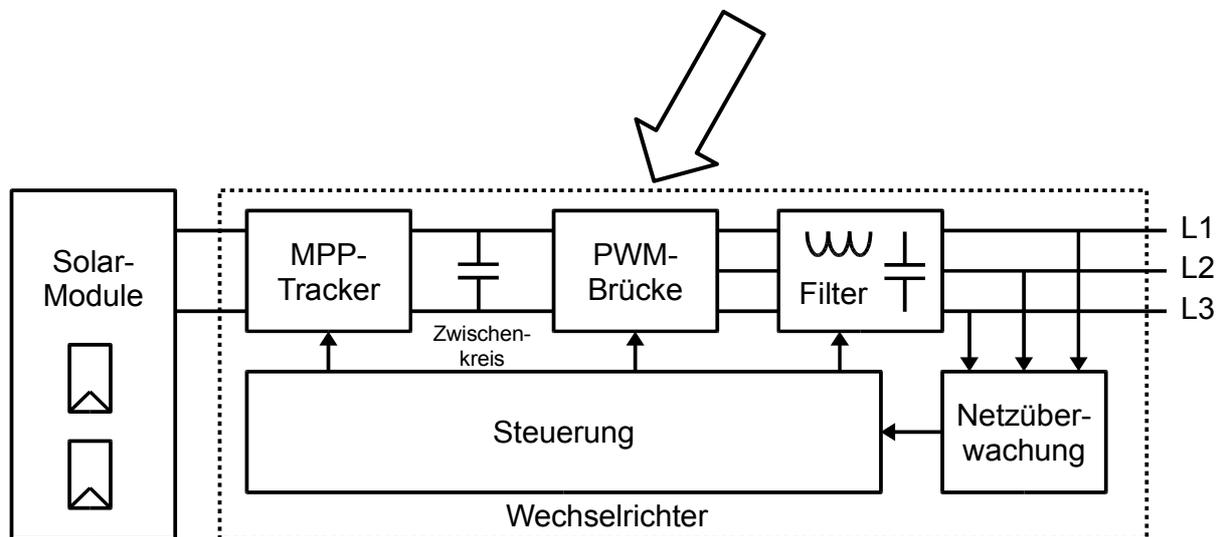
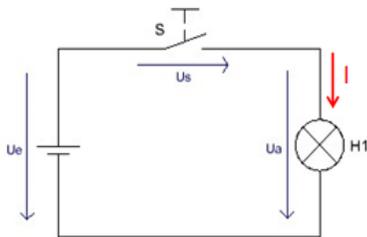


Abbildung 6.12: Blockschaltbild Wechselrichter.

6.5.2 Tafelbild

Von der Gleich- zur Wechselspannung

1. Vorüberlegung:



Laut Maschenregel gilt:
 $U_e = U_s + U_a$

3. Schlussfolgerungen:

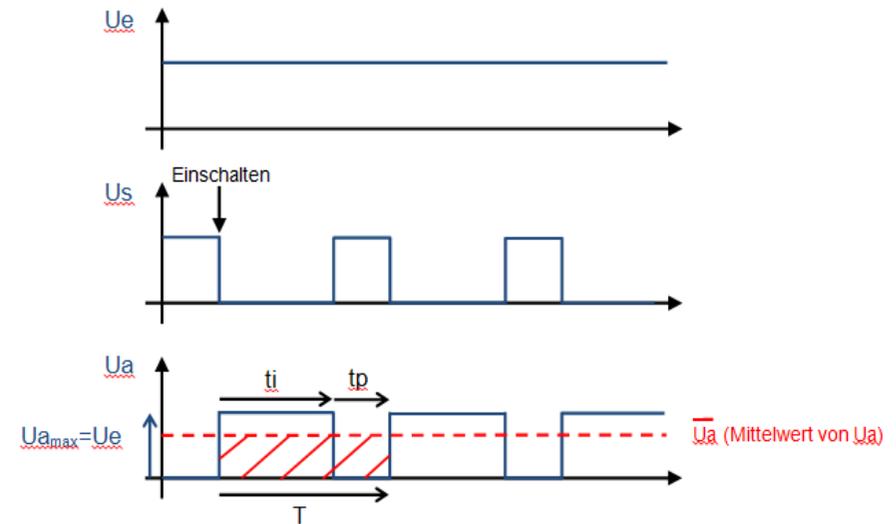
Probleme:

- $\overline{U_a}$ ist nur eine gepulste Gleichspannung, keine Wechselspannung.
- Mit S ist ein schnelles Schalten nicht möglich.

Abhilfe:

- H-Brücken-Modul verwenden (Stromrichtung durch H1 veränderbar).
- Das PWM-Modul übernimmt die Funktion des Schalters.

2. U-t-Diagramme:



Ansatz für $\overline{U_a}$:

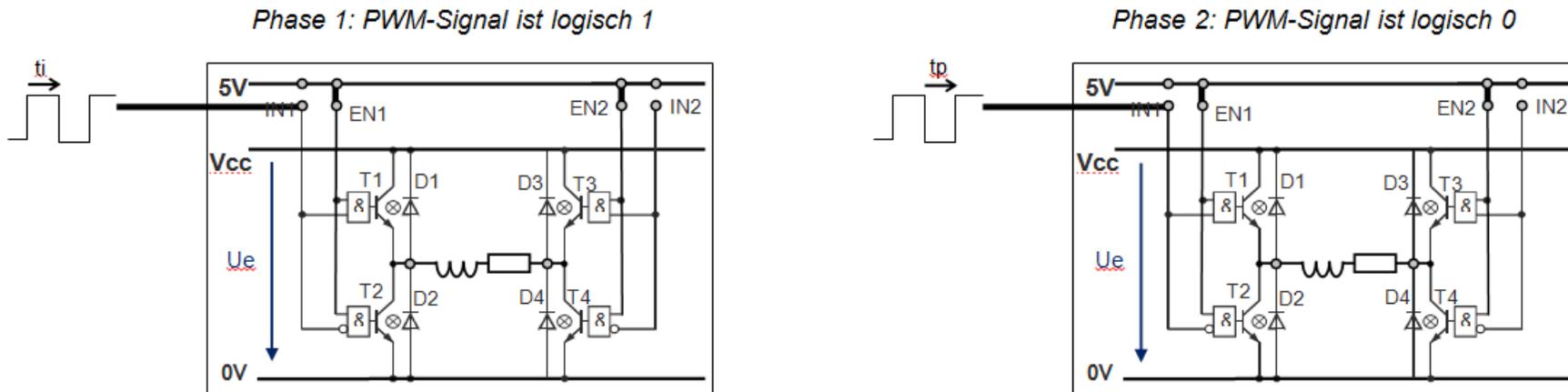
Spannungszeitfläche ($U_{a_{max}} \cdot t_i$) auf flächengleiches Rechteck mit der

