

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <http://www.researchgate.net/publication/261172752>

# Laststeuerung und Batteriemangement in SOLARKIOSKS – Simulation und Betriebserfahrung

CONFERENCE PAPER · MARCH 2013

---

DOWNLOADS

20

---

VIEWS

180

5 AUTHORS, INCLUDING:



**Matthias Resch**

Reiner Lemoine Institut

**11** PUBLICATIONS **0** CITATIONS

SEE PROFILE



**Felix Schnorr**

Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin

**15** PUBLICATIONS **4** CITATIONS

SEE PROFILE



**Christian Breyer**

Lappeenranta University of Technology

**177** PUBLICATIONS **357** CITATIONS

SEE PROFILE

## Laststeuerung und Batteriemangement in SOLARKIOSKEN – Simulation und Betriebserfahrung

Matthias Resch<sup>1,2</sup>, Miro Wolff<sup>1</sup>, Caspar Wiik<sup>1</sup>, Felix Schnorr<sup>1</sup>, Christian Breyer<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Reiner Lemoine Institut gGmbH, Ostendstraße 25, 12459 Berlin, Germany

Phone +49 (0)30 5304 2013, E-mail: matthias.resch@rl-institut.de,

<sup>2</sup> SOLARKIOSK GmbH, Märkisches Ufer 34, 10179 Berlin, Germany

Phone +49 (30) 4401 3309, E-mail: resch@solarkiosk.eu

### I. EINLEITUNG UND ZIELE

Mehr als 80 % der Menschen ohne Zugang zu elektrischen Strom leben in ländlichen Regionen von Entwicklungsländern [1]. Der SOLARKIOSK [2] kann als Keimzelle der ländlichen Elektrifizierung verstanden werden, da er diesen Menschen ermöglicht, auf der Basis von Photovoltaikstrom ein Geschäft zu eröffnen. Das Geschäftsmodell beruht auf Energiedienstleistungen wie z.B. dem Laden von Lampen und Mobiltelefonen, aber auch auf dem Kühlen von Waren durch eine Kühltruhe. Er wurde entwickelt, um in netzferne Gegenden transportiert zu werden. Durch den modularen Aufbau kann der SOLARKIOSK in ein Internetcafé oder eine Wasseraufbereitungsanlage verwandelt werden. Das weltweite Potenzial für PV-basierte Off-grid Anlagen wird auf 70 GW geschätzt [3]. Aus wirtschaftlichen Gründen und wegen der hohen Solarstrahlung wurde Äthiopien als erstes Land für die Implementierung von SOLARKIOSKEN gewählt [4].

### II. METHODIK UND POTENZIALABSCHÄTZUNG

Das größte Problem für den wirtschaftlichen Betrieb von PV Inseln ist die anfallende Überschussenergie. Unser Ziel war es diese so stark wie möglich durch eine intelligente Laststeuerung (englisch: demand side management DSM) zu reduzieren. Einen heuristischen Ansatz folgend wurden verschiedene Messungen an der Kühltruhe in einer Klimakammer durchgeführt. So konnte auf der Basis eines physikalischen Modells ein Simulationsmodell abgeleitet werden. Die Kühltruhe wurde mit variierenden Mengen an Wasserflaschen beschickt, die bei unterschiedlichen Umgebungstemperaturen auf Nominaltemperatur gekühlt wurden. Durch die Messung der Stromstärke und der Spannung wurde die Leistungsaufnahme der Kühltruhe bestimmt. Durch die Methode der kleinsten Quadrate wurden aus der Leistungskurve, Formeln zur Bestimmung der Leistungszahl (LZ), der Leistung P und der Kühltruheninnentemperatur  $\theta_{in}$  in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur  $\theta_{amb}$ , der gekühlten Masse m und der Nominaltemperatur  $\theta_{nom}$  abgeleitet. Dies führte zu einem besseren Verständnis der Temperaturabhängigkeit der elektrischen Leistung der Kühltruhe. So konnten fünf verschiedene temperaturabhängige Lastszenarien in Abhängigkeit vom Geschäftsmodell erstellt werden. In allen angenommenen Szenarien müssen die folgenden Lasten versorgt beziehungsweise geladen werden:

**Tabelle 1 – Externe und interne elektrische Lasten des SOLARKIOSKS**

|                      | <b>LED<br/>strips</b> | <b>LED<br/>spots</b> | <b>Kühltruhe</b> | <b>Radio/<br/>Musik</b> | <b>Mobil-<br/>telefone</b> | <b>Solar-<br/>laternen</b> |
|----------------------|-----------------------|----------------------|------------------|-------------------------|----------------------------|----------------------------|
| <b>Leistung in W</b> | 12                    | 2,5                  | 40..100          | 40                      | 3,4                        | 5                          |
| <b>Stück</b>         | 2                     | 2                    | 1                | 1                       | 60/d                       | 100/d                      |

- **No DSM:** Mobiltelefone und Solarlampen werden während der Öffnungszeit (7.00 bis 24.00 Uhr) geladen. Die Kühltruhe wird immer geladen wenn etwas entnommen wird.
- **DSM 1:** Mobiltelefone und Solarlampen werden nur während der Tagesdauer geladen. Die Kühltruhe wird jeden Tag zwischen 10.00 und 11.00 Uhr vollständig befüllt und während des Tages nur befüllt wenn ein bestimmter Schwellenwert (16 l) unterschritten wird.
- **DSM 2:** wie DSM 1, aber während der Regenzeiten (Tag 40 bis 44 und Tag 177 bis 254) werden nur 50 % Mobiltelefone und Solarlampen geladen
- **DSM 3:** wie DSM 2; die Überschussenergie wird zusätzlich zur Wasseraufbereitung genutzt
- **DSM 4:** wie DSM 2; um die Überschussenergie zu minimieren wird die Kühltruhe als Energiesenke verwendet

Zusätzlich zur Kühltruhe wurden in der Programmiersprache INSEL [5] das Energiesystem und eine Wasseraufbereitungsanlage basierend auf das SuMeWa | SYSTEM von AUTARCON [6] modelliert. Die grafische Oberfläche von INSEL nutzend wurden bereits implementierte funktionale Blöcke [7] verwendet, um das elektrische System zu modellieren. Einige Blöcke, wie die Kühltruhe und ein Lastkurvengenerator wurden in Fortran programmiert und in INSEL implementiert. Anstatt der INSEL eigenen Wetterdatenbank, wurde die des Reiner Lemoine Institutes verwendet. Diese deckt eine Periode von 22 Jahren ab (von 1984 bis 2005) und beruht auf NASA Daten, die durch das DLR weiterverarbeitet wurden [8].

