



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
*Hamburg University of Applied Sciences*

# **Bachelorarbeit**

Kai Alexander Becker

**Leistungssimulation und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung  
zweier Inselssysteme (Solar u. Solar/Windkraft) zur  
autarken Stromversorgung an Bord eines Segelschiffes  
auf Grundlage historischer Wetterdaten**

*Fakultät Technik und Informatik  
Department Maschinenbau und Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science  
Department of Mechanical Engineering and  
Production Management*

Thema:

Leistungssimulation und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zweier Inselsysteme (Solar u. Solar/Windkraft) zur autarken Stromversorgung an Bord eines Segelschiffes auf Grundlage von historischen Wetterdaten

Schwerpunkte:

Zur autarken Stromversorgung eines Segelschiffes kommen sogenannte Inselanlagen zum Einsatz. Mit einem typischen und klar definierten täglichen Verbraucherprofil wird jeweils ein System mit Solar und eines mit einer Kombination aus Windkraft/Solar zur Energieerzeugung verglichen. Auf Grundlage des errechneten Gesamtleistungsbedarfes und unter Betrachtung der historischen Wetterdaten findet die Auslegung der zwei Systeme statt. Es wird eine gröbere tägliche (Jahr 2012-2021) und eine umfassende stündliche (Jahr 2021) Performance-Analyse für den typischen Zeitraum des Fahrtsegelns in den Sommermonaten Juni, Juli, August und September durchgeführt. Bei der stündlichen Auswertung für das Jahr 2021 wird überprüft, was sich ergeben würde, wenn die stündlichen Wetterdaten auf die täglichen Werte des schlechtesten Jahres 2012-2021 normiert werden. Die sich ergebenden Daten werden analysiert und ausgewertet. Anschließend wird eine wirtschaftliche und technische Bewertung der zwei vorgestellten Systeme durchgeführt.

## Zusammenfassung

Das Ziel dieser Arbeit ist die Performance Analyse zweier Inselsysteme eines Segelschiffes zur autarken Stromversorgung in den Sommermonaten Juni bis September für den Standort der Mecklenburgischen Seenplatte. Anhand der Performance wird eine abschließende Empfehlung für die Auswahl des Systems für das gewählte Szenario gegeben. Nach der Komponenten Auslegung der Solarinselanlage und der Hybridanlage, welche Wind- und Solarenergie nutzt, folgt eine Anlagensimulation auf Grundlage historischer Wetterdaten der letzten zehn Jahre. Die Simulation von Tageswerten dient zur Bestimmung besonders kritischer Zeitperioden der letzten zehn Jahre, welche im Anschluss detaillierter mit einer stündlichen Simulation betrachtet werden. Im Monat September sind in beiden Inselsystemen durchschnittlich die geringsten Erträge zu verzeichnen. Während es bei dem PV-System an vier Tagen der Jahre 2012-2021 zu einem Verbraucherausfall kommt, ist an keinem der Tage ein Ausfall im Hybridsystem zu beobachten. Es hat sich gezeigt, dass die Abschaltung des Verbraucherausgangs aufgrund einer entladenen Batterie die Ausnahme bildet und beide Systeme zu über 90 % der Zeit im Bereich von 75-100 % Ladezustand be- und entladen werden. Das in der Praxis der tatsächliche gewählte dreiwöchige Urlaubszeitraum mit einer energetisch extrem schlechten Zeitperiode zusammenfällt wird als unwahrscheinlich angesehen. Im Hinblick auf das Kosten-Leistungs-Verhältnis und zufriedenstellender Performance beider Systeme ist der Einsatz des PV-Inselsystems für das gewählte Szenario empfehlenswert, da die Investitionskosten der Kleinwindanlage der bereitgestellten Leistung nicht entsprechen. Grundsätzlich hat sich aber dennoch gezeigt, dass es für den Einsatz auf offener See durchaus Sinn ergibt eine Hybridanlage trotz der höheren Kosten zu nutzen. Auf Grund der Hybridanlage ist es möglich neben der Globalstrahlung mit dem Wind eine weitere unabhängige Energieressource zu nutzen. Einerseits können häufig ertragsfreie Zeitperioden des PV-Systems durch die Windanlage abgeschwächt werden, andererseits ist bei dem Einsatz auf den Meeren mit einem vergleichsweise höheren Ertrag als auf den Seen zu rechnen, da dort der Wind konstanter und stärker vorhanden ist. Die Minderung der Realwindgeschwindigkeit in Oberflächennähe fällt auf der offenen See ebenfalls deutlich geringer aus.

## Summary

The aim of this bachelor thesis is the performance analysis of two island systems of a sailing boat for self-sufficient power supply in the summer months June to September for the location of the Mecklenburg Lake District. Based on the performance, a final recommendation is made for the selection of the system for the chosen scenario. The calculation of components for the solar island system and the hybrid system, which uses wind and solar energy, is followed by a system simulation based on historical weather data from the last ten years. The simulation of daily values is used to determine particularly critical time periods of the last ten years, which are then examined in more detail with an hourly simulation. In the month of September, the lowest average energy outputs are recorded in both island systems. While there is a breakdown of electrical consumers in the PV system on four days in the period of 2012-2021, there is no breakdown in the hybrid system on any of the days. It has been shown that the consumer output shutdown due to a discharged battery is the exception and both systems are charged and discharged in the range of 75-100% state of charge more than 90 % of the time. It is considered unlikely that in practice the actual chosen three-week holiday period will coincide with an extremely poor energy period. With regard to the cost-performance ratio and the satisfactory performance of both systems, the use of the PV island system is recommended for the selected scenario, as the investment costs of the small wind turbine do not correspond to the power provided. In principle it makes sense to use a hybrid system for use on the open sea despite the higher costs. Because of the hybrid system, it is possible to use another independent energy resource in addition to global radiation. On the one hand, the wind system can mitigate periods of the PV system that are often without yields, and on the other hand, a comparatively higher energy output can be expected when used on the oceans than on the lakes, since the wind is more constant and stronger there. The reduction in real wind speed near the surface is also significantly lower on the open sea.

## Inhalt

1. Einleitung.....	1
2. Inselanlage.....	2
2.1 Rechtliche Bedingungen.....	3
3. Auslegung der Inselanlage .....	3
3.1. Verbraucher .....	5
3.1.1. Verbraucherzeitprofil .....	6
3.2. Batterie.....	7
3.3. Solarmodul .....	11
3.4. Kleinwindanlage .....	16
3.5. Laderegler.....	19
3.6. Verkabelung der Inselanlage .....	22
3.7. Gesamtkosten der Anlage .....	26
4. Simulation .....	27
4.1. Vorgehen .....	27
4.2. Wetterdaten.....	27
4.3. Allgemeine Bedingungen .....	28
4.4. Stündliche Simulation.....	29
4.4.1. Ertragsberechnung Kleinwindanlage .....	29
4.4.2. Ertragsberechnung Solaranlage .....	31
4.4.3. Bilanz .....	33
4.4.5. Akkuladezustand .....	34
4.4.6. Beispielauswertung 01.06.2020 .....	36
4.4.7. Jahresauswertung 2020/2021.....	39
4.5. Tägliche Simulation .....	40
4.5.1. Vorläufige Ertragsberechnung Kleinwindanlage.....	40
4.5.2. Vorläufige Ertragsberechnung Solaranlage.....	41
4.5.3. Ertragsberechnung über Korrekturfaktorbestimmung .....	43
4.5.4. Bilanz .....	44
4.5.5. Akkuladezustand .....	45
4.5.6. Jahresauswertung 2012-2021 .....	45
5. Bestimmung kritischer Tage.....	47
5.1. Umsetzung in Excel .....	47
5.2. Auswertung kritischer Tage.....	49
5.2.1. Beispiel Normierung tägliche Werte auf stündliche Werte 29.06.2017 – 03.07.2017 .....	49
5.2.2. Verbraucherausfall 10.09.2021 – 30.09.2021 .....	53
5.2.3. Verbraucherausfall 20.09.2013 – 30.09.2013 .....	57
6. Abschließende Bewertung der Inselsysteme .....	60

## Symbolverzeichnis

Symbol	Bedeutung
$\alpha_p$	Leistungs-Temperaturkoeffizient
$A_{Kabel}$	Leiterquerschnitt
$A_{PV}$	Fläche Solarmodul
$C_{BA,neu}$	Benötigte Batteriekapazität inklusive Leistungsverluste durch Verkabelung
$C_{BA}$	Batteriekapazität Auslegung
$C_{Bat}$	Gewählte Batteriekapazität
$C_{Bat}$	Korrigierte Batteriekapazität
$C_x$	Batterie Nennkapazität Entladung über x Stunden
$E_{B,3T,PV,d}$	3-Tages-Bilanz Solaranlage
$E_{B,Hybr,d}$	Tagesbilanz Hybridanlage
$E_{B,Hybr}$	Stündliche Bilanz Hybridanlage
$E_{B,KWA,d}$	Tagesbilanz Kleinwindanlage
$E_{B,KWA}$	Stündliche Bilanz Kleinwindanlage
$E_{B,PV,d}$	Tagesbilanz Solaranlage
$E_{B,PV}$	Stündliche Bilanz Solaranlage
$E_{Bat,Hybr,d}$	Tageswert Energie Batterie Hybridanlage
$E_{Bat,Hybr,d}$	3-Tages-Bilanz Hybridanlage
$E_{Bat,Hybr}$	Batterie Energie Hybridanlage
$E_{Bat,PV,d}$	Tageswert Energie Batterie Solaranlage
$E_{Bat,PV}$	Batterie Energie PV-Anlage
$E_{Bat,V,d}$	Tägliche Selbstentladung Batterie
$E_{Bat,V}$	Selbstentladung Batterie
$E_{Bat}$	Batterie Energie bei Vollladung
$E_{G,1,d}$	Durchschnittliche tägliche Bestrahlung
$E_{G,10min}$	Bestrahlungssumme in 10min
$E_{G,d}$	Tägliche Bestrahlung
$E_{G,m}$	Monatliche Bestrahlung
$E_G$	Summierte stündliche Bestrahlung
$E_{KWA,1,d}$	Vorläufiger Tagesertrag Kleinwindanlage

$E_{KWA,d}$	Tagesertrag Kleinwindanlage
$E_{KWA}$	Stündlicher Ertrag Kleinwindanlage
$E_{LR,d}$	Tages-Eigenverbrauch Laderegler
$E_{LR}$	Stündlicher Eigenverbrauch Laderegler
$E_{PV,1,d}$	Vorläufiger Tagesertrag Solaranlage
$E_{PV,d}$	Tagesertrag Solaranlage
$E_{PV}$	Ertrag Solaranlage
$E_{V,h}$	Stündlicher Stromverbrauch
$E_{tv,neu}$	Täglicher Strombedarf inklusive Leistungsverluste durch Verkabelung
$E_{tV}$	Täglicher Strombedarf
$H_{ref}$	Höhe Wetterstation
$I_{max,R}$	Maximaler Strom Solarladeregler
$I_x$	Nennstrom bei Batterieentladung über x Stunden
$L_{Hybr}$	Prozentualer Ladezustand Batterie Hybrid-Anlage
$L_{PV}$	Prozentualer Ladezustand Batterie PV-Anlage
$P_{G,d}$	Tagesdurchschnittliche Globalstrahlung
$P_G$	Stündliche Globalstrahlung
$P_{KWA}$	Leistung Kleinwindanlage
$P_N$	Nennleistung Kleinwindanlage
$P_{PV,1,d}$	Vorläufige mittlere Tagesleistung Solaranlage
$P_{PV,1}$	Leistung Solarmodul ohne Einfluss der Modultemperatur
$P_{PV,Temp}$	Leistungsänderung aufgrund Modultemperatur
$P_{PV}$	Leistung Solarmodul
$P_{STC}$	Globalstrahlung nach STC
$P_{Verlust}$	Verlustleistung Kabel
$P_{Wind,d}$	Tagesdurchschnittliche Windleistung
$P_{Wind}$	Windleistung
$P_{el}$	Elektrische Leistung
$R_{Kabel}$	Widerstand Kabel
$T_U$	Umgebungstemperatur in Kelvin
$c_{P,Betz}$	Betz'scher Leistungsbeiwert
$c_{PV}$	Proportionalitätskonstante Hinterlüftung Solarmodul
$c_{p,high}$	Leistungsbeiwert Windgeschwindigkeit 5 – 12,5 m/s

$c_{p,low}$	Leistungsbeiwert Windgeschwindigkeit 3,5 – 5 m/s
$c_p$	Leistungsbeiwert Kleinwindanlage
$d_R$	Reservetage Batterie
$d_{Rotor}$	Rotordurchmesser
$f_K$	Verlustfaktor der Leiter
$f_{KWA}$	Korrekturfaktor Kleinwindanlage
$f_{PV}$	Korrekturfaktor Solaranlage
$f_R$	Reservefaktor Batterie
$n_{T,m}$	Anzahl Tage des Monats
$r_R$	Rotorradius Kleinwindanlage
$t_{S,d}$	Tägliche Sonnenscheindauer
$v_{ref,d}$	Tagesdurchschnittliche Windgeschwindigkeit Wetterstation
$z_0$	Rauhigkeitslänge Umgebung
$\eta_{PV}$	Solarmodul Wirkungsgrad
$\rho_{Cu}$	Spezifischer Widerstand Kupfer
$\rho_{L,d}$	Tagesdurchschnittliche Luftdichte
$\rho_L$	Dichte der Luft
$v_H$	Windgeschwindigkeit in Anlagehöhe
$v_N$	Nennwindgeschwindigkeit
$v_{in}$	Einschaltwindgeschwindigkeit
$v_{out}$	Abschaltwindgeschwindigkeit
$v_{ref}$	Windgeschwindigkeit in Wetterstationshöhe
$\vartheta_M$	Solarmodul Temperatur
$\vartheta_{STC}$	Modultemperatur nach Standardbedingungen
$\vartheta_U$	Umgebungstemperatur
$H$	Anlagenhöhe
$I$	Stromstärke
$M$	Molare Luftmasse
$Q$	Tagesspezifischer Umrechnungsquotient Normierung
$R$	Universelle Gaskonstante
$U$	Spannung
$p$	Luftdruck



## Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Bedeutung</b>
AGM	Absorbent Glass Mat
AM	Airmass (Luftmasse)
CDC	Climate Data Center
DC	Direct Current (Gleichspannung)
DOD	Depth of discharge (Entladetiefe)
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
GPS	Global Position System
KWA	Kleinwindanlage
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracker
PMW	Pulse Width Modulation
PV	Photovoltaik
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
STC	Standard Test Condition (Standardbedingungen)
Top20	Schlechteste Werte der 3-Tages-Bilanz
Wp	Watt-Peak (Maximalleistung unter STC)

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verbraucherliste .....	5
Tabelle 2: Verbraucherzeitprofil .....	6
Tabelle 3: Batterieauswahl .....	8
Tabelle 4: Stündliche Stromstärke.....	10
Tabelle 5: Anlagendaten Solarmodul [6].....	15
Tabelle 6: Anlagendaten Kleinwindanlage [9].....	18
Tabelle 7: Herstellerangaben Solarladeregler [8].....	21
Tabelle 8: Herstellerangaben Windladeregler [9] .....	22
Tabelle 9: Verkabelung Verbraucher .....	24
Tabelle 10: Stündlicher Stromverbrauch.....	24
Tabelle 11: Verlustleistung Energieerzeuger .....	25
Tabelle 12: Kosten Verkabelung .....	26
Tabelle 13: Gesamtkosten Inselsysteme.....	26
Tabelle 14: Berechnung der Leistungsbeiwerte .....	30
Tabelle 15: Berechnung stündlicher Globalstrahlung .....	32
Tabelle 16: Stündliche Simulation 01.06.2020 .....	36
Tabelle 17: Monats- und Jahresgewinn .....	39
Tabelle 18: Beispieltag tägliche Date Windanlage.....	41
Tabelle 19: Korrekturfaktor Kleinwindanlage .....	43
Tabelle 20: Korrekturfaktor Solaranlage .....	44
Tabelle 21: Bedarfsdeckung und Verbraucherausfall .....	46
Tabelle 22: Top 20 schlechteste 3-Tages-Bilanz.....	48
Tabelle 23: Kritischer Zeitraum 2017 .....	50
Tabelle 24: Erträge Inselsysteme.....	51
Tabelle 25: Kritischer Zeitraum 2021 .....	53
Tabelle 26: Auswertung kritischer Zeitraum 2021 .....	53
Tabelle 27: Ertragsvergleich.....	55
Tabelle 28: Kritischer Zeitraum 2013 .....	57
Tabelle 29: Preis-Leistung der Anlagen .....	61
Tabelle 30: Häufigkeiten der Leistungen .....	61

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufbau einer Inselanlage in Anlehnung an [22] .....	2
Abbildung 2: Einsatzort der Anlage in Anlehnung an [34].....	3
Abbildung 3: Tagesstromverbrauch .....	7
Abbildung 4: Herstellerangabe Batterie in Anlehnung an [7].....	9
Abbildung 5: Monatssumme Globalstrahlung.....	12
Abbildung 6: Modulausrichtung [36] .....	13
Abbildung 7: PVGIS Oberfläche [19] .....	14
Abbildung 8: Stromerzeugung PVGIS [19] .....	14
Abbildung 9: Monatliche durchschnittliche Windgeschwindigkeit .....	16
Abbildung 10: Leistungskurve Superwind 350 [9] .....	18
Abbildung 11: Maximale Leistung [2] .....	19
Abbildung 12: IU0U-Ladekennlinie [2] .....	20
Abbildung 13: Komponentenpositionierung in Anlehnung an [35].....	23
Abbildung 14: Übersicht Simulationsverlauf .....	27
Abbildung 15: Verlauf Globalstrahlung .....	37
Abbildung 16: Verlauf Windgeschwindigkeit.....	37
Abbildung 17: Verlauf Modultemperatur .....	37
Abbildung 18: Verlauf Gewinn .....	38
Abbildung 19: Verlauf Ladezustand.....	38
Abbildung 20: Monatliche Erträge PVGIS [19].....	40
Abbildung 21: Tagesgewinn der Monate .....	45
Abbildung 22: Normierte Globalstrahlung.....	51
Abbildung 23: Leistungsbetrachtung .....	52
Abbildung 24: Akkuladezustand .....	52
Abbildung 25: Akkuladezustand kritischer Zeitraum 2021 .....	54
Abbildung 26: Leistungsbetrachtung .....	55
Abbildung 27: Verbraucherausfall PV-System .....	56
Abbildung 28: Tageserträge .....	57
Abbildung 29: Leistungsbetrachtung .....	58
Abbildung 30: Akkuladezustand .....	59
Abbildung 31: Maximale und durchschnittliche Leistung .....	60
Abbildung 32: Häufigkeiten Akkuladezustand .....	62

## 1. Einleitung

Anders als bei großen Motorbooten ist das Anlegen und Übernachten in einem Hafen beim Wasserwandern mit einem Segelboot in der Mecklenburgischen Seenlandschaft eher unüblich und bildet die Ausnahme. Häufig werden in abgelegenen Buchten fernab des nächsten Dorfes die Nächte verbracht und nur zum Einkaufen ein Hafen angesteuert. Um die Stromversorgung der auf dem Boot vorhanden und notwendigen Verbraucher zu gewährleisten, werden netzunabhängige Lösungen benötigt. Für diesen Bedarf kommen Inselsysteme zum Einsatz, welche unter Nutzung der Sonnen- und Windenergie die autarke Versorgung an Bord sicherstellen.

Gegenstand der Bachelorarbeit ist die realitätsnahe Auslegung einer solchen Inselanlage für den Zeitraum Juni bis September auf der Mecklenburgischen Seenplatte. Für alle Berechnungen und Datenverarbeitungen wird das Programm Microsoft Excel genutzt. Über den Entwurf eines typischen zeitlichen Verbraucherprofils wird der Energiebedarf ermittelt und anschließend die benötigte Kapazität der Batterie berechnet. Eine Auslegung der weiteren benötigten Komponenten folgt. Anschließend wird die Performance der Inselanlagen und Solar-/Windanlage anhand realer historischer Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) [10] für den Einsatzort und Zeitraum ausgewertet. Durch Simulation des Batteriezustandes und Auswertung der Wetterdaten werden energetisch besonders kritische Tage nochmals stündlich genau ausgewertet. Das Ziel ist die technische und wirtschaftliche Bewertung der zwei gewählten Systeme auf Grundlage der durch die Simulation gewonnenen Daten.

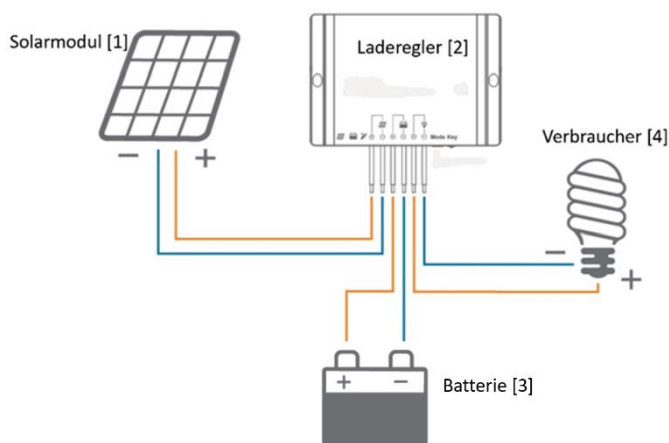
## 2. Inselanlage

Unter einer Inselanlage versteht man ein autarkes, netzunabhängiges System zur Bereitstellung elektrischer Energie. Alle im System vorkommenden Verbraucher können eigens durch die vorhandenen Stromerzeuger versorgt werden. Die netzferne Versorgung kann sowohl stationär, als auch für die mobile Anwendung ausgelegt sein. Als Energiequelle werden fossile Brennstoffe und regenerative Energien genutzt. Typische Einsatzgebiete fossiler Brennstoffe bei Inselanlage sind beispielsweise Großveranstaltungen oder Notversorgungen, bei denen mittels Dieselmotoren und Generatoren die Stromversorgung sichergestellt wird.

Die Stromerzeugung mittels regenerativer Energien erfolgt bei Inselanlagen meist über Solarmodule und Windkraftanlagen. Typische Anwendungsgebiete sind beispielsweise die Stromversorgung eines Schiffes, Wohnmobils oder einer abgelegenen Hütte. Aber auch der Betrieb eines Parkscheinautomaten oder der Positionslichter einer Betonung auf Wasser sind typische Einsatzgebiete von Inselanlagen.

Bei Segelbooten werden die Versorgerbatterien nicht wie bei einem Motorboot über die Lichtmaschine des laufenden Motors geladen. Da auch das Übernachten im Hafen mit Stromversorgung beim typischen Fahrtsegeln auf den Binnengewässern Deutschlands eher untypisch ist und die Ausnahme bildet, bietet sich der Einsatz einer Photovoltaik (PV) und Windkraft-Inselanlage als Energiequelle für die vorhandenen Verbraucher auf einem Segelboot besonders an.

Der typische Aufbau einer Inselanlage ist in *Abbildung 1: Aufbau einer Inselanlage in*



*Abbildung 1: Aufbau einer Inselanlage in Anlehnung an [22]*

*Anlehnung an [22]* dargestellt. Das Inselssystem besteht in der Regel aus einem Energiewandler in Form eines Solarmoduls [1] bzw. der Kleinwindanlage. Hier wird die Energie der Sonne bzw. des Windes in elektrische Energie gewandelt. Zu den Aufgaben des eingesetzten Ladereglers [2] gehört neben der Regelung des Punktes maximaler Leistung (MPP) der Solaranlage auch

die Überwachung der Batterie [3]. Der Ladestrom wird angepasst und eine kritische Tiefenentladung durch Abschalten der Verbraucher [4] verhindert. Zudem wird durch die Rückstromsperre verhindert, dass das Solarmodul nachts als Verbraucher agiert und die Batterie wieder entlädt. Im Normalfall fallen das Energieangebot und der Strombedarf zeitlich nicht immer optimal zusammen. Dafür wird auf den Energiespeicher in Form eines Akkus

zurückgegriffen. Die Größe des Akkus hängt maßgeblich von den vorhandenen Verbrauchern, den angestrebten Autarkietagen und der meteorologisch verfügbaren Energie in Form von Sonne und Wind ab. Die Verkabelung des Systems muss ebenfalls auf die vorhandenen Stromstärken ausgelegt werden.

## 2.1 Rechtliche Bedingungen

Im Erneuerbaren Energien Gesetz ist die Meldepflicht an die Bundesnetzagentur von Leistung und Standort der Photovoltaikanlage festgehalten. Einerseits stellt die Meldung den Erhalt der Einspeisevergütung für den Betreiber sicher, andererseits bieten die gewonnenen Daten für das Umweltbundesamt die Basis für neue Degressions- und Vergütungssätze. Diese Meldepflicht wird für Inselanlagen jedoch eingeschränkt. Im Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2021, § 61a Entfallen der EEG-Umlage [3]) heißt es dazu: „Der Anspruch nach § 61 Absatz 1 entfällt bei Eigenversorgung [...] 2. wenn die Stromerzeugungsanlage des Eigenversorgers weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist [...].“ Demnach besteht für die geplante Inselanlage keine Meldepflicht.

## 3. Auslegung der Inselanlage

Die Komponentenauslegung der Inselanlage wird auf Grundlage der eingesetzten Verbraucher und der vorhandenen Wetterbedingungen durchgeführt. Wie in *Abbildung 2*:



Abbildung 2: Einsatzort der Anlage in Anlehnung an [34]

*Einsatzort der Anlage in Anlehnung an [34]* zu sehen ist, sind in Mecklenburg-Vorpommern große Wasserflächen weiträumig verbunden.

Besonders die großen Seen Müritz, Kölpinsee, Fleesensee und Plauer See, welche die Mecklenburgische Seenplatte bilden, und die Verbindung über die Elde/Stör zur Schweriner Seenlandschaft bietet optimales Potenzial für das Fahrtensegeln mit dem Segelboot. Als Bezugsstandort wird für die Berechnungen und Simulationen Schwerin gewählt, da hier die Reise begonnen werden soll und die zugehörige Wetterstation über alle für die Simulation benötigten Daten verfügt. Ziel ist es, die autarke lückenlose Stromversorgung an Bord des Segelschiffes im Zeitraum Juni bis September zu erreichen. Ein Einsatz im Winter oder an anderen Standorten ist nicht vorgesehen. Nach der Verbraucherberechnung kann die nötige Batterie gewählt werden. Die Auswahl des Solarmoduls setzt die Deckung des täglichen Bedarfs an Energie, auch im schlechtesten Monat, voraus. Die zur Verfügung stehende Wind- und Solarenergie, welche den Ertrag der Kleinwindanlage und des Panels bestimmen, ist standort- und jahreszeitenabhängig. Angepasst an die Ströme und Spannungen der Solar- und Windmodule wird der Laderegler gewählt. Die nötigen Kabelquerschnitte richten sich nach den fließenden Strömen. Das System der Inselanlage wird auf 12V Gleichspannung ausgelegt. Da für die Simulation und Berechnung die jeweiligen genauen Herstellerangaben benötigt werden, ist das Vorhandensein dieser Daten Voraussetzung bei der Auswahl der Komponenten.

### 3.1. Verbraucher

Die Verbraucher werden für die Berechnungen praxisnah gewählt. Da es sich um eine mobile Inselanlage für einen Jollenkreuzer mit ca. acht Meter Länge und einer Masthöhe von neun Meter handelt, ist die Anlagengröße begrenzt. Daher muss die Wahl der Solarmodulgröße auf den vorhandenen Platz an Bord angepasst werden, welches auch den Einsatz von Verbrauchern einschränkt. Während der Fahrt soll ein GPS Gerät auf Untiefen hinweisen und als Echolot dienen. Lebensmittel werden von einer Kühlbox durchgängig kühl gehalten und eine Kaffeemaschine wird am Morgen und Nachmittag betrieben. Die Positionslichter, das Ankerlicht und ein kleiner Fernseher kommen in den Abendstunden zum Einsatz. Da es sich um reale Verbraucher handelt, können die technischen Daten den Produktbeschreibungen entnommen werden. Für das Aufladen der zwei Handys wird davon ausgegangen, dass deren Akkus jeweils zwei Tage halten. Demnach wird jeden Tag die Hälfte der Akkukapazität des Handys geladen. Für die Kompressor Kühlbox ist nicht die Herstellerangabe für die Leistung entscheidend, sondern der angegebene Tagesverbrauch. Dies ist darauf zurück zu führen, dass der Kompressor nicht durchgängig läuft und Strom verbraucht. Dieser angegebene Tagesverbrauch wird auf eine durchschnittliche Leistung umgerechnet.

Aus den in der *Tabelle 2: Verbraucherliste* dargestellten Leistungen und deren Betriebsdauer kann der tägliche verbraucherspezifische Strombedarf berechnet werden.