Länge T umlegen. $\Rightarrow \overline{U_a} = \frac{t_i}{T} \cdot U_e$

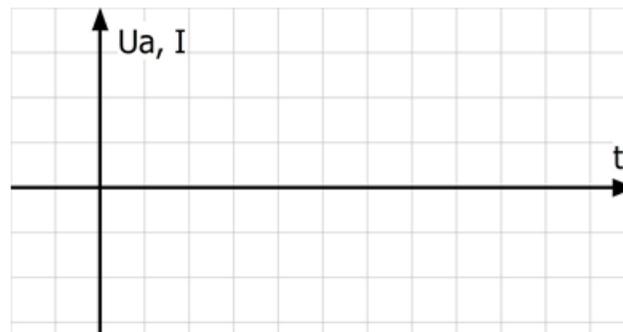
6.5.3 Folien (Arbeitsblätter)

Von der Gleich- zur Wechselspannung mit der H-Brücke

a) Fall 1: Pulsieren der linken Halbbrücke

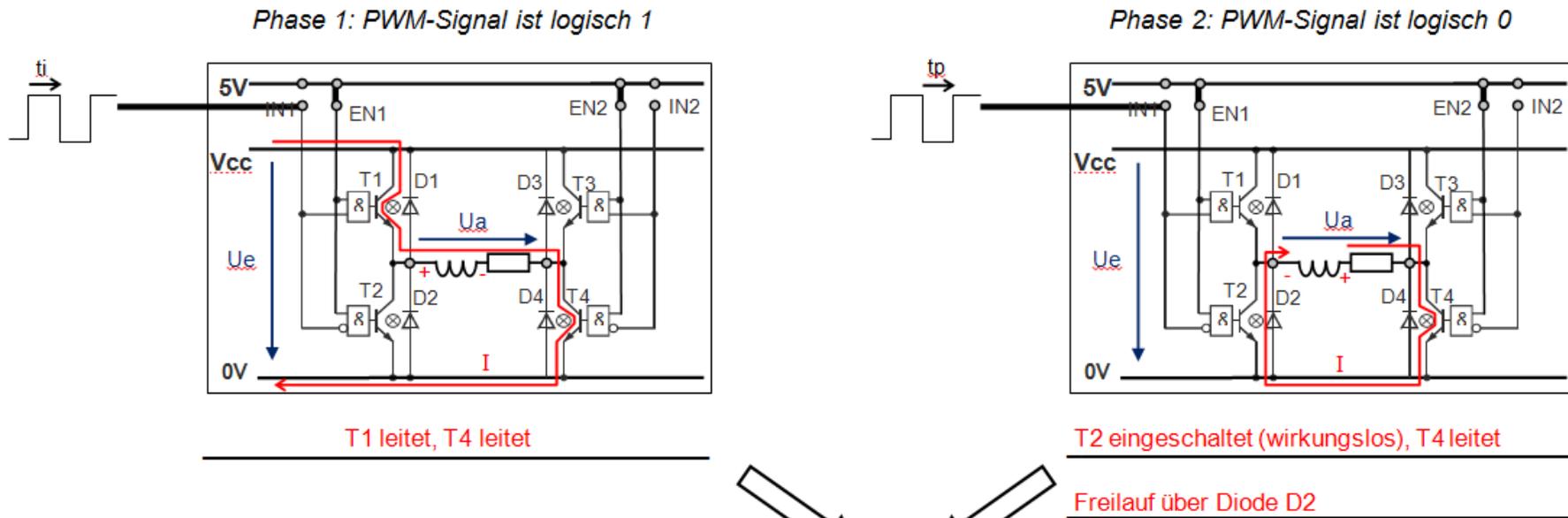


U-t- sowie I-t-Diagramm

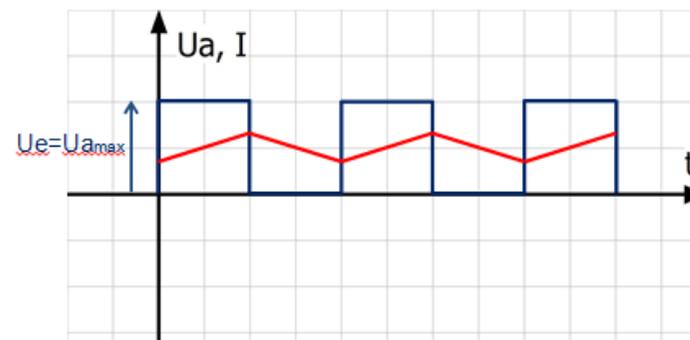


Von der Gleich- zur Wechselspannung mit der H-Brücke

