

SeV – Projekt:
**„Modularer Inselwechselrichter mit
integriertem Energiespeicher für den
afrikanischen Markt“**

Sebastian Höger

sebastian-hoeger91@gmx.de

Maximilian Greif

maximilian.greif@weihenstephan.org

Prof. Dr.-Ing. Simon Schramm

simon.schramm@hm.edu

Inhaltsverzeichnis

1.	Kurzfassung	4
1.1	Vorgehensweise	5
1.2	Ziel.....	5
2.	Umgebungsbedingungen	6
2.1	Vorhandene Energieversorgung.....	6
2.2	Klimatische Bedingungen	8
2.3	Technisches Nutzerverständnis	10
3.	Beschreibung des Gesamtsystems und seiner einzelnen Komponenten.....	12
3.1	Lastprofil	13
3.2	PV-Module	15
3.2.1	Kristalline Module	16
3.2.2	Dünnschichtmodule	17
3.2.3	Gegenüberstellung der Module	17
3.3	Energiespeicher	19
3.3.1	Lithium-Ionen-Akkumulator	19
3.3.2	Blei-Akkumulator.....	19
3.4	Laderegler.....	22
3.4.1	Serieller Laderegler	23
3.4.2	Shunt-Laderegler	24
3.4.3	PWM-Regelung.....	25
3.4.4	MPPT-Laderegler	26
3.4.5	Vergleich der Laderegler	27
3.5	Wechselrichter.....	30
3.5.1	Wechselrichterschaltungen - Topologien	31
3.5.2	Wechselrichterverhalten (AC- und DC Seite)	35
3.5.3	Regelung eines einphasigen Inselwechselrichters	46
3.5.4	Verluste im Gesamtsystem	48
3.5.5	Schutz des Gesamtsystems	50
3.6	Bedienung – HMI (Human Machine Interface)	50
3.7	Auslegung und Zusammenstellung eines Systems anhand existierender Teilkomponenten	51
4.	Energieversorgungsnetz auf Basis von Inselwechselrichtern.....	55
4.1	Auslegung	55
4.2	Regelung.....	56
4.2.1	Betrieb eines Inselnetzes	56

4.2.2	Ausblick zur Schwarm – Intelligenz	58
4.3	Erdung des Versorgungsnetzes	59
5.	Zusammenfassung	60
6.	Literaturverzeichnis	62
7.	Anhang –	65
7.1	Weitere Messungen am Wechselrichter STECA PLI – 300	65
7.1.1	Statische Messungen.....	65
7.1.2	Dynamische Messungen.....	66
7.2	Wirkungsgradbestimmung	72
7.3	Datenblätter der PV-Module	73

1. Kurzfassung

Das Projekt „Modularer Inselwechselrichter mit integriertem Energiespeicher für den afrikanischen Markt“ beschäftigt sich mit der Untersuchung eines Photovoltaik–Inselwechselrichter-Systems für Gebiete in der Welt, die keinen Zugang zu elektrischem Strom besitzen. Die dort lebende Bevölkerung wird somit in die Möglichkeit versetzt, regenerativ erzeugten Strom zu nutzen, um damit elektrische Verbraucher zu betreiben, und somit den eigenen Lebensstandard zu verbessern.

Das untersuchte System erzeugt auf Basis der Energiequelle Sonne mittels eines PV-Moduls direkt Strom, welcher je nach anstehendem Verbrauch entweder über einen Wechselrichter in eine netzkonforme AC-Spannung gewandelt und für den Verbraucher verfügbar gemacht, oder in einem Energiespeicher zwischengespeichert wird, mit welchem ein Teil der am Tag gewonnenen Energie für Zeiten mit nicht ausreichender oder keiner Einstrahlung, z.B. in der Nacht verfügbar gemacht werden kann.

Das Erzeugungssystem soll zunächst autonom betreibbar, und bei höherem Leistungs- oder Energiebedarf mit weiteren gleichen Einheiten zu einem Inselnetz zusammenschaltbar sein. Dabei sollen die einzelnen Einheiten je nach Leistungsfähigkeit und verfügbarer Energie Beiträge zum Gesamtenergie- und Leistungsbedarf liefern.

In diesem Bericht werden die für das Erzeugungssystem notwendigen Teilkomponenten untersucht und auf ihre Tauglichkeit bezüglich der geforderten Anwendung getestet und bewertet. Die Anwendung in den entlegenen Teilen der Erde hat sowohl technische wie auch soziale Herausforderungen, die über die übliche Auslegung eines Inselsystems, wie es für den Camping oder Schrebergarten bereits konfigurierbar wäre, hinausgeht.

Die technischen Herausforderungen beschränken sich für die Einzelsysteme im Wesentlichen auf die hohen Umgebungstemperaturen, welche vor allem für den Energiespeicher eine große Herausforderung darstellen. Die geringere technische Affinität der Nutzergruppe erfordert ein robustes Design und eine einfache Bedienbarkeit des Systems. Beides scheint mit heutigem Wissen lösbar.

Folgende weitere, in diesem Dokument nicht enthaltende Arbeitsschritte werden für den Entwurf des Einzelsystems empfohlen:

- Entwurf eines geeigneten Kühlungskonzepts für die klimatischen Bedingungen unter Berücksichtigung echter Verluste des Gesamtsystems während realer Belastung.
- Festlegung auf einen Batterietyp und Hersteller und Testen der Ziel-Batterie unter den zu erwartenden thermischen Bedingungen.
- Entwurf des Umrichter-Systems inkl. Laderegulung für die Batterie und Implementation der Regel-Algorithmen.
- Test dieses Systems unter realen Bedingungen.

Um die Einzelsysteme zu einem autonomen Inselnetz zu verbinden, muss zudem eine überlagerte Steuerung hinzugefügt werden, die die Bereitstellung der notwendigen verteilten Netzdienstleistungen (Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Schwarzstartfähigkeit, Betriebsführung) gewährleistet.

Hierzu wird empfohlen, Methoden der frühen Informationstechnologie aufzugreifen, um z.B. über Powerline-Kommunikation eine automatische Konfiguration der verfügbaren Einzelsysteme im Netz hinsichtlich dynamischer Festlegung der Masterunit für die Koordinierung und Regelung der Netzdienstleistungen zu bestimmen.

1.1 Vorgehensweise

In diesem Bericht wird das System PV-Inselwechselrichter mit Energiespeicher untersucht. Zunächst werden die Umgebungsbedingungen für das zu entwickelnde System dargestellt. Diese sind im Wesentlichen klimatischer und sozialer Art.

In der technischen Untersuchung wird das Zielsystem in seine Einzelkomponenten zerlegt und jeweils am Markt verfügbare Lösungen für die Einzelprobleme gegenübergestellt und für den Anwendungsbereich vorselektiert.

Der Wechselrichter als wesentliche Schnittstellenkomponente wird hinsichtlich der verfügbaren Topologien untersucht und mittels Simulation und Messung analysiert. Hierbei werden alle in der Anwendung zu erwartenden Belastungsfälle untersucht und bewertet.

Zum Abschluss des Berichts wird eine Zusammenstellung des Gesamtsystems aus am Markt verfügbaren Einzelkomponenten vorgenommen, um die Kostenstruktur eines solchen PV-Inselwechselrichter-Systems aufzuzeigen, wohlwissend, dass das Zielsystem aufgrund des geplanten integralen Aufbaus aller Komponenten speziell bei den Elektronik-Baugruppen weitere Einsparmöglichkeiten zulässt.

1.2 Ziel

Ziel des Projektes ist die Darstellung des Stands der Technik im Bereich PV-Inselwechselrichter mit Fokus auf die Anwendung im afrikanischen Markt. Hierbei sollen Herausforderungen, die bei der Entwicklung des Systems zu erwarten sind, identifiziert und benannt werden.

2. Umgebungsbedingungen

Die Umgebungsbedingungen im vorgesehenen Einsatzbereich (Abbildung 2.1) unterscheiden sich stark von hiesigen Breitengraden.

Als Primärmarkt sind die Länder Kenia und Tansania vorgesehen. Durch die äquatoriale Nähe beider Länder ist die Sonnenstundenzahl relativ konstant.



Abbildung 2.1: Äquatornahe Lage von Kenia und Tansania.

Im folgenden Kapitel werden die klimatischen Bedingungen mit dem hiesigen Klima verglichen, und der Stand der Energieversorgung, sowie das technische Nutzerverständnis der Bevölkerung aufgezeigt.

2.1 Vorhandene Energieversorgung

Der Elektrifizierungsgrad südlich der Sahara ist extrem gering. So wird im Durchschnitt von mind. 80% der Bevölkerung ausgegangen, die nicht an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind. In vielen ländlichen Gegenden liegt dieser Wert weit über 90%. Tansania (Abbildung 2.3) und Kenia sind keine Ausnahme. Kenia (Abbildung 2.2) startete deswegen im Jahr 2010 ein Programm, bei welchem bis zum Jahr 2012 22% (aktueller Status nicht bekannt), zum Jahr 2022 65% und zum Jahr 2030 100% der Bevölkerung an das öffentliche Stromnetz angeschlossen werden sollen. Ein großer Teil hiervon soll u.a. durch erneuerbare Energien ermöglicht werden.

Eine Aufteilung der Energieerzeugung nach Energieträgern ist in Abbildung 2.2 für Kenia und in Abbildung 2.3 für Tansania dargestellt.

Energieerzeugung Kenia

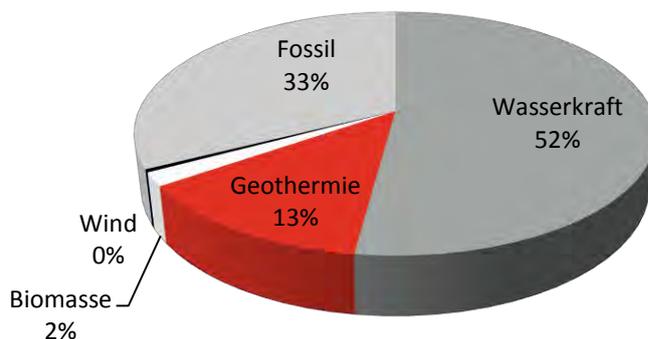


Abbildung 2.2: Struktur der Energieerzeugung in Kenia.

Energieerzeugung Tansania

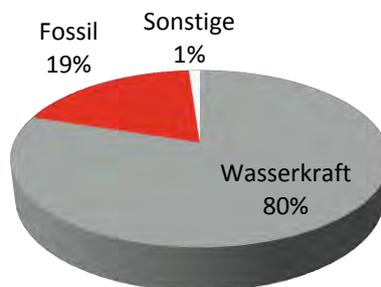


Abbildung 2.3: Struktur der Energieerzeugung in Tansania.

Wie zu erkennen ist, kommt der jeweils größte Teil der Energieerzeugung aus der Wasserkraft. Das Problem hierbei ist allerdings, dass durch längere Trockenperioden bis zu 50% der Kraftwerke nicht gespeist werden. Somit entfällt über längere Zeiten der wichtigste Energielieferant für beide Länder.

Im Moment wird versucht, dies durch Dieselgeneratoren aufzufangen, was jedoch nicht die endgültige Lösung sein kann.

Tansania verbraucht im Jahr etwa 3.4 TWh und Kenia 5.7 TWh. Im Gegensatz dazu liegt die verfügbare Erzeugungskapazität in Tansania im Bereich von 4.3 TWh, und in Kenia im Bereich von 6.8 TWh.

Das bedeutet, dass genügend Energie vorhanden ist, allerdings das nötige Stromnetz fehlt. Zum Vergleich: die Stadt München hatte im Jahr 2014 einen Energiebedarf von ca. 7.5 TWh, was ca. 80% der Summe der beiden Länder entspricht.

2.2 Klimatische Bedingungen

Zur Untersuchung der klimatischen Bedingungen werden folgende Städte gewählt: Dodoma (im zentralen Tansania), Kisumu (im Südwesten Kenias) und als Vergleichsstandort München.

Ein Blick auf die Klimatabellen (Abbildung 2.4) der jeweiligen Standorte zeigt, dass sich in beiden afrikanischen Standorten die Sonnenstundenzahl nicht besonders groß variiert. Es sind im Durchschnitt 9.1 bzw. 7.8 Sonnenstunden pro Tag zu erwarten. (Vergleich: München: 4.6 h/Tag).

Monatliche Durchschnittstemperaturen und -niederschläge für Dodoma													
	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	
Max. Temperatur (°C)	29,4	29,4	29,0	28,7	28,0	27,1	26,5	27,3	29,0	30,5	30,1	30,4	Ø 28,8
Min. Temperatur (°C)	18,6	18,6	18,3	17,9	16,5	14,4	13,6	14,2	15,3	16,9	18,3	18,8	Ø 16,8
Niederschlag (mm)	133,70	144,50	113,90	57,80	5,30	0,10	0,03	0,01	0,01	2,08	26,25	123,28	Σ 606,96
Sonnenstunden (h/d)	7,8	7,7	7,8	8,0	9,0	9,8	11,0	9,6	10,0	10,0	10,1	8,7	Ø 9,1
Regentage (d)	10	9	7	5	1	0	0	0	0	0	2	7	Σ 41
Luftfeuchtigkeit (%)	66	68	70	68	63	60	59	58	55	53	55	63	Ø 61,5

Quelle: Tanzania Meteorological Agency, Daten: 1971-2000^[16]; wetterkontor.de

Monatliche Durchschnittstemperaturen und -niederschläge für Kisumu													
	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	
Max. Temperatur (°C)	30,6	30,8	30,4	28,8	28,2	27,9	27,7	28,2	29,4	30,5	30,1	29,9	Ø 29,4
Min. Temperatur (°C)	23,8	24,1	24,1	23,4	22,8	22,2	21,9	22,2	22,8	23,8	23,7	23,5	Ø 23,2
Niederschlag (mm)	79	84	169	213	167	85	85	81	90	95	139	101	Σ 1.388
Sonnenstunden (h/d)	8,6	8,7	8,5	7,7	7,8	7,5	6,9	6,9	7,6	7,7	7,3	8,2	Ø 7,8
Regentage (d)	7	10	11	17	13	8	7	8	8	10	13	9	Σ 121
Luftfeuchtigkeit (%)	64	65	67	75	76	74	71	69	67	65	68	66	Ø 68,9

Quelle: Kenya Meteorological Department, Daten: 1938-1990^[2]; wetterkontor.de

Monatliche Durchschnittstemperaturen und -niederschläge für München													
	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	
Max. Temperatur (°C)	2,7	4,3	9,0	12,5	18,0	20,5	23,1	23,0	18,8	13,2	6,9	3,7	Ø 13
Min. Temperatur (°C)	-3,7	-3,2	0,1	2,8	7,2	10,4	12,6	12,3	8,9	4,7	0,2	-2,3	Ø 4,2
Niederschlag (mm)	48,0	45,2	57,7	69,9	93,4	127,6	131,6	110,5	86,3	65,4	71,0	60,8	Σ 967,4
Sonnenstunden (h/d)	2,0	2,7	4,1	5,1	6,4	6,8	7,6	6,9	5,6	4,2	2,2	1,6	Ø 4,6
Regentage (d)	10,0	8,6	10,5	10,9	11,6	13,8	12,0	11,4	9,6	9,1	10,7	11,2	Σ 129,4
Luftfeuchtigkeit (%)	83	83	77	72	73	73	73	75	78	82	86	86	Ø 78,4

Quelle: DWD, Daten: 1971-2000^[23]; wetterkontor.de^[24]

Abbildung 2.4: Klimatabellen der angegebenen Städte.

Selbst während der Regenzeit ergibt sich immer noch eine stattliche Anzahl an Sonnenstunden in Dodoma und Kisumu. Der Sonnenaufgang ist ganzjährig vor 7 Uhr, und der Sonnenuntergang nach 18 Uhr, was zu einer Tageslänge von ca. 12h führt. Aufgrund diese Tatsache sind PV-Systeme dort eine sehr gute Alternative zu den bestehenden Erzeugungseinheiten. Abbildung 2.5 zeigt das Sonnenstandsdiagramm für Mombasa/Kenia. Die aufgrund der Äquatornähe relativ konstante Sonnenhöhe ist deutlich zu erkennen. Dank dieser konstanten Sonneneinstrahlung ist der Ertrag übers Jahr kaum Schwankungen ausgesetzt.

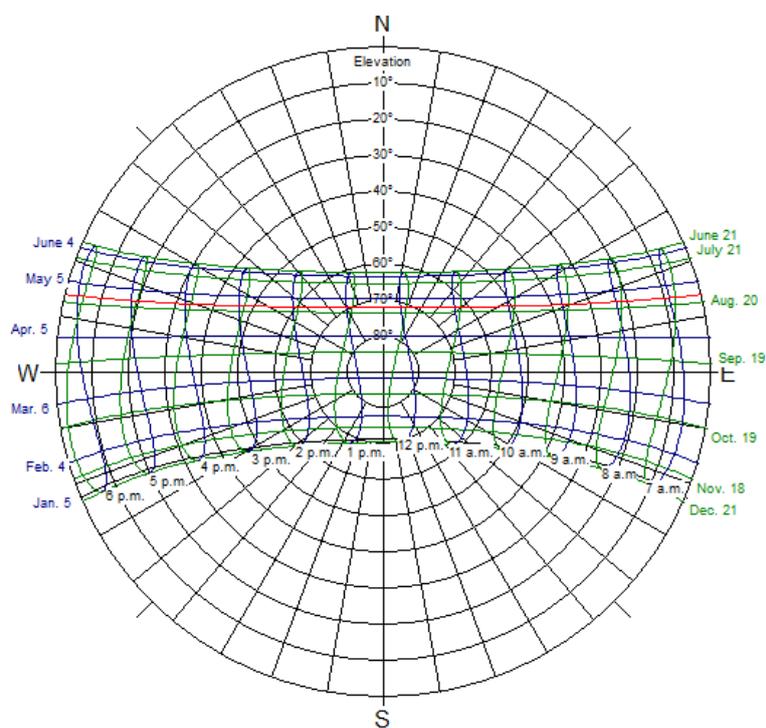


Abbildung 2.5: Sonnenstandsdiagramm Mombasa, Kenia.

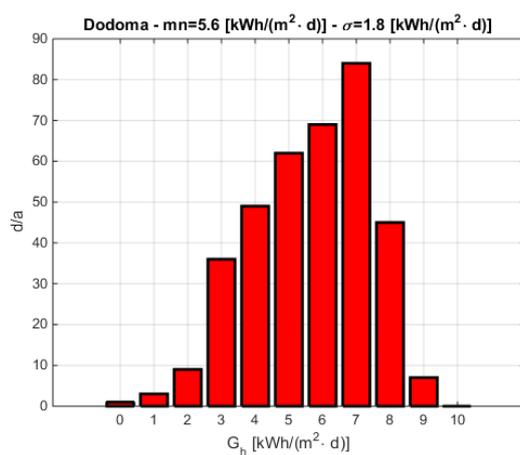


Abbildung 2.6: Mittlere Einstrahlungsleistung auf die horizontale Fläche - im Mittel 5.6 kWh/m² je Tag.

Nach Abbildung 2.6 kann ein polykristallines 250 W PV-Modul mit einer Fläche $A = 1.6$ m somit im Mittel eine STC-Leistung von

$$W_{ac-STC} = \eta_{STC} \cdot A \cdot G_{avg} = 0.15 \cdot 1.6 \text{ m}^2 \cdot 5.6 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}} = 1.34 \frac{\text{kWh}}{\text{d}}$$

produzieren. Aufgrund der hohen Umgebungstemperaturen (Abbildung 2.74) und daraus resultierenden erhöhten Zelltemperaturen sind realerweise Leistungseinbußen von bis zu 25% möglich. Somit kann sich der mittlere Energieertrag auf etwa 1 kWh je Tag einpendeln. ($\gamma = -0.4 \text{ \%/K}$ für ein typisches polykristallines PV Modul, und $T_{\text{cell-max}} = 80^\circ\text{C}$ angenommen).

Der Temperaturverlauf der Umgebungstemperatur ist ein wichtiger Eingangsparameter, da neben dem PV-Modul auch die Leistungsfähigkeit des geplanten Inselwechselrichters inkl. Energiespeicher davon sehr stark abhängig ist. Die minimalen und maximalen Temperaturen in Dodoma sind der Jahresdauerlinie in Abbildung 2.7 zu entnehmen, welche für die Kühlungsauslegung des Erzeugungssystems und des Energiespeichers aufgrund der hohen Werte sehr fordernd sind. Die Änderung der Temperatur innerhalb eines Tages liegt für 66,6% der Tage zwischen 5°K und 9.6°K , für die Dimensionierung kann somit von einem konstant hohen Umgebungstemperatur von Beispielsweise 25°C (im Schatten, außen) ausgegangen werden. Typische Temperatur-Verläufe innerhalb eines Gebäudes liegen nicht vor, diese können leicht um nochmals 10°K höher liegen.

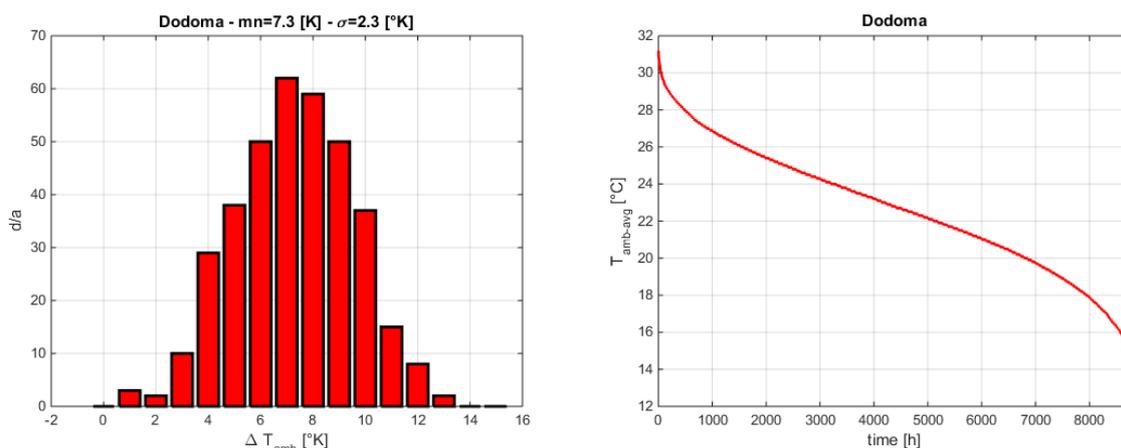


Abbildung 2.7: Temperaturabweichung Tag-Nacht I und Jahresdauerlinie der Temperatur für Dodoma – Tansania.

2.3 Technisches Nutzerverständnis

Wodurch erlangt man technisches Nutzerverständnis?

In unseren Regionen kommt man bereits sehr früh in der Kindheit mit Technik in Kontakt. Dadurch ist für uns vieles selbstverständlich. Es entwickelt sich schon frühzeitig ein Verständnis für technische Zusammenhänge. In vielen Gebieten in Afrika ist bei den Kindern nicht davon auszugehen. Dort kann es bereits ein Privileg sein, in die Schule gehen zu dürfen. Ein Kontakt mit Technik kommt nur in äußerst seltenen Fällen zu Stande.

Auch im weiteren Lebensverlauf ist der Kontakt nicht alltäglich. Ein Verständnis hierbei zu entwickeln ist sehr schwer.

Ein Verkauf von einem komplexen System würde nicht nur zur Abschreckung vor dem Kauf führen, sondern auch zu Sicherheitsrisiken. Falls etwas nicht funktioniert und der Besitzer darauf hin versucht, das technische Gerät zu „reparieren“, kann dies zu ernsthaften Konsequenzen führen.

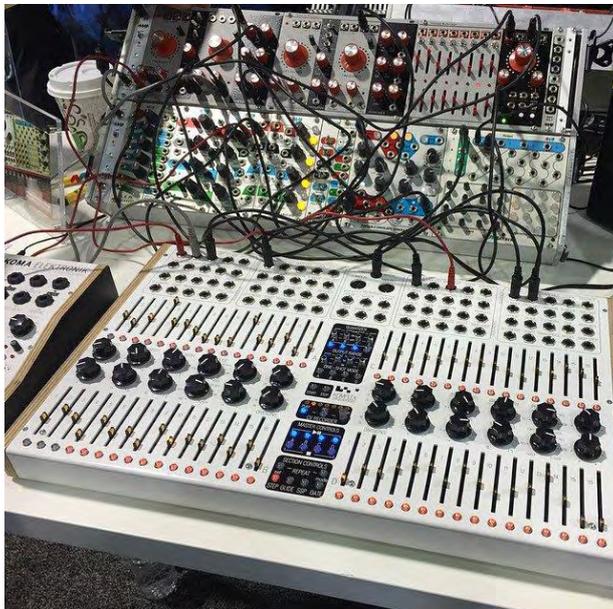


Abbildung 2.8: Komplexität Sinnbild

Auf diesem Bild (Abbildung 2.8) erkennt man ein „komplexes“ System. Durch die Verkabelung und den vielen Knöpfen weiß man nicht, was man zuerst erledigen soll. Die Installation von schlichten Systemen ist hier eindeutig zu empfehlen. Nicht nur durch die Einfachheit wird der Verkauf gefördert, sondern auch gewissen Sicherheitsrisiken vorgebeugt. Für die Entwicklung des Inselwechselrichters ist dieses Vorwissen essentiell, weshalb das zu entwickelnde Gerät aus Sicht der Bedienung einfach, und für die Nutzung als Robust umzusetzen ist: mit einem einfachen „Human Machine Interface“ in Form einer Systemstatus LED-Anzeige, einer Ladezustandsanzeige der Batterie (Abbildung 2.9), sowie einem ON/OFF Schalter wird dem Kunden alles Wichtige mitgeteilt.



Abbildung 2.9: Simple Batterieanzeige

Ebenfalls mit einer simplen Installation des Systems und hohen Zuverlässigkeit kommt ein Erfolgsgefühl des Käufers, welches ihn an das Produkt binden wird.

3. Beschreibung des Gesamtsystems und seiner einzelnen Komponenten

Inselwechselrichter haben die Aufgabe, ein Stromsystem, im einfachsten Fall einen singulären Verbraucher, direkt mit Energie zu versorgen. Diese Energie wird zunächst aus dem PV-Modul entnommen, in der Nacht aus dem Energiespeicher.

Somit können viele Personen, die keinen Zugang zum öffentlichen Versorgungsnetz besitzen, in Grenzen mit Strom versorgt werden.

Das hier vorgestellte Konzept basiert auf der sogenannten. PowerBlox, die in der Grundeinheit einen einzelnen Verbraucher versorgen kann.

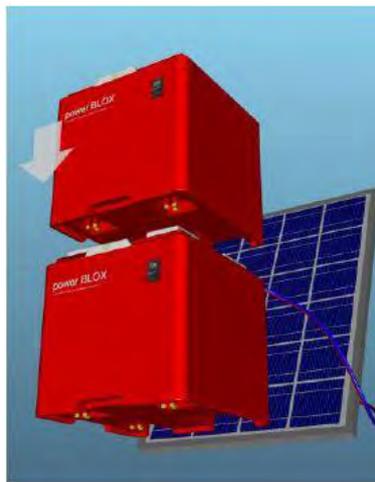


Abbildung 3.1: Aufbau PowerBlox. [44]

Diese Erzeugungseinheit besteht aus folgenden, funktionalen Komponenten:

- 1.) PV-Modul
- 2.) Ladereglereinheit
- 3.) Energiespeicher
- 4.) Wechselrichtereinheit (PowerBlox)
- 5.) Steuerung/Regelung/Kommunikationseinheit mit Bedienschnittstelle

Die Komponenten werden im weiteren Verlauf dieses Kapitels ausführlich beschrieben.

Die Bildung eines gemeinsamen Versorgungsnetzes auf Basis mehrerer PowerBlox-Inselwechselrichter-Einheiten, das mittelfristige Ziel der Entwicklung, wird im Kapitel 4 diskutiert. Die Besonderheit ist, dass durch die „Schwarm-Elektrifizierung“ ein komplett unabhängiges Stromnetz aufgebaut wird, in welchem die einzelnen Wechselrichter einen Teil ihres Leistungsvermögens als Beitrag zur Netzstabilität des Gesamtsystems beitragen sollen.

Die integrierten Energiespeicher dienen zur Speicherung der von den PV-Modulen erzeugten Energie. Dies geschieht mit Hilfe des Ladereglers. Der Laderegler ist in Abbildung 3.2 als DC/DC-Wandler dargestellt. Theoretisch muss es nicht immer ein DC/DC-Wandler sein. Dieser Sachverhalt wird im Abschnitt 3.4 näher erläutert.

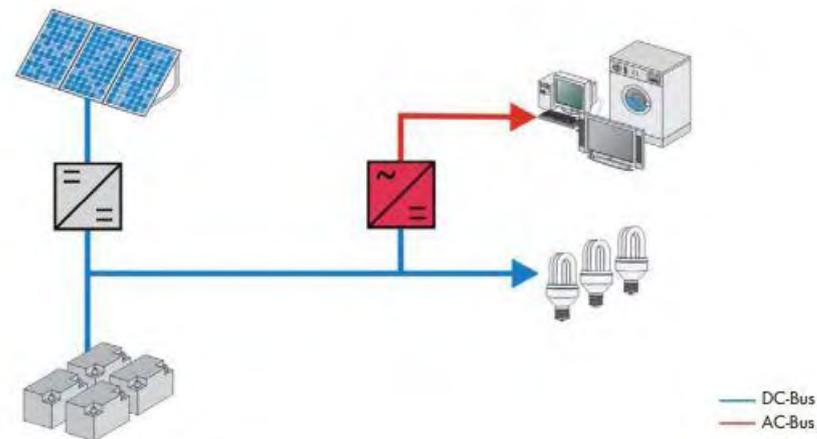


Abbildung 3.2: Schematischer Aufbau eines Inselsystems [Quelle:SMA].