<i>Verbraucher</i>	<i>Leistung [W]</i>	<i>Betriebsdauer [h]</i>	<i>Strombedarf [Wh]</i>
(1) <i>Positionslicht [30/31]</i>	35	1	35
(2) <i>Ankerlicht [26]</i>	10	8	80
(3) <i>Kühlbox [29]</i>	8,4	24	201,6
(4) <i>GPS [27]</i>	2,8	6	16,8
(5) <i>TV [32]</i>	18	1	18
(6) <i>Handy</i>	15	1,2	18
(7) <i>Kaffeemaschine [28]</i>	170	0,1	17

*Tabelle 1: Verbraucherliste*



Aus der Summe des Verbraucherstrombedarfs ergibt sich für das 12V Inselsystem der tägliche Gesamtstromverbrauch von:

$$E_{tV} = 386,4 \text{ Wh} = 386,4 \text{ VAh} = \frac{386,4 \text{ VAh}}{12 \text{ V}} = 32,2 \text{ Ah}$$

### 3.1.1. Verbraucherzeitprofil

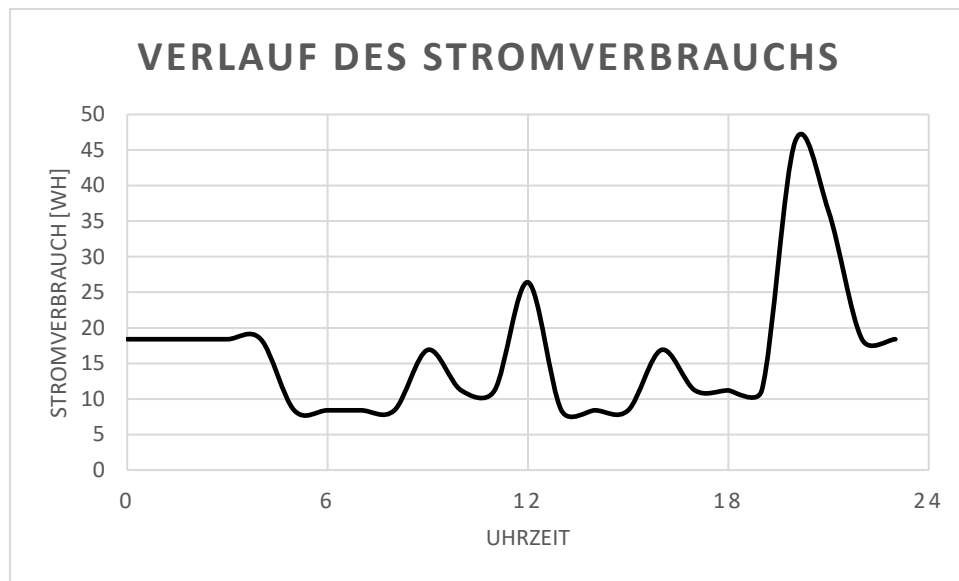
Mit Hilfe der reinen Betriebsdauern und der Leistung der Verbraucher kann der tägliche Gesamtstromverbrauch errechnet werden. Dieser ist sowohl für die Auslegung des Systems, als auch für die tägliche Simulation der Anlage entscheidend. Da der Verlauf des Stromverbrauches über den Tag betrachtet jedoch nicht konstant ist, muss in Hinblick auf eine stündliche Simulation der Anlage mit der Einführung eines Verbraucherzeitprofils gearbeitet werden. Es ist anzumerken, dass das Verbraucherzeitprofil einen typischen Tag beim Fahrtensegeln darstellt. Die jeweiligen Betriebsdauern der Verbraucher sind Durchschnittswerte und können in der Realität von Tag zu Tag gegebenenfalls abweichen. In der *Tabelle 3: Verbraucherzeitprofil* werden die aktiven Zeiten der Verbraucher für einen Beispieltag den jeweiligen Uhrzeiten des Tages zugeordnet.

Uhrzeit	Positionslicht	Ankerlicht	Kühlbox	GPS	TV	Handy	Kaffee	Leistung [W]	Stromverbrauch[Wh]
0		1	1					18,4	18,4
1		1	1					18,4	18,4
2		1	1					18,4	18,4
3		1	1					18,4	18,4
4		1	1					18,4	18,4
5			1					8,4	8,4
6			1					8,4	8,4
7			1					8,4	8,4
8			1					8,4	8,4
9			1				1	178,4	16,9
10			1	1				11,2	11,2
11			1	1				11,2	11,2
12			1			1		23,4	26,4
13			1					8,4	8,4
14			1					8,4	8,4
15			1					8,4	8,4
16			1				1	178,4	16,9
17			1	1				11,2	11,2
18			1	1				11,2	11,2
19			1	1				11,2	11,2
20	1		1	1				46,2	46,2
21		1	1		1			36,4	36,4
22		1	1					18,4	18,4
23		1	1					18,4	18,4

Tabelle 2: Verbraucherzeitprofil

Durch Verknüpfungen mit den in *Tabelle 2: Verbraucherliste* gezeigten Verbraucherinformationen, können stündliche Leistung und Stromverbrauch berechnet werden. Bei der Leistungen handelt sich um die in der jeweiligen Stunde zu einem Zeitpunkt benötigte maximale Leistung. Der Stromverbrauch gibt den stündlichen Energiebedarf wieder und berücksichtigt beispielsweise auch die von der vollen Stunde abweichenden Betriebsdauern der Kaffeemaschine und des Handy-Ladens.

Die *Abbildung 3: Tagesstromverbrauch* zeigt einen deutlich erhöhten Stromverbrauch während der Abendstunden, welcher durch den Betrieb der Positionslichter und des GPS und



*Abbildung 3: Tagesstromverbrauch*

anschließend des TV und Ankerlichtes zu begründen ist. Die Nutzung der Kaffeemaschine um 9 und 16 Uhr sowie das Laden der Handys um die Mittagszeit sind ebenfalls erkennbar im stündlichen Stromverbrauch. In der Nacht bilden die Kühlbox und das Ankerlicht die Grundlast. Zu anderen Zeiten des Tages wird die Kühlbox alleine mit 8,4 Wh mit Strom versorgt.

### 3.2. Batterie

Ein sehr wichtiger Bestandteil der Inselanlage bildet der Energiespeicher. Mittels eines Akkumulators wird die über den Tag erzeugte Energie gespeichert und auch über Nacht, sowie in Schlechtwetterperioden zur Verfügung gestellt. Die Eigenschaften der Batterie an Bord des Segelschiffes müssen einige Anforderungen erfüllen. Unter anderem muss ein Auslaufen von Batterieflüssigkeit aufgrund der Naturnähe unbedingt verhindert werden. Bei Schräglage während des Segelns muss die Batterie Lagestabilität vorweisen. Neben dem Preis sind weitere Faktoren wie Ladezyklen, Entladetiefe und Selbstentladung bei der Auswahl zu berücksichtigen. Auch der Einsatztemperaturbereich und das Thema Wartung müssen bedacht werden. Anders als bei Starterbatterien im KFZ-Bereich, welche hohe Ströme in kurzer Zeit liefern, ist bei der Versorgerbatterie die kontinuierliche Abgabe von Dauerstrom erforderlich.

Aufgrund der geforderten Wartungsfreiheit, dem Auslaufschutz aus Umweltaspekten und der Toleranz gegen Vibrationen und Schräglage, beschränkt sich die Wahl der Batterie auf die Typen AGM, Lithium-Eisenphosphat und Gel. Jeder Batterietyp unterscheidet sich in den Eigenschaften und dem Preis. Lithium Batterien zeichnen sich durch das geringe Gewicht und die hohe Lebensdauer auch bei vielen Ladezyklen mit einer Entladetiefe von 80 % aus. Jedoch

sind die Batterien auch erheblich teurer. Bei Gel- und AGM-Batterien werden zu einem deutlich geringeren Preis angeboten, wobei die AGM-Batterien weniger zyklenfest und tolerant gegen Tiefentladungen sind, jedoch höhere Entladeströme liefern als die Gel-Batterie.

Die Kapazität der Batterieauslegung  $C_{BA}$  wird mit folgender Formel dimensioniert:

$$C_{BA} [Ah] = \frac{E_{tV} * d_R * f_R}{\frac{DOD}{100}}$$

Zwar ist die Inselanlage für die Anwendung in den ertragreicheren Sommermonaten ausgelegt, dennoch können aber Schlechtwetterperioden auftreten, welche durch die Energiespeicherung in der Batterie überbrückt werden müssen. Der Wert  $d_R$  gibt die gewünschten Reservetage an. Dies ist die Anzahl an Tagen, an denen auch ohne Ertrag durch Wind- und Sonnenenergie der tägliche Strombedarf gedeckt sein soll. Da Energiespeicher sehr kostenintensiv sind und die Wahrscheinlichkeit einer drei Tagesperiode ohne Ertrag sehr unwahrscheinlich ist, wird mit zwei Reservetagen gerechnet. Der Reservefaktor  $f_R$  sorgt für eine Überdimensionierung aufgrund der unterschiedlichen Einflussfaktoren auf die Performance der Batterie und wird mit einem Wert von 1,2 angenommen. Zum einen werden die Verluste durch die Verkabelung der Inselanlage berücksichtigt und zum anderen sorgen hohe Entladeströme und niedrige Außentemperaturen für eine geringere nutzbare Kapazität

*Tabelle 3: Batterieauswahl*

	Accurat Traction T100 LFP	ECTIVE DC 175S GEL Deep Cycle	Accurat Supply S160 AGM
<i>DOD [%]</i>	80	50	50
<i>Zyklen bei DOD</i>	3000	950	500
<i>C<sub>BA</sub> [Ah]</i>	96,6	154,6	154,6
<i>Angebot Batteriegröße [Ah]</i>	100	175	160
<i>Preis [€]</i>	568,47	321,81 [16]	307,14
<i>Preis pro Ah [€/Ah]</i>	7,1	3,7	3,8
<i>Gewicht [kg]</i>	13	43,2	43

der Batterie. *DOD* (Depth of discharge) gibt die mögliche Entladetiefe an. Anders als bei AGM und Gel-Batterien (50 %) können Lithium Batterien bis zu 80 % entladen werden, welches zu einer geringeren benötigten Batteriekapazität bei dem Einsatz von Lithium-Batterien führt. In *Tabelle 4: Batterieauswahl* sind drei Angebote für eine passende Lithium-, Gel-, und AGM-Batterie aufgeführt. Die Gel Batterie erfüllt alle Anforderungen und bietet mit der im Vergleich zur AGM-Batterie erhöhten Lebensdauer einige Vorteile. Der Ein- und Ausbau der Batterie

erfolgt nur einmal pro Jahr, weshalb auch das Gewicht und die Größe keine großen Entscheidungsfaktoren sind. Auch im Preis pro Amperestunde ergibt sich bei der Gel-Batterie der beste Wert von 3,7 €/Ah. Für die Berechnung wird der Quotient aus Batteriepreis und der „nutzbaren“ Batteriekapazität gebildet. Da Gel- und AGM-Batterien nur bis 50 % entladen werden sollen, kann nur die Hälfte der vom Hersteller angegebenen elektrischen Energie für Speicher- und Entladevorgänge gebraucht werden. Die „nutzbare“ Batteriekapazität ergibt sich aus der Multiplikation der Batteriekapazität und der Entladetiefe. Daher wird die aufgeführte Gel-Batterie in der Inselanlage als Energiespeicher zum Einsatz kommen.

Wie in *Abbildung 4: Herstellerangabe Batterie in Anlehnung an [7]* dargestellt, wird mit einem Index die Entladedauer in Stunden angegeben, wobei beispielsweise die Angabe der Nennkapazität  $C_{100} = 175 \text{ Ah}$  eine Entladung der Akkukapazität über 100 Stunden mit dem dazugehörigen  $I_{100} = \frac{175 \text{ Ah}}{100 \text{ h}} = 1,75 \text{ A}$  fließendem Strom darstellt. Für  $C_{20} = 150 \text{ Ah}$  fließt ein Strom von  $I_{20} = 7,5 \text{ A}$ . Mit sinkender Entladezeit und demnach höheren Strömen ist eine Abnahme der nutzbaren Akkukapazität festzustellen.

Elektrische Eigenschaften		Entladung	
Nennspannung	12 V	Kapazität $C_{100}$	175 Ah
Kapazität (25 °C)	175 Ah bei $C_{100}$	Kapazität $C_{20}$	150 Ah
Widerstand (25 °C)	3,4mΩ	Kapazität $C_{10}$	131 Ah
Einfluss der Temperatur auf Kapazität	104 % bei 40 °C	Kapazität $C_5$	117 Ah
	100 % bei 25 °C	Kapazität $C_3$	113 Ah
	83 % bei 0 °C	Entladestrom (25°C)	1h-Rate (82,5 A) : 83 Ah
	65 % bei -15 °C		3h-Rate (37,5 A) : 113 Ah
Restkapazität nach Lagerung (25°C)	3 Monate: 91 %		
	6 Monate: 82 %		
	12 Monate: 65 %		
Konstante Ladespannung Zyklusladung (25 °C)	14,4 V (Anfänglicher Ladestrom < 45 A)		
Erhaltungsladung (25 °C)	13,6 bis 13,8 V		

Abbildung 4: Herstellerangabe Batterie in Anlehnung an [7]

Durch die im Verbraucherzeitprofil gewonnenen Kenntnisse der stündlichen benötigten Leistung können die korrespondierenden maximalen Ströme berechnet werden. Mit Hilfe linearer Interpolation der Entladewerte von  $C_{100}$ ,  $C_{20}$ ,  $I_{100}$  und  $I_{20}$  ist eine Berechnung der verfügbaren Kapazität bezogen auf die tatsächlichen Verbraucherströme möglich. Für die Zeit von 22-5 Uhr ergibt sich für die korrigierte Kapazität:

$$C_{I=1,53 \text{ A}} = C_{100} + \frac{C_{20} - C_{100}}{I_{20} - I_{100}} \cdot (1,53 - I_{100}) = 175,9 \text{ Ah}$$

Leistung [W]	Stromverbrauch[Wh]	max. Strom [A]	Nutzbare Kapazität [Ah]
18,4	18,4	1,53	175,9
18,4	18,4	1,53	175,9
18,4	18,4	1,53	175,9
18,4	18,4	1,53	175,9
18,4	18,4	1,53	175,9
8,4	8,4	0,70	179,6
8,4	8,4	0,70	179,6
8,4	8,4	0,70	179,6
8,4	8,4	0,70	179,6
8,4	8,4	0,70	179,6
178,4	16,9	14,87	118,0
11,2	11,2	0,93	178,6
11,2	11,2	0,93	178,6
23,4	26,4	1,95	174,1
8,4	8,4	0,70	179,6
8,4	8,4	0,70	179,6
8,4	8,4	0,70	179,6
8,4	8,4	0,70	179,6
178,4	16,9	14,87	118,0
11,2	11,2	0,93	178,6
11,2	11,2	0,93	178,6
11,2	11,2	0,93	178,6
46,2	46,2	3,85	165,9
36,4	36,4	3,03	169,4
18,4	18,4	1,53	175,9
18,4	18,4	1,53	175,9

Tabelle 4: Stündliche Stromstärke

Es ist deutlich an den in *Tabelle 5: Stündliche Stromstärke* errechneten Werten zu erkennen, dass die fließenden Ströme sehr gering sind. Hohe Ströme, begründet durch den Einsatz der Kaffeemaschine fließen nur für jeweils drei Minuten zwei Mal am Tag und haben keinen großen Einfluss auf die zur Verfügung stehenden Kapazität. Für weitere Berechnungen der Batterie wird von dem gebildeten Mittelwert der nutzbaren Kapazität von 172 Ah ausgegangen. Auch die gegenwärtige

Lagerungstemperatur hat Einfluss auf die Kapazität. Bei Lagerung um den Gefrierpunkt besitzt die Batterie nur noch 83 % der Kapazität. Für den betrachteten Zeitraum von Juni bis September über die letzten 10 Jahre ergibt sich eine Durchschnittstemperatur von 17,2 °C. Wird hier ebenfalls das lineare Interpolationsverfahren angewendet ergibt sich eine nutzbare temperaturabhängige Kapazität von 97 %. Da sowohl die Temperaturen, als auch die Verbraucherströme am Tage höher sind als bei Nacht, gleichen sich zwei Effekte der Kapazitätzunahme durch höhere Temperaturen und der Kapazitätsabnahme durch höhere Ströme aus. Gleiches gilt umgekehrt für die Nacht. Für die Simulation der Batterie mit Rücksichtnahme auf die Ströme und Temperaturen ergibt sich eine Batteriekapazität von:

$$C_{Bat} = 172 \text{ Ah} * 0,97 = 166,84 \text{ Ah}$$

Die Selbstentladung der Batterie kann wie ein Verbraucher betrachtet werden. Laut Herstellerangaben entlädt sich die Batterie um 3 % pro Monat. Daraus folgt für die Selbstentladung der Batterie:

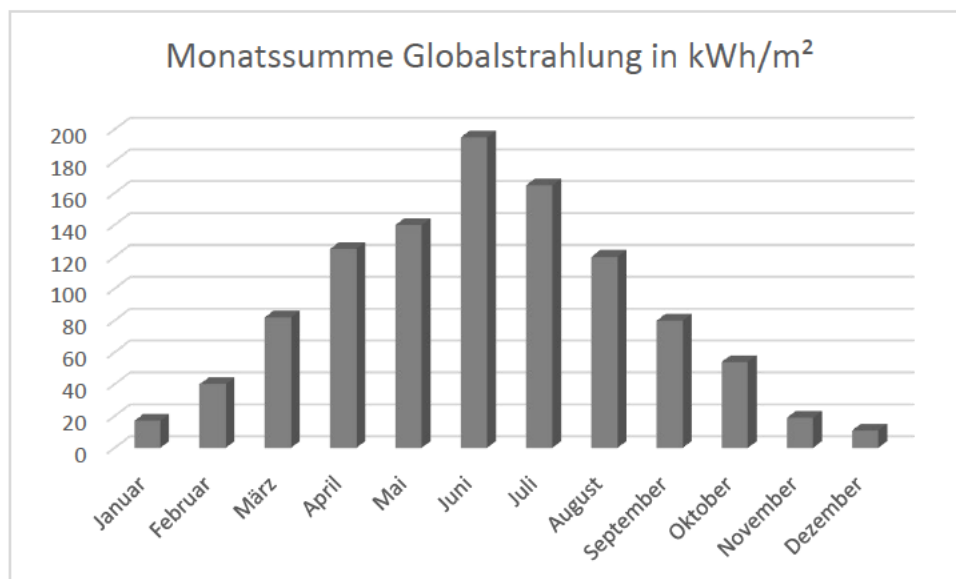
$$E_{Bat,V} = \frac{166,84 \text{ Ah} \cdot 0,03}{\text{Monat}} = \frac{60,06 \text{ Wh}}{\text{Monat}} = \frac{1,97 \text{ Wh}}{\text{Tag}} = \frac{0,08 \text{ Wh}}{h}$$

### 3.3. Solarmodul

In der Photovoltaik wird die Strahlungsenergie der Sonne direkt in elektrische Energie umgewandelt. Die physikalische Grundlage für die Energiewandlung der Solarzelle bildet der photovoltaische Effekt. Solarzellen bestehen aus Halbleitern wie Silicium, welches aus Sand gewonnen wird und ausreichend zur Verfügung steht. In Halbleitern sind die Valenzelektronen normalerweise fest im Kristallgitter gebunden. Für das Verlassen ihres Gitterplatzes ist eine zusätzliche Energie nötig, welche durch den inneren Photoeffekt gegeben wird. Die Energie der von der Sonne ausgesandten Photonen genügt, um ein Elektron aus der Kristallbindung zu lösen. Silicium besitzt vier Valenzelektronen. Durch Zugabe einer geringen Menge von dem Fremdatom Phosphor mit fünf Valenzelektronen, kann ein Elektronenüberschuss (n-Dotierung) erreicht werden. Durch die Beimischung von Bor mit drei Valenzelektronen entstehen sogenannte Elektronenlöcher (p-Dotierung). Die Solarzelle besteht aus einer ca. 0,2 mm dünnen Siliciumscheibe, wobei die obere n-dotierte Schicht über einen Elektronenüberschuss, die p-dotierten unteren Schicht über Elektronenlöcher verfügt. In der Grenzschicht rekombinieren die freien Elektronen des Phosphors und das Bor zu einem Boratom mit vier Valenzelektronen. Der Elektronenüberschuss der Borverbindung hat eine negative Ladung der Umgebung zu Folge. Die in der Nähe der Grenzschicht liegenden Phosphorverbindungen bewirken durch die erfolgte Elektronenabgabe eine positive Ladung der Umgebung. Das dadurch in der Grenzschicht entstandene elektrische Feld in Richtung n-dotierter Schicht hindert weitere freie Elektronen am Übergang der Grenzschicht. Ist die Solarzelle nun Sonnenlicht ausgesetzt, wird mittels des beschriebenen Photoeffektes das Elektron aus der Borverbindung wieder gelöst. Aufgrund des elektrischen Feldes wird das Elektron wieder in die n-dotierte Schicht gestoßen. Bei geschlossenem Stromkreis durch Verbindung der zwei unterschiedlichen Schichten bewegt sich das Elektron wieder zu der p-dotierten Schicht zurück und ein Strom fließt.

Auf dem Markt ist ein Angebot verschiedener Modultypen vorhanden. Am weitesten verbreitet sind mono- und polykristalline Solarzellen. Für monokristalline Zellen wird ein zusammenhängender reiner Siliciumkristall gezüchtet. Bei der Herstellung polykristalliner Solarzellen entstehen hingegen viele Kristalle in verschiedenen Größen. Zwar ist der Anschaffungspreis monokristalliner Solarmodule höher, jedoch ist aufgrund des erhöhten Wirkungsgrades die benötigte Fläche bei gleicher Leistung geringer als bei polykristalliner Zellen. Da an Bord des Segelschiffes das Platzangebot begrenzt ist, rentiert sich die Anschaffung eines monokristallinen Solarmoduls.

Für die Auswahl der benötigten Leistung des Solarmoduls ist die Deckung des durchschnittlichen Tagesbedarfs entscheidend. Der Ertrag eines Solarmoduls ist einerseits von der auf das Modul wirkenden Solarstrahlung abhängig, andererseits beeinflussen die vorhandenen Modulbedingungen die Leistung des Moduls. Die Globalstrahlung gibt den Teil der Solarstrahlung an, welcher auf die Oberfläche der Erde trifft und ist der wichtigste Eingangsparameter bei der Leistungsberechnung der Solaranlage. Die Globalstrahlung setzt sich aus der Direktstrahlung und der Diffusstrahlung zusammen. Während die Direktstrahlung auf direktem Weg auf die Erde trifft, wird bei der Diffusstrahlung ein Teil der Sonnenstrahlung auf dem Weg durch die Atmosphäre von Partikeln, Wolken und Molekülen teilweise absorbiert, gestreut und reflektiert. An einem bedeckten Tag kann die Diffusstrahlung bis zu 100 % der Globalstrahlung ausmachen. Sowohl der Standort der Anlage, als auch die Jahreszeit beeinflussen durch den sich verändernden Abstand der Sonne zur Erde die eintreffende Globalstrahlung. Unter Auswertung der Wetterdaten für den Standort Schwerin ergibt sich für das vergangene Jahr 2021 eine jährliche Summe der Globalstrahlung von 1048 kWh/m<sup>2</sup>. Dies entspricht einem monatlichen Durchschnittswert von 87,3 kWh/m<sup>2</sup>. Betrachtet man die in *Abbildung 5: Monatssumme Globalstrahlung* aufgezeigten Monatswerte der Globalstrahlung wird deutlich, dass während der Einsatzzeit der Solaranlage von Juni bis September deutlich höhere Erträge mit dem Solarmodul erzielt werden können. Für diesen Zeitraum ergibt sich



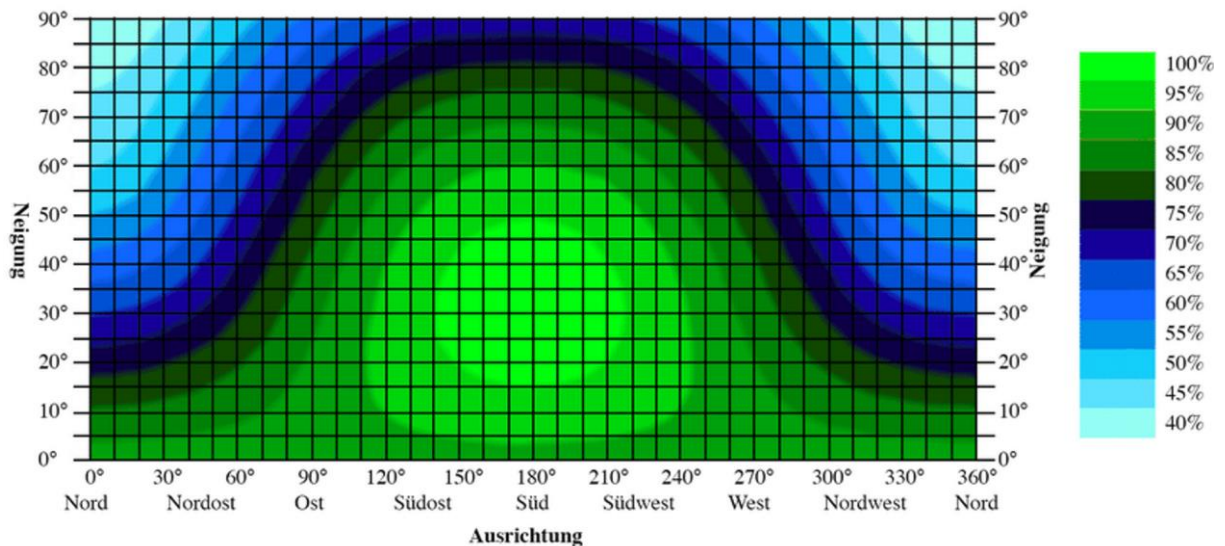
*Abbildung 5: Monatssumme Globalstrahlung*

ein monatlicher Durchschnittswert von 140 kWh/m<sup>2</sup>, was einer durchschnittlichen Globalleistung von 191,25 W/m<sup>2</sup> entspricht.

In den Sommermonaten liegen die Werte der Globalstrahlung deutlich über denen im Frühjahr, Herbst und Winter. Kritisch zu betrachten ist der September, da hier im Einsatzzeitraum der Anlage mit den schlechtesten Erträgen zu rechnen ist.

Die Nennleistung eines Solarmoduls wird in Watt-Peak (Wp) angegeben und beschreibt die Spitzenleistung des Moduls unter Standardbedingungen (Standard Test Condition, STC).

Dafür wird mit einer Globalstrahlungsleistung von  $1000 \text{ W/m}^2$ , einer Modultemperatur von  $25^\circ\text{C}$  und dem Airmass-Wert von 1,5 gerechnet. Die Luftmasse (Airmass) gibt das Verhältnis der Länge des Weges, den das Licht durch die Erdatmosphäre zurücklegt zu dem kürzesten Weg an. Ein Airmass Wert größer als eins bedeutet demnach einen längeren zurückgelegten Weg und damit verbundene erhöhte Absorption und Streuung der Solarstrahlung. Zudem wird die Leistung des Solarmoduls ebenfalls beeinflusst durch die Neigung und Ausrichtung der Anlage. Die Abhängigkeit der Neigung und der Ausrichtung der PV-Anlage wird in *Abbildung 6: Modulausrichtung [36]* deutlich.



*Abbildung 6: Modulausrichtung [36]*

Für den maximalen Ertrag sollten für den Standort Schwerin fest installierte PV-Module Richtung Süden mit einer Neigung von  $40^\circ$  aufgestellt werden. So wird der senkrechte Einfallswinkel der Solarstrahlung auf das PV-Modul gewährleistet, welches dem höchstmöglichen Ertrag entspricht. Je weiter sich der Standort Richtung Äquator befindet, desto geringer die nötige Neigung. Aufgrund der Mobilität des Segelbootes ist eine feste Neigung und Ausrichtung nicht möglich. Das Solarmodul soll horizontal auf einer Konstruktion am Heck des Schiffes verbaut werden. Mit dem Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [19] hat die Europäische Kommission ein Tool zur groben Ertragsberechnung von Solarmodulen zur Verfügung gestellt. Dieses Tool greift auf eine große Datenbank real gemessener Globalstrahlungswerte an verschiedensten Standorten zurück. Somit kann die benötigte Leistung des Moduls abgeschätzt werden. Der Aufbau des Tools ist in *Abbildung 7:*



PVGIS Oberfläche [19] zu sehen. Nach der Standortwahl und der Auswahl der netzunabhängigen Inselanlage werden für verschiedene PV-Leistungen die Erträge überprüft.

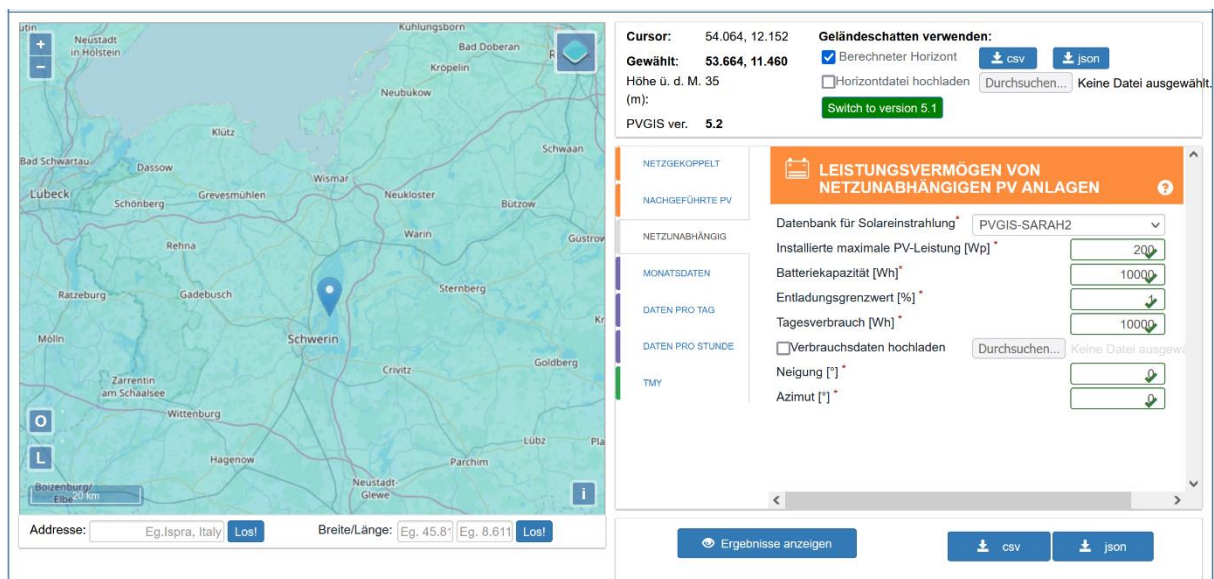


Abbildung 7: PVGIS Oberfläche [19]

Wichtig dabei ist die tatsächliche Einbauposition (Neigung und Azimuth) realitätsnah zu wählen. Da das Ziel der Toolberechnung die alleinige Abschätzung des reinen Ertrages des ausgewählten Moduls ist, werden stark überdimensionierte Werte im Tagesverbrauch und bei den Batteriewerten gewählt. Ziel ist die Deckung des täglichen Bedarfs von  $E_{tV} = 386,4 \text{ Wh}$  auch im schlechtesten Monat. Für ein 200 WP-Solarmodul ergeben sich laut PVGIS für den Standort Schwerin die in *Abbildung 8: Stromerzeugung PVGIS [19]* dargestellten durchschnittlichen täglichen Erträge. Auch für den ertragsschwächsten Monat September liegt der tägliche Ertrag mit 390,5 Wh über dem täglichen Bedarf.

