

Bebber, Matthias et al.

Working Paper

PV-Diesel-Hybrid-System für ein Krankenhaus in Ghana - Anbindung eines PV-Batteriespeichersmodells an ein bestehendes Generatormodell

IZNE Working Paper Series, No. 21/3

Provided in Cooperation with:

Bonn-Rhein-Sieg University of Applied Sciences, International Centre for Sustainable Development (IZNE)

Suggested Citation: Bebber, Matthias et al. (2021) : PV-Diesel-Hybrid-System für ein Krankenhaus in Ghana - Anbindung eines PV-Batteriespeichersmodells an ein bestehendes Generatormodell, IZNE Working Paper Series, No. 21/3, ISBN 978-3-96043-091-9, Hochschule Bonn-Rhein-Sieg, Internationales Zentrum für Nachhaltige Entwicklung (IZNE), Sankt Augustin, <https://doi.org/10.18418/978-3-96043-091-9>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/233379>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

PV–Diesel–Hybrid–System für ein Krankenhaus in Ghana – Anbindung eines PV–Batteriespeichermodells an ein bestehendes Generatormodell

PV–diesel–hybrid system for a hospital in Ghana – Connection of a PV battery storage model to an existing generator model

Matthias Bebber, Stefanie Meilinger, Samer Chaaraoui, Silvan Rummeny, Thorsten Schneiders, Eberhard Waffenschmidt



PV–Diesel–Hybrid–System für ein Krankenhaus in Ghana – Anbindung eines PV–Batteriespeichersmodells an ein bestehendes Generatormodell

Abstract

In diesem Paper wird ein Modell eines Photovoltaik(PV)-Diesel-Hybrid-Systems aufgebaut. Dieses System besitzt neben einer PV-Anlage einen Batteriespeicher und ist an das öffentliche Stromnetz angeschlossen. Bei einem Ausfall aller drei Energiequellen stellt ein Dieselgenerator die Stromversorgung sicher. Mit Hilfe des erstellten Modells wird der Einfluss der unterschiedlichen Jahreszeiten und Wetterbedingungen auf den PV-Ertrag und das gesamte System im Zeitraum von Februar 2016 bis Februar 2017 untersucht. Die Messdaten dafür stammen von einem Krankenhaus in Akwatia, Ghana. Das Krankenhaus besitzt bereits eine PV-Anlage und einen Dieselgenerator als Backup.

Ein weiterer Aspekt der Untersuchung ist der Einfluss der Stromausfälle, die in dieser Region häufig vorkommen, auf den Einsatz des Generators.

Resultat der Untersuchung ist die Relevanz saisonaler und infrastruktureller Einflüsse auf die Betriebsweise des Systems. Mit Hilfe des erstellten Modells wurde analysiert, dass besonders während der Regenzeit im August die PV-Leistung sinkt und folglich viel Energie durch das öffentliche Stromnetz und den Generator bereitgestellt werden muss. Ein weiterer signifikanter Einbruch im PV-Ertrag ist zur Zeit des Harmattans im Januar zu verzeichnen.

**Matthias Bebbber¹, Stefanie Meilinger¹, Samer Chaaraoui¹, Silvan Rummeny²,
Thorsten Schneiders², Eberhard Waffenschmidt²**

¹Internationales Zentrum für Nachhaltige Entwicklung (IZNE), Hochschule Bonn-Rhein-Sieg, 53757 Sankt Augustin

²Cologne Institute for Renewable Energy (CIRE), Technische Hochschule Köln, 50679 Köln

Kontakt: stefanie.meilinger@h-brs.de

ISBN 978-3-96043-091-9 (Working Paper 21/3)
DOI 10.18418/978-3-96043-091-9 (Working Paper 21/3)
IZNE Working Paper Series
ISSN 2511-0861

Bonn-Rhein-Sieg University of Applied Sciences
International Centre for Sustainable Development (IZNE)

Grantham-Allee 20

53757 Sankt Augustin / Germany

izne.info@h-brs.de

PV–diesel–hybrid system for a hospital in Ghana – Connection of a PV battery storage model to an existing generator model

Abstract

In this paper, a model of a photovoltaic (PV)-diesel-hybrid system is built. In addition to a PV system, this system has a battery storage system and is connected to the public power grid. In case of a failure of all three energy sources, a diesel generator ensures the power supply. With the help of the created model, the influence of different seasons and weather conditions on the PV yield and the entire system is investigated in the period from February 2016 to February 2017. The data for this study was collected in a hospital in Akwatia, Ghana. The hospital is already equipped with a PV system and a diesel generator as backup.

Another aspect of the study is the impact of power outages, which are common in this region, on the use of the generator.

The results show the relevance of seasonal and infrastructural influences on the operating mode of the system. With the help of the created model it was shown that especially during the rainy season in August the PV output decreases and consequently a lot of energy has to be provided by the public grid and the generator. Another significant drop in PV yield is observed at the time of Harmattan in January.

**Matthias Bebber¹, Stefanie Meilinger¹, Samer Chaaraoui¹, Silvan Rummeny²,
Thorsten Schneiders², Eberhard Waffenschmidt²**

¹Internationales Zentrum für Nachhaltige Entwicklung (IZNE), Hochschule Bonn-Rhein-Sieg, 53757 Sankt Augustin

²Cologne Institute for Renewable Energy (CIRE), Technische Hochschule Köln, 50679 Cologne

Contact: stefanie.meilinger@h-brs.de

ISBN 978-3-96043-091-9 (Working Paper 21/3)
DOI 10.18418/978-3-96043-091-9 (Working Paper 21/3)
IZNE Working Paper Series
ISSN 2511-0861

Bonn-Rhein-Sieg University of Applied Sciences
International Centre for Sustainable Development (IZNE)

Grantham-Allee 20

53757 Sankt Augustin / Germany

izne.info@h-brs.de

PV–Diesel–Hybrid–System für ein Krankenhaus in Ghana

Anbindung eines PV-Batteriespeichersmodells an ein bestehendes Generatormodell

**Matthias Bebber, Stefanie Meilinger, Samer Chaaraoui, Silvan Rummeny,
Thorsten Schneiders, Eberhard Waffenschmidt**

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis.....	V
Abkürzungsverzeichnis.....	V
1 Einleitung.....	1
2 Modellbeschreibung.....	2
2.1 Simescape Batteriemodell.....	2
2.2 Generatormodell.....	3
2.3 Funktionsweise des Hybrid-System-Modells.....	4
3 Datenbeschreibung.....	5
4 Ergebnisse.....	7
4.1 Einfluss saisonaler Effekte auf den PV-Ertrag.....	8
4.2 Einfluss saisonaler Effekte auf den Netzbezug.....	11
4.3 Einfluss von Stromausfällen.....	14
5 Zusammenfassung und Fazit.....	16
6 Ausblick.....	17
Literatur.....	19

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der Dispatch-Strategie	5
Abbildung 2: Beispiel der aufbereiteten Lastkurve	6
Abbildung 3: PV-Ertrag Akwatia (25 kW _p Anlage) im Zeitraum Februar 2016 bis Februar 2017	7
Abbildung 4: Aerosol Optische Dicke im Zeitraum Februar 2016 bis Februar 2017 (Koforidua) (Aerosol Robotik Network [25])	9
Abbildung 5: Cloud Albedo im Zeitraum Februar 2016 bis Februar 2017 (Akwatia) [27]	10
Abbildung 6: Globalstrahlung im Zeitraum Februar 2016 bis Februar 2017 (Akwatia) [27]	11
Abbildung 7: Simulationsergebnisse für Zeitraum I, (3) 300 kWh-Speicher, ohne Stromausfall... ..	12
Abbildung 8: Boxplots für „Anteil Netzbezug am Gesamtverbrauch“ mit Tageswerten	13
Abbildung 9: Simulationsergebnisse für Zeitraum II, (4) 1200 kWh-Speicher, mit Stromausfall ..	15

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Konfigurationen	8
Tabelle 2: Anteil Netzbezug am Gesamtverbrauch	12
Tabelle 3: Dieserverbrauch	14
Tabelle 4: Versorgungssicherheit	15

Abkürzungsverzeichnis

PV	Photovoltaik
EnerSHelf	Energy-Self-Sufficiency for Health Facilities in Ghana
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
kW _p	Kilowatt peak (Leistung einer PV-Anlage unter Standardtestbedingungen)
EMS	Energy Management System
SoC	State of Charge (Ladezustand)
AOD	Aerosol Optische Dicke

PV–diesel–hybrid system for a hospital in Ghana

Connection of a PV battery storage model to an existing generator model

**Matthias Bebber, Stefanie Meilinger, Samer Chaaraoui, Silvan Rummeny,
Thorsten Schneiders, Eberhard Waffenschmidt**

Table of contents

List of figures	VII
List of tables	VII
List of abbreviations.....	VII
1 Introduction	21
2 Model description	22
2.1 Simscape battery model.....	22
2.2 Generator model	23
2.3 Operation of the hybrid system model	24
3 Data description	25
4 Results	26
4.1 Influence of seasonal effects on PV yield	28
4.2 Influence of seasonal effects on mains supply.....	30
4.3 Influence of power outages.....	32
5 Summary and conclusion	35
6 Outlook	36
References	38

List of figures

Figure 1: Illustration of the dispatch strategy	25
Figure 2: Example of the prepared load curve	26
Figure 3: PV yield Akwatia (25 kW _p plant) in the period February 2016 to February 2017	27
Figure 4: Aerosol optical depth during the period February 2016 to February 2017 (Koforidua) (Aerosol Robotics Network [25])	28
Figure 5: Cloud albedo during the period February 2016 to February 2017 (Akwatia) [27]	29
Figure 6: Global radiation in the period February 2016 to February 2017 (Akwatia) [27]	30
Figure 7: Simulation results for period I, (3) 300 kWh storage, without power outage	31
Figure 8: Boxplots for "Share of mains supply in total consumption" with daily values	32
Figure 9: Simulation results for period II, (4) 1200 kWh storage, with power outages	34

List of tables

Table 1: Configurations	27
Table 2: Share of mains supply in total consumption	31
Table 3: Diesel consumption	33
Table 4: Energy security	34

List of abbreviations

PV	Photovoltaic
EnerSHelf	Energy-Self-Sufficiency for Health Facilities in Ghana
CO ₂	Carbon dioxide
kW _p	Kilowatt peak (output of a PV system under standard test conditions)
EMS	Energy Management System
SoC	State of Charge
AOD	Aerosol optical depth

1 Einleitung

In Ghana ist im letzten Jahrzehnt der Strombedarf gegenüber der Stromerzeugung deutlich gestiegen, mit dem Resultat, dass die Stromversorgung aktuell sehr instabil ist [1]. Stromausfälle von wenigen Minuten bis zu mehreren Stunden sind dort keine Seltenheit. Dies führt insbesondere bei zu versorgender kritischer Infrastruktur wie Krankenhäusern zu großen Problemen. Durch die instabile Stromversorgung werden die notwendigen Prozesse in Krankenhäusern (z.B. OP-Saal Beleuchtung, Kühlung von Medikamenten, Sterilisation) sowie der Zugang zu den und die Qualität der Gesundheitsdienste stark eingeschränkt [2].

Daher verfügen die meisten Gesundheitseinrichtungen über eine unabhängige Stromversorgung, diese wird zumeist mit einem Dieselgenerator sichergestellt. Der Generator übernimmt dann im Falle eines Stromausfalls die Versorgung der Gesundheitseinrichtung.

Das Projekt Energy-Self-Sufficiency for Health Facilities in Ghana (EnerSHelF) sucht nach Strategien, die Dieselgeneratoren aus Umwelt- und auch aus wirtschaftlichen Gründen durch einen Batteriespeicher und eine Photovoltaikanlage (PV-Anlage) zu ersetzen oder zu ergänzen. Dadurch wäre ein Einsatz dieser Dieselgeneratoren weniger häufig notwendig. [3]

Verschiedene Studien (z. B. [4–6]) zeigen, dass solche Hybrid-Systeme sowohl für ländliche Gegenden als auch für kleinere Gesundheitseinrichtungen gut geeignet sind. Sie stellen eine sichere und sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch vorteilhafte Stromversorgung dar. In Ländern mit hoher Sonneneinstrahlung bietet sich besonders die Verwendung einer PV-Anlage an. Trotz des hohen Potentials für die Verwendung von Photovoltaik, ist in Ghana der Anteil der Solarenergie an der gesamten Stromerzeugung mit 0,2 % (2018) noch sehr gering [7]. Integrierte PV-Systeme bieten daher eine gute Möglichkeit, die Stromversorgung in Ghana zu verbessern [8, 9]. Dabei zeigt sich, dass auf dem Gebiet der Hybrid-Systeme immer weiter geforscht werden muss, um die Systeme kontinuierlich zu optimieren und an die lokalen Gegebenheiten anzupassen [10].

Zum westafrikanischen Gesundheitssektor existieren bislang wenige Publikationen mit Dokumentationen über Anforderung und Umsetzung von PV-Hybridssystemen [11–13].

Bei Adaramola et al. [14] wird das Verhalten eines Hybrid-Systems aus einer PV-Anlage, einer Batterie, einem Generator und einer Windturbine mit der Software HOMER untersucht. Der

Standort des Systems liegt in Ghana, in der Nähe von Accra. Im Gegensatz zu dem in dieser Arbeit untersuchten System besteht dieses System zusätzlich aus einer Windturbine und ist nicht an das öffentliche Netz angeschlossen. In der Sensibilitätsanalyse der Solarstrahlung und der Windgeschwindigkeiten zeigt sich, dass die Variabilität dieser Größen einen großen Einfluss auf die Stromentstehungskosten hat.

Rummeny et al. [15] untersuchen ein ähnliches System für das St. Dominic's Hospital in Akwatia. Während sich [15] vor allem auf verschiedene Komponenten-Variationen und deren Einfluss auf Stromentstehungskosten und CO₂-Einsparungen fokussiert, untersucht die vorliegende Studie den Einfluss der Speichergröße auf das Systemverhalten. Dafür werden zunächst ein PV-Leistungsmodell und ein Batteriemodell an ein bestehendes Generatormodell [16] gekoppelt.

Mit Hilfe des Modells wird das Systemverhalten unter der Verwendung der Last- und PV-Daten des St. Dominic's Hospital in Akwatia analysiert. Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, für unterschiedliche Batteriegrößen den Einfluss von Stromausfällen auf den Einsatz des Generators und dessen Dieselverbrauch zu untersuchen und dabei insbesondere auch die saisonalen Unterschiede der Solarstrahlung auf das System zu berücksichtigen. Die hier vorliegende Studie verwendet Teilkomponenten des in [16, 17] verwendeten Modells und entwickelt diese weiter.

2 Modellbeschreibung

Die Hauptkomponenten des Modells sind ein Batteriemodell aus der Simscape-Bibliothek aus MATLAB/Simulink zur Speicherung und Bereitstellung von elektrischer Energie und ein einfacher Laderegler [18]. Für das neue MATLAB/Simulink-Modell wird dieses an ein bestehendes Generatormodell [16] gekoppelt.