Der Wechselrichter wandelt den DC-Strom aus dem PV-Modul oder Akku in Wechselstrom, um die angeschlossenen Verbraucher zu versorgen.

In der PowerBlox ist der Wechselrichter zunächst unidirektional, d.h. er kann wie in der Pfeildarstellung angedeutet die Batterie nur vom PV-Panel aus laden. Gleichstromverbraucher könnten direkt aus der Batterie gespeist werden, diese Konnektivität ist für die erste Version der Box aber nicht vorgesehen.

3.1 Lastprofil

Zur Dimensionierung des Inselwechselrichter-Systems muss zunächst ein mögliches Lastprofil (Abbildung 3.3) angenommen werden. Dieses Profil enthält die zu erwartenden Verbraucherlasten.

Der maximale Leistungsbedarf der Verbraucher stellt hierbei die dimensionierende Größe für den Wechselrichter dar. Aus der Nutzungsdauer lässt sich die benötigte Energiemenge ermitteln. In Abbildung 3.3 ist ein Profil zu erkennen, welches eine maximale Leistungsaufnahme von 130 W aufweist. Die Grundlast ist hierbei ein Kühlschrank mit einem Fassungsvermögen von 320 Liter der Energieeffizienzklasse A++, der auch für die erhöhten Umgebungstemperaturen geeignet ist. Der Kühlschrank hat einen jährlichen Energieverbrauch von etwa 110 kWh und eine elektrische Leistungsaufnahme von ca. 80 W. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass dieser Wert in gemäßigten Temperaturen zu erwarten ist. Bei der Berechnung des Gesamt-Lastprofils geht man von einem jährlichen Energieverbrauch von ca. 140 kWh aus. Dies entspricht im Mittel 0,38 kWh am Tag. Ebenfalls muss man beachten, dass der Kühlschrank nicht durchgehend Kälte produziert. Die Laufzeit ist mit 20 % der Zeit angenommen. Zusätzlich zum Kühlschrank werden Handyladegeräte mit einer Leistung von 20W und verschiedene Leuchten mit 30 W angenommen.

Zur Ermittlung des Gesamtenergiebedarfs sind weiterhin die systembedingten Umwandlungs- und Speicherverluste zu berücksichtigen. Für die Batterie werden, je nach Typ, z.B. 10-20 % der Ladeleistung als Verluste angenommen. Bei einem täglichen Energiebedarf von 0,5 kWh

aus der Batterie und einer Ladedauer von ca. 10 h, somit einer mittleren Ladeleistung von 50 W, ergeben sich Verluste für das Laden der Batterie von ca. 10 W bei Annahme von 20 % Ladeverluste in Laderegler und Batterie. Die zu versorgenden Verbraucher und ihre entsprechenden Laufzeiten und täglich benötigten Energiemengen sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst.

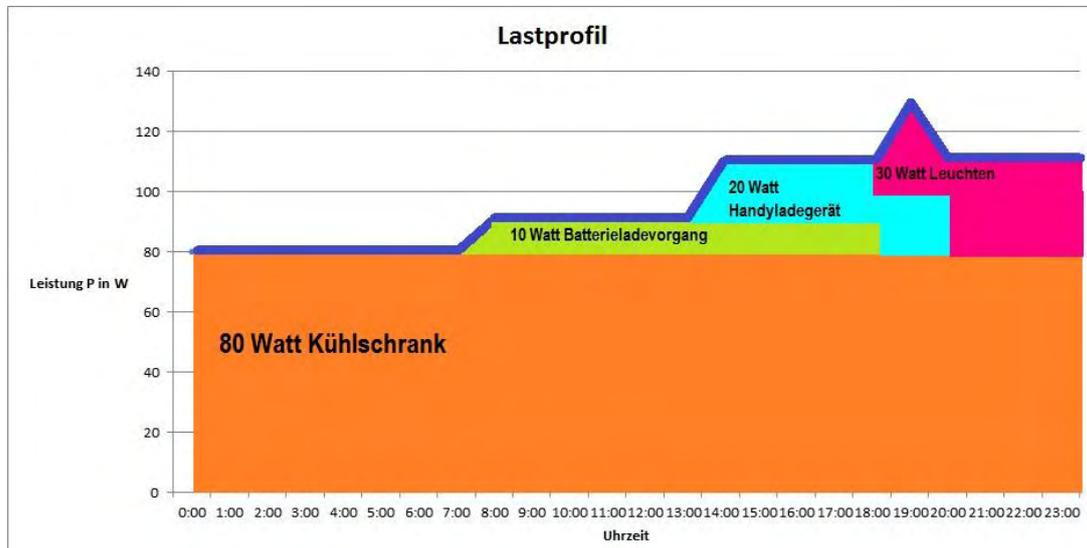


Abbildung 3.3: Lastprofil $P = f(t)$. Die Einschaltdauer des Kühlschranks ist mit 20 % angenommen, die restlichen Verbraucher mit 100 % der angenommenen Leistung. Die Einschaltdauer hat Auswirkungen auf dem Energieverbrauch (Batterie/PV), nicht aber auf den notwendigen Leistungsanschluss.

Tabelle 3.1: Laufzeiten und täglich benötigte Energiemengen der zu versorgenden Verbraucher.

Last	Laufzeit	Uhrzeit	Energiemenge/Tag
Kühlschrank	24h	0:00-24:00 Uhr	0.38 kWh
Leuchten	5h	19:00 – 24:00 Uhr	0.15 kWh
Ladegerät	6h	14:00– 20:00 Uhr	0.12 kWh
Laden der Batterie	11h	8:00 – 19:00 Uhr	0.11 kWh

Die benötigte Kapazität für die Versorgung der Verbraucher während der Nachtzeiten beläuft sich auf ca. 50 Ah. Es muss allerdings beachtet werden, dass die Batterien je nach verwendetem Typ nicht komplett entladen werden dürften, da sich sonst die Zyklenanzahl drastisch verringert.

Eine mittlere Entladung auf ca. 50 % der Nennkapazität ist für Batterien auf Bleibasis ein realistischer Wert. Daher empfiehlt es sich, bei Auswahl einer geeigneten Bleibatterie mit einer Kapazität von 100 Ah bei einem C/10 C-Faktor zu planen, was einem maximalen Entnahmestrom von $I_{max} = C_{Faktor} \cdot C_N = \frac{1}{10h} \cdot 100Ah = 10A$ entspricht. Diese Kapazität entspricht einer Typenschild-Energiemenge von 1.2 kWh bei einem Strom von 10 A. Die verfügbare gespeicherte Energiemenge entspricht somit ca. 0.5 – 0.6 kWh je Ladezyklus.

Das Inselwechselrichter-System ist für eine Betriebsdauer von mindestens 3 Jahren geplant, ohne dass sich die Kapazität des Akkumulators signifikant verringert soll. Deshalb muss von

einer Zyklenanzahl von mindestens 1000 Vollzyklen ausgegangen werden. Dieser Wert entspricht ca. 1 Zyklus je Tag. Das Leistungsvermögen auf der AC-Seite liegt dauerhaft bei 160 W. Eine 30-minütige Leistung von 200 W ist ebenfalls gewünscht. Der Laderegler, der Wechselrichter sowie die Batterie werden in eine verschlossene Box mit einer Abmessung von 40 cm x 40 cm x 40 cm installiert. Die Außenfläche des „Würfels“ entspricht somit $6 \cdot 0.4 \text{ m} \cdot 0.4 \text{ m} = 0.96 \text{ m}^2$. Bei einem angenommenen Wärmeübergangskoeffizienten $U=5.3 \text{ W/m}^2\text{K}$ für Plexiglas mit einer Dicke von 5 mm ergibt sich somit ein Temperaturanstieg im Gehäuse gegenüber der Umgebungstemperatur von 3.8 K (bei einer Verlustleistung innerhalb der Box von 20 W).

3.2 PV-Module

In Kapitel 3.1 wurde ein mögliches Lastprofil für ein Einzelsystem definiert. Die einzige Energiequelle zum Decken dieser Last ist das PV-Modul. Das PV-Modul muss somit die über den ganzen Tag benötigte Energie zur Verfügung stellen können. Zusätzlich muss die Verlustenergie, die bei der Energiewandlung und –speicherung anfällt, gedeckt werden. Somit muss die vom PV-Modul täglich produzierte Energie mindestens 0.760 Wh (siehe Tabelle 3.1) betragen. Wie aus Abbildung 3.4 ersichtlich, ist mit einem 250 W PV-Modul im Mittel ein Tagesertrag bis zu 1.2 kWh erreichbar (bei einer Standardabweichung von 421 Wh). Somit ist diese PV-Modulgröße für diesen Standort und das angesetzte Lastprofil zu empfehlen.

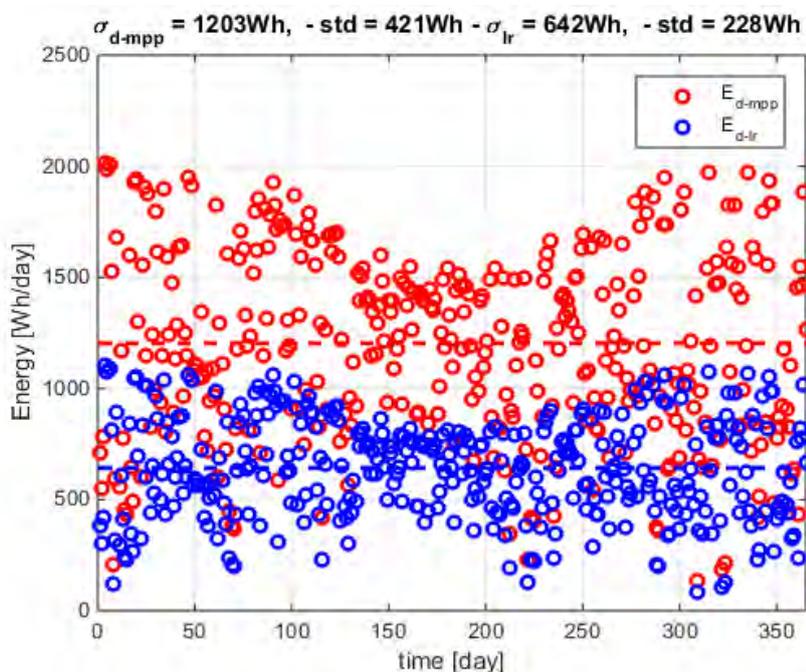


Abbildung 3.4: Tagesenergieertrag über ein Jahr für den Standort Iringa/Tansania. Es handelt sich um ein polykristallines PV-Modul mit einer Leistung von 250 W. Zwei unterschiedliche Laderegler-Konzepte sind dargestellt (MPP-Laderegler - rot, serieller Laderegler - blau). Die Mittelwerte sind jeweils gestrichelt dargestellt

3.2.1 Kristalline Module

Als kristalline Module werden monokristalline und polykristalline Module bezeichnet. Sie bestehen aus reinem Silizium und unterscheiden sich vor allem in der Produktion und den Produktionskosten. So sind die monokristallinen Module in der Regel teurer, haben aber einen besseren Wirkungsgrad als die Polykristallinen. Die technischen Daten beider Modultypen unterscheiden sich nur geringfügig.

In der Tabelle 3.2 werden zwei 250 Watt-Module verglichen. Als polykristallines Modul wurde das Modul YL250P-29b der Firma Yingli Solar und als monokristallines Modul das Modell SL220-20M250 der Firma SunLink PV gewählt. Die Datenblätter beider Module finden sich im Anhang.

Der Füllfaktor ist das Verhältnis der MPP-Daten (Spannung und Strom) zu Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom. Bei kristallinen Modulen sollte der Wert zwischen 0.7 und 0.8 liegen.

Tabelle 3.2: Vergleich der Moduldaten des gewählten mono- und polykristallinen Moduls.

	SL220-20M250 (monokristallin)	YL250P-29b (polykristallin)
Leerlaufspannung V_{OC}	37.3 V	37.6 V
Kurzschlussstrom I_{SC}	8.79 A	8.92
Nennspannung V_{MPP}	30.5 V	29.8 V
Nennstrom I_{MPP}	8.2 A	8.39 A
Wirkungsgrad η	15.4 %	15.3 %
Füllfaktor FF	0.76	0.74

Ein Problem bei allen PV-Modulen im Allgemeinen, und bei kristallinen nochmals verstärkt ist die Temperaturabhängigkeit der Ausgangsleistung. Mit steigender Zelltemperatur sinkt die Ausgangsleistung des Moduls. Dieses Verhalten wird durch den sogenannten Temperaturkoeffizienten beschrieben. Er gibt an, um wie viel Prozent sich die Leistung in Abhängigkeit der Zelltemperatur ändert.

Bei dem hier gelisteten monokristallinen Modul liegt der Temperaturkoeffizient bei $\gamma = -0.45$ %/K, das heißt man verliert 0.45 % der MPP-Leistung pro 1 K Temperaturanstieg. Die genauen Einbußen können mit Hilfe folgender Gleichung berechnet werden.

$$P_{MPP}(T) = P_{MPP}(25\text{ °C}) \cdot (1 + \gamma \cdot \Delta T)$$

wobei $\Delta T = T - 25\text{ °C}$ ist. Diese Temperaturabhängigkeit gilt auch für Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom, für die jeweils die Koeffizienten α bzw. β anstatt γ verwendet werden müssen. Wie bereits beschrieben, sind die Umgebungstemperatur in Kenia und Tansania sehr hoch. Daher muss bei der Auswahl der Module genau auf ihr Temperaturverhalten geachtet werden.

Vorteile von kristallinen Modulen liegen z.B. in ihrer hohen Lebensdauer ohne größere Leistungseinbußen. So wird beim Modul von Yingli eine Leistung von 91.2% der Nennleistung bis zum 10. Jahr und eine Leistung von 80.7% bis zum 25. Jahr garantiert. Ob diese Garantien auch für Länder mit sehr hohen Umgebungstemperaturen gelten, ist zu klären.

Ein weiterer Vorteil liegt in der Nachhaltigkeit von kristallinen Modulen. Sie zeichnen sich durch sehr lange Lebensdauern und hohe Recyclbarkeit aus. Kristalline Module mit Aluminium-Rahmen sind vergleichsweise stabil, was sie sehr robust und somit geeignet für extreme klimatische Bedingungen und lange Transportwege macht.

3.2.2 Dünnschichtmodule

Bei Dünnschichtmodulen werden anders als bei kristallinen Modulen teilweise unterschiedliche Materialpaarungen verwendet. Es wird zwar größtenteils Silizium verwendet, allerdings gibt es auch Dünnschichtmodule, die aus Halbleitern wie Cadmiumtellurid (CdTe), Galliumarsenid (GaAs) oder Kupfer-Indium-Selenid (CuInSe₂) bestehen. Diese Halbleiter sind zum großen Teil hochgradig giftig und schwer zu entsorgen bzw. zu recyceln.

Zwei große Vorteile von Dünnschichtmodulen sind ihre Wirtschaftlichkeit und ihre hohe Temperaturstabilität.

Durch den relativ geringen Verbrauch von Halbleitern bei der Produktion und die Verwendung von preiswerten Materialien sind sie deutlich billiger als kristalline Module.

Zwar ist der Wirkungsgrad von ca. 5-13 % gegenüber 12-18 % bei kristallinen Modulen geringer, allerdings amortisieren sich Dünnschichtmodule deutlich schneller.

Die bei Dünnschichtmodulen hohe MPP-Spannung und der dabei geringe MPP-Strom führen zu geringeren Verlusten.

Als Beispielmodul wird hier das Q.SMART UF L 105 der Firma Q.Cells verwendet. Dieses Modul hat eine Nennspannung von 70.5 V und einen Nennstrom von 1.49 A. Bei 12 V-Inselsystemen werden Laderegler verwendet, die meist nur Eingangsspannungen von maximal knapp 50 V vertragen, dadurch ist dieser eigentliche Vorteil hier ein Nachteil.

Der Füllfaktor FF der Dünnschichttechnologie ist kleiner als der der kristallinen Module. Hier beträgt er $FF=0.68$.

Die Leistungsdichte der Module ist ein bisschen geringer, daher müssen bei gleicher Leistung mehr Module montiert werden.

3.2.3 Gegenüberstellung der Module

Im Folgenden sollen das monokristalline Modul und das Dünnschichtmodul gegenüber gestellt werden. Wie bereits erläutert, zeichnen sich kristalline Module durch hohe Leistungen aus, wohingegen Dünnschichtmodule hohe Spannungen und niedrige Ströme aufweisen.

Tabelle 3.3: Gegenüberstellung der Daten eines kristallinen und eines Dünnschichtmoduls.

	Monokristallin	Dünnschicht
Leistung P_{Max}	180 W	75.9 W
Leerlaufspannung V_{oc}	34.4 V	83.4 V
Kurzschlussstrom I_{sc}	6.55 A	1.34 A
Nennspannung V_{MPP}	29.2 V	64.0 V
Nennstrom I_{MPP}	6.17 A	1.18 A

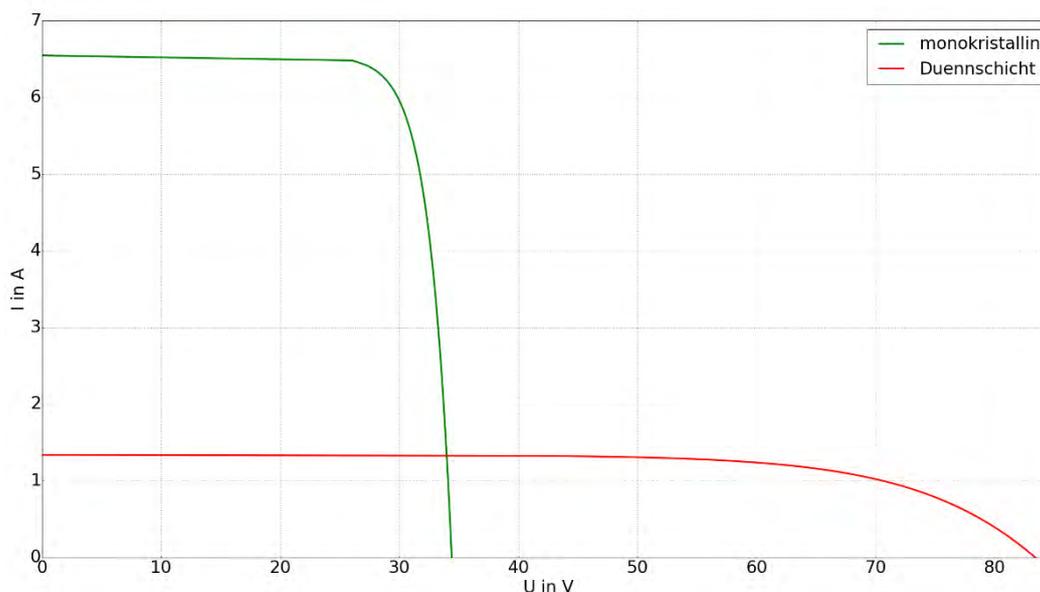


Abbildung 3.5: Darstellung der U-I-Kennlinie für das monokristalline Modul (grün) und das Dünnschichtmodul (rot).

Abbildung 3.5 zeigt für die zwei Module die U-I-Kennlinien für STC- Bedingungen. Die Unterschiede der Spannungen und Ströme beider Module und daraus resultierend der maximalen Spannung sind deutlich zu erkennen.

In Tabelle 3.3 werden die Modultechnologien anhand verschiedener Eigenschaften verglichen und bewertet, wobei ein Pluszeichen eine vorteilhafte und ein Minuszeichen eine nachteilhafte Eigenschaft bedeutet.

Tabelle 3.4: Gegenüberstellung und Bewertung der Moduldaten des kristallinen und Dünnschichtmoduls.

	Kristallin	Dünnschicht
Wirkungsgrad	+	-
Füllfaktor	+	-
Wirtschaftlichkeit	-	+
Stabilität	+	-
Diffuses Licht	-	+
Leistungsdichte	+	-
Temperaturstabilität	-	+
Recycling	+	-
Nachhaltigkeit	+	-
Benutzerfreundlichkeit	-	+
Laderegler-Konform	+	-

Nach Abwägung der Vor- und Nachteile wird die Wahl auf ein kristallines Modul fallen. Trotz einiger Vorteile der Dünnschichtmodule ist vor allem der Giftanteil in vielen Dünnschichtmodulen, der bei nicht ordnungsgemäßem Recycling der Module in die

Umgebung und das Grundwasser gelangen kann, ein entscheidendes Kriterium. Für die Laderegelung sind kristalline Module ebenfalls vorteilhaft, solange als Energiespeicher ein Blei-Akku mit einer Systemspannung von ca. 12 V zum Einsatz kommt.

3.3 Energiespeicher

Eines der wichtigsten Themen bei der Nutzung volatiler, regenerativer Erzeugungseinheiten ist die Speicherung der erzeugten und nicht direkt verbrauchten Energie. Auch im untersuchten Insel-Wechselrichter ist der Akkumulator eine sehr wichtige Systemkomponente. Nicht nur die verschiedenen Typen von elektrischen Energiespeichern, die sich unter anderem in der Energiedichte, maximaler Leistung, maximaler nutzbarer Kapazität oder Zyklenanzahl unterscheiden, sondern auch die extremen Umgebungsbedingungen erschweren die Auswahl der am besten geeigneten Batterie für diese Anwendung. Die verschiedenen relevanten Akku-Typen sind unter den Begriffen „Starter-Batterie“ oder „Solar-Batterie“ benannt. Beide basieren auf einer Blei-Elektrode oder alternativ dazu einer Lithium-Ionen-Batterie.

3.3.1 Lithium-Ionen-Akkumulator

Der Vorteil dieser Technologie liegt in der hohen Energiedichte und der hohen Lebensdauer und Zyklenanzahl. Nachteilig ist zum einen die hohe Reaktionsfähigkeit des Materials Lithium, wenn es außerhalb der Spezifikationen betrieben wird, weshalb solche Lithium-Akkus durch externe Monitoring-Systeme (Batteriemanagementsystem - BMS) zellenscharf überwacht werden müssen. So kann z.B. bei hoher thermischer Belastung der Separator innerhalb der Zelle schmelzen, was zu einem Kurzschluss und einer extremen Hitzeentwicklung führen kann. Diese würde die PowerBlox aufgrund der im Akku gespeicherten Energie, auch Brandlast genannt, vollkommen zerstören. Die Brandlast des Speichers beträgt ca. das Zehnfache der Nennkapazität, d.h. ein Li-Ion-Akku mit einer Kapazität von 1 kWh besitzt eine Brandlast von 10 kWh Energie. Diese Brandlast entspricht in etwa dem Energiegehalt von einem Liter Benzin. Der Preis dieser Akkus ist vergleichsweise hoch, was die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems belasten würde. Auch ist die Frage des Recyclings für Li-Ion nicht abschließend geklärt. Die konventionellen Rückgewinnungsmethoden konzentrieren sich auf Kleinbatterien und deren Inhalte.

Aufgrund des Verhaltens bei „Missbrauch“ (Brandlast), der Kosten für den Akkumulator selbst sowie der ungeklärten Recycling-Situation kommen Li-Ion-Akkus für die vorliegende Anwendung aktuell nicht in Frage.

3.3.2 Blei-Akkumulator

Bei der Bleibatterie kann der Prozess der sogenannten „Gasung“ stattfinden. Diese Reaktion ist eine Nebenreaktion des Ladevorgangs. Es entsteht Knallgas, das innerhalb eines geschlossenen Raumes zu einer Explosion führen kann, ausgelöst durch einen Durchschlag

bzw. Funkenübersprung. Nebenbei verbraucht diese Reaktion Wasser. Ein andauerndes Nachfüllen von Wasser in den vorhergesehenen Einsatzregionen ist nicht wünschenswert. Auch würde das eventuell nicht mit dem technischen Nutzerverständnis einhergehen, da das Öffnen der Box durch nicht dafür qualifizierte Nutzer aus Sicherheitsgründen erschwert werden sollte. Beim Gasen der Batterie wird zusätzlich ein Luftstrom benötigt, um das dabei entstehende Knallgas sicher aus der Box zu entfernen. In Anbetracht dessen ist eine wartungsarme bzw. wartungsfreie Batterie (verschlossen) empfohlen.

Wie bereits erwähnt ist das Temperaturverhalten der Batterien ein entscheidendes Kriterium. Batteriekapazität sowie die Zyklenanzahl sind stark abhängig von der Temperatur.

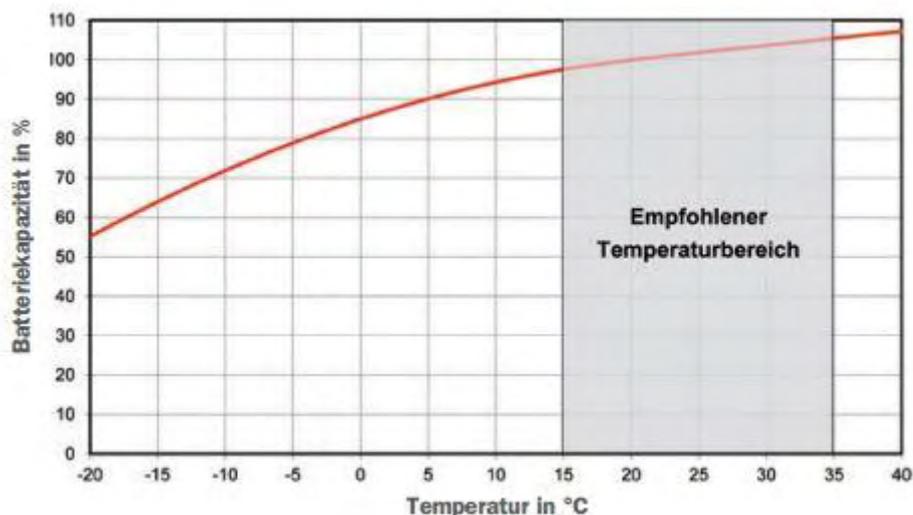


Abbildung 3.6: Empfohlener Temperaturbereich einer hochwertigen Bleisäure – Batterie.

In der obigen Abbildung 3.6 ist der empfohlene Temperatur-Bereich für eine hochwertige Blei-Batterie eingezeichnet. Er liegt zwischen 15 °C und 35 °C. Der mögliche Temperaturbereich wird von -20 °C bis maximal 45 °C angegeben. Dieser erweiterte Temperaturbereich ist für die Anwendung notwendig, da unter Tags mit Temperaturen bis zu 30 °C (im Schatten) und mehr gerechnet werden muss.

Zwar nimmt, wie der obigen Darstellung entnehmbar, die verfügbare Kapazität der Batterie mit steigender Temperatur zu, allerdings nehmen bei hohen Temperaturen Lebensdauer und Zyklenanzahl signifikant ab. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 3.7 dargestellt. Für die vorgesehene Anwendung sind Batterie-Zelltemperaturen von durchschnittlich 35 - 40 °C anzunehmen, was einer Reduktion der Batterielebensdauer auf bis zu 20 % der Nominalen entspricht.

Aufgrund der hohen Umgebungstemperaturen wäre nur eine aktive Kühlung dazu in der Lage, die Temperatur in der Batterie-Zelle signifikant zu reduzieren. Möglich wäre z.B. der Einsatz eines Peltier-Elements, das mit der heißen Seite an der Außenwand und mit der kühlen Seite thermisch an der Batterie angebunden wäre. Diese Art der Kühlung kostet neben Energie auch Geld, weshalb hier eine wirtschaftliche Abwägung notwendig ist.

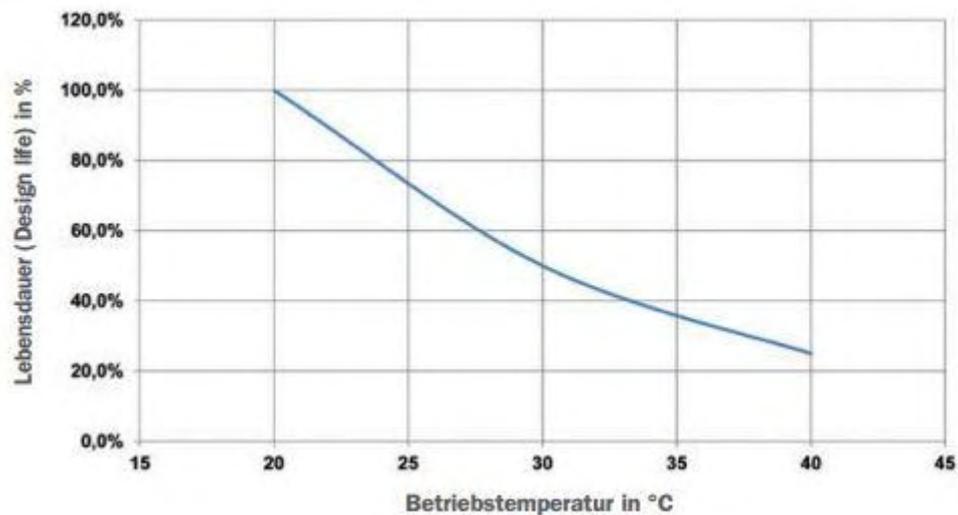


Abbildung 3.7: Kalendarische Alterung in Abhängigkeit der Betriebstemperatur.

Die kalendarische Alterung (Abbildung 3.7) gibt an, wie lange die Batterie ohne Benutzung funktioniert bzw. wann sie ihr spezifiziertes „Lebensende“ erreicht. Diese Alterung wird nur selten angegeben, da die maximale Zyklenanzahl in der Regel früher erreicht wird. In der Anwendung wird mit einer Lebensdauer von 3 Jahren kalkuliert, deshalb ist dieser Aspekt hier nicht weiter relevant.