a) Fall 1: Pulsieren der linken Halbbrücke

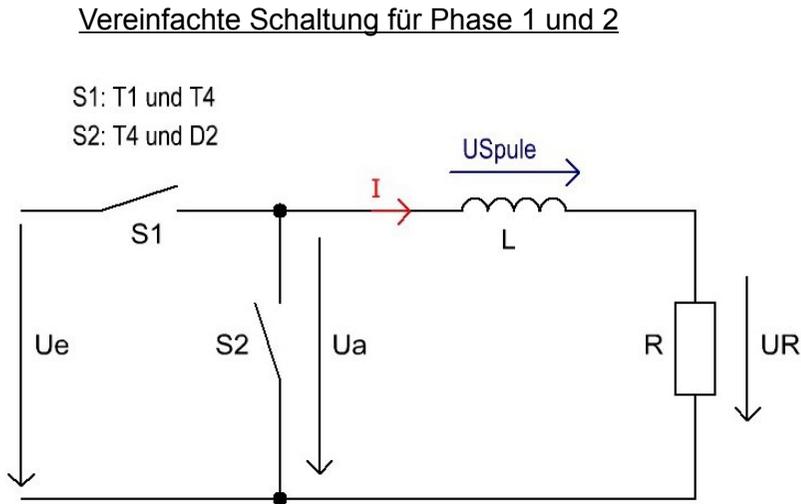


U-t- sowie I-t-Diagramm

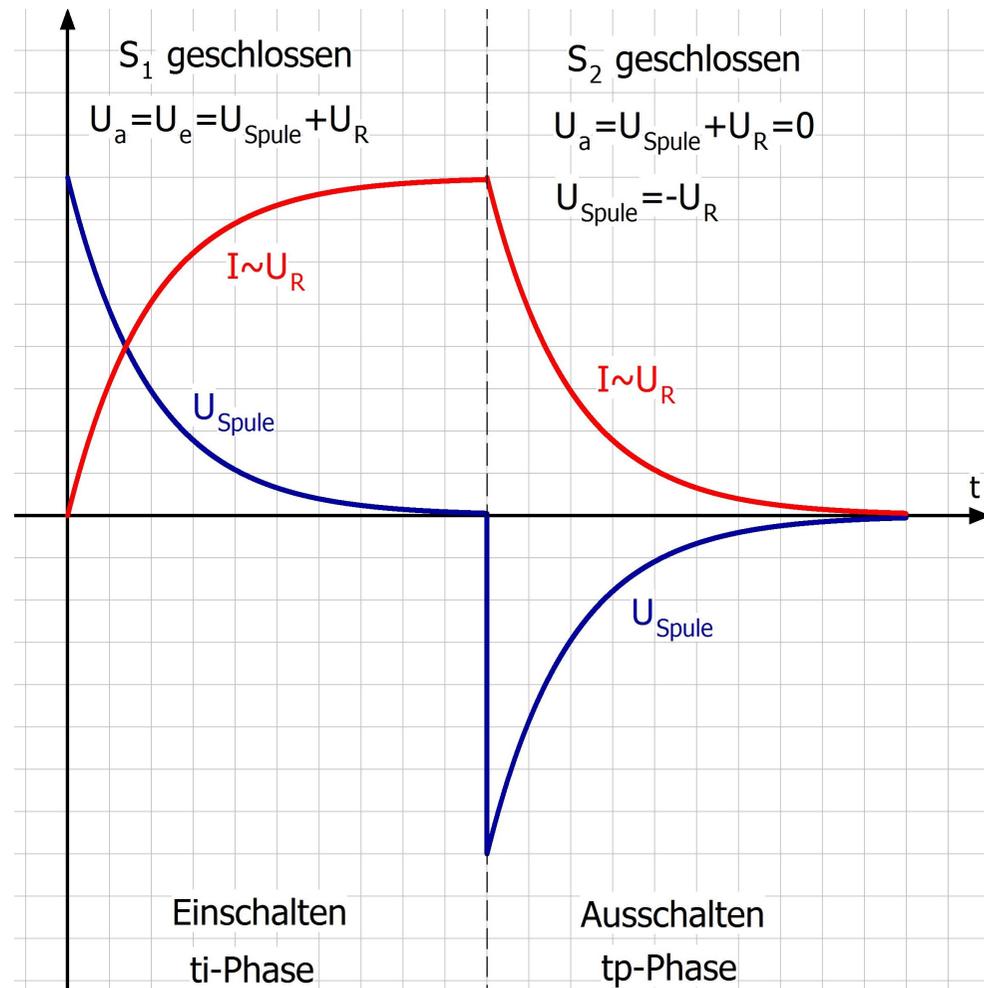


Von der Gleich- zur Wechselspannung mit der H-Brücke

Ergänzung zu a) Fall 1: Pulsieren der linken Halbbrücke



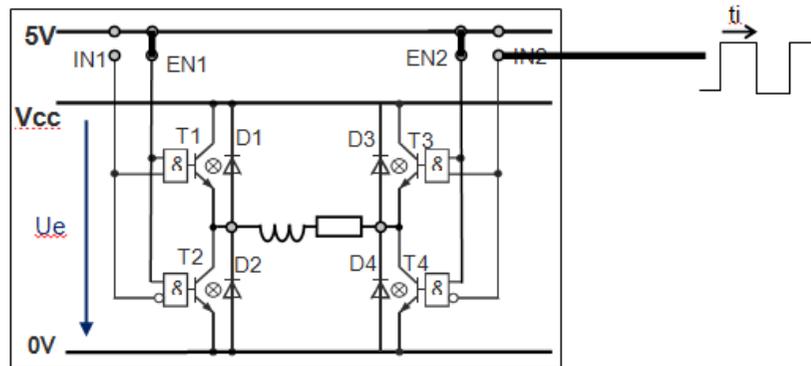
Strom-/Spannungsdiagramme der Spule



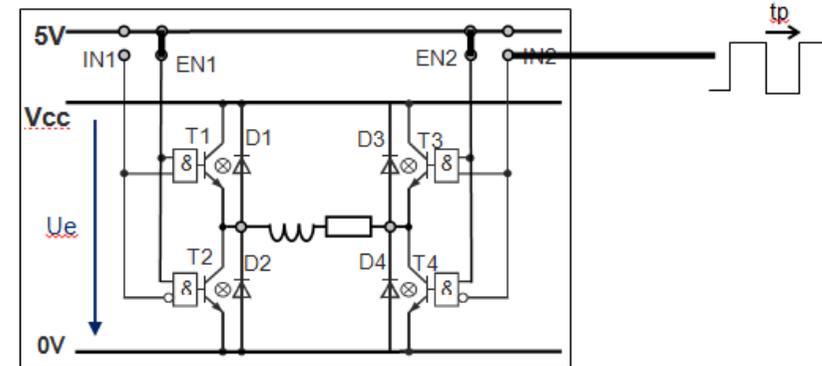
Von der Gleich- zur Wechselspannung mit der H-Brücke