2.1 Simscape Batteriemodell

Das Batteriemodell von MATLAB/Simulink aus der Simscape-Bibliothek kann mehrere Batterietechnologien simulieren. Dazu gehören Blei-Säure-, Nickel-Cadmium-, Nickel-Metall-Hydrid- und Lithium-Ionen-Batterien. In dieser Arbeit wird die Lithium-Ionen-Technologie simuliert. Dazu besitzt das Modell zwei Grundgleichungen für das Entladen Gl. (1) und das Laden Gl. (2) der Batterie.

$$E_{batt} = E_0 - K_r \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot i^* - K_c \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot it + A \cdot e^{-B \cdot it} \quad (1) [19]$$

$$E_{batt} = E_0 - K_r \cdot \frac{Q}{it - 0.1Q} \cdot i^* - K_c \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot it + A \cdot e^{-B \cdot it} \quad (2) [19]$$

E_{batt} - Leerlaufspannung [V]

K_r - Polarisationswiderstand [Ω]

it - entnommene Ladung [Ah]

K_c - Polarisationskonstante [V/Ah]

B - exponentielle Kapazität der Bat. [1/Ah]

E_0 - Nennspannung [V]

Q - max. Kapazität der Batterie [Ah]

i^* - niederfrequenter Ladestrom [A]

A - exponentielle Spannung der Bat. [V]

Eine wesentliche Komponente des Batteriemodells ist der Verlauf der Leerlaufspannung E_{batt} der Batterie. Die Leerlaufspannung während des Entladevorgangs setzt sich dabei aus vier Termen zusammen (siehe Gl.(1)). Der erste Term beschreibt die konstante Nennspannung E_0 der Batterie, der zweite und dritte Term beschreiben den Einfluss auf die Spannung aufgrund der Polarisation. Dieser ist abhängig von der Differenz zwischen der maximalen Kapazität Q und der entnommenen Ladung it , des niederfrequenten Entladestrom i^* und der beiden Konstanten K_r und K_c . Der vierte Term beschreibt die Spannung im exponentiellen Teil des Spannungsverlaufs. Den Ladezustand der Batterie berechnet das Modell über die Differenz von maximaler Kapazität und entnommener Ladung. Für die Simulation einer bestimmten Batterie müssen mindestens Angaben zu der Kapazität, der Nennspannung und der Technologie der Batterie gemacht werden. Alle weiteren Größen können von dem Modell selbst bestimmt werden.

Für den Ladevorgang ändert sich beim Batteriemodell in Gl. (2) einzig der zweite Term zu $K_r \cdot \frac{Q}{it} \cdot i^*$, wobei sich noch eine experimentell ermittelte Verschiebung von 10 % zu $K_r \cdot \frac{Q}{it - 0.1Q} \cdot i^*$ in Bezug auf die maximale Kapazität ergibt [19].

2.2 Generatormodell

Auswahl des Generatormodells

Als Generatormodell wird ein Modell der TH Köln ausgewählt [16]. Das Generatormodell ist Teil eines Tools, das dem Vergleich verschiedener Konfigurationen von Offgridsystemen dient, um eine optimale Zusammenstellung der Systemkomponenten zu ermitteln. Es ist möglich, innerhalb des Tools verschiedene „Dispatch-Strategien“ auszuwählen, die jeweils eine andere Fahrweise des Offgridsystems simulieren. Diese werden über ein EMS (Energy Management System) modelliert.

Beschreibung des Generatormodells

Das Generatormodell bietet die Möglichkeit, bestimmte Eigenschaften eines Generators zu hinterlegen. Diese Eigenschaften beinhalten die elektrische Nennleistung, den Dieserverbrauch, die minimale Laufzeit und die Mindestlast. Während der Simulation bestimmt das EMS, wie viel Leistung der Generator erbringen muss und das Generatormodell berechnet abhängig von der Leistung den aktuellen Dieserverbrauch.

Der Dieserverbrauch kann für vier verschiedene Betriebspunkte im Modell eingetragen werden, für 25 %, 50 %, 75 % und 100 % der Nennleistung. Das Modell interpoliert diese dann zu einer Verbrauchskurve, um daraus den aktuellen Verbrauch zu bestimmen. Wenn beim Generator ein Lastsprung von mindestens 50 % der Nennleistung eintritt, wird noch ein zusätzlicher Dieserverbrauch berechnet, der sog. dynamische Verbrauch. Dieser berechnet sich anhand der Gl. (3).

$$FC_{add} = \left(0,16 * \frac{|\Delta P|}{P_n} - 0,07 \right) * FC_{stat} \quad (3) [16]$$

FC_{stat} – statischer Kraftstoffverbrauch [l]

ΔP – Lastsprung des Generators [kW]

P_n – Nennleistung des Generators [kW]

2.3 Funktionsweise des Hybrid-System-Modells

Die PV-Leistung und der Verbrauch sind bereits durch Messdaten gegeben. Im EMS wird nach der in Abbildung 1 dargestellten (Dispatch-)Strategie berechnet, wie die restliche Last im Hybrid-System verteilt wird. Das Batteriemodell bestimmt hierzu den Ladezustand des Batteriespeichers. Das Generatormodell berechnet den aktuellen Verbrauch.

Die verwendete Dispatch-Strategie ist eine Weiterentwicklung der in [16] verwendeten Strategie, die ihre Priorität in der Verteilung der Last in der Reihenfolge PV, Batterie und Generator hat. Diese wird dahingehend angepasst, dass das öffentliche Stromnetz als eine weitere Energiequelle genutzt wird, wenn es verfügbar ist. Im Falle eines Stromausfalls springt der Dieselerzeuger zur Stromerzeugung ein.

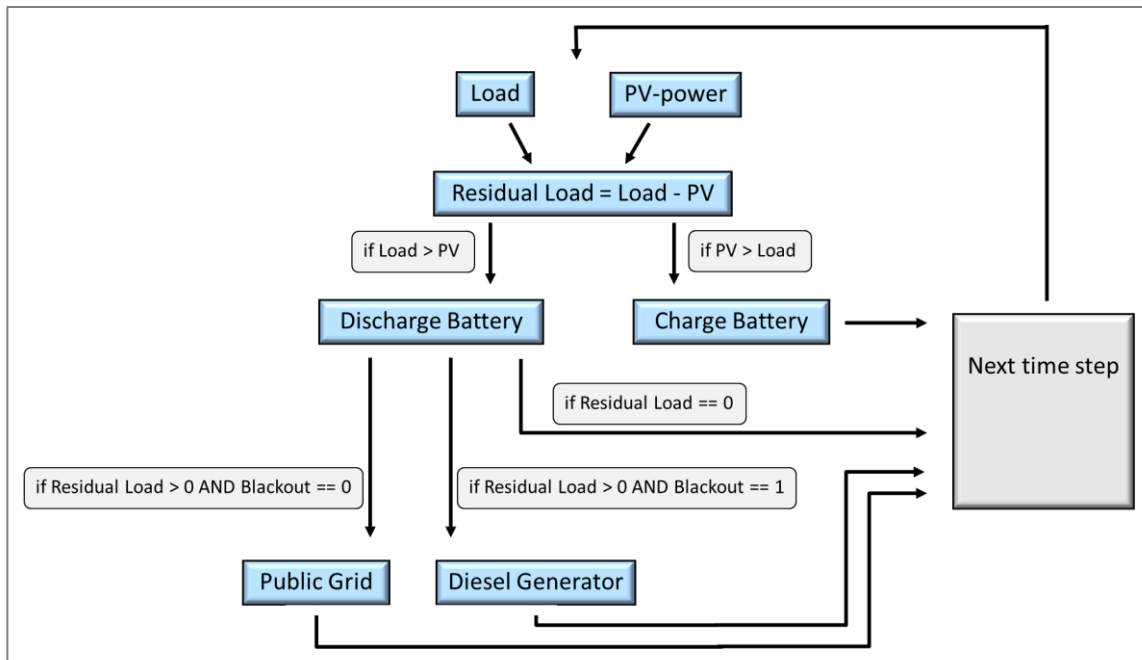


Abbildung 1: Darstellung der Dispatch-Strategie

Wie in Abbildung 1 dargestellt, wird die Last in der neuen Dispatch-Strategie nach den folgenden Prioritäten verteilt:

1. Solange kein Stromausfall stattfindet, wird die elektrische Leistung, die benötigt wird, über die PV-Anlage oder
2. die Batterie gedeckt.
3. Wenn diese nicht genügend Leistung bereitstellen können, wird die Last über das öffentliche Stromnetz versorgt. Für das Stromnetz wird dabei angenommen, dass es jederzeit beliebig viel Energie liefern kann.
4. Wenn nun ein Stromausfall eintritt, kann das Stromnetz keine Energie mehr liefern. In diesem Fall stellt der Generator die Energie bereit, die nicht über die PV-Anlage oder Batterie abgedeckt wird.

3 Datenbeschreibung

Als Eingangsdaten für das Modell werden Daten des St. Dominic's Hospital in Akwatia, Ghana, genutzt. Auf dem Gelände des Krankenhauses in Akwatia wurden im Rahmen des Projektes „Father Franz Kruse Solar Energy Project“ [20] mit Hilfe der TH Köln zwei PV-Anlagen installiert, eine 25 kW_p und eine 65 kW_p Anlage. Aufgrund der verbauten Stromzähler (Smart Meter) und Wechselrichter der PV-Anlagen ist es möglich, den elektrischen Verbrauch des Krankenhauses und die elektrische Leistung der PV-Anlagen zu erfassen. Dadurch stehen für den Standort reale

Verbrauchsdaten und PV-Ertragsdaten in einer viertelstündlichen Auflösung zur Verfügung. Für diese Arbeit werden die Messdaten für den Zeitraum Februar 2016 bis Februar 2017 betrachtet, da für diesen Zeitraum Daten der 25 kW_p Anlage und des Verbrauchs für ein zusammenhängendes Jahr vorhanden sind.

Während die PV-Leistungsdaten für den betrachteten Zeitraum vollständig vorliegen, befinden sich in den Lastdaten diverse Lücken, in denen keine Informationen zum Verbrauch vorhanden sind. Diese Lücken entstehen aufgrund der Stromausfälle. Da aber während der Stromausfälle dennoch ein Bedarf an elektrischer Energie vorhanden ist, wurden diese Lücken auf der Basis statistisch ermittelter standortspezifischer Lastdaten ergänzt. Dazu wurden aus den Lastdaten eines Jahres Durchschnittswerte für die einzelnen Wochentage des Jahres gebildet [21]. Diese Durchschnittswerte werden dann in die entsprechenden Lücken eingesetzt. So erhält man eine vollständig durchgehende Lastkurve für den Zeitraum (siehe Abbildung 2).

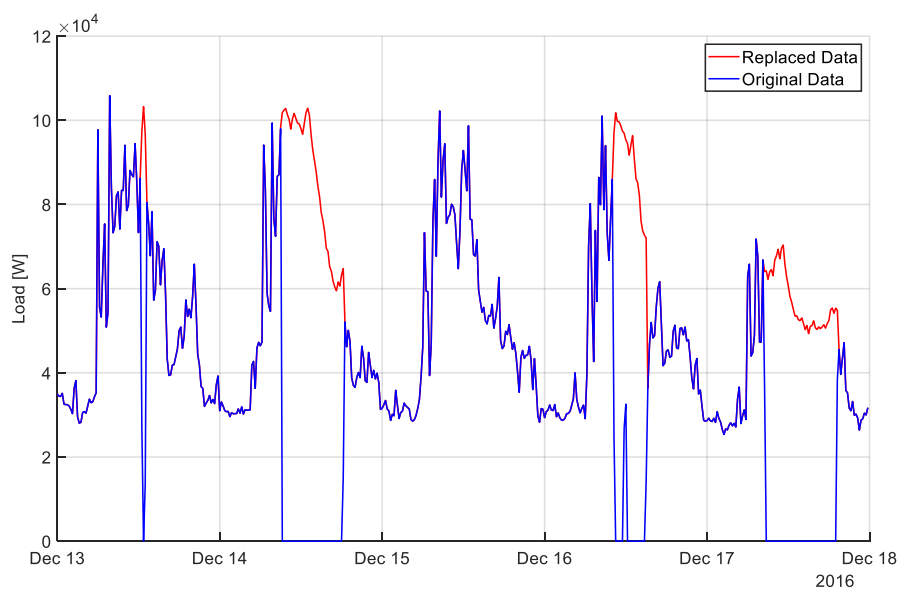


Abbildung 2: Beispiel der aufbereiteten Lastkurve

4 Ergebnisse

Für die Simulationen werden drei Zeiträume in der Zeit vom 8. Februar 2016 bis zum 7. Februar 2017 ausgesucht.

Die drei Zeiträume lassen sich drei unterschiedlichen Wetterlagen zuordnen:

- Zeitraum I (15.03.2016 bis 28.03.2016) der Trockenzeit,
- Zeitraum II (15.08.2016 bis 28.08.2016) der Regenzeit und
- Zeitraum III (10.01.2017 bis 23.01.2017) dem Harmattan.

Der Harmattan ist ein saisonal auftretender, sehr trockener Wind in Westafrika. Er hat seinen Ursprung in der Sahara und führt viel Staub mit sich [22].

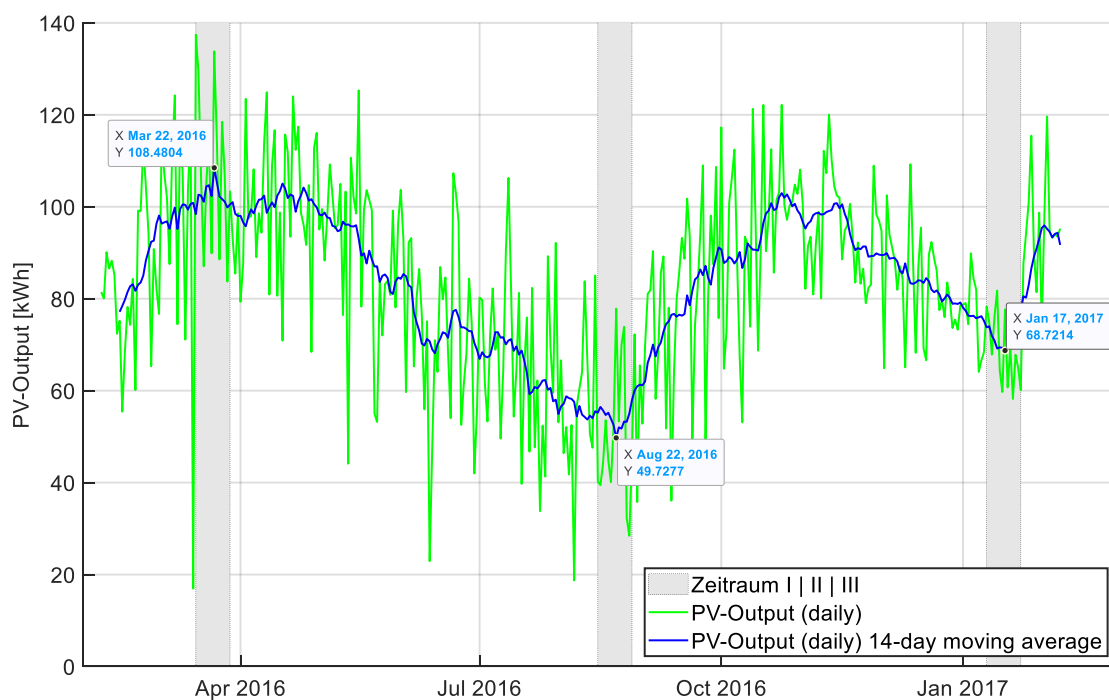


Abbildung 3: PV-Ertrag Akwatia (25 kW_p Anlage) im Zeitraum Februar 2016 bis Februar 2017

Alle drei Zeiträume umfassen 14 Tage. Sie bilden drei wetterbedingte Extremsituationen des PV-Ertrags im Jahresverlauf ab (siehe Abbildung 3). Die meteorologischen Randbedingungen für die drei ausgewählten Perioden werden in Kapitel 4.1 näher erläutert.