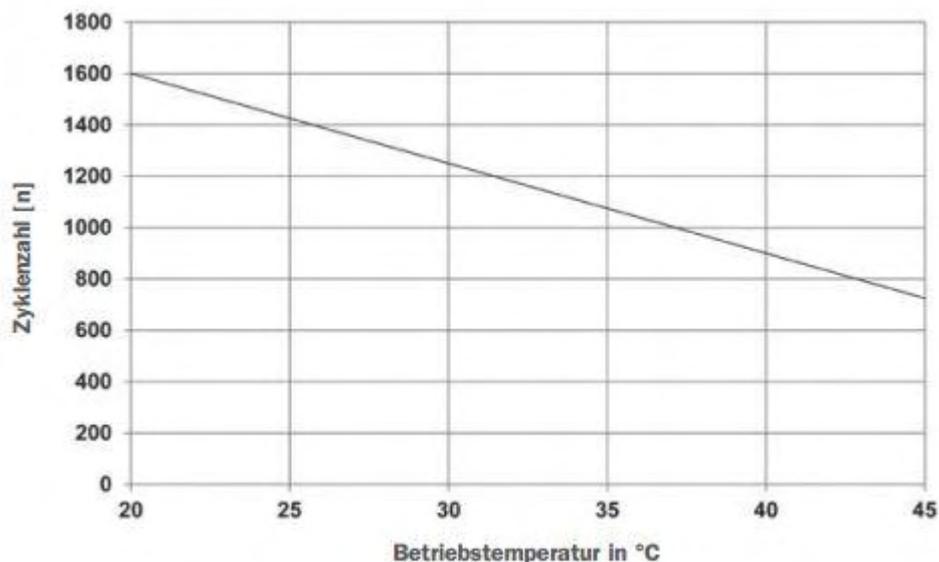


Abbildung 3.8: Abhängigkeit der Zyklen von der Temperatur. Die Batterie ist zu 80% entladen.

Abbildung 3.8 zeigt die mögliche Zyklenzahl in Abhängigkeit der Betriebstemperatur für eine zu 80 % entladene Batterie. Es zeigt sich ein negativer Einfluss der Temperatur auf die mögliche Zyklenzahl. Für die Inselwechselrichter-Anwendung ist eine maximale Entladetiefe von 50% spezifiziert. Bei 50 Ah, die aktuell als mögliche Energiemenge je Tag aus der Batterie geplant sind, würde das einen Akkumulator mit einer Nennkapazität von 100 Ah ergeben. Neben der Temperatur ist die Entladetiefe für die Zyklenanzahl (Abbildung 3.9) entscheidend.

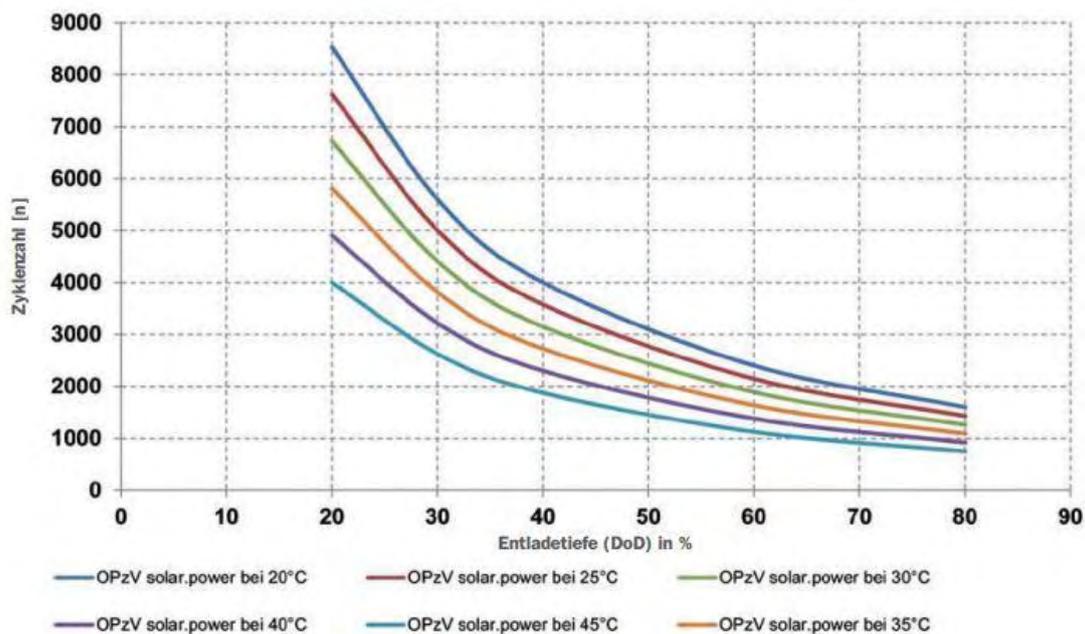


Abbildung 3.9: Zyklenzahl in Abhängigkeit der Entladetiefe und Temperatur.

Bei der geplanten 50 % Entladetiefe und einer mittleren Zelltemperatur von 40°C ergibt sich aus Abbildung 3.9 eine Zyklenzahl von ca. 1800. Dieser Wert liegt über der Mindestspezifikation von ca. 1000 Zyklen, was einem Dauerbetrieb von ca. 3 Jahren entspricht. Bei einer Zelltemperatur von 45°C ergäbe sich eine Zyklenzahl von 1500 Zyklen. Somit könnte die Batterie laut Datenblatt 4 Jahre garantiert laufen ohne große Einbußen bei der Kapazität. Anzumerken ist, dass es sich bei diesem Batterietyp um eine sehr hochwertige Speicherlösung auf Blei-Basis handelt. Mittelklasse-Batterien sollten allerdings immer noch an die 1000 Zyklen mit einer Entladetiefe von 50 % kommen.

3.4 Laderegler

Für ein autarkes PV-System mit Energiespeicher benötigt man unbedingt einen sogenannten Laderegler. Die Aufgaben des Ladereglers bestehen hauptsächlich im Schutz der Batterie gegen Überladung und Tiefenentladung und darin, eine optimale Ladestrategie anzuwenden. Außerdem bietet der Laderegler einen Verpolungsschutz.

Um **Überladung** zu vermeiden, muss nach vollständiger Ladung der Batterie das PV-Modul von der Batterie getrennt werden, um eine Gasung des Elektrolyten innerhalb der Batterie zu vermeiden, was kurzfristig die Kapazität der Batterie reduzieren, langfristig die Batterie unbrauchbar machen würde.

Der **Tiefentladeschutz** trennt die Batterie bei Erreichen der Entladeschlussspannung von allen Lasten und schaltet sie erst bei Überschreiten dieses Spannungsschwellenwertes wieder zu. Dieser Schutz kann etwa nötig sein, wenn sich die Leerlaufspannung des PV-Moduls in der Nacht unterhalb der Batterie-Klemmenspannung einstellt. Bei direkter Verschaltung der Batterie parallel zum Modul findet somit eine Entladung der Batterie über das Modul statt. Der Inselwechselrichter, der die DC-Spannung der Batterie in eine netzkonforme AC-Spannung

wandelt, würde bei Fehlen dieser Funktionalität die angeschlossenen Verbraucher solange versorgen, bis evtl. die Batterie komplett entladen ist.

Der **Verpolungsschutz** schützt die Batterie bei verpolten Verbrauchern oder Erzeugern. Im Falle des Inselwechselrichters kann lediglich das PV-Modul verpolt angeschlossen werden, was schaltungstechnisch ein Kontaktieren der im PV-Modul befindlichen Bypass-Dioden im Durchlassbetrieb bedeutet, und eine Zerstörung dieser Dioden zur Folge hätte, und somit verhindert werden muss.

Der **Übertemperaturschutz** kann die Batterie vor zu hoher Zelltemperatur schützen, indem anhängig von der, mittels Temperatursensor z.B. an einem Batteriepol oder in der Nähe der Batterie ermittelten, Zelltemperatur die Verbraucher/Erzeuger von der Batterie getrennt werden, und die Batterie somit zumindest unbelastet dieser Temperatur „ausgeliefert“ ist.

Unter anderem aus den genannten Gründen wird ein Laderegler benötigt. Laderegler gibt es, je nach Anforderungen, mit verschiedenen Schaltungsvarianten. Gemeinsamkeiten gibt es bei allen Ladereglern in den genannten Schutzfunktionen.

3.4.1 Serieller Laderegler

Serielle Laderegler (Abbildung 3.10) stellen die einfachste Schaltungsvariante dar. Sie besticht primär durch ihre preiswerte Bauweise. Das PV Modul wird direkt mit der Batterie verbunden, und nach Erreichen der Ladeschlussspannung mittels eines Schalters getrennt, um eine Überladung zu vermeiden. Der Schalter ist in Form eines Halbleiters oder Relais realisierbar. Nachteil bei der Schalterlösung mittels Halbleiter ist der Durchlassverlust, der je nach Typ aufgrund der notwendigen Schwellspannung (IGBT) oder des internen (on)-Widerstands (MOSFET) entsteht.

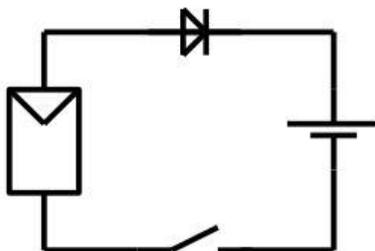


Abbildung 3.10: Serieller Laderegler.

Durch die kleine Anzahl an Bauelementen hat der serielle Laderegler einen geringen Eigenverbrauch. Neben den Bauteilen im Leistungspfad ist aber immer ein Mikrokontroller notwendig, der die Messung und Einschätzung des Batteriezustands, sowie den Ladealgorithmus übernimmt. Bei zu großer Hitzeentwicklung durch interne Verluste, z.B. durch die elektronischen Schaltungen könnte ein (größerer) Kühlkörper, evtl. mit aktiver Luftumwälzung (Lüfter) notwendig werden. Wie bereits erläutert, ist die Leistungsfähigkeit des Energiespeichers stark von der Temperatur abhängig.

3.4.2 Shunt-Laderegler

Eine weitere Bauweise für einen Laderegler ist der sogenannte Parallel- oder Shunt-Regler (Abbildung 3.11). Ähnlich zu der seriellen Topologie benötigt man eine Diode zum Verhindern eines Rückstroms in das PV-Modul., In dieser Schaltungsvariante würde bei aktivem Shunt-Schalter und fehlender oder defekter Diode ein Kurzschluss des Energiespeichers erfolgen. Der Vorteil gegenüber einem seriellen Laderegler ist, dass durch den parallelen Schalter während des Ladevorgangs keine Verluste im Schalter auftreten (da dieser in diesem Zustand geöffnet ist). Um den Ladevorgang zu unterbrechen wird das Modul über den Schalter kurzgeschlossen und somit fließt der Strom durch den Shunt.

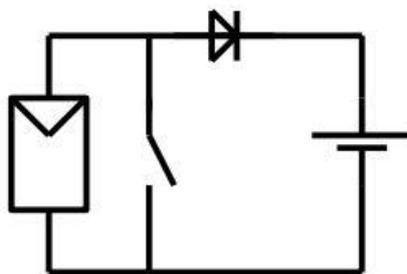


Abbildung 3.11: Shunt – Regler.

Der Shunt sowie der serielle Laderegler sind in ihrer Einstellung der Spannung am Modul sehr eingeschränkt. Sie klemmen die Batteriespannung direkt auf das PV-Modul. Anhand der Strom- Spannungskennlinie sieht das wie folgt aus:

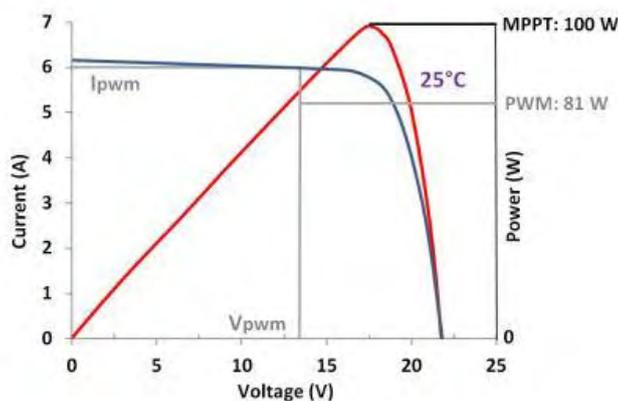


Abbildung 3.12: Einstellung der Spannung eines einfachen Ladereglers.

Die graue Kennzeichnung der Kennlinie zeigt die Einstellung der Modul-Spannung V_{pwm} bei direkter Verbindung der Batterie mit dem PV-Modul, wie bei den beiden vorgestellten Laderegler-Topologien üblich. Je nach Ladezustand der Batterie wird das PV-Modul in einem Arbeitspunkt, hier: PWM, betrieben, der nicht dem zu diesem Zeitpunkt entsprechenden maximalen Leistungswert MPPT entsprechen muss. In Beispiel werden anstelle von 100 W lediglich 81 W vom PV-Modul entnommen und zum Laden der Batterie bzw. zur Speisung des Inselwechselrichters verwendet. Die Differenz verbleibt ungenutzt.

3.4.3 PWM-Regelung

Die beiden vorgestellten Schaltungen können mit einer PWM—Regelung (PWM: Puls-Weiten-Modulation) ausgestattet werden. Diese erlaubt eine vollständige Ladung der Batterie, indem der Laderegler mit einer festen Abtastfrequenz die Klemmenspannung der Batterie misst. Je nach Höhe der Spannung (und somit dem Ladezustand der Batterie), wird der Tastgrad T (duty cycle), das Verhältnis der Einschaltzeit T_e zur Taktperiode T_s , mit welchem der Schalter angesteuert wird, neu berechnet.

Der hier messtechnisch untersuchte Laderegler ist ein serieller PWM-Laderegler, der Steca Solarix PRS 1515. Aus Abbildung 3.13 lässt sich ablesen, dass es sich um einen seriellen Laderegler handelt. Die Spannung liegt während des Betriebs zwischen der Leerlaufspannung des emulierten PV-Moduls und der Klemmenspannung der Batterie. Bei einem Shunt-Regler würde die Spannung aufgrund des Kurzschlusses zwischen 0V und der Klemmenspannung der Batterie springen. Ab Erreichen der Ladeschlussspannung (in der Messung nach ca. 23 Sekunden) beginnt der Schalter zu takten.

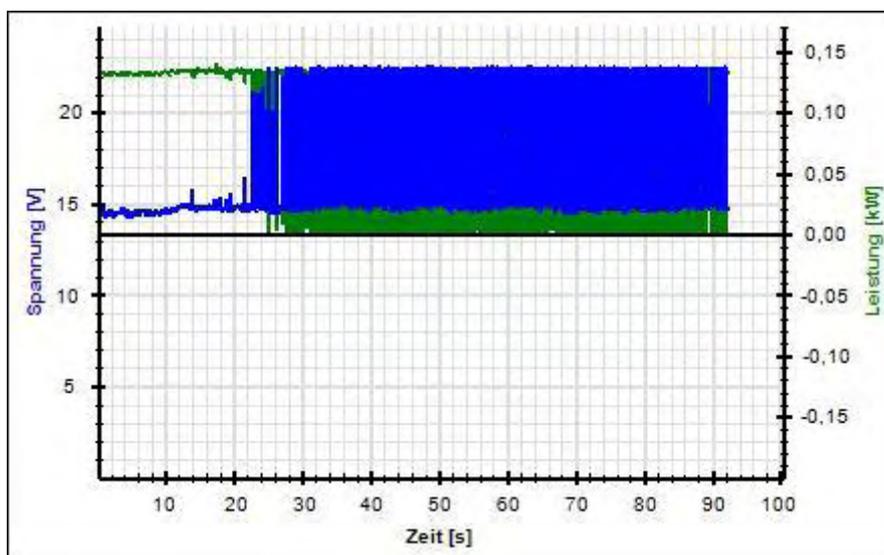


Abbildung 3.13: Serieller Laderegler. Beim Überschreiten der Ladeschlussspannung setzt der Laderegler ein.

Mit einer Taktfrequenz, die zwischen 14,7 Hz und 15 Hz liegt, ändert sich wie oben beschrieben, der Tastgrad T in Abhängigkeit des Ladezustands der Batterie. Abbildung 3.14 zeigt Ladestrom und Modulspannung. Der Tastgrad T liegt bei ca. 0,5. In Abbildung 3.15 ist die Batterie bereits fast vollständig geladen. Der Tastgrad T liegt dementsprechend nur noch bei etwa 0,05.

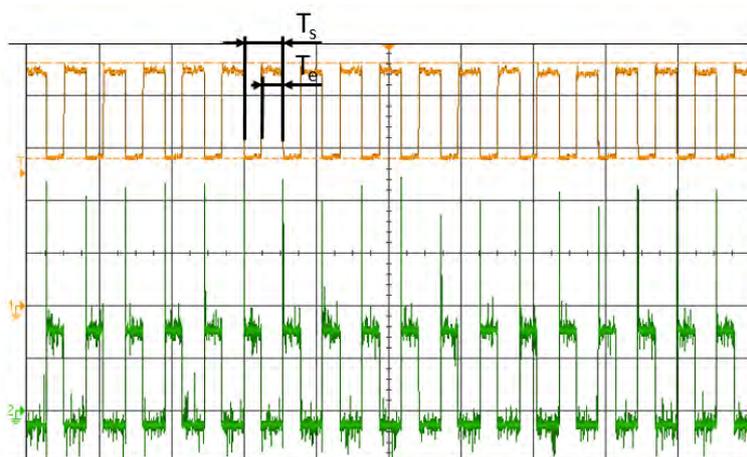


Abbildung 3.14: Ladestrom und Modulspannung. Es handelt sich um einen seriellen Laderegler. Der Tastgrad liegt bei ca. 0.5.

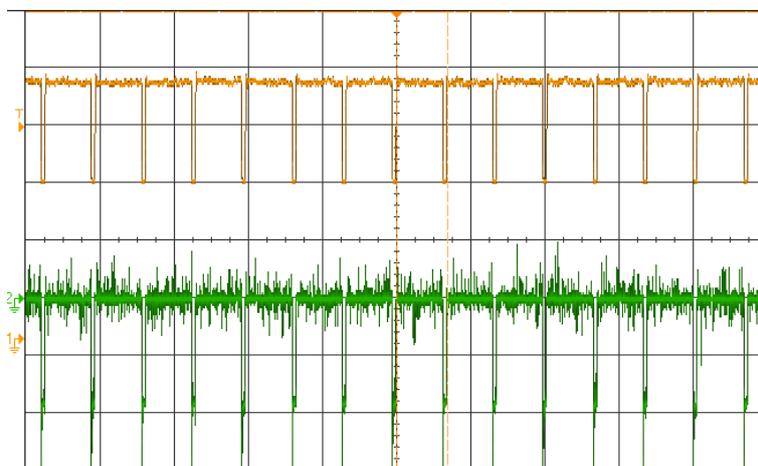


Abbildung 3.15: Ladestrom und Modulspannung. Es handelt sich um einen seriellen Laderegler. Die Batterie ist beinahe vollständig geladen. Der Tastgrad liegt bei ca. 0.05. Die Polarität des Stroms (grün) ist im Vrgl. zu Abb. 3.14 getauscht.

3.4.4 MPPT-Laderegler

Der MPPT-Laderegler stellt die Spannung am PV-Modul so ein, dass die für den entsprechenden Arbeitspunkt maximal verfügbare Leistung (Maximum Power Point) für die Ladung der Batterie zur Verfügung steht. Im P-U-Diagramm in Abbildung 3.16 ist der MPP als der höchste Punkt der blauen Kurve zu erkennen. Der MPPT-Laderegler ist von der Topologie her ein DC-DC-Wandler, der in Form eines Abwärtswandlers oder Hoch-Tiefsetz-Stellers vorkommt.

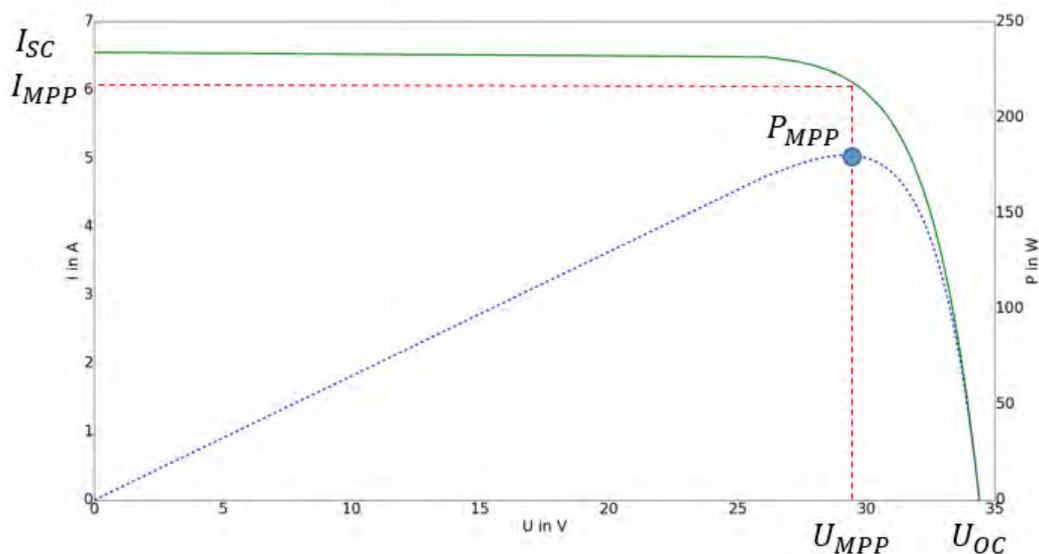


Abbildung 3.16: P-U- (blau) und U-I-Diagramm (rot) eines PV-Moduls.

Die DC-Spannung des PV-Moduls ist von der Klemmenspannung der Batterie entkoppelt. Der Schalter wird meist durch einen MOSFET realisiert. Der Regler ist in der Lage, die maximale Leistung des Moduls zu entnehmen, die z.B. bei ca. 29 V liegt. Bei einem 180 W Modul, wie in Abbildung 3.16, liegt der Stromstärke im MPP (I_{MPP}) bei der Spannung von 29 V bei 6,2 A. Die Höhe der MPP-Spannung stimmt nicht mit der Batteriespannung überein. Daher ergibt sich durch den DC/DC-Wandler ein dazu passenden Batterie-Ladestrom von $180 \text{ W}/13 \text{ V} = 13,8 \text{ A}$. Die MPPT-Topologie (Abbildung 3.17) hat klare Vorzüge, speziell wenn die Modulspannung nicht auf die Batteriespannung angepasst ist, wie es bei Standard – PV-Module mit 60 oder 72 Zellen je Modul der Fall ist.

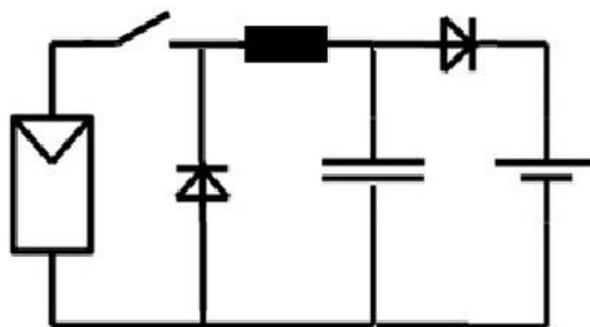


Abbildung 3.17: MPPT-Regler mit Abwärtswandler-Topologie.

3.4.5 Vergleich der Laderegler

Im Folgenden sollen ein PWM-Regler (Serie oder Shunt) und ein MPPT-Regler miteinander verglichen werden. Die Kriterien, anhand derer der Vergleich vollzogen wird, sind u.a. das Verhalten bei verschiedenen Temperaturen, die Energieausbeute über ein Jahr, Eigenverbrauch und Kosten.

Zunächst wird die Energieausbeute über ein ganzes Jahr verglichen. Mit Hilfe von Matlab und der meteorologischen Datenbank Meteonorm wurde eine Simulation durchgeführt, die den jeweiligen Energiegewinn beider Laderegler für ein vorgegebenes PV-Modul und vorgegebene Umgebungsbedingungen errechnet und vergleicht. Als Standort wurde ein Ort im zentralen Tansania gewählt.

Abbildung 3.18 zeigt eine während des Simulationslaufs berechnete U-I-Kennlinie. Die rote Kurve repräsentiert dabei die Kennlinie unter STC-Bedingungen, während die schwarze Kennlinie das Ergebnis der Berechnung unter Berücksichtigung realen Einstrahlungs- und Winddaten, sowie Umgebungstemperatur darstellt. Die Kennlinie weist erwartungsgemäß niedrigere U- und I-Werte als die STC-Kennlinie auf.

Abbildung 3.19 zeigt die entsprechenden U-P-Kennlinien. Auch hier entspricht die rote Kennlinie dem Simulationsergebnis unter STC-Bedingungen, wohingegen die schwarze Kennlinie reale Umgebungswerte ($G=511 \text{ W/m}^2$ und resultierende Zelltemperatur von $T=41.6 \text{ }^\circ\text{C}$) berücksichtigt. Der MPP liegt bei etwa 116 W (rot) und entspricht der Leistung, die der MPPT-Laderegler dem Modul entnimmt. Der blaue Punkt (61 W) entspricht dem Arbeitspunkt eines einfachen Serien- oder Shuntreglers (mit oder ohne PWM). Es ergibt sich ein Leistungsunterschied von 55 W zwischen den zwei Ladereglerkonzepten.

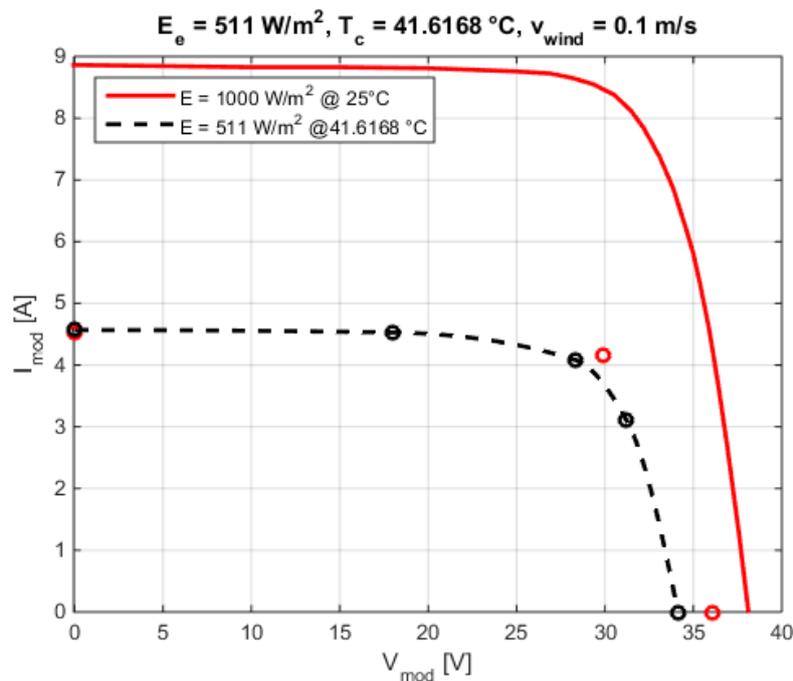


Abbildung 3.18: Simulierte I-U-Kennlinie eines 250W PV-Moduls unter STC- (rot) realen Einstrahlungsbedingungen und Windgeschwindigkeiten (schwarz). Im Beispiel ergibt sich eine Zelltemperatur von 41.6°C .

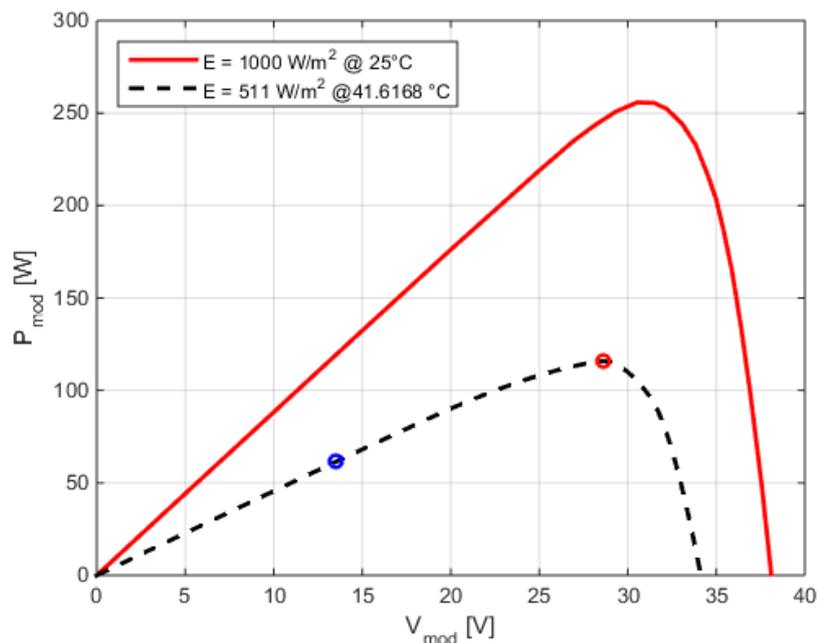


Abbildung 3.19: Resultierende P-U-Kennlinie des 250W PV-Moduls unter STC- (rot) und realen Einstrahlungsdaten und Windgeschwindigkeiten. Der blaue Kreis illustriert den Arbeitspunkt eines einfachen Ladereglers, der rote Kreis den eines MPP-Ladereglers.

Die Berechnung zeigt, unter Berücksichtigung realer Klimadaten den deutlichen Mehrertrag des MPPT-Reglers für diese Modulauswahl. Der MPPT-Regler weist für das 250 W PV-Modul einen Energieertrag von ca. 440 kWh pro Jahr auf. Der serielle/parallele Regler erzielt einen Ertrag von ca. 234 kWh. Somit erreicht der MPP-Laderegler für die untersuchte Konfiguration für das gleiche PV-Modul einen Mehrertrag von über 87% über das Jahr hinweg.