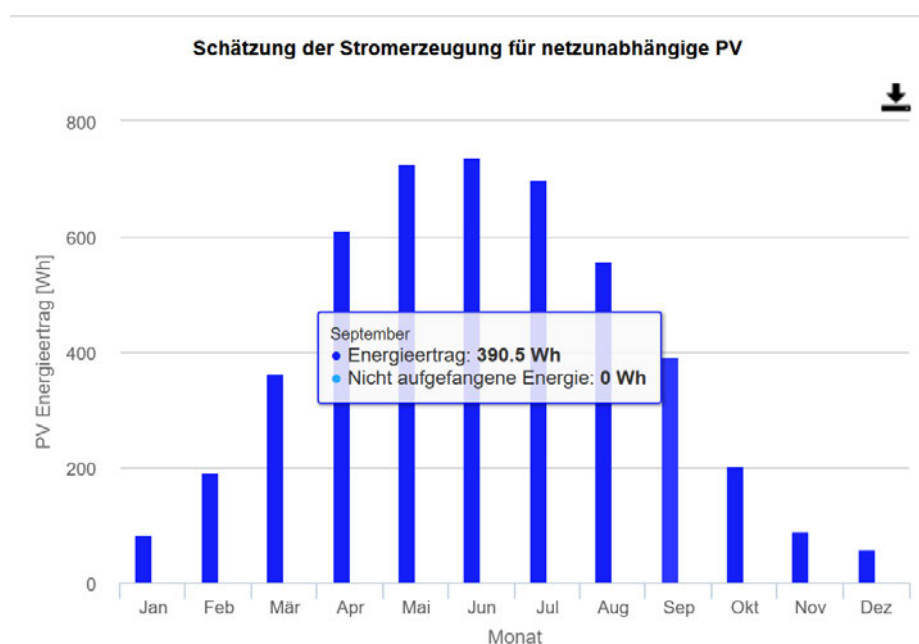


Abbildung 8: Stromerzeugung PVGIS [19]

Zum Einsatz in der Inselanlage kommt das AE200HM6-36 von AE-Solar. In *Tabelle 6: Anlagendaten Solarmodul [6]* sind die wichtigsten Herstellerangaben zusammengefasst.

*AE200HM6-36*

<i>Spitzenleistung (Wp)</i>	200 W
<i>Modultyp</i>	Monokristallin
<i>Nennspannung</i>	20,75 V
<i>Nennstrom</i>	9,64 A
<i>Kurzschlussstrom</i>	10,67 A
<i>Leerlaufspannung</i>	24,03 V
<i>Modulwirkungsgrad</i>	19,22 %
<i>Leistungs-Temperaturkoeffizient</i>	-0,37 %/°C
<i>Zellanzahl</i>	36
<i>Zellgröße</i>	158,75 x 158,75 mm
<i>Modulfläche</i>	0,91 m <sup>2</sup>
<i>Abmessungen</i>	1530 x 680 x 35 mm
<i>Gewicht</i>	12,5 kg
<i>Preis [16]</i>	269 €

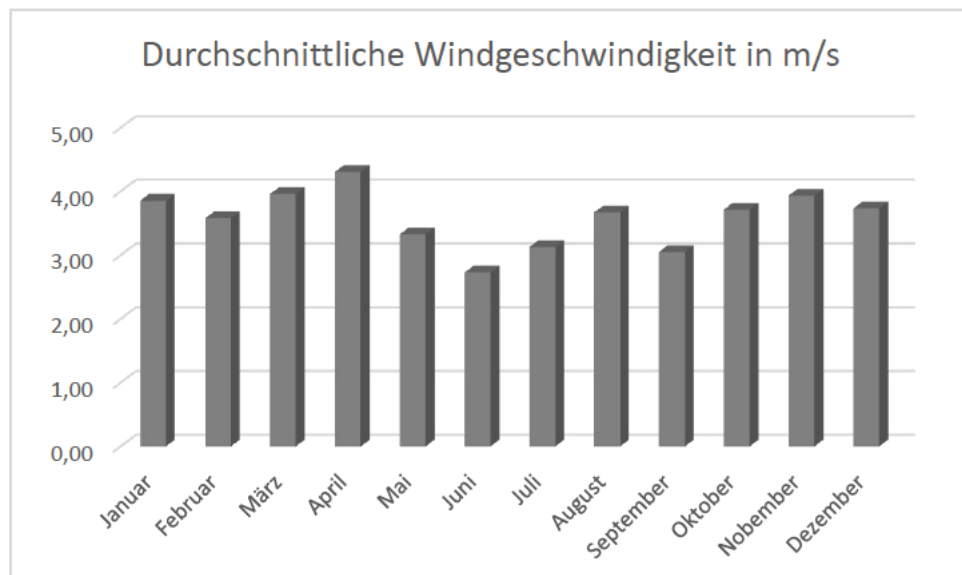
*Tabelle 5: Anlagendaten Solarmodul [6]*

### 3.4. Kleinwindanlage

Die Nutzung von Windenergie bietet eine von der Sonne unabhängige Energiequelle und beinhaltet das Potenzial, auch bei Nacht Energie zu produzieren. An vielen Standorten ergänzen sich Wind- und Solaranlagen hervorragend, da in der Regel besonders windige Tage tendenziell weniger Ertrag über das Solarpanel erbringen. Umgekehrt gilt dies für besonders sonnige Tage. Die Kleinwindanlage dient bei der geplanten Inselanlage als Unterstützung für das Solarpanel und hat die Aufgabe, leistungsarme Tage des Panels auszugleichen. Ein Betrieb der geplanten Verbraucher alleine durch die Windkraftanlage ist nicht vorgesehen.

Aufgrund des Temperaturunterschieds der Pole und des Äquators, begründet durch die unterschiedlichen Intensitäten der eintreffenden Sonnenenergie, entsteht ein globaler Energietransport von Luftmassen. Diese gigantische Zirkulationszellen, sogenannte Hadley-Zellen werden von der Erdrotation abgelenkt und die gleichmäßigen Passatwinde entstehen. Neben den großräumigen Ausgleichsströmungen entstehen aber auch Ausgleichströmungen in kleinerem Umfang, welche durch Hoch- und Tiefdruckgebiete begründet sind. Durch die Corioliskraft werden diese abgelenkt und bewegen sich wirbelartig um die Tiefdruckgebiete. Besonders in Küstengebieten ist das Windangebot groß, da auch hier Ausgleichswinde aufgrund des Temperaturunterschiedes bzw. Druckunterschiedes von Land und Wasser entstehen. Außerdem treten weniger Verwirbelungen auf dem Wasser als auf dem Land auf und der Wind kann sich ungebremst bewegen.

Für das Jahr 2021 ergeben sich für den Standort Schwerin die in *Abbildung 9: Monatliche durchschnittliche Windgeschwindigkeit* dargestellten Windgeschwindigkeiten. Verglichen mit



*Abbildung 9: Monatliche durchschnittliche Windgeschwindigkeit*

der Globalstrahlung ist die durchschnittliche Windgeschwindigkeit über das Jahr relativ gleichbleibend, wobei die Sommermonate tendenziell weniger windig sind als Frühling, Herbst und Winter. Während sich für die jährliche durchschnittliche Windgeschwindigkeit ein Wert von

3,58 m/s ergibt, fällt die Windgeschwindigkeit für die Monate Juni bis September mit 3,15 m/s geringer aus.

Windanlagen können sich im Aufbau und in der Antriebstechnologie unterscheiden. Während bei horizontalen Windläufern die Rotorachse parallel zum Untergrund positioniert ist, befindet sich bei vertikalen Windläufern die Rotorachse senkrecht zum Boden. Zudem wird differenziert zwischen Widerstandsläufern, wie dem Anemometer, und Auftriebsläufern wie den typischen Windenergieanlagen, welche ein Tragflächenprofil der Rotorblätter besitzen. Horizontale Auftriebsläufer zeichnen sich durch verhältnismäßig hohe Leistungsbeiwerte aus und bieten die effiziente Lösung der Wandlung von Windleistung in elektrische Leistung. Auf Grund des Tragflächenprofils entstehen auf der Oberseite des Profils höhere Strömungsgeschwindigkeiten als auf der Unterseite. Dies bewirkt ein Überdruck auf der Unterseite und ein Unterdruck auf Oberseite, was eine Auftriebskraft am Rotorblatt erzeugt. Die mechanische Leistung an der Welle wird mittels eines Generators in elektrische Leistung gewandelt. Das Verhältnis der dem Wind entnommenen Leistung zu der Windleistung wird als Leistungsbeiwert bezeichnet. Der maximale Leistungsbeiwert eines horizontalen Auftriebsläufers wird als Betz'scher Leistungsbeiwert bezeichnet und beträgt  $c_{p,Betz} = 0,593$ . Für die Auswahl der Kleinwindanlage sind fundierte Herstellerangaben unabdingbar, da die spätere Berechnung und Simulation auf diesen basieren. Außerdem ist auf gute Verarbeitung und Lagerung zu achten, da besonders bei niedrigen Windgeschwindigkeiten ein großer Verlust nutzbarer Energie durch Reibung zu erwarten ist. Ebenfalls wichtig ist die theoretische Kontrolle der Leistungsangaben, da auch bei Kleinwindanlagen im mittleren Preissektoren Fehler festzustellen waren. Bei der Berechnung der Windgeschwindigkeit zugehörigen Leistungsbeiwerte ergaben sich stellenweise höhere Werte als der Betz'sche Leistungswert, daher ist von einer fehlerhaften Leistungskurve auszugehen. Für die Inselanlage des Segelbootes wird das Modell SW350 12V von Superwind gewählt. Um Verschattungen des Solarpanels durch die Kleinwindanlage zu verhindern, wird diese an einem Ausleger der Konstruktion für die Solaranlage am Heck des Schiffes befestigt. Der mitgelieferte Laderegler optimiert einerseits die Ladung der Batterie, andererseits schützt er diese auch vor Überladung, indem bei Überproduktion die Leistung an einen Heizwiderstand abgegeben wird. Da die Windanlage auch dann weiter rotiert, lässt sich bei Einschalten eines Verbrauchers die Windanlage sofort wieder zuschalten. In der *Tabelle 7: Anlagendaten Kleinwindanlage [9]* sind die wichtigsten technischen Daten der Kleinwindanlage zu finden. Die Nennwindgeschwindigkeit gibt die maximale Leistungsabgabe der Anlage an, welche bei Erreichen der Nennwindgeschwindigkeit erzielt wird. Da die Anlage über eine pitch-gesteuerte Drehzahlregulierung verfügt, wird keine Abschaltgeschwindigkeit angegeben. Bei Windstärken über Nennwindgeschwindigkeit wird konstant Nennleistung erzielt, da durch die Drehung der Rotorblätter (Pitch-Regelung) die Rotordrehzahl konstant gehalten wird.

### SW 350 12 V

Nennleistung $P_N$	350 W
Nennwindgeschwindigkeit $v_N$	12,5 m/s
Einschaltgeschwindigkeit $v_{in}$	3,5 m/s
Abschaltgeschwindigkeit $v_{out}$	20 m/s
Rotordurchmesser $d_{Rotor}$	1,2 m
Drehzahlregulierung	Pitch-Regelung
Gewicht	12,5 kg
Preis	1584 € [18]

Tabelle 6: Anlagendaten Kleinwindanlage [9]

In *Abbildung 10: Leistungskurve Superwind 350* [9] ist die Leistungskurve der SW 350 abgebildet mit dem bereits beschriebenen Leistungsverlauf. Auffällig ist, dass die Kurve einen kubischen Verlauf hat. Dies ist mit dem Einfluss der Windgeschwindigkeit mit dritter Potenz bei der Leistungsberechnung zu erklären. Deutlich wird, dass die Leistungen bei niedrigen Windgeschwindigkeiten bis 5 m/s (18 km/h) nur 7 % der Nennleistung erreicht wird. Bedenkt man noch die Einschaltgeschwindigkeit von 3,5 m/s wird deutlich, dass die Erträge im Niedrigwindbereich sehr gering ausfallen.

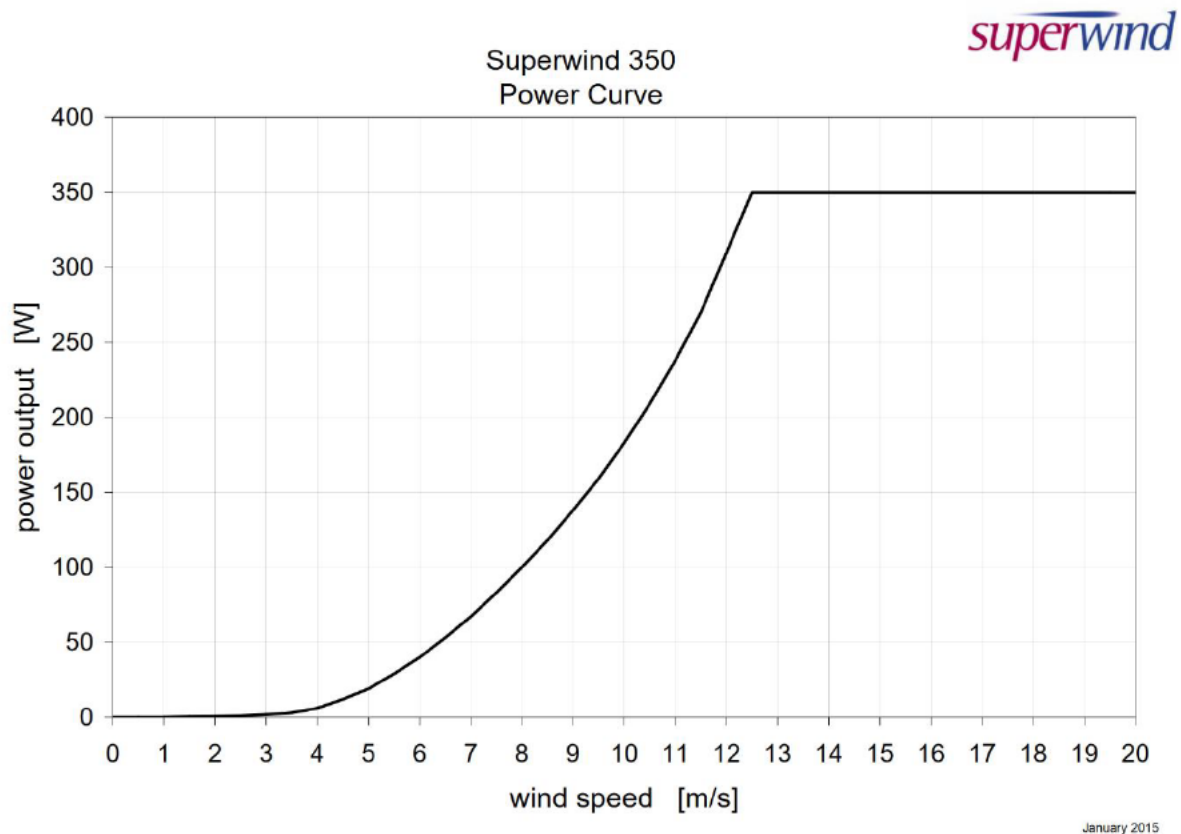


Abbildung 10: Leistungskurve Superwind 350 [9]

### 3.5. Laderegler

Der Laderegler stellt das Bindeglied zwischen den Verbrauchern, der Batterie und den Energieerzeugern dar. Die Aufgabe des Reglers ist die Koordination der Be- und Entladung der Batterie. Der Laderegler verlängert die Lebensdauer der Batterie erheblich, da Überladung und Tiefenentladung der Batterie durch vorgegebene Grenzwerte im Regler verhindert werden. Sinkt die Batteriespannung unter einen festgelegten Wert, wird der Verbraucherausgang abgeschaltet. Eine Überladung wird durch Abschaltung des Energieerzeugereingangs gewährleistet. Zu einer weiteren Aufgabe des Ladereglers gehört die Kontrolle des Ladevorgangs an sich. Die Spannung der Solarmodule (18 V) liegt deutlich über der Spannung der Batterie (12 V), somit kann bei Direktladung die Batterie beschädigt werden. Der Ladezustand der Batterie kann grundsätzlich aus der aktuellen Betriebsspannung der Batterie abgeleitet werden. Beispielsweise verfügt eine 12V Batterie bei voller Ladung über eine Betriebsspannung von 12,7 V, vollständig entladen ist diese bei 10,5 V. Die vom Regler gelieferte Spannung muss für die Ladung der Batterie größer sein als die derzeitige Betriebsspannung der Batterie, jedoch sollte diese auf ca. 14,8 V begrenzt sein, um Schäden durch zu hohe Spannungen vorzubeugen. In *Abbildung 11: Maximale Leistung [2]* ist eine exemplarische Leistungskurve eines Solarmoduls dargestellt. Die Leistungskurve wird jedoch von verschiedenen Faktoren beeinflusst und verändert sich stetig. Während beispielsweise hohe Modultemperaturen zu einem Spannungsabfall des Moduls führen, haben Verschattungen und die Veränderung des Winkels der Sonnenstrahlung auf das Modul eine

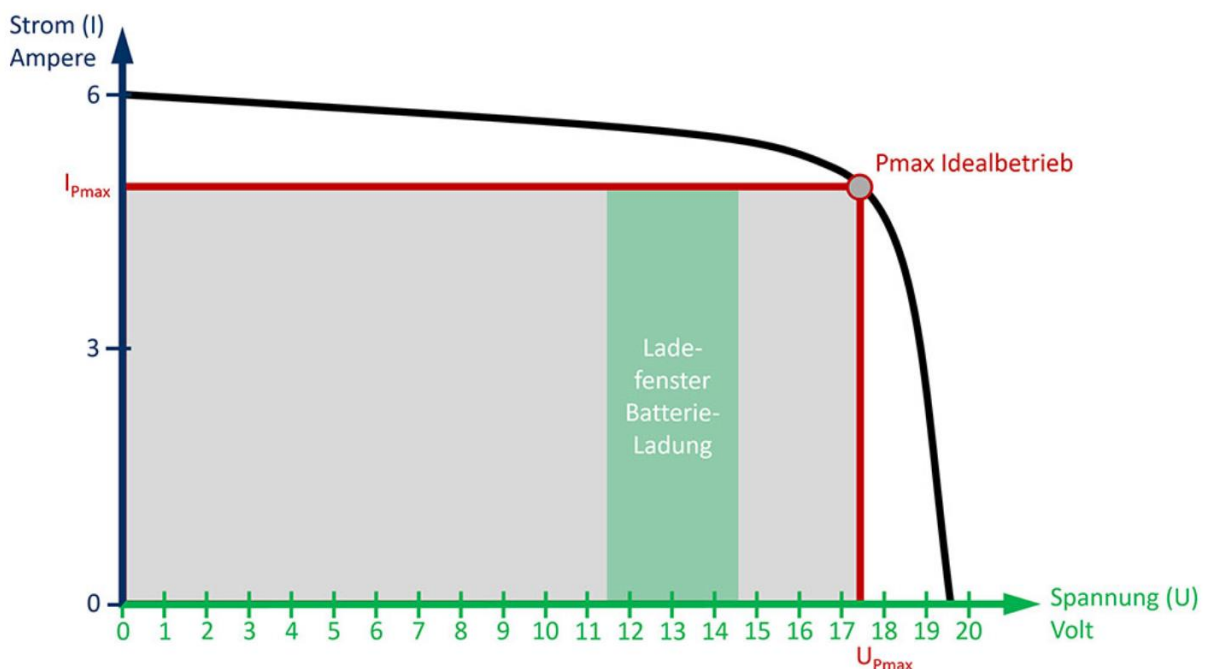


Abbildung 11: Maximale Leistung [2]

Minderung des gelieferten Modulstromes zur Folge. Kostengünstigere PWM-Regler (Pulse Width Modulation) ermitteln die derzeitig von der Batterie benötigten Ladespannung und liefern den durch die Leistungskurve vorgegebenen zugehörigen Strom. Dies ist jedoch mit

Leistungsverlust verbunden, da der Arbeitspunkt nicht dem optimalen Leistungsarbeitspunkt entspricht.

Maximum Power Point Tracker (MPPT-Regler) hingegen arbeiten ohne nennenswerte Leistungsverluste. Diese Art von Regler setzt sich aus drei Komponenten zusammen, dem Tracker, dem eigentlichen Regler und einem Wandler. Aufgabe des Trackers ist die Bestimmung des aktuellen optimalen Verhältnisses der vom Solarmodul gelieferten Spannung und des Stromes, also des maximalen Leistungspunktes  $P_{max}$  des Moduls. Der Gleichspannungswandler, auch DC/DC-Wandler genannt sorgt für eine Umwandlung der vorhandenen Modulspannung und des Stromes des Leistungspunktes auf die zur Ladung der Batterie benötigten Spannung. Dies findet ohne nennenswerten Leistungsverlust statt, da sich nach der Anpassung der Spannung die Ladeströme nach der Formel  $P_{el} = U \cdot I$  entsprechend verändern. Daher ist bei MPPT-Reglern verglichen mit PWM-Reglern mit erhöhten Ladeströmen bei gleicher Ladespannung zu rechnen. Die Ladung bleibasierter Batterien, wie der gewählten Gel-Batterie erfolgt nach dem in *Abbildung 12: IU0U-Ladekennlinie* [2] dargestellten Verlauf und durchläuft verschiedene Ladephasen. Die IU0U-Ladekennlinie beschreibt die für die Batterie am schonendste Ladelinie. Während eine entladene Batterie zu

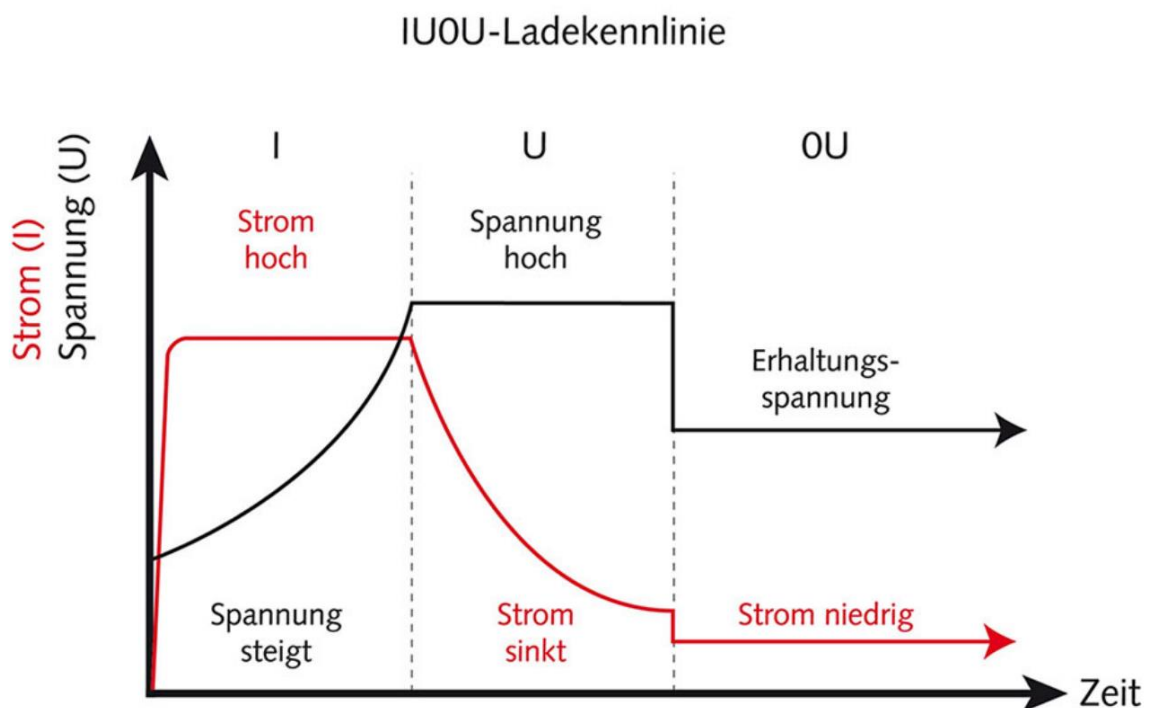


Abbildung 12: IU0U-Ladekennlinie [2]

Anfang mit einem hohen Strom bei steigender Spannung geladen wird (I-Phase), erfolgt danach eine Ladung mit hoher Spannung und sinkendem Strom (U-Phase). Die Vollladung der Batterie wird bei niedrigem Strom und konstanter Erhaltungsspannung durchgeführt (OU-Phase). Aufgabe des Reglers ist die Anpassung der Ladephasen an den Batteriezustand nach der IU0U-Ladekennlinie und der bereits erwähnte Schutz vor Überladung und Tiefenentladung.

Um die maximale Leistung aus dem vorhandenen Solarmodul zu generieren, wird bei der Inselanlage ein MPPT-Regler eingesetzt. Dies bietet sich besonders an, da der vorhandene Platz für die Solaranlage auf dem Boot begrenzt ist und daher eine möglichst hohe Ausnutzung der vorhandenen PV-Leistung das Ziel ist.

Bei der Auswahl des MPPT-Reglers ist auf die Brauchbarkeit für das vorhandene Inselsystem zu achten. Entscheidend sind die vom Regler ertragbare Spannungen und Ströme, welche meist in der Form Spannung/Strom angegeben wird. Ein Laderegler mit den Kenndaten 75/10 verträgt dementsprechend eine maximale Spannung von 75V und einen Strom von 10 A. Die theoretisch maximal vom Solarmodul erzeugte Spannung ist die Leerlaufspannung, welche bei dem gewählten Modul laut *Tabelle 6: Anlagendaten Solarmodul [6]* mit 24,03 V angegeben ist. Für den Strom ist nicht der Kurzschlussstrom des Moduls von 10,67 A entscheidend, sondern der bei Spitzenleistung des Moduls durch den DC-DC Wandler auf die Batteriespannung von 12V transformierte fließende Strom. Bei der angegebenen Spitzenleistung von 200 Wp fließt ein Nennstrom von 9,64 A bei einer Nennspannung von 20,75 V. Nach Wandlung auf die Batteriespannung ergibt sich demnach ein maximaler Strom von:

$$I_{max,R} = \frac{200 \text{ W}}{12 \text{ V}} = 16,67 \text{ A}$$

In der *Tabelle 8: Herstellerangaben Solarladeregler [8]* sind die technischen Daten des gewählten MPPT-Solarladereglers SR-ML2420 von TOYO dargestellt. Der Strom am Lastausgang ist hier bestimmend für die Auswahl des Ladereglers. Da die Leistungsumwandlung des MPPT-Reglers mit über 99 % als nahezu verlustfrei angesehen werden kann, wird in der Simulation dies vernachlässigt.

SR-ML2420

Typ	MPPT
Maximale PV-Eingangsspannung	100 V
Lastausgang DC	20 A
MPPT-Effizienz	> 99%
Eigenverbrauch	0,7 – 1,2 W
Gewicht	1,4 kg
Preis	105 € [17]

*Tabelle 7: Herstellerangaben Solarladeregler [8]*

Zu der gewählten Kleinwindenergieanlage wird bereits ein passender Laderegler mitgeliefert und ist in den Preis der Kleinwindanlage inbegriffen. Der mitgelieferte SCR 12 Marine PMW-Regler wurde exklusiv für die Superwind 350 12V produziert und stellt ebenfalls die optimale Ladung nach der IU0U-Ladekennlinie der Batterie sicher. Wenn der maximale Ladezustand der Batterie erreicht ist, wird die überschüssige produzierte elektrische Energie von dem Regler an den Heizwiderstand weitergeleitet. Die Kleinwindanlage läuft somit konstant weiter,



und wird bei voller Batterie nicht abgeschaltet. Dies bewirkt, dass sobald Verbraucher zugeschaltet werden bzw. die Batterie entladen wird eine sofortige Ladung der Batterie möglich ist, ohne dass die Windanlage wieder anlaufen muss. In dem vorhandenen Kombisystem der Inselanlage von Solar- und Windanlage werden demnach zwei unterschiedliche Laderegler verwendet, wobei die beiden Laderegler jeweils die elektrische Energiezufuhr zur Batterie des entsprechenden Systems regeln. Die Ausgänge zu den Verbrauchern und die Grenzwerte für Tiefenentladung und Überladung werden jedoch ausschließlich von dem Solarladeregler geregelt. In *Tabelle 9: Herstellerangaben Windladeregler [9]* werden die technischen Daten des Windladereglers dargestellt.