Für die Simulationen werden sechs verschiedene hypothetische Anlagenkonfigurationen erstellt.

Tabelle 1: Konfigurationen

Konfiguration	PV-Anlagengröße [kW _p]	Batteriekapazität [kWh]	Stromausfälle
(1)	375	1200	nein
(2)	375	600	nein
(3)	375	300	nein
(4)	375	1200	ja
(5)	375	600	ja
(6)	375	300	ja

Hierbei wird von einer Vergrößerung der aktuellen PV-Anlage und einer Ergänzung des Systems durch einen Batteriespeicher ausgegangen. Alle Konfigurationen haben die gleiche PV-Anlagengröße von 375 kW_p mit jeweils einer „kleinen“ (300 kWh) , einer „mittleren“ (600 kWh) und einer „großen“ (1200 kWh) Batterie (siehe Tabelle 1). Für die Simulationen der 375 kW_p PV-Anlage wird der Ertrag der bestehenden 25 kW_p Anlage (aus Akwatia) in erster Näherung linear hochskaliert. Darüber hinaus werden für alle Konfigurationen jeweils zwei Szenarien berechnet, eines mit und eines ohne Stromausfälle. Als Dieselgenerator wird für die Simulationen ein Modell des Generators der Firma Perkins verwendet, der über eine Nennleistung von 250 kVA verfügt [23]. Für den Batteriespeicher wird ein Modell des Lithium-Eisenphosphat-Speichers der Firma Pylontech mit einer Nennspannung von 48 V [24] verwendet.

Jeder der drei Zeiträume wird mit diesen sechs Konfigurationen untersucht.

Die Konfigurationen (1) bis (3) dienen der Untersuchung des Einflusses saisonaler Effekte auf die PV-Leistung und den Netzbezug. Die Konfigurationen (4) bis (6) dienen der Untersuchung des Einflusses von Stromausfällen auf den Einsatz des Generators bzw. den Dieselverbrauch.

4.1 Einfluss saisonaler Effekte auf den PV-Ertrag

Im Folgenden werden die drei betrachteten Zeiträume im Hinblick auf die Wettersituation und die jeweils für die Strahlung relevanten Parameter verglichen und eingeordnet.

Aerosole

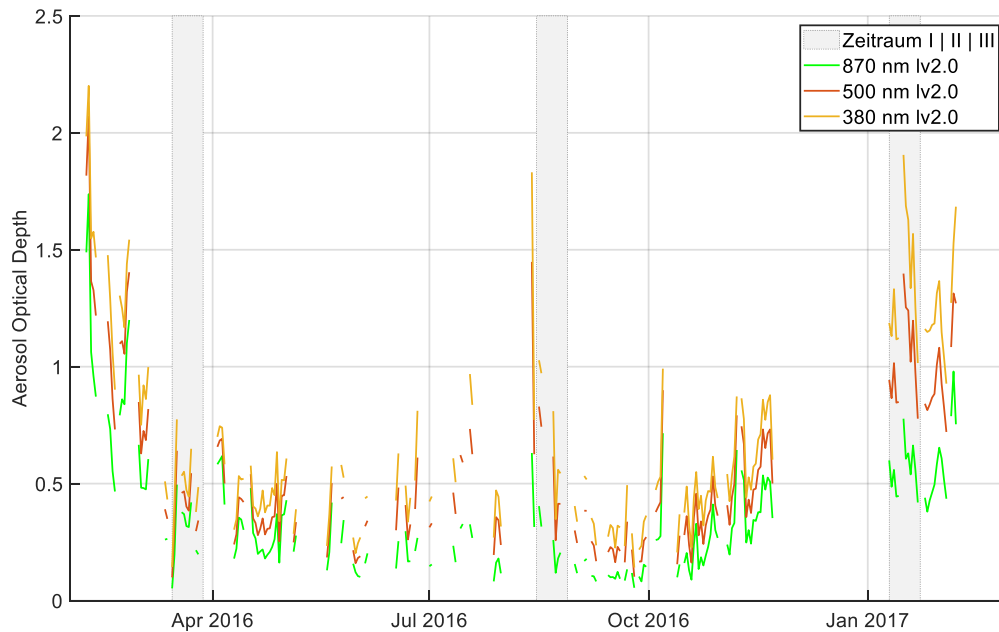


Abbildung 4: Aerosol Optische Dicke im Zeitraum Februar 2016 bis Februar 2017 (Koforidua)
(Aerosol Robotik Network [25])

In Abbildung 4 ist die Aerosol Optische Dicke (AOD) für drei verschiedene Wellenlängen während des untersuchten Zeitraums für den Standort Koforidua dargestellt. Koforidua befindet sich etwa 60 km östlich von Akwatia – für Akwatia sind keine Daten der AOD verfügbar. Koforidua ist der nächstgelegene Ort mit vorhandenen Messdaten. Die AOD gibt an, wie stark die Sonneneinstrahlung durch Partikel in der Luft (Aerosole) abgeschwächt wird.

Hierbei ist zu erkennen, dass im Zeitraum I (März) und auch im Zeitraum II (August) die AOD relativ gering ist. Sowohl im Februar 2016 als auch im Januar / Februar 2017, in dem sich der Zeitraum III befindet, herrscht eine relativ hohe AOD. Das entspricht der Zeit, in der in dieser Region der Harmattan stattfindet. Die hohen AOD Werte entsprechen der starken Staubbelastung während dieser Periode. Dieser hohe Aerosolanteil in der Luft führt zu einer signifikanten Reduktion der solaren Einstrahlung (Abbildung 6) und damit zu hohen PV-Leistungseinbußen. Die Einbußen können bei starker Staubbelastung in Westafrika zu einer Verringerung der PV-Leistung um bis zu 79 % führen, während die durchschnittliche Verringerung durch Aerosole lediglich bis zu 22 % beträgt [26].

Bewölkung

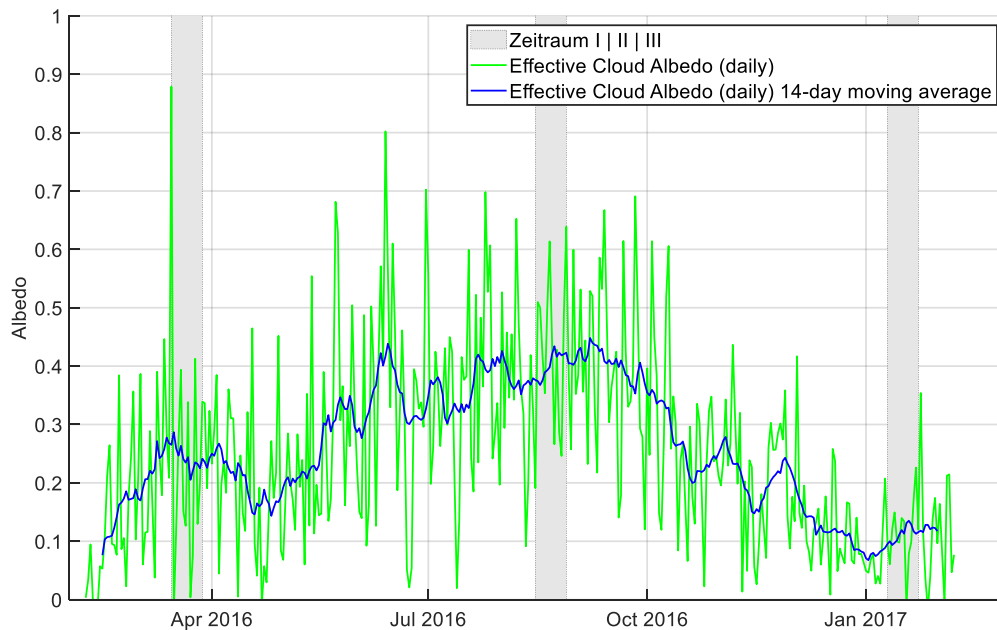


Abbildung 5: Cloud Albedo im Zeitraum Februar 2016 bis Februar 2017 (Akwatia) [27]

In Abbildung 5 ist die Albedo für die Wolken über den betrachteten Zeitraum dargestellt. Die Wolkenalbedo gibt dabei an, welcher Anteil der Solarstrahlung durch die Wolken reflektiert wird. In Abbildung 5 kann man erkennen, dass im Zeitraum zwischen Juni und September die Wolkenalbedo relativ hoch ist. Anfang 2016 ist die Wolkenalbedo etwas niedriger und gegen Ende 2016 und Anfang 2017 ist sie noch etwas geringer. Das zeigt, dass im Zeitraum II, in der Regenzeit, durch die Wolken ein größerer Anteil der Solarstrahlung ins Weltall zurückreflektiert wird, wodurch die solare Einstrahlung (Abbildung 6) und damit der PV-Ertrag sinken.

Globalstrahlung

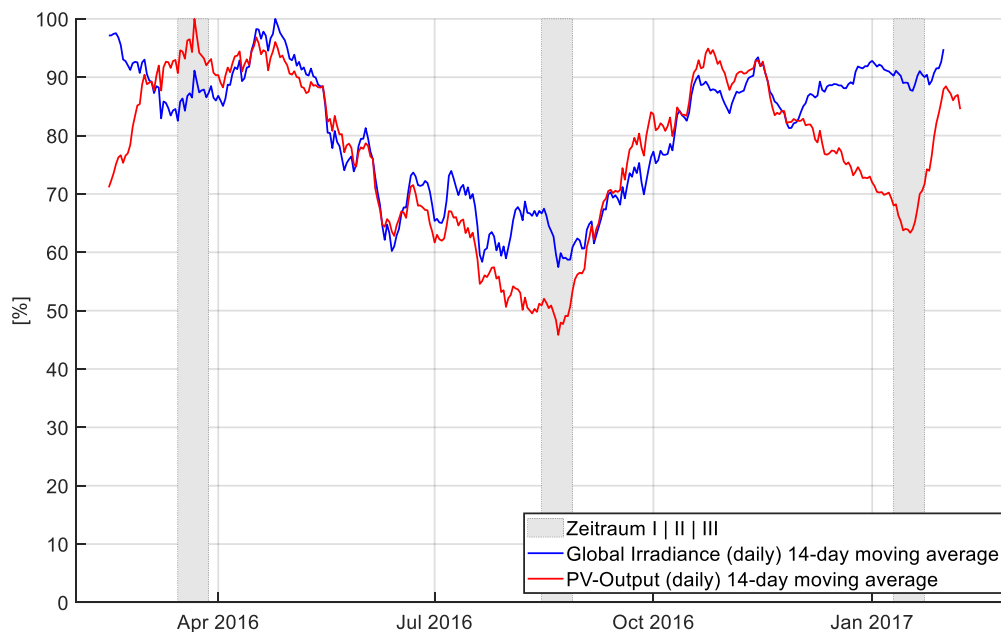


Abbildung 6: Globalstrahlung im Zeitraum Februar 2016 bis Februar 2017 (Akwatia) [27]

In Abbildung 6 sind als blaue Kurve die Globalstrahlung für den Standort Akwatia und als rote Kurve die PV-Leistung des Krankenhauses als gleitender Mittelwert abgebildet. Die Werte sind auf das Intervall von 0 % bis 100 % der maximalen Einstrahlung normiert. Darauf ist zu erkennen, dass der grundsätzliche Verlauf der Globalstrahlung gleich dem Verlauf der PV-Leistung ist. Größere Abweichungen gibt es im Januar und Februar, wenn auch die Aerosolwerte steigen (siehe Abbildung 4). Dies ist vermutlich auf eine Verschmutzung der Anlage durch Staubablagerungen zurückzuführen.

4.2 Einfluss saisonaler Effekte auf den Netzbezug

Für die Untersuchung des Einflusses der saisonal bedingten Unterschiede der solaren Einstrahlung bzw. PV-Leistung auf den Netzbezug werden alle Zeiträume mit den Konfigurationen (1) bis (3) simuliert.

Für jeden der drei Zeiträume und für jedes Szenario wird der prozentuale Anteil des Netzbezugs am Gesamtverbrauch des Krankenhauses bestimmt (siehe Tabelle 2). Je größer dieser Anteil ist, umso weniger decken die PV-Anlage und die Batterie den Bedarf an elektrischer Energie. In Tabelle 2 sind die Ergebnisse als arithmetischer Mittelwert des jeweiligen Zeitraums angegeben.

Tabelle 2: Anteil Netzbezug am Gesamtverbrauch

Zeitraum (ohne Stromausfall)	I. 15.03. - 28.03.2016	II. 15.08. - 28.08.2016	III. 10.01. - 23.01.2017
Konfiguration (1): 375 kW _p mit 1200 kWh Anteil Netzbezug an Gesamtlast [%]	8,7	53,0	27,0
Konfiguration (2): 375 kW _p mit 600 kWh Anteil Netzbezug an Gesamtlast [%]	20,8	54,5	29,5
Konfiguration (3): 375 kW _p mit 300 kWh Anteil Netzbezug an Gesamtlast [%]	35,1	57,4	40,2

Der Mittelwert des Zeitraums I (März) mit der Konfiguration (1) ist mit 8,7 % am niedrigsten. Das bedeutet, dass während der Trockenzeit über 90 % der Last von der PV-Anlage bzw. Batterie gedeckt werden. Je kleiner die Batterie für den Zeitraum I wird, umso größer wird der Anteil des Netzbezugs am Gesamtverbrauch. Das lässt sich dadurch erklären, dass die „mittlere“ bzw. „kleinere“ Batterie nicht den kompletten Überschuss der PV-Anlage speichern können.