Im Unterschied zu anderen mit INSEL simulierten Inselsystemen [9] wurde der SOLARKIOSK als 100 % erneuerbares System modelliert dessen Last soweit wie möglich in das Energiesystem integriert und steuerbar ist. Dafür wurde eine benutzerbasierte und automatische Laststeuerung in das Modell implementiert. Durch Anleiten des Benutzers, kann zum Beispiel eine Befüllung der Kühltruhe zwischen 10.00 und 11.00 Uhr erreicht werden. Zusätzlich wurde ein automatisches DSM über einstrahlungsgesteuerte Relais und die Steuerung der Laderegler entwickelt. Das DSM lässt das Laden von Mobiltelefonen und Solarlampen nur während der Tagesstunden zu. Interne Leuchtmittel können nur bei Dunkelheit eingeschaltet werden. Außerdem können während Regenzeiten nur 50 % der externen Lasten geladen werden. Darüber hinaus wurde die Ansteuerung des Wasseraufbereitungssystems und die Steuerung der Kühltruhen in das DSM implementiert. Diese beiden Funktionen reduzieren die Überschussenergie, indem Wasser aufbereitet, beziehungsweise die nominale Kühltruheninnentemperatur je nach Ladezustand der Batterie und der Einstrahlung eingestellt wird.

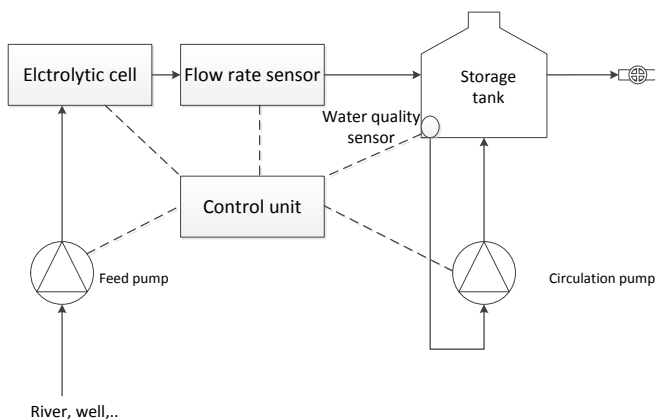


Abb. 1 – Blockdiagramm des SuMeWa | SYSTEM von Autarcon

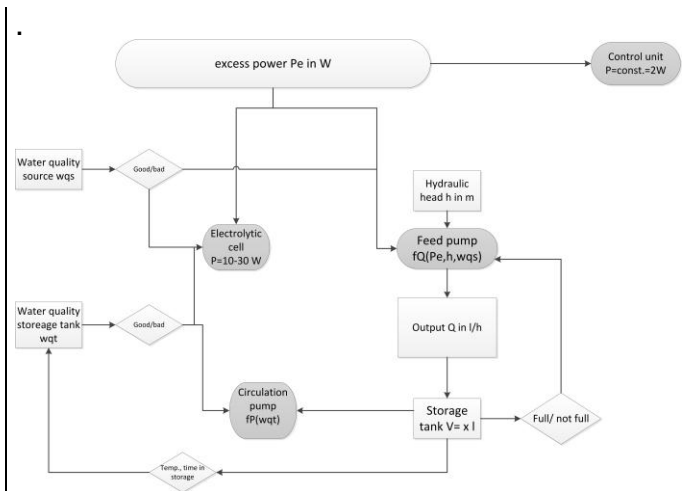
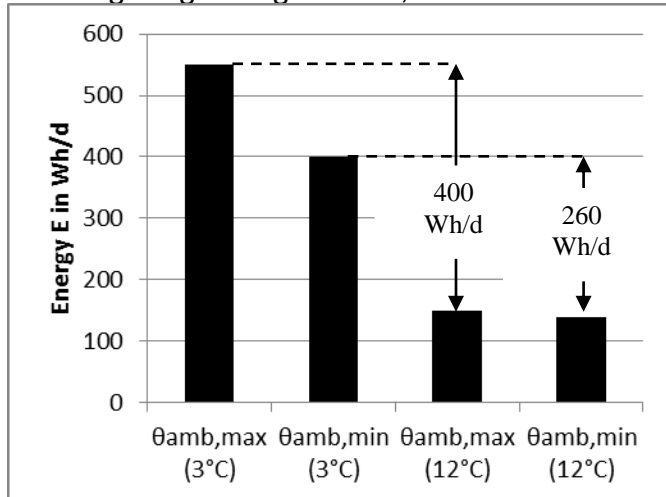


Abb. 2 – Struktogramm des in INSEL implementierten SuMeWa | SYSTEM Modells

Das in INSEL implementierte Wasseraufbereitungssystem SuMeWa (Abb. 1) ist ein nahezu wartungsfreies System, das für die Wasserreinigung benötigte Chlorid durch einen elektrolytischen Prozess selbst produziert. Wie man Abbildung 2 entnehmen kann ist die benötigte Energiemenge, um Wasser zu reinigen hauptsächlich von der Förderhöhe und der Wasserqualität der Quelle abhängig. Andere Faktoren wie die Verweildauer des Wassers im Tank beeinflussen ebenfalls die Energieeffizienz eines m<sup>3</sup> aufbereiteten Trinkwassers, da es nach einer gewissen Zeit im Tank wieder gereinigt werden muss. Das elektrische Potenzial dieses Systems liegt bei 1,2 kWh (34 % der täglichen Last), wenn man einen 1600 l Tank bei einer Flussrate von 270 l/h mit Trinkwasser füllt. Für den schlechtesten Fall wurden eine Förderhöhe von 60 m und eine schlechte Wasserqualität der Quelle angenommen.