SCR 12 Marine

Typ	PMW
Nennspannung	12 V
Maximale Ladespannung	14,4 V
Maximaler Strom	40 A
Heizwiderstand	0,35 Ohm
Preis	(0 €)

Tabelle 8: Herstellerangaben Windladeregler [9]

### 3.6. Verkabelung der Inselanlage

Überdimensionierte Leiterquerschnitte führen zu erhöhten Kosten und unhandlichen Kabeln. Sollten die jeweiligen Leiterquerschnitte jedoch zu gering dimensioniert sein, treten erhöhte Leistungsverluste auf. Außerdem kann sich das Kabel stark erhitzen, welches zu einer Verminderung des Wirkungsgrades führt. Im schlimmsten Fall besteht Brandgefahr durch einen Kurzschluss und die Isolierungen der Leitungen können schmelzen. Im Folgenden werden die benötigten Kabelquerschnitte berechnet, anschließend wird eine Auswahl getroffen. Es folgt eine Berechnung der Verlustleistungen und die Kontrolle der gewählten Batterie. Der benötigte Leiterquerschnitt wird berechnet mit der Formel:

$$A_{Kabel} = \frac{I \cdot \rho_{Cu} \cdot 2 \cdot L_{Kabel}}{fk \cdot U}$$

Dabei steht  $\rho_{Cu} = 0,0175 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$  für den spezifischen elektrischen Widerstand von Kupfer und  $fk$  für den Verlustfaktor. Dieser gibt den prozentualen tolerierten Spannungsabfall an und wird verbraucher-spezifisch gewählt. Bei den Längenangaben handelt es sich um Abstände, daher müssen diese in den Formeln noch verdoppelt werden. Anschließend wird eine Auswahl für den tatsächlich für die Inselanlage gewählten Kabelquerschnitt getroffen. Um Verluste bei besonders langen Kabeln wie zum Beispiel dem Ankerlicht auf der Mastspitze gering zu halten, bietet sich eine Überdimensionierung teilweise an. In der *Abbildung 13: Komponentenpositionierung in Anlehnung an [35]* werden die Positionen der einzelnen

Komponenten der Inselanlage gezeigt. Die Energieerzeuger werden am Heck auf einer bereits vorhandenen Aluminiumkonstruktion befestigt. In der großen Verstauklappe im Heck werden Batterie, Regler und die Kaffeemaschine angeschlossen. In den seitlichen Klappen wird die Kühlbox verstaut. Darüber wird das GPS mit der Kajütenwand verschraubt. Im Liegebereich innerhalb der Kajüte soll es eine Möglichkeit für das Laden der Smartphones geben. Während

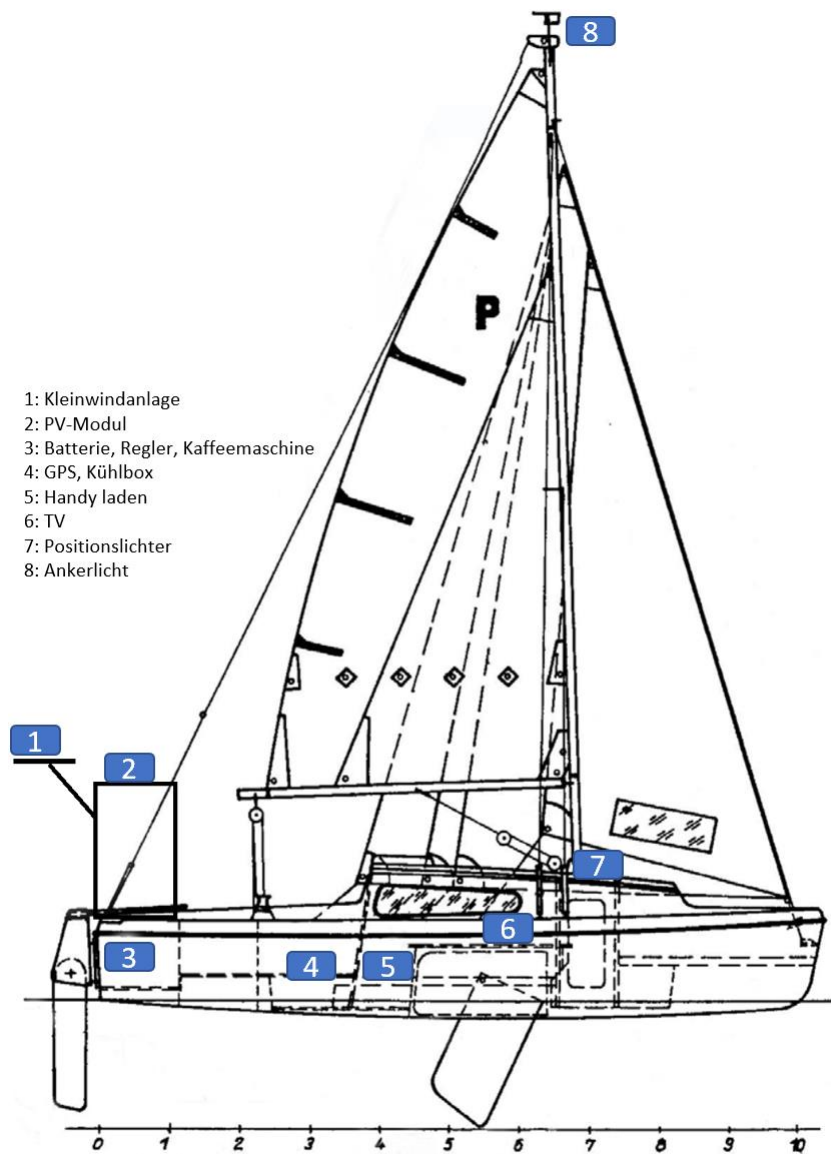


Abbildung 13: Komponentenpositionierung in Anlehnung an [35]

sich unter der Kajütendecke der TV befindet, werden die Positionslichter außerhalb auf dem Kajütendach befestigt. Das Ankerlicht wird als Topplight auf der Mastspitze positioniert. In Deutschland sind die verfügbaren Querschnitte in der DIN-Norm DIN EN 60228 bzw. VDE 0295 festgehalten (0,75mm<sup>2</sup>-1mm<sup>2</sup>-1,5mm<sup>2</sup>-2,5mm<sup>2</sup>-4mm<sup>2</sup>-6mm<sup>2</sup>-10mm<sup>2</sup>-16mm<sup>2</sup>...). Die Berechnung der Widerstände und der Verlustleistung werden mit der Formel durchgeführt:

$$R_{\text{Kabel}} = \rho_{\text{Cu}} \cdot \frac{2 \cdot L}{A}$$

23

$$P_{Verlust} = I^2 \cdot R_{Kabel}$$

In der *Tabelle 10: Verkabelung Verbraucher* sind die Kabelquerschnitte, Widerstände und Verlustleistungen der Verbraucher zusammengetragen.

	Positionslichter	Ankerlicht	Kühlbox	TV	Kaffeemaschine	Echolot/GPS	Handy laden
Leistung [W]	35,00	10,00	8,40	18,00	170,00	2,80	15,00
Betriebsdauer pro Tag [h]	1,00	8,00	24,00	1,00	0,10	6,00	1,20
Strom [A]	2,92	0,83	0,70	1,50	14,17	0,23	1,25
Verlustfaktor fk	0,10	0,10	0,04	0,04	0,01	0,04	0,04
Länge [m]	8,00	15,00	3,00	6,00	0,50	3,00	4,00
Querschnitt [mm <sup>2</sup> ]	0,68	0,36	0,02	0,07	2,07	0,01	0,04
Querschnitt gewählt [mm <sup>2</sup> ]	2,50	4,00	0,75	0,75	2,50	0,75	0,75
Widerstand [Ohm]	0,11	0,13	0,14	0,28	0,01	0,14	0,19
Verlustleistung [W]	0,95	0,09	0,07	0,63	1,40	0,01	0,29
Verlustenergie pro Tag [Wh]	0,95	0,73	1,65	0,63	0,14	0,05	0,35

Tabelle 9: Verkabelung Verbraucher

Während bei simplen Verbrauchern wie der Beleuchtung ein Verlustfaktor von 10% gewählt

Uhrzeit	Leistung [W]	Stromverbrauch[Wh]
0	18,56	18,56
1	18,56	18,56
2	18,56	18,56
3	18,56	18,56
4	18,56	18,56
5	8,47	8,47
6	8,47	8,47
7	8,47	8,47
8	8,47	8,47
9	179,87	17,04
10	11,28	11,28
11	11,28	11,28
12	23,76	26,82
13	8,47	8,47
14	8,47	8,47
15	8,47	8,47
16	179,87	17,04
17	11,28	11,28
18	11,28	11,28
19	11,28	11,28
20	47,23	47,23
21	37,19	37,19
22	18,56	18,56
23	18,56	18,56

Tabelle 10: Stündlicher Stromverbrauch

wird, werden für die komplexeren Verbraucher 4% angesetzt. Aufgrund der hohen Leistung der Kaffeemaschine und dem damit verbundenen hohem Strom wird für diese und ebenfalls für die Energieerzeugern mit 1% gerechnet. Bis auf die Positionslichter und das Ankerlicht wurde bei allen Verbrauchern die nach Norm festgelegten nächst größeren Kabelquerschnitte gewählt. Für die Lichter bietet sich aufgrund der erhöhten Kabellänge zur Minderung der Verlustleistung ein größerer Querschnitt an. Für die Simulationsberechnung werden die Verlustleistungen den zuvor im Verbraucherzeitprofil festgehaltenen Leistungen addiert. Es ergeben sich die in *Tabelle 11: Stündlicher Stromverbrauch* dargestellten aktualisierten stündliche Leistungen und Stromverbräuche. Der

zuvor errechnete tägliche Strombedarf von  $E_{tV} = 386,4 Wh$  erhöht sich durch die Leistungsverluste der Kabel auf  $E_{tV,neu} = 390,9 Wh$ . Dementsprechend erhöht sich die benötigte Batteriekapazität der Gel-Batterie von  $C_{BA} = 154,6 Ah$  auf  $C_{BA,neu} = 156,4 Ah$ . Damit ist der Einsatz der bereits gewählten 175 Ah Batterie weiterhin ohne Probleme möglich.

Für die Kleinwindanlage und die Solaranlage muss der Einfluss der Leistungsverluste durch Kabel ebenfalls betrachtet werden. Dafür sind einerseits die Kabel vom entsprechenden Energieerzeuger zum zugehörigen Regler zu betrachten, und andererseits die Kabel vom jeweiligen Regler zur Batterie. Gerechnet wird mit den maximalen vorkommenden Strömen.

Für die Kleinwindanlage ergibt sich 30A, bei der PV-Anlage der Kurzschlussstrom von 10,67 A. Für den Strom vom Solarregler zur Batterie ergibt sich, wie im Abschnitt Laderegler bereits aufgezeigt, ein Strom von 16,67 A im 12V System bei maximaler Leistung. Die in *Tabelle 12: Verlustleistung Energieerzeuger* errechneten Werte beziehen sich auf die

	<b>PV-SRegler</b>	<b>KWA-WRegler</b>	<b>SRegler-Batterie</b>	<b>WRegler-Batterie</b>
<b>max. Strom [A]</b>	10,67	30,00	16,60	30,00
<b>Kabellänge [m]</b>	1,60	1,60	0,20	0,20
<b>Verlustfaktor <math>f_k</math></b>	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>Querschnitt [mm<sup>2</sup>]</b>	4,98	14,00	0,97	1,75
<b>gew. Querschnitt [mm<sup>2</sup>]</b>	6,00	16,00	2,50	2,50
<b>max. Leistung [W]</b>	200,00	350,00	200,00	350,00
<b>Widerstand [Ohm]</b>	0,009	0,004	0,003	0,003
<b>Verlustleistung [W]</b>	1,06	3,15	0,77	2,52
<b>Anteil Verlustleistung [%]</b>	0,53	0,90	0,39	0,72

*Tabelle 11: Verlustleistung Energieerzeuger*

maximalen Leistungen der Energieerzeuger. Es ist zu erwähnen, dass diese Leistungen nur unter optimalen Laborbedingungen erreicht werden. In der Praxis liegt der Wert der durchschnittlichen Leistung deutlich niedriger. Dementsprechend fallen die fließenden Ströme ebenfalls geringer aus, welches in der Praxis zu niedrigeren Verlustleistungen führt. Da selbst bei maximal angenommenen Verlusten der Anteil der Verlustleistung stets kleiner als ein Prozent beträgt und in der Praxis tendenziell noch deutlich niedriger ausfällt, werden die Leistungsverluste der Energieerzeuger in den Berechnungen bzw. der Simulation vernachlässigt.

Für die Inselanlage werden somit die in *Tabelle 13: Kosten Verkabelung* zusammengefassten Kabelquerschnitte mit den entsprechenden Längen dargestellt. Bei der Angabe der Längen ist beim Kauf auf die Anzahl der Adern zu achten. Wird ein zweiadriges Kabel erworben, kann mit dem reinen Abstand gerechnet werden. Wird das Produkt nur als einadriges Kabel angeboten, muss der Abstand verdoppelt werden, da die Hin- und Rückführung bedacht werden muss. Grundsätzlich bietet sich nur bei kurzen Wegen der Einsatz von günstigeren einadrigen Kabeln an. Für die Verlegung über längere Strecken sollten zweiadrige Kabel genutzt werden um die Elektrik an Bord übersichtlich genug gestalten zu können ohne erhöhten Eigenaufwand. Es ergeben sich die gezeigten Kosten. Stellenweise war es wie beim 2,5 mm<sup>2</sup> Querschnitt günstiger, 25m abgepacktes Kabel zu kaufen, als genau die 8,9 m als Meterware zu erwerben. Die in Klammern dargestellten Werte ergeben sich für den Einsatz der Kombianlage von Wind- und Solaranlage, da bei alleinigem Einsatz von dem PV-Modul auch die entsprechenden Kabel nicht benötigt werden.

Kabel-Querschnitt [mm <sup>2</sup> ]	Anzahl Adern	Gesamtlänge [m]	Kosten pro Meter [€/m]	Kosten [€]	
0,75	2	16	0,55 – 20m Ware	10,99	
2,5	2	8,9	0,76 – 25m Ware	18,99	
4	2	15	1,4 – 2x10m Ware	27,98	
6	1	3,2	2,64	8,45	
(16)	(1)	(3,2)	(4,18)	(13,38)	
				Kabelkosten	66,41
				Solar:	
				Kabelkosten	79,79
				Kombi:	

Tabelle 12: Kosten Verkabelung

### 3.7. Gesamtkosten der Anlage

In diesem Abschnitt werden die in *Tabelle 14: Gesamtkosten Inselsysteme* dargestellten Investitionskosten der zwei Inselsysteme betrachtet. Dazu gehört die Anschaffung der jeweiligen Energieerzeuger, Regelungstechnik, Verkabelung und der Batterie. Außerdem wird ein Betrag für die weiteren benötigten elektrischen Bauteile wie Sicherungen, Aderendhülsen, Verbindungsstücke, Schrumpfschläuche etc. berücksichtigt. Die einzelnen Verbraucher sind bereits vorhanden und zählen nicht zur Investition. Die Trägerkonstruktion am Heck des Bootes zur Befestigung der PV- und Windanlage steht ebenfalls zur Verfügung und wird nicht in den Kosten berücksichtigt. Ob sich beispielweise beim Einsatz des Hybridsystems von Wind- und Solaranlage die Möglichkeit ergibt, eine günstigere Batterie mit weniger Kapazität zu verbauen wird sich nach der Simulation ergeben und wird entsprechend dann betrachtet. Zu diesem Zeitpunkt werden die reinen Komponentenkosten der zwei Inselsysteme ausgewertet.

Komponente	Kosten Solar-Inselanlage	Kosten Hybrid-Inselanlage
Batterie	321,81 €	321,81 €
Energieerzeuger	269 €	269€ + 1584 €
Regler	105 €	105€ + (0 €)
Verkabelung	66,41 €	79,79 €
Zusätzliche Elektrik	15 €	15 €
<b>Gesamtkosten</b>	<b>777,22 €</b>	<b>2374,60 €</b>

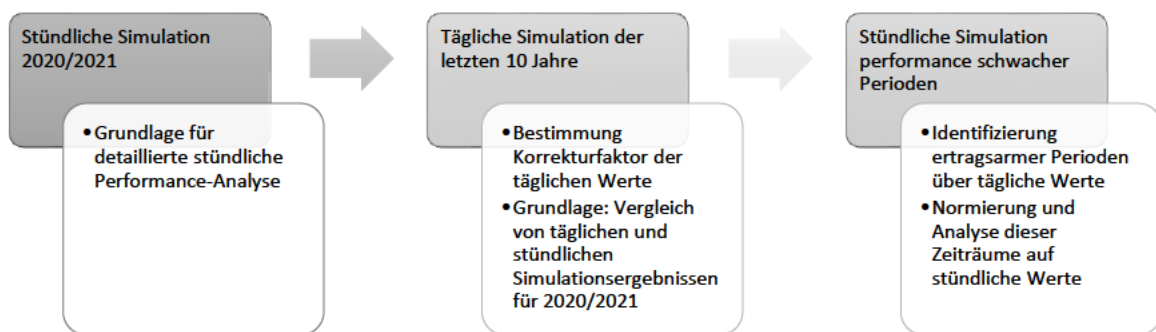
Tabelle 13: Gesamtkosten Inselsysteme

## 4. Simulation

Im Folgenden erfolgt eine Simulation der zwei Systeme auf Grundlage historischer Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD). Teil dieser Simulation ist die Berechnung der Erträge der einzelnen Systeme und die Simulation des Batterieladezustandes. Betrachtet werden die Inselfsysteme mit den Energieerzeugern Solaranlage und einem Hybridsystem von Solaranlage und Kleinwindkraftanlage.

### 4.1. Vorgehen

Das Vorgehen ist in *Abbildung 14: Übersicht Simulationsverlauf* festgehalten. Die stündliche Simulation bildet die Grundlage einer detaillierten Performance-Analyse und macht eine genaue Betrachtung der Erträge, Bilanzen und Ladezustand der Batterie möglich. Da die



*Abbildung 14: Übersicht Simulationsverlauf*

stündliche Werte für die Globalstrahlung nur für das Jahr 2020/2021 vorhanden sind, eine Betrachtung der Performance jedoch für die Jahre 2012-2021 erfolgen soll, wird für die letzten 10 Jahre auf die täglichen Wetterdaten zurückgegriffen. Da die Ergebnisse der stündliche Simulation für 2020/2021 von der täglichen Simulation für 2020/2021 abweicht, ist die Bestimmung eines Korrekturfaktors durch Vergleich der Erträge möglich. Über die Analyse der täglichen größeren Simulation der Anlage ist eine Identifizierung ertragsarmer Tage und somit besonders kritischer Tage der letzten zehn Jahre möglich. Im Anschluss werden diese Zeiträume nochmals mit Hilfe von Normierung der täglichen Werte auf Grundlage stündlicher Werte genauer betrachtet und ausgewertet. Die bei der ersten stündlichen Simulation ausführlich erklärten Berechnungen werden in den darauffolgenden Abschnitten vorausgesetzt und nur bei Bedarf abgeändert und dann gesondert betrachtet.

### 4.2. Wetterdaten

Die Grundlage für die Anlagensimulation bilden die historischen Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes. Das CDC (Climate Data Center) bietet einen offenen Zugang zu vielfältigen Klimadaten des DWD. Der interaktive Zugriff erfolgt über das CDC-Portal [10], welches den Download von den gewünschten Stationsdaten in Form von Excel-Tabellen ermöglicht. Da für die umfangreiche Simulation eine Vielzahl unterschiedlicher Wetterdaten nötig ist, jedoch die

unterschiedlichen Stationen nicht immer über all diese Daten verfügen, ist die Wahl der Messstation im Vorfeld entscheidend. Da der Einsatz der Inselanlage auf den Seenlandschaften Mecklenburg-Vorpommerns erfolgt und die benötigten Wetterdaten am Standort Schwerin vorhanden sind, wird die Station 4625 Schwerin (Geograph. Länge 53,4625/Geograph. Breite 11,3871) verwendet. Abweichungen der tatsächlichen Position des Bootes zu der Stationsposition können vernachlässigt werden. Da beispielsweise durch Wartungsarbeiten an der Messtechnik die vorhandenen Daten Lücken vorweisen können, ist eine anfängliche Kontrolle auf Vollständigkeit und gegebenen Falls eine Ergänzung der Daten vorzunehmen. Fehlende Werte werden von nahegelegenen Stationen übernommen, durch Umrechnung von Daten anderer Messintervalle der Station Schwerin errechnet oder logisch ergänzt.

### 4.3. Allgemeine Bedingungen

Im Vorfeld der Simulation sind einige Annahmen festzuhalten. Da es sich bei der vorgestellten Inselanlage um ein mobiles System handelt, werden verschiedenen Wetterdaten durch die wechselnden Standortbedingungen davon beeinflusst. Die tatsächlich in der Praxis auf die Kleinwindanlage treffende Windgeschwindigkeit ist sowohl vom Kurs als auch von der Position des Bootes abhängig. Bei Bewegung des Bootes mit dem Wind vermindert sich diese, bei Fahrt gegen den Wind jedoch erhöht die Windgeschwindigkeit sich. Auch unter Segeln haben die durch die unterschiedlichen Segelstellungen hervorgerufenen Turbulenzen einen Einfluss auf den Ertrag der Windanlage. Zu erwähnen ist außerdem, dass im Falle von starken Winden in der Praxis grundsätzlich eine Liegeposition des Bootes über Nacht mit ablandigem Wind gewählt wird. Dieser fällt durch die auf der Landseite vorhandene Vegetation geringer aus als der auflandige Wind. Bei der PV-Anlage ist die Verschattung der Anlage bei Fahrt unter Segeln ebenfalls kursabhängig. Die Erträge einer engen Kanalfahrt oder ufernahes Anlegen mit Vegetation an Land können von denen auf offener See bei gleichen Strahlungswerten in der Praxis somit abweichen. Diese erwähnten vorkommenden Abweichungen sind bei einer direkten Messung am Inselsystem feststellbar, für die Simulation der Inselsysteme auf Grundlage der Wetterdaten jedoch vernachlässigbar. Eine Minderung des Ertrages der PV-Anlage durch Verschmutzung wird ebenfalls nicht betrachtet, da auf Grund der geringen Fläche und der guten Erreichbarkeit der Anlage an Bord eine aufwandsgeringe Reinigung gegeben ist. Der zum Startzeitpunkt der Simulation vorhandene Batterieladezustand beträgt 100 % und wird jährlich auf diesen zurückgesetzt. Das bedeutet die Simulation startet immer am 01.06. eines Jahres mit 100 % Ladezustand und endet am 30.09. jeden Jahres.

#### 4.4. Stündliche Simulation

Mit dieser Simulation ist die Betrachtung der Performance der Inselsysteme mit stündlicher Genauigkeit möglich. Für die Betrachtung des Akkuladezustandes ist die Bilanz der Energiesysteme nötig. Diese wird durch Verrechnung der jeweiligen Erträge und des stündlichen Bedarfs im Verbraucherzeitprofil gebildet. Die Ertragsberechnung des jeweiligen Systems erfolgt auf Grundlage verschiedener Wetterdaten. Im Folgenden ist diese Berechnungskette beispielhaft für den 01.06.2020 8:00 Uhr dargestellt. Für die stündliche Performance Analyse sind folgende Wetterdaten von Bedeutung: Umgebungstemperatur, Luftdruck, Windgeschwindigkeit und die Globalstrahlung. Diese werden als Messdaten in mindestens stündlicher Zeitabfolge benötigt, um die geforderte Genauigkeit zu erreichen.

##### 4.4.1. Ertragsberechnung Kleinwindanlage

Der Betrag der Windgeschwindigkeit ist ausschlaggebend für den Ertrag dieses Energieerzeugers. Ein zu beachtendes Phänomen ist die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe. Die Reibung der bewegten Luftmassen mit der Erdoberfläche haben in Bodennähe geringe Windgeschwindigkeiten zur Folge. Dieses Phänomen muss in der Berechnung berücksichtigt werden. Der Ansatz der logarithmischen Höhenformel findet Anwendung, um die gemessene Windgeschwindigkeit  $v_{ref}$  in Wetterstationshöhe  $H_{ref} = 10m$ , auf die vorhandene reale Windgeschwindigkeit  $v_H$  in Höhe der Kleinwindanlage  $H = 3m$  umzurechnen. Verschiedene Oberflächencharakteristiken werden mit der Rauigkeitslänge  $z_0$  berücksichtigt. Für Wasserflächen wird eine Rauigkeitslänge von  $z_0 = 10^{-4}m = 0,0001m$  angegeben [21].

$$v_H = v_{ref} \cdot \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{ref}}{z_0}}$$
$$v_{H,01.06.2020\ 8:00} = v_{ref,01.06.2020\ 8:00} \cdot \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{ref}}{z_0}} = 4,1 \frac{m}{s} \cdot \frac{\ln \frac{3\ m}{0,0001\ m}}{\ln \frac{10\ m}{0,0001\ m}} = 3,67 \frac{m}{s}$$

Um die Leistung der Anlage zu berechnen wird der Wert der durchschnittlichen stündlichen Luftdichte  $\rho_L$  benötigt. Dafür wird neben Wetterdaten zum Luftdruck  $p$  und Temperatur  $T_U$  noch die universelle Gaskonstante  $R = 8,3145 \frac{J}{mol \cdot K}$  und die molare Luftmasse  $M = 28,96 \frac{g}{mol}$  benötigt.

$$\rho_L = 0,1 \cdot \frac{p \cdot M}{R \cdot T_U}$$



$$\rho_{L,01.06.2020\ 8:00} = 0,1 \cdot \frac{p_{1.06.2020\ 8:00} \cdot M}{R \cdot T_{U,1.06.2020\ 8:00}} = 0,1 \cdot \frac{1019,4\ hpa \cdot 28,96\ \frac{g}{mol}}{8,3145\ \frac{J}{mol \cdot K} \cdot 289,95\ K} = 1,22\ \frac{kg}{m^3}$$

Die Windleistung  $P_{Wind}$  beschreibt die Energie pro Zeiteinheit, welche auf die Rotorfläche der Kleinwindanlage trifft. Die Rotorfläche lässt sich aus dem Rotorradius  $r_R = 0,6m$  berechnen.

$$P_{Wind} = \frac{\rho_L \cdot \pi \cdot r_R^2 \cdot v_H^3}{2}$$

$$\begin{aligned} P_{Wind,01.06.2020\ 8:00} &= \frac{\rho_{L,01.06.2020\ 8:00} \cdot \pi \cdot r_R^2 \cdot v_{H,01.06.2020\ 8:00}^3}{2} \\ &= \frac{1,22\ \frac{kg}{m^3} \cdot \pi \cdot (0,6m)^2 \cdot (3,67\ \frac{m}{s})^3}{2} = 34,25\ W \end{aligned}$$

Wie bereits dargelegt beschreibt der Leistungsbeiwert der Anlage das Verhältnis der erzeugten Leistung  $P_{KWA}$  zur im Wind enthaltenen Leistung  $P_{Wind}$ . Der Leistungsbeiwert ist anlagenspezifisch und verändert sich bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten. Da die Windleistung berechnet werden kann und die Werte der effektiven Leistung der Anlage  $P_{KWA}$  bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in der vorhandene Leistungskurve in *Abbildung 9: Leistungskurve Superwind 350 [9]* zu finden sind, ist eine Berechnung der Leistungsbeiwerte für verschiedene Windgeschwindigkeiten möglich. Für die Berechnung der Leistungsbeiwerte wird eine Dichte von  $\rho_L = 1,225\ \frac{kg}{m^3}$  angenommen.

$$P_{KWA} = P_{Wind} \cdot c_p \rightarrow c_p = \frac{P_{KWA}}{P_{Wind}}$$

In der *Tabelle 15: Berechnung der Leistungsbeiwerte* sind die Ergebnisse der Berechnung dargestellt.

<b>Windgeschwindigkeit [m/s]</b>	11,0	7,0	6,0	5,0	4,0
<b>Windleistung [W]</b>	921,5	237,5	149,6	86,5	44,3
<b>Leistung Anlage [W]</b>	240,0	61,0	38,0	21,0	8,5
<b>Leistungsbeiwert</b>	0,26	0,26	0,25	0,24	0,19

Tabelle 14: Berechnung der Leistungsbeiwerte

Bei der Leistungsberechnung der Kleinwindanlage sind sowohl die technischen Daten der Anlage aus *Tabelle 7: Anlagendaten Kleinwindanlage [9]*, als auch die *Abbildung 9: Leistungskurve Superwind 350 [9]* zu beachten. Ist die vorhandene Windgeschwindigkeit geringer als die Einschaltgeschwindigkeit  $v_{in} = 3,5\ \frac{m}{s}$  produziert die Anlage keine Leistung. Erreicht die Windgeschwindigkeit den Wert der Nennwindgeschwindigkeit  $v_N = 12,5\ \frac{m}{s}$  wird die Nennleistung  $P_N = 350W$  erreicht. Bei Windgeschwindigkeiten über Nennwindgeschwindigkeit wird konstant die Nennleistung produziert. Ab der festgelegten Abschaltgeschwindigkeit von  $v_{Out} = 20\ \frac{m}{s}$  wird die Anlage aus Sicherheitsgründen

abgeschaltet und erzeugt ebenfalls keine verwertbare Leistung mehr. Eine Bestimmung des Leistungswertes beschränkt sich somit auf den Bereich zwischen Einschalt- und Nennwindgeschwindigkeit. Der Leistungsbeiwert ändert sich bei den höheren Windgeschwindigkeiten im betrachteten Bereich nur gering. Eine merkliche Änderung ist erst in der Umgebung der Einschaltgeschwindigkeit zu beobachten. Daher werden für die Leistungsberechnung der Kleinwindanlage zwei Leistungsbeiwerte definiert, welche für unterschiedliche Windgeschwindigkeitsbereiche verwendet werden.

Für den Bereich  $3,5 \frac{m}{s} \leq v_H \leq 5 \frac{m}{s}$  gilt:  $c_{p,low} = 0,18$

Für den Bereich  $5 \frac{m}{s} < v_H < 12,5 \frac{m}{s}$  gilt:  $c_{p,high} = 0,24$

Die Leistung der Anlage lässt sich in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit mit folgenden Formeln bestimmen:

$$P_{KWA} \left( v_H < 3,5 \frac{m}{s} \right) = P_{KWA} \left( v_H > 20 \frac{m}{s} \right) = 0 \text{ W}$$

$$P_{KWA} \left( 12,5 \frac{m}{s} \geq v_H \leq 20 \frac{m}{s} \right) = 350 \text{ W}$$

$$P_{KWA} \left( 3,5 \frac{m}{s} \leq v_H \leq 5 \frac{m}{s} \right) = P_{Wind} \cdot c_{p,low}$$

$$P_{KWA} \left( 5 \frac{m}{s} < v_H < 12,5 \frac{m}{s} \right) = P_{Wind} \cdot c_{p,high}$$

Für das Rechenbeispiel ergibt sich:

$$P_{KWA,01.06.2020 \ 8:00} = P_{Wind,01.06.2020 \ 8:00} \cdot c_{p,low} = 34,25 \text{ W} \cdot 0,18 = 6,16 \text{ W}$$

Da es sich bei der stündlichen Simulation auch dementsprechend um stündliche Werte des Ertrages handelt ergibt sich für den summierten stündlichen Ertrag der Kleinwindanlage:

$$E_{KWA} = P_{KWA} \cdot 1h$$

$$E_{KWA,01.06.2020 \ 8:00} = P_{KWA,01.06.2020 \ 8:00} \cdot 1h = 6,16 \text{ W} \cdot 1h = 6,16 \text{ Wh}$$

#### 4.4.2. Ertragsberechnung Solaranlage

Die vorhandene Globalstrahlung ist bestimmend für die momentane Leistungsberechnung der Solaranlage. Die Stationswerte des DWD der Globalstrahlung stehen nicht in stündlichen Messwerten zur Verfügung. Für das Jahr 2020 und 2021 sind Messdaten der sogenannten summierten Bestrahlung, innerhalb eines 10-minütigen Zeitintervalls  $E_{G,10min} \left[ \frac{J \cdot 10min}{cm^2} \right]$ , vorhanden. Die Umrechnung dieser Werte erfolgt durch Summierung der sechs jeweiligen Werte für den Zeitraum einer vollen Stunde. Es ergibt sich die summierte stündliche

Bestrahlung  $E_G [\frac{Jh}{cm^2}]$ , welche auf eine mittlere stündliche Globalstrahlung  $P_G [\frac{W}{cm^2}]$  umgerechnet wird. In der *Tabelle 16: Berechnung stündlicher Globalstrahlung* sind die Ergebnisse für das Rechenbeispiel dargestellt.