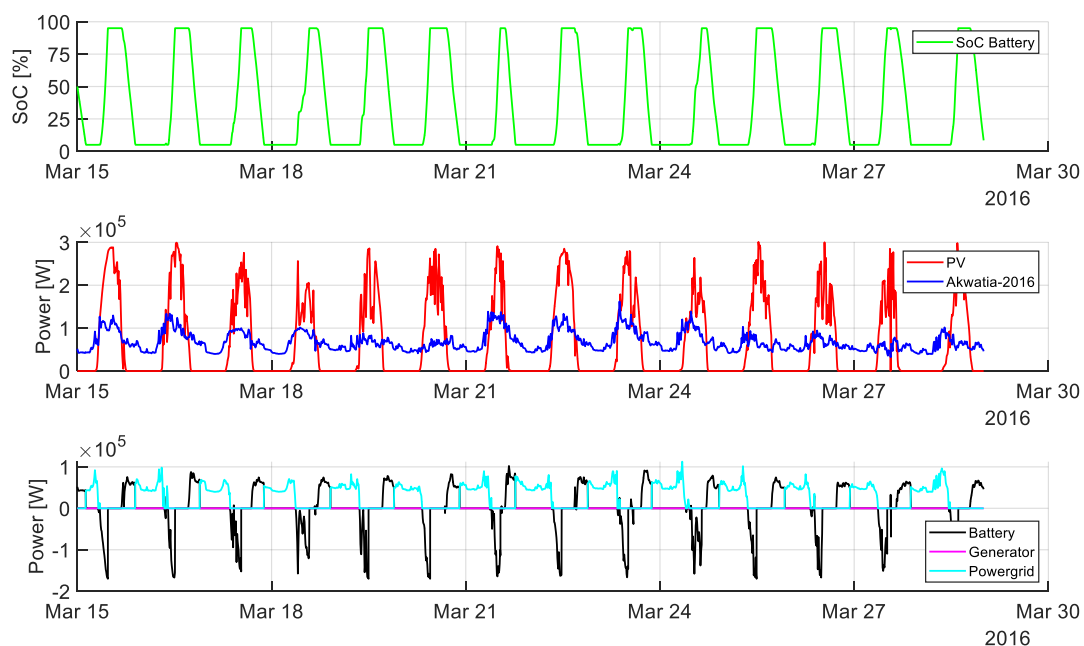


Abbildung 7: Simulationsergebnisse für Zeitraum I, (3) 300 kWh-Speicher, ohne Stromausfall

In Abbildung 7 kann man sehen, dass die PV-Leistung (rote Kurve) deutlich die Last (blaue Kurve) während der Trockenzeit übersteigt. Da die Batterie mit 300 kWh klein ist, ist sie am Morgen bereits nach kurzer Zeit vollgeladen (grüne Kurve). Dadurch lässt sich ein großer Teil des PV-Überschusses nicht speichern, da hierfür keine Speicherkapazität vorhanden ist. Entsprechend ist der prozentuale Anteil des Netzbezugs direkt gekoppelt mit der Kapazität des Batteriespeichers (Tabelle 2). Während der Regenzeit hingegen (Zeitraum II: August) ändert sich der Anteil des

Netzbezug am Gesamtverbrauch kaum mit der Batteriekapazität, da dort aufgrund der starken Bewölkung und der damit einhergehenden geringen PV-Leistung der Überschuss so gering ist, dass selbst die Speicherkapazität der „kleinen“ Batterie ausreichend ist, den überwiegenden Teil davon zwischen zu speichern. Während der Harmattanperiode (Zeitraum III: Januar) hat die Batteriegröße wiederum einen größeren Einfluss, da die staubbedingte Reduktion der PV-Leistung geringer ist, als die durch die Wolken verursachte.

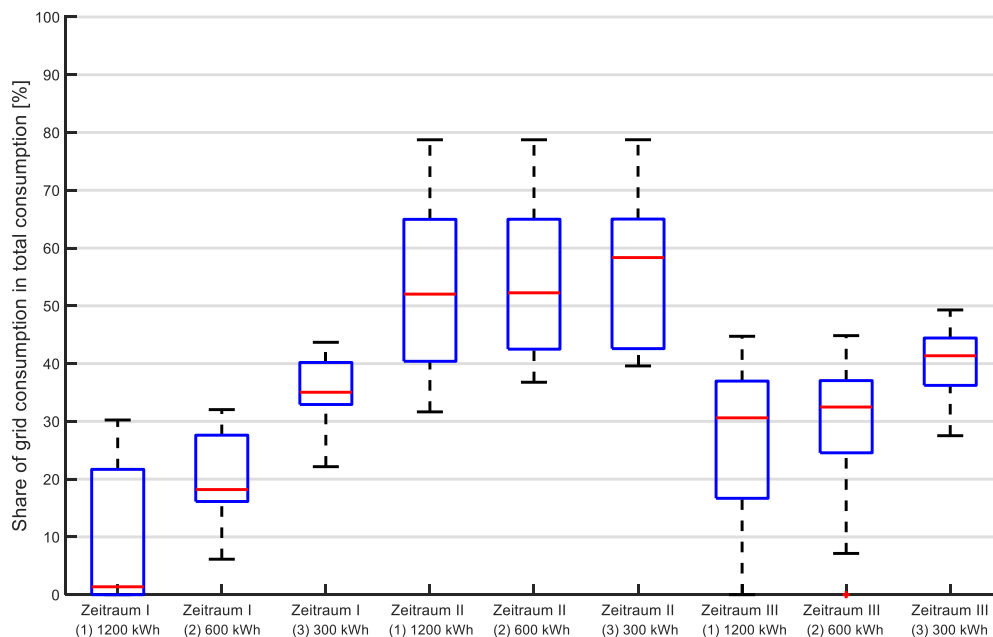


Abbildung 8: Boxplots für „Anteil Netzbezug am Gesamtverbrauch“ mit Tageswerten

In Abbildung 8 kann man erkennen, dass der Zeitraum II grundsätzlich einen deutlich größeren Netzbezug hat als die anderen beiden Zeiträume. Das erklärt sich dadurch, dass sich im August (Zeitraum II), aufgrund der starken Bewölkung in der Regenzeit, eine deutlich verringerte PV-Leistung ergibt. Einzelne Tage haben dort fast bis zu 80 % Netzbezug. Für den Zeitraum III ergibt sich gegenüber dem Zeitraum I eine leichte Erhöhung. Auffällig ist für den Zeitraum III, dass mit der „kleinen“ Batterie (3) kein Tag, mit einem Netzbezug unter 27 %, vorhanden ist. Die beiden anderen Batteriegrößen haben hingegen teilweise deutlich geringere Werte. Das liegt daran, dass sowohl die „große“ als auch die „mittlere“ Batterie die Überschüsse der PV-Leistung in größerem Maße speichern und bei Bedarf abgeben können. Die „kleine“ Batterie hat dafür zu wenig Kapazität.

4.3 Einfluss von Stromausfällen

Um den Einfluss von Stromausfällen zu untersuchen, wird für alle Zeiträume ein einheitliches „Stromausfallmuster“ genutzt. Dadurch erhält man gleiche Bedingungen beim Vergleich der Zeiträume. Stromausfälle wurden anhand der Last-Daten des Krankenhauses aus Akwatia identifiziert. Als repräsentatives Muster für die Häufigkeit und Frequenz solcher Ausfälle wurden zwei Wochen im Juni 2016 ausgewählt. Das Muster wurde auf alle drei untersuchten Zeiträume in gleicher Weise angewendet, um den Dieserverbrauch für die drei Zeiträume und die drei Anlagenkonfigurationen zu bestimmen.

In Tabelle 3 ist der Dieserverbrauch des Generators in Abhängigkeit vom Zeitraum und der Konfiguration angegeben. Es handelt sich um den Gesamtverbrauch des Generators, der sich durch die Stromausfälle ergibt, wenn die Last nicht durch die PV-Anlage oder den Batteriespeicher gedeckt wird.

Tabelle 3: Dieserverbrauch

Zeitraum (mit Stromausfall)	I. 15.03. - 28.03.2016	II. 15.08. - 28.08.2016	III. 10.01. - 23.01.2017
Konfiguration (4): 375 kW _p mit 1200 kWh Dieserverbrauch [l]	0,0	286,0	122,6
Konfiguration (5): 375 kW _p mit 600 kWh Dieserverbrauch [l]	76,7	286,0	123,0
Konfiguration (6): 375 kW _p mit 300 kWh Dieserverbrauch [l]	95,2	286,1	134,2

Die Analyse, der in Tabelle 3 dargestellten Ergebnisse zeigt deutlich, dass der Dieserverbrauch von der saisonal bedingten Höhe der PV-Leistung und von der Batteriegröße abhängt. Je größer die Batteriekapazität ist, umso besser kann die Batterie mögliche Überschüsse der PV-Anlage speichern und gegebenenfalls bei einem Stromausfall einspeisen. Es fällt auf, dass es zwischen den untersuchten Zeiträumen große Unterschiede gibt. Die saisonal bedingten Unterschiede im PV-Ertrag haben einen starken Einfluss. In der Trockenzeit (Zeitraum I: März) ergibt sich die höchste PV-Leistung. Dadurch kann mehr elektrische Energie in der Batterie gespeichert werden und bei einem Stromausfall genutzt werden. Hier kann mit einer ausreichend großen Batterie eine hohe Versorgungssicherheit erreicht werden. In der Regenzeit (Zeitraum II: August) ergibt sich durch den geringen PV-Ertrag hingegen nie die Situation, dass ausreichend Überschussstrom für die

Überbrückung von Stromausfällen gespeichert werden kann. Entsprechend ist der Dieserverbrauch unabhängig von der Batteriegröße durchweg hoch.

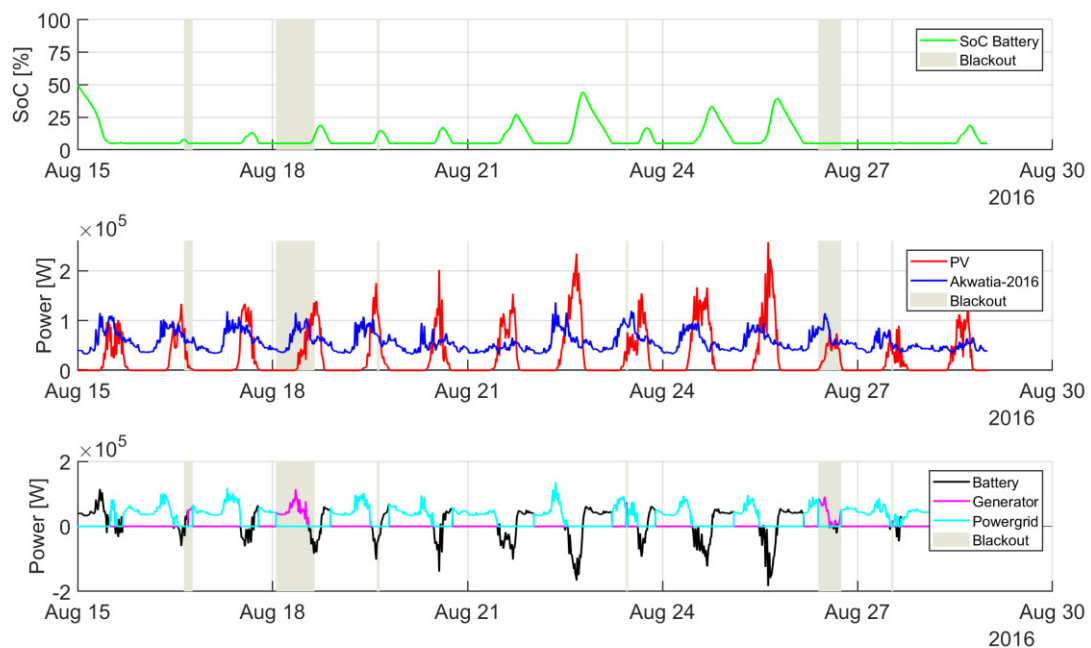


Abbildung 9: Simulationsergebnisse für Zeitraum II, (4) 1200 kWh-Speicher, mit Stromausfall

In Abbildung 9 ist zu erkennen, dass trotz der „großen“ Batterie in Konfiguration (4) die Batterie aufgrund des geringen PV-Überschusses im August nicht viel Energie speichern kann. Die „große“ Batterie kann daher während der Stromausfälle nur wenig unterstützen und den Einsatz des Generators nicht verringern.

Die Periode des Harmattans (Zeitraum III: Januar) bewegt sich zwischen den beiden anderen Zeiträumen. Dort ist der Dieserverbrauch der Konfigurationen (4) und (5) fast gleich. Eine größere Differenz sieht man in der Konfiguration (6). Dort ist vor allem eine Ersparnis von der „kleinen“ Batterie zur „großen“ zu sehen.

Tabelle 4: Versorgungssicherheit

Zeitraum (mit Stromausfall)	I. 15.03. - 28.03.2016	II. 15.08. - 28.08.2016	III. 10.01. - 23.01.2017
Konfiguration (4): 375 kW _p mit 1200 kWh Versorgungssicherheit durch Bat. und PV [%]	100,0	23,3	69,0
Konfiguration (5): 375 kW _p mit 600 kWh Versorgungssicherheit durch Bat. und PV [%]	79,8	23,3	68,9
Konfiguration (6): 375 kW _p mit 300 kWh Versorgungssicherheit durch Bat. und PV [%]	74,0	23,3	62,1

In Tabelle 4 ist die „Versorgungssicherheit durch Batterie und PV“ angegeben. Dies ist die Versorgungssicherheit, die durch ein netzintegriertes PV-Batteriesystem ohne Dieselgenerator gegeben wäre. Dieser Wert wird hier aus der „Betriebszeit des Generators“ und der „Stromausfalldauer“ berechnet, siehe Gleichung (4).

$$\text{Versorgungssicherheit} = \left(1 - \frac{t_{gen}}{t_{bo}}\right) * 100 \% \quad (4)$$

t_{gen} – Betriebszeit des Generators
 t_{bo} – Stromausfalldauer

Hierbei zeichnet sich ein ähnliches Muster wie in Tabelle 3 ab, hohe PV-Erträge in Kombination mit hohen Batteriespeicherkapazitäten (Zeitraum I und Konfiguration (1)) können zu einer hundertprozentigen Versorgungssicherheit führen, die mit abnehmender Batteriegröße ebenfalls abnimmt. Geringe PV-Erträge aufgrund hoher Bewölkung (Zeitraum II) reduzieren die Versorgungssicherheit unabhängig von der Batteriekapazität. Hier wäre eher eine Vergrößerung der Anlage notwendig, um eine höhere Versorgungssicherheit durch ein reines PV-Batteriesystem zu erreichen.

5 Zusammenfassung und Fazit

In der vorliegenden Arbeit wurde mit Hilfe eines bestehenden Generatormodells ein PV-Diesel-Hybrid-Modell aufgebaut. Mit diesem Modell und den Daten des St. Dominic’s Hospital in Akwatia (Ghana) wurde das Verhalten eines PV-Diesel-Hybrid-System für drei typische Wettersituation, Trockenzeit, Regenzeit und Harmattan und drei unterschiedliche Systemkonfigurationen, die sich in der Batteriegröße (300 kWh, 600 kWh und 1200 kWh) unterscheiden, simuliert. Dabei wurden vorwiegend zwei Aspekte untersucht.