Aus Abbildung 3.20 ist sofort zu erkennen, dass MPPT-Regler (rot) höhere Leistungswerte erzielt als der einfache Serien- oder Shuntregler. Der Mittelwert der Tageserträge liegt bei der MPP-Topologie bei 1.2 kWh mit einer Standardabweichung von 421 Wh. Im Vergleich dazu liegt der serielle oder parallele Regler bei 0.6 kWh und einer Standardabweichung von 228 Wh pro Tag. Das entspricht lediglich 52 % der mit dem MPPT-regler erzielten Energie.

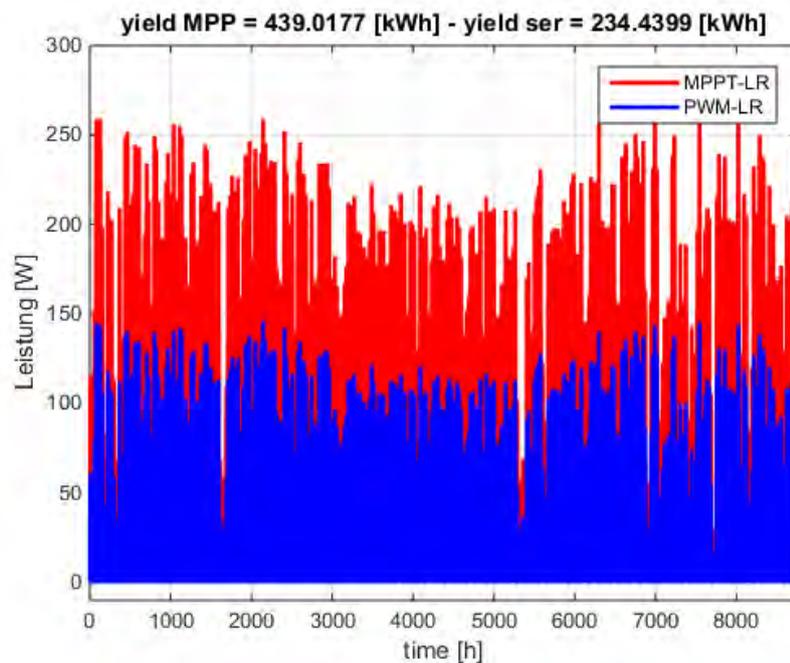


Abbildung 3.20: Vergleich der Jahreserträge der Laderegler

Ein weiterer Vorteil der MPPT-Regler ist, dass die Eingangsgrößen einen größeren Spielraum haben als bei PWM-Reglern. So liegt bei einem 12 V PWM-Laderegler die höchste (übliche) Leerlaufspannung des Moduls bei ca. 50V. Eine Eingangsspannung oberhalb dieser Grenze führt zu einer Zerstörung des Ladereglers. Bei MPPT-Regler geht dieser Bereich bis über 70V. Für die Anwendung mit einem kristallinen PV-Modul ist dieser Umstand irrelevant, auch handelt es sich hierbei um eine Auslegungs- und Designfrage, die je nach Bedarf auch anderweitig ausgeführt werden könnte.

Die MPP-Ladereglerschaltung ist somit trotz höherem Schaltungsaufwand gegenüber der PWM-Schaltung für diesen Anwendungsbereich überlegen und wird deshalb für die Anwendung empfohlen.

3.5 Wechselrichter

Es gibt viele verschiedene Schaltungsvarianten für einphasiger Wechselrichter, die sich in einigen Punkten stark voneinander unterscheiden. Betrachtet man zum Beispiel die Punkte Wirkungsgrad, Gleichtaktspannungen (bzw. Ableitströme) und Aufwand an Bauelemente werden sehr schnell große Unterschiede deutlich.

Der Wechselrichter muss ebenso für hohe Umgebungstemperaturen ausgelegt werden, da es durch den hohen Grad der thermischen Isolierung eines oben genannten Inselsystems für den afrikanischen Markt und den Witterungsbedingungen in Afrika zu hohen Belastungen kommen kann. Dieser Thermische Aspekt betrifft hier im Wesentlichen die Auslegung der Kühlung für die Halbleiter und der Abtransport der entstandenen Wärme aus der Box, sowie die Auswahl geeigneter Kondensatoren für den vorgesehenen Temperaturbereich.

Im Weiteren werden nun verschiedene Topologien von Wechselrichtern auf die obengenannten Aspekte untersucht.

Darauf folgend wird ein Wechselrichter mit elektrischen Daten ähnlich der Zielleistungsklasse Schaltungstechnisch evaluiert, und das elektrische Verhalten bei verschiedenen Belastungen messtechnisch untersucht, sowie die zugrundeliegenden Aspekte zur Regelung und Kühlung bzw. der Verluste aufgeführt.

3.5.1 Wechselrichterschaltungen - Topologien

In [1] werden verschiedene Topologien für einphasige Wechselrichtersysteme aufgeführt, welche sich vor allem mit Gleichtaktspannungen und den daraus resultierenden Ableitströmen befassen. Im Folgenden werden nun grundlegend verschiedene Topologien aufgeführt und nach Vor- und Nachteilen bewertet.

3.5.1.1 Halbbrücke

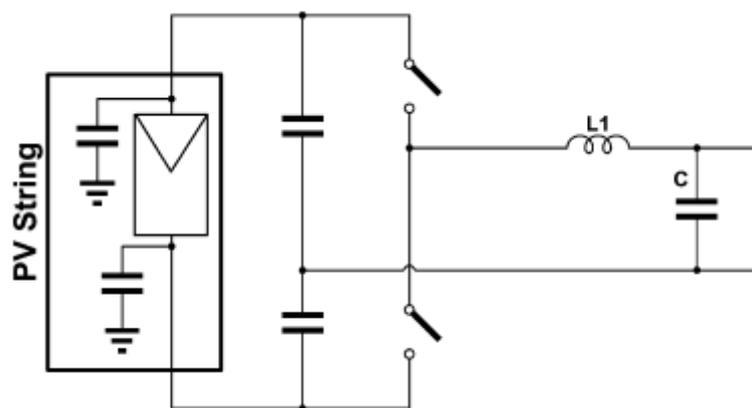


Abbildung 3.21: Einphasige Halbbrücke.

Die grundsätzliche Struktur der Halbbrücke (Abbildung 3.21) hat den Vorteil, dass aufgrund eines sehr geringen Bauteilaufwands die Kosten minimiert werden. Ebenso ein großer Vorteil ist, dass durch die geringe Anzahl an Bauelementen ein höherer Wirkungsgrad (ca. 97 %) entsteht, da jeweils geringere Durchlassverluste in den Halbleitern entstehen.

Nachteilig ist aufzuführen, dass die Spannungsqualität der erzeugten Ausgangsspannung auch bei sehr hohen Schaltfrequenzen schlechter ist als bei vergleichbaren Wechselrichtern mit Vollbrückentopologie. Ebenso als Nachteil aufzuführen ist, dass man zum Betrieb eines WR mit Halbbrückentopologie eine doppelt so große Zwischenkreisspannung benötigt, als bei Vollbrückenschaltung. ($V_{DC} = 800 \text{ V}$ anstatt 400 V). Somit muss die Batterie- und Modulspannung für diese Schaltungsvariante mittels weiterem DC/DC-Wandler vergleichsweise hoch gesetzt werden, was einfache Schaltungslösungen zur Spannungsanhebung ausschließt.

Allgemein:

Gleichtaktspannungen werden speziell beim Null-Vektor-Schalten verursacht. Hierbei werden sehr hohe Schaltflanken erreicht, was wiederum Ableitströme über parasitäre Kapazitäten zur Folge hat. Besonderheit der Halbbrücken-Schaltung sind verminderten Ableitströme bzw. Leckströme. Dadurch, dass die Potentialdifferenz zwischen den beiden Zwischenkreiskondensatoren abgegriffen wird, ergibt sich für die Spannung zwischen dem Gleichstromkreis und Erde ein konstanter Wert, was zur Folge hat, dass die resultierenden Ableitströme durch die parasitären Kapazitäten klein gehalten werden.

Im Folgenden werden die Wesentlichen Vor- und Nachteile zusammengefasst:

Vorteile:

- ✓ Geringer Bauteilaufwand
- ✓ Geringere Kosten
- ✓ Kleine Ableitströme bzw. geringe Gleichtaktspannungen
- ✓ Hoher Wirkungsgrad

Nachteile:

- Schlechteste Spannungsqualität aller vorgestellten Topologien
- Doppelte Zwischenkreisspannung im Vergleich zu Vollbrücken-Topologien
- Benötigt hohe Spannungsfestigkeit der Schalttransistoren und Dioden

3.5.1.2 Vollbrücke

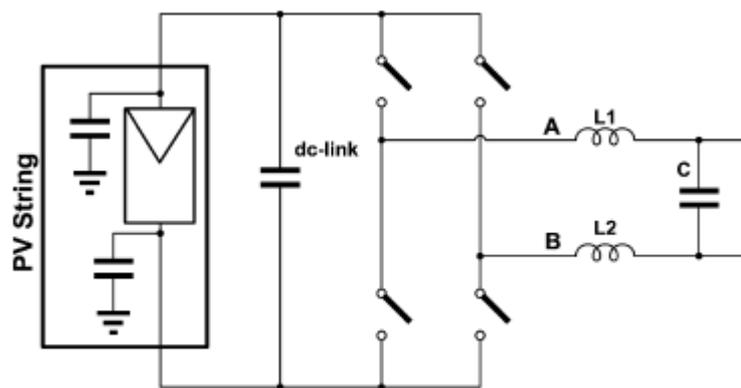


Abbildung 3.22: Einphasige Vollbrücke.

Die Kosten einer Vollbrücke (Abbildung 3.22) sind aufgrund des größeren Bauteilaufwands etwas höher als die der Halbbrücke. Ebenso sinkt der Wirkungsgrad durch die höheren Durchlassverluste ($4 \cdot P_{VT} + 4 \cdot P_{VD}$) leicht ab (ca. 94 %).

Ein Vorteil der Vollbrücken-Schaltung ist die bessere Spannungsqualität, welche speziell bei unipolarer Pulsweitenmodulation (PWM) erreicht werden kann. Des Weiteren benötigt man zum Betreiben der Vollbrücke eine geringere Zwischenkreisspannung von nur $V_{DC} = 400V$.

Im Folgenden werden die Vor- und Nachteile der Vollbrückenschaltung zusammengefasst:

Vorteile:

- ✓ Gute Spannungsqualität
- ✓ Niedrige Zwischenkreisspannung

Nachteile:

- Höherer Bauteil Aufwand
- Höhere Kosten
- Niedrigerer Wirkungsgrad
- Hohe Ableitströme

3.5.1.3 HERIC (High efficient and reliable inverter concept) und H5

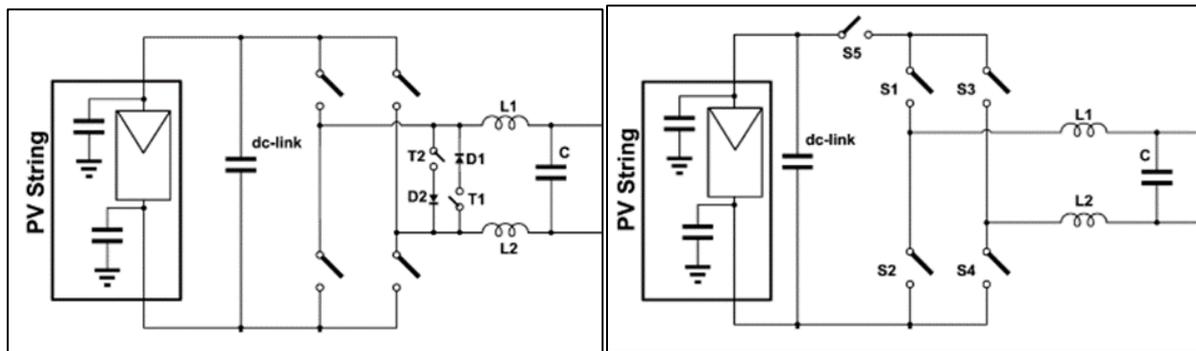


Abbildung 3.23: HERIC Topologie (links), H5 Topologie (rechts).

Die beiden Vollbrücken-Schaltungen HERIC und H5 (Abbildung 3.23) verfolgen ein ähnliches Konzept. Ihr Vorteil liegt darin, dass der Zwischenkreis während der Nullvektorphasen vom Netz getrennt ist, um die Auswirkung der Gleichtaktspannung auf die parasitären Kapazitäten des PV-Moduls, Ableitströme, während dieser Schaltstellung zu minimieren.

Im Folgenden werden Vor- und Nachteile im Gegensatz zu einer allgemeinen Vollbrücken-Schaltung aufgeführt:

Vorteil:

- ✓ Hoher Wirkungsgrad
- ✓ Niedrige Ableitströme
- ✓ Niedrige Zwischenkreisspannung

Nachteil:

- Höhere Komplexität der Schaltungen als allgemeine Vollbrücken-Schaltung

3.5.1.4 Vollbrücke mit LF-Trafo

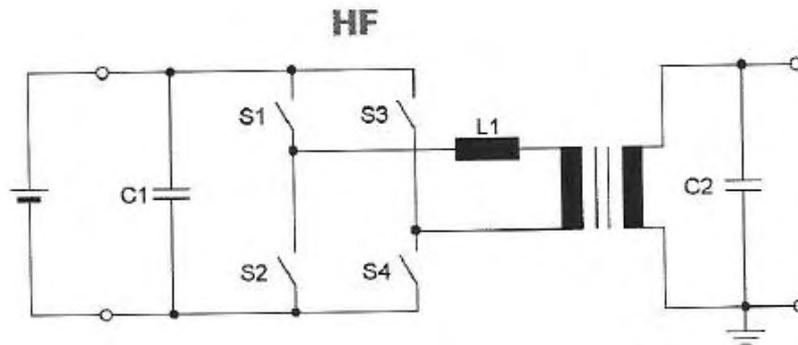


Abbildung 3.24: Vollbrücke mit LF – Transformator.

Vorteilig ist bei dieser Topologie das Einsparen der sonst zusätzlich notwendigen DC/DC – Boost – Stufe, die z.B. mittels Induktivität oder HF – Transformator realisiert sein kann.

Dennoch ist sie vor allem für diese Anwendung (kompakter modularer Inselwechselrichter mit integrierter Batterie für den afrikanischen Markt) aufgrund des hohen Gewichts und der Abmessungen des LF-Transformators eher ungeeignet.

Tabelle 3.5 fasst die wichtigsten Eigenschaften der vorgestellten Wechselrichtertechnologien zusammen.

Tabelle 2.5: Vergleich der wichtigsten Eigenschaften der unterschiedlichen Wechselrichter-Topologien.

	Halbbrücke	Vollbrücke	HERIC	H5	VB mit LF - Trafo
Zwischenkreisspannung	800 V	400 V	400 V	400 V	z.B. 12 V
Wirkungsgrad	97 %	94 %	98 %	98 %	
Eingangskapazität	2	1	1	1	1
Anzahl der HL - Bauelemente	4	8	8	8	8
Anzahl von MPPT	1	1	1	1	1
Ableitstrom	Gering	Hoch	Sehr gering	Sehr gering	Sehr gering
Gewicht	Leicht	Leicht	Leicht	Leicht	Schwer

3.5.1.5 Zusammenfassung

Für den vorliegenden Anwendungsfall wird eine einphasige Vollbrückentechnologie empfohlen, da diese nur die halbe Zwischenkreisspannung benötigt. Zusätzlich wird eine Boost-Stufe benötigt, um die Batteriespannung auf die Zwischenkreisspannung von ca. 400 V anzuheben, hierzu wird eine Version mit galvanischer Trennung empfohlen. Diese galvanische Trennung ermöglicht eine Erdung des DC-Minuspotentials, ein Beitrag zur Sicherheit des Systems speziell bei einem verteilten System auf Basis mehrerer Inselwechselrichter.

3.5.2 Wechselrichterverhalten (AC- und DC Seite)

In diesem Kapitel wird das Verhalten eines in der Leistungsklasse relevanten Inselwechselrichters **STECA PLI-300 (300 W)** mittels verschiedener Messungen typischer Belastungsfälle untersucht.

Zunächst sind die wesentlichen Datenblatt Informationen des „Device Under Test“ aufgeführt:

- **Charakterisierung des Betriebsverhaltens**
Systemspannung: 12 V
Dauerleistung: 300 VA
Leistung 30 min.: 300 VA
Leistung 5 sec.: 350 VA
Max. Wirkungsgrad: 85 %
Eigenverbrauch Standby / ON: 0.5 W / 9 W
- **DC-Eingangsseite**
Batteriespannung: 10.5 V ... 15 V
Wiedereinschaltspannung (LVR): 12.5 V
Tiefentladeschutz (LVD): 10.5 V --> der WR übernimmt Batterieschutzfunktionen
- **AC-Ausgangsseite**
Ausgangsspannung: 230 V AC +/-10 %
Ausgangsfrequenz: 50 Hz
- **Sicherheit**
Schutzklasse: II (doppelte Isolierung)
Elektronischer Schutz: kein Verpolungsschutz der Batterie,
Überspannung, Überstrom, Übertemperatur
- **Einsatzbedingungen**
Umgebungstemperatur: -20 °C ... +50 °C

Aufgrund fehlender Schaltpläne des hier untersuchten Inselwechselrichters wurde die zugrundeliegende Schaltung durch Öffnen des Geräts ermittelt.

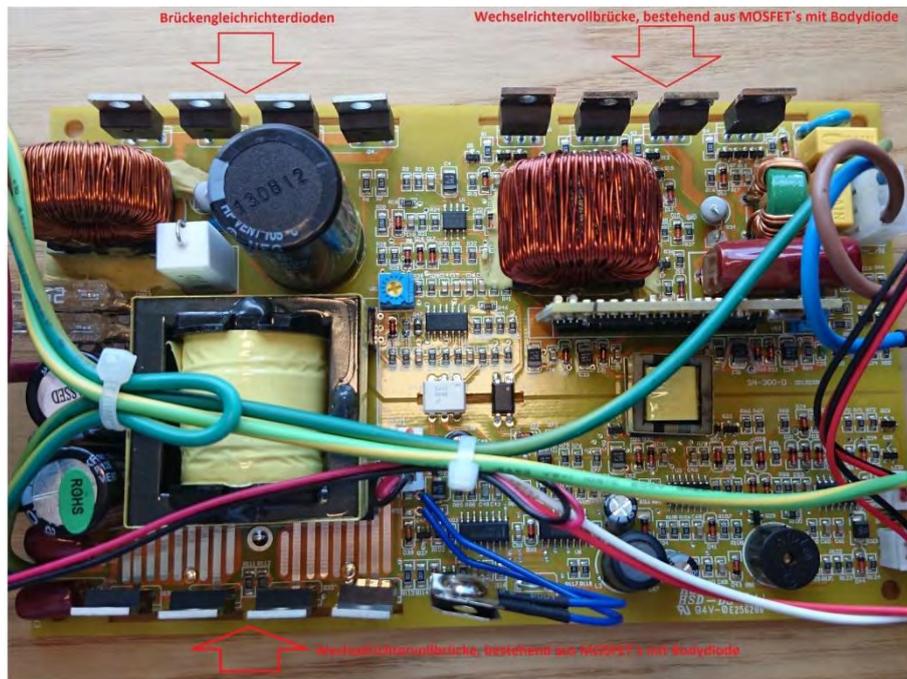


Abbildung 3.25: Platine des Steca PLI – 300.

In Abbildung 3.25 ist die Hardware des WR zu sehen. Daraus wurde die in Abbildung 3.26 dargestellte grobe Abschätzung der Topologie des Wechselrichters getroffen.

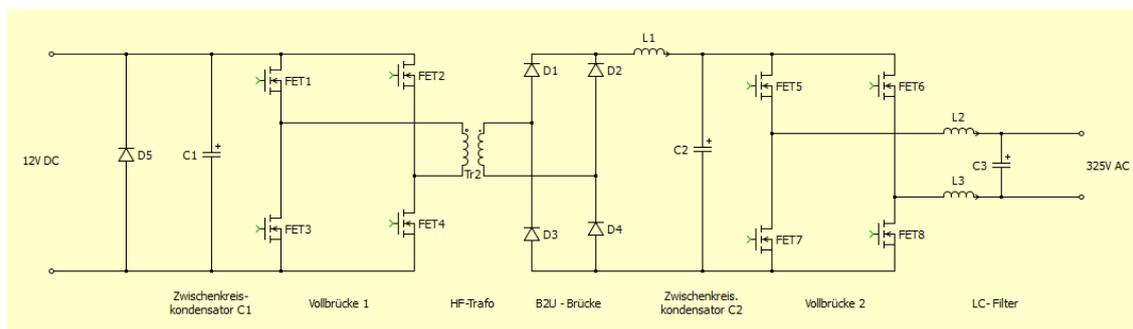


Abbildung 3.26: HF - Topologie des Steca PLI – 300.

Am DC – Eingang liegen die 12 V_{DC} der Batterie an. Die Vollbrücke (FET1...FET4) generiert ein hochfrequentes Rechtecksignal (20 – 24 kHz), welches über den HF - Trafo (Tr2) übertragen wird. Die B4-Gleichrichterbrücke (D1...D4) wandelt das Rechtecksignal wieder in eine Gleichspannung um, welche im Zwischenkreis (L1+C2) gepuffert und gefiltert wird. Eine zweite Vollbrücke (FET5...FET8) generiert daraus eine Pulsweitenmodulierte Wechselspannung, die durch die Filterkomponenten (L2+L3+C3) auf eine sinusförmige 50 Hz-Wechselspannung gefiltert wird.

Die Vor- und Nachteile des vorgestellten Wechselrichters sind folgende:

Vorteile:

- ✓ *Kompakt und leicht, da HF-Trafo sehr klein und leicht ist*
- ✓ *Hoher Wirkungsgrad durch Verringerung der Trafoverluste*

✓ *Sicherheit durch galvanische Trennung zwischen DC und AC-Seite*

Nachteile:

- Für bidirektionalen Betrieb wäre eine Schaltungsmodifikation notwendig

Für die Anwendung als modulares Inselwechselrichtersystem mit integrierter Batterie für den afrikanischen Markt ist diese Topologie grundsätzlich sehr gut geeignet.

Der einzige Nachteil entsteht beim Aufbau mehrerer Inselwechselrichter zu einem Micro-Grid, da dabei ein bidirektionaler Energiefluss vorteilhaft sein kann, um bei schnellen Laständerungen (z.B: Lastabfall) das System schneller stabilisieren zu können. Diese Topologie ist lediglich unidirektional, Energiefluss in beiden Richtungen ist so nicht möglich. Dies liegt im Wesentlichen an der passiven B4-Brücke. Um einen bidirektionalen Fluss zu ermöglichen, muss diese Brücke aktiv mit Schalttransistoren (z.B. MOSFET) betrieben werden.

3.5.2.1 Statische Messungen

Zunächst werden statische Messungen am System, bestehend aus Batterie, Wechselrichter und Verbraucher, durchgeführt. Dabei wird das System zunächst im Leerlauf vermessen und ausgewertet. Daraufhin wird ein ohmscher Verbraucher mit Nennlast und ein weiterer mit 150 % der Nennlast angeschlossen. Zuletzt wird das Verhalten des Systems bei nichtlinearer Last untersucht.

Der Messaufbau ist in Abbildung 3.27 dargestellt und besteht aus einer 12 V-Bleisäure-Batterie, dem Batteriewechselrichter Steca PLI-300, einem 250 Ohm-Potentiometer und einem Oszilloskop.

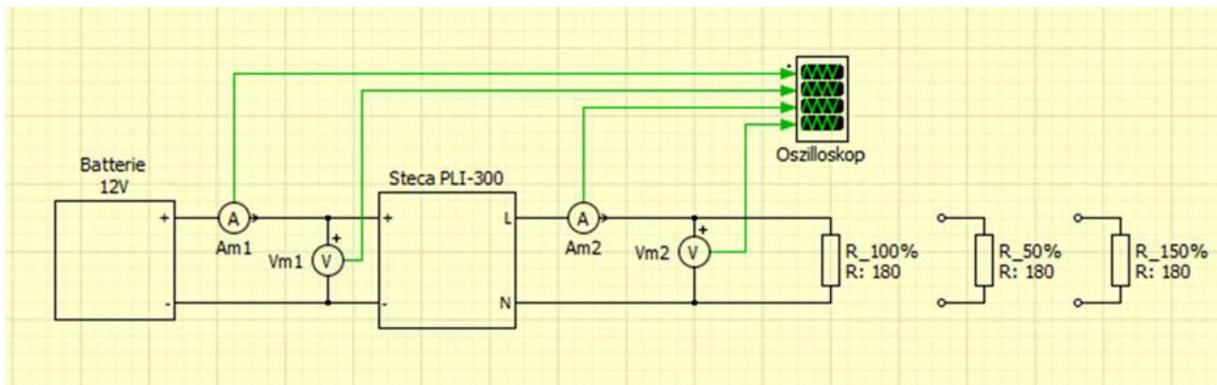


Abbildung 3.27: Messaufbau zur statischen Messung.

Ziel der Messungen ist die Untersuchung der DC-Eingangs- und AC-Ausgangsgrößen des Wechselrichters bezüglich der Einhaltung möglicher Grenzwerte (z.B. Spannungsband) und ihrer Form (Oberwellen).

Aus der Nennleistung des Wechselrichters und der Netzspannung kann die Nennlast berechnet werden:

$$R_{100} = \frac{U^2}{P} = \frac{230 \text{ V}^2}{300 \text{ W}} = 180 \Omega \rightarrow R_{150\%} \approx 90 \Omega \rightarrow R_{50\%} \approx 270 \Omega$$

($R_{100\%}$ beschreibt diejenige Last, bei welcher die Nennleistung bzw. Dauerleistung des PLI-300 (300 W) abgegeben wird.)

Gemessene Widerstandswerte ($T_{amb} = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$):

$R_{100\%} = 184,3\ \Omega$ $R_{150\%} = 78,4\ \Omega$ $R_{50\%} = 230\ \Omega$

In Abbildung 3.28 sind jeweils folgende Messungen aufgezeigt:

1. Netzspannung V_{AC} [V] (blau) und Netzstrom $I_{AC} \cdot 100$ [A] (rot)
2. I_{AC} [A] (blau)
3. Batteriespannung V_{DC} [V] (blau)
4. Batteriestrom I_{DC} [A] (blau)

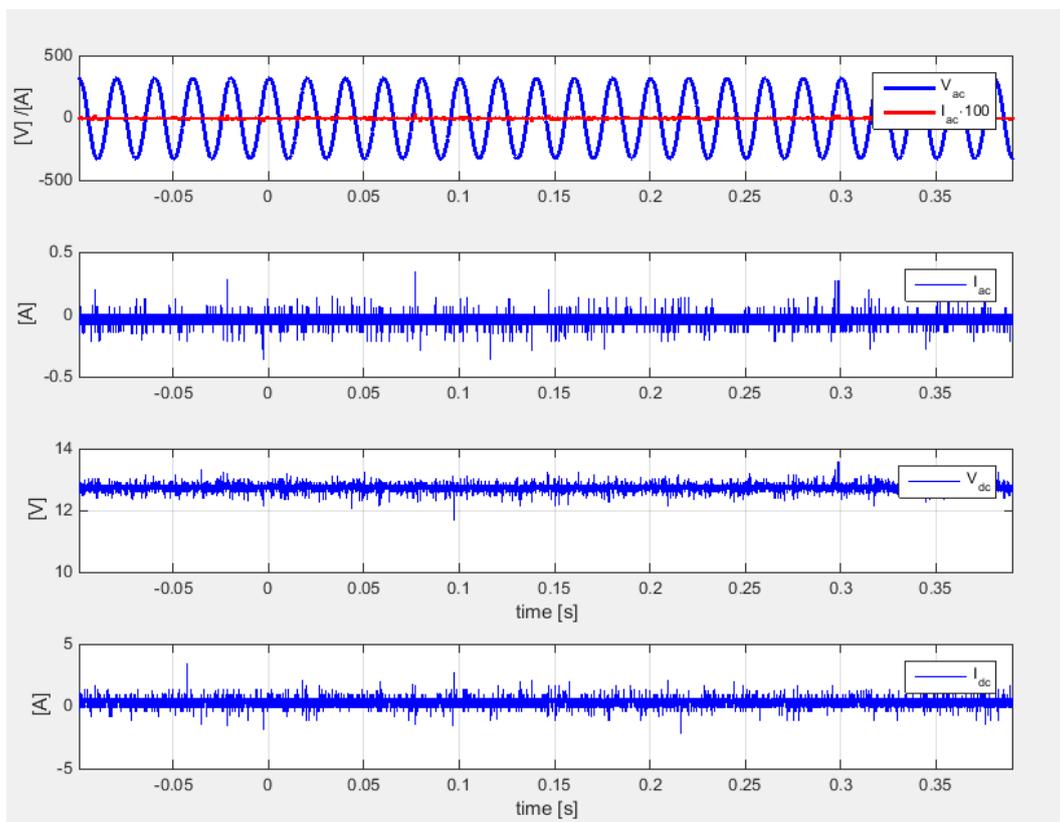


Abbildung 3.28: Messung des Wechselrichters im Leerlauf.