Datum	Uhrzeit	$E_{G,10min} [\frac{J \cdot 10min}{cm^2}]$	$E_G [\frac{Jh}{cm^2}]$	$P_G [\frac{W}{cm^2}]$
01.06.2020	07:10:00	33,2	220,4	0,0612
	07:20:00	34,9		
	07:30:00	35,5		
	07:40:00	37,4		
	07:50:00	38,9		
	08:00:00	40,5		

*Tabelle 15: Berechnung stündlicher Globalstrahlung*

Die Leistung der PV-Anlage  $P_{PV,1}$  kann mit der Globalstrahlung  $P_G$ , der nutzbaren Modulfläche  $A_{PV}$  und dem bekannten Modulwirkungsgrad  $\eta_{PV} = 0,18$  berechnet werden. In den bereits aufgeführten technischen Daten des Solarmoduls wird die Modulfläche  $A_{PV} = 9072 \text{ cm}^2$  angegeben. Diese ergibt sich aus der vorhandenen Anzahl der Solarzellen und deren Abmessungen.

$$P_{PV,1} = \eta_{PV} \cdot A_{PV} \cdot P_G$$

Für das Rechenbeispiel folgt demnach:

$$P_{PV,1,01.06.2020 \ 8:00} = \eta_{PV} \cdot A_{PV} \cdot P_{G,01.06.2020 \ 8:00} = 0,18 \cdot 9072 \text{ cm}^2 \cdot 0,0612 \frac{W}{\text{cm}^2} = 106,76 \text{ W}$$

Die aktuelle Zelltemperatur des Solarmoduls hat einen großen Einfluss auf die Leistung der Solaranlage. An sehr warmen und sonnigen Tagen führt die sich ergebene hohe Temperatur des Moduls zu Leistungseinbußen. Die Modultemperatur  $\vartheta_M$  lässt sich überschläglichs aus der Umgebungstemperatur  $\vartheta_U$  und der Globalstrahlung  $P_G$  bestimmen. Da auch die Einbausituation des Moduls Einfluss auf die Modultemperatur hat, muss diese ebenfalls berücksichtigt werden. Das Solarmodul der Inselanlage wird als „Auf dem Dach bzw. dachintegriert, gute Hinterlüftung“ eingestuft, was eine Proportionalitätskonstante  $c_{PV} = 29 \text{ }^\circ\text{C}$  ergibt [25].

Diese Konstante wird mit dem Verhältnis der derzeitigen Globalstrahlung zu der Globalstrahlung nach Standardbedingungen (STC)  $P_{STC} = 1000 \frac{W}{m^2}$  multipliziert und der aktuellen Umgebungstemperatur addiert.

$$\vartheta_M = \vartheta_U + c_{PV} \cdot \frac{P_G}{P_{STC}}$$

Für das Rechenbeispiel ergibt sich eine Modultemperatur von:

$$\begin{aligned} v_{M,1,01.06.2020\ 8:00} &= v_{U,1,01.06.2020\ 8:00} + c_{PV} \cdot \frac{P_{G,1,01.06.2020\ 8:00}}{P_{STC}} = 16,8\text{ °C} + 29\text{ °C} \cdot \frac{612,22\ \frac{W}{m^2}}{1000\ \frac{W}{m^2}} \\ &= 34,55\text{ °C} \end{aligned}$$

Der Leistungs-Temperaturkoeffizient  $\alpha_P = 0,37\ \frac{\%}{\text{°C}}$  aus den technischen Daten gibt Aufschluss über die prozentuale Leistungsänderung aufgrund eines Temperaturunterschieds des Moduls zu der Modultemperatur nach Standardtestbedingungen  $v_{STC} = 25\text{ °C}$ . Werden diese mit der aktuellen Leistung multipliziert, erhält man die Leistungsänderung  $P_{PV,Temp}$  aufgrund einer Modultemperatur abweichend der Standardtemperatur. Diese Leistungsänderung hat nicht immer negativen Einfluss. Am frühen Morgen bei hoher Globalstrahlung beispielsweise können sich niedrigere Modultemperaturen als  $25\text{ °C}$  ergeben und somit eine prozentuale Leistungszunahme.

$$\begin{aligned} P_{PV,Temp} &= (v_M - v_{STC}) \cdot \alpha_P \cdot P_{PV,1} \\ P_{PV,Temp,01.06.2020\ 8:00} &= (v_{M,01.06.2020\ 8:00} - v_{STC}) \cdot \alpha_P \cdot P_{PV,1,01.06.2020\ 8:00} \\ &= (34,55\text{ °C} - 25\text{ °C}) \cdot 0,0037\ \frac{1}{\text{°C}} \cdot 106,76\text{ W} = 3,77\text{ W} \end{aligned}$$

Die aktuelle Leistung der Solaranlage ergibt sich aus der Berechnung:

$$\begin{aligned} P_{PV} &= P_{PV,1} - P_{PV,Temp} \\ P_{PV,01.06.2020\ 8:00} &= P_{PV,1,01.06.2020\ 8:00} - P_{PV,Temp,01.06.2020\ 8:00} = 106,76\text{ W} - 3,77\text{ W} \\ &= 102,98\text{ W} \end{aligned}$$

Somit ergibt sich der Ertrag der Solaranlage auf Basis der stündlichen Wetterdaten von:

$$\begin{aligned} E_{PV} &= P_{PV} \cdot 1h \\ E_{PV,01.06.2020\ 8:00} &= P_{PV,01.06.2020\ 8:00} \cdot 1h = 102,98\text{ Wh} \end{aligned}$$

#### 4.4.3. Bilanz

Aufgrund des eingeführten aktualisierten Verbraucherzeitprofils aus *Tabelle 11: Stündlicher Stromverbrauch* ist der stündliche Bedarf an Energie  $E_{V,h}$  zu jeder Zeit bekannt. Dazu kommt der anfallende Eigenverbrauch der Laderegler pro Stunde. Die Eigenleistung eines Ladereglers wird mit  $0,95\text{ W}$  angenommen und entspricht dem Mittel der Herstellerangabe. Dies ergibt einen stündlichen Eigenverbrauch je Laderegler  $E_{LR} = 0,95\text{ Wh}$ . Mit den stündlich berechneten Erträgen der Energiesysteme kann folglich eine stündliche Bilanz gebildet werden. Ist diese positiv, haben die jeweiligen Energieerzeuger in dieser Stunde mehr Energie

erzeugt, als durch die Verbraucher an Bord benötigt wurde. Für die Bilanzen der Systeme ergibt sich:

$$E_{B,WKA} = E_{KWA} - (E_{V,h} + E_{LR})$$

$$E_{B,PV} = E_{PV} - (E_{V,h} + E_{LR})$$

$$E_{B,Hybr} = (E_{KWA} + E_{PV}) - (E_{V,h} + 2 \cdot E_{LR})$$

Für den 01.06.2020 8:00 Uhr ergeben sich die Werte für die stündlichen Bilanzen:

$$\begin{aligned} E_{B,WKA,01.06.2020\ 8:00} &= E_{KWA,01.06.2020\ 8:00} - (E_{V,h,8:00} + E_{LR}) = 6,16\ Wh - (8,47\ Wh + 0,95\ W) \\ &= -3,25\ Wh \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E_{B,PV,01.06.2020\ 8:00} &= E_{PV,01.06.2020\ 8:00} - (E_{V,h,8:00} + E_{LR}) = 102,98\ Wh - (8,47\ Wh + 0,95\ Wh) \\ &= 93,56\ Wh \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E_{B,Hybr,01.06.2020\ 8:00} &= (E_{KWA,01.06.2020\ 8:00} + E_{PV,01.06.2020\ 8:00}) - (E_{V,h,8:00} + 2 \cdot E_{LR}) \\ &= (6,16\ Wh + 102,98\ Wh) - (8,47\ Wh + 2 \cdot 0,95\ Wh) = 98,77\ Wh \end{aligned}$$

#### 4.4.5. Akkuladezustand

Bei einer positiven Bilanz wird die Batterie des Inselfsystems geladen, bei negativer stündlicher Bilanz dementsprechend entladen. Für die Berechnung der gespeicherten Energie der Batterie  $E_{Bat}$  wird der stündliche Ausgangswert der Batterie mit der Bilanz verrechnet. Es ergibt sich ein neuer Startwert für die kommende Stunde. Außerdem wird die bereits berechnete stündliche Selbstentladung der Batterie  $E_{Bat,V} = 0,08\ Wh$  berücksichtigt. Für die Berechnung der gespeicherten Energie der Batterie folgt demnach für das PV-System und für das Hybrid-System eine Berechnungskette:

$$\begin{aligned} E_{Bat,PV,h+1} &= E_{Bat,PV} + E_{B,PV} - E_{Bat,V} \\ E_{Bat,Hybr,h+1} &= E_{Bat,Hybr} + E_{B,Hybr} - E_{Bat,V} \end{aligned}$$

Für das Rechenbeispiel ergibt sich:

$$E_{Bat,PV,01.06.2020\ 9:00} = E_{Bat,PV,01.06.2020\ 8:00} + E_{B,PV,01.06.2020\ 8:00} - E_{Bat,V}$$
$$E_{Bat,Hybr,01.06.2020\ 9:00} = E_{Bat,Hybr,01.06.2020\ 8:00} + E_{B,Hybr,01.06.2020\ 8:00} - E_{Bat,V}$$

Ein Berechnungszyklus startet immer am 01.06 00:00:00 Uhr jeden Jahres mit voller Batterie und endet am 30.09 23:00:00 Uhr desselben Jahres. Der Startwert der Berechnungskette ist demnach die Energie der Batterie bei 100 % Ladezustand. Es ergibt sich:

$$E_{Bat} = C_{Bat} \cdot 12V = 166,84\ Ah \cdot 12V = 2002,08\ Wh$$

Der aktuelle prozentuale Ladezustand der Batterie  $L$  [%] wird je nach System wie folgt gebildet:

$$L_{PV} = \frac{E_{Bat,PV}}{E_{Bat}} \cdot 100\%$$
$$L_{Hybr} = \frac{E_{Bat,Hybr}}{E_{Bat}} \cdot 100\%$$

#### 4.4.6. Beispielauswertung 01.06.2020

Im Folgenden wird der erste Simulationstag mit vorliegenden stündlichen Wetterdaten beispielhaft ausgewertet. In der *Tabelle 17: Stündlicher Simulation 01.06.2020* sind die wichtigsten stündlichen Daten dieses Tages dargestellt.

Uhrzeit	Temperatur [°C]	Modultemperatur [°C]	Globalleistung [W/qm]	korr. Wind [m/s]
0	11,60	11,60	0,0	3,85
1	10,90	10,90	0,0	3,40
2	10,90	10,90	0,0	3,31
3	10,70	10,75	1,7	3,31
4	10,60	11,35	25,8	3,13
5	12,00	16,74	163,3	3,13
6	13,70	22,74	311,7	3,04
7	15,40	28,62	456,0	3,49
8	16,80	34,55	612,2	3,67
9	18,70	40,58	754,3	3,67
10	20,60	44,87	836,9	3,94
11	21,10	47,20	900,0	4,39
12	22,20	48,73	914,7	4,66
13	22,60	47,93	873,3	4,21
14	22,70	45,59	789,2	4,12
15	23,00	42,54	673,8	4,48
16	22,50	37,85	529,4	4,21
17	22,00	32,97	378,3	4,39
18	21,30	28,04	232,3	3,49
19	19,70	22,02	80,0	3,13
20	17,90	18,08	6,1	1,97
21	15,00	15,00	0,0	1,43
22	13,80	13,80	0,0	1,34
23	13,40	13,40	0,0	1,88

Uhrzeit	Bedarf [Wh]	Gewinn Wind [Wh]	Gewinn Solar [Wh]	Ladezustand Solar	Ladezustand Hybrid [%]
0	18,56	7,24	0,00	100,00	100,00
1	18,56	0,00	0,00	99,02	99,34
2	18,56	0,00	0,00	98,04	98,31
3	18,56	0,00	0,31	97,06	97,28
4	18,56	0,00	4,73	96,10	96,27
5	8,47	0,00	29,35	95,36	95,48
6	8,47	0,00	54,80	96,35	96,43
7	8,47	0,00	78,45	98,61	98,64
8	8,47	6,16	102,98	100,00	100,00
9	17,04	6,12	123,96	100,00	100,00
10	11,28	7,52	135,21	100,00	100,00
11	11,28	10,36	144,05	100,00	100,00
12	26,82	12,34	145,49	100,00	100,00
13	8,47	9,09	139,37	100,00	100,00
14	8,47	8,52	127,13	100,00	100,00
15	8,47	10,92	109,86	100,00	100,00
16	17,04	9,09	87,93	100,00	100,00
17	11,28	10,31	64,03	100,00	100,00
18	11,28	0,00	40,06	100,00	100,00
19	11,28	0,00	14,10	100,00	100,00
20	47,23	0,00	1,09	100,00	100,00
21	37,19	0,00	0,00	97,64	97,60
22	18,56	0,00	0,00	95,73	95,64
23	18,56	0,00	0,00	94,76	94,61

Tabelle 16: Stündliche Simulation 01.06.2020

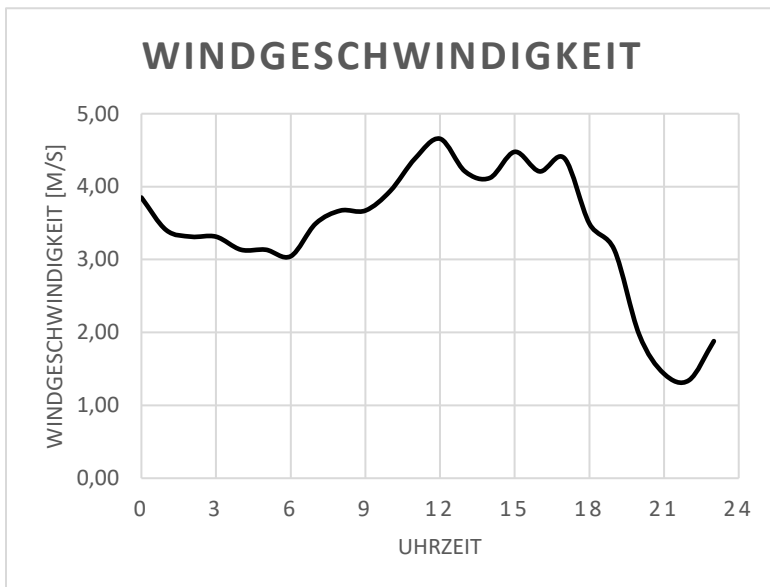


Abbildung 16: Verlauf Windgeschwindigkeit

Für die Windgeschwindigkeit des 01.06.2020 ergibt sich der in *Abbildung 16: Verlauf Windgeschwindigkeit* dargestellte Verlauf. An diesem Tag beträgt die durchschnittliche Windgeschwindigkeit 3,4 m/s. Damit liegt diese unter der Anlaufwindgeschwindigkeit der Anlage. Mit einem geringen Ertrag kann nur von 8-17 Uhr gerechnet werden.

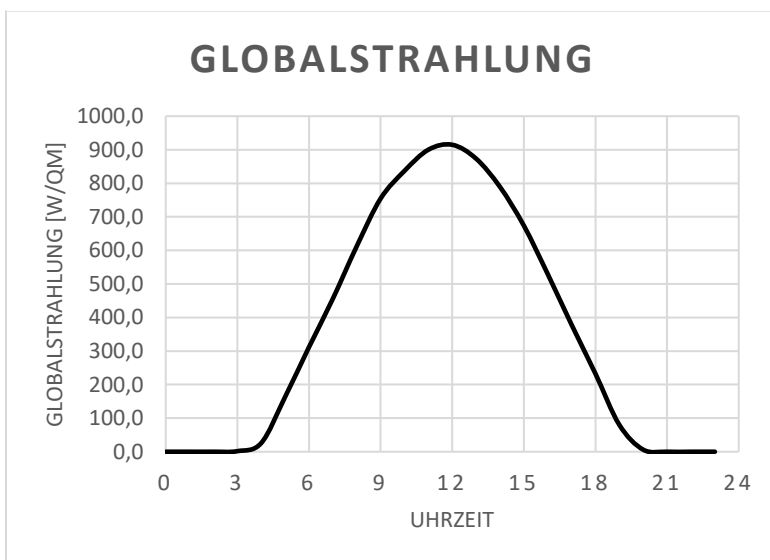


Abbildung 15: Verlauf Globalstrahlung

Der Verlauf der Globalstrahlung wird in *Abbildung 15: Verlauf Globalstrahlung* gezeigt. Zur Mittagszeit erreicht die Globalstrahlung das Maximum aufgrund des hohen Sonnenstandes. Es ist davon auszugehen, dass der 01.06.2020 ein wolkenfreier Tag war, da der gezeigte gleichmäßige Verlauf keine Beeinflussung durch Wolken aufweist.

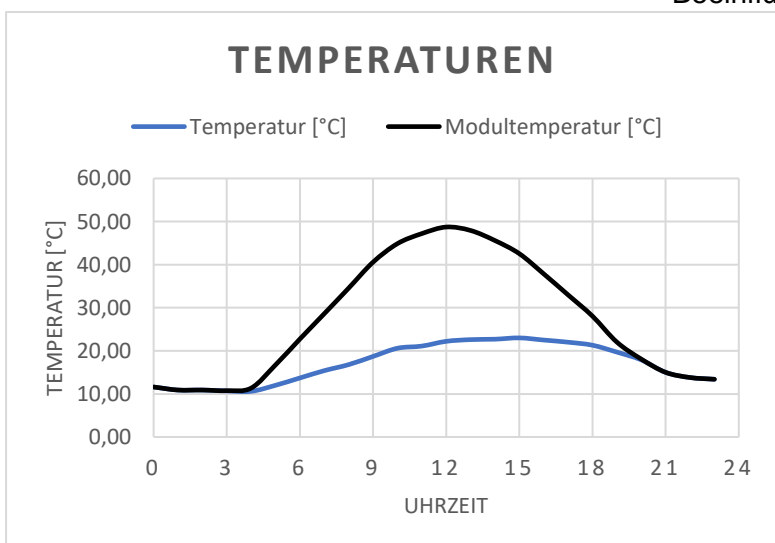


Abbildung 17: Verlauf Modultemperatur

In *Abbildung 17: Verlauf Modultemperatur* wird der große Einfluss der Globalstrahlung auf die Modultemperatur deutlich. Um 12 Uhr erreicht die Modultemperatur mit fast 50°C ihr Tagesmaximum und übersteigt die Umgebungstemperatur um fast 30°C.



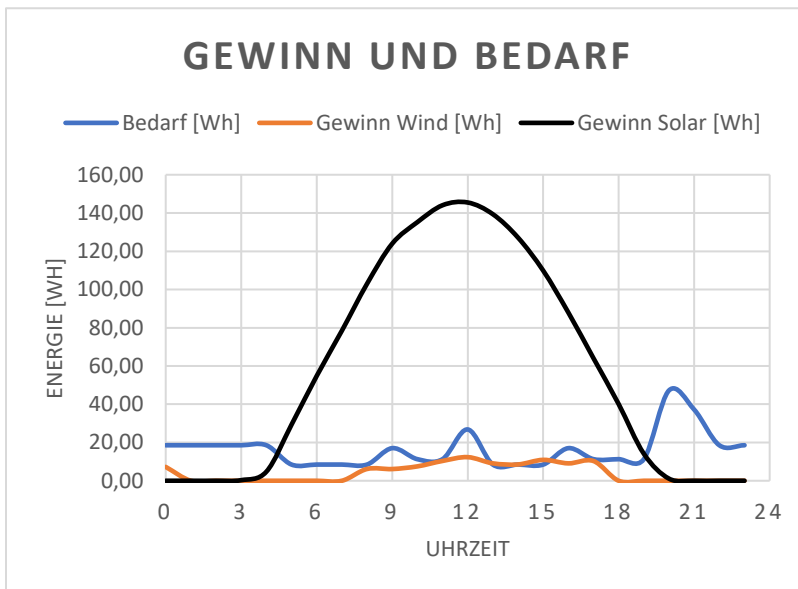


Abbildung 18: Verlauf Gewinn

In *Abbildung 18: Verlauf Gewinn* werden die Gewinne der Energieerzeuger und der Bedarf dargestellt. Der Gewinn der Kleinwindanlage mit 97,67 Wh fällt an diesem Tag sehr gering aus und kann nur 25 % des benötigten täglichen Bedarfs von 390 Wh decken. Mit einem Tagesgewinn von 1403 Wh hat die Solaranlage deutlich mehr

Energie gewinnen können. Spitzenleistungen von 145 W wurden an diesem Tag erreicht. Am späten Abend und über die Nacht bis zu den frühen Morgenstunden wurde keine Energie gewonnen, die Bilanzen sind negativ und die Batterie wird entladen.

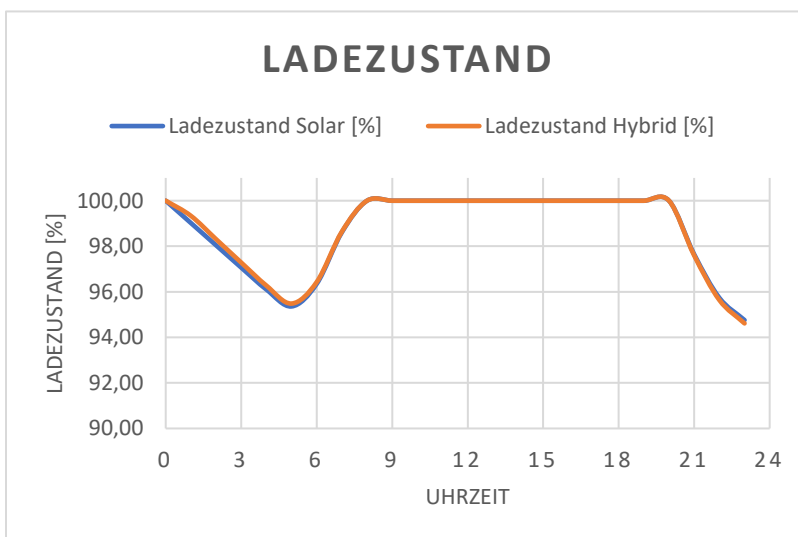


Abbildung 19: Verlauf Ladezustand

Der in *Abbildung 19: Verlauf Ladezustand* gezeigte Verlauf der Ladezustände zeigt aufgrund der niedrigen Erträge der Kleinwindanlage nahezu keinen Unterschied des Solarinselsystem zum Hybridinselsystem auf. Der Verlauf wird maßgeblich durch den Ertrag der PV-Anlage bestimmt. In den letzten Stunden des Tages

ist sogar zu beobachten, dass der Akkuladezustand des Solarsystems geringfügig über dem der Hybridanlage liegt. Dies ist damit zu begründen, dass ab 21 Uhr beide Systeme keine Energie mehr produzieren und eine volle Batterie besitzen. Da aber das Hybridsystem zwei Laderegler versorgt, ist der Verbrauch geringfügig höher.

#### 4.4.7. Jahresauswertung 2020/2021

Mit den errechneten Werten auf Grundlage der stündlichen Messdaten der Wetterstation erfolgt nun eine Auswertung der Monate bzw. Jahre 2020 und 2021. Diese Auswertung ist auch für die darauffolgende Simulation auf Grundlage täglicher Werte von großer Bedeutung. In *Tabelle 18: Monats- und Jahresgewinn* werden sowohl die einzelnen Gewinne der Monate als auch der gesamten Jahre dem Bedarf gegenübergestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass selbst im ertragsreichsten Monat August 2021 der Gewinn der Kleinwindanlage den Bedarf nicht alleine decken kann. Am Gewinn des Hybridsystems ist die PV-Anlage mit ca. 88 % ausschlaggebend. Der Ertrag der PV-Anlage erreicht im ersten Monat Juni des Betrachtungszeitraumes das Maximum und nimmt aufgrund des niedrigeren Sonnenstandes und der kürzer werdenden Tage bis September stetig ab. Trotzdem wird im auf die Solaranlage bezogenen ertragsschwächsten Monat September 2021 der Bedarf gedeckt.

	<b>Juni</b>	<b>Juli</b>	<b>August</b>	<b>September</b>	<b>2020</b>
<b>Bedarf [kWh]</b>	11,73	12,12	12,12	11,73	47,69
<b>Gewinn KWA [kWh]</b>	2,92	5,07	2,65	2,98	13,62
<b>Gewinn PV [kWh]</b>	30,10	24,43	24,51	17,69	96,73
<b>Gewinn Hybrid [kWh]</b>	33,02	29,50	27,16	20,68	110,36
	<b>Juni</b>	<b>Juli</b>	<b>August</b>	<b>September</b>	<b>2021</b>
<b>Bedarf [kWh]</b>	11,73	12,12	12,12	11,73	47,69
<b>Gewinn KWA [kWh]</b>	1,31	2,86	5,47	3,62	13,26
<b>Gewinn PV [kWh]</b>	30,67	26,07	19,73	13,03	89,50
<b>Gewinn Hybrid [kWh]</b>	31,98	28,93	25,20	16,65	102,76

*Tabelle 17: Monats- und Jahresgewinn*

Bei dem Vergleich der sich aus der Simulation ergebenden Werte mit den Ergebnissen des bereits erwähnten PVGIS für die gewählte PV-Anlage, ergeben sich die in *Abbildung 20: Monatliche Erträge PVGIS [19]* dargestellten Daten. Die Ergebnisse werden aus dem Mittel langjähriger Wetterdaten gebildet. Da die Ergebnisse des Tools PVGIS und die Simulation ähnliche Erträge der PV-Anlage liefern, können die gewonnenen Ergebnisse auf Grundlage der stündlichen Wetterdaten als plausibel betrachtet werden.

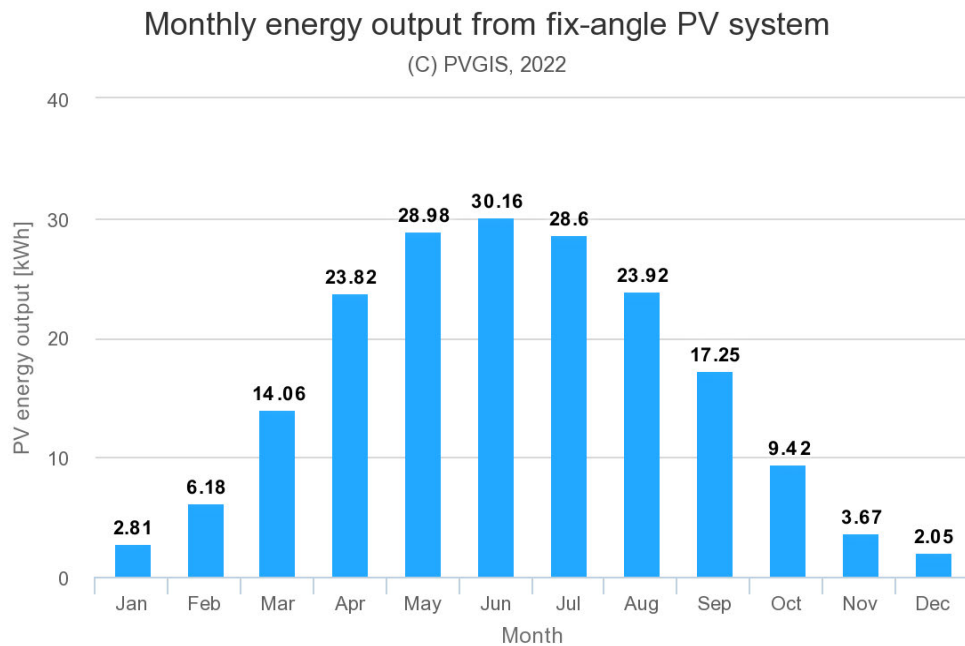


Abbildung 20: Monatliche Erträge PVGIS [19]

#### 4.5. Tägliche Simulation

Bei der täglichen Simulation auf Basis täglich erfasster Wetterdaten werden die letzten 10 Jahre ausgewertet. Ziel dieser Simulation ist die Bestimmung besonders ertragsarmer Zeitperioden, welche im Anschluss gesondert stündlich ausgewertet werden. Die zugrunde liegenden Berechnungen der täglichen Simulation unterscheiden sich nur in ausgewählten Punkten von den Berechnungen der stündlichen Simulation. Auf diese wird gesondert im Folgenden eingegangen. Als Beispiel dient abermals der 01.06.2020 bzw. der Juni 2020. Im Abschnitt stündliche Simulation bereits ausführlich dargestellte Rechenwege und Angaben zu Konstanten werden als bekannt vorausgesetzt. Werte der täglichen Simulation werden mit einem niedergestellten  $d$  für „daily“ dargestellt. Die Ergebnisse der Erträge werden für das Beispiel mit den summierten stündlichen Erträgen dieses Tages verglichen.

##### 4.5.1. Vorläufige Ertragsberechnung Kleinwindanlage

Zur Berechnung täglicher Ertragswerte der Kleinwindanlage werden Wetterdaten für die Umgebungstemperatur, Luftdruck und Windgeschwindigkeit benötigt. Aus den Werten der Temperatur und des Druckes wird wie bekannt eine mittlere Luftdichte berechnet. Die Windgeschwindigkeit ist aufgrund des Einflusses mit dritter Potenz auf die Leistungsberechnung entscheidend. Eine geringe zeitliche Auflösung der Werte für die

Windgeschwindigkeit ist daher wichtig für eine genaue Ertragsberechnung. Tägliche Werte sind relativ ungenau. Eine tägliche durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 3,4 m/s würde einen ertragsfreien Tag der Anlage bedeuten, da die Anlaufgeschwindigkeit laut Rechnung nicht erreicht wurde. In der Praxis ist jedoch sehr wohl von einem Ertrag an diesem Tag auszugehen, da sich in der Regel die Windstärke im Tagesverlauf ständig ändert. Windstarke Zeitperioden würden nicht berücksichtigt werden bei der groben Simulation auf Grundlage täglicher Wetterdaten. Es wird auf die Berechnung der verminderten Windgeschwindigkeit in 3m Höhe mit der Höhenformel verzichtet. Dadurch wird für Tage mit angegebenen Windgeschwindigkeiten in 10m Höhe knapp über Anlaufgeschwindigkeit ein Ertrag erzielt, welcher bei Nutzung der Höhenformel ertragsfrei geblieben wären. Zu beachten ist jedoch auch, dass der Verzicht auf die Höhenformel gleichzeitig auch höhere Erträge bei gutem Wind bedeuten. Durch den Vergleich der sich ergebenden Berechnungen der täglichen Simulation für 2020 und 2021 mit den Ergebnissen der stündlichen Simulation wird ein Korrekturfaktor bestimmt, welcher diese Einflüsse ausgleicht. Dieser sorgt für eine Ertragsanpassung der täglichen Werte.