Zum einen wurde der Einfluss der Saisonalität auf die solare Einstrahlung und die PV-Leistung an dem Standort in Ghana bestimmt. Bei einer Betrachtung des gleitenden Mittelwertes über 14 Tage zeigte sich, dass während der Regenzeit (Zeitraum II) erwartungsgemäß eine deutliche Reduktion der PV-Leistung um bis zu 54 % stattfand. Dies hat zur Folge, dass der Netzbezug in dieser Zeit auch wesentlich höher ist. Dieser hohe Netzbezug von 53 % bis 57,4 % während der Regenzeit konnte auch durch den Einsatz eines größeren Batteriespeicher nicht verringert werden. Während

der Trockenzeit hingegen zeigte sich ein deutlich verminderter Netzbezug von 35,1 % bis 8,7 % bei zunehmender Batteriegröße. Auffällig ist die Erhöhung des Netzbezugs im Januar 2017 mit 27 % bis 40,2 %. Obwohl es sich auch hier um einen Zeitpunkt während der Trockenzeit handelt, sinkt die PV-Leistung zu der Zeit deutlich ab. Das ist auf die hohe Aerosolbelastung während der Harmattan-Periode zurückzuführen. Zu dieser Zeit wird viel Staub aus der Sahara eingetragen und kann lokal zu einem großen Verlust im PV-Ertrag beitragen [26].

Zum anderen wurde der Einfluss von Stromausfällen auf das Systemverhalten betrachtet. Dazu wurde der Dieserverbrauch des Generators berechnet und die Betriebszeit des Generators im Verhältnis zur Stromausfalldauer gesetzt. Auch hier ist ein deutlicher Einfluss der Saisonalität auf den Einsatz des Generators zu sehen. So ist der Verbrauch während der Regenzeit mit 286 l deutlich höher als während der Trockenzeit mit 0 l bis 95,2 l. Auffällig ist, dass auch die Größe der Batterie nur in der Trockenzeit einen wesentlichen Einfluss hat, da dort die höheren Überschüsse der PV-Anlage von einer Batterie mit hoher Kapazität besser gespeichert werden können und eine Verringerung des Dieserverbrauchs um bis zu 95,2 l bewirken. Im Gegensatz dazu ist der Einfluss auf die beiden anderen Zeiträume mit maximal 11,6 l Diesersparnis sehr gering.

Aus diesen Ergebnissen kann man schließen, dass für die Auslegung der Komponenten eines solchen Hybrid-Systems in der Nähe des Standorts, bestehend aus einer PV-, Batterie-, und Dieselkomponente, im Besonderen die Saisonalität der Solarstrahlung und auch der Stromausfälle berücksichtigt werden müssen.

Eine Herausforderung liegt auch in der Regelungsstrategie eines solchen Systems. Dabei muss berücksichtigt werden, dass sich über das Jahr der PV-Ertrag deutlich ändern kann.

6 Ausblick

Für die Verbesserung des untersuchten Hybrid-Systems im Hinblick auf die Minimierung des Dieselgenerator-Einsatzes ergeben sich folgende weitere Möglichkeiten.

Es können andere Fahrweisen untersucht werden. So bietet es sich an, die Batterie eventuell durch das Stromnetz aufzuladen, um bei einem Stromausfall eine sicherere Versorgung zu haben, sodass der Generator in noch weniger Fällen eingesetzt werden muss.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, eine Batteriereserve einzubinden. Das bedeutet, dass man die Batterie im regulären Betrieb nur bis zu einem bestimmten Ladezustand entlädt, um so im

Falle eines Stromausfalls immer eine gewisse Mindestversorgung durch die Batterie bereitstellen zu können. Dies könnte allerdings negative Konsequenzen auf das Alterungsverhalten der Batterie haben.

Die Steuerung einer Batteriereserve kann z. B. durch Einbeziehung von historischen und prognostizierten meteorologischen Daten, einer Stromausfallwahrscheinlichkeit oder eines Lastmodells passieren. Die hier benutzten Zusammenhänge könnten permanent fortgeschrieben und damit verbessert werden.

Acknowledgements

Die Autoren bedanken sich bei den Projektpartnern des Solarenergieprojekts Pater Franz Kruse in Akwatia in Ghana, der Diözese Koforidua und dem Bischof Joseph Afrifah-Agyekum, dem Management und den Mitarbeitern des St. Dominic's Krankenhaus in Akwatia, Kindermissionswerk und Begeca als Förderorganisationen und Herrn Norbert Schneider für seine Initiative für das Projekt. Die Autoren möchten sich auch bei unseren ghanaischen Kollegen und Partnern für ihre Unterstützung im Rahmen des Client II-Projekts „EnerSHelf“ bedanken.

Das dieser Arbeit zugrunde liegende Vorhaben EnerSHelf wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03SF0567A-G gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Literatur

- [1] Ebenezer Nyarko Kumi, The Electricity Situation in Ghana: Challenges and Opportunities. Washington DC, USA: Center for Global Development, 2017.
- [2] Interviews fact finding mission in May-June 2017 in Ghana with the Ministry of Health, the Ghana Health Service and health care providers.
- [3] Bundesministerium für Bildung und Forschung, EnerSHelf – Energieversorgung für Gesundheitseinrichtungen in Ghana. [Online]. Verfügbar unter: <http://s0.enershelf.de/wp-9b263-content/uploads/2019/11/EnerSHelf-Factsheet-German.pdf> (Zugriff am: 6. August 2020).
- [4] P. K. Ndwali, J. G. Njiri und E. M. Wanjiru, „Optimal Operation Control of Microgrid Connected Photovoltaic-Diesel Generator Backup System Under Time of Use Tariff“, Journal of Control, Automation and Electrical Systems, Jg. 31, Nr. 4, S. 1001–1014, 2020, doi: 10.1007/s40313-020-00585-w.
- [5] E. Ayodele, S. Misra, R. Damasevicius und R. Maskeliunas, „Hybrid microgrid for microfinance institutions in rural areas – A field demonstration in West Africa“, Sustainable Energy Technologies and Assessments, Jg. 35, S. 89–97, 2019, doi: 10.1016/j.seta.2019.06.009.
- [6] O. M. Longe, F. I. Oluwajobi und F. Omowole, „Electricity access in Sub-Saharan Africa — Case for renewable energy sources microgrid“ in 2013 IEEE International Conference on Emerging & Sustainable Technologies for Power & ICT in a Developing Society (NIGERCON), Owerri, Nigeria, 2013, S. 253–257, doi: 10.1109/NIGERCON.2013.6715664.
- [7] Energy Commission of Ghana, Energy Outlook for Ghana 2019. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.energycom.gov.gh/planning/data-center/energy-outlook-for-ghana> (Zugriff am: 18. September 2020).
- [8] S. Gyamfi, M. Modjinou und S. Djordjevic, „Improving electricity supply security in Ghana— The potential of renewable energy“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Jg. 43, S. 1035–1045, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.11.102.
- [9] D. Atsu, E. O. Agyemang und S. A.K. Tsike, „Solar electricity development and policy support in Ghana“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Jg. 53, S. 792–800, 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2015.09.031.
- [10] A. Mohammed, J. Pasupuleti, T. Khatib und W. Elmenreich, „A review of process and operational system control of hybrid photovoltaic/diesel generator systems“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Jg. 44, S. 436–446, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.12.035.
- [11] R. Dufo-López, E. Pérez-Cebollada, J. L. Bernal-Agustín und I. Martínez-Ruiz, „Optimisation of energy supply at off-grid healthcare facilities using Monte Carlo simulation“, Energy Conversion and Management, Jg. 113, S. 321–330, 2016, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2016.01.057.
- [12] M. Bhatia, Access to modern energy services for health facilities in resource-constrained settings: A review of status, significance, challenges and measurement, 2015. Aufl. Geneva, Switzerland: World Health Organization, 2014.
- [13] African Solar Designs, Health facility energy needs assessment – Ghana country summary report, 2015.

- [14] M. S. Adaramola, M. Agelin-Chaab und S. S. Paul, „Analysis of hybrid energy systems for application in southern Ghana“, *Energy Conversion and Management*, Jg. 88, S. 284–295, 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.08.029.
- [15] S. Rummeny et al., „Planning of sustainable and stable micro grids for Ghanaian hospitals with photovoltaics“, 15th Conference on Sustainable Development of Energy, Cologne, 2020.
- [16] S. Fassbender und E. Waffenschmidt, „A simulation tool to design PV-diesel-battery systems with different dispatch strategies“ in 2017 International Energy and Sustainability Conference (IESC), Farmingdale, NY, 2017, S. 1–5, doi: 10.1109/IESC.2017.8167482.
- [17] S. Fassbender, C. Brosig, E. Dresch und E. Waffenschmidt, „A tool for the simulation of large PV-diesel-systems with different dispatch strategies“, S. 1–4, doi: 10.1109/IESC.2016.7569491.
- [18] M. Bebbler, R. Yousif, A. Herman-Czezuch und S. Meilinger, „PV-Diesel-Hybrid-Systeme für Krankenhäuser in Afrika: Anbindung eines Batteriespeichermodells an ein PV-Modell“. Masterprojekt, IZNE, Hochschule Bonn-Rhein-Sieg, 2019.
- [19] O. Tremblay und L.-A. Dessaint, „Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications“, *WEVJ*, Jg. 3, Nr. 2, S. 289–298, 2009, doi: 10.3390/wevj3020289.
- [20] Technische Hochschule Köln, TH Köln kooperiert mit Hochschulen in Ghana. [Online]. Verfügbar unter: https://www.th-koeln.de/mam/downloads/deutsch/hochschule/aktuell/pm/2017/pm_57_2017_pass_ghana.pdf (Zugriff am: 20. Juli 2020).
- [21] S. Chaaraoui et al., „Day-Ahead Electric Load Forecast for a Ghanaian Health Facility Using Different Algorithms“, *Energies*, Jg. 14, Nr. 2, S. 409, 2021, doi: 10.3390/en14020409.
- [22] G. Lyngsie, T. Awadzi und H. Breuning-Madsen, „Origin of Harmattan dust settled in Northern Ghana — Long transported or local dust?“, *Geoderma*, 167-168, S. 351–359, 2011, doi: 10.1016/j.geoderma.2011.07.026.
- [23] Perkins Engines Company Limited, 1500 Series 1506A-E88TAG3. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.parsian-diesel.com/Uploads/1506A-E88TAG3.pdf> (Zugriff am: 12. September 2020).
- [24] GreenAkku, PYLONTECH LiFePO4 Speicher 48V - 2,4 kWh - US2000. [Online]. Verfügbar unter: <https://greenakku.de/Batterien/Lithium-Batterien/48V-Lithium/PYLONTECH-LiFePO4-Speicher-48V-2-4-kWh-US2000::572.html> (Zugriff am: 12. September 2020).
- [25] D. M. Giles et al., „Advancements in the Aerosol Robotic Network (AERONET) Version 3 database – automated near-real-time quality control algorithm with improved cloud screening for Sun photometer aerosol optical depth (AOD) measurements“, *Atmospheric Measurement Techniques*, Jg. 12, Nr. 1, S. 169–209, 2019, doi: 10.5194/amt-12-169-2019.
- [26] I. Neher, T. Buchmann, S. Crewell, B. Pospichal und S. Meilinger, „Impact of atmospheric aerosols on solar power“, *Meteorologische Zeitschrift*, Jg. 28, Nr. 4, S. 305–321, 2019, doi: 10.1127/metz/2019/0969.
- [27] U. Pfeifroth et al., „Surface Radiation Data Set - Heliosat (SARAH) - Edition 2.1“, Satellite Application Facility on Climate Monitoring (CM SAF), 2019, doi: 10.5676/EUM_SAF_CM/SARAH/V002_01.

1 Introduction

In Ghana, electricity demand has increased significantly over electricity generation in the past decade, with the result that electricity supply is currently very unstable [1]. Power outages lasting from a few minutes to several hours are not uncommon. This causes major problems, especially for critical infrastructure such as hospitals. Due to the unstable power supply, crucial hospital infrastructure (e.g. operating room lighting, cooling of medicines, sterilization) as well as access to and the quality of health services are severely restricted. [2].

For this reason, most healthcare facilities have an independent power supply, which is usually a diesel generator. The generator provides electricity to the health facility in the event of a power outage.

The Energy-Self-Sufficiency for Health Facilities in Ghana (EnerSHelf) project is seeking strategies to replace or supplement diesel generators with battery storage and a photovoltaic (PV) system for environmental and also economic reasons. This would reduce the need for diesel generators. [3]

Various studies (e.g. [4–6]) show that such hybrid systems are well suited for rural areas as well as for smaller healthcare facilities. They provide a secure power supply that is both economically and environmentally beneficial. In countries with high solar irradiation, the use of a PV system is particularly suitable. Despite the high potential for the use of photovoltaics in Ghana, the share of solar energy in total electricity generation is still very low at 0.2% (2018) [7]. Integrated PV systems could therefore be a good option to improve the power supply in Ghana [8, 9]. In this context, it is evident that further research is always needed in the field of hybrid systems in order to continuously optimize the systems and adapt them to local conditions [10].

To date, hardly any literature is available on the West African health sector with documentation on the requirement and implementation of PV hybrid systems [11–13].

Adaramola et al. [14] study the behaviour of a hybrid system consisting of a PV system, a battery, a generator and a wind turbine using the HOMER software. The system is located in Ghana, near Accra. Unlike the system studied in this paper, their system additionally consists of a wind turbine and is not connected to the public grid. In the sensitivity analysis of solar radiation and wind speeds, it is shown that the variability of these variables has a large impact on the electricity generation costs.

Rummeny et al. [15] are studying a similar system for St. Dominic's Hospital in Akwatia. While they mainly focus on different component variations and their impact on electricity generation costs as well as CO₂ savings, the present study looks at the impact of battery storage size on system behaviour. For this purpose, a PV power model and a battery model are coupled to an existing generator model [16].

The model uses load and PV data from St. Dominic's Hospital in Akwatia to analyse the system behaviour. The aim of the present work is to investigate the impact of power outages on the use of the generator and its diesel consumption, and the extent to which seasonal differences in solar radiation affect the system at different battery sizes. The study presented in this paper uses subcomponents of the model used in [16, 17] and develops them further.

2 Model description

The main components of the model are a battery model from the Simscape library from MATLAB/Simulink for storing and providing electrical energy and a simple charge controller [18]. For the new MATLAB/Simulink model, these components are coupled to an existing generator model [16].