b) Fall 2: Pulsieren der rechten Halbbrücke

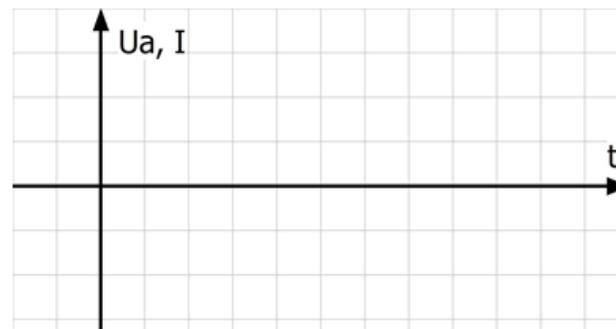
Phase 1: PWM-Signal ist logisch 1



Phase 2: PWM-Signal ist logisch 0



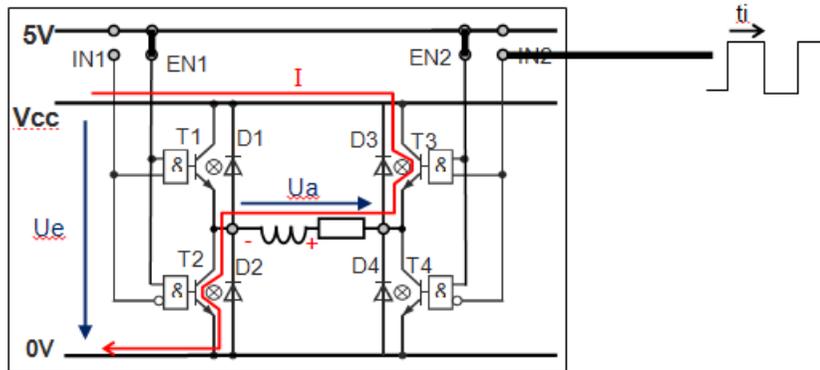
U-t- sowie I-t-Diagramm



Von der Gleich- zur Wechselspannung mit der H-Brücke

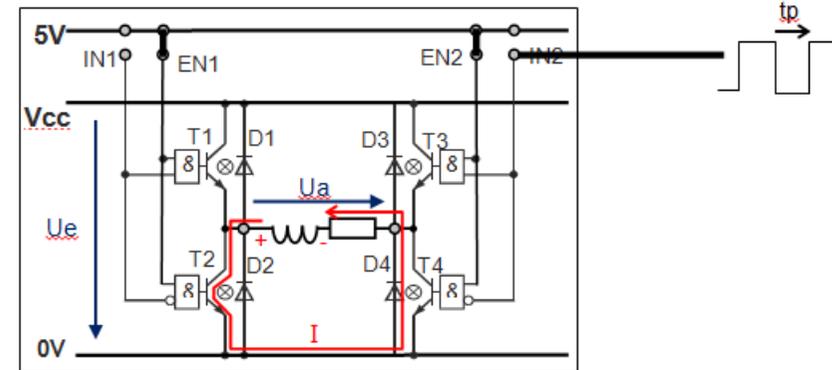
b) Fall 2: Pulsieren der rechten Halbbrücke