Für das Rechenbeispiel (01.06.2020) wird analog zur stündlichen Simulation eine Dichte aus der Umgebungstemperatur und dem Umgebungsdruck berechnet. Mit dieser mittleren Tagesdichte  $\rho_{L,d}$  folgt die Berechnung der durchschnittlichen Tagesleistung  $P_{Wind,d}$  auf Grundlage der mittleren gemessenen Tageswindgeschwindigkeit auf Stationshöhe  $v_{ref,d}$ . Der vorläufige tägliche Ertrag der Windkraftanlage  $E_{KWA,1,d}$  errechnet sich mit  $E_{KWA,1,d} = P_{KWA,d} \cdot 24h$ . Es ergeben sich die in *Tabelle 19: Beispieltag tägliche Daten Windanlage* dargestellten Ergebnisse für den 01.06.2020.

Zeitstempel	Wind [m/s]	Dichte [kg/m3]	Windleistung [W]	Gewinn Wind [Wh]	Gewinn Wind Summe stdl. [Wh]
01.06.2020	3,80	1,22	37,90	163,72	97,67

*Tabelle 18: Beispieltag tägliche Date Windanlage*

In der letzten Spalte der Tabelle ist der tägliche Gewinn aus den summierten stündlichen Werten berechnet worden. Der Vergleich dieses Gewinns mit dem Gewinn aus Tageswerten bestätigt die Vermutung, dass durch die Vernachlässigung der Höhenformel des Windes erhöhte Erträge zu verzeichnen sind.

#### 4.5.2. Vorläufige Ertragsberechnung Solaranlage

Da die Stationsdaten der Bestrahlung für die Jahre 2012-2021 nur als monatliche Bestrahlungssummen  $E_{G,m}$  verfügbar sind, ist eine Umrechnung dieser Daten auf die tägliche Globalstrahlung  $P_{G,d}$  mit Hilfe der täglich gemessenen Sonnenscheindauer  $t_{S,d}$  vorzunehmen.

Die Sonnenscheindauer kann als ein Indikator für die Verteilung der monatlich gemessenen Bestrahlungssumme angenommen werden. Zwar wird sich für die Anlage auch bei einer Sonnenscheindauer von null Stunden aufgrund des diffusen Anteils der Globalstrahlung in der Praxis eine Leistung ergeben, jedoch sind diese geringen Abweichungen zu vernachlässigen, da der Fokus der täglichen Simulation in der Bestimmung eben dieser besonders ertragsarmen Zeitperioden liegt.

Aus den monatlichen Bestrahlungssummen  $E_{G,m}$  errechnet sich der Monatswert der durchschnittlichen täglichen Bestrahlung  $E_{G,1,d}$  je nach Anzahl der Tage des Monats  $n_{T,m}$  mit:

$$E_{G,1,d} = \frac{E_{G,m}}{n_{T,m}}$$

Für das Rechenbeispiel Juni 2020 folgt demnach:

$$E_{G,1,d,06.2020} = \frac{E_{G,m,06.2020}}{n_{T,m}} = \frac{183 \frac{kWh}{m^2}}{30} = 6,1 \frac{kWh}{m^2}$$

Zur Berechnung der tatsächlichen täglichen Bestrahlungssumme  $E_{G,d}$  wird der Quotient von der monatlichen Bestrahlungssumme  $E_{G,m}$  und der monatlichen Summe der Sonnenscheindauer  $\sum t_{S,d}$  gebildet und mit der tagesspezifischen Sonnenscheindauer multipliziert.

$$E_{G,d} = \frac{E_{G,m}}{\sum t_{S,d}} \cdot t_{S,d}$$

Für das Rechenbeispiel ergibt sich:

$$E_{G,d,01.06.2020} = \frac{E_{G,m,06.2020}}{\sum t_{S,d,06.2020}} \cdot t_{S,d,01.06.2020} = \frac{183 \frac{kWh}{m^2}}{260,3 h} \cdot 15,17 h = 10,66 \frac{kWh}{m^2}$$

Eine Umrechnung der Summe der täglichen Bestrahlung auf Werte der täglichen Globalstrahlungswerte  $P_{G,d}$  folgt mit:

$$P_{G,d} = \frac{1}{10} \cdot \frac{E_{G,d}}{24h}$$

$$P_{G,d,01.06.2020} = \frac{1}{10} \cdot \frac{E_{G,d,01.06.2020}}{24h} = \frac{1}{10} \cdot \frac{10,66 \frac{kWh}{m^2}}{24h} = 0,044 \frac{W}{cm^2}$$

Bei der Berechnung täglicher Erträge wird auf die Berücksichtigung der Modultemperatur verzichtet und stattdessen ein Korrekturfaktor aus dem Vergleich der stündlichen und täglichen Daten für die Jahre 2020 und 2021 bestimmt. Der Einfluss der Modultemperatur wird nicht praxisnah erfasst werden können, da die Berechnung der durchschnittlichen Tagesmodultemperatur aus Tageswerten für Umgebungstemperatur und Globalleistung sehr

ungenau ist. Diese Temperatur würde durch den Einfluss der kälteren Nacht nicht die in der Praxis am Tage vorherrschende Modultemperatur darstellen.

Für die vorläufige gemittelte Tagesleistung der Solaranlage ergibt sich:

$$P_{PV,1,d} = \eta_{PV} \cdot A_{PV} \cdot P_{G,d}$$

$$P_{PV,1,d,01.06.2020} = \eta_{PV} \cdot A_{PV} \cdot P_{G,d,01.06.2020} = 0,18 \cdot 9072 \text{ cm}^2 \cdot 0,044 \frac{\text{W}}{\text{cm}^2} = 71,85 \text{ W}$$

Auf Grundlage des Betrages der Tagesleistung lassen sich keine Aussagen zu den tatsächlich erreichten maximalen Leistungen an diesem Tag treffen, da es sich um einen über 24h gemittelten Wert handelt. Auf die Berechnung des vorläufigen Tagesertrages der PV-Anlage auf Grundlage täglicher Werte  $E_{PV,1,d}$  hat dies jedoch logischerweise keinen Einfluss.

$$E_{PV,1,d} = P_{PV,1,d} \cdot 24h$$

$$E_{PV,1,d,01.06.2020} = P_{PV,1,d,01.06.2020} \cdot 24h = 1859,14 \text{ Wh}$$

#### 4.5.3. Ertragsberechnung über Korrekturfaktorbestimmung

Da die Berechnung der vorläufigen Erträge aufgrund von täglichen Werten den Rechnungen für die stündliche Simulation zwar ähnelt, jedoch Einflussfaktoren wie Modultemperatur und Höhenwindprofil vernachlässigt wurden, ist eine Bestimmung eines Korrekturfaktors nötig. Dieser ergibt sich durch den Jahres-Ertragsvergleich der stündlichen und täglichen Daten der jeweiligen Energieerzeuger für die Jahre 2020 und 2021.

Die Ergebnisse der Berechnung des Korrekturfaktors ist in *Tabelle 20: Korrekturfaktor Kleinwindanlage* dargestellt:

$$f_{WKA} = \frac{E_{WKA,2020} + E_{WKA,2021}}{E_{WKA,1,d,2020} + E_{WKA,1,d,2021}} = \frac{26,88 \text{ kWh}}{28,88 \text{ kWh}} = 0,93$$

	Stündliche Simulation Windanlage			Tägliche Simulation Windanlage			Korrekturfaktor
	2020	2021	Summe	2020	2021	Summe	
Gesamtgewinn [kWh]	13,62	13,26	26,88	13,96	14,92	28,88	0,93

Tabelle 19: Korrekturfaktor Kleinwindanlage

Damit berechnet sich der tägliche Ertrag der Windanlage mit der Formel:

$$E_{KWA,d} = E_{KWA,1,d} \cdot f_{WKA}$$

Der bereits errechnete vorläufige Ertrag für den 01.06.2020 ändert sich damit zu:

$$E_{KWA,d,01.06.2020} = E_{KWA,1,d,01.06.2020} \cdot f_{WKA} = 163,72 \text{ Wh} \cdot 0,93 = 152,26 \text{ Wh}$$

Für die Solaranlage ergeben sich die in *Tabelle 21: Korrekturfaktor Solaranlage* gezeigten Werte:

$$f_{PV} = \frac{E_{PV,2020} + E_{PV,2021}}{E_{PV,1,d,2020} + E_{PV,1,d,2021}} = \frac{186,41 \text{ kWh}}{200,18 \text{ kWh}} = 0,93$$

	Stündliche Simulation PV-Anlage			Tägliche Simulation PV-Anlage			Korrekturfaktor
	2020	2021	Summe	2020	2021	Summe	
Gesamtgewinn [kWh]	96,73	89,68	186,41	102,36	97,82	200,18	0,93

*Tabelle 20: Korrekturfaktor Solaranlage*

Für den Ertrag der Solaranlage ergibt sich demnach:

$$E_{PV,d} = E_{PV,1,d} \cdot f_{PV}$$

Der korrigierte Ertrag der PV-Anlage für das Rechenbeispiel wird berechnet mit:

$$E_{PV,d,01.06.2020} = E_{PV,1,d,01.06.2020} \cdot f_{PV} = 1859,14 \text{ Wh} \cdot 0,93 = 1729 \text{ Wh}$$

#### 4.5.4. Bilanz

Ähnlich den Berechnungen bei der stündlichen Simulation ergibt sich die Bilanz der jeweiligen Inselsysteme aus dem Ertrag abzüglich des Bedarfes und des Eigenverbrauches der Laderegler. Zu beachten ist, dass es sich hier um tägliche Werte handelt. Der tägliche Bedarf von  $E_{V,d} = 390,89 \text{ Wh}$  und der tägliche Eigenverbrauch eines Ladereglers von  $E_{LR,d} = 0,95 \text{ W} \cdot 24\text{h} = 22,8 \text{ Wh}$  sind zu verwenden.

$$E_{B,WKA,d} = E_{KWA,d} - (E_{V,d} + E_{LR,d})$$

$$E_{B,PV,d} = E_{PV,d} - (E_{V,d} + E_{LR,d})$$

$$E_{B,Hybr,d} = (E_{KWA,d} + E_{PV,d}) - (E_{V,d} + 2 \cdot E_{LR,d})$$

Für das Rechenbeispiel ergeben sich damit folgende Werte für die tägliche Bilanz:

$$\begin{aligned} E_{B,WKA,d,01.06.2020} &= E_{KWA,d,01.06.2020} - (E_{V,d} + E_{LR,d}) = 152,26 \text{ Wh} - (390,89 \text{ Wh} + 22,8 \text{ Wh}) \\ &= -261,43 \text{ Wh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E_{B,PV,d,01.06.2020} &= E_{PV,d} - (E_{V,d} + E_{LR,d}) = 1729 \text{ Wh} - (390,89 \text{ Wh} + 22,8 \text{ Wh}) \\ &= 1315,31 \text{ Wh} \end{aligned}$$

$$E_{B,Hybr,d,01.06.2020} = (E_{KWA,d,01.06.2020} + E_{PV,d,01.06.2020}) - (E_{V,h,d} + 2 \cdot E_{LR,d})$$

$$= (152,26 \text{ Wh} + 1729 \text{ Wh}) - (390,89 \text{ Wh} + 2 \cdot 22,8 \text{ Wh}) = 1444,77 \text{ Wh}$$

#### 4.5.5. Akkuladezustand

Der Akkuladezustand in Wattstunden errechnet sich abermals mit der bekannten Berechnungskette. Der Startwert des Ladezustandes für den beginnenden Tag wird gebildet aus dem Ladezustand und der Bilanz am Vortag. Zu beachten ist der Einfluss der Selbstentladung der Batterie, welche nun einen täglichen Wert der Entladung von  $E_{Bat,v,d} = 1,92 \text{ Wh}$  ergibt. Der prozentuale Ladezustand wird bekanntermaßen durch das Verhältnis der aktuellen gespeicherten Energie zur Energie bei voller Ladung gebildet.

$$E_{Bat,PV,d+1} = E_{Bat,PV,d} + E_{B,PV,d} - E_{Bat,v,d}$$

$$L_{PV} = \frac{E_{Bat,PV,d}}{E_{Bat}} \cdot 100\%$$

$$E_{Bat,Hybr,d+1} = E_{Bat,Hybr,d} + E_{B,Hybr,d} - E_{Bat,v,d}$$

$$L_{Hybr} = \frac{E_{Bat,Hybr,d}}{E_{Bat}} \cdot 100\%$$

#### 4.5.6. Jahresauswertung 2012-2021

Aufgrund der Ergebnisse täglichen Simulation der Jahre 2012-2021 lassen sich einerseits verschiedene Aussage bezüglich der Gewinnverteilung auf die Einsatzmonate Juni bis September treffen, andererseits ist es möglich die vergangenen 10 Jahre selbst bezüglich der Erträge zu vergleichen.

In *Abbildung 21: Tagesgewinn der Monate* werden die unterschiedlichen Tageserträge beider Energieerzeuger in den verschiedenen Einsatzmonaten dargestellt. Der Ertrag der Hybrid-

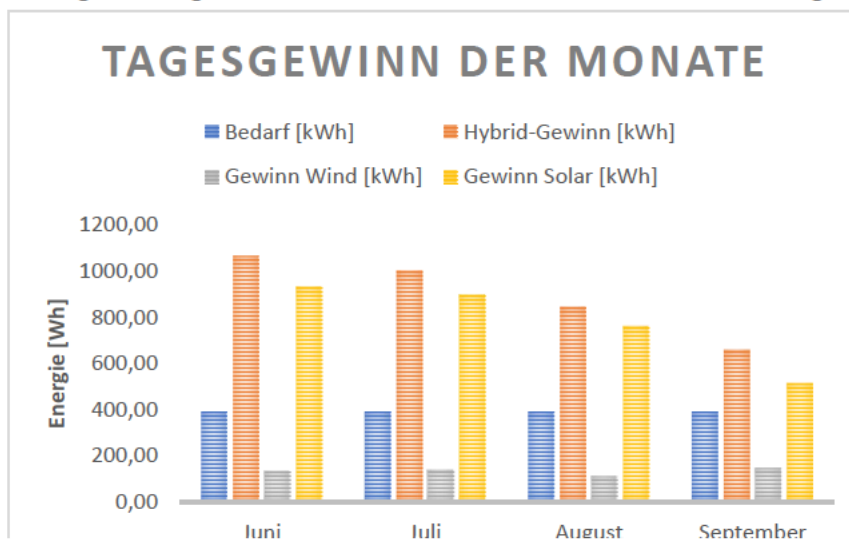


Abbildung 21: Tagesgewinn der Monate

Anlage wird hauptsächlich durch den Ertrag der Solaranlage bestimmt. Dieser erreicht im ersten Monat Juni das Maximum von durchschnittlichen 931 Wh pro Tag und nimmt im Zeitverlauf bis September (511 Wh) stetig ab. Dennoch übersteigt auch



im ertragsärmsten Monat September der Gewinn der Solaranlage den Bedarf der Verbraucher. Verglichen mit der PV-Anlage fällt der Ertrag der Kleinwindanlage sehr gering aus mit durchschnittlich 130 Wh. Eine Inselanlage mit alleinigem Betrieb der Windanlage wäre nicht möglich.

Grundsätzlich lässt sich daraus schließen, dass der Betrieb im September am kritischsten zu bewerten ist. Da jedoch die oben aufgezeigten Daten Durchschnittswerte der vergangenen zehn Jahre sind, lässt sich nicht ausschließen, dass auch in vermeintlich ertragsstarken Monaten einzelne kurze Zeitperiode zu Verbraucherausfällen führen können. Um Aussagen

Jahr	Hybridanlage		Solaranlage		Hybridanlage		Solaranlage	
	Tage Bedarf gedeckt	[%]	Tage Bedarf gedeckt	[%]	Tage Verbraucherausfall	[%]	Tage Verbraucherausfall	[%]
2012	91	74,6	84	68,9	0	0,0	1	0,8
2013	96	78,7	90	73,8	3	2,5	4	3,3
2014	96	78,7	90	73,8	0	0,0	0	0,0
2015	91	74,6	81	66,4	0	0,0	3	2,5
2016	101	82,8	94	77,0	0	0,0	0	0,0
2017	90	73,8	82	67,2	0	0,0	0	0,0
2018	105	86,1	97	79,5	0	0,0	0	0,0
2019	100	82,0	97	79,5	0	0,0	2	1,6
2020	99	81,1	90	73,8	0	0,0	0	0,0
2021	95	77,9	82	67,2	3	2,5	9	7,4

Tabelle 21: Bedarfsdeckung und Verbraucherausfall

zu ertragsarmen Jahren treffen zu können und um diese zu vergleichen, werden folgende zwei Werte eingeführt. Die Anzahl an Tagen, an denen der Bedarf gedeckt ist, und die Anzahl an Tagen mit Verbraucherausfall. Die Deckung des täglichen Bedarfs bedeutet eine positive Bilanz des jeweiligen Systems für diesen Tag. Zu einem Verbraucherausfall kommt es, wenn der Verbraucherausgang vom Laderegler abgeschaltet wird. Dies ist der Fall, wenn die Bilanz negativ ist und zusätzlich der Batterieladezustand unter den eingestellten Grenzwert von 20 % fällt. Dabei ist jedoch noch einmal darauf hinzuweisen, dass jede Simulation mit 100 % Ladezustand am 01.06 eines Jahres neu startet und am 30.09 endet (122 Tage). In der Praxis wird bei einem dreiwöchigen Urlaub jedoch stets mit voller Batterie gestartet, unabhängig des Zeitpunktes im Jahresverlauf. Werden die in *Tabelle 22: Bedarfsdeckung und Verbraucherausfall* dargestellten Ergebnisse betrachtet, erscheinen die Jahre 2012, 2015 und 2017 bezogen auf das Maß der Bedarfsdeckung für die Hybridanlage am schwächsten. Für die Solaranlage sind es die Jahre 2015, 2017 und 2021. Eine erhöhte Anzahl an Tagen mit Verbraucherausfall ist für Solar- und Hybridanlage in den Jahren 2013 und 2021 zu verzeichnen. Bezogen auf die Solaranlage liefert die Betrachtung der Jahre 2013 und 2014 eine wichtige Erkenntnis. Zwar ist die Anzahl an Tagen mit positiver Bilanz für diese Jahre gleich (90 Tage), zum Verbraucherausfall von 4 Tagen kommt es aber nur im Jahr 2013. Daraus ist abzuleiten, dass für den möglichen Verbraucherausfall eine Untersuchung kurzer Zeitperioden von wenigen Tagen deutlich aussagekräftiger als die Betrachtung von monatlichen Durchschnittswerten sind.

## 5. Bestimmung kritischer Tage

Im Rahmen der Performance-Analyse sollen die kritischsten Tage der letzten 10 Jahre gesondert stündlich ausgewertet werden. Dafür ist die Bestimmung dieser Tage auf Grundlage täglicher Werte nötig. Für die stündliche Auswertung dieser Zeiträume muss gegebenenfalls eine Normierung auf stündliche Werte durchgeführt werden, da die Wetterdaten der Globalstrahlung nur für die Jahre 2020 und 2021 stündlich verfügbar sind.

Die autarke Stromversorgung der Verbraucher der Inselanlage ist in Gefahr, wenn in mehreren aufeinander folgenden Tagen geringe Energieerträge erwirtschaftet werden. Einzelne schlechte Tage können bei hohem vorherigem Ladezustand durch die Autarkietage der Batterie ausgeglichen werden, da in der Berechnung der Batteriegöße von zwei Tagen Verbraucherbetrieb ohne vorhandene Erträge der Energieerzeuger ausgegangen wurde. Zur Bestimmung dieser ertragsarmen aufeinander folgenden Tage wird die 3-Tages-Bilanz eingeführt. Für jeden Tag wird die Bilanzsumme des Betrachtungstages und der zwei Folgetage gebildet. Für die geringsten errechneten Werte der 3-Tages-Bilanz ist ein Verbraucherausfall wahrscheinlich. Zusätzlich werden die sich in der Simulation ergebenden Verbraucherausfälle betrachtet. Da in der Realität drei aufeinander folgende komplett ertragsfreie Tage unwahrscheinlich sind, ist eine Abschaltung des Verbraucherausgangs eine Folge einer ertragsarmen Zeitperiode größer als drei Tage. Diese werden in der Betrachtung des Verbraucherausfalls also mit berücksichtigt. Die Informationen sollen in den Excel-Tabellen visuell erfassbar dargestellt werden. Dafür ist sowohl die Definition eines Verbraucherausfalls, als auch die Bestimmung von Grenzwerten für „kritisch“ angenommene 3-Tages-Bilanzen erforderlich.

### 5.1. Umsetzung in Excel

Für jedes Datum der letzten 10 Jahre im Betrachtungszeitraum ergibt sich ein täglicher Wert der 3-Tages-Bilanz  $E_{B,3T,d}$  mit der Formel:

$$E_{B,3T,d} = E_{B,d} + E_{B,d+1} + E_{B,d+2}$$

Für den 01.06.2012 ergibt sich demnach die 3-Tages-Bilanz aus:

$$E_{B,3T,01.06.2012} = E_{B,01.06.2012} + E_{B,02.06.2012} + E_{B,03.06.2012}$$

2012-2016	Hybridanlage		PV-Anlage	
	3-Tage-Bilanz [Wh]	Datum	3-Tage-Bilanz [Wh]	Datum
1	-1234	23.09.2013	-1166	09.09.2013
2	-1191	22.09.2013	-1166	09.09.2013
3	-1148	20.09.2013	-1123	22.09.2013
4	-1135	21.09.2015	-1079	20.09.2013
5	-1128	12.07.2015	-1067	21.09.2015
6	-1120	30.08.2014	-1060	12.07.2015
7	-1094	21.09.2013	-1052	30.08.2014
8	-1027	09.09.2013	-1026	21.09.2013
↓				
20	-609	24.09.2013	-702	02.09.2013

2017-2021	Hybridanlage		PV-Anlage	
	3-Tage-Bilanz [Wh]	Datum	3-Tage-Bilanz [Wh]	Datum
1	-1192	18.09.2021	-1194	17.09.2021
2	-1117	18.09.2021	-1173	16.09.2021
3	-1108	26.09.2020	-1168	15.09.2021
4	-1085	25.09.2020	-1160	29.06.2017
5	-1085	19.09.2021	-1138	19.09.2021
6	-1078	17.09.2021	-1130	23.09.2021
7	-1018	24.09.2019	-1123	18.09.2021
8	-953	25.09.2019	-1048	26.09.2020
↓				
20	-548	08.07.2020	-884	10.07.2017

Tabelle 22: Top 20 schlechteste 3-Tages-Bilanz

Eine Auswertung liefert die in *Tabelle 23: Top 20 schlechteste 3-Tages-Bilanz* dargestellten 20 schlechtesten Werte für der Hybrid- und Solaranlage. Aufgrund der hohen Datenmengen werden die Jahre 2012-2016 und 2017-2021 gesondert betrachtet. Daraus lassen sich die gesuchten Grenzwerte bestimmen, mit denen besonders kritische Tage visuell erfasst werden können. Für die Visualisierung aller kritischer Werte der 3-Tages-Bilanz ergibt sich

beispielsweise für das Jahr 2012-2016 der Grenzwert für die Hybridanlage:  $E_{B,3T,Hybrid,12-16,krit} = -609 Wh$ . Mit der bedingten Formatierung in Excel ist es möglich, alle Werte unterhalb des bestimmten Grenzwertes farblich zu markieren.

Geht man davon aus, dass keine der beiden Anlagen in drei aufeinander folgenden Tagen einen Ertrag erwirtschaftet, lässt sich die rechnerisch schlechteste 3-Tages-Bilanz bestimmen mit:

$$E_{B,3T,PV,max} = 0 Wh - 3 \cdot (E_{V,d} + E_{LR,d}) = 0 Wh - 3 \cdot (390,89 Wh + 22,8 Wh) = -1241,07 Wh$$

$$E_{B,3T,Hybr,max} = 0 Wh - 3 \cdot (E_{V,h,d} + 2 \cdot E_{LR,d}) = 0 Wh - 3 \cdot (390,89 Wh + 2 \cdot 22,8 Wh) = -1309,47 Wh$$

Beim Vergleich dieser Extremfälle mit den vorhandenen schlechtesten Werten aus *Tabelle 23: Top 20 schlechteste 3-Tages-Bilanz* wird deutlich, dass keine der beiden Anlagen innerhalb der letzten 10 Jahre in der Praxis drei Tage ohne Ertrag betrieben worden wäre. Ein Verbraucherausfall ergibt sich demnach aus einer längeren ertragsarmen Zeitperiode.

Zu einem Verbraucherausfall kommt es durch die vom Laderegler vorgenommene Abschaltung der Verbraucherausgänge. Die Auslegung der Batterie geht von einer Entladung bis 50 % (1001 Wh) aus, die Abschaltung ist jedoch im Regler definiert mit 20 % Ladezustand (400,4 Wh). Zu einem Verbraucherausfall kommt es demnach, wenn die aktuelle Kapazität

unter 400,4 Wh fällt. Die visuelle Markierung in den Datentabellen wird ebenfalls über die bedingte Formatierung in Excel erreicht. Zusätzlich sollen schädliche Entladungen unter 50% visualisiert werden. Dies wird erreicht durch die Definition:

WENN(  $E_{Bat,PV,d+1} = E_{Bat,PV,d} + E_{B,PV,d} - E_{Bat,V,d} < 400,4 Wh$ ), DANN(rot markieren)

WENN(  $E_{Bat,PV,d+1} = E_{Bat,PV,d} + E_{B,PV,d} - E_{Bat,V,d} < 1001 Wh$ ), DANN(gelb markieren)

Gleiches gilt entsprechend mit den zugehörigen Indizes für die Hybridanlage.

Zu beachten ist, dass ein einzelner Wert der Top 20 negativen 3-Tages-Bilanz nicht zwangsmäßig zum Verbraucherausfall führt. Umgekehrt ist es ein Ausfall jedoch auch möglich, wenn über einen langen Zeitraum negative tägliche Bilanzen zu verzeichnen sind, diese den errechneten Grenzwert jedoch nicht übersteigen. Besonders kritische Tage werden demnach als schnelle Entladung bis zum Verbraucherausfall über einen kurzen Zeitraum definiert werden. Dafür wird eine weitere Spalte eingeführt, welche den Ausfall selbst und die 3-Tages-Bilanz berücksichtigt:

Wenn es innerhalb von drei aufeinander folgenden Tagen zum Verbraucherausfall und einer Grenzwertunterschreitung der 3-Tages-Bilanz kommt, wird dieses Datum zusätzlich markiert. Dabei müssen diese nicht am gleichen Tag vorkommen, sondern lediglich innerhalb von drei Tagen jeweils einmal auftreten.

## 5.2. Auswertung kritischer Tage

Im folgenden Abschnitt werden besonders interessante Tage bzw. Zeitperiode näher betrachtet und analysiert. Dabei sind sowohl die kritischen Tage zu betrachten, als auch beispielsweise Tage, an denen der Einsatz der Kleinwindanlage im hybriden Inselsystem einen Verbraucherausfall verhindert. Im ersten Beispiel wird das Verfahren zur Normierung der täglichen Werte auf stündliche Werte vorgestellt.

### 5.2.1. Beispiel Normierung tägliche Werte auf stündliche Werte 29.06.2017 – 03.07.2017

Die *Tabelle 24: Kritischer Zeitraum 2017* zeigt die Auswertung kritischer Tage im Zeitraum vom 29.06.2017-03.07.2017. Anfang Juli ist ein unterschreiten des Ladezustandes von 50 % beim Inselsystem mit PV-Anlage zu verzeichnen in Folge der schlechten 3-Tages-Bilanz des 29.06.2017. Der Ladezustand des Hybridsystems erreicht diesen kritischen Punkt nicht. Ein Verbraucherausfall ist für keines der beiden Systeme festzustellen.

Zeitstempel	Top20	Top20Solar	VA	VA Solar	Batterie <50%	Batterie <50% Solar	Krit	KritSolar
29.06.2017	0	1	0	0	0	0	0	0
30.06.2017	0	0	0	0	0	0	0	0
01.07.2017	0	0	0	0	0	1	0	0
02.07.2017	0	0	0	0	0	1	0	0
03.07.2017	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 23: Kritischer Zeitraum 2017

Zur näheren Betrachtung der Zeiträume folgt eine stündliche Auswertung. Dafür ist eine Normierung der täglichen Werte auf stündliche Werte erforderlich. Der zeitliche stündliche Verlauf der Wetterdaten des Jahres 2021 wird zur Normierung der Daten aus den Jahren 2012-2019 desselben Datums genutzt. Dabei erfolgt die Normierung ausschließlich für die Globalstrahlung, da alle anderen benötigten Werte in stündlicher Auflösung vorhanden sind. Der Vergleich der bereits errechneten täglichen Bestrahlung vom 29.06.2017 mit der Summe der stündlichen Bestrahlung vom 29.06.2021 liefert:

$$E_{G,d,29.06.2017} = 247,29 \frac{Wh}{m^2}$$

$$E_{G,h,29.06.2021} = \sum P_{G,h,29.06.2021} \cdot 1h = 3137,5 \frac{Wh}{m^2}$$

Es ergibt sich der tagesspezifische Umrechnungsquotient  $Q$  für die Normierung aus:

$$Q_{29.06.2017} = \frac{E_{G,d,29.06.2017}}{E_{G,h,29.06.2021}} = 0,0788$$

Werden nun die vorhandenen stündlichen Werte des 29.06.2021 mit dem Umrechnungsquotienten multipliziert, ergeben sich die stündlichen Werte der Globalstrahlung für den 29.06.2017. Für die Uhrzeit 13:00 Uhr ergibt sich beispielsweise:

$$P_{G,29.06.2017 \ 13:00} = P_{G,29.06.2021 \ 13:00} \cdot Q_{29.06.2017} = 0,0277 \frac{W}{m^2} \cdot 0,0788 = 0,0022 \frac{W}{m^2}$$

Somit wird der in *Abbildung 22: Normierte Globalstrahlung* dargestellte stündliche bestrahlungsangepasste zeitliche Verlauf unter Nutzung der stündlichen Werte vom Jahr 2021 erstellt.