Im Kühltruhenmodell wurden 3 Parameter identifiziert, die die Leistung der Kühltruhe maßgeblich beeinflussen: die nominale Kühltruheninnentemperatur, die eingefüllte Masse und dessen Temperatur. Die Kühltruheninnentemperatur kann von 2°C bis 12°C in 1°C Schritten eingestellt werden. Dadurch ist es möglich während der Tagesstunden die Innentemperatur zu senken und während der Nachtstunden zu erhöhen. Diese Steuerung ist Teil des automatischen DSM und wurde in dem Szenario DSM 4 umgesetzt. Für die anderen Lastvarianten, abgesehen vom no DSM Szenario wurde angenommen, dass die Kühltruhe Vormittags gefüllt wird, wenn die Sonne genug Energie liefert, um die Lasten zu versorgen und zusätzlich Wasser zu kühlen.



**Abb. 3 – Energiebedarf der Kühltruhe für den wärmsten und kältesten Tag des Jahres am Lake Langano zur Kühlung von 72 l Wasser**

Um die Simulationsergebnisse des SOLARKIOSK-Modells mit realen Daten zu vergleichen wurden Betriebsdaten der ersten 3 Monate des ersten in Afrika aufgebauten SOLARKIOSKS ausgewertet. Der Standort ist am Lake Langano in Äthiopien. Da dort noch kein DSM realisiert wurde können die Potenziale des benutzergesteuerten und automatischen DSM für diesen Standort berechnet werden. Weil die Batterie das Kernstück des Inselsystems darstellt, wurden die berechneten und gemessenen Ladezustände (englisch state of charge SOC) gegenübergestellt.

Um das elektrische Potenzial der Kühltruhe als Energiesenke zu berechnen, wurden 72 l Wasser (max. Fassungsvermögen) bei einer minimalen und maximalen Umgebungstemperatur von  $\theta_{amb,min} = 15^\circ\text{C}$  and  $\theta_{amb,max} = 23^\circ\text{C}$  (wärmster und kältester Tag des Jahres für den Standort Lake Langano in Äthiopien) auf eine Innentemperatur von 3°C und 12°C binnen 24 h gekühlt. Wie man in Abbildung 3 sehen kann liegt das Potenzial zwischen 260 Wh/d und 400 Wh/d. Ausgehend von einer täglichen Last von 3,5 kWh/d können also 7 % bis 11 % der täglichen Last in die Sonnenstunden verlegt werden, indem man die Kühltruhe während dieser Zeit auf 3°C kühlt und die Kühltruheninnentemperatur während der Nacht auf 12°C einstellt.



**Abb. 4** – Erster SOLARKIOSK am Lake Langano, Äthiopien [2]



**Abb. 5** – Erster SOLARKIOSK am Lake Langano, Äthiopien bei Nacht [2]

Um die Kosteneffizienz der Szenarien zu vergleichen wurden die Energiegestehungskosten (englisch levelized cost of electricity, LCOE) für jede Konfiguration der verschiedenen Energiesysteme gemäß den Gleichungen (1) und (2) berechnet.

$$\text{LCOE} = \frac{\text{capex} \cdot \text{crf} + \text{opex}}{E_{\text{cons}}} \quad (1)$$

$$\text{crf} = \frac{\text{WACC} \cdot (1 + \text{WACC})^n}{(1 + \text{WACC})^n - 1} \quad (2)$$

**Gleichung (1) und (2):**

*Die Abkürzungen sind in Englisch und stehen für:*

*Energiegestehungskosten, levelized cost of electricity (LCOE)*

*Investitionskosten, capital expenditures (capex);*

*Jährliche Instandhaltungs- und Betriebskosten, annual operation and maintenance expenditures (opex);*

*Jährlicher Energieverbrauch, annual consumed energy ( $E_{\text{cons}}$ ),*

*Kapitalrückflussfaktor, capital recovery factor (crf),*

*Kapitalkostensatz, weighted average costs of capital (WACC)*

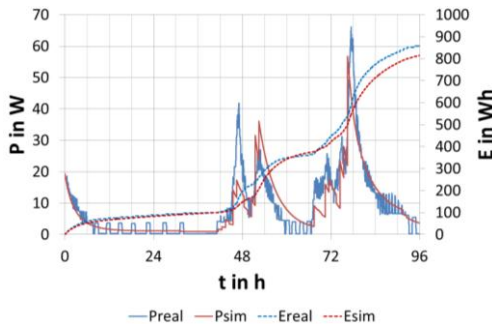
*Lebensdauer, lifetime (n).*

Die wirtschaftliche Betrachtung wurde sowohl für den oben genannten Standort als auch weltweit durchgeführt. Es kann angenommen werden, dass in ländlichen, netzfernen Regionen elektrische Energie normalerweise mit Dieselgeneratoren erzeugt wird. Deswegen wurden die Energiegestehungskosten des PV-Inselsystems den Kosten des Dieselgenerators gegenübergestellt. Die Anschaffungskosten des Dieselgenerators wurden dabei nicht berücksichtigt, sondern lediglich die Kosten des Diesels. Um die Dieselpreise standortbezogen berechnen zu können wurden nationale Dieselpreise ermittelt und mit einem zusätzlichen Faktor versehen, der die Transportkosten zum Standort berücksichtigt. Dadurch wird der Dieselpreis in ländlichen Regionen höher ermittelt als in der Hauptstadt eines Landes [10]. Dieses Modell für die weltweite wirtschaftliche Analyse beruht auf den Arbeiten von Szabó et al. [11].