Phase 1: PWM-Signal ist logisch 1



T3 leitet, T2 leitet

Phase 2: PWM-Signal ist logisch 0



T4 eingeschaltet (wirkungslos), T2 leitet

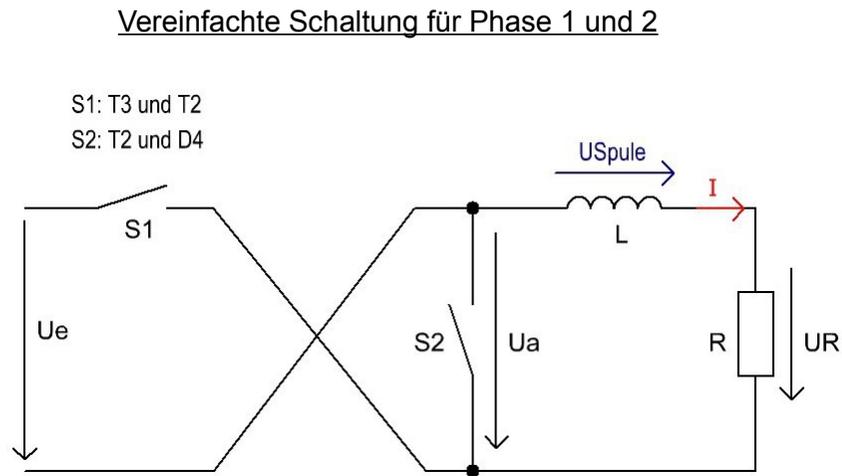
Freilauf über Diode D4

U-t- sowie I-t-Diagramm

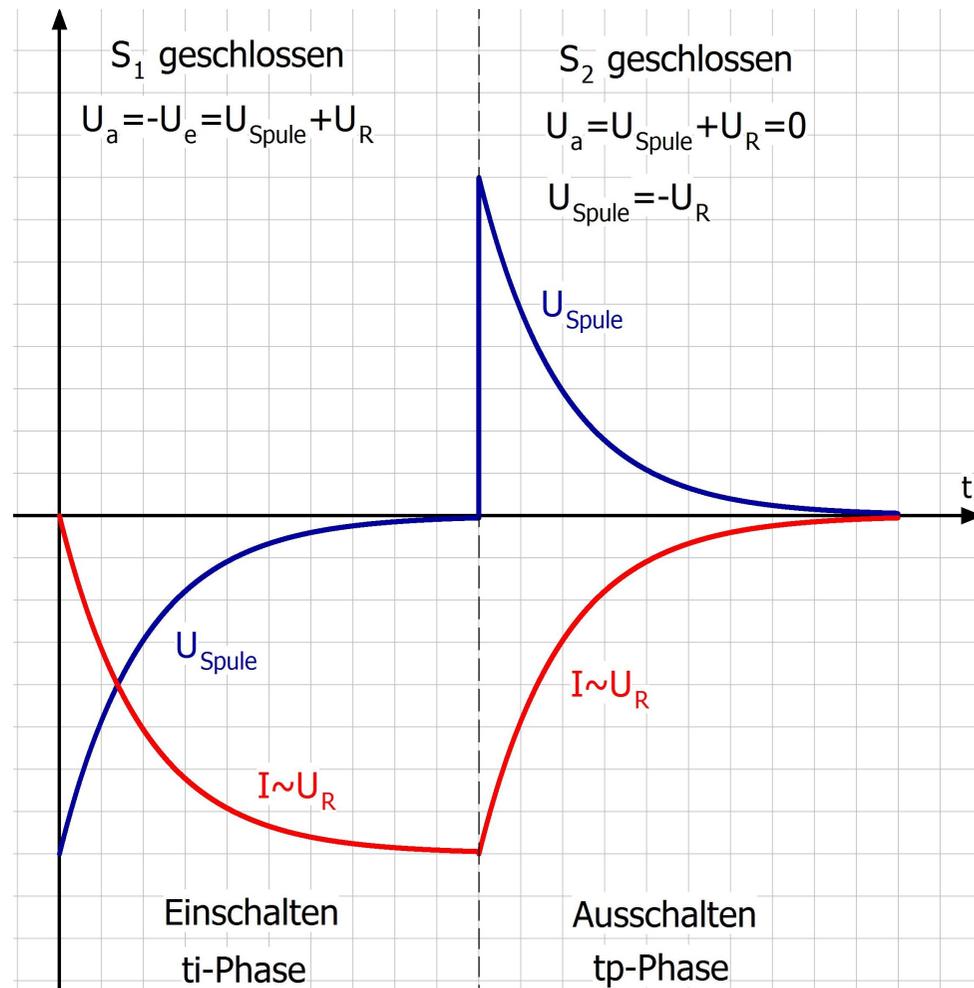


Von der Gleich- zur Wechselspannung mit der H-Brücke

Ergänzung zu b) Fall 2: Pulsieren der rechten Halbbrücke



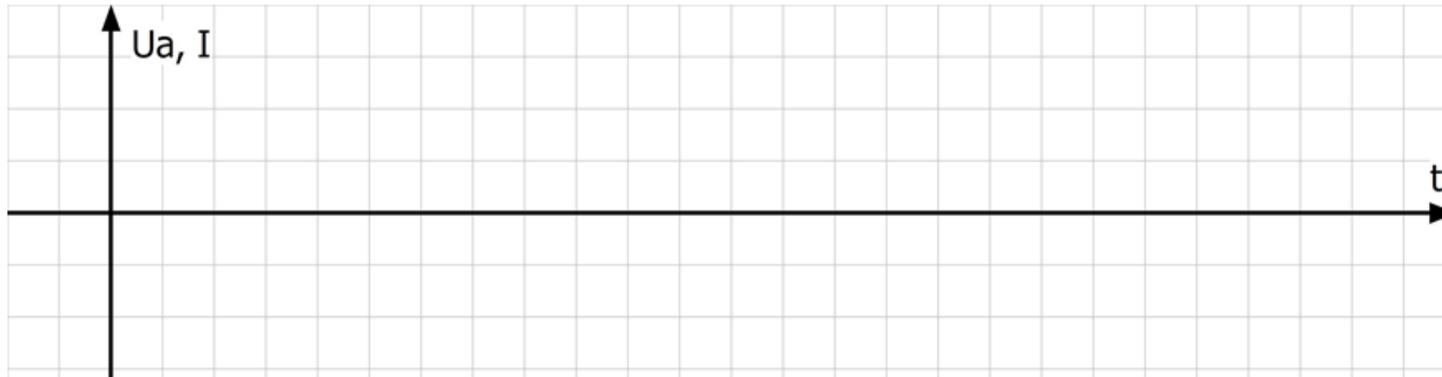
Strom-/Spannungsdiagramme der Spule



Von der Gleich- zur Wechselspannung mit der H-Brücke

c) Überlagerung der Fälle 1 und 2

Zusammengesetzt ergibt sich somit folgendes U-t- bzw. I-t-Diagramm:



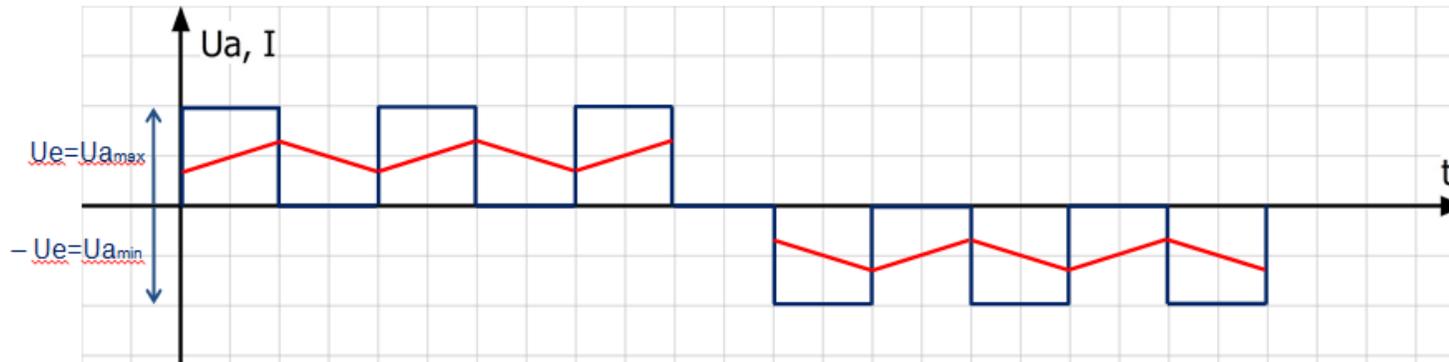
Erkenntnis:

Ziel:

Von der Gleich- zur Wechselspannung mit der H-Brücke

c) Überlagerung der Fälle 1 und 2

Zusammengesetzt ergibt sich somit folgendes U-t- bzw. I-t-Diagramm:



Erkenntnis:

Es liegt eine sinusmodulierte Rechteckspannung vor. Die Spule glättet den Strom.

Bei ohmscher Last wäre der Strom, genauso wie die Spannung, rechteckförmig.

Ziel:

Sinusförmige Wechselspannung auf Netzniveau.

6.5.4 Von der Gleich- zur Wechselspannung mit der H-Brücke

Sinusbewertete Pulsweitenmodulation

Nach wie vor besteht das Problem, dass die Spannung an der Last rechteckförmig ist, das Ziel jedoch die Erzeugung einer sinusförmigen Wechselspannung ist. Man löst das Problem in der Praxis durch eine sogenannte sinusbewertete Pulsweitenmodulation. Die Ansteuerimpulse für die H-Brücke werden durch Mikrocontroller erzeugt.