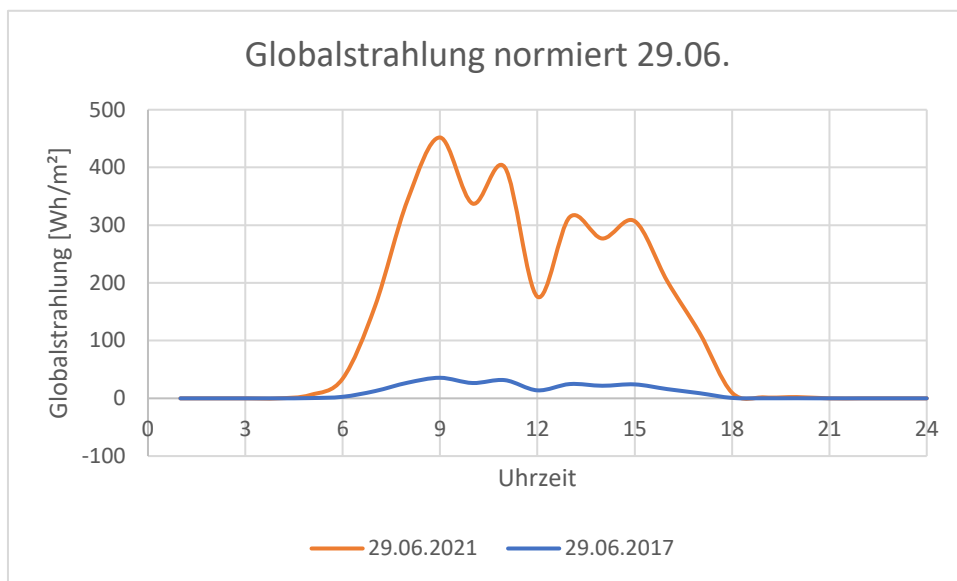


Abbildung 22: Normierte Globalstrahlung

Datum	Bedarf [Wh]	Solaranlage	Hybridanlage	
		Ertrag [Wh]	Ertrag Wind [Wh]	Gesamt [Wh]
29.06.2017	390,89	43,09	104,29	147,37
30.06.2017	390,89	0,13	804,22	804,35
01.07.2017	390,89	44,84	120,90	165,74
02.07.2017	390,89	411,49	300,97	712,46
03.07.2017	390,89	1385,63	476,27	1861,90

Tabelle 24: Erträge Inselsysteme

Die Auswertung des Zeitraumes vom 29.06.2017 – 03.07.2017 liefert die in *Tabelle 25: Erträge der Inselsysteme*

aufgezeigten täglichen Erträge der zwei Inselsysteme. In den ersten drei Tagen wird durch das Solarpanel nahezu keine Energie für Verbraucher und Batterie bereitgestellt. Erst am 02.07.2017 ist eine knappe Deckung des Bedarfes wieder möglich. Vier der fünf Tage liegen ertragstechnisch unter dem in *Abbildung 24: Tagesgewinn der Monate* errechneten durchschnittlichen Tagesertrag für den Monat September von 511 Wh. In diesem Zeitraum gewinnt jedoch die Kleinwindanlage verhältnismäßig viel Energie. Am 30.06.2017 sind vergleichsweise hohe Windgeschwindigkeiten von 5-8 m/s zu verzeichnen, weshalb die Hybridanlage an diesem Tag eine deutlich positive Bilanz vorweist und daher der Akku wieder geladen wird. Der genaue stündliche Verlauf des Verbrauches und der Gewinne von Solar- und Hybridanlage sind in *Abbildung 23: Leistungsbetrachtung*, der aktuelle Akkuladestatus in *Abbildung 24: Akkuladestatus* dargestellt. Aufgrund der negativen Bilanz der Solaranlage ist eine konstante Entladung bis zum Tagesanbruch vom 02.07.2017 auf 40 % Ladezustand zu beobachten. Die positiven Bilanzen der zwei Folgetage führen zu einer Akkuladung wieder auf 100 %. Die Entladung der Batterie unter 50 % hat eine Abnahme der möglichen Lade- und

Entladezyklen zur Folge. Diese Abnahme ist beim Hybridsystem aus PV- und Windanlage nicht zu beobachten. Der außergewöhnlich hohe Ertrag am 30.06.2017 mit 804 Wh

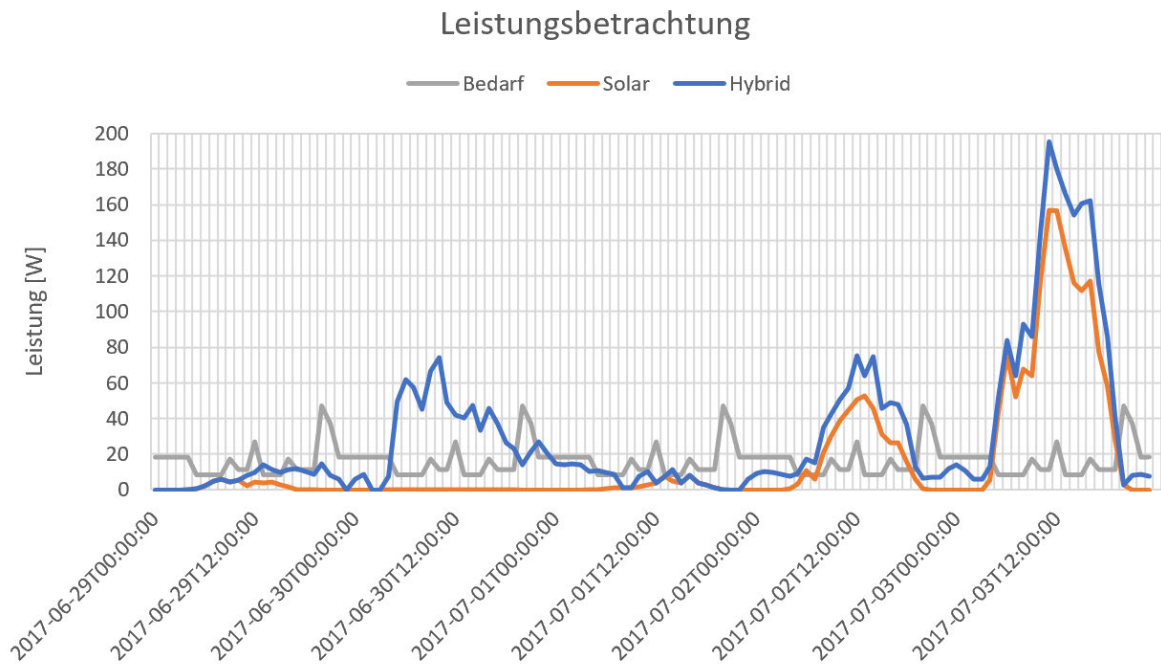


Abbildung 23: Leistungsbetrachtung

(September Tagesdurchschnitt: 145 Wh) bewirkt eine volle Wiederaufladung der Batterie. Der durch die Windanlage erhöhte Gesamtertrag der Hybridanlage führt zu einer verglichen langsameren Entladung bis auf nur 82 % am 02.07.2017. Zum Ende des Betrachtungszeitraumes ist die Batterie wieder vollgeladen. Ein Verbraucherausfall ist bei keinem der Systeme zu verzeichnen.

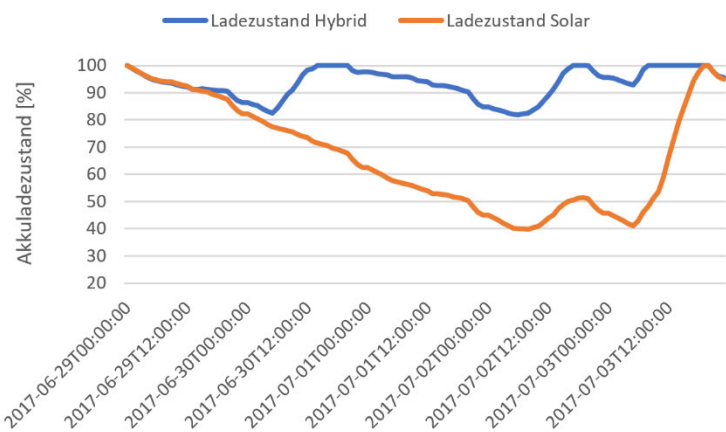


Abbildung 24: Akkuadezustand

## 5.2.2. Verbraucherausfall 10.09.2021 – 30.09.2021

Zwar ist der Betrieb der Inselanlage im September erwartungsgemäß mit den geringsten Erträgen verbunden, für das Jahr 2021 fallen diese aber besonders schlecht aus. Die in *Tabelle 26: Kritischer Zeitraum 2021* dargestellte Auswertung der täglichen Wetterdaten stellt den kritischen Zeitraum vom 10.09.2021 – 30.09.2021 visuell dar. Besonders vom 15.09.2021 – 19.09.2021 sind außergewöhnlich schlechte Werte der 3-Tages-Bilanz zu verzeichnen, welche in beiden Inselsystemen laut täglicher Simulation zu Verbraucherausfällen führen.

Zeitstempel	Top20	Top20Solar	VA	VA Solar	Batterie <50%	Batterie <50% Solar	Krit	KritSolar
10.09.2021	0	0	0	0	0	0	0	0
11.09.2021	1	0	0	0	0	0	0	0
12.09.2021	0	0	0	0	0	0	0	0
13.09.2021	1	0	0	0	0	0	0	0
14.09.2021	0	0	0	0	0	0	0	0
15.09.2021	0	1	0	0	0	0	0	1
16.09.2021	1	1	0	0	0	1	0	1
17.09.2021	1	1	0	1	1	1	1	1
18.09.2021	1	1	0	1	1	1	1	1
19.09.2021	1	1	1	1	1	1	1	1
20.09.2021	0	0	1	1	1	1	0	0
21.09.2021	0	0	1	1	1	1	0	1
22.09.2021	0	0	0	0	0	0	0	1
23.09.2021	0	1	0	1	0	1	0	1
24.09.2021	0	0	0	1	0	1	0	0
25.09.2021	0	0	0	1	0	1	0	0
26.09.2021	0	0	0	0	0	0	0	0
27.09.2021	0	0	0	1	0	1	0	0
28.09.2021	0	0	0	0	0	0	0	0
29.09.2021	0	0	0	0	0	1	0	0
30.09.2021	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 25: Kritischer Zeitraum 2021

Über den Betrachtungszeitraum von 21 Tagen ergeben sich die in *Tabelle 27: Auswertung kritischer Zeitraum 2021* dargestellten Ergebnisse. Für die Inselanlage mit PV-Panel wurde in 76 % der Zeit eine negative Bilanz berechnet, beim Hybridsystem fällt die Bilanz an über der

	Tage	
Betrachtungszeitraum	21	
VA	3	
VA Solar	9	
Unter 50	5	
Unter 50 S	11	
Anzahl Tage neg. Bilanz	12	57 %
Anzahl Tage neg. Bilanz Solar	16	76 %

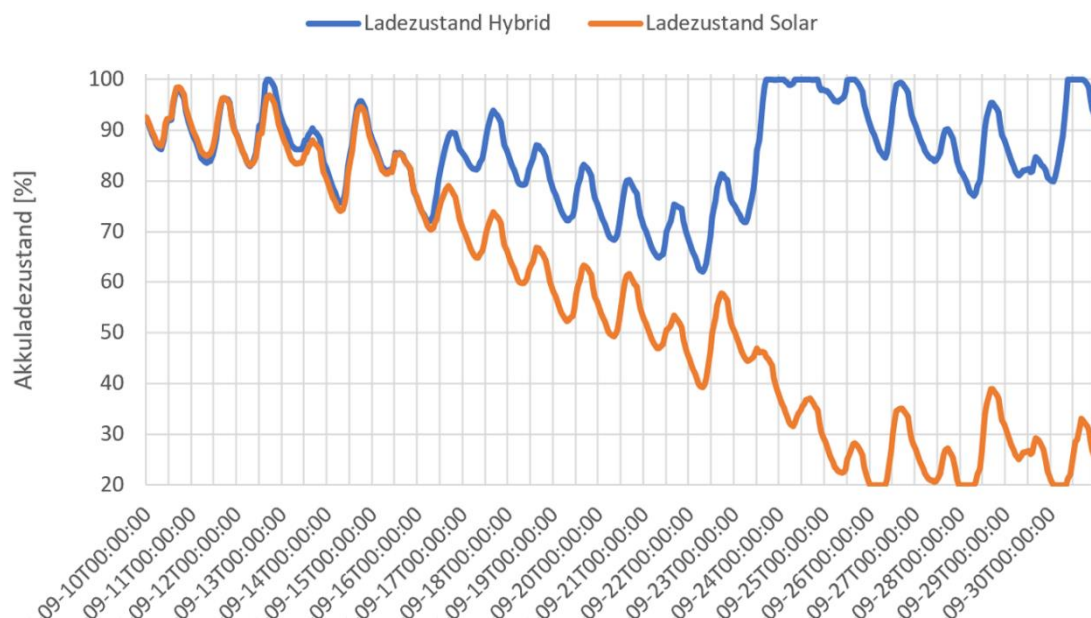
Tabelle 26: Auswertung kritischer Zeitraum 2021

Hälfte der Tage negativ aus. Dementsprechend ist an vielen Tagen eine Entladung der Batterie unter 50 % zu beobachten. An drei aufeinander folgenden Tagen ist ein Verbraucherausfall im Hybridsystem zu verzeichnen. Bei der PV-Inselanlage ist eine vollständige



Entladung der Batterie auf 20 % und somit eine Abschaltung des Verbraucherausgangs sogar an neun Tagen festzustellen. Der durchschnittliche Tagesertrag der Solaranlage liegt in diesem Zeitraum mit 225 Wh deutlich unter dem typischen Ertrag im September von 511 Wh und damit auch deutlich unter dem täglichen Bedarf von 390 Wh.

Die Auswertung auf Grundlage täglicher Wetterdaten bietet erste Anhaltspunkte für kritische Zeiträume. Aufgrund von getroffenen Annahmen und des Einflusses von Durchschnittswerten auf die errechneten Erträge ist eine genauere Auswertung mit den stündlichen Daten erforderlich. Eine Normierung ist für das Jahr 2021 nicht nötig, da die Daten der Globalstrahlung für die Station in Schwerin in geforderter Genauigkeit vorliegen. Die Simulation des Zeitraumes mit stündlichen Wetterdaten ergibt den in *Abbildung 25: Akkuladezustand kritischer Zeitraum 2021* festgehaltenen Verlauf des Akkuladezustandes für beide Inselsysteme. Insbesondere am 16.09.2021 und ab dem 23.09.2021 sind deutliche



*Abbildung 25: Akkuladezustand kritischer Zeitraum 2021*

Unterschiede im Ertrag und damit auch im Verlauf der Akkuladung zwischen Hybrid- und Solarsystem festzustellen. Im Gegensatz zur täglichen Auswertung ist bei der stündlichen Auswertung kein Verbraucherausfall im Hybridsystem zu verzeichnen. Zu einer Entladung unter 50 % und einer vollständigen Entladung kommt es nur beim PV-System. Die Windanlage bewirkt erhöhte Werte der stündlichen Leistungsdaten zur Mittagszeit am 16.09 und 17.09. Auch während der Nachtstunden am 17.09 ist in der ertragslosen Zeit der PV-Anlage eine Leistung der Windanlage von ca. 10 W, entsprechend 10Wh pro Stunde festzustellen. Dies bewirkt den um 20 % höheren Akkuladezustand des Hybridsystems (80 %) im Vergleich zur Solarinselanlage zum Tagesende des 18.09. In den Folgetagen bis zum 23.09 wird die Anlaufwindgeschwindigkeit der Kleinwindanlage häufig nicht erreicht. Dementsprechend sind die Erträge von Hybrid- und Solaranlage nahezu identisch und ergeben einen parallel verschobenen Verlauf des Akkuladezustandes.

In den letzten Tagen des Simulationszeitraumes vom 23.09 bis 30.09 ergeben sich für das Inselsystem mit PV-Anlage an drei verschiedenen Tagen Verbraucherausfälle durch vollständige Entladung der Batterie auf 20 %. Im Gegensatz dazu wird die Batterie des Hybridsystems in diesem Zeitraum bis minimal 75 % entladen. Ausschlaggebend für die großen Differenzen ist einerseits der verminderte Ladezustand durch die bereits betrachteten Vortage, andererseits die hohe Leistung der Kleinwindanlage am 23.09 und 24.09. In *Tabelle 28: Ertragsvergleich* werden diese Tageserträge mit dem Monatsdurchschnitt verglichen. Der

	Tagesbedarf [Wh]	Ertrag PV [Wh]	Ertrag Wind [Wh]	Gesamtertrag [Wh]
<b>23.09.2021</b>	391	157	984	1141
<b>24.09.2021</b>	391	241	470	711
<b>Monatsdurchschnitt</b>		511	146	657

Tabelle 27: Ertragsvergleich

Gesamtertrag des Hybridsystems führt zu einer vollständigen Aufladung zum Tagesende des 24.09. Die negativen Tagesbilanzen des PV-Systems dieser Tage bewirken eine weitere Entladung der Batterie auf ca. 30%.

Im Zeitraum des 25.09 – 30.09. sind wie in *Abbildung 26: Leistungsbetrachtung* erkennbar die Leistungen bzw. stündlichen Ertragswerte von Hybridanlage und Solaranlage nahezu identisch. Nennenswerte Unterschiede sind nur für den 25.09 und 30.09 festzustellen. Auf Grund des gleichen zeitlichen Verlaufs der Leistungen ist demnach auch der Verlauf des Akkuladezustandes der beiden Systeme ebenfalls nahezu identisch. Die Schwankungen der

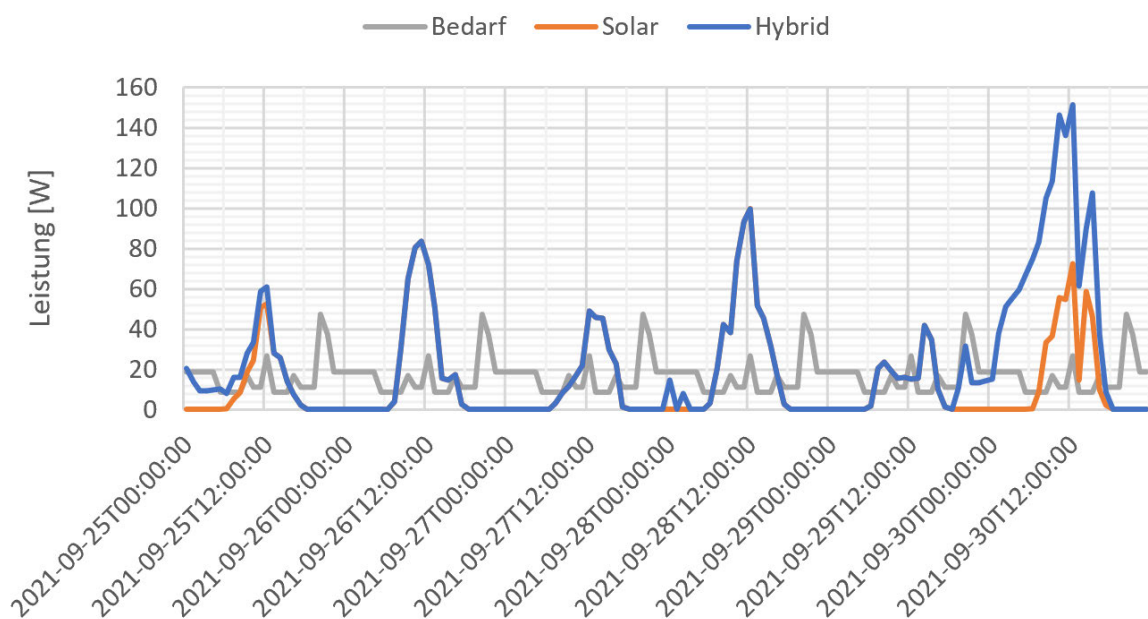


Abbildung 26: Leistungsbetrachtung

Be- und Entladung der Batterie bewirken jedoch im PV-System aufgrund des niedrigen Akkuladestandes der Vortage einen Verbraucherausfall am 26/28/30.09. Die Abschaltung des Verbraucherausgangs des PV-Systems findet, wie in *Abbildung 27: Verbraucherausfall* zu sehen, an den drei genannten Tagen immer von 23-8 Uhr statt. Der hohe Strombedarf in den Abendstunden bewirkt eine schnelle Entladung der Batterie. Vom Ausfall betroffen sind jedoch nur das Ankerlicht und die Kühlbox. Beim Ankern in Ufernähe stellt der Ausfall des Lichtes kein

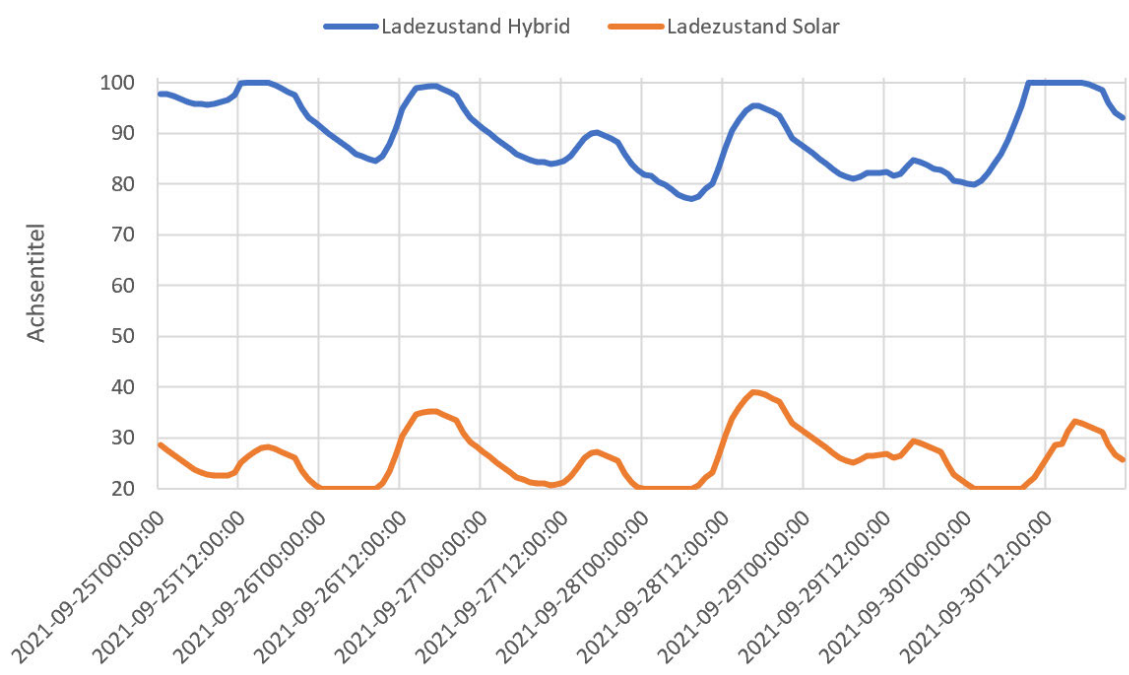


Abbildung 27: Verbraucherausfall PV-System

weiteres Problem dar. Bei niedrigen Umgebungstemperaturen in der Nacht von ca. 12°C ist der Ausfall der Kühlbox ebenfalls als nicht kritisch anzusehen. Eine Abnahme der möglichen Be- und Entladezyklen der Batterie des PV-Systems ist aber durch die durchgängige 10-tägige Entladung unter 50 % zu erwarten.

### 5.2.3. Verbraucherausfall 20.09.2013 – 30.09.2013

Die tägliche Simulation liefert die in *Tabelle 29: Kritischer Zeitraum 2013* dargestellte kritische Zeitperiode vom 20.09.2013 bis zum 30.09.2013, in der es in Folge der schlechten 3-Tages-Bilanzen (vier bzw. fünf Tage unter den Top 20) zu möglichen Verbraucherausfällen kommt.

Zeitstempel	Top20	Top20Solar	VA	VA Solar	Batterie <50%	Batterie <50% Solar	Krit	KritSolar
20.09.2013	1	1	0	0	0	1	0	1
21.09.2013	1	1	0	0	0	1	1	1
22.09.2013	1	1	0	1	1	1	1	1
23.09.2013	1	1	1	1	1	1	1	1
24.09.2013	1	0	1	1	1	1	1	0
25.09.2013	0	0	1	1	1	1	0	0
26.09.2013	0	0	0	0	0	0	0	0
27.09.2013	0	0	0	0	1	1	0	0
28.09.2013	0	0	0	0	0	0	0	0
29.09.2013	0	0	0	0	0	0	0	0
30.09.2013	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 28: Kritischer Zeitraum 2013

Sowohl im Hybridsystem als auch im Solarsystem werden Ladezustände unter 50 % erreicht. Abermals ist eine Normierung der täglichen Werte der Globalstrahlung auf stündliche Werte über die Nutzung des zeitlichen Verlaufes der Globalstrahlung von 2021 des jeweiligen Datums nötig. Im Folgenden wird der Zeitraum nochmals auf Grundlage der stündlichen Wetterdaten ausgewertet und überprüft, ob sich die Annahme des Verbraucherausfalls in beiden Systemen bestätigt.

Die Simulation des Zeitraumes auf Grundlage stündlicher normierter Wetterdaten ergibt die in *Abbildung 28: Tageserträge* dargestellten Tageserträge. An sieben der elf Tage ist der Ertrag beider Systeme geringer als der tägliche Strombedarf. Vom 23.09 – 25.09 wird dieser deutlich

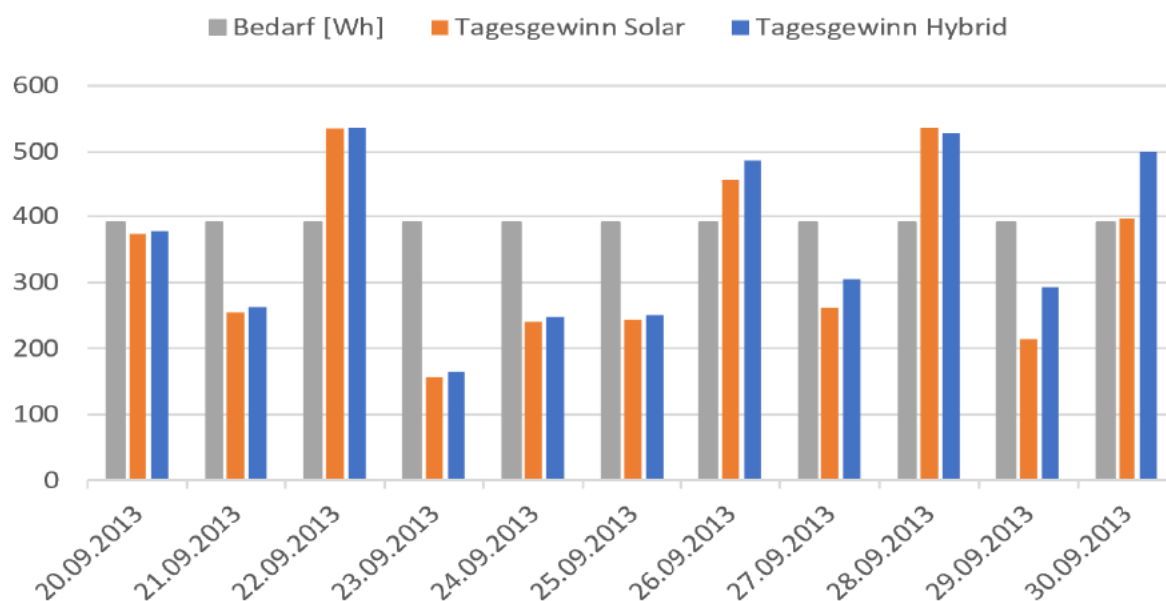


Abbildung 28: Tageserträge

unterschritten und führt zur rapiden Entladung der Batterie. Auffällig ist ebenfalls, dass die Werte der Erträge von Hybrid- und Solaranlage nur geringe Abweichungen vorweisen. Demnach ist von einer sehr geringen Energiegewinnung durch die Kleinwindanlage

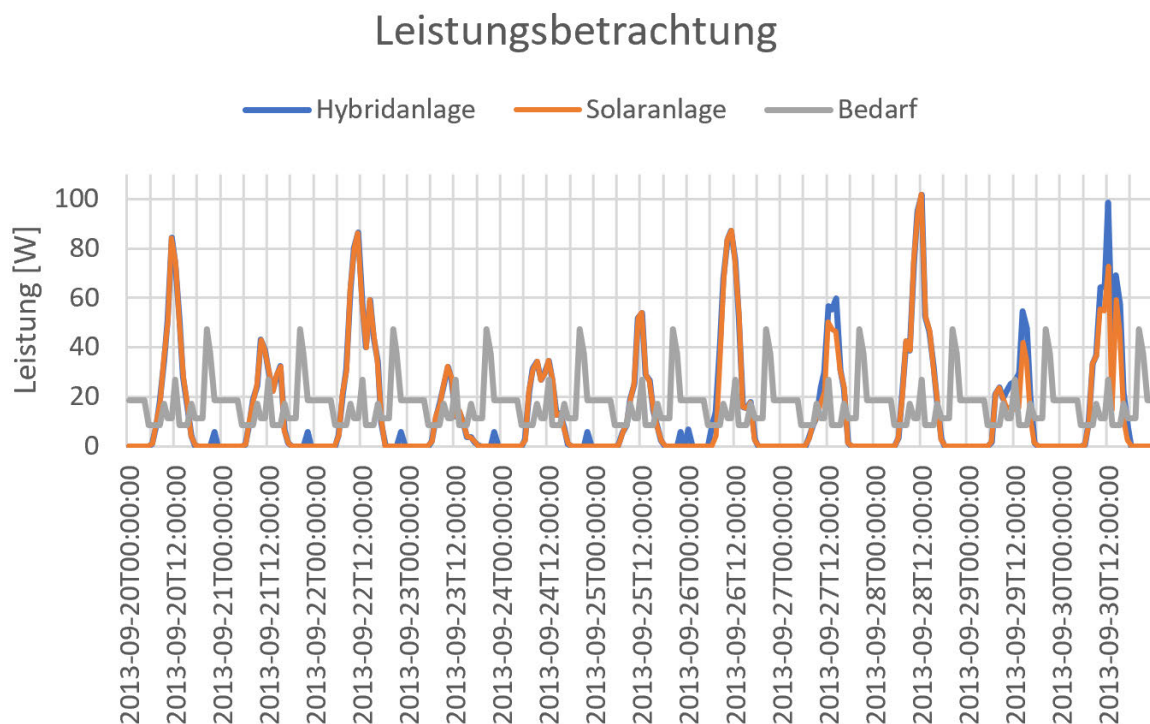


Abbildung 29: Leistungsbetrachtung

auszugehen. Nach Auswertung der in *Abbildung 29: Leistungsbetrachtung* aufgezeigten Betrachtung der stündlichen Leistungswerte bzw. des stündlichen Ertrags bestätigt sich diese Aussage. Vom 21.09 – 26.09 ist eine geringe Leistung der Windanlage in der Nacht festzustellen. Für den 27/29/30.09.2013 übersteigt die die Peakleistung des Hybridsystems die des Solarsystems deutlich. An allen übrigen Tagen sind die zeitlichen Verläufe der stündlichen Leistungen beider Systeme nahezu deckungsgleich. Dadurch ist mit einer ähnlichen, je nach Akkuladezustand, parallel verschobenen Entladekurve beider Systeme zu rechnen. Die große Steigung bzw. die Ausschläge der Leistungskurven führen außerdem zur Erkenntnis, dass für den Betrachtungszeitraum vom 20.09.2013 – 30.09.2013 die Globalstrahlung außerhalb der Peakleistung zur Mittagszeit gering ausfällt. Zum Zeitpunkt des größten Strombedarfes in den Abendstunden ist in den meisten Fällen keine Energiegewinnung der beiden Systeme festzustellen.