2.1 Simscape battery model

The MATLAB/Simulink battery model from the Simscape library can simulate multiple battery technologies. These include lead-acid, nickel-cadmium, nickel-metal-hydride, and lithium-ion batteries. In this work, the lithium-ion technology is simulated. For this purpose, the model has two basic equations for discharging Eq. (1) and charging Eq. (2) the battery.

$$E_{batt} = E_0 - K_r \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot i^* - K_c \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot it + A \cdot e^{-B \cdot it} \quad (1) [19]$$

$$E_{batt} = E_0 - K_r \cdot \frac{Q}{it - 0.1Q} \cdot i^* - K_c \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot it + A \cdot e^{-B \cdot it} \quad (2) [19]$$

E_{batt} - open circuit voltage [V]

K_r - polarization resistance [Ω]

it - charge drawn [Ah]

K_c - polarization constant [V/Ah]

B - exponential capacity of the Bat. [1/Ah]

E_0 - nominal voltage [V]

Q - max. capacity of the battery [Ah].

i^* - low-frequency charging current [A].

A - exponential voltage of the bat. [V]

An essential component of the battery model is the course of the open-circuit voltage E_{batt} of the battery. The open-circuit voltage during the discharge process is composed of four terms (see Eq. (1)). The first term describes the constant nominal voltage E_0 of the battery, the second and the third term describe the influence on the voltage due to polarization. This depends on the difference between the maximum capacity Q and the discharged charge it , the low-frequency discharge current i^* and the two constants K_r and K_c . The fourth term describes the voltage in the exponential part of the voltage curve. The charge level of the battery is calculated by the model using the difference between the maximum capacity and the charge abstracted. For the simulation of a certain battery, information about the capacity, the nominal voltage and the technology of the battery must be provided. All other quantities can be determined by the model itself.

For the charging process, only the second term in the battery model in Eq. (2) is adapted to $K_r \cdot \frac{Q}{it} \cdot i^*$, whereby there is still an experimentally determined shift of 10% to $K_r \cdot \frac{Q}{it - 0.1Q} \cdot i^*$ with respect to the maximum capacity [19].

2.2 Generator model

Generator model selection

A model developed at the University of Applied Sciences in Cologne is selected as the generator model [16]. The generator model is part of a tool that is used to compare different configurations of off-grid systems in order to determine an optimal composition of the system components. It is possible to select different "dispatch strategies" within the tool, each simulating a different mode of operation of the off-grid system. These are modelled via an EMS (Energy Management System).

Description of the generator model

The generator model offers the possibility to store certain properties of a generator. These properties include the nominal electrical power, the diesel consumption, the minimum running time and the minimum load. During the simulation, the EMS determines how much power the generator must provide, and the generator model calculates the current diesel consumption depending on the power.

Diesel consumption can be entered in the model for four different operating points, for 25%, 50%, 75% and 100% of nominal electric capacity. The model then interpolates these into a consumption curve to determine the current consumption. If sudden load variations of at least 50% of the nominal power occurs at the generator, an additional diesel consumption is calculated, the so-called dynamic consumption. This is calculated using equation (3).

$$FC_{add} = \left(0,16 * \frac{|\Delta P|}{P_n} - 0,07 \right) * FC_{stat} \quad (3) [16]$$

FC_{stat} - static fuel consumption [l]

ΔP - load step of the generator [kW]

P_n - rated power of the generator [kW]

2.3 Operation of the hybrid system model

The PV output and the consumption are already given by measurement data. In the EMS, the (dispatch) strategy shown in Figure 1 is used to calculate how the remaining load is distributed in the hybrid system. For this purpose, the battery model determines the charge level of the battery. The generator model calculates the current consumption.

The dispatch strategy used is an evolution of the strategy used in [16], which has its priority in the distribution of the load in the order of PV, battery and generator. This is adapted to use the public power grid as another source of energy when it is available. In the event of a power outage, the diesel generator steps in to generate electricity.

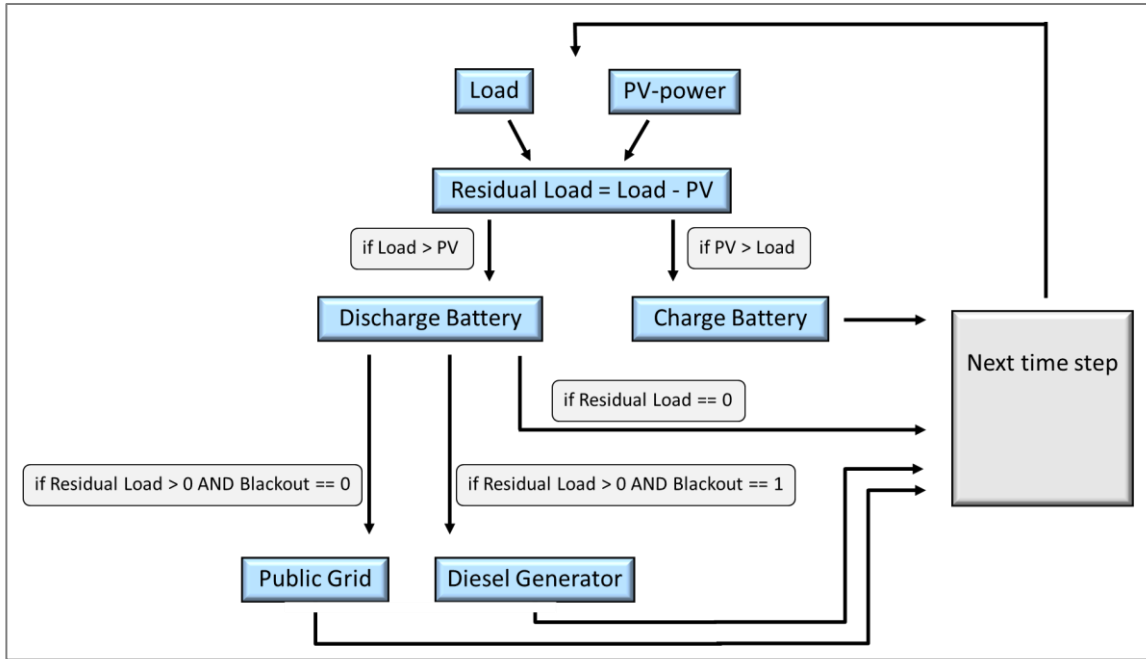


Figure 1: Illustration of the dispatch strategy

As shown in Figure 1, the new dispatch strategy allocates load according to the following priorities:

5. As long as there is no power outage, the electrical power that is needed is supplied by the PV system or
6. the battery.
7. If these cannot provide sufficient power, the load is supplied via the public power grid. The power grid is assumed to be able to supply any amount of energy at any time.
8. If a power outage now occurs, the power grid can no longer supply energy. In this case, the generator provides the energy that is not covered by the PV system or battery.

3 Data description

Data from St. Dominic's Hospital in Akwatia, Ghana, is used as input data for the model. On the premises of the hospital in Akwatia, two PV systems were installed as part of the "Father Franz Kruse Solar Energy Project" [20] with the help of the University of Applied Sciences in Cologne, a 25 kW_p and a 65 kW_p system. Due to the installed electricity meters (smart meters) and inverters of the PV systems, it is possible to record the electrical consumption of the hospital and the electrical output of the PV systems. Thus, real consumption data and PV yield data are available for the site in a quarter-hourly resolution. For this study, data for the period February 2016 to February 2017 are considered since data for the 25 kW_p system and consumption for a continuous year are available for this period.

While the PV power data is complete for the period under consideration, there are various gaps in the load data where no information on consumption is available. These gaps are caused by power outages. However, since there is still a demand for electrical energy during the power outages, these gaps were filled with statistically determined site-specific load data. For this purpose, average values for the individual weekdays of the year were formed from the load data of one year [21]. These average values are then inserted into the corresponding gaps. In this way, a continuous load curve is obtained for the period under review (see Figure 2).

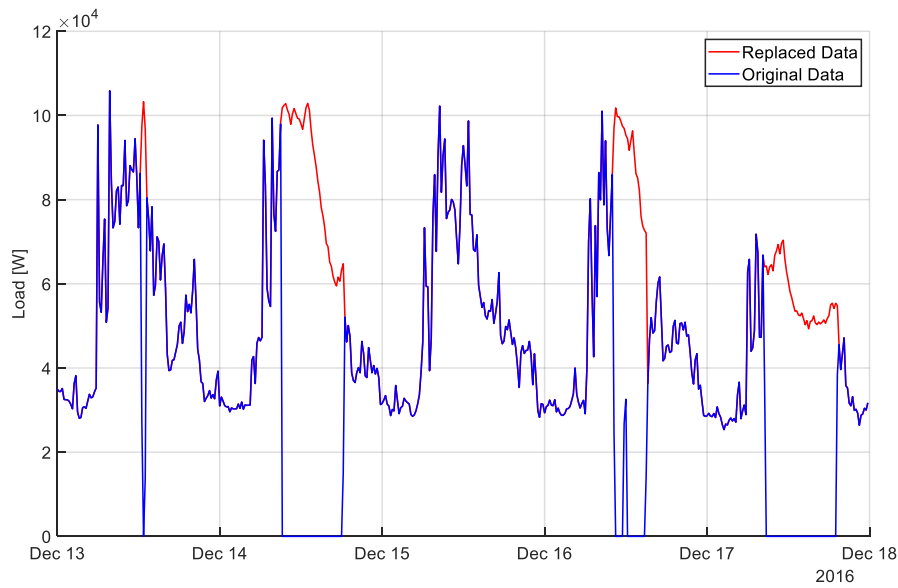


Figure 2: Example of the prepared load curve

4 Results

Three time periods are selected for the simulations during the period from February 8, 2016 to February 7, 2017.

The three periods can be assigned to three different weather patterns:

- Period I (15/03/2016 to 28/03/2016) representing the dry season,
- Period II (15.08.2016 to 28.08.2016) representing the rainy season and
- Period III (10.01.2017 to 23.01.2017) characterizing the Harmattan.

The Harmattan is a seasonal, very dry wind in West Africa. It originates in the Sahara and carries a lot of dust [22].

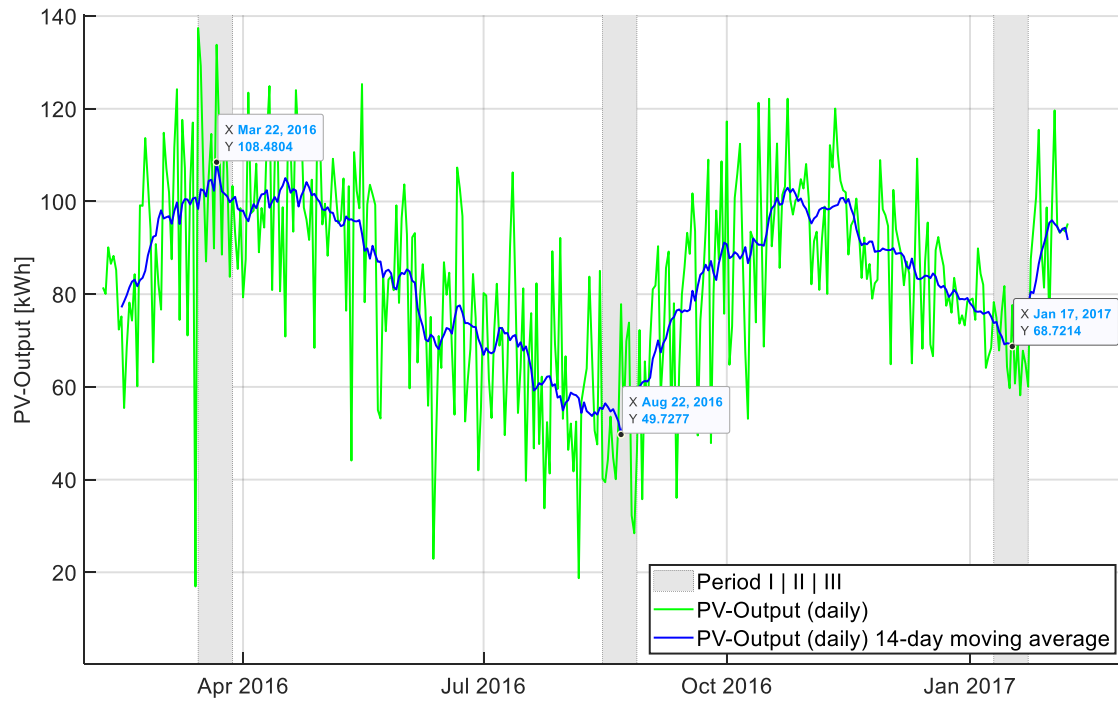


Figure 3: PV yield Akwatia (25 kW_p plant) in the period February 2016 to February 2017

All three periods have a duration of 14 days. They each represent a weather-related extreme situation of the PV yield over the course of the year (see Figure 3). The meteorological boundary conditions for the three selected periods are explained in more detail in Chapter 4.1.

Six different hypothetical plant configurations are created for the simulations.

Table 1: Configurations

Configuration	PV system size [kW _p]	Battery capacity [kWh]	Power outages
(1)	375	1200	no
(2)	375	600	no
(3)	375	300	no
(4)	375	1200	yes
(5)	375	600	yes
(6)	375	300	yes

We assume an increase in the size of the current PV system and the addition of battery storage to the system. All configurations have the same PV system size of 375 kW_p with one "small" (300 kWh), one "medium" (600 kWh) and one "large" (1200 kWh) battery each (see Table 1). For the simulations of the 375 kW_p PV system, the yield of the existing 25 kW_p system (from Akwatia) is linearly scaled up as a first approximation. In addition, two scenarios are calculated for each of the configurations, one with and one without power outages. The diesel generator used for the

simulations is a model of the generator from the Perkins company, which has a rated power of 250 kVA [23]. For the battery storage, a model of the lithium iron phosphate storage of the company Pylontech with a nominal voltage of 48 V [24] is used.

Each of the three time periods is examined using these six configurations.

Configurations (1) to (3) are used to study the impact of seasonal impacts on PV output and the grid demand. Configurations (4) to (6) are used to study the influence of power outages on generator use and diesel consumption, respectively.

4.1 Influence of seasonal effects on PV yield

In this section, the three selected periods are compared and classified with respect to the weather situation and the parameters relevant to radiation in each case.