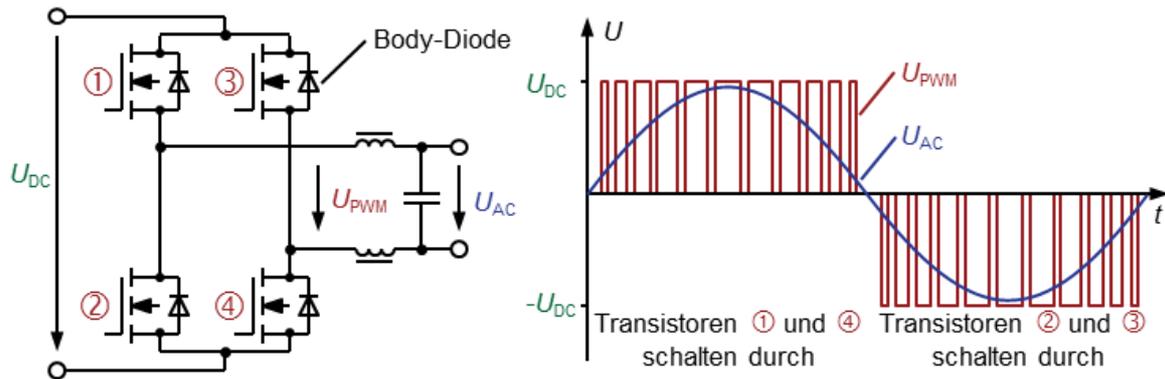


Abbildung 6.13: Prinzip des Wechselrichters mit sinusbewerteter PWM

Die Gleichspannung U_{DC} wird hierbei von der H-Brücke in **Impulse unterschiedlicher Breite zerhackt**. In der ersten Halbperiode der Netzwechselspannung schalten jeweils nur die Transistoren ① und ④ durch, in der zweiten dann die Transistoren ② und ③. Das nachfolgende Tiefpassfilter (L-C-Schaltung) sorgt dafür, dass nur der gleitende Mittelwert (Folge der arithmetischen Mittelwerte) dieser Spannung am Ausgang ankommt; dies ist das gewünschte 50Hz-Signal. Dieses hat eine fast ideale Sinusform. Die in Abbildung 6.13 aufgeführten Dioden sorgen dafür, wie wir bereits feststellen konnten, dass nach dem Abschalten eines Transistors der Strom durch die Last nicht plötzlich Null wird (auch Freilaufdioden genannt).

Erkenntnis:

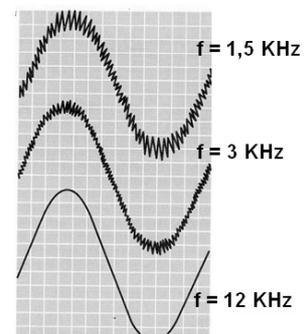


Abbildung 6.14: Stromverlauf bei unterschiedlichen Taktfrequenzen

Lösung zu 6.5.4 Von der Gleich- zur Wechselspannung mit der H-Brücke

Sinusbewertete Pulsweitenmodulation

Nach wie vor besteht das Problem, dass die Spannung an der Last rechteckförmig ist, das Ziel jedoch die Erzeugung einer sinusförmigen Wechselspannung ist. Man löst das Problem in der Praxis durch eine sogenannte sinusbewertete Pulsweitenmodulation. Die Ansteuerimpulse für die H-Brücke werden durch Mikrocontroller erzeugt.

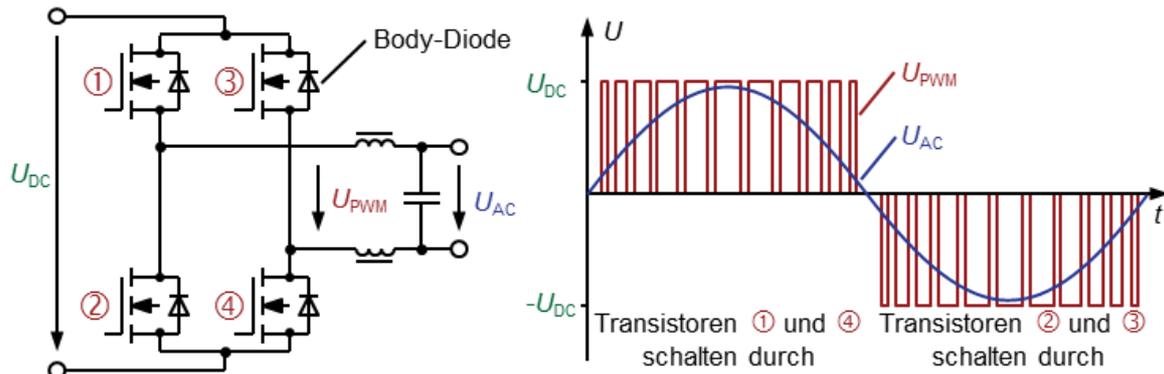


Abbildung 6.15: Prinzip des Wechselrichters mit sinusbewerteter PWM

Die Gleichspannung U_{DC} wird hierbei von der H-Brücke in **Impulse unterschiedlicher Breite zerhackt**. In der ersten Halbperiode der Netzwechselspannung schalten jeweils nur die Transistoren ① und ④ durch, in der zweiten dann die Transistoren ② und ③. Das nachfolgende Tiefpassfilter (L-C-Schaltung) sorgt dafür, dass nur der gleitende Mittelwert (Folge der arithmetischen Mittelwerte) dieser Spannung am Ausgang ankommt; dies ist das gewünschte 50Hz-Signal. Dieses hat eine fast ideale Sinusform. Die in Abbildung 6.13 aufgeführten Dioden sorgen dafür, wie wir bereits feststellen konnten, dass nach dem Abschalten eines Transistors der Strom durch die Last nicht plötzlich Null wird (auch Freilaufdioden genannt).

Erkenntnis:

An ohmsch-induktiver Last bewirkt die sinusmodulierte Rechteckspannung

einen sinusförmigen Strom. \Rightarrow Spule glättet den Strom.

Tiefpassfilter mit Spule und Kondensator glätten die Spannung U_{AC} .

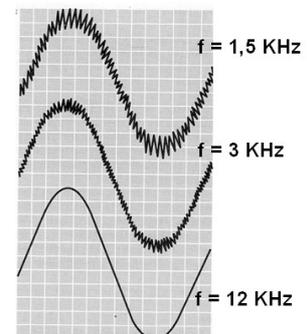


Abbildung 6.16: Stromverlauf bei unterschiedlichen Taktfrequenzen

6.5.5 Zur Vertiefung: Von der Gleich- zur Wechselspannung mit der H-Brücke

Praktische Ergänzungen

Mittlerweile setzen sich dennoch mehr und mehr die transformatorlosen Wechselrichter auf dem Markt in allen Leistungsklassen durch, da diese die höchsten Wirkungsgrade erreichen. Die Verluste des Wechselrichters werden durch den Wegfall des Transformators deutlich verringert. Solarwechselrichter lassen sich wie folgt einteilen:

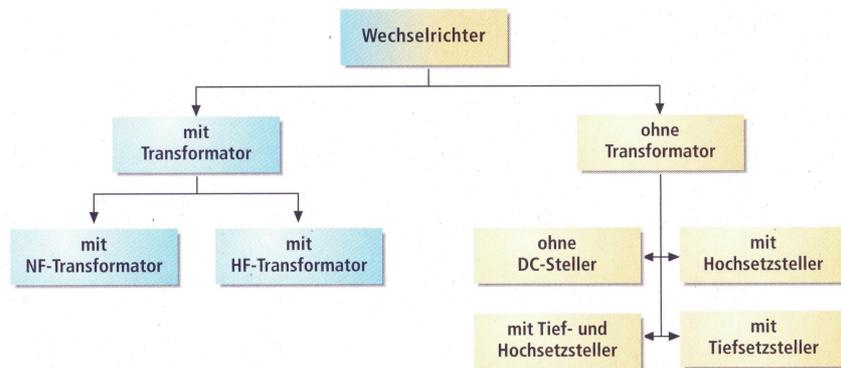


Abbildung 6.17: Wechselrichterarten (Quelle: ?).