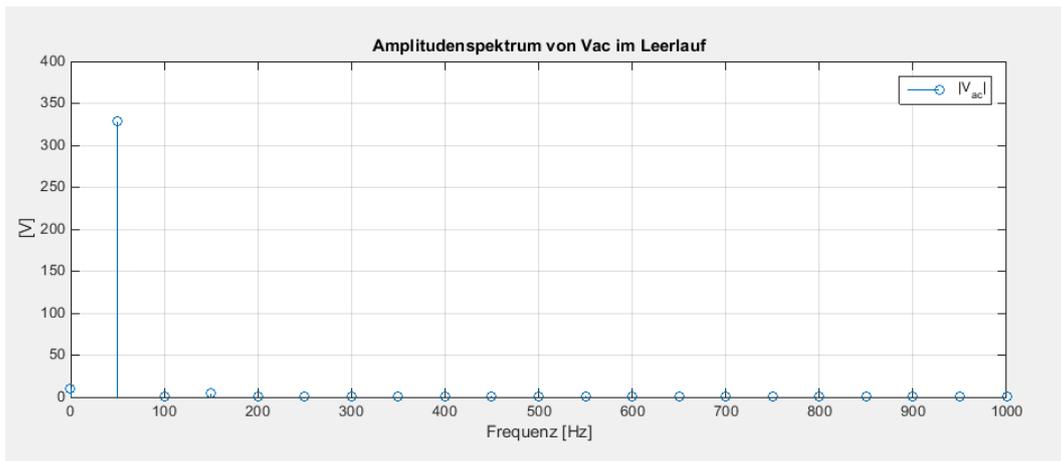


Abbildung 3.29: Amplitudenspektrum der Netzspannung im Leerlauf.

Aus Abbildung 3.28 (oberer Plot) ist gut zu sehen, dass der Batteriewechselrichter eine beinahe ideale Sinusspannung (V_{ac}) im Leerlauf liefert. Zudem werden die im Datenblatt vorgegebenen Grenzwerte von $U_{eff} = 230 \text{ V} \pm 10\%$ eingehalten.

Auch aus dem Amplitudenspektrum (Abbildung 3.29) geht hervor, dass die Sinusspannung weitgehend unverzerrt ist und ihre Amplitude bei nahezu 325 V liegt. Des Weiteren sieht man sehr deutlich, dass keine signifikanten Oberschwingungen auftreten.

100 % Nennlast – Ohmscher Verbraucher

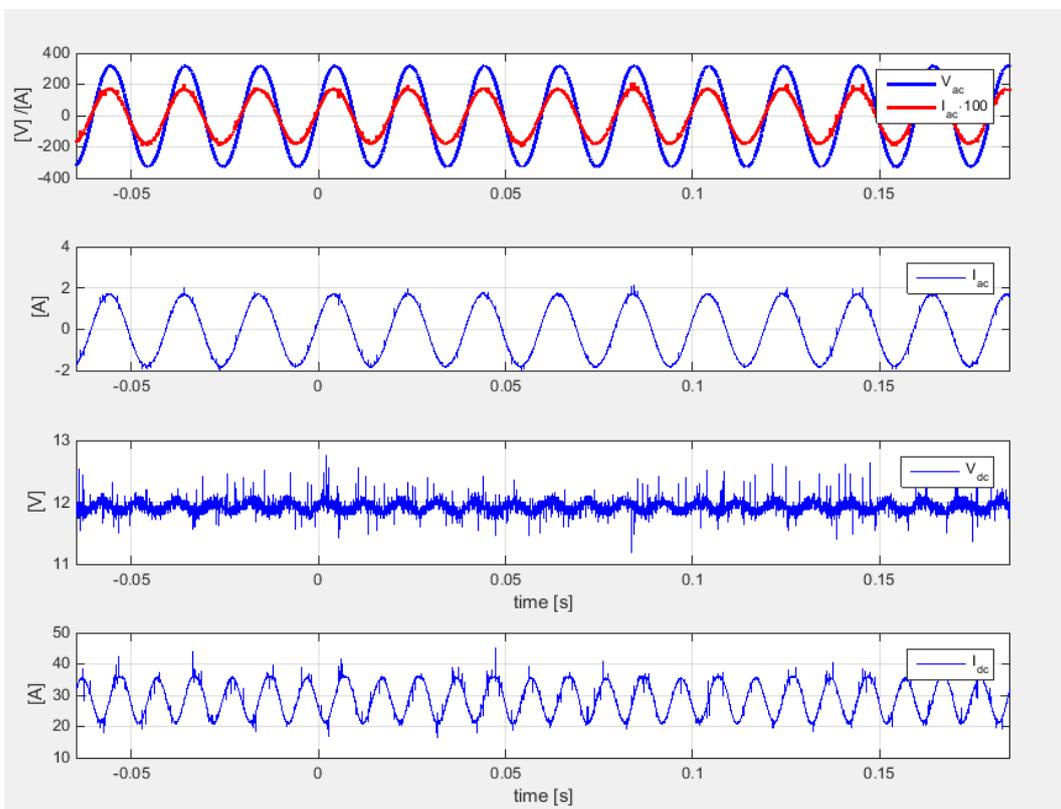


Abbildung 3.30: Belastung des Wechselrichters mit 100 % Nennlast.

Wie schon im Leerlaufbetrieb ist anhand von Abbildung 3.30 zu sehen, dass auch unter Nennbetriebs-Bedingungen ein relativ unverzerrter Sinus (V_{ac}) vom Wechelsrichter ausgegeben wird. Ebenso werden die im Datenblatt vorgegebenen Grenzwerte von $U_{eff} = 230V \pm 10\%$ eingehalten.

Auf der DC – Seite schwankt der Strom mit ca. $\pm 15 A$ und ebenso die Batteriespannung mit ca. $\pm 0.2 V$ mit doppelter Netzfrequenz $f = f_n \cdot 2$. Dies ist zurückzuführen auf einen sehr kleinen Zwischenkreiskondensator C1 (Abbildung 3.26). Ebenso kann durch die zusätzliche, für die Batterie hochfrequente (100 Hz) sinusförmige Belastung der Batterie eine Reduktion der Lebensdauer der Batterie folgen.

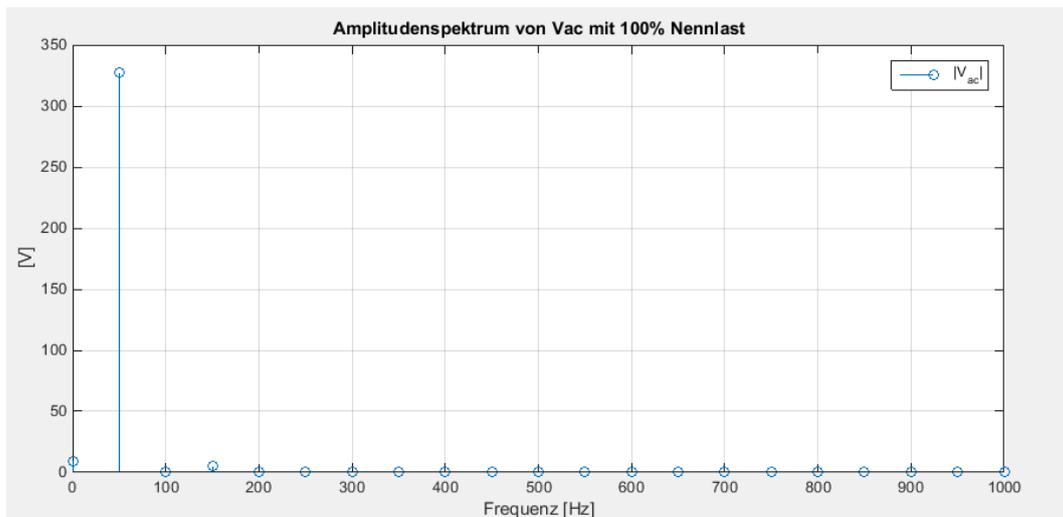


Abbildung 3.31: Amplitudenspektrum der Netzspannung bei 100 % Nennlast

Das Amplitudenspektrum (Abbildung 3.31) zeigt, dass die Sinusspannung am Ausgang unverzerrt auftritt und die Amplitude bei 325V liegt. Zudem treten keine relevanten Oberschwingungen auf.

150 % Nennlast – Ohmscher Verbraucher und Start des Wechselrichters

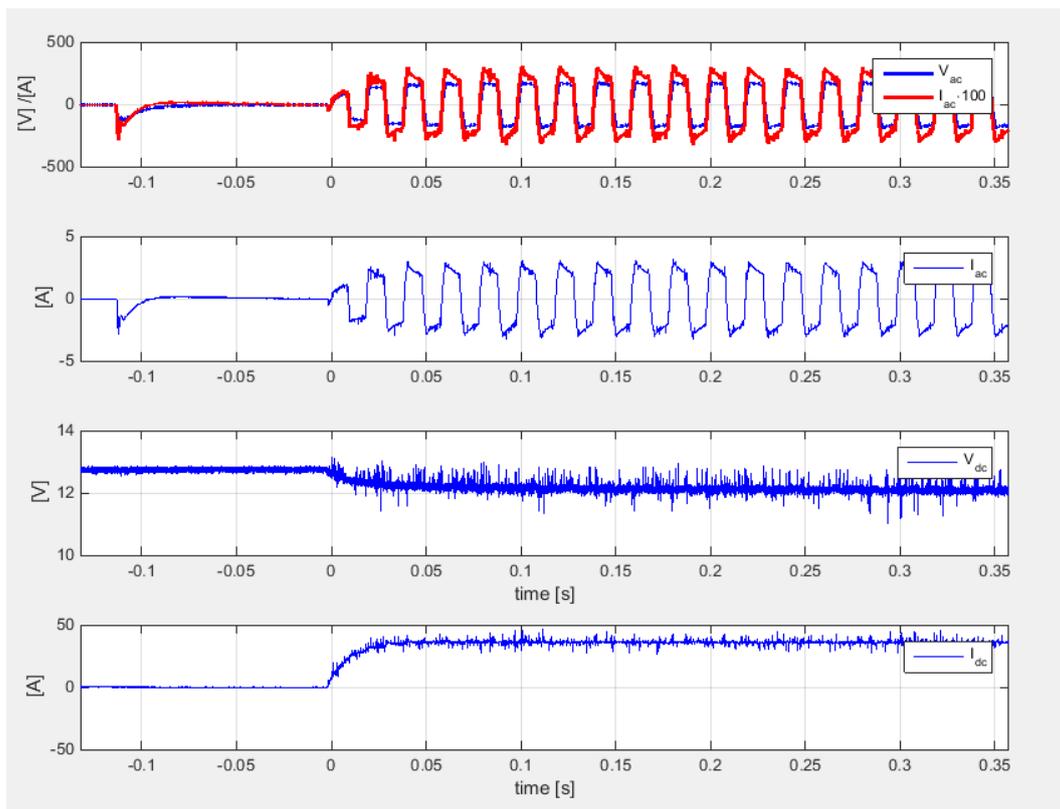


Abbildung 3.32: Belastung des Wechselrichters mit 150 % Nennlast.

Der Wechselrichter schaltet ab $t_0 = 0$ s seinen Ausgang su (Abbildung 3.32). Man kann sehr gut erkennen, dass bei t_0 die Batteriespannung um 1 V absinkt und sich I_{DC} auf ca. 35 A erhöht, eine Leistung von $P = 35 \text{ A} \cdot 12 \text{ V} = 420 \text{ W} = 1.4 \cdot P_N$.

Bei dieser Belastung läuft der Batteriewechselrichter aufgrund der Überlast im „Protection Mode“, d.h. er begrenzt den Strom im DC-DC-Wandler und limitiert somit seine übertragbare Leistung, was zur Folge hat, dass die DC-Spannung des netzseitigen Wechselrichters einbricht (z.B. auf 170 V DC), und diese DC-AC-Stufe übermoduliert (übersteuert). Das Resultat ist eine Rechteck-Ausgangsspannung (V_{AC}). Der Wechselrichter warnt in diesem Betriebszustand mittels eines Meldetons (Summer).

Statt einer Sinusausgangsspannung gibt der WR eine nahezu rechteckförmige Spannung aus, welche sich auch in dem Amplitudenspektrum (Abbildung 3.33) widerspiegelt. Man kann unschwer erkennen, dass $(n \cdot 2) - 1$ – Harmonische auftreten. Neben der Grundschwingung (50 Hz) mit der Amplitude von ca. 220 V treten die 3te Oberschwingung (150 Hz) mit einem Betrag und ca. 60 V und demnach ebenso die 5te, 7te, 9te, 11te und 13te Harmonische auf. Dies lässt sich mittels Fourierreihen herleiten und verifizieren. Eine Grundschwingung von $\hat{u} = 220 \text{ V}$ (155 V rms) kann mittels einer 175 V DC-Spannung erzeugt werden ($M_{max} = \frac{4}{\pi} = 1.27 = \frac{\hat{u}}{U_{dc}}$).

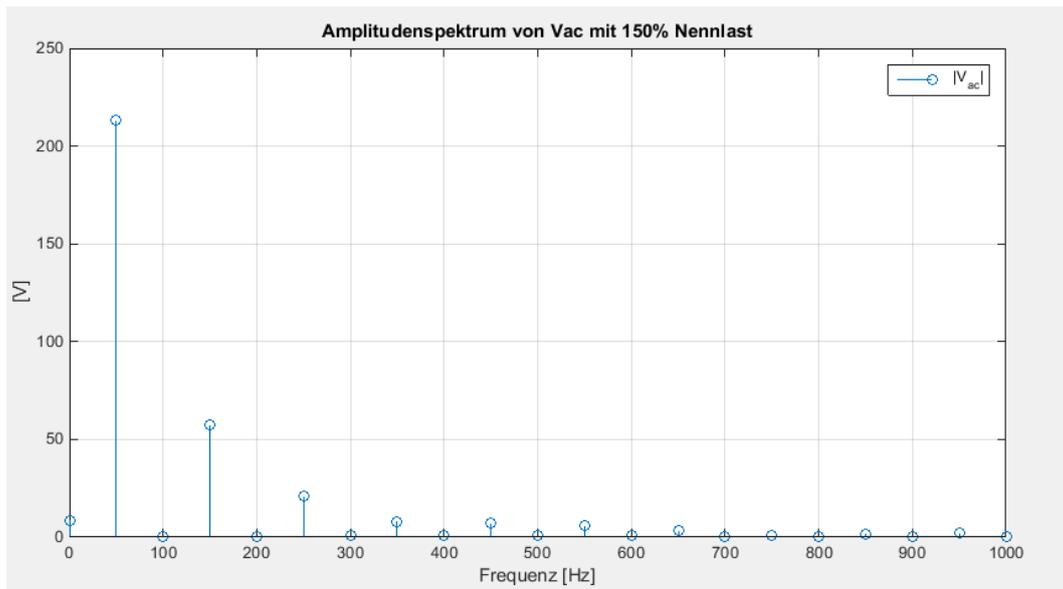


Abbildung 3.33: Amplitudenspektrum der Netzspannung bei 150 % Nennlast.

Nichtlineare Last:

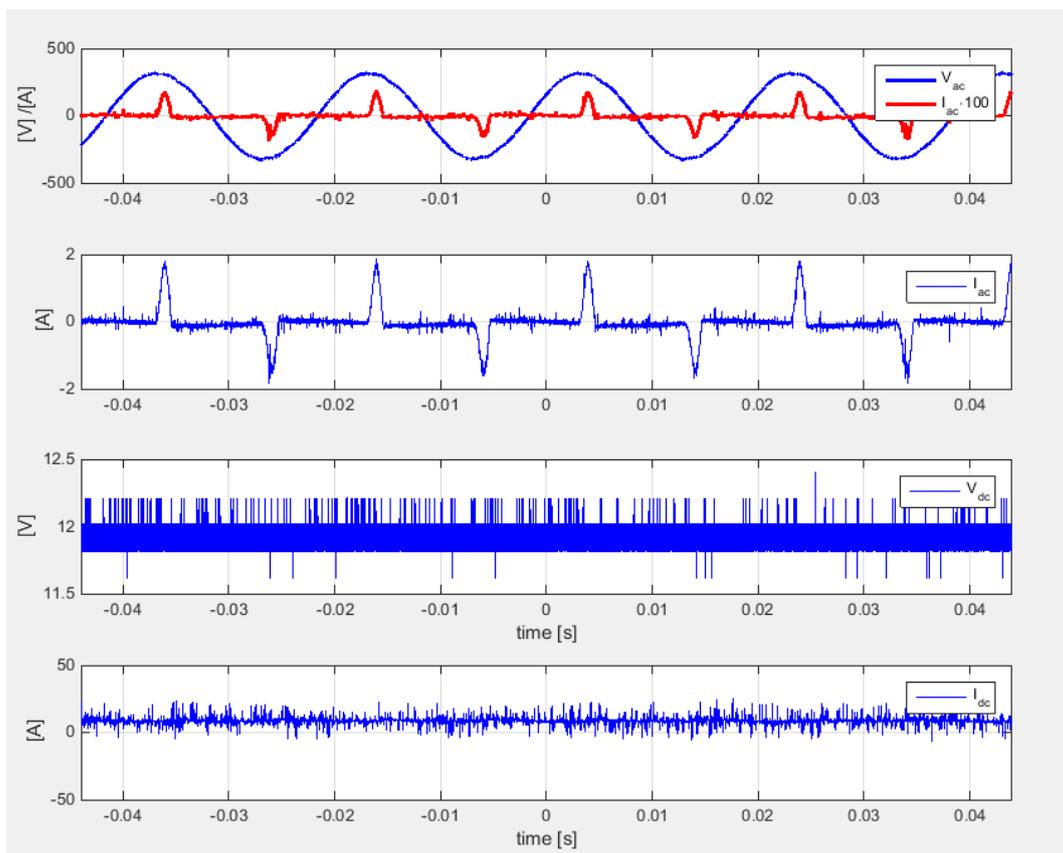


Abbildung 3.34: Belastung des Wechselrichters mit einer nichtlinearen Last.

Aus Abbildung 3.34 lässt sich ablesen, dass die Ausgangsspannung trotz des Betriebs mit einer nichtlinearen Last, wie sie z.B. für einen PC oder Bildschirm auftreten kann, recht gut und unverzerrt einem Sinus entspricht. Ebenso beläuft sich die Netzfrequenz auf 50 Hz und die Spannungsamplitude auf 325 V.

Am Ausgangsstrom des Wechselrichters (I_{AC}) kann man sehen, dass das Netzteil mit einem Tastgrad von etwa 0.2 Strom bezieht, welcher bei $I_{PEAK} \approx 1,8 \text{ A}$ sein Maximum erreicht.

Für die gewählte Last halten sich die sinusförmige Rückkopplung auf die Batterie-Spannung aufgrund der verringerten Stromzeitflächen der Last und des damit einhergehenden geringeren Zwischenspeicherbedarfs des C1 in Grenzen.

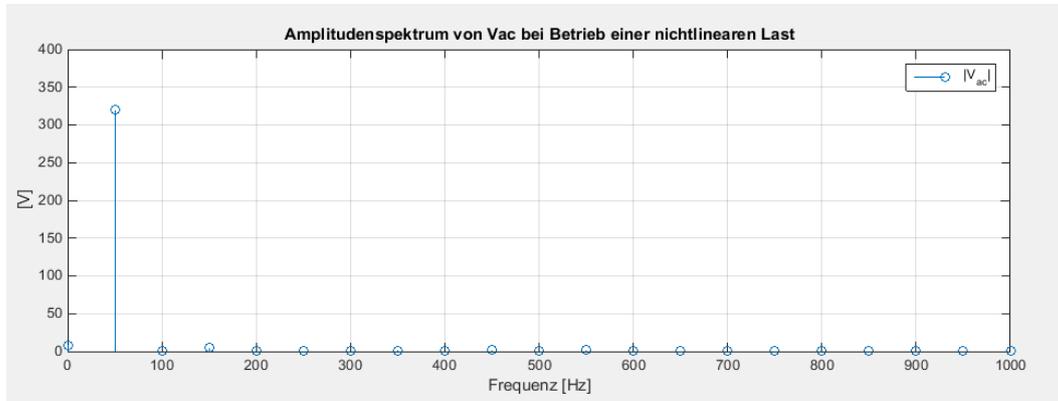


Abbildung 3.35: Amplitudenspektrum der Netzspannung bei Betrieb mit einer nichtlinearen Last

Betrachtet man das Amplitudenspektrum (Abbildung 3.35), fällt auf, dass keine relevanten $(n*2)-1$ – Oberschwingungen auftreten (mit $n > 1$). Trotz der nichtlinearen Last gibt der Wechselrichter einen einwandfreien und sauberen Sinus aus.

3.5.2.2 Dynamische Messungen

Der Aufbau der dynamischen Messungen entspricht dem der statischen Messungen. Die Tests werden mittels ohmscher „Nennlast“ durchgeführt. Der Unterschied zu davor liegt darin, dass die Lasten dynamisch zu- und abgeschaltet werden. Dies erfolgt über den Schalter S3 (Abbildung3.36).

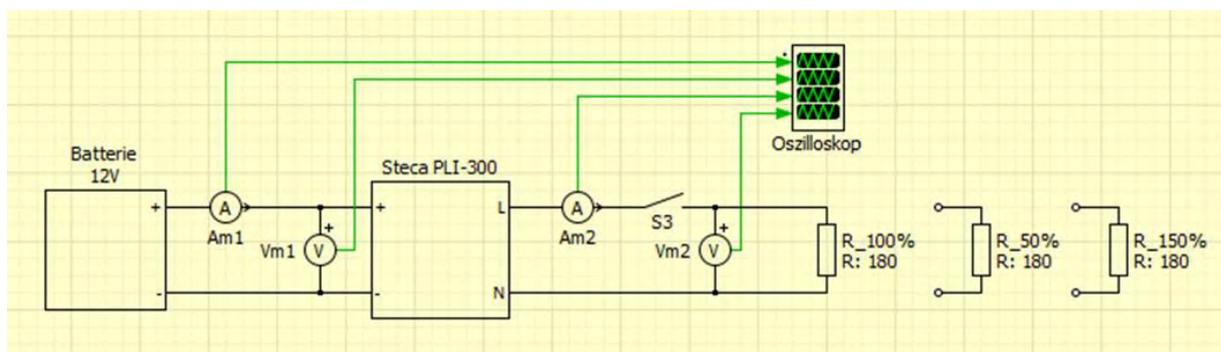


Abbildung 3.36: Messaufbau zur dynamischen Messung.

Wie bereits bei den statischen Messungen, werden folgende Größen aufgezeichnet:

1. Netzspannung V_{AC} [V] (blau) und Netzstrom $I_{AC} * 100$ [A] (rot)
2. I_{AC} [A] (blau)

3. Batteriespannung V_{DC} [V] (blau)
4. Batteriestrom I_{DC} [A] (blau)

Lastsprung mit 100 % Nennlast – Ohmscher Verbraucher

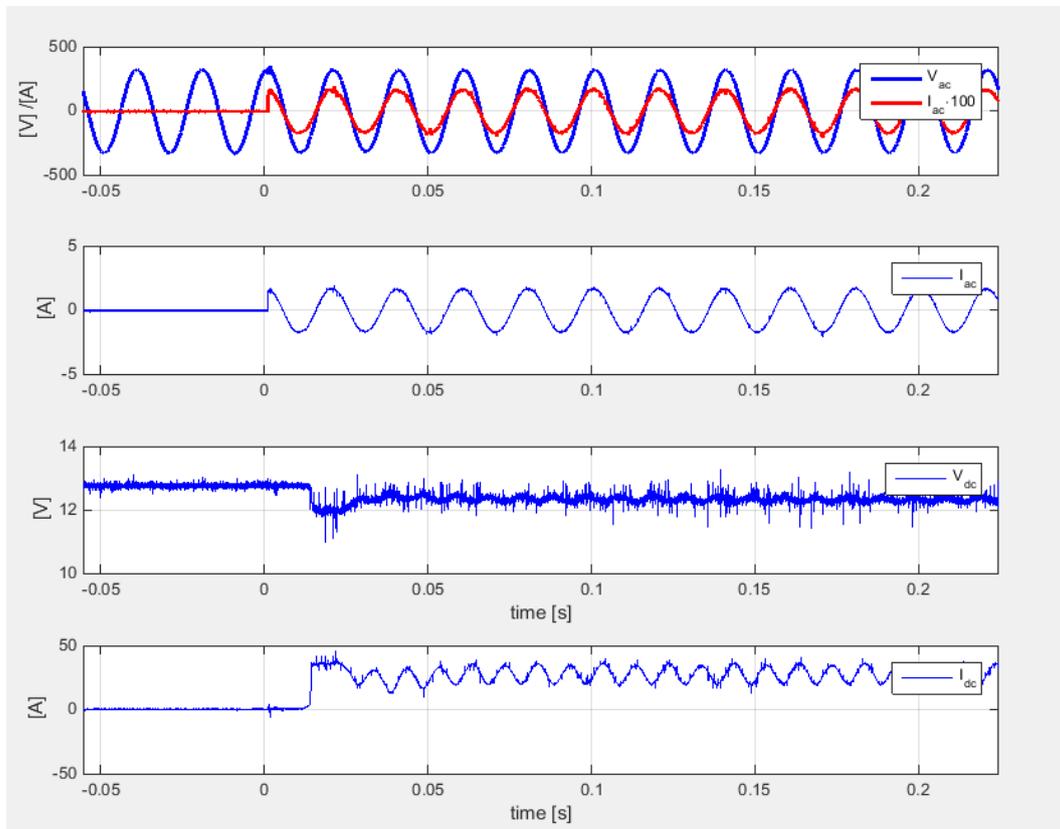


Abbildung 3.37: Transiente Laständerung mit 100 % der Nennleistung des Wechselrichters.

In dieser Messung (Abbildung 3.37) wurde der im Leerlauf befindliche Wechselrichter ab $t=0$ s mit Nennlast belastet, um das dynamische Verhalten des Wechselrichters bei einer transienten Belastung im Einschaltzeitpunkt festzustellen.

Man kann sehr gut erkennen, dass die Regelung bei $t = 0$ s sehr schnell die auftretenden Spannungsspitzen (V_{AC}) ausgleicht und schon nach ca. einer Periode, d.h. 20 ms, komplett eingeschwungen ist. Die Energie wird für diese Zeit (20 ms) aus den Pufferkondensatoren geliefert, bis der DC-DC-Wandler die Belastung der Batterie durch Absenkung seiner DC-Eingangsspannung erreicht.

Unter Last entspricht der Strom- und Spannungsverlauf dem bereits diskutierten Verlauf aus dem vorherigen Kapitel.

Lastabwurf mit 100 % Nennlast– Ohmscher Verbraucher

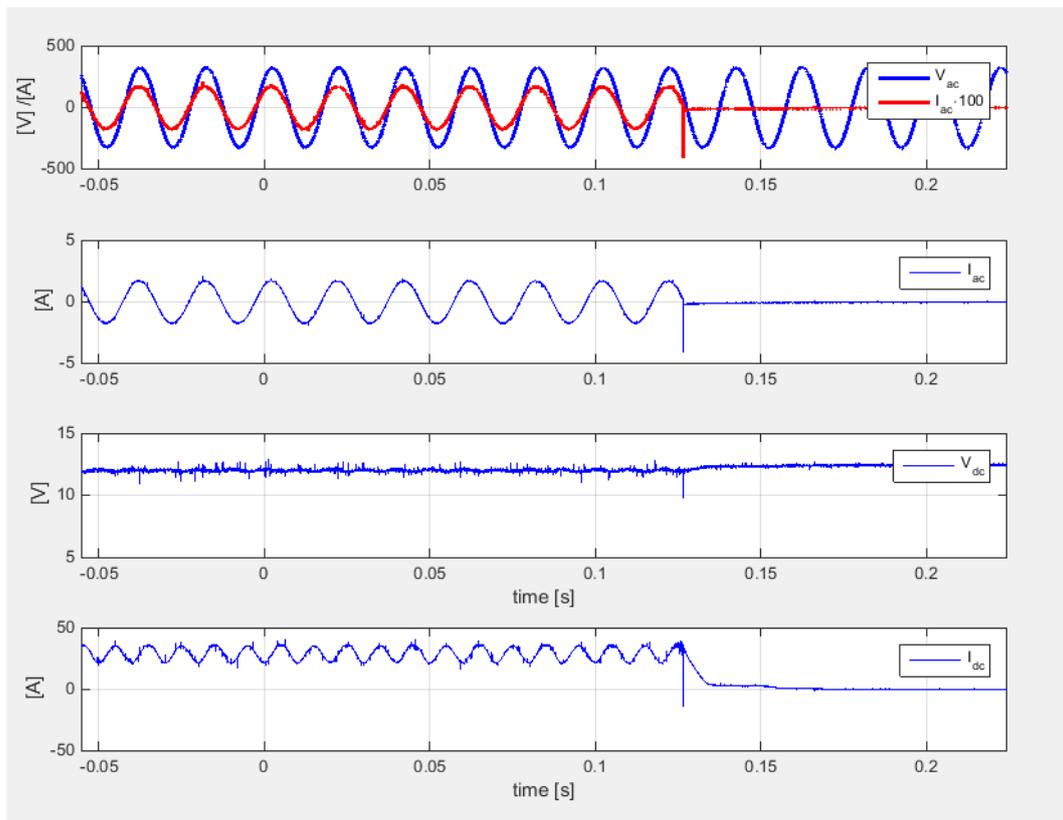


Abbildung 3.38: Transiente Laständerung (Lastabwurf) mit 100 % der Nennleistung des Wechselrichters.

In dieser Messung wurde aus dem Betrieb mit Nennlast in den Leerlauf geschaltet, um das dynamische Verhalten des Wechselrichters bei einer transienten Entlastung im Ausschaltzeitpunkt festzustellen. Abbildung 3.38 zeigt die Ergebnisse der Messung.