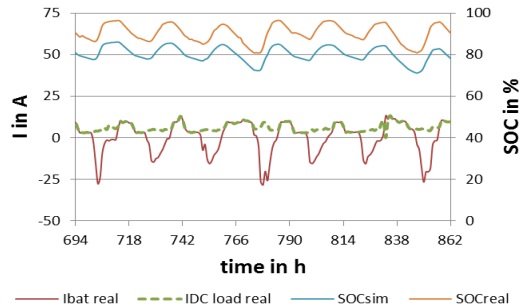
**III. ERGEBNISSE**

Abbildung 6 zeigt die Leistungsaufnahme der Kühltruhe für eine 96 stündige Testphase in 5-Sekunden-Schritten. Der blaue Graph zeigt die Leistung der Kühltruhe, die mit verschiedenen

Wassermengen gefüllt und entladen wird. Während des Versuchsdurchlaufs wurde das Außenklima des Lake Langano in der Klimakammer simuliert. Der rote Graph zeigt die simulierte Leistung der Kühltruhe unseres Kühltruhenmodells. Die gestrichelten Linien repräsentieren die kumulierten Energien, und somit auch die Genauigkeit des Modells. In den ersten 45 h wird die Leistung sehr genau berechnet, da keine Masse ge- bzw. entladen wird. Zwischen den Stunden 45 und 84 wird die Masse dynamisch geändert, was dazu führt, dass die Leistungsaufnahme der Kühltruhe zu niedrig berechnet wird. Der relative Fehler beträgt in dem 96 h Test 5 %. Dieses evaluierte Kühltruhenmodell wurde für die Berechnung der oben genannten Lastfälle benutzt.



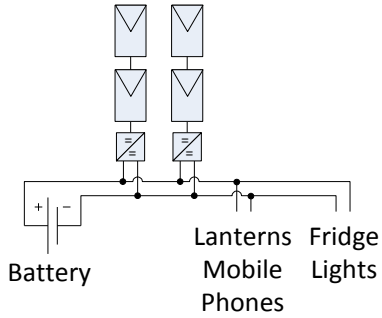
**Abb. 6** – 96 h Evaluierung des Kühltruhenmodells für den Standort Lake Langano



**Abb. 7** – Gegenüberstellung der simulierten und gemessenen Ladezustände der Batterien (SOC) vom 25. bis 31. August 2012

Nach einer 79 tägigen Messperiode am SOLARKIOSK am Lake Langano wurde festgestellt, dass lediglich 0,36 % der Last wechselstromseitig (AC) abgenommen wurde. Das liegt daran, dass der Betreiber hauptsächlich die internen Lasten des Kiosks benutzt und lediglich wenige externe Lasten, die Gleichstrom (DC) beziehen. Deswegen wurden alle Lasten als DC-Lasten berechnet, ohne zusätzliche Umwandlungsverluste durch die Wandlung in Wechselstrom zu berücksichtigen. Die tägliche Last betrug während der Messperiode im Durchschnitt 1,752 kWh/d, was 50 % der gemäß des Geschäftsmodells in Tabelle 1 dargestellten Last ausmacht. Die durch die Beleuchtung, dem Radio und der Kühltruhe verursachte Hauptlast liegt in den Nachtstunden. Wegen des besseren Preis/Leistungsverhältnisses von DC Systemen beziehen sich die LCOE aus Tabelle 2 auf ein DC-basiertes PV-Inselsystem [12]. Abbildung 7 zeigt eine Beispielwoche der Messperiode. Ziel war es das Batteriemodell, das in INSEL hinterlegt ist zu bewerten, da die PV Leistung aufgrund der Kioskdimensionen fixiert ist und die Batteriekapazität direkt von der Lastkurve abhängig ist. Die gemessenen Stromstärken für die DC Last ( $I_{DC}$  load real) und Lade- und Entladeströme ( $I_{bat}$  real) der Batterie sind dargestellt. Bei negativen Strömen wird die Batterie geladen, bei positiven wird sie entladen. Man kann erkennen, dass das System in der Lage ist, die Batterie jeden Tag zu laden, wobei eine große Menge an Überschussenergie anfällt, weil die Last geringer ist als bei der Dimensionierung des Systems angenommen. Darüber hinaus werden der geladene und der mit INSEL berechnete Ladezustand der Batterie gegenübergestellt, wobei eine mittlere Abweichung von 12 % zu sehen ist. Der berechnete SOC liegt immer unter dem gemessenen SOC. Das liegt an der konservativen Ladezustandsberechnung durch INSEL und an dem Batteriemanagement der Leistungselektronik. Weiter wird in INSEL ein Standardbatteriemodell für flüssige Bleibatterien verwendet, während im SOLARKIOSK OPzV Bleigelbatterien verwendet wurden. Abbildung 8 zeigt das elektrische System, in dem 2 Strings mit je 2 Modulen in Serie auf je einen MPPT-Laderegler und einer 12 V Batterie verschaltet sind. Die interne Beleuchtung und die Kühltruhe laufen auf 12 V während die Mobiltelefone und die Lampen entweder mit 5 V oder 12 V betrieben werden. Für alle Szenarien wurde der minimale SOC auf

50 % festgelegt, was aufgrund des konservativen Batteriemodells zu leicht erhöhten Batteriekapazitäten in der Simulation im Vergleich zur Realität führt. Für das Wasseraufbereitungssystem in Szenario DSM 3 wurden ein Speicher von 1600 l, eine Förderhöhe von 60 m und eine Wasserqualität angenommen, die Oberflächenwasser entspricht.