Vor- und Nachteile der verschiedenen Wechselrichtertypen:

Merkmal	Wechselrichter mit NF-Trafo	Wechselrichter mit HF-Trafo	Trafoloser Wechselrichter
Galvanische Trennung			
Fehlerstromüberwachung notwendig			
EMV-Abstrahlung des Solargenerators			
Einsatz bei Gleichspannungen $U_{DC} < 150V$			
Einsatz bei Dünnschichtmodulen			
Baugröße und Gewicht			
Wirkungsgrad			

Einspeisevarianten

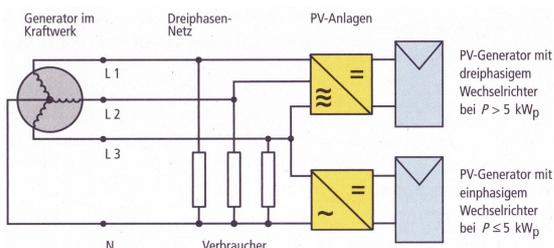


Abbildung 6.18: Prinzip der Netzkopplung (Quelle: ?)

Lösung zu 6.5.5 Von der Gleich- zur Wechselfspannung mit der H-Brücke

Praktische Ergänzungen

Mittlerweile setzen sich dennoch mehr und mehr die transformatorlosen Wechselrichter auf dem Markt in allen Leistungsklassen durch, da diese die höchsten Wirkungsgrade erreichen. Die Verluste des Wechselrichters werden durch den Wegfall des Transformators deutlich verringert. Solarwechselrichter lassen sich wie folgt einteilen:

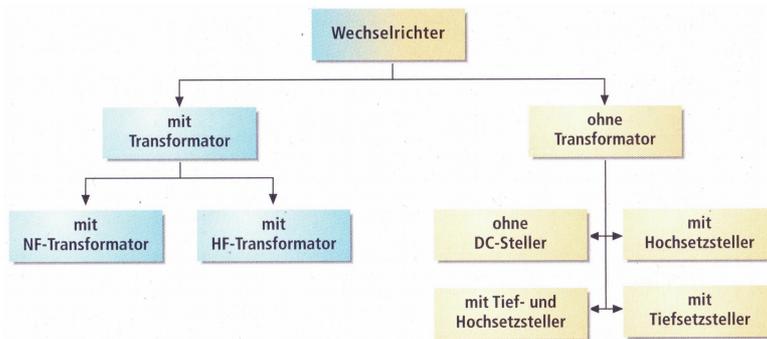
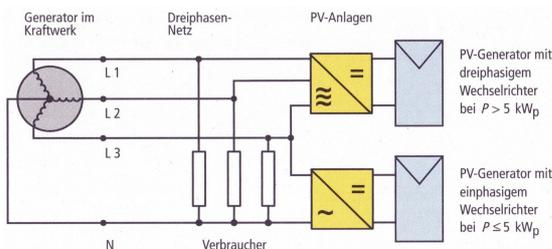


Abbildung 6.19: Wechselrichterarten (Quelle: ?)

Vor- und Nachteile der verschiedenen Wechselrichtertypen:

Merkmal	Wechselrichter mit NF-Trafo	Wechselrichter mit HF-Trafo	Trafoloser Wechselrichter
Galvanische Trennung	Ja	Ja	Nein
Fehlerstromüberwachung notwendig	Nein	Nein	Ja
EMV-Abstrahlung des Solargenerators	Gering	Gering	Ggf. hoch
Einsatz bei Gleichspannungen $U_{DC} < 150V$	Gut möglich	Möglich	Kaum möglich
Einsatz bei Dünnschichtmodulen	Ja	Ja	Ggf.
Baugröße und Gewicht	Groß	Mittel	Gering
Wirkungsgrad	Schlecht	Mittel	Hoch

Einspeisevarianten



In den letzten Jahren ist ein Trend zu größeren Anlagen zu beobachten. \Rightarrow Vermehrt Wechselrichter mit Leistungen über 5kW im Einsatz, die dreiphasig ins Netz einspeisen.

Gründe: • Dreifache Gesamtleistung wird eingespeist.

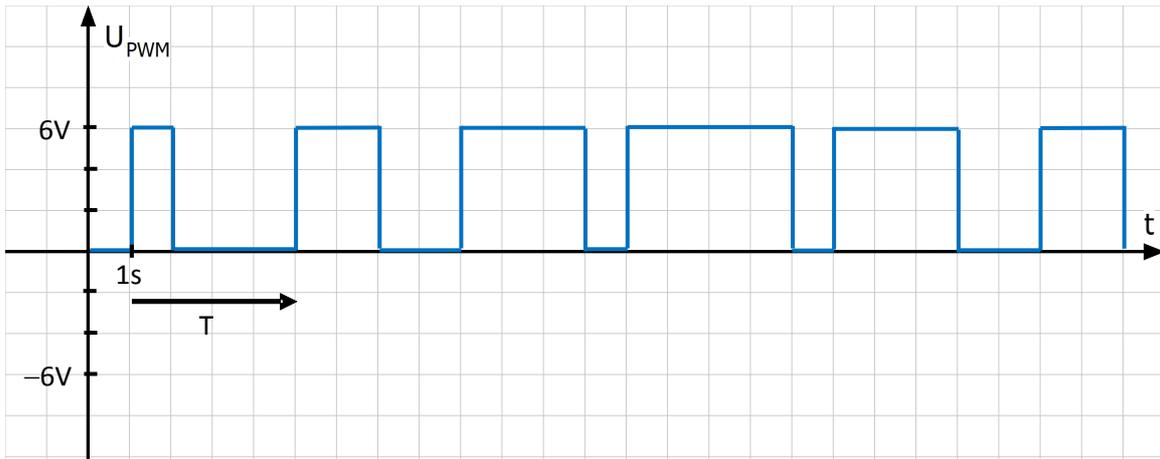
• Netz wird symmetrisch versorgt.

Abbildung 6.20: Prinzip der Netzkopplung (Quelle: ?).