Aerosols

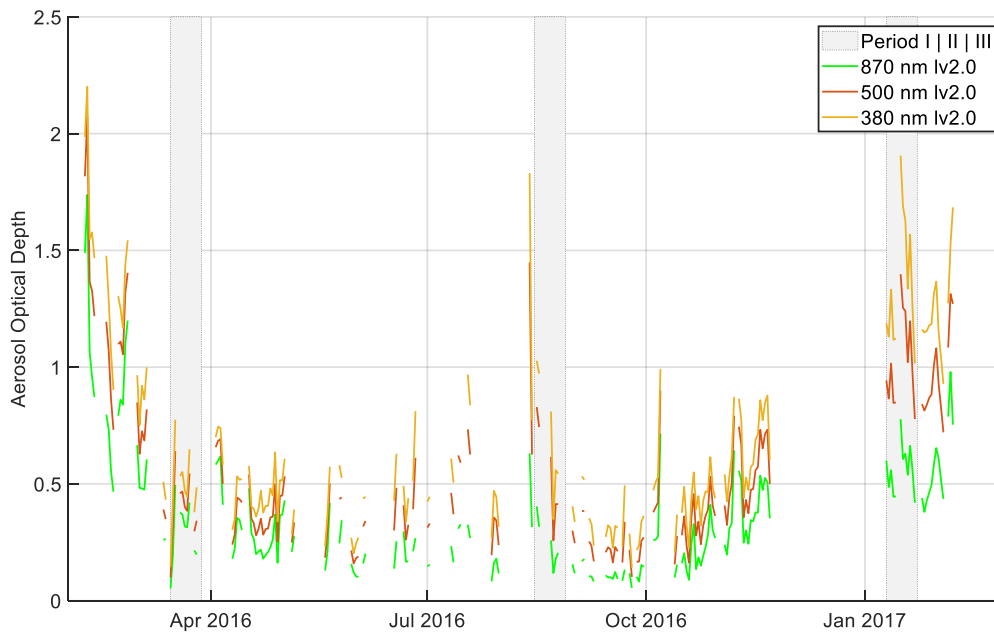


Figure 4: Aerosol optical depth during the period February 2016 to February 2017 (Koforidua) (Aerosol Robotics Network [25])

Figure 4 shows the aerosol optical depth (AOD) for three different wavelengths during the period studied for the Koforidua site. Koforidua is located approximately 60 km east of Akwatia - no AOD data are available for Akwatia. Koforidua is the closest site with available data. The AOD indicates how much solar radiation is attenuated by particles in the air (aerosols).

Figure 4 reveals that in period I (March 2016) and in period II (August 2016) the AOD is relatively low. In February 2016 as well as in January / February 2017, which comprise period III, there is a relatively high AOD. This corresponds to the time when the Harmattan occurs in this region. The high AOD values are a sign of high dust levels during this period. This high aerosol content in the air leads to a significant reduction in solar irradiance (Figure 6) and thus to high PV power losses. The losses can lead to a reduction in PV power of up to 79% when dust levels are high in West Africa, while the average reduction due to aerosols is only up to 22% [26].

Cloud cover

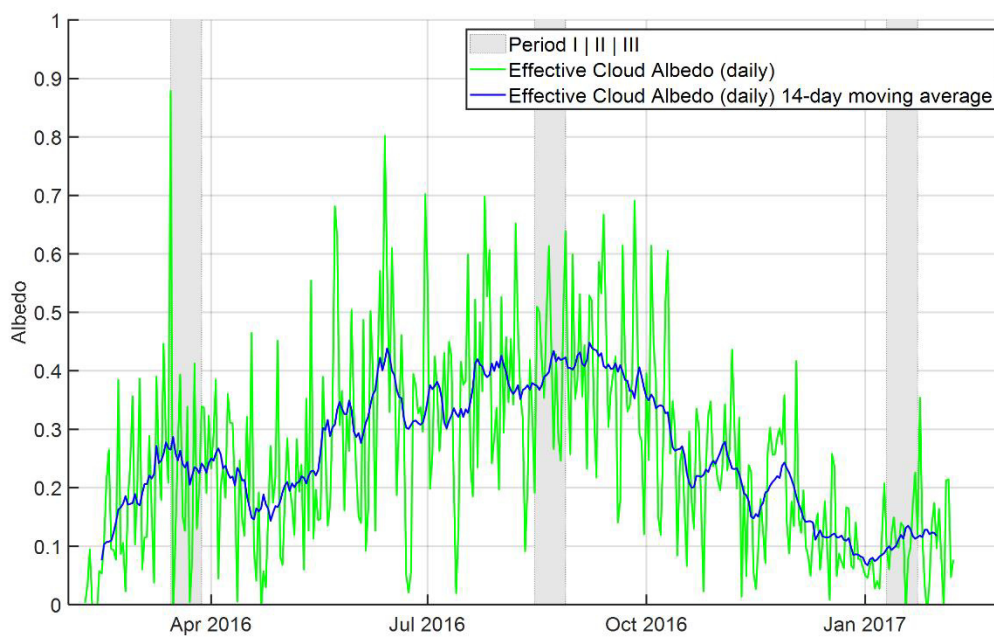


Figure 5: Cloud albedo during the period February 2016 to February 2017 (Akwatia) [27]

Figure 5 shows the albedo for the clouds during the period under consideration. The cloud albedo indicates which proportion of the solar radiation is reflected by the clouds. Figure 5 shows that the cloud albedo is relatively high between June and September 2016. At the beginning of 2016, the cloud albedo is slightly lower and towards the end of 2016 and at the beginning of 2017, it is even slightly lower. This shows that in period II, during the rainy season, a larger proportion of solar radiation is reflected back into space by the clouds, reducing solar irradiance (Figure 6) and thus PV yield.

Global radiation

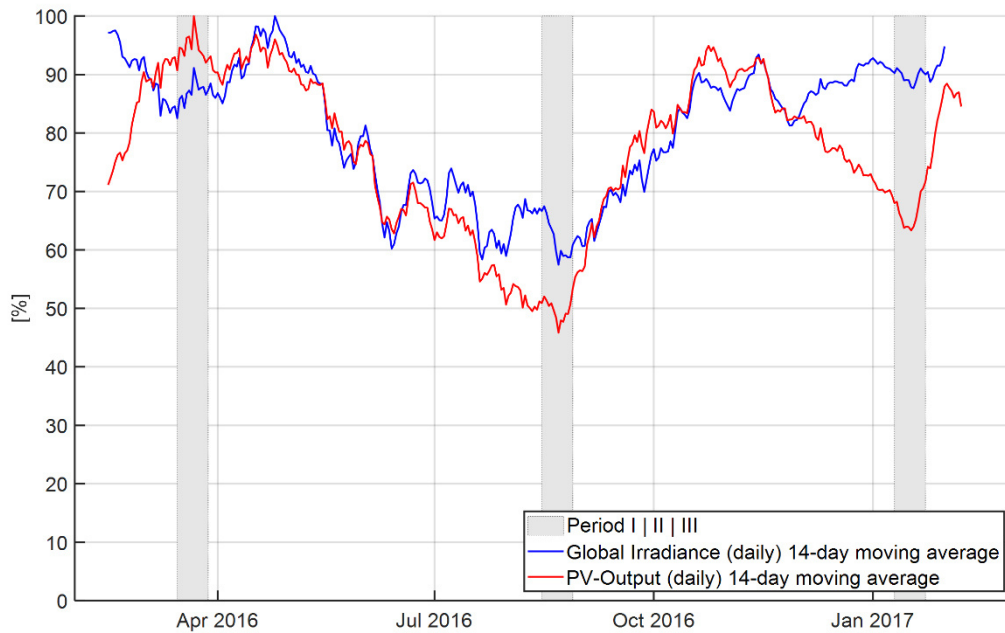


Figure 6: Global radiation in the period February 2016 to February 2017 (Akwatia) [27]

Figure 6 shows the global radiation for the Akwatia site (blue) and the PV power of the hospital as a moving average (red). The values are normalized to the interval from 0% to 100% of the maximum irradiation. It can be seen that the overall variation of the global radiation is similar to the variation of the PV output. There are larger deviations in January and February, when the aerosol values also increase (see Figure 4). This is probably due to contamination of the plant by dust deposits.

4.2 Influence of seasonal effects on mains supply

For the investigation of the influence of the seasonal differences of solar irradiation or PV power on the grid supply, all time periods are simulated with the configurations (1) to (3).

For each of the three periods and for each scenario, the percentage of the hospital's total consumption that is drawn from the grid is determined (see Table 2). The larger this percentage, the less the PV system and the battery cover the electrical energy demand. In Table 2 results are given as an arithmetic mean of the respective period.

Table 2: Share of mains supply in total consumption

Period (without power outage)	I. 15.03. - 28.03.2016	II. 15.08. - 28.08.2016	III. 10.01. - 23.01.2017
Configuration (1): 375 kW _p with 1200 kWh share of mains supply in total load [%].	8.7	53.0	27.0
Configuration (2): 375 kW _p with 600 kWh share of mains supply in total load [%].	20.8	54.5	29.5
Configuration (3): 375 kW _p with 300 kWh share of mains supply in total load [%].	35.1	57.4	40.2

The mean value of period I (March) with configuration (1) is the lowest at 8.7%. This means that during the dry season, more than 90% of the load is covered by the PV system or battery. The smaller the battery becomes for period I, the larger the share of mains supply in the total consumption becomes. This can be explained by the fact that the "medium" or "smaller" battery cannot store the complete surplus of energy generated by the PV system.

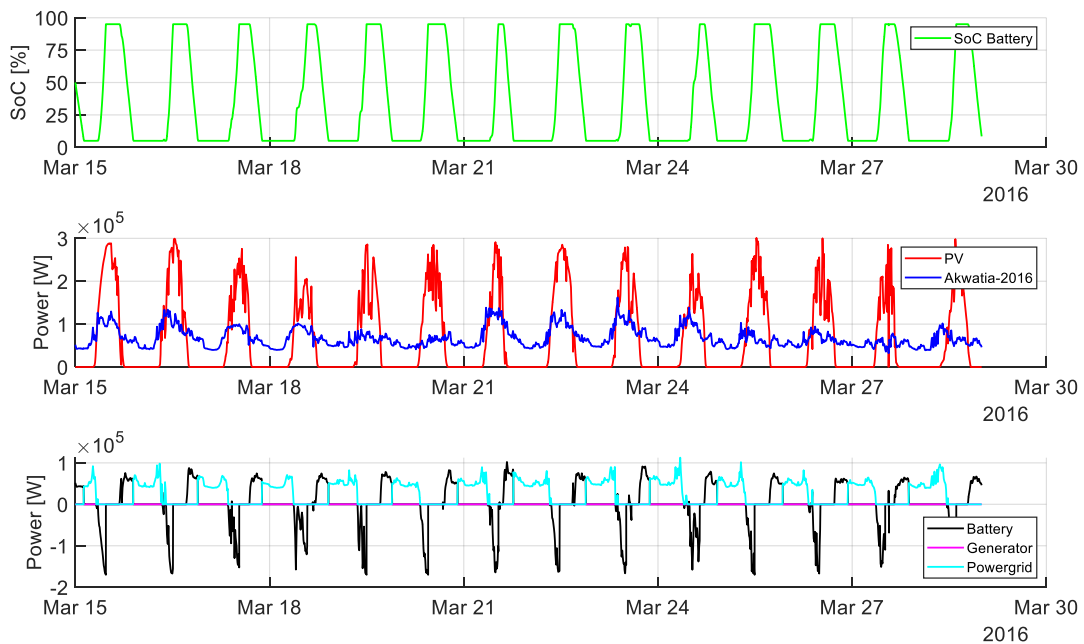


Figure 7: Simulation results for period I, (3) 300 kWh storage, without power outage

Figure 7 demonstrates that the PV power (red curve) clearly exceeds the load (blue curve) during the dry season. Since the battery is small with 300 kWh, it is already fully charged after a short time in the morning (green curve). This means that a large part of the PV surplus cannot be stored as there is no storage capacity for this. Accordingly, the percentage of mains supply is directly related to the capacity of the battery storage (Table 2). During the rainy season on the other hand (Period II: August), the percentage of mains supply in total consumption hardly changes with the

battery capacity because the energy surplus generated by the PV system is so small due to the heavy cloud cover that even the storage capacity of the "small" battery is sufficient to store most of it temporarily. During the Harmattan period (period III: January), the battery size again has a greater influence, since the dust-related reduction in PV power is less than that caused by the clouds.

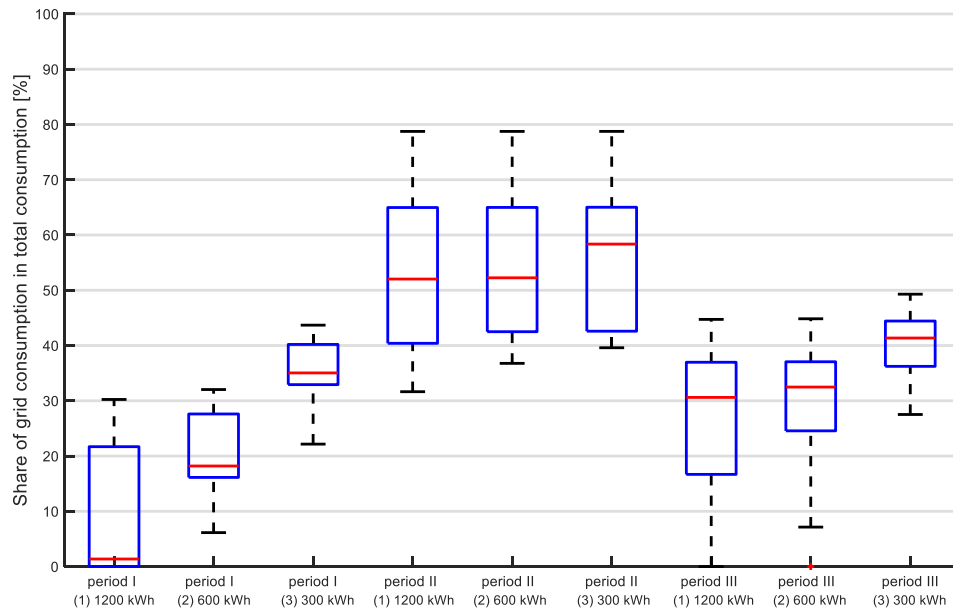


Figure 8: Boxplots for "Share of mains supply in total consumption" with daily values

Figure 8 shows that period II is essentially characterized by a significantly larger mains supply than the other two periods. This can be explained by a significantly reduced PV output in August (period II), caused by the heavy cloud cover in the rainy season. On individual days, the share of mains supply can be as high as 80%. For period III, there is a slight increase compared to period I. It is noticeable for period III that with the "small" battery (3) there is no day with a share of mains supply below 27%. The other two battery sizes on the other hand have significantly lower values in some cases. This is due to the fact that both the "large" and the "medium" battery can store the surplus PV power to a greater extent and release it when needed. The "small" battery has not enough capacity for this.

4.3 Influence of power outages

To investigate the influence of power outages, a uniform "power outage pattern" is used for all periods. This leads to equal conditions when comparing the selected time periods. Power outages were identified using load data from the Akwatia hospital. Two weeks in June 2016 were selected as a representative pattern of the frequency and incidence of such outages. The pattern was

applied to all three periods under review in the same manner to determine diesel consumption for the three periods and the three plant configurations.

Table 3 shows the diesel consumption of the generator depending on the period and configuration. It represents the total consumption of the generator caused by the power outages when the load is not covered by the PV system or the battery storage.