Man kann sehr gut erkennen, dass die Regelung trotz Lastabwurf bei $t_0 = 0.13$ s die sinusförmige Ausgangsspannung nahezu unverzerrt beibehält. Lediglich im DC- und AC-Strom ist ein Einbruch zu sehen, vermutlich aber kein realer Strom-Einbruch, sondern eine Spannungs-Einkopplung in die Strom-Sensoren, verursacht durch eine, aufgrund schneller Stromänderung (Abschalten) über Leitungsinduktivitäten auftretende, hohe transiente Spannungsänderung.

3.5.3 Regelung eines einphasigen Inselwechselrichters

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Regelung und Ansteuerung von Inselwechselrichtern, um eine Netzspannung aufzubauen und diese stabil zu halten.

Ein einphasiger Wechselrichter im Inselbetrieb muss folgende grundlegende Systemdienstleistungen erfüllen:

- Spannungshaltung
- Frequenzhaltung

Im Speziellen muss der Wechselrichter die Referenzspannung

$$U_{ref} = 325V \cdot \sin(2\pi \cdot f_n \cdot t) \text{ mit } f_n = 50Hz$$

nachbilden und diese ebenso sehr schnell bei Laständerung angleichen.

Aus [2] kann man sich folgende Struktur für eine einphasige, amplituden- und phasengenaue Spannungsregelung mit verallgemeinertem Integrator herleiten und mittels des Programms PLECS simulieren (Abbildung 3.39).

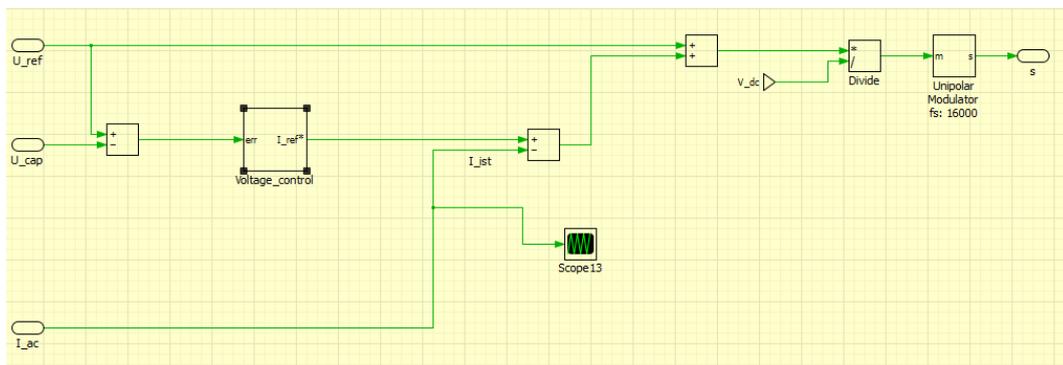


Abbildung 3.39: Einphasige, amplituden- und phasengenaue Spannungsregelung.

Anmerkung zu Abbildung 3.39 und Abbildung 3.40:

Die Differenz aus einem Referenzsinus U_{Ref} und der am Filterkondensator gemessenen Ausgangsspannung U_{Cap} der einphasigen, einstufigen Vollbrücke geht in die Spannungsregelung als Fehler ein. Mittels dem nach Engler [2] entwickelten „Verallgemeinerten Integrator“ (Abbildung 3.40) wird der Sollstrom eingestellt und die Differenz aus I_{Ist} und I_{Soll} bzw. I_{Ref} ermittelt. Der entstandene Fehler geht somit in die Stromregelung ein. Durch die Division aus U_{Ref} und U_{DC} wird der Modulationsindex m erzeugt, welcher in einen unipolaren Modulator eingeht und die PWM bzw. die Signale für die Transistoren erzeugt.

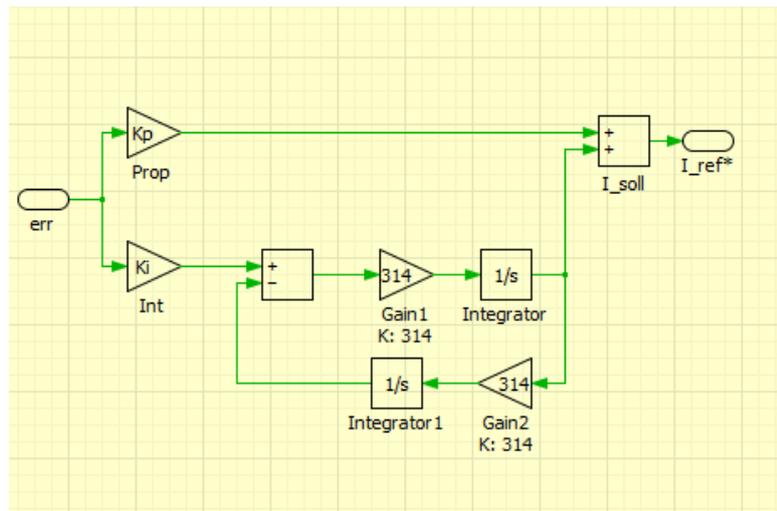


Abbildung 3.40: Verallgemeinerter Integrator.

Nachfolgende Plots (Abbildung 3.41 und Abbildung 3.42) wurden mittels PLECS erstellt, um das oben vorgestellte Regelungsprinzip zu verifizieren.

Abbildung 3.41 zeigt die Ausgangsspannung des Wechselrichters, welche durch die unipolare Modulation erreicht wurde. Die unipolare PWM zeichnet sich vor allem durch eine bessere Spannungsqualität als der der bipolaren PWM aus, da hier dreistufig geschaltet werden kann. Genauer gesagt: U_{DC} , 0 und $-U_{DC}$.

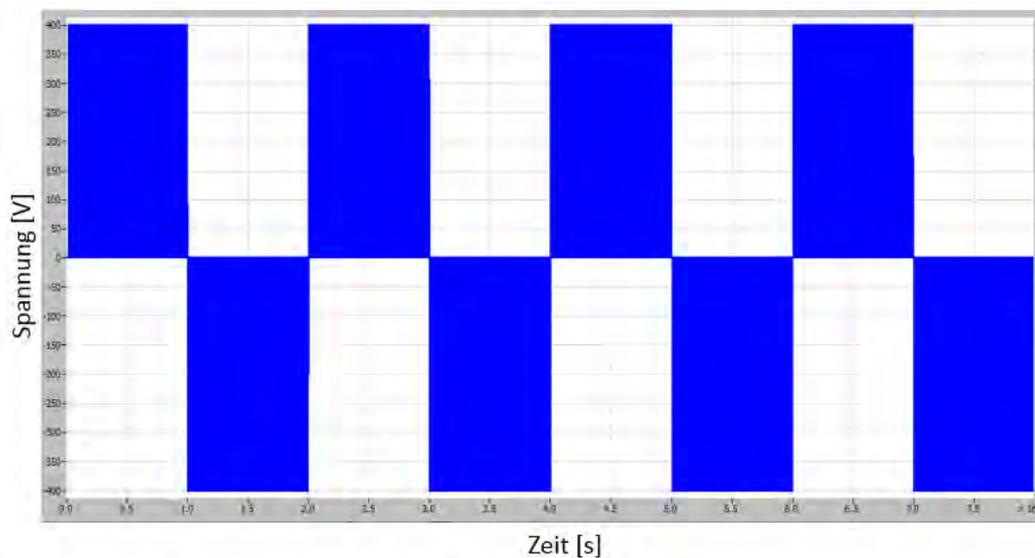


Abbildung 3.41: Erzeugtes Spannungsmuster durch unipolare PWM.

Nach einem geeignet dimensionierten LCL – Filter erhält man folgenden Spannungsverlauf (Abbildung 3.42 oben) und Stromverlauf (Abbildung 3.42 unten):

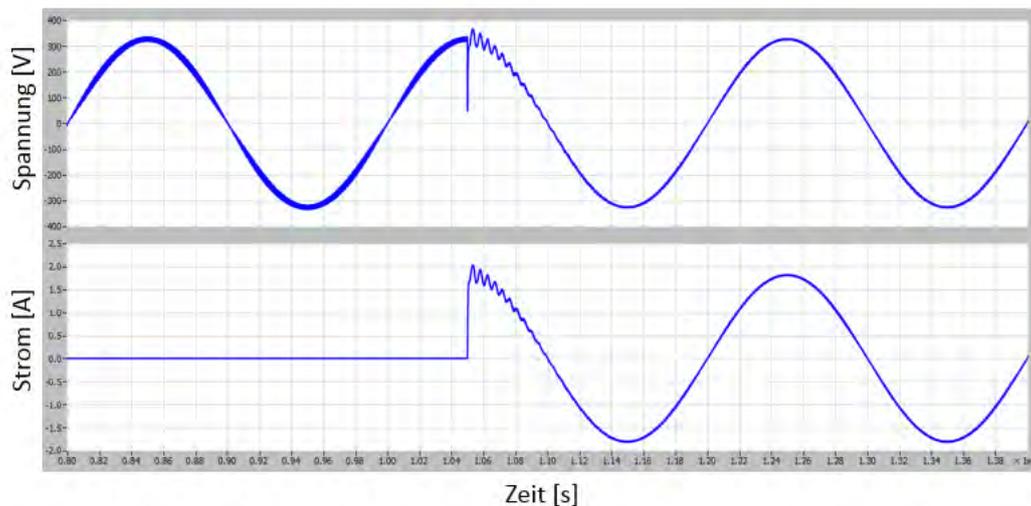


Abbildung 3.42: Spannungs- und Stromverlauf des Wechselrichterausgangs

Man erkennt recht deutlich, dass die Spannung der Referenzspannung sehr gut folgt.

Zum Zeitpunkt $t_0 = 1.05 \text{ s}$ wird eine ohmsche Last von 180Ω aus dem Leerlauf heraus zugeschaltet. Auch hier sieht man, dass der Regler greift und die Ausgangsspannung schon nach 0.05 s wieder vollständig eingeregelt wird.

Ebenso ist zu erkennen, dass zum Zeitpunkt t_0 der Strom auf 2 A springt, und sich ebenso innerhalb von 0.05 s auf einen Sinus der Amplitude 1.8 A einschwingt.

3.5.4 Verluste im Gesamtsystem

In diesem Kapitel werden nicht die Einzelkomponenten eines Wechselrichtersystems betrachtet, sondern das Gesamtsystem und dessen Verluste.

Der betrachtete Wechselrichter Steca PLI – 300 hat im Standby Verluste von 0.5 W und im Betrieb von 9 W . (siehe Technische Daten in 3.5.2) Dies bedeutet, dass allein die Teilkomponente Wechselrichter im betriebsbereiten Zustand schon ca. 0.5 W und beim Betrieb 9 W zum großen Teil in Wärme umwandelt.

Für den vorliegenden Anwendungsfall spielt Energieeffizienz eine sehr wichtige Rolle. Die gemessenen Wirkungsgrade und ebenso der angegebene Wirkungsgrad von 85% sind für die hier betrachtete Anwendung zu niedrig.

Die Messungen der Wirkungsgrade, welche sich im Anhang (8.3) des Berichts befinden, bestätigen ungefähr die Angabe für den maximalen Wirkungsgrad im Betrieb von 85% .

In Abbildung 3.43 ist der interpolierte Verlauf der Verlustleistung des Wechselrichters STECA PLI – 300 über der momentanen Leistung aufgetragen. Die Werte sind auf die Nennleistung des Wechselrichters von 300 VA normiert. Man erkennt deutlich, dass sich die Verluste mit steigender Leistung erhöhen. Die geringe Anzahl der Messpunkte lässt keine exakte Aussage über den Verlauf zu, eine generelle Tendenz ist jedoch gut erkennbar.

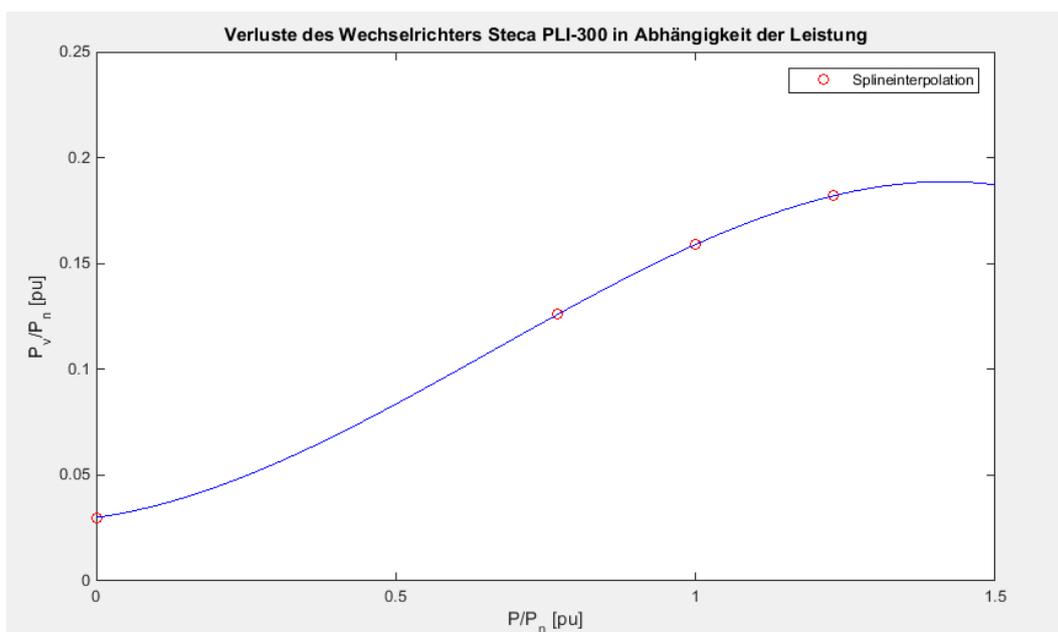


Abbildung 3.43: Verluste des WR in Abhängigkeit von der momentanen Leistung.

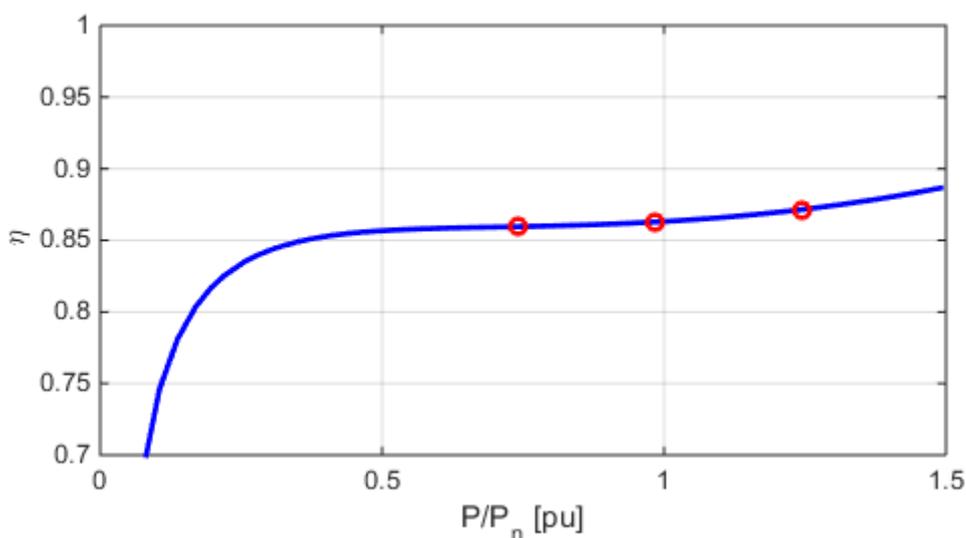


Abbildung 3.44: Wechselrichter-Effizienz des WR in Abhängigkeit von der momentanen Leistung.

Es gibt mehrere Gründe, um die Energieeffizienz eines modularen Wechselrichters für diese Anwendung zu steigern.

Die Belastung der Batterie im Standby – Modus des Gesamtsystems stellt eine große Herausforderung dar. Falls zu viel Ruhestrom in die einzelnen Teilkomponenten des Systems (z.B. Wechselrichter) fließt, wird die Batterie unnötigerweise entladen. Dies beschleunigt den Alterungsprozess der Batterie.

Die hohen Temperaturen aufgrund der klimatischen Verhältnisse in Afrika erfordern zwingend eine Kühlung des Gesamtsystems. Die Folgen fehlender Kühlung sind eine zusätzliche Beanspruchung der Batterie und/oder eine Zerstörung der Bauelemente des Wechselrichters. Kühlung kann entweder durch einen Lüfter erreicht werden oder es wird die Oberfläche des

Gesamtsystems (Energiewürfel) dazu benutzt. Falls die äußere Oberfläche als Kühlfläche eingesetzt wird, muss wegen Berührungsschutz an eine Erdung des Systems gedacht werden. Wird zum Kühlen ein Lüfter verwendet, muss auf eine hohe IP – Schutzklassen verzichtet werden.

3.5.5 Schutz des Gesamtsystems

Zum Schutz der Komponenten des Gesamtsystems müssen folgende Schutzeinrichtungen umgesetzt werden:

- Überspannungsschutz
- Kurzschlusschutz
- Abschaltung bei Erreichen der Entladeschlussspannung der Batterie

Durch entstehende Überspannungen, z.B. bei Lastabwürfen oder Lastsprüngen, können speziell Bauelemente der Wechselrichterendstufe, des DC/DC Wandlers, eines HF - Transformators oder der Mikrocontroller Schaden nehmen. Ebenso muss der WR besonders auf der AC – Seite resistent gegen Kurzschlüsse ausgelegt werden, indem er sofort den Strom begrenzt, bestenfalls einen Warnton abgibt und dann seine Ausgänge stromlos schaltet (vgl. 7.2.5).

3.6 Bedienung – HMI (Human Machine Interface)

Die Bedienung des Geräts soll möglichst robust und einfach konzipiert sein. Für den Nutzer sind Infos über den Ladezustand der Batterie sowie über den Zustand des Systems ausreichend.

Das Gerät soll bei Bedarf hardware-seitig abschaltbar sein, weshalb ein ON/OFF Schalter, welcher sowohl den Netzanschluss an der AC-Seite mittels Trennschalter, sowie die Elektronik herunterfahren kann, um ein Entladen der Batterie bei Nichtnutzung soweit möglich zu reduzieren. Auch ein „Reboot“ des Systems ist damit möglich.



Abbildung 3.45: Die Box soll über eine LED-Anzeige des Systemstatus sowie einen ON/OFF – Schalter verfügen.

Des Weiteren ist eine Anzeige des Ladezustands vorgesehen, vor allem für den mobilen Anwendungsfall. Die Anzeige soll ebenfalls einfach gehalten werden. Es reichen 4 LEDs aus, von denen drei grün und eine in rot leuchten sollen. Eine LED entspricht 25 % der Batterieladung, d.h. wenn nur noch 25 % der Gesamtkapazität zur Verfügung stehen, leuchtet die rote LED.

Die Software/Firmware des Mikrocontrollers soll mittels Near Field Communication updatebar sein, somit kann ein öffnen der Box selbst für diesen Service-Fall vermieden werden.

3.7 Auslegung und Zusammenstellung eines Systems anhand existierender Teilkomponenten

Im Folgenden sollen mögliche Teilkomponenten, aus denen das gewünschte Gesamtsystem zusammengestellt werden kann, vorgestellt werden. Die Auswahl aller Geräte erfolgt in einem Online-Shop, um einen vergleichsweise gleichmäßigen Gewinnaufschlag zu erreichen.

Insgesamt werden für jede Komponente drei vergleichbare Produkte aufgeführt, und daraus ein Mittelwert für den jeweiligen Preis berechnet. Die Preise werden anschließend um 50 % bereinigt, da von sehr hohen Preisaufschlägen ausgegangen wird und die angegebenen Preise für Endkunden gelten.

Abbildung 3.45 gibt schlussendlich eine Übersicht über die prozentuale Verteilung der Kosten auf die einzelnen Komponenten des Gesamtsystems. Am Ende dieses Kapitels sind zudem die Links zu den entsprechenden Onlineshops für die Komponenten zu finden.

Laderegler:

Bezeichnung	Preis	Bereinigter Preis (-50%)
Steca Solarix MPPT 2010 [1]	227,95 €	~114 €
IVT MPPT-Solarladeregler 20 A [2]	139,95 €	~70 €
IVT MPPT Plus 20 A [3]	198,00 €	~ 99 €
<u>Mittelwert:</u>	<u>188,63€</u>	<u>94,31 €</u>

Energiespeicher:

Bezeichnung	Preis	Bereinigter Preis (-25%)
Deta Solar 115 Ah [4]	200 €	150 €
Moll Solar 130 Ah [4]	230 €	172,50 €
Sonnenschein Dryfit Solar VRLA 130 Ah [4]	261,30 €	195,96 €
<u>Mittelwert</u>	<u>230,43 €</u>	<u>172,83 €</u>

Solarmodul:

Bezeichnung	Preis	Bereinigter Preis (-50%)
Solarmodul Hanwha HSL60 255 poly [5]	213,63 €	106,80 €
Sharp ND-R 250 poly [6]	198,63 €	99,31 €
Yingli Panda YL255C-30b mono [7]	218,09 €	109,04 €
<u>Mittelwert</u>	<u>210,12 €</u>	<u>105,06 €</u>

Wechselrichter:

Bezeichnung	Preis	Bereinigter Preis (-50%)
IVT DWS-300/12 V [8]	249,95 €	124,98 €
Steca PLI – 300 [9]	159,95 €	79,98 €
Studer Innotec AJ 275 -12 [10]	224,03 €	112,01 €
<u>Mittelwert</u>	<u>211,31 €</u>	<u>105,6 €</u>

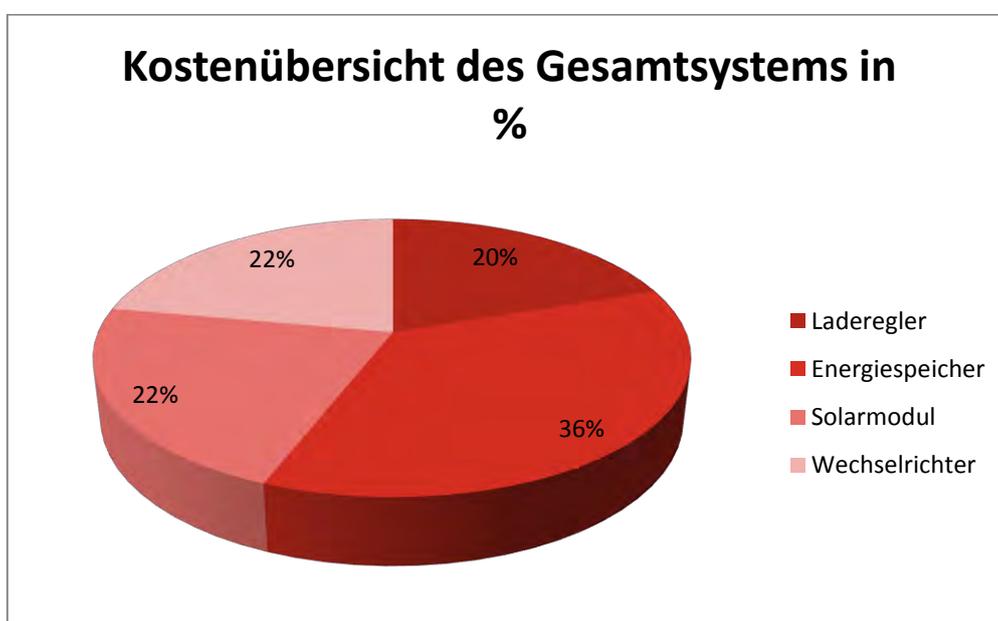


Abbildung 3.46: Prozentualer Anteil der Einzelkomponenten an den Kosten des Gesamtsystems.

Fazit:

Bei der Kostenberechnung wurde auf Endkundenpreise zurückgegriffen, und mit einem Faktor 0.5 bereinigt. Diese Bereinigung berücksichtigt evtl. Kostenvorteile bei höheren Stückzahlen, und stellt den Einkaufspreis der Komponenten dar.

Aus der Kostendarstellung kann entnommen werden, dass der Energiespeicher mit 36 % die teuerste Komponente des Gesamtsystems ist. Durch Integration des Ladereglers mit dem Wechselrichter wird der Anteil der Elektronik am Gesamtpreis sinken, es ist jedoch ein weiterer signifikanter Beitrag durch das Gehäuse und die Kühlung zu erwarten.

Mit einem Selbstkostenpreis von zwischen 400 € - 500 € ist zu rechnen.

Onlineshops mit den Komponenten

-
- [1] Conrad Onlineshop:
<http://www.conrad.de/ce/de/product/110372/Solar-Laderegler-12-V-24-V-20-A-IVT-MPPT?ref=searchDetail>
- [2] Conrad Onlineshop:
<http://www.conrad.de/ce/de/product/110624/Solar-Laderegler-12-V-24-V-18-A-Stecca-Stecca-Solarix-MPPT-2010?ref=searchDetail>
- [3] Conrad Onlineshop:
<http://www.conrad.de/ce/de/product/1286055/Solar-Laderegler-12-V-24-V-20-A-IVT-MPPTplus-20A?ref=searchDetail>
- [4] <http://www.oeko-energie.de/produkte/solarstrom-photovoltaik/solar-batterien/index.php#04a2089a780f61107>
- [5] Photovoltaik Shop:
<http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodul-hanwha-hsl60-255-poly.html>
- [6] Photovoltaik Shop:
<http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodul-sharp-nd-r-250-a5-poly.html>
- [7] Photovoltaik Shop:
<http://www.photovoltaik-shop.com/solarmodul-yingli-panda-yl255c-30b-mono.html>
- [8] Öko-Energie:
http://www.conrad.de/ce/de/product/1286254?hk=WW1&insert=WD&utm_source=affilinet&utm_medium=deeplink&utm_content=article&utm_campaign=affiliate&WT.mc_id=affiliate_affilinet_produktdaten&ref=484240-265680
- [9] Solarverkauf 24:
<http://www.solarverkauf24.de/steca-pli-300.html>
- [10] Heizmann Elektronik:
http://www.heizmann.com/epages/heizmann-system-elektronikGmbH44337264.sf/de_DE/?ObjectPath=/Shops/heizmann-system-elektronikGmbH44337264/Products/8600400&ViewAction=ViewProduct

4. Energieversorgungsnetz auf Basis von Inselwechselrichtern

Mittelfristig sollen die Inselwechselrichter miteinander gekoppelt ein gemeinsames Inselnetz bilden können. In Abbildung 4.1 ist hierzu eine Verschaltungsmöglichkeit aufgezeigt.

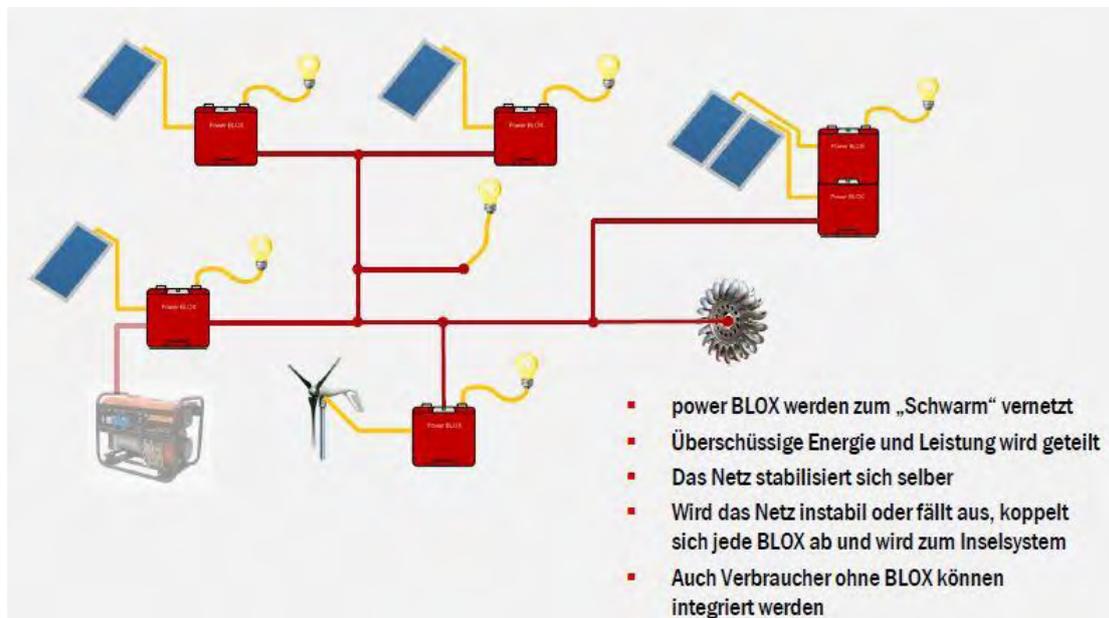


Abbildung 4.1: Mögliches Schwarmnetz - Gespeist aus dezentralen Inselwechselrichtern.

In einer weiteren Entwicklungsstufe ist es denkbar, weitere andere Erzeugungseinheiten in diesem Inselnetz zu koppeln.

4.1 Auslegung

Es stellt sich die Frage, wie viele Systeme zu einem Schwarmnetz zusammengeschaltet werden dürfen. Ein limitierender Faktor dabei ist der Querschnitt der Verkabelung.

Ausgehend von einer Einzelsystem mit einer Dauerleistung von 160 W, welches über eine Leitung mit einem Kabelquerschnitt von 1.5 mm² in Luft verlegt ist, ergibt sich nach Quelle [47] für ein 3-adriges Kabel eine maximale Strombelastbarkeit für eine PVC-Leitung (max. 70 °C) von 18.5 A. Ausgehend von einer erhöhten Umgebungstemperatur sind Reduktionsfaktoren für die Leitungsbelastung anzusetzen. Für eine Umgebungstemperatur von 35 °C beispielsweise beträgt dieser 0,94. Somit ergibt sich eine Nennbelastbarkeit von 17.4 A.