Es ergibt sich der in *Abbildung 30: Akkuladezustand* dargestellte Verlauf des Ladezustandes der beiden Systeme. Während der Akkuladezustand des Hybridsystems zu Beginn des Betrachtungszeitraumes ca. 90 % Ladung beträgt, ist die Batterie des PV-Systems auf 70 % entladen. Wie erwartet ergibt sich aufgrund ähnlicher Leistungen ein nahezu paralleler Entladeverlauf für beide Systeme. Im Zeitraum vom 23.09 – 26.09 verlieren beide Batterien ca. 30 % der gespeicherten elektrischen Energie. Während der Energiespeicher im

Hybridsystem am 26.09.2013 das erste Mal unter 50 % entladen wird, geschieht dies aufgrund des geringeren Ladezustandes zum Start des Betrachtungszeitraumes beim Inselsystem mit

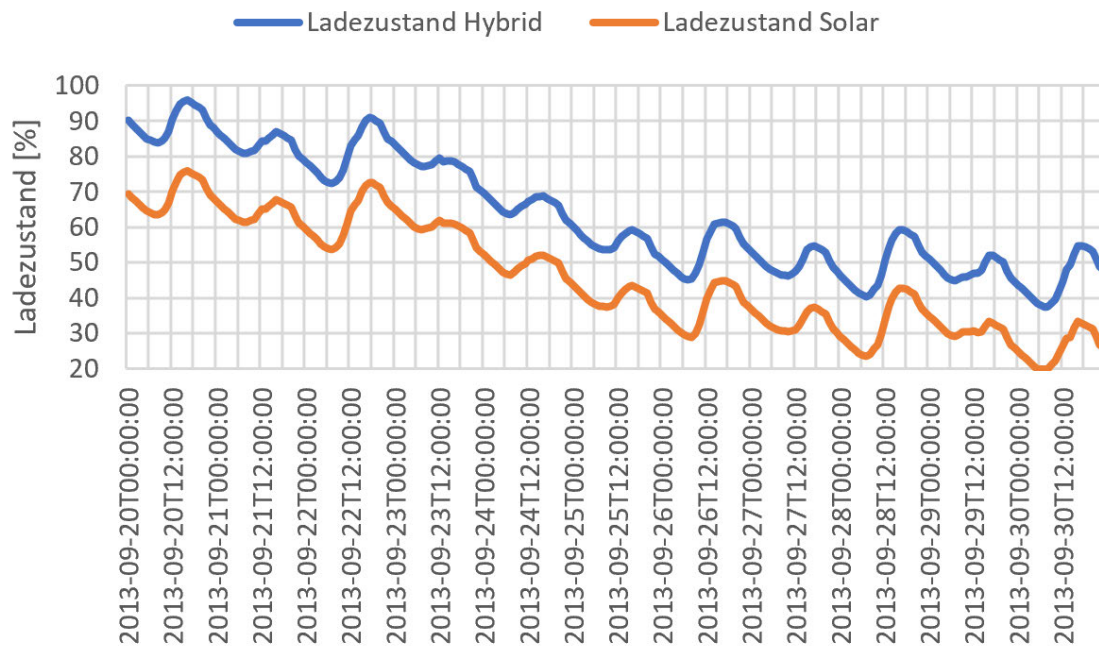


Abbildung 30: Akkuladezustand

Solarmodul schon am 24.09.2013. Die konstante Entladung führt beim PV-System schließlich am 30.09.2013 zu einer Entladung auf 20 % und damit zur Abschaltung des Verbraucherausgangs am Solarladeregler. Der Verbraucherausfall ist von 5 – 9 Uhr zu beobachten, was zu einer Abschaltung der Kühlbox führt. Im Gegensatz zu den anderen Einsatzmonaten der Inselsysteme ist der September ein verhältnismäßig kalter Monat. Für die frühen Morgenstunden zum Zeitpunkt des Ausfalls ergibt sich eine durchschnittliche Umgebungstemperatur von ca. 7,5 °C. Da diese unter der für eine Kühlbox typischen Temperatur von 8°C liegt ist der Verbraucherausfall als nicht kritisch zu bewerten.

## 6. Abschließende Bewertung der Inselsysteme

Aufgabe der Simulation von Tageswerten der Anlage ist eine grobe Abschätzung der Jahres- und Monatserträge. Außerdem erfolgt die Bestimmung näher zu betrachtender kritischer Zeitperioden. Wie sich bei der Analyse dieser Zeiträume gezeigt hat, ergeben sich für die stündliche Simulation höhere Ladezustände und weniger Verbraucherausfälle als bei der groben täglichen Simulation. Eine detaillierte Betrachtung auf Grundlage stündlicher Werte führt zur Erfassung auch geringer Erträge von Wind- und Solaranlage. Kleinere Zeitperioden von nutzbaren Windgeschwindigkeiten werden bei der täglichen Simulation nicht betrachtet, wenn die durchschnittliche Tageswindgeschwindigkeit dieses Tages unter der Anlaufgeschwindigkeit der Kleinwindanlage liegt. Auch für die PV-Anlage ergeben sich bei täglicher Simulation häufiger ertragslose Tage, da die täglichen Globalstrahlungswerte auf Grundlage der Sonnenscheindauer berechnet werden. Jedoch ist auch an diesen Tagen in der Praxis mit einem geringen Ertrag zu rechnen. Da somit die Genauigkeit der Wetterdaten für die detaillierte Betrachtung der Performance von Solar- und Hybridanlage von großer Wichtigkeit ist, wird im Folgenden bei der Bewertung der Inselsysteme Bezug auf die Jahre 2020 und 2021 genommen. Es folgt eine auf Performance und Kosten begründete Auswahl bzw. Empfehlung für eine der beiden Inselanlagen.

Die in *Abbildung 31: Maximale und durchschnittliche Leistung* dargestellte maximal erreichte Leistung der PV-Anlage liegt bei 149 W und wird im Jahr 2020 erreicht. Dies entspricht 75 %

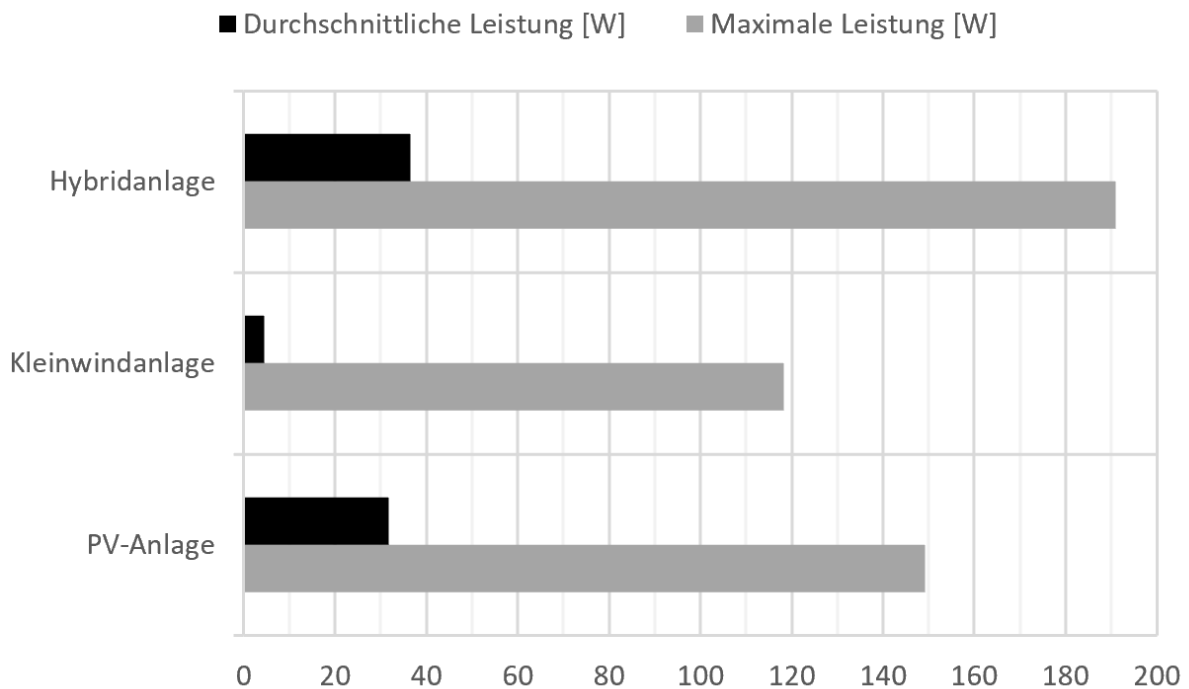


Abbildung 31: Maximale und durchschnittliche Leistung

der für das Modul unter Standarttestbedingungen angegebenen Peakleistung von 200 Wp. Die

Modultemperaturen bei Maximalleistungen betragen meist über 45°C und weichen somit von der festgelegten Modultemperatur der Standardbedingungen von 25 °C ab. Die erhöhte Temperatur in den Zellen haben eine Leistungsminderung, abgebildet durch den Temperaturkoeffizienten, zur Folge. Die optimale Leistung wird erreicht durch das senkrechte Auftreffen der Globalstrahlung auf das Modul. Da die Montage des Moduls horizontal erfolgt und somit vom optimalen Neigungswinkel der Anlage von 40° für den Standort Schwerin abweicht, bewirkt auch dies eine Minderung der erreichten maximalen Realleistung. Mit 118 W wird nur ca. 34 % der angegebenen Nennleistung von 350 W der Kleinwindanlage erreicht. Mit 191 W liegt die höchste simulierte Leistung der Hybridanlage aber deutlich unter der Summe der Maximalleistung von Wind- und Solaranlage. Dies lässt darauf schließen, dass die ertragsbesten Zeitperioden von Wind- und Solaranlage zeitlich nicht zusammenfallen. Die Werte der durchschnittlichen, über den Simulationszeitraum gemittelte Leistung liegen wie erwartet deutlich unter den Maximalleistungen. Die für das PV-Modul ertragslosen Nächte führen logischerweise zu einer Senkung dieser gemittelten Leistung auf 32 W (37W Hybridanlage). Besonders gering fällt die durchschnittliche Leistung der Kleinwindanlage mit 5 W aus. Die Preis-Leistungs-Betrachtung der beiden Inselsysteme liefert bei bekannten Investitionskosten die in *Tabelle 30: Preis-Leistung der Anlagen* aufgezeigten Werte:

	Preis [€]	Leistung [W]	Preis/Leistung [€/W]
PV-System	777,22	32	24,29
Hybrid-System	2374,60	37	64,18

*Tabelle 29: Preis-Leistung der Anlagen*

Für das Hybridsystem ergibt sich durch die hohen Anschaffungskosten der Kleinwindanlage ein hoher Preis pro installierter Leistung. Zwar kann mit dem Austausch der Windanlage gegen ein weiteres kleines Solarmodul von 40 Wp die durchschnittliche Leistung des Hybridsystems ebenfalls erreicht werden zu einem deutlich geringeren Preis-Leistungsverhältnis von ca. 27€/W, energetisch betrachtet ist das Hybridsystem dennoch vorzuziehen. Ertragsreiche Wetterbedingungen für die PV-Anlage führen auch ohne zusätzliches Modul zu hohen Akkuladezuständen. Entscheidend sind jedoch die ertragsarmen Zeitperioden des PV-Moduls in der Nacht und an wolkigen Tagen, wo mit einer durch den Wind gegebenen zusätzlichen Energiequelle eine weitere Ressource energetisch unabhängig vom PV-Ertrag genutzt werden kann. In der *Tabelle 31: Häufigkeiten der Leistungen* werden die relativen Häufigkeiten der prozentualen Nennleistungsbereiche von PV-Anlage und Kleinwindanlage dargestellt. Dabei fällt auf, dass die Kleinwindanlage zu 99,4 % der Zeit im Bereich 0-20 % (0-70 W) der

<b>Prozent Nenn-Leistung</b>	<b>0-20%</b>	<b>20-40%</b>	<b>40-60%</b>	<b>60-80%</b>	<b>80-100%</b>
<b>PV-Anlage</b>	0-40 W	40-80 W	80-120 W	120-160 W	160-200 W
<b>Häufigkeit PV [%]</b>	66,3	17,9	12,4	3,4	0,0
<b>Kleinwindanlage</b>	0-70 W	70-140 W	140-210 W	210-280 W	280-350 W

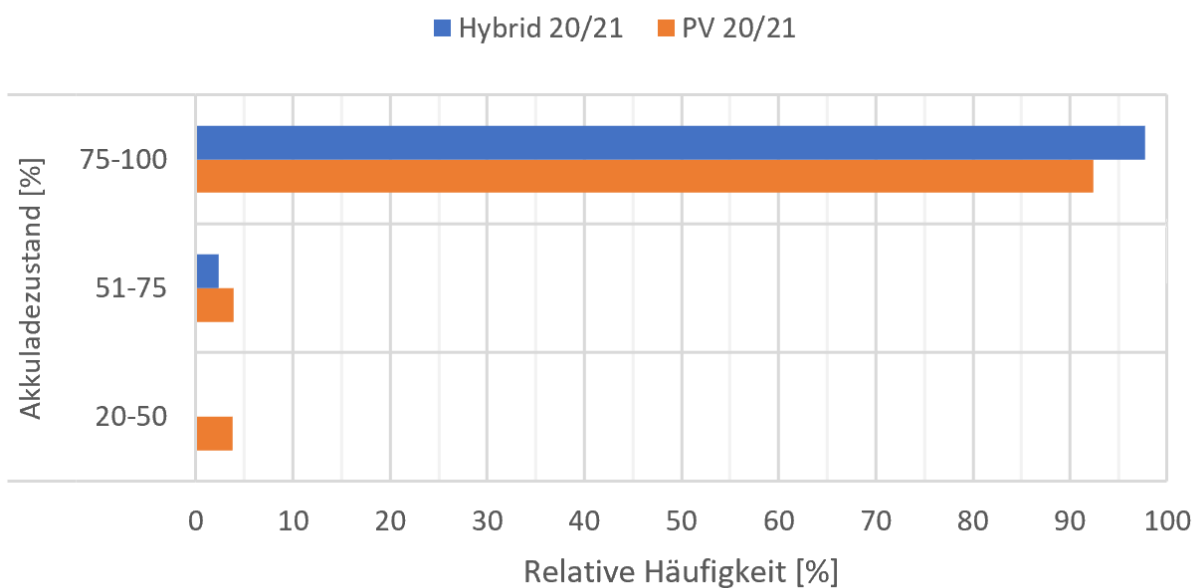
*Tabelle 30: Häufigkeiten der Leistungen*



Nennleistung von 350 W betrieben wird. Dabei wird zu 75 % des Betriebszeitraumes die Anlaufwindgeschwindigkeit der Anlage von 3,5 m/s nicht erreicht und somit keine Leistung produziert. Leistungen über 70 W bilden bei der Kleinwindanlage die Ausnahme. Begründet durch ertragslose Nächte der PV-Anlage nimmt der geringe Leistungsbereich (0-20 %) einen Anteil von 66,3 % der Zeit ein, Leistungen oberhalb von 40 W werden jedoch zu einem Drittel der Zeit erreicht

In der *Abbildung 32: Häufigkeiten Akkuladezustand* ist die relative Häufigkeit der Akkuladezustandsbereiche beider Inselsysteme in den Jahren 2020 und 2021 dargestellt.

## Relative Häufigkeit des Akkuladezustandes 20/21



*Abbildung 32: Häufigkeiten Akkuladezustand*

Beide Batterien der Inselanlagen sind zu über 92 % der simulierten Zeit (Hybridanlage 98 %) mit mindestens 75 % geladen. Während der Akku der Hybridanlage in nur 2 % des betrachteten Zeitraumes unter 75 % und zu keinem Zeitpunkt unter 50 % entladen wurde, ergibt sich eine relative Häufigkeit von 4 % für den Akkuladezustandsbereich 20-50 % des PV-Systems. Dabei ist jedoch zu erwähnen, dass im Jahr 2020 für das PV-System zu keinem Zeitpunkt einen Ladezustand unter 50 % zu verzeichnen ist. Tiefe Entladungen bilden somit eine deutliche Ausnahme. Grundsätzlich werden beide Batterien der Inselsysteme zum größten Teil der Zeit im Batterie schonenden Bereich von 75 – 100 % Ladezustand be- und entladen. Mit dem Hintergrund, dass in der Praxis die Wettervorhersage in der Planung des tatsächlichen dreiwöchigen Urlaubszeitraumes Berücksichtigung findet, ist der Zusammenfall von extrem kritischen Zeitperioden und Urlaubstagen nicht zu erwarten. Mit großer Wahrscheinlichkeit ist in der Praxis eine lückenlose Stromversorgung an Bord mit beiden Inselsystemen gegeben.

Bei der abschließenden Bewertung der Inselsysteme für das gewählte Szenario des Einsatzes ist noch auf die Praxistauglichkeit einzugehen. Der Ertrag bzw. die Leistung der Windanlage wird mit hoher Wahrscheinlichkeit nochmals geringer ausfallen als berechnet, da im Falle von hohen ertragsreichen Windgeschwindigkeiten in der Realität ein ablandig gelegenes Ufer als Liegeplatz gewählt wird. Die Wahrscheinlichkeit eines Verbraucherausfalls ist auch im PV-System sehr gering und analysierte seltene Ausfälle der Verbraucher sind wie gezeigt nicht als kritisch zu bewerten. Aufgrund des deutlich besseren Preis-Leistungs-Verhältnisses und der ausreichenden Performance ist für den gewählten Standort, Zeitraum und Szenario der Einsatz der PV-Anlage empfehlenswert. Die Performance der Kleinwindanlage ist nicht zufriedenstellend und das Preis-Leistungs-Verhältnis der Hybridanlage dadurch deutlich schlechter. Für ein anderes Szenario, beispielsweise den Einsatz auf Ost- und Nordsee und den Ozeanen hingegen ist ein Hybridsystem zu empfehlen. Eine deutlich bessere Performance der Kleinwindanlage ist zu erwarten, da sich das Boot zum größten Teil der Zeit auf dem offenen Meer befindet. Der Einfluss der Höhenwindformel (Abnahme der Windgeschwindigkeit in Oberflächennähe) fällt auf offener See geringer aus. Auf dem offenen Meer ist ein Ausfall von GPS, Lichterführung und Kommunikationstechnik sicherheitsrelevant aufgrund von Kollisionsgefahr mit Großschiffen und daher unbedingt zu vermeiden. Für dieses Szenario ist der Einsatz eines Hybridsystems trotz der höheren Kosten empfehlenswert.

## Literaturverzeichnis

- [1] 12V-Solar.de. (1. August 2022). *Dimensionierung einer Inselanlage*. Von <https://12v-solar.de/anleitung-zur-dimensionierung-einer-inselanlage/> abgerufen
- [2] Blauwasser.de. (3. September 2022). *Information Inselsysteme*. Von <https://www.blauwasser.de/windgenerator> abgerufen
- [3] Bundesamt für Justiz. (22. September 2022). *§ 61 EEG-Umlage für Letztverbraucher und Eigenversorger*. Von [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_\\_61.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/__61.html) abgerufen
- [4] Camperstyle. (30. August 2022). *Kabelquerschnitt*. Von <https://camperstyle.de/wohnmobil-12v-kabelquerschnitt/> abgerufen
- [5] Danish Wind Association. (15. September 2022). *windpower.org*. Von <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/de/tour/wres/annu.htm> abgerufen
- [6] *Datenblatt AE200HM6-36*. (04. August 2022). Von <https://ae-solar.com/wp-content/uploads/2018/10/AE-HM6-36-190W-200W.pdf> abgerufen
- [7] *Datenblatt Batterie Gel 175 Ah*. (04. August 2022). Von <https://www.autobatterienbilliger.de/mediafiles/Datenblatt/ective/DC-S/Gel/Ective-DC175s-Gel-DE.pdf> abgerufen
- [8] *Datenblatt Solarladeregler*. (03. August 2022). Von <https://greenakku.de/download/SR-ML24.pdf> abgerufen
- [9] *Datenblatt Superwind 350*. (3. August 2022). Von <https://www.superwind.com/downloads/> abgerufen
- [10] Deutscher Wetterdienst. (12. August 2022). *dwd.de*. Von [https://www.dwd.de/DE/leistungen/cdc\\_portal/cdc\\_portal.html?nn=17626](https://www.dwd.de/DE/leistungen/cdc_portal/cdc_portal.html?nn=17626) abgerufen
- [12] Deutscher Wetterdienst. (12. August 2022). *Messtechnik und Messdaten*. Von <https://cdc.dwd.de/rest/metadata/station/html/812300782375> abgerufen
- [13] Doormann, G. (5. September 2022). *Solaranlagen-Portal*. Von <https://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/vergleich> abgerufen
- [14] e-genius. (13. September 2022). *Leistung einer Windkraftanlage*. Von <https://www.e-genius.at/lernfelder/erneuerbare-energien/grundlagen-windenergie/leistung-einer-windkraftanlage> abgerufen
- [15] *Einkauf AESolar Solarmodul 200Wp*. (03. August 2022). Von <https://wattheld.de/produkt/ae-solar-solarmodul-monokristallin-hot-spot-free-200wp/> abgerufen

- [16] *Einkauf Batterie Gel 175 Ah.* (04. August 2022). Von <https://www.autobatterienbilliger.de/ECTIVE-DC-175S-GEL> abgerufen
- [17] *Einkauf Solarladeregler SR-ML2420 - 20A 12/24V.* (3. August 2022). Von <https://greenakku.de/Ladegeraete/Solarladeregler/MPPT-Solarladeregler/MPPT-Solarladeregler-SR-ML2420-20A-12-24V::1176.html> abgerufen
- [18] *Einkauf Superwind 350.* (3. August 2022). Von <https://www.toplicht.de/de/elektrik-motor/windgeneratoren-solarmodule-brennstoffzellen/windgeneratoren/4083/superwind-350-und-350-ii-windgenerator> abgerufen
- [19] Europäische Kommission. (10. September 2022). *Photovoltaic Geographical Information System.* Von [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/de/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/de/) abgerufen
- [20] Häberlin, H. (2010). *Photovoltaik.* Fehraltorf: Electrosuisse.
- [21] Hau, E. (2008). *Windkraftanlagen.* Heidelberg: Springer Verlag.
- [22] Maurer Elektromaschinen. (04. Oktober 2022). *maurelma.ch.* Von <https://www.maurelma.ch/shop/index.php?cat=WG242&lang=DEU&product=750232> abgerufen
- [23] O.Verf. (13. August 2022). *energie-experten.org.* Von <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/planung/ertrag#c27413> abgerufen
- [24] Quaschnig, V. (2011). *Regenerative Energiesysteme.* München: Hanser.
- [25] Rindelhardt, U. (2001). *Photovoltaische Stromversorgung.* Stuttgart: Teubner GmbH.
- [26] *Verbraucher Ankerlaterne.* (4. August 2022). Von [https://www.svb.de/de/hella-marine-ankerlaterne-serie-2984\\_.html](https://www.svb.de/de/hella-marine-ankerlaterne-serie-2984_.html) abgerufen
- [27] *Verbraucher GPS.* (4. August 2022). Von <https://www.garmin.com/de-DE/p/528812#specs> abgerufen
- [28] *Verbraucher Kaffeemaschine.* (3. August 2022). Von [https://www.amazon.de/Dometic-PerfectCoffee-Reise-Kaffeemaschine-Auto-schwarz/dp/B00V3G91L4/ref=sr\\_1\\_3?crid=9NZ4XWH7YFBZ&keywords=12v%2Bkaffeemaschine&qid=1656771884&srefix=12v%2Bkaffee%2Caps%2C89&sr=8-3&th=1](https://www.amazon.de/Dometic-PerfectCoffee-Reise-Kaffeemaschine-Auto-schwarz/dp/B00V3G91L4/ref=sr_1_3?crid=9NZ4XWH7YFBZ&keywords=12v%2Bkaffeemaschine&qid=1656771884&srefix=12v%2Bkaffee%2Caps%2C89&sr=8-3&th=1) abgerufen
- [29] *Verbraucher Kühlbox.* (4. August 2022). Von [https://www.vevor.de/kuehlbox-auto-c\\_10723/40l-mini-tragbare-kuehlschrank-kuehlbox-schnellkuehlung-auto-automatisch-p\\_010135647570?gclid=CjwKCAjw\\_ISWBhBkEiwAdqxb9hy-RFLcPJbOJDFCakrm6Umk7Tvzzkj7-1NFF46fsjGxzifrqOeQJxoCqiUQA\\_vD\\_BwE](https://www.vevor.de/kuehlbox-auto-c_10723/40l-mini-tragbare-kuehlschrank-kuehlbox-schnellkuehlung-auto-automatisch-p_010135647570?gclid=CjwKCAjw_ISWBhBkEiwAdqxb9hy-RFLcPJbOJDFCakrm6Umk7Tvzzkj7-1NFF46fsjGxzifrqOeQJxoCqiUQA_vD_BwE) abgerufen

- [30] *Verbraucher Positionslaterne Backbord*. (4. August 2022). Von <https://www.svb.de/de/hella-marine-positionsleuchte-backbord-serie-2984.html> abgerufen
- [31] *Verbraucher Positionslaterne Steuerbord*. (4. August 2022). Von <https://www.svb.de/de/hella-marine-positionslaterne-steuerbord-serie-2984.html> abgerufen
- [32] *Verbraucher TV*. (4. August 2022). Von [https://www.amazon.de/Elprico-Digital-TV-tragbarer-12-Zoll-Mini-Fernseher-9LED-Handheld-Digital-TV-Player-default/dp/B08GM859RX/ref=sr\\_1\\_3?\\_\\_mk\\_de\\_DE=%C3%85M%C3%85%C5%BD%C3%95%C3%91&crid=3H8KIVWKY70WV&keywords=12v+mini+tv&qid=1656771268&srefix=12v+mini+t](https://www.amazon.de/Elprico-Digital-TV-tragbarer-12-Zoll-Mini-Fernseher-9LED-Handheld-Digital-TV-Player-default/dp/B08GM859RX/ref=sr_1_3?__mk_de_DE=%C3%85M%C3%85%C5%BD%C3%95%C3%91&crid=3H8KIVWKY70WV&keywords=12v+mini+tv&qid=1656771268&srefix=12v+mini+t) abgerufen
- [33] Verf, O. (23. September 2022). *Photovoltaik*. Von <https://www.photovoltaik.org/> abgerufen
- [34] Wikipedia. (3. August 2022). *Seenkarte*. Von [https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Karte\\_der\\_wichtigsten\\_Fl%C3%BCsse\\_in\\_Mecklenburg-Vorpommern.svg](https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Karte_der_wichtigsten_Fl%C3%BCsse_in_Mecklenburg-Vorpommern.svg) abgerufen
- [35] Yachtwerft Berlin. (4. September 2022). *Daten Jollenkreuzer Greif*. Von [https://www.oldieboote.de/fileadmin/redakteure/Ralf/mailbox\\_06.pdf](https://www.oldieboote.de/fileadmin/redakteure/Ralf/mailbox_06.pdf) abgerufen
- [36] *Zentrale Modulausrichtung*. (2. August 2022). Von [https://www.researchgate.net/figure/Abbildung-51-Korrekturfaktor-fuer-Ertragsdaten-in-Abhaengigkeit-von-Ausrichtung-und\\_fig5\\_323639033](https://www.researchgate.net/figure/Abbildung-51-Korrekturfaktor-fuer-Ertragsdaten-in-Abhaengigkeit-von-Ausrichtung-und_fig5_323639033) abgerufen



### Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

<b><u>Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit</u></b>		
Hiermit versichere ich,		
Name:	Becker	
Vorname:	Kai Alexander	
dass ich die vorliegende Bachelorarbeit – bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema: Leistungssimulation und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zweier Inselsysteme (Solar u. Solar/Windkraft) zur autarken Stromversorgung an Bord eines Segelschiffes auf Grundlage von historischen Wetterdaten		
ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.		
- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -		
Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der -bitte auswählen- ist erfolgt durch:		
Hamburg	12.10.2022	
Ort	Datum	Unterschrift im Original