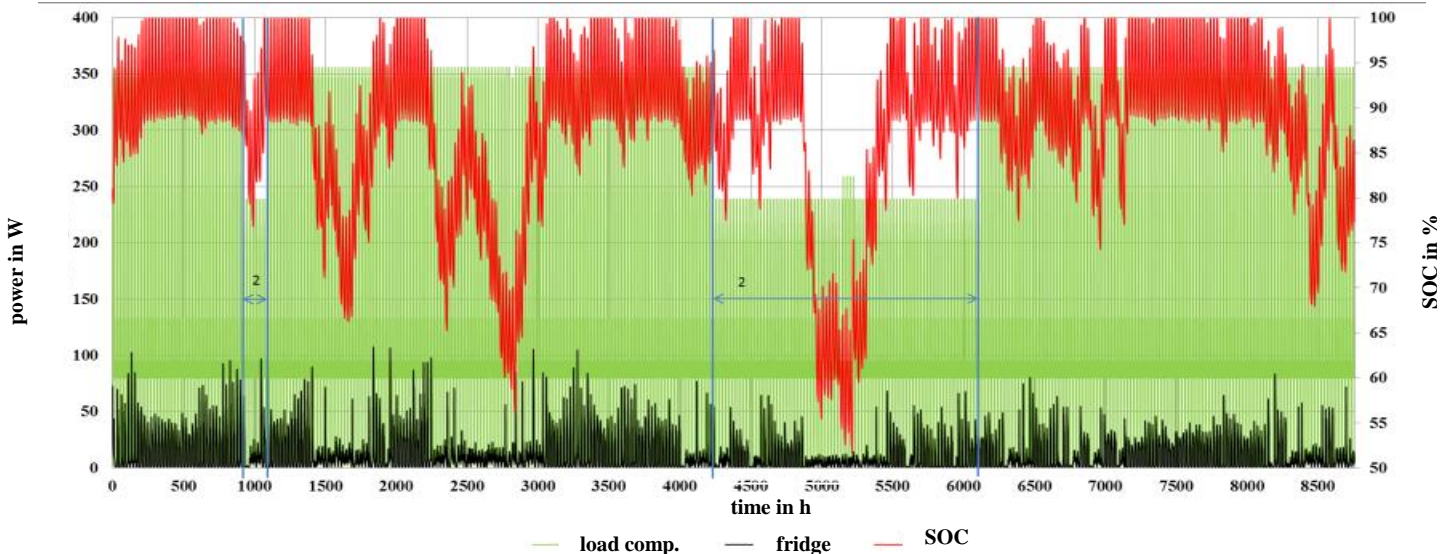


**Tabelle 2 – Parameter der LCOE Berechnung**

|                     | PV System     | Batterie  | Kiosk     | Wasser-aufbereitungs-system |
|---------------------|---------------|-----------|-----------|-----------------------------|
| <b>capex</b>        | 1.04 €/Wp     | 0.17 €/Wh | 6.25 €/Wp | 10 t€/unit                  |
| <b>opex</b>         | 0.0156 €/Wp*a | -         | -         | -                           |
| <b>Lebens-dauer</b> | 20 a          | 8 a       | 20 a      | 20 a                        |
| <b>WACC</b>         | 6 %           | 6 %       | 6 %       | 6 %                         |

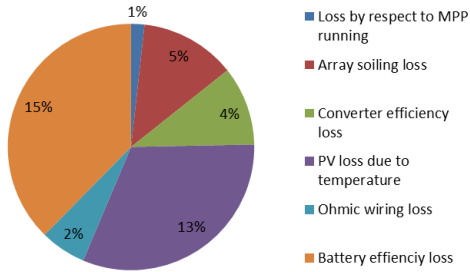
**Abb. 8 – Blockschaltbild des simulierten Systems**

Abbildung 9 zeigt eine Jahressimulation der Leistung der Last und des Ladezustandes der Batterie, für den SOLARKIOSK am Lake Langano. Im Gegensatz zu dem Szenario DSM 3 wurde in dem in Abb. 9 dargestellten Szenario DSM 4 die Kühltruhe als Energiesenke verwendet, um die Überschussenergie zu reduzieren. Wie oben beschrieben wurde dafür die Solltemperatur der Kühltruhe zwischen 3°C und 12°C dynamisch gesteuert. Während der Nachtzeit wurde die Innentemperatur auf 12°C eingestellt. Die Leistungsaufnahme der Kühltruhe wurde separat zu den anderen Lasten berechnet und in schwarz dargestellt. So sieht man die Steuerung der Kühltruhe: Wenn der SOC steigt (roter Graph) steigt auch die Leistung der Kühltruhe und wenn die Batterie entladen wird, dann ist die Leistung der Kühltruhe geringer, so dass sie weniger schnell entladen wird. Außerdem werden die internen und die externen Lasten (grüner Graph) je nach Einstrahlung ein- und ausgeschaltet. Die mit der Zahl „2“ gekennzeichneten Intervalle stellen die Regenzeiten dar. In diesen Perioden werden in den Szenarien 2,3 und 4 nur 50 % der externen Lasten geladen. Man kann leicht erkennen, dass ohne diese Maßnahmen die Batterie mehrmals unter einem SOC von 50 % sinken würde und größer dimensioniert werden müsste.