Eine Box stellt bei einer angenommenen Belastung von 160 W mit einem Leistungsfaktor von 0.8 ein Nennstrom von $I = P / (U \cdot \cos \varphi) = \frac{160 \text{ W}}{230 \text{ V} \cdot 0.8} = 0.77 \text{ A}$ zur Verfügung. Bei erlaubten 17.4 A ergibt das eine maximale Anzahl von 22 dezentralen Erzeugungssystemen. Somit ist für diese Konfiguration eine maximale Anzahl von 20 Stück je Verteilsystem empfohlen.

Funktionsweise:

Die Netzspannung wird mittels des „Verallgemeinerten Integrators“ [2] in orthogonale $\alpha\beta$ -Komponenten geteilt und danach über mittels Park-Transformation in ein rotierendes Koordinatensystem übergeleitet. Nun ist U_d die Amplitude der Netzspannung und U_q wird zu null geregelt. Aus denen sich daraus ergebenden Komponenten lässt sich eine Referenzspannung erzeugen die, wie schon erwähnt, der Spannungsregelung zugeführt wird.

Anmerkung: Nur im eingeschwungenen Zustand ist die q – Komponente gleich Null und die d – Komponente gleich der Amplitude.

Wirk- und Blindleistung lassen sich mittels Modifikation der Spannung U_1 und des Phasenwinkels δ einstellen.

$$P_1 = \frac{U_{1,\text{eff}} \cdot U_{2,\text{eff}}}{\omega_N(L_1 + L_2)} \sin \delta$$

$$Q_1 = \frac{U_{1,\text{eff}}^2}{\omega_N(L_1 + L_2)} - \frac{U_{1,\text{eff}} \cdot U_{2,\text{eff}}}{\omega_N(L_1 + L_2)} \cos \delta$$

Statikbetrieb

Nach erfolgreicher Synchronisierung dominiert der Statikbetrieb die Regelung. Die Statiken am deutschen oder europäischen Verbundnetz unterscheiden sich erheblich von denen der Statik eines Wechselrichters im Inselnetz. Die Inselwechselrichter müssen alle Regelungsaufgaben der Frequenz – oder Spannungshaltung abdecken. Ebenso wird der Wechselrichter im Inselnetz als geregelte Spannungsquelle angenommen, dessen Strom bzw. Leistung sich aufgrund der am Netz hängenden Lasten frei einstellt. Erhöht sich die vom Wechselrichter eingespeiste Leistung, wird gleichzeitig die Frequenz durch die Statik abgesenkt. Das gleiche Prinzip wird angewendet bei der Blindleistung Q . Wird die eingespeiste Blindleistung erhöht, wird die Spannungsamplitude im Gegenzug verringert. Dadurch wird das Verhalten von rotierenden Synchrongeneratoren am Netz nachgebildet. Das eben beschriebene Prinzip ist in Abbildung 4.3 anschaulich dargestellt. [5]

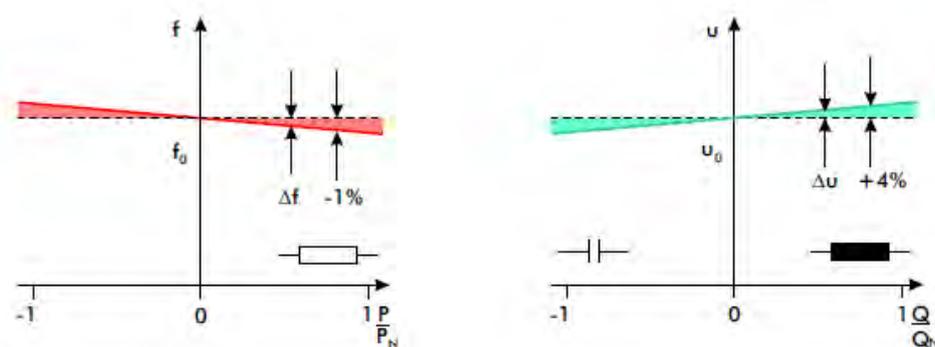


Abbildung 4.3: $f(P)$ - und $U(Q)$ - Statiken zur Regelung der Leistung.

Folgende Formeln zur Berechnung der Frequenz und der Spannung gelten:[4]

$$f = f_0 \left(1 - \text{droop}_P \cdot \frac{P}{P_N} \right)$$

$$u = u_0 \left(1 - \text{droop}_Q \cdot \frac{Q}{Q_N} \right)$$

P und Q sind dabei die momentan vom Wechselrichter abgegebene Wirk- und Blindleistung, welche mit den jeweiligen Nennleistungen normiert werden. Die Statik kann $\text{droop}_P = 2\%$ und $\text{droop}_Q = 10\%$ oder auch mehr betragen.

Die Statikregelung des Wechselrichters kann wie folgt implementiert werden (Abbildung 4.4):

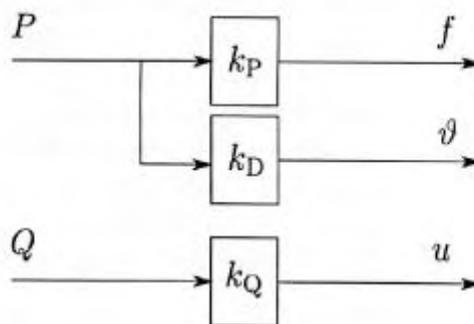


Abbildung 4.4: Statikregelung des Wechselrichters.

Durch diese Vorgaben der Statik wird ebenso wie bei der Synchronisation das Referenzsignal U_{Ref} (siehe oben) erzeugt.

4.2.2 Ausblick zur Schwarm – Intelligenz

Im vorherigen Unterkapitel wurde beschrieben, wie die grundsätzlichen Ansätze zur Regelung beim Parallelbetrieb von Inselwechselrichtern gestaltet werden können. Doch welcher Aspekte müssen zusätzlich noch betrachtet werden, um einen „Schwarm“ aus Inselwechselrichtern zu betreiben? Im Folgenden werden einige Aspekte aufgeführt:

Automatische Trennung vom Netz

Falls ein Inselwechselrichter nicht mehr die erforderliche Energie bereitstellen kann (Batterie leer und PV – Modul verschattet), muss er sich vollautomatisch vom Netz trennen und abschalten. Ebenso muss er sich abschalten, falls im Netz ein Kurzschluss oder ähnliche Fehler detektiert werden.

Angleichen der Frequenzen bei Netzaufbau

Problematisch kann es bei der Frage werden, welcher Wechselrichter die Netzfrequenz vorgibt. Man nehme an, es werden zwei Inselwechselrichter gekoppelt, um ein Versorgungsnetz aufzubauen, deren Frequenzen leicht unterschiedlich sind, z.B. $f_1 = 50.05$ Hz

und $f_2 = 49.98$ Hz. Wechselrichter 1 versucht nun seine Frequenz auf die von Wechselrichter 2 zu reduzieren. Andererseits versucht Wechselrichter 2 genau das Gegenteil. Als Folge könnte sich das System aus den beiden Wechselrichtern aufschwingen, was zu Instabilitäten im Inselnetz führen kann.

Man könnte das Problem mittels eines zur Statik zusätzlichen Master/Slave-Betriebs lösen, bei welchem von Beginn der Synchronisation an festgelegt wird, wer die Frequenzen vorgibt.

Die Gegenseitige Reaktion auf Änderungen im System, Interaktionen zwischen den Einzelkomponenten, kann nicht nur während des Startvorgangs, sondern während des gesamten Betriebs ein Problem darstellen.

Teilung der Lastflüsse

Zusätzlich muss beim Ansatz eines Schwarmnetzes ebenso berücksichtigt werden, dass sich die Wechselrichter gegenseitig stützen, um den Netzbetrieb aufrecht zu erhalten. Des Weiteren müssen sich, falls eine Last angeschlossen wird, alle WR gleichermaßen die Versorgung dieses Verbrauchers teilen.

Vor allem Micro – Grids und Inselnetze, wie in diesem Bericht untersucht werden, sind momentan Gegenstand der Forschung und Entwicklung. Man darf annehmen, dass in den kommenden Jahren eine Vielzahl an neuen Konzepten zur Schwarmelektrifizierung vorgestellt werden.

4.3 Erdung des Versorgungsnetzes

Zur Erdung des Gesamtsystems kommen drei Konzepte in Frage. Das klassische Erdungskonzept für PV-Anlagen sieht die Erdung aller berührbaren metallischen Teile vor, insbesondere der Montagegestelle und Modulrahmen. Das Erdungskonzept einer normalen PV-Anlage ist hier allerdings nur schwer anzuwenden, denn diese Konzepte gehen immer vom Blitzschutz aus. Der äußere sowie der innere Blitzschutz ist kein vergleichbares Schema hier.

Mit einer sog. Erdschlusserkennung wird ein Fehler in der Isolierung sofort erkannt und z.B. an das HMI weitergegeben. Das System funktioniert weiterhin. Ein zweiter Fehler kann allerdings nicht mehr eindeutig lokalisiert werden. Um Gefahren für Mensch und Tier zu vermeiden, muss das System bei Auftreten eines Fehlers komplett abgeschaltet werden, um den Fehler zu lokalisieren.

Das Mitführen eines Erdleiters in der AC-Verkabelung und das Einbringen von Erdspeissen in der Nähe der Boxen erlaubt das Erkennen gefährlicher Systemzustände und Komponentenfehler, und die entsprechende Reaktion darauf (z.B: auslösen von Schutzeinrichtungen oder Abschalten des Wechselrichters).

5. Zusammenfassung

Im Rahmen des Projektes „Modularer Inselwechselrichter mit integriertem Energiespeicher für den afrikanischen Markt“ wurde die Umsetzbarkeit eines Photovoltaik – Inselwechselrichter-Systems für Gebiete in der Welt, die keinen Zugang zu elektrischem Strom besitzen, untersucht.

Zunächst wurde die klimatischen Bedingungen aufgezeigt, welche sowohl für den Energieertrag, aber auch für die thermische Auslegung des Gesamtsystems Inselwechselrichter äußerst relevant sind. Des Weiteren wurde ein erstes konkretes Lastprofil definiert, welches durch jeweils ein Inselwechselrichter-Gerät abgedeckt werden soll, und somit die Dimensionierung der jeweiligen Teilkomponenten vorgibt.

Die funktionalen Teilkomponenten PV-Generator, Laderegler, Batteriespeicher und Wechselrichter wurden getrennt betrachtet, und die für die jeweilige Teilkomponente aus der Literatur bekannten Umsetzungsmöglichkeiten für die konkrete Anwendung bewertet.

Die wesentlichen Schlussfolgerungen für das autarke Einzelsystem Inselwechselrichter sind:

- Kristalline Module sind aufgrund „umweltfreundlicher“ Materialenauswahl den Dünnschichtmodulen vorzuziehen, Standard-Modul-Größen im Leistungsbereich um 250 W sind am besten für die Anwendung geeignet
- Die Laderegler-Schaltungsauswahl hat eine sehr große Auswirkung auf den möglichen Ertrag des Gesamtsystems, abhängig von der PV-Generator-Auswahl, weshalb eine MPP-Schaltungsvariante empfohlen ist.
- Als Energiespeicher wird zum aktuellen Zeitpunkt ein System basierend auf Blei-Batterien empfohlen, hierbei sind die dauerhaft hohe Umgebungstemperatur und die mögliche Gasung der Batterie in der Kühlung und Belüftung des Gehäuses zu berücksichtigen. Eine sehr gute Batterieüberwachung ist empfohlen, die neben der Temperatur und Lade/Gesundheitszustand auch den Füllstand der Batterie bewertet, und dem Nutzer geeignet kommuniziert.
- Der Wechselrichter kann zunächst auf Basis-Schaltungen aufgebaut werden, auf eine hohe Effizienz sollte aufgrund von sonst höheren Gehäuse-Innentemperaturen unbedingt geachtet werden. Der Wechselrichter muss für jeglichen Belastungsfall ausgelegt, bzw. geschützt werden, und bei Bedarf trennen.
- Die geringere technische Affinität der Nutzergruppe erfordert ein robustes Design und eine einfache Bedienbarkeit des Systems

Folgende weitere, in diesem Dokument nicht ausgeführte Arbeitsschritte sind für den Entwurf des autarken Einzelsystems empfohlen:

- Entwurf eines geeigneten Kühlungskonzepts für die klimatischen Bedingungen unter Berücksichtigung echter Verluste des Gesamtsystems während realer Belastung.

- Festlegung auf einen Batterietyp und Hersteller und Testen der Ziel-Batterie unter den zu erwartenden thermischen Bedingungen.
- Entwurf des Umrichter-Systems inkl. Laderegulierung für die Batterie und Implementation der Regel-Algorithmen.
- Test dieses Systems unter realen Bedingungen.

Die Erweiterung der autarken Einzelsysteme zu einem autonomen Inselnetz erfordert weitere Schritte. Bezüglich des strukturellen Systemaufbaus sind dies unter anderem:

- Welcher Beitrag ist vom Einzelsystem am Gesamtsystem (Schwarmnetz) bereitzustellen? Soll der Beitrag unabhängig von der Energieentnahme des Einzelsystems erfolgen, sind zwei netzseitige Wechselrichterstufen notwendig, eine für das Einzelsystem, eine für das Schwarmnetz.
- Wie ist der Schutz des Gesamtsystems zu konzipieren, um im Fehler- oder Störfall den (dauerhaften) Ausfall des Gesamtsystems zu verhindern.
- Wie erfolgt die Erdschlusserkennung im Verbund zum Schutz von Personen gegen elektrischen Schlag (ungeerdetes System)?

Bezüglich der Regelung des Gesamtsystems (Schwarmnetz):

- Wie erfolgt der Schwarzstart des Systems? Hierzu sind Maßnahmen zu ergreifen, sodass beim Start aufgrund unbekanntem Zustand des Gesamtnetzes keine Personen gefährdet werden, z.B. durch schrittweises hochfahren der Spannung mittels eines Master-Wechselrichters mit für Personen ungefährlichen Spannungsniveaus.
- Wie werden die Leistungs- und Energiebeiträge der Einzelsysteme koordiniert / geregelt (Schwarm-Regelung), sodass sich eine gerechte Verteilung unter den Teilnehmer einstellt? Hierzu könnten Konzepte aus Peer2Peer-Netzen (z.B: Torrent) Anwendung finden, z.B. nur „Download“ - Bezug von Energie, wenn entsprechender „Upload“ für das Gerät aufzuweisen ist.

Teilfragestellung können mit Methoden der frühen Informationstechnologie gelöst werden, um z.B. über Powerline-Kommunikation eine automatische Konfiguration der verfügbaren Einzeleinheiten im Netz hinsichtlich dynamischer Festlegung der Masterunit für die Koordinierung und Regelung der Netzfrequenz und andere Netzdienstleistungen zu bestimmen.

Der Erfolg eines Schwarmnetzes aus autonomen Einzelsystemen ist im Wesentlichen unter dem Gesichtspunkt der Sicherheit des Gesamtsystems (für Mensch und Gerät) zu bewerten, da vermutlich nicht sichergestellt werden kann, dass zu jeder Zeit technisch ausgebildetes Personal bei Aufbau und Betrieb des autarken Energienetz mitwirken.

6. Literaturverzeichnis

- [1] Patrao, I., Figueres, E., González-Espín, F. u. Garcerá, G.: Transformerless topologies for grid-connected single-phase photovoltaic inverters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011) 7, S. 3423–3431
- [2] A. Engler, Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen, Dissertation.de, Berlin, May 2002, ISBN 3-89825-439-9.
- [3] <http://www.oeko-energie.de/produkte/solarstrom-photovoltaik/insel-wechselrichter/index.php>
- [4] Markus Jostock: Stabilität_wechselrichtergeführter_Inselnetze. Regelungstechnische Modellierung und Dynamikanalyse des parallelen Statikbetriebs. Dissertation 2013 (2013)
- [5] A. Engler, N. Sultanis, “Droop control in LV-Grids,” *Proceedings of the International Conference on Future Power Systems*, pp. 6 -18, Nov. 2005.
- [6] M. Ciobotaru, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, “Control of single-stage single-phase PV inverter,” in *Proc. Eur. Conf. Power Electron. Appl.*, Sep. 2005, p. 10.
- [7] J. Kim, J. M. Guerrero, P. Rodriguez, R. Teodorescu, and K. Nam, “Mode adaptive droop control with virtual output impedances for an inverterbased flexible AC microgrid,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 3, pp. 689–701, Mar. 2011.
- [8] <http://www.afrika-auf-einen-blick.de/tansania/energie.php>
- [9] <http://www.afrika-auf-einen-blick.de/kenia/energie.php>
- [10] <http://de.wikipedia.org/wiki/Kenia#Energieversorgung>
- [11] <https://wechseljetzt.de/strom-und-gas-nachrichten/kenia-und-die-erneuerbaren-energien/>
- [12] <https://www.google.de/maps/place/Kenia/@0.1768813,37.9083583,3z/data=!4m2!3m1!1s0x182780d08350900f:0x403b0eb0a1976dd9>
- [13] <http://de.wikipedia.org/wiki/M%C3%BCnchen#Klima>
- [14] <http://de.wikipedia.org/wiki/Dodoma>
- [15] <http://de.wikipedia.org/wiki/Kisumu>
- [16] http://3.bp.blogspot.com/-T-gKpnK-ri4/VMF0RyTSbfl/AAAAAAAAARps/p1jhQRA8jII/s640/5424_komplex_1.jpg

-
- [17] <http://www.pedelecforum.de/forum/imgcache/3224.png>
 - [18] http://www.hs-ansbach.de/fileadmin/bachelor/Energie-_und_Umweltsystemtechnik/Bilder/Offgrid_Kompodium_SMA.pdf
 - [19] <http://www.itwissen.info/definition/lexikon/C-Koeffizient-C-coefficient.html>
 - [20] PowerBloxx Info Sheet by Alessandro Medici
 - [21] http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2010-2/th2010_11_02.pdf
 - [22] http://www.photovoltaik4all.de/media/pdf/ds_yge60cell-29b_de_de_201309_v02-40.pdf
 - [23] http://www.solarzellen-shop.de/media/docs/datenblatt-250w-mono-sl220-20m_combine.pdf
 - [24] <http://www.photovoltaik.org/wissen/duennschichtmodule>
 - [25] http://download.solarshop.net/uploads/Q-Cells_QSMART_UF_L_G1-3_Datenblatt_DE_2011-09_Rev03_WEB.pdf
 - [26] <http://de.wikipedia.org/wiki/Starterbatterie>
 - [27] <http://de.wikipedia.org/wiki/Lithium-Ionen-Akkumulator>
 - [28] http://www.hoppecke.de/content/download/brochures/rp/TechnicalDocumentation/Montagehandbuch_verschl_de.pdf
 - [29] <http://www.campingforum.at/campingforum/showthread.php?4636-batteriekapazit%E4t-messen-und-wissenwertes-zur-batterietechnik>
 - [30] <http://www.solar-batterie.com/Solarbatterie-Wissen.aspx>
 - [31] <http://de.wikipedia.org/wiki/Traktionsbatterie>
 - [32] <http://www.elektronik-kompodium.de/sites/bau/0810281.htm>
 - [33] <http://www.elektroniknet.de/power/power-management/artikel/106499/1/>
 - [34] <http://www.oeko-energie.de/produkte/solarstrom-photovoltaik/solar-batterien/index.php>
 - [35] <https://www.esomatic.eu/laderegler/>
 - [36] <http://www.victronenergy.de/upload/documents/White-paper-Which-solar-charge-controller-PWM-or-MPPT-DE.pdf>
 - [37] <http://www.steca.com/index.php?Steca-Solarix-PRS-de#productproperty>

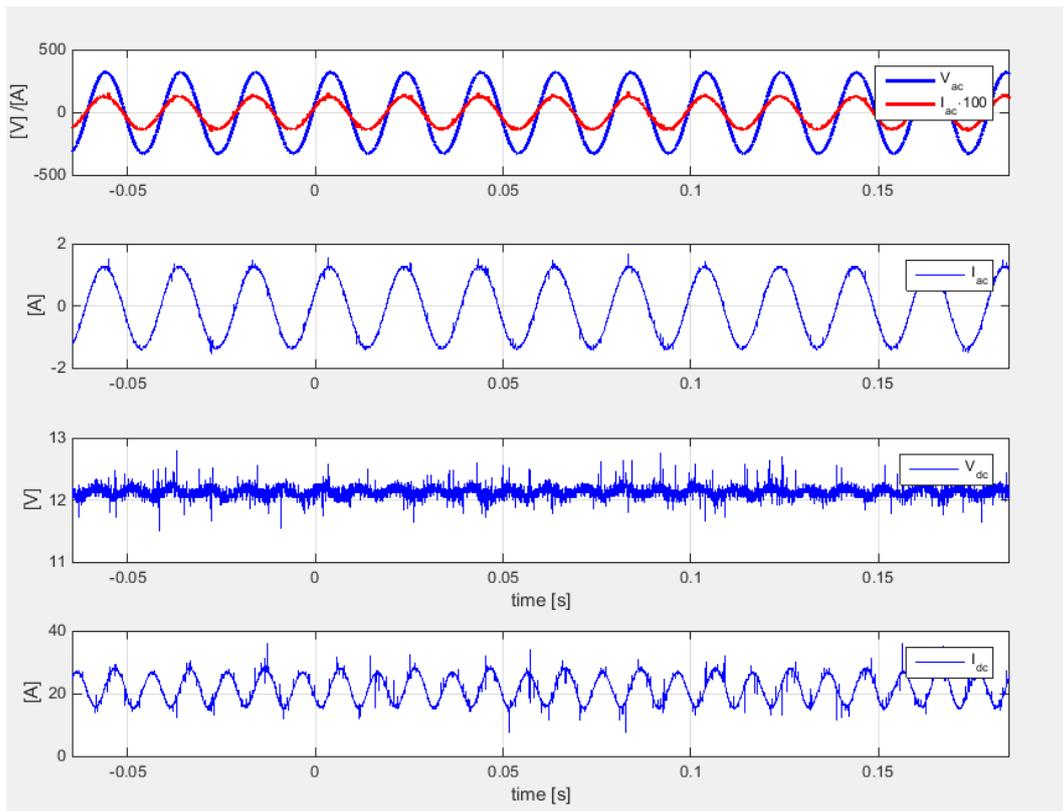
-
- [38] <https://www.yachtbatterie.de/de/ueberwachung/batterie-ueberwachung/tiefentladeschutz.html>
- [39] Abbildungen a. Skript Dr. Bohlen – Energiespeicher – Hochschule München
- [40] http://www.oeko-energie.de/downloads/victron--off-grid-back-up-and-island-systems_r.pdf
- [41] [http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/SCOT209.nsf/VerityDisplay/C6ED3B4782C5F804C12572A5003A1CA0/\\$File/2CDC401002D0102.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/SCOT209.nsf/VerityDisplay/C6ED3B4782C5F804C12572A5003A1CA0/$File/2CDC401002D0102.pdf)
- [42] http://w3.siemens.com/mcms/solar-inverter/de/pvs/seiten/pvs_optionen.aspx
- [43] <http://www.photovoltaik-web.de/blitzschutz.html>
- [44] <http://www.power-blox.com/>

7. Anhang –

7.1 Weitere Messungen am Wechselrichter STECA PLI – 300

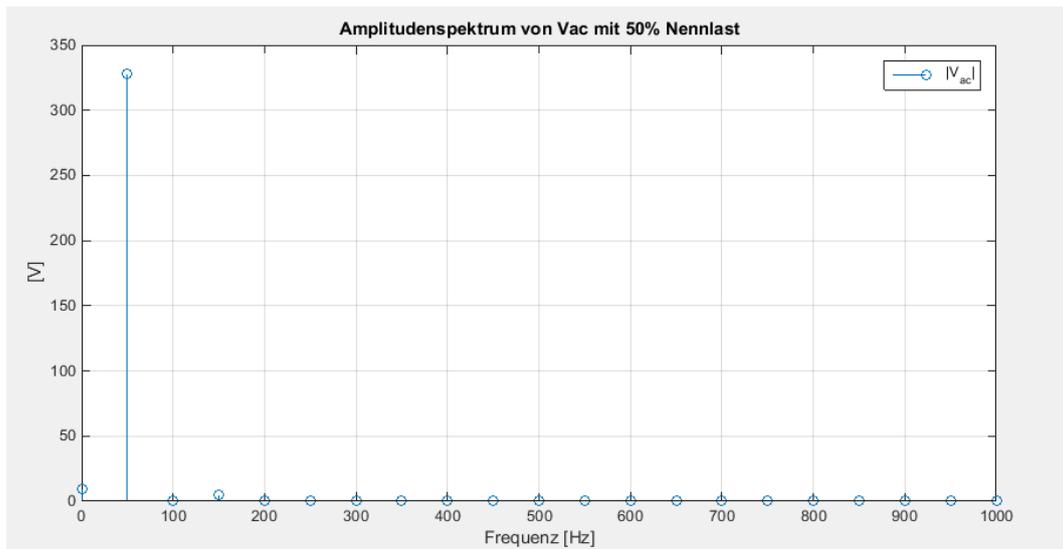
7.1.1 Statische Messungen

50% Nennlast – Ohmscher Verbraucher



Bei der Messung mit 50% der Nennlast ist gut zu sehen, dass der Batteriewechselrichter einen schönen und relativ unverzerrten Sinus (V_{ac}) liefert. Auch ist in den Messdaten (via MATLAB) ist gut sichtbar, dass die im Datenblatt vorgegebenen Grenzwerte von $U_{eff} = 230V \pm 10\%$ eingehalten werden.

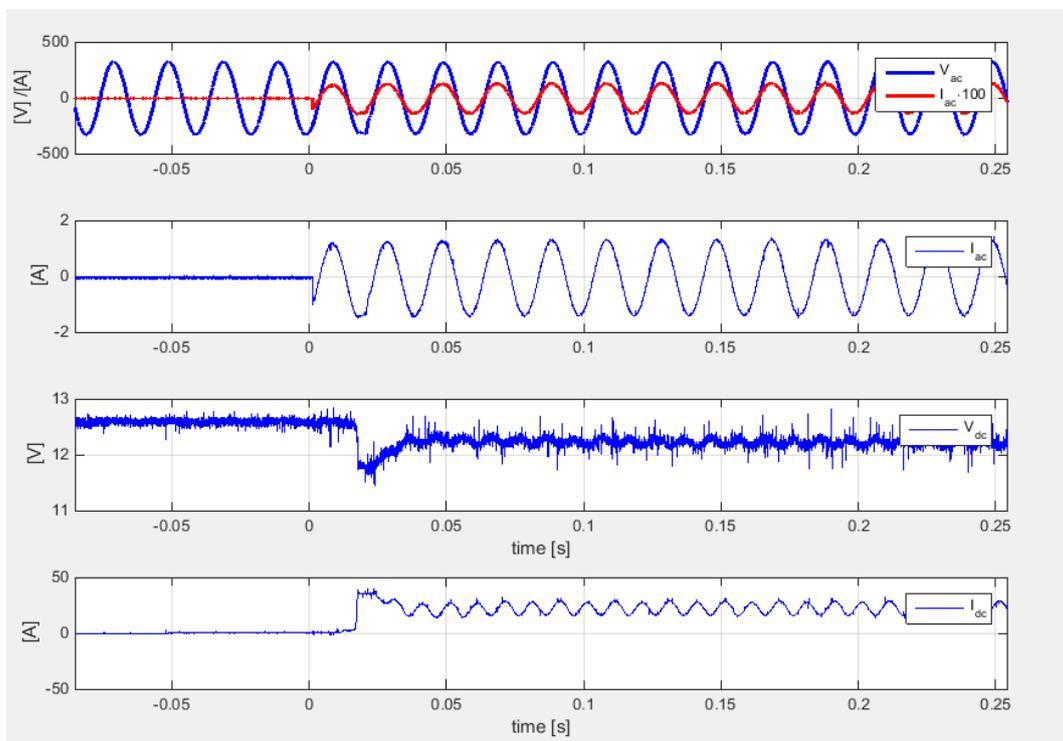
Auf der DC – Seite schwankt der Strom mit ca. $\pm 8A$ und ebenso die Batteriespannung mit ca. $\pm 0,2V$ mit doppelter Netzfrequenz $f = f_n * 2$. Dies ist zurückzuführen auf einen zu kleinen Zwischenkreiskondensator. Ebenso wird durch diese Sinusrückkopplung die Batterie auf längere Sicht geschädigt bzw. eine kürzere Lebensdauer zur Folge hat.



Ebenso im Amplitudenspektrum sieht man sehr gut, dass die Sinusspannung am Ausgang weitgehend unverzerrt ist und das Maximum bei nahezu 325V hat. Des Weiteren sieht man sehr deutlich, dass keine namenhaften $(n \cdot 2) - 1$ – Harmonischen auftreten (mit $n > 1$).