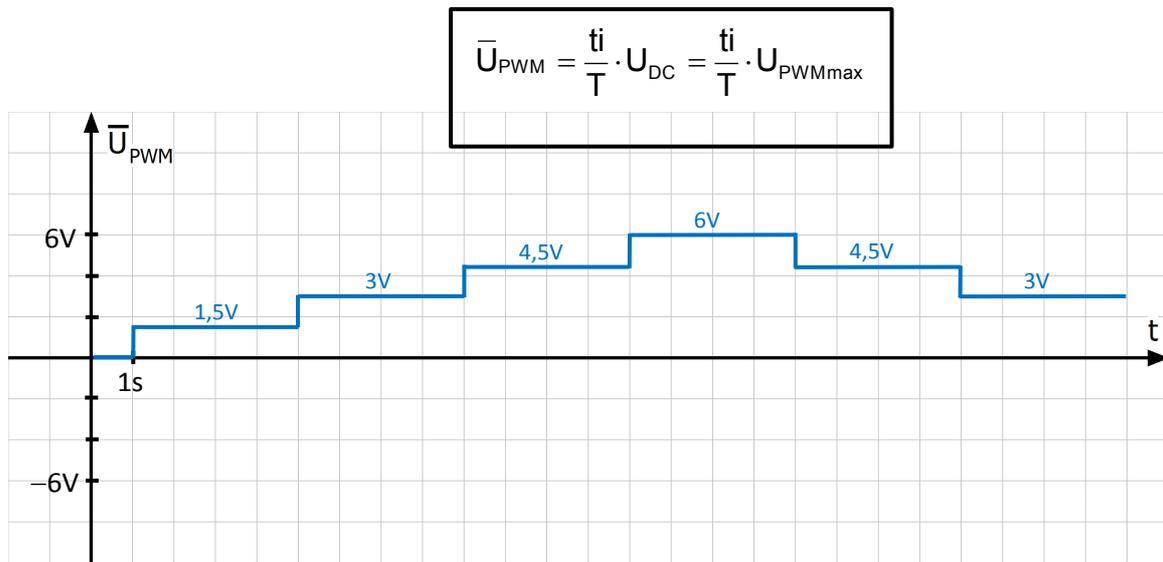
6.6 Übungsaufgaben zur Funktionsweise des Wechselrichters

6.6.1 Aufgabe

Die Gleichspannung $U_{DC} = 6V$ wird von der H-Brücke in die folgenden Impulse unterschiedlicher Breite zur Spannung U_{PWM} zerhackt. Ermitteln Sie im darunter liegenden Diagramm die jeweiligen arithmetischen Mittelwerte der Spannung U_{PWM} .

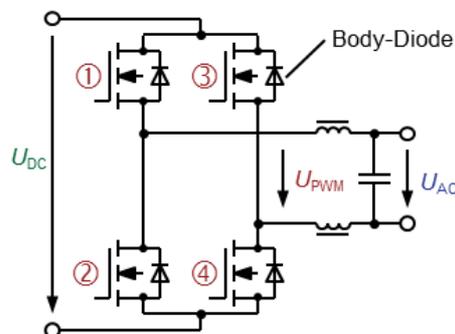


Lösung Aufgabe 6.6.1



6.6.2 Aufgabe

Weshalb wird bei einem Solarwechselrichter die Zwischenkreisspannung U_{DC} in Impulse unterschiedlicher Breite zerhackt? Wozu dient der der H-Brücke nachgeschaltete L-C-Tiefpass?

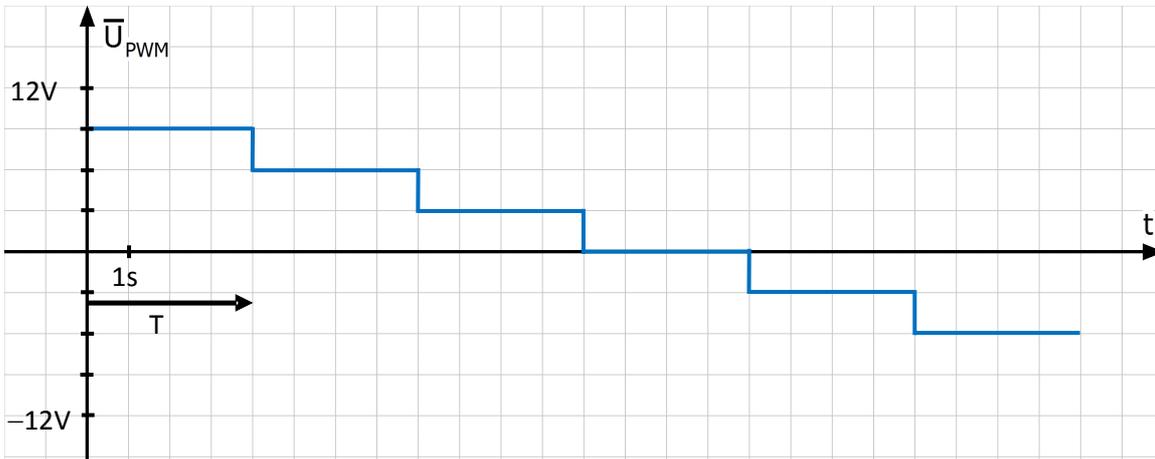


Lösung Aufgabe 6.6.2

Durch das Zerhacken der Gleichspannung U_{DC} des Zwischenkreises in Impulse unterschiedlicher Breite erzeugt man verschiedene arithmetische Mittelwerte der von der H-Brücke gelieferten Spannung U_{PWM} . Es gilt: $\bar{U}_{\text{PWM}} = \frac{t_i}{T} \cdot U_{\text{DC}}$. Ohne L-C-Filter liegt dann lediglich eine sinusmodulierte Rechteckspannung vor. Das der H-Brücke nachgeschaltete L-C-Filter bewirkt jedoch, dass nur der gleitende Mittelwert (Folge der arithmetischen Mittelwerte) dieser Spannung am Ausgang ankommt. Dann ergibt sich eine saubere Sinuswechselspannung.

6.6.3 Aufgabe

Die Gleichspannung $U_{DC} = 12V$ wird von der H-Brücke in Impulse unterschiedlicher Breite zur Spannung U_{PWM} zerhackt. Im folgenden Diagramm liegen Ihnen lediglich die arithmetischen Mittelwerte \bar{U}_{PWM} der zerhackten Spannung U_{PWM} vor. Ermitteln Sie im darunter liegenden Diagramm den zeitlichen Verlauf der Spannung U_{PWM} .



Lösung Aufgabe 6.6.3