**Abb. 9 – Simulation der Lasten und des Ladezustandes der Batterie für den SOLARKIOSK am Lake Langanu für das Jahr 1995 des Szenarios DSM 4**

Die berechneten Systemverluste für das Szenario ohne DSM am Lake Langanu sind Abbildung 10 zu entnehmen. Der Batteriewirkungsgrad (für Wh) [7] und die Verschmutzungsverluste [13] der Solarmodule beziehen sich auf Literaturwerte. Die Umwandlungsverluste und die MPPT-Anpassungsverluste wurden durch INSEL gemäß den Herstellerangaben berechnet. Für die Temperaturverluste wurden empirische Daten für voll dachintegrierte PV-Module ohne Hinterlüftung verwendet [14]. Diese Systemverluste weichen lediglich um 1 % von mit der Software PVsyt [15] berechneten Verlusten für das identische System mit denselben Wetterdaten ab. Die theoretische nominale Betriebstemperatur (NOCT) liegt demnach bei 68°C Die Leitungsverluste beruhen auf den Längen und Querschnitten der eingesetzten Leitungen. Berücksichtigt man alle Verluste, kann die Performance Ratio (PR) des Systems mit 66 % berechnet werden. Damit liegt sie etwas geringer, als die 70 %, die von Szabó et al. [11] für PV Inselssysteme in Afrika annimmt. Die Parameter der LCOE Berechnung, welche in Tabelle 2 aufgelistet sind, beruhen auf Preisen die während des Aufbaus des ersten Prototypen in Äthiopien aufgerufen wurden.



**Abb. 10 – Simulierte Systemverluste**

Das PV System versorgt die elektrische Last von etwa 3,5 kWh/h das ganze Jahr ohne Ausfälle. Die Last variiert für die verschiedenen Lastfälle. Für das Szenario ohne DSM ist die tägliche Last mit 3,6 kWh/d am höchsten. Das liegt einerseits an der Kühltruhe, die in diesem Szenario einen höheren Energiebedarf hat, und andererseits daran, dass in dem DSM Szenarien 2,3 und 4 die externe Last während der Regenzeiten um 50 % reduziert wird. Die elektrische Last liegt in den Szenarien DSM 1 und DSM 2 bei 3,4 kWh/d und für DSM 3 bei 3,5 kWh/d. Die höhere Last bei DSM 3 wird ist dem Wasseraufbereitungssystem geschuldet, welches das Wasser stets in Trinkwasserqualität vorhält, auch dann wenn das System keine Überschussenergie bereitstellt. In Abbildung 11 sind die Batteriekapazität und die resultierende Überschussenergie der verschiedenen Lastszenarien dargestellt. Die Batteriekapazität (blaue Säulen) sinkt mit der Erhöhung der Intelligenz des Systems, während die Überschussenergie steigt (rote Säulen). Das führt dazu, dass man in Szenario DSM 3 die überschüssige Energie nutzen kann um zusätzliche Dienstleistungen, wie z.B. Wasseraufbereitung anzubieten. In dem Lastfall DSM 4 hingegen wird versucht die Kühltruhe als Energiesenke zu verwenden, um die Überschussenergie möglichst gering zu halten. Durch die Laststeuerungsmaßnahmen der Variante DSM 4 konnten wir die Batteriekapazität um 2/3 verglichen mit einem System ohne DSM reduzieren, was sich auch deutlich auf die Energiegestehungskosten (LCOE) in Tabelle 3 auswirkt. Die LCOE eines Dieselgenerators liegt bei einem Rohölpreis von 110 USD/bbl. bei etwa 0,50 €/kWh [3]. Daraus leitet sich ab, dass sich die Lastgänge DSM 1, DSM 2, DSM 3 und DSM 4 mit einem PV Inselssystem wirtschaftlicher betreiben lassen, als mit einem Dieselgenerator (Tabelle 3). Wird das Szenario DSM 4 mit dem Szenario no DSM verglichen ist eine maximale Reduzierung der Energiegestehungskosten von 57 % möglich. In dem Lastfall DSM 3 können 160 m<sup>3</sup>/a Wasser aufbereitet werden, es kann aber nur dann die niedrigen Energiegestehungskosten halten, wenn sich das Wasseraufbereitungssystem durch den Verkauf des Wassers während der Lebensdauer des Systems abbezahlt. Bei den berechneten 160 m<sup>3</sup>/a würde der Wasserpreis 3 €/m<sup>3</sup> betragen. Da die Förderhöhe in dem berechneten Fall als mit 60 m als sehr hoch angesetzt wurde, kann man diesen Fall als „worst-case“ Szenario bezeichnen. Wenn der berechnete Wasserpreis einen wirtschaftlichen Einsatz des Aufbereitungssystems garantiert, führt das wie das Szenario DSM 4 zu sehr geringen Energiegestehungskosten. In Tabelle 4 werden die Performance Ratios der

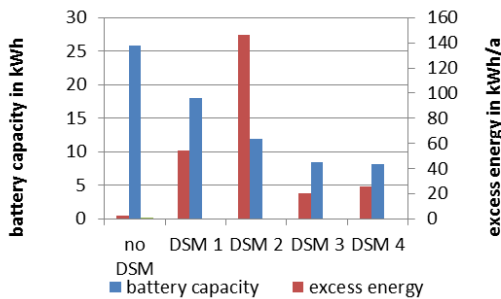


Energiesysteme miteinander verglichen. Im Fall DSM 1 kann der Systemwirkungsgrad um 2 % verbessert werden. Dies ist auf eine Verschiebung der Last in die Tagesstunden zurückzuführen, in denen die erzeugte elektrische Energie direkt genutzt werden kann, ohne in der Batterie zwischengespeichert zu werden. Verglichen mit der Variante DSM 2 ist die PR von DSM 3 geringer, da sich die Last der Wasseraufbereitungsanlage nur bedingt verschieben lässt. Es kann festgestellt werden, dass eine Lastverschiebung in die Tagesstunden (siehe DSM 1) einen höheren Systemwirkungsgrad bewirkt. Die besten Ergebnisse wurden erzielt, wenn die Last zu einem gewissen Grad an die Wetterbedingungen angepasst werden kann (siehe DSM 2) und resultierende Überschussenergie, aufgrund der geringeren Batteriekapazität, durch zusätzliche Lasten reduziert wird (siehe DSM 3 und 4). Der Einsatz einer steuerbaren Kühltruhe stellte sich dabei als wirtschaftlich günstigste Variante dar, allein schon deswegen, weil sie Teil des SOLARKIOSKS ist und so nicht zusätzlich erweitert werden muss.