7.1.2 Dynamische Messungen

Lastsprung mit 50 % P_n – Ohmscher Verbraucher

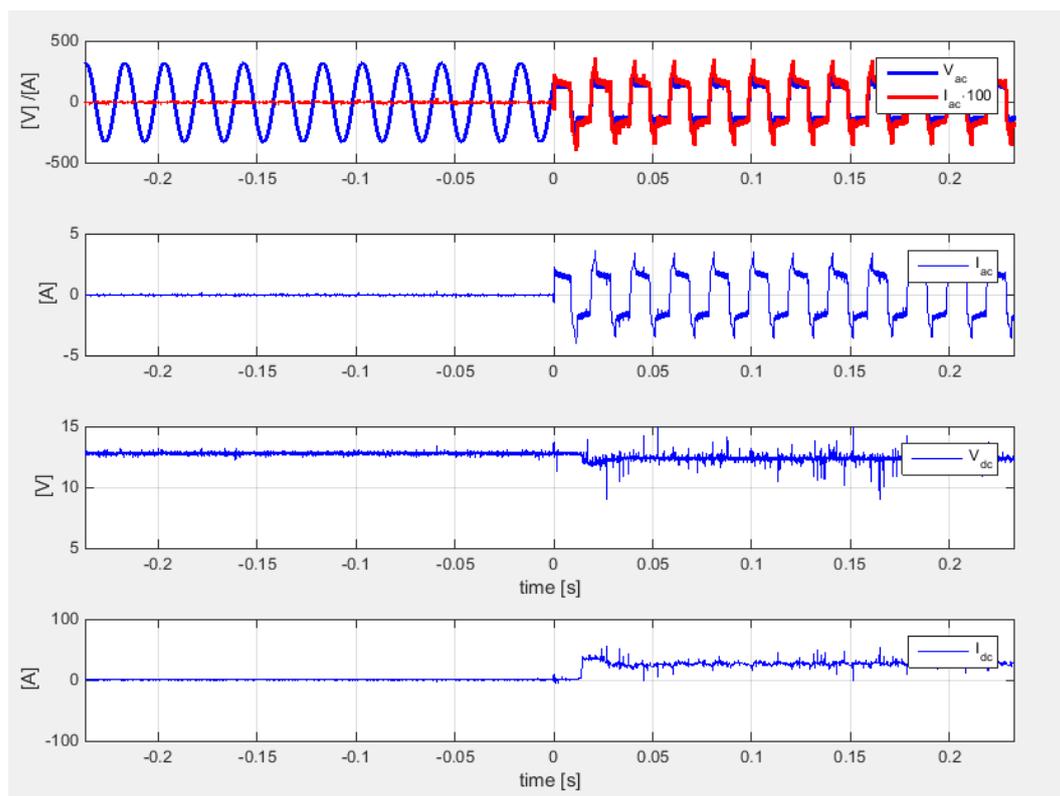


In dieser Messung wurde aus dem Leerlauf heraus eine Last zugeschaltet (50% der Nennlast) um das dynamische Verhalten des Wechselrichters bei einer transienten Belastung im Einschaltzeitpunkt festzustellen.

Man kann sehr gut erkennen, dass die Regelung bei $t = 0\text{s}$ sehr schnell die Ausgangsspannung ausgleicht und schon nach ca. einer Periode d.h. 20ms komplett eingeschwingen ist. Ebenso ist gut zu erkennen, dass die Batteriespannung bei Aufschalten der Last schlagartig um 1V auszusammenbricht, sich aber schon nach 0,02s wieder erholt.

Auf der DC – Seite schwankt der Strom mit ca. $\pm 8\text{A}$ und ebenso die Batteriespannung mit ca. $\pm 0,2\text{V}$ mit doppelter Netzfrequenz $f = f_n * 2$. Dies ist auf einen zu kleinen Zwischenkreiskondensator zurückzuführen.

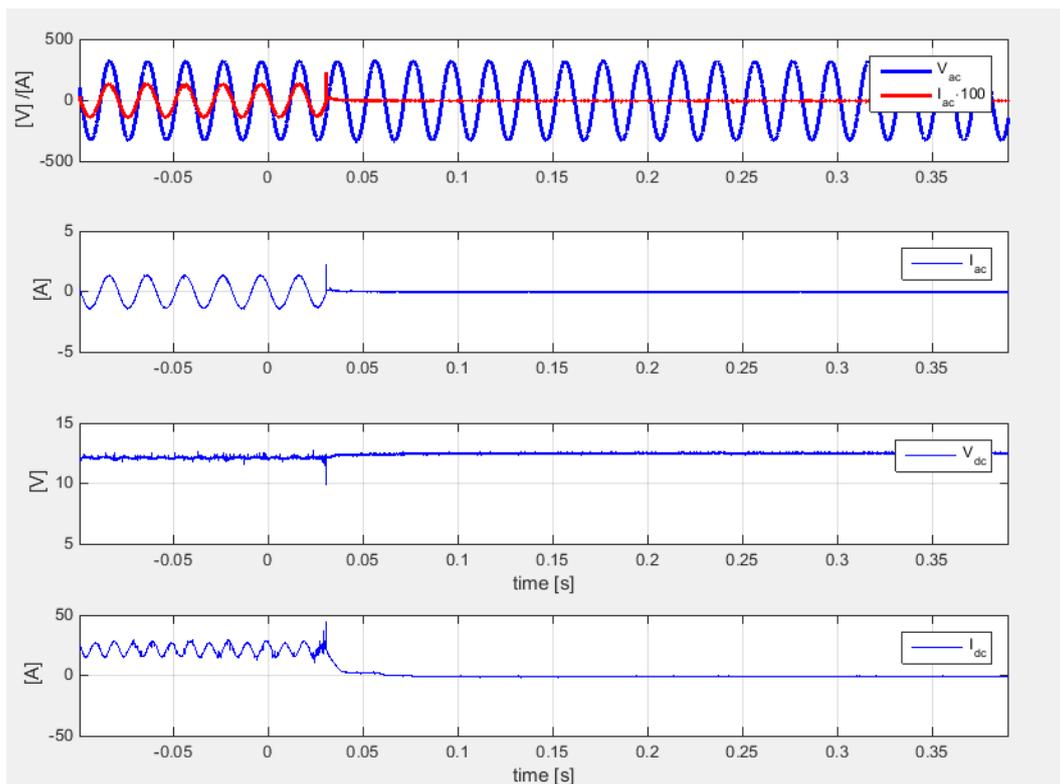
Lastsprung mit 150 % P_n – Ohmscher Verbraucher



In dieser Messung wurde aus dem Leerlauf heraus eine Last hinzugeschaltet (150% der Nennlast) um das dynamische Verhalten des Wechselrichters bei einer transienten Belastung im Einschaltzeitpunkt festzustellen.

Der Wechselrichter versucht nun die benötigte Leistung zu liefern, begrenzt aber seinen Strom und lässt somit keine Sinusspannung mehr zu.

Lastabwurf mit 50 % P_n – Ohmscher Verbraucher



In dieser Messung wurde aus dem Betrieb mit einer Last (= 50% der Nennlast) wieder in den Leerlauf geschaltet um das dynamische Verhalten des Wechselrichters bei einer transienten Entlastung im Ausschaltzeitpunkt festzustellen.

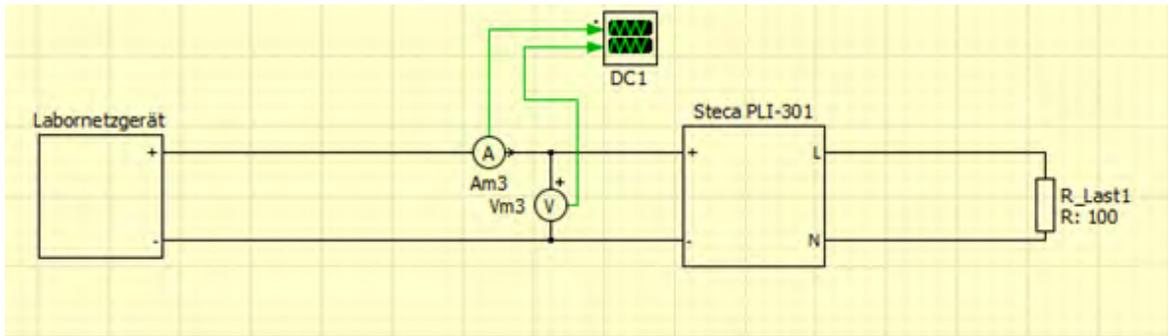
Man kann sehr gut erkennen, dass die Regelung bei $t_0 = 0,03\text{s}$ die sinusförmige Ausgangsspannung nahezu unverzerrt beibehält. Lediglich im Zeitpunkt t_0 tritt ein Nadelimpuls des AC- und DC – Stroms auf. Auf der AC-Seite beträgt dieser Impuls ca. 2A, auf der DC-Seite aber schon ca. 20 A.

Daraus lässt sich folgern, dass im Betrieb bei wiederholtem Zu- und Abschalten von Lasten die Batterie auf Dauer Schaden nehmen kann bzw. die Lebensdauer verkürzen kann.

Schlagartiger Spannungseinbruch auf DC – Seite

Messaufbau:

- 12V Batterie
- Batteriewechselrichter Steca PLI-300
- 250 Ω Potentiometer
- Oszilloskop (4 Ch.)



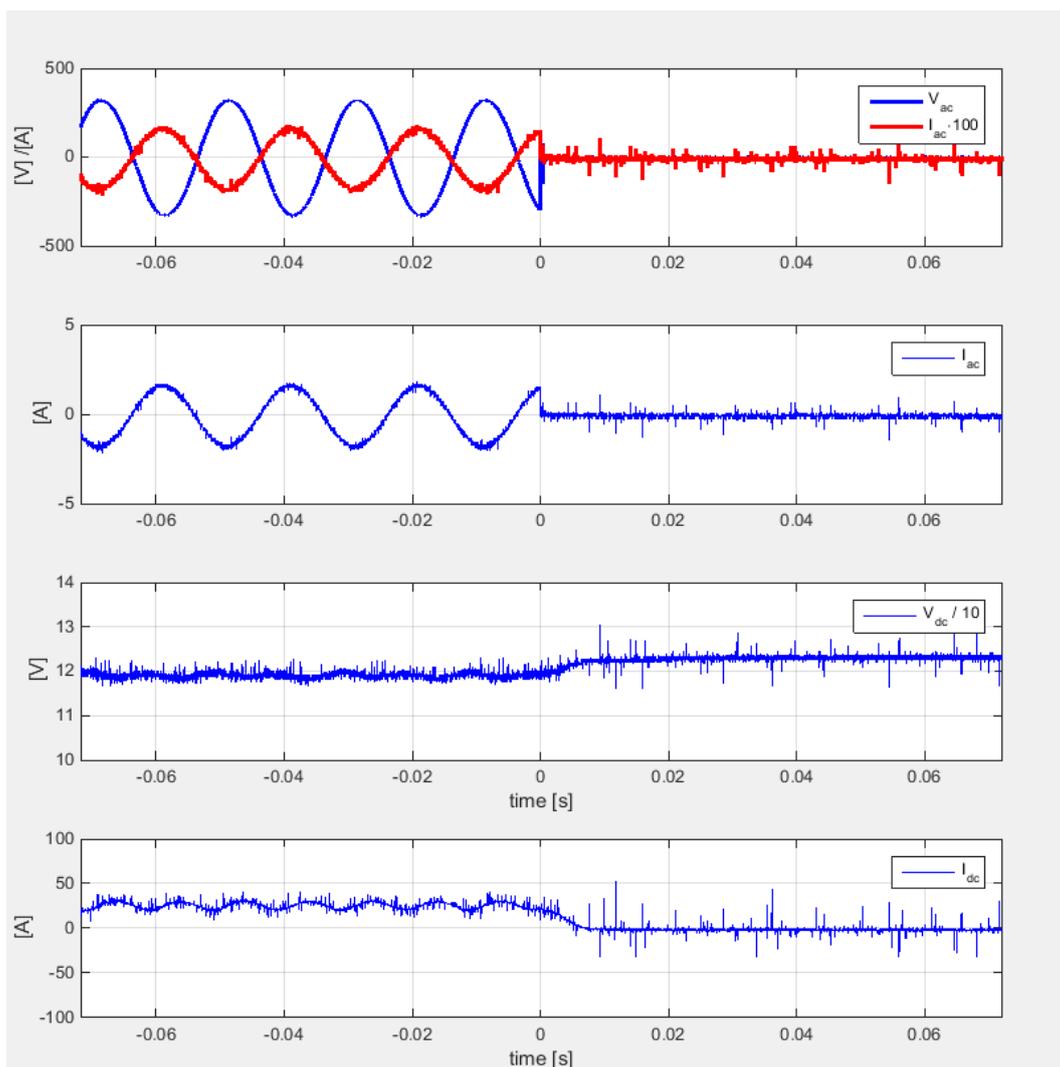
Versuchsdurchführung:

Spannung wird auf der DC – Seite mittels eines Labornetzgerätes schlagartig von 13 V auf 5V reduziert.

Auswertung der Ergebnisse:

Der WR geht ab 10V in den Batterieschutzmodus (Alarmton->Entladeschlussspannung der Batterie erreicht) und schaltet ab 9,5 V den Ausgang stromlos.

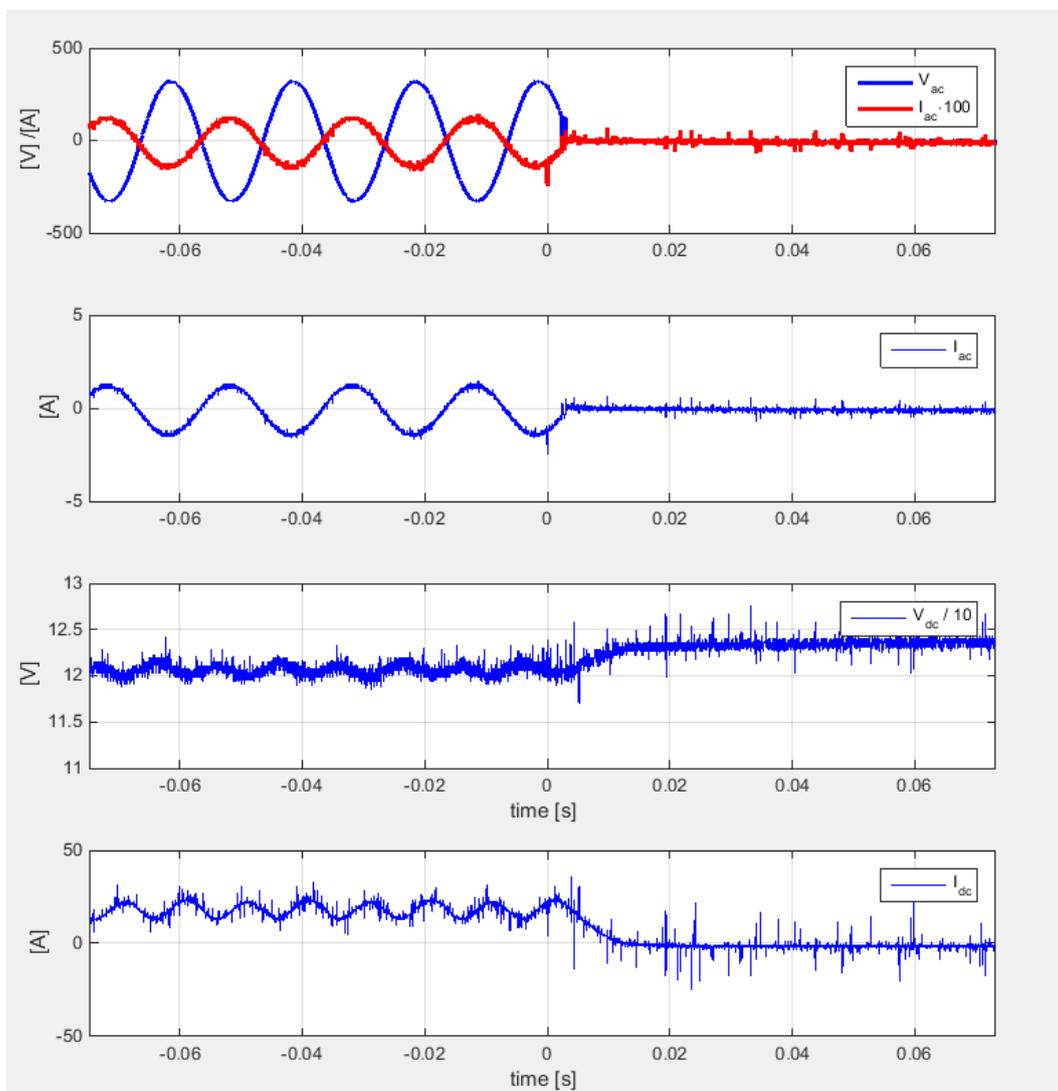
Kurzschluss nach Betrieb mit ohmscher Last (180Ω)



Der hier untersuchte Steca PLI-300 ist kurzschlussfest, da er auch nach mehreren Kurzschlüssen noch ohne Fehler arbeitet und seinen Ausgang ordnungsgemäß abschaltet.

Zu diesem Zeitpunkt wird die Batterie nicht mehr belastet, was man an den Kennlinien von V_{dc} und I_{dc} erkennen kann.

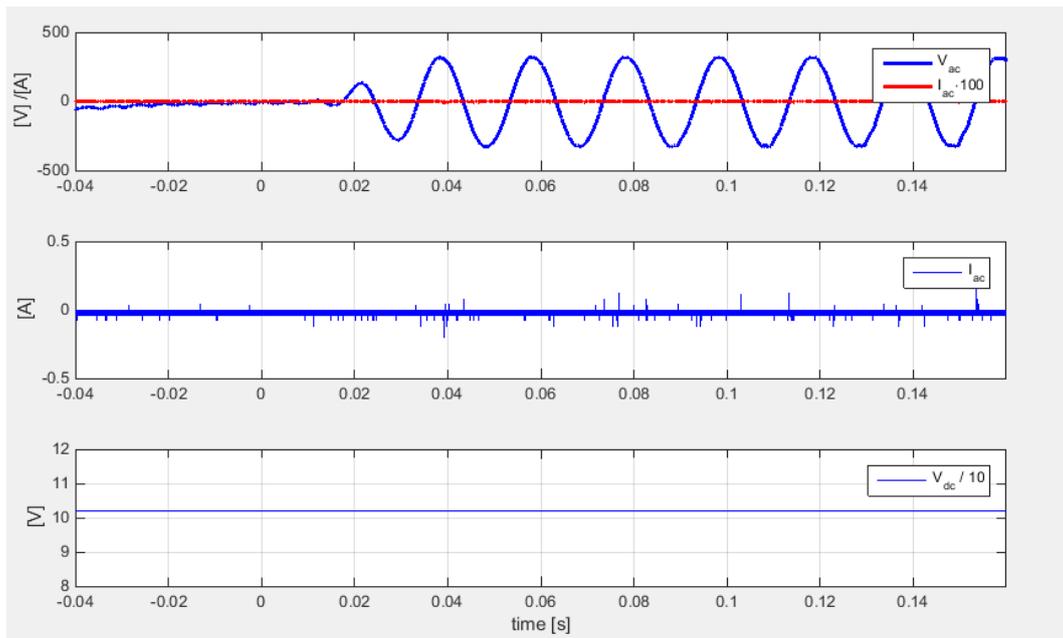
Kurzschluss nach Betrieb mit ohmscher Last(230 Ω)



Der hier untersuchte Steca PLI-300 ist kurzschlussfest, da er auch nach mehreren Kurzschlüssen noch ohne Fehler arbeitet und seinen Ausgang ordnungsgemäß abschaltet.

Zu diesem Zeitpunkt wird die Batterie nicht mehr belastet, was man an den Kennlinien von V_{dc} und I_{dc} erkennen kann.

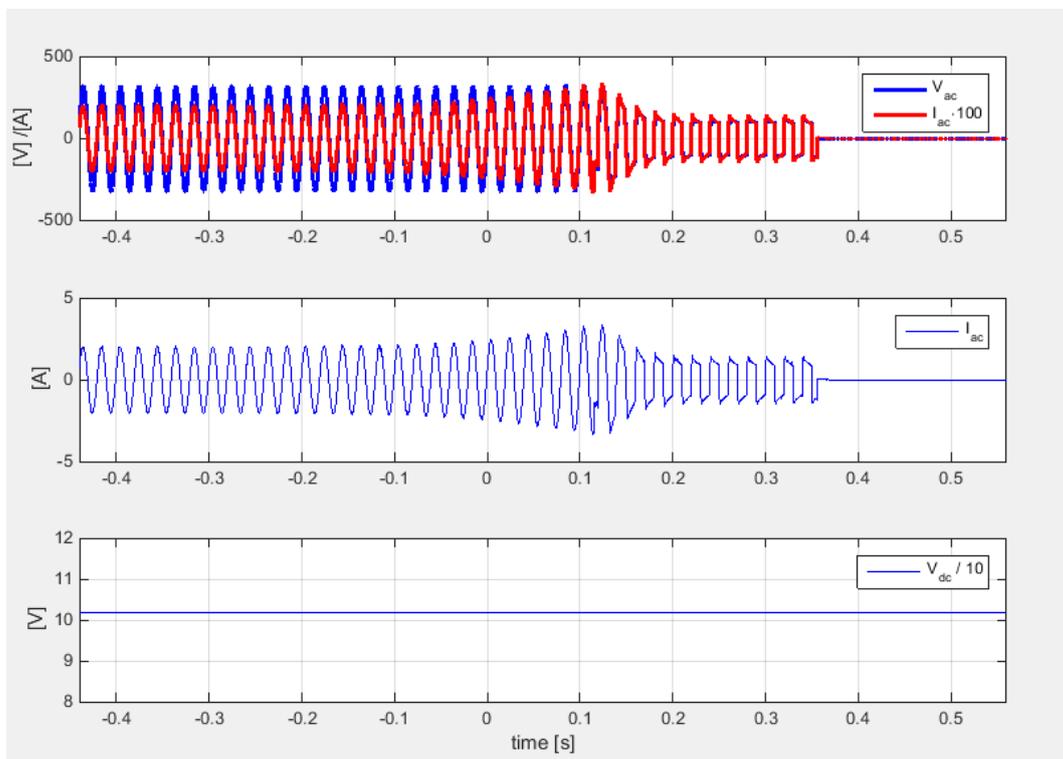
Einschwingvorgang im Leerlauf



Anmerkungen:

Die Ausgangswechselspannung ist schon nach etwa 30ms eingeschwungen. Es fällt dennoch auf, dass ab etwa 100ms die Amplitude der Spannung etwas abgeschnitten ist.

Lasterhöhung bis Abschaltung des Ausgangs



Versuchsdurchführung:

Der Widerstand des Potentiometers wird schnell verringert, d.h. die Leistung am Ausgang steigt rapide an.

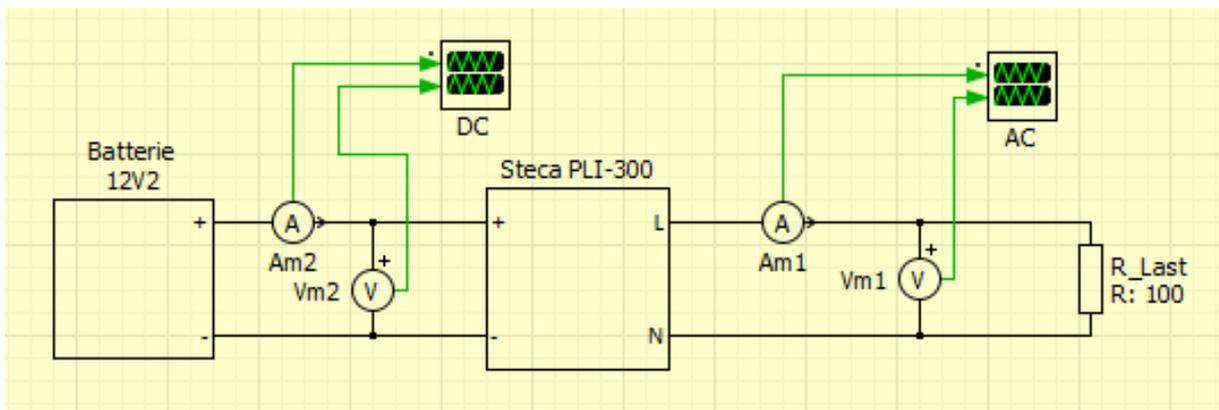
Auswertung der Ergebnisse:

Man kann deutlich erkennen das der WR, auch bei sich verändernder Last, die Spannung auf einen schönen Sinus mit $U_{\text{eff}} = 230\text{V}$ regelt. Da der Lastwiderstand verringert wird steigt der Strom an, bis die maximale Ausgangsleistung erreicht ist. Die Strombegrenzung setzt ein und der Wechselrichter kann seine Sinusspannung nicht mehr aufbauen. Nach etwa 0,22s schaltet der Wechselrichter seinen Ausgang stromlos und gibt einen Meldeton ab.

7.2 Wirkungsgradbestimmung

Messaufbau:

- 12V Batterie
- Batteriewechselrichter Steca PLI-300
- 250 Ω Potentiometer
- Oszilloskop (4 Ch.)



Die mit dem Oszilloskop gemessenen Werte wurden mittels MatLab eingelesen und die jeweiligen Mean – und RMS – Werte auf vier Nachkommastellen genau berechnet.

Wirkungsgrad bei $R = 145,1\Omega$:

DC – Eingangsseite:	AC – Ausgangsseite:
$U_{\text{DC}} = 11,8495 \text{ V}$	$U_{\text{AC_RMS}} = 231,9799 \text{ V}$
$I_{\text{DC}} = 33,1960 \text{ A}$	$I_{\text{AC_RMS}} = 1,5222 \text{ A}$

$$\eta = \frac{U_{\text{ac}} * I_{\text{ac}}}{U_{\text{dc}} * I_{\text{dc}}} = \frac{231,9799\text{V} * 1,5222\text{A}}{11,8495\text{V} * 33,1960\text{A}}$$

$$\eta = 89,8\%$$

Wirkungsgrad bei $R = 178,8\Omega$:

DC – Eingangsseite:	AC – Ausgangsseite:
U_{DC} = 11,9276 V	U _{AC_RMS} = 232,0575 V
I_{DC} = 29,4576 A	I _{AC_RMS} = 1,2707 A

$$\eta = 84,1\%$$

Wirkungsgrad bei R = 232,5Ω:

DC – Eingangsseite:	AC – Ausgangsseite:
U_{DC} = 12,0944 V	U _{AC_RMS} = 232,2072 V
I_{DC} = 22,7679 A	I _{AC_RMS} = 0,9704 A

$$\eta = 81,8\%$$

Anmerkung:

Im Datenblatt des WR wird ein maximaler Wirkungsgrad von 85% beschrieben. Dies stimmt nicht mit diesen Messergebnissen überein, denn beim Betrieb mit einer ohmschen Last von 145,1 Ω hat der Inverter einen Wirkungsgrad von ca. 89,8%. Dies kann an Messungenauigkeiten oder einer niedrigeren Innentemperatur des WR liegen, da er nicht im Dauerbetrieb betrieben wurde.

7.3 Datenblätter der PV-Module

- Datenblatt 1: SunLink SL220-20M250
- Datenblatt 2: Yingli YL250P-29b

Datenblatt 1: SunLink SL220-20M250

260 W Maximum Power

TECHNICAL DATA

Solar cell	60 mono-crystalline 156 × 156 mm
Front glass	3.2 mm tempered glass
Junction box	IP 65 rated
Bypass-diodes	6 pieces
Output cables	1000 mm length cable, compatible with MC IV connectors
Frame	anodized aluminium
Weight	19 kg
Dimensions	1640 × 992 × 45 mm

ELECTRICAL DATA

Module Type	SL220-20M260	SL220-20M255	SL220-20M250	SL220-20M245	SL220-20M240
Nominal peak power (P_{max})	260 W	255 W	250 W	245 W	240 W
Nominal voltage (V_{mpp})	30.9 V	30.7 V	30.5 V	30.3 V	30.1 V
Nominal current (I_{mpp})	8.41 A	8.30 A	8.20 A	8.08 A	7.97 A
Open circuit voltage (V_{oc})	37.3 V	37.3 V	37.3 V	37.2 V	37.2 V
Short circuit current (I_{sc})	9.01 A	8.90 A	8.79 A	8.66 A	8.60 A
Module efficiency	16.0 %	15.7 %	15.4 %	15.0 %	14.7 %
Operating Temperature	- 40 to + 85 °C				
Maximum System Voltage	1000 V DC				
STC: Irradiation: 1000 W/m ² , module temperature: 25 °C, air mass: 1.5 (EN 60904-3)					
Maximum power (P_{max})	187 W	184 W	180 W	176 W	173 W
Nominal voltage (V_{mpp})	29.6 V	29.4 V	29.2 V	29.0 V	28.8 V
Nominal current (I_{mpp})	6.33 A	6.25 A	6.17 A	6.08 A	6.00 A
Open circuit voltage (V_{oc})	34.4 V	34.4 V	34.4 V	34.3 V	34.3 V
Short circuit current (I_{sc})	6.71 A	6.63 A	6.55 A	6.45 A	6.41 A
NOCT: Irradiation: 800 W/m ² , module temperature: 45 °C, air mass: 1.5 Performance under weak light conditions (200 W/m ²): EN60904-1, 95.3 % or higher of the STC efficiency (1000 W/m ²) is achieved					

PACKING CONFIGURATION

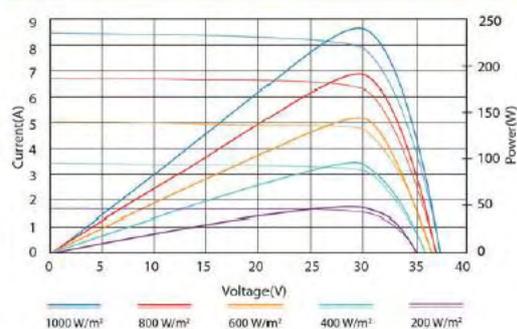
Container	20' GP	40' GP	40' HC
Pieces per pallet	22	22	23
Pallets per container	12	28	28
Pieces per container	264	616	644

WARRANTY AND CERTIFICATIONS

Warranty	10 years workmanship 12 years 90 % of the nominal power warranty 25 years 80 % of the nominal power warranty
Certifications	IEC 61215, Safety tested IEC 61730 part 2, CE

CAUTION: Read Safety And Installation Instructions Before Using The Product.
© April 2012 SunLink PV Technology Co., Ltd. All rights reserved.
Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
♻️ Printed on recycled paper.

Current-Voltage & Power-Voltage Curve (SL220-20M245)



SunLink PV APPOINTED DEALER