**Tabelle 3 – LCOE der verschiedenen Lastszenarien**

| LCOE in €/kWh                     | no DSM | DSM 1 | DSM 2 | DSM 3                  | DSM 4 |
|-----------------------------------|--------|-------|-------|------------------------|-------|
| PV Inselsystem                    | 0.60   | 0.47  | 0.34  | 0.27                   | 0.26  |
| PV Inselsystem, inkl. Kioskkosten | 1.02   | 0.91  | 0.79  | 0.72/1.43 <sup>1</sup> | 0.71  |

<sup>1</sup>LCOE, inkl. Kosten der Wasseraufbereitungsanlage

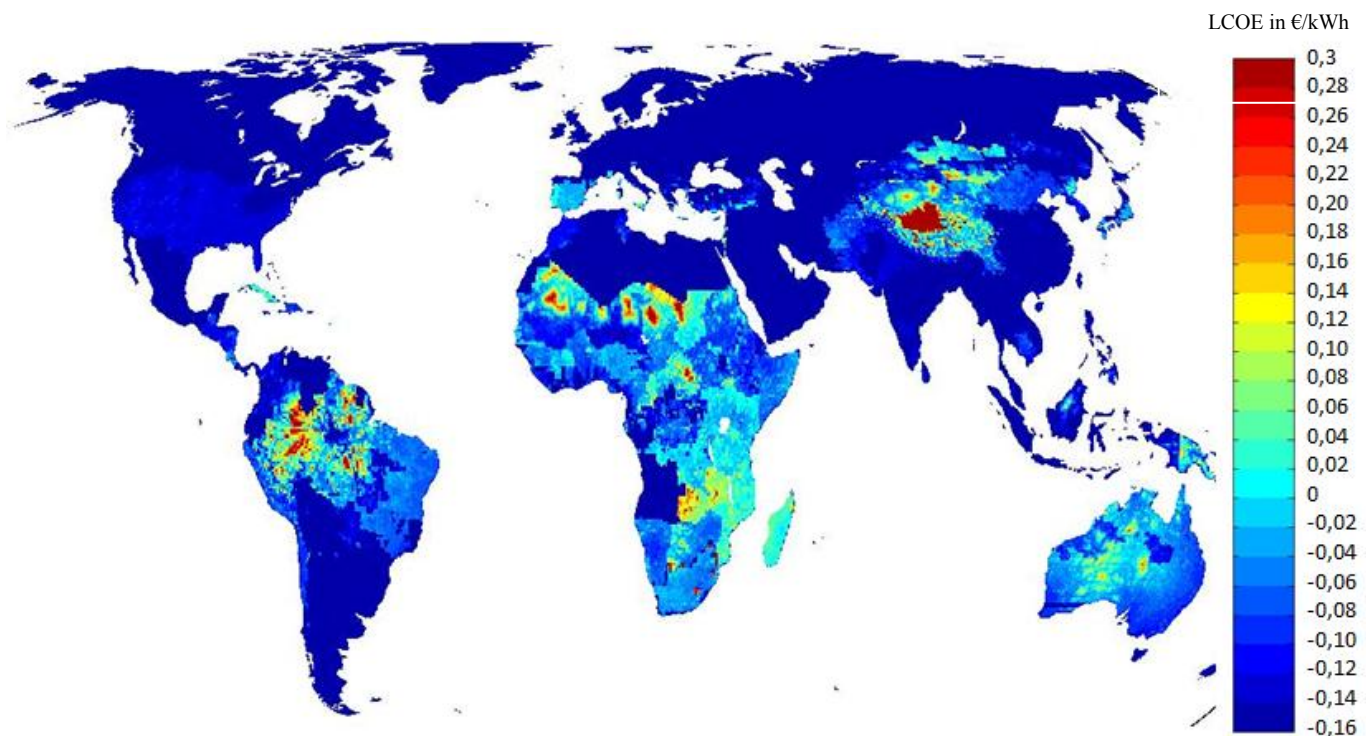


**Abb. 11 – Vergleich der Batteriekapazitäten und der Überschussenergien der verschiedenen Lastszenarien**

**Tabelle 4 – PR der verschiedenen Lasten**

|    | no DSM | DSM 1 | DSM 2 | DSM 3 | DSM 4 |
|----|--------|-------|-------|-------|-------|
| PR | 66%    | 68%   | 73%   | 70%   | 73%   |

Abbildung 12 zeigt den Kostenvorteil von PV Inselsystemen, wie sie im SOLARKIOSK verwendet werden, im Vergleich zu Dieselsystemen in einem weltweiten Kontext. Die zugrundeliegende Lastkurve basiert auf dem Szenario DSM 1, aber für jeden Standort wurden die Solargenerator- und die Batteriegröße individuell optimiert, um die geringsten LCOE zu erreichen. Dabei wurden die Ausbaustufen bedingt durch die Modularität des SOLARKIOSKS berücksichtigt. Wie oben erwähnt, führt die Entfernung zu Straßen und Infrastruktur zu hohen Dieselpreisen, was sich positiv auf den Kostenvorteil von PV Inselsystemen auswirkt. Die Energiegestehungskosten sind als positive Zahl dargestellt, wenn PV Inselsysteme einen Kostenvorteil gegenüber Dieselsystemen haben. Sind die LCOE von Dieselsystemen niedriger, ist die Zahl negativ. Regionen wie der Amazonas, die Himalaya Region oder die Sahara sind besonders günstig für den Einsatz von PV Inselsystemen. Andererseits ist der Einsatz PV Inselsystemen in SOLARKIOSKEN in ölfördernden Ländern, wie z.B. Saudi Arabien, Algerien oder Angola eher fraglich, da der Dieselpreis in diesen Ländern sehr niedrig ist.



**Abb. 12** – Gegenüberstellung der Energiegestehungskosten von PV Inselsystemen und Dieselsystemen

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Energiegestehungskosten des PV Inselsystem des SOLARKIOSKS in weiten Teilen Afrikas, aber auch anderen netzfernen Regionen der Welt, günstiger sind als die LCOE eines Dieselsystems. Zieht man in Betracht, dass die Dieselpreise auf Daten des Jahres 2010 beruhen und dass die Preise tendenziell eher steigen werden, wird sich der Kostenvorteil weiter in Richtung erneuerbare Energien verschieben. Darüber hinaus können die LCOE von PV Inselsystemen durch eine intelligente Laststeuerung, z.B. durch die Nutzung der Kühltruhe als Energiesenke noch drastisch gesenkt werden. So konnten, wie oben gezeigt, die Energiegestehungskosten um 45 % (von DSM 1 auf DSM 4) gesenkt werden. Würde diese Laststeuerung in der weltweiten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ebenfalls berücksichtigt, so würde der Kostenvorteil von PV Inselsystemen gegenüber Dieselsystemen sogar noch deutlicher ausfallen.

#### IV. ZUSAMMENFASSUNG/ AUSBLICK

Es wurde gezeigt, dass durch ein gut dimensioniertes PV System in SOLARKIOSKEN zusammen mit einer intelligenten Laststeuerung die Batteriekapazität und damit die Energiegestehungskosten um bis zu 57 % gesenkt werden können. Dadurch wird der SOLARKIOSK eine wirtschaftlich attraktive Lösung für eine ländliche Elektrifizierung in Gegenden ohne Stromnetz. Der Einsatz der Kühltruhe als Energiesenke hat dabei das größte Einsparungspotenzial.

#### DANKSAGUNG

Die serienreife Entwicklung und Optimierung des SOLARKIOSKS hat das Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) durch die Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen e.V. (AiF) unter der Fördernummer no. KF2888301RP1 finanziert. Vielen Dank auch an unsere Forschungspartner Stefan Fittkau von Stefan Fittkau Metallbau + Kunstschmiede GmbH, Thomas Willemeit, Lars Krückeberg, Wolfram Putz, Johanna Kuntze und Sebastian Massmann der GRAFT – Gesellschaft von Architekten mbH, Prof. Dr.-Ing Norbert Klaes, Prof. Dr.-Ing. Dieter Bunte, Thomas Keuchel und Andreas Hartmann der Hochschule für Technik

und Wirtschaft Berlins (HTW) für die großartige Zusammenarbeit in den unterschiedlichen Phasen des Projektes. Der Autor bedankt sich ebenfalls bei Phillip Otter der AUTARCON GmbH für die tiefen Einblicke in deren Wasseraufbereitungssystem und besonders bei Herrn Dr. Jürgen Schumacher der doppelintegral GmbH für seine endlose Geduld und die hervorragende Unterstützung. Besonderen Dank gehen an Andreas Spieß und Dr. Ulrich Möller der SOLARKIOSK GmbH, die all dies erst möglich gemacht haben und dafür, dass wir dieselbe Vision teilen durften.

#### LITERATURVERZEICHNIS

- [1] IEA (International Energy Agency), "World energy outlook 2010," Paris, 2010.
- [2] "SOLARKIOSK GmbH." [Online]. Available: [www.solarkiosk.eu](http://www.solarkiosk.eu).
- [3] C. Breyer, C. Werner, S. Rolland, and P. Adelman, "Off-Grid Photovoltaic Applications in Region of low Electrification: High Demand, fast Financial Amortization and large Market Potential," in Proc. 26th EU PVSEC, 2011, September,
- [4] A. Gerlach, M. Hlusiak, C. Peters, P. Adelman, J. Winiacki, S. Tsegaye, and W. Gashie, "Electrifying the Poor: Highly Economic Off-Grid PV Systems in Ethiopia - A Basis for Sustainable Rural Development," in Proc. 24th EU PVSEC, 2009, September.
- [5] J. Schumacher, "Integrated Simulation Environment Language, INSEL 8.1." doppelintegral GmbH.
- [6] P. Otter and F. Benz, "Sun meets Water," *Sonnenenergie*, vol. 4, pp. 37–39, 2011.
- [7] J. Schumacher, "Digitale Simulation regenerativer elektrischer Energieversorgungssysteme," PhD Thesis, Oldenburg, 1991.
- [8] A.-K. Gerlach, D. Stetter, J. Schmid, and C. Breyer, "PV and Wind Power - Complementary Technologies," Proc. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference. 2011.
- [9] R. Wasmayr, K. Kafka, and J. Schmid, "Simulation of Battery Energy Storage Systems – A Technical and Economical Overview," in *Batterietag NRW 2012*, 2012, p. 6.
- [10] C. Breyer, E. Gaudchau, A.-K. Gerlach, M. Hlusiak, C. Cader, P. Bertheau, and V. Wasgindt, "PV-based Mini-Grids for Electrification in Developing Countries," study on behalf of SMA Stiftungsverbund, <http://www.sma-stiftungsverbund.de>, 2012.
- [11] S. Szabó, K. Bódis, T. Huld, and M. Moner-Girona, "Energy solutions in rural Africa: mapping electrification costs of distributed solar and diesel generation versus grid extension," *Environmental Research Letters*, vol. 6, no. 3, p. 034002, 2011.
- [12] M. Müller, "Betrachtungen der Systemwirkungsgrade für autarke batteriegestützte Hybridsysteme," in 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2012,
- [13] R. E. Cabanillas and H. Munguía, "Dust accumulation effect on efficiency of Si photovoltaic modules," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, p. 043114, 2011.
- [14] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme*, 7th ed. Hanser Verlag München, 2011, p. 403.
- [15] A. Mermoud, "PVsyst 5.6." [www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com)