Table 3: Diesel consumption

Period (with power outage)	I. 15.03. - 28.03.2016	II. 15.08. - 28.08.2016	III. 10.01. - 23.01.2017
Configuration (4): 375 kW _p with 1200 kWh Diesel consumption [L]	0.0	286.0	122.6
Configuration (5): 375 kW _p with 600 kWh Diesel consumption [L]	76.7	286.0	123.0
Configuration (6): 375 kW _p with 300 kWh Diesel consumption [L]	95.2	286.1	134.2

The analysis of the results presented in Table 3 clearly shows that diesel consumption depends on the seasonal level of PV output and on the battery size. The larger the capacity of the battery, the better its ability to store possible surpluses from the PV system and to feed these in during a power outage, if necessary. It is evident that there are large differences between the periods under review. The seasonal differences in PV yield have a strong influence. The dry season (period I: March) has the highest PV output. This allows for more electrical energy to be stored in the battery and used during a power outage. In the dry season, a high level of energy security can be achieved with a sufficiently large battery. In the rainy season (period II: August) on the other hand, the low PV yield never leads to a situation where sufficient surplus electricity can be stored to bridge power outages. Accordingly, diesel consumption is consistently high regardless of battery size.

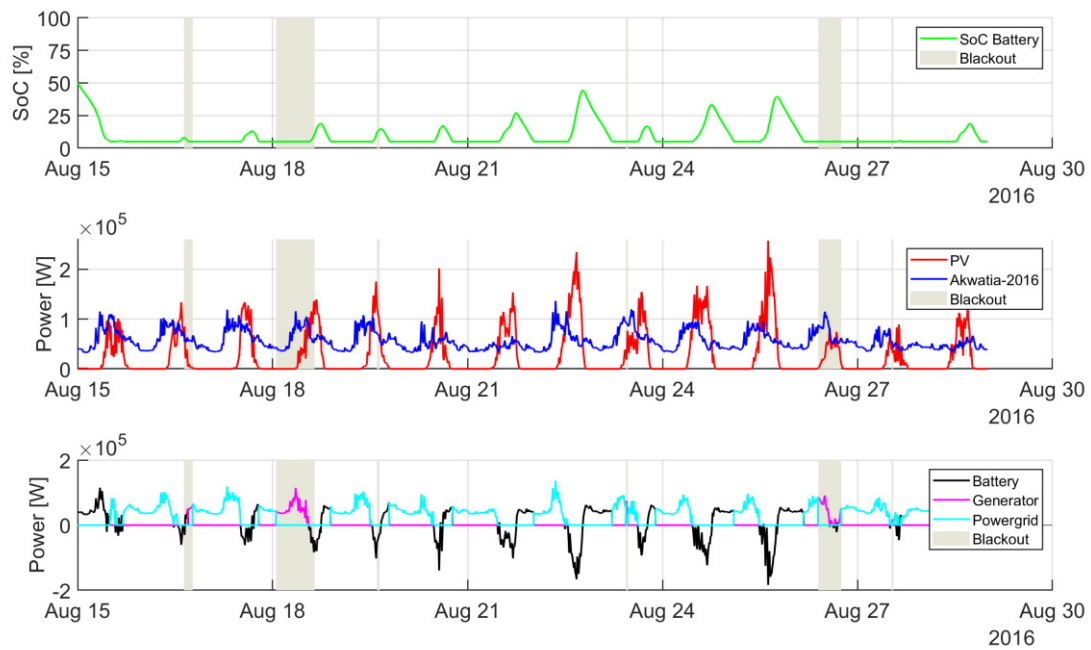


Figure 9: Simulation results for period II, (4) 1200 kWh storage, with power outages

Figure 9 shows that despite the "large" battery in configuration (4), the battery cannot store much energy due to the low PV surplus in August. Therefore, the "large" battery can only provide little support during the power outages and cannot reduce the use of the generator.

The period of the Harmattan (period III: January) is somewhat situated between the other two periods. Under period III, the diesel consumption of configurations (4) and (5) is almost identical. A larger difference is seen in configuration (6) in terms of savings from the "small" battery to the "large" one.

Table 4: Energy security

Period (with power outage)	I. 15.03. - 28.03.2016	II. 15.08. - 28.08.2016	III. 10.01. - 23.01.2017
Configuration (4): 375 kW _p with 1200 kWh energy security by bat. and PV [%] .	100.0	23.3	69.0
Configuration (5): 375 kW _p with 600 kWh energy security by bat. and PV [%] .	79.8	23.3	68.9
Configuration (6): 375 kW _p with 300 kWh energy security by bat. and PV [%] .	74.0	23.3	62.1

Table 4 shows the "energy security by battery and PV". This is the security of electricity supply that would be provided by a grid-integrated PV battery system without a diesel generator. This value is calculated from the "generator operating time" and the "power outage duration", see equation (4).

$$energy\ security = \left(1 - \frac{t_{gen}}{t_{bo}}\right) * 100 \% \quad (4)$$

t_{gen} - Generator operating time

t_{bo} - Power outage duration

A similar pattern is revealed as in Table 3: high PV yields in combination with high battery storage capacities (period I and configuration (1)) can lead to 100% energy security, which also decreases with decreasing battery size. Low PV yields due to high cloud cover (period II) reduce the energy security regardless of battery capacity. In this case, it would be preferable to increase the size of the system in order to achieve higher energy security through a PV-only battery system.

5 Summary and conclusion

In this study, a PV-diesel-hybrid model was built based on an existing generator model. Using this model and data from St. Dominic's Hospital in Akwatia, Ghana, the behaviour of a PV-diesel hybrid system was simulated for three typical weather situations (dry season, rainy season, and Harmattan) and three different system configurations differing in battery size (300 kWh, 600 kWh, and 1200 kWh). Two aspects were put into focus.

First, the influence of the seasonality on solar radiation and PV performance was determined for the site in Ghana. An examination of the moving average over 14 days showed that during the rainy season (period II), as expected, there was a significant reduction in PV output of up to 54%. As a result, the mains supply during this period is also significantly higher. This high mains supply of 53% to 57.4% during the rainy season could not be reduced even by using a larger battery storage. During the dry season on the other hand, there was a significantly lower mains supply of 35.1% to 8.7% with increasing battery size. The increase in grid demand in January 2017 is striking, ranging from 27% to 40.2%. Although this is also during the dry season, PV power drops significantly at that time. This is due to the high aerosol load during the Harmattan period. During this event, a lot of dust is brought in from the Sahara, which can contribute to a large loss in local PV yield [26].

Secondly, the influence of power outages on the system behaviour was considered. For this purpose, the diesel consumption of the generator was calculated, and the operating time of the generator was set in relation to the power outage duration. Again, a clear influence of seasonality on the use of the generator can be seen. For example, the consumption during the rainy season is significantly higher at 286 L than during the dry season at 0 L to 95.2 L. Our results show that the

size of the battery also has a significant influence in the dry season, when the higher surpluses of the PV system can be better stored by a battery with a high capacity and lead to a reduction in diesel consumption of up to 95.2 L. In contrast, the influence on the other two periods is very small, with a maximum diesel saving of 11.6 L.

These results lead to the conclusion that it is necessary to take into account, in particular, the seasonality of solar radiation and power outages when designing the components of a hybrid system consisting of a PV, battery, and diesel components in proximity of the site.

A challenge also lies in the control strategy of such a system. It must be taken into account that the PV yield can change significantly over the year.

6 Outlook

In order to improve the hybrid system described in this study in terms of minimizing the use of diesel generator, the following recommendations are being made.

Other operating modes can be reviewed. For example, it is possible to charge the battery from the power grid in order to have a more reliable supply in the event of a power outage, so that the generator has to be used in even fewer cases.

Another option is to integrate a battery reserve. This means that the battery is only discharged to a certain level during regular operation so that a certain minimum supply can always be provided by the battery in the event of a power outage. However, this could have negative consequences on battery ageing.

The control of a battery reserve can be implemented for example by including historical and forecast meteorological data, a power outage probability or a load model. The settings used in this study could be constantly updated and thus improved.

Acknowledgements

The authors would like to thank the project partners of the Father Franz Kruse Solar Energy Project in Akwatia in Ghana, the Diocese of Koforidua and the Bishop Most Reverend Joseph Afrifah-Agyekum, the management and staff of the St. Dominic's Hospital in Akwatia, Kindermissionswerk, and Begeca as the funding organizations and Norbert Schneider for his initiative for the project. The authors would also like to thank their Ghanaian colleagues and partners for their support within the Client II project "EnerSHelf".

This research is part of the project EnerSHelf, which is funded by the German Federal Ministry of Education and Research as part of the CLIENT II program. Funding reference number: 03SF0567A-G

References

- [1] Ebenezer Nyarko Kumi, *The Electricity Situation in Ghana: Challenges and Opportunities*. Washington DC, USA: Center for Global Development, 2017.
- [2] Interviews fact finding mission in May-June 2017 in Ghana with the Ministry of Health, the Ghana Health Service and health care providers.
- [3] Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), EnerSHelf – Energieversorgung für Gesundheitseinrichtungen in Ghana. [Online]. Available: <http://s0.enersshelf.de/wp-9b263-content/uploads/2019/11/EnerSHelf-Factsheet-German.pdf> (accessed: Aug. 6 2020).
- [4] P. K. Ndwali, J. G. Njiri, and E. M. Wanjiru, "Optimal Operation Control of Microgrid Connected Photovoltaic-Diesel Generator Backup System Under Time of Use Tariff," *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 1001–1014, 2020, doi: 10.1007/s40313-020-00585-w.
- [5] E. Ayodele, S. Misra, R. Damasevicius, and R. Maskeliunas, "Hybrid microgrid for microfinance institutions in rural areas – A field demonstration in West Africa," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 35, pp. 89–97, 2019, doi: 10.1016/j.seta.2019.06.009.
- [6] O. M. Longe, F. I. Oluwajobi, and F. Omowole, "Electricity access in Sub-Saharan Africa — Case for renewable energy sources microgrid," in *2013 IEEE International Conference on Emerging & Sustainable Technologies for Power & ICT in a Developing Society (NIGERCON): 14-16 Nov. 2013, New Owerri Commercial Area, Imo State, Nigeria, Owerri, Nigeria, 2013*, pp. 253–257.
- [7] Energy Commission of Ghana, *Energy Outlook for Ghana 2019*. [Online]. Available: <http://www.energycom.gov.gh/planning/data-center/energy-outlook-for-ghana> (accessed: Sep. 18 2020).
- [8] S. Gyamfi, M. Modjinou, and S. Djordjevic, "Improving electricity supply security in Ghana — The potential of renewable energy," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 1035–1045, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.11.102.
- [9] D. Atsu, E. O. Agyemang, and S. A.K. Tsike, "Solar electricity development and policy support in Ghana," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 792–800, 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2015.09.031.
- [10] A. Mohammed, J. Pasupuleti, T. Khatib, and W. Elmenreich, "A review of process and operational system control of hybrid photovoltaic/diesel generator systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 436–446, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.12.035.
- [11] R. Dufo-López, E. Pérez-Cebollada, J. L. Bernal-Agustín, and I. Martínez-Ruiz, "Optimisation of energy supply at off-grid healthcare facilities using Monte Carlo simulation," *Energy Conversion and Management*, vol. 113, pp. 321–330, 2016, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2016.01.057.
- [12] M. Bhatia, *Access to modern energy services for health facilities in resource-constrained settings: A review of status, significance, challenges and measurement*, 2015th ed. Geneva, Switzerland: World Health Organization, 2014.
- [13] African Solar Designs, *Health facility energy needs assessment – Ghana country summary report*, 2015.

- [14] M. S. Adaramola, M. Agelin-Chaab, and S. S. Paul, "Analysis of hybrid energy systems for application in southern Ghana," *Energy Conversion and Management*, vol. 88, pp. 284–295, 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.08.029.
- [15] S. Rummeny et al., "Planning of sustainable and stable micro grids for Ghanaian hospitals with photovoltaics," 15th Conference on Sustainable Development of Energy, Cologne, 2020.
- [16] S. Fassbender and E. Waffenschmidt, "A simulation tool to design PV-diesel-battery systems with different dispatch strategies," in *IESC 2017 - International Energy and Sustainability Conference: October 19-20, 2017, Lupton and Roosevelt Halls, Farmingdale State College, Farmingdale, New York, Farmingdale, NY, 2017*, pp. 1–5.
- [17] S. Fassbender, C. Brosig, E. Dresch, and E. Waffenschmidt, "A tool for the simulation of large PV-diesel-systems with different dispatch strategies," pp. 1–4, doi: 10.1109/IESC.2016.7569491.
- [18] M. Bebbler, R. Yousif, A. Herman-Czezuch, and S. Meilinger, "PV-Diesel-Hybrid-Systeme für Krankenhäuser in Afrika: Anbindung eines Batteriespeichermodells an ein PV-Modell," Masterprojekt, IZNE, Hochschule Bonn-Rhein-Sieg, 2019.
- [19] O. Tremblay and L.-A. Dessaint, "Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications," *WEVJ*, vol. 3, no. 2, pp. 289–298, 2009, doi: 10.3390/wevj3020289.
- [20] Technische Hochschule Köln, TH Köln kooperiert mit Hochschulen in Ghana. [Online]. Available: https://www.th-koeln.de/mam/downloads/deutsch/hochschule/aktuell/pm/2017/pm_57_2017_pass_ghana.pdf (accessed: Jul. 20 2020).
- [21] S. Chaaoui et al., "Day-Ahead Electric Load Forecast for a Ghanaian Health Facility Using Different Algorithms," *Energies*, vol. 14, no. 2, p. 409, 2021, doi: 10.3390/en14020409.
- [22] G. Lyngsie, T. Awadzi, and H. Breuning-Madsen, "Origin of Harmattan dust settled in Northern Ghana — Long transported or local dust?," *Geoderma*, 167-168, pp. 351–359, 2011, doi: 10.1016/j.geoderma.2011.07.026.
- [23] Perkins Engines Company Limited, 1500 Series 1506A-E88TAG3. [Online]. Available: <http://www.parsian-diesel.com/Uploads/1506A-E88TAG3.pdf> (accessed: Sep. 12 2020).
- [24] GreenAkku, PYLONTECH LiFePO4 Speicher 48V - 2,4 kWh - US2000. [Online]. Available: <https://greenakku.de/Batterien/Lithium-Batterien/48V-Lithium/PYLONTECH-LiFePO4-Speicher-48V-2-4-kWh-US2000::572.html> (accessed: Sep. 12 2020).
- [25] D. M. Giles et al., "Advancements in the Aerosol Robotic Network (AERONET) Version 3 database – automated near-real-time quality control algorithm with improved cloud screening for Sun photometer aerosol optical depth (AOD) measurements," *Atmospheric Measurement Techniques*, vol. 12, no. 1, pp. 169–209, 2019, doi: 10.5194/amt-12-169-2019.
- [26] I. Neher, T. Buchmann, S. Crewell, B. Pospichal, and S. Meilinger, "Impact of atmospheric aerosols on solar power," *Meteorologische Zeitschrift*, vol. 28, no. 4, pp. 305–321, 2019, doi: 10.1127/metz/2019/0969.
- [27] U. Pfeifroth et al., "Surface Radiation Data Set - Heliosat (SARAH) - Edition 2.1," *Satellite Application Facility on Climate Monitoring (CM SAF)*, 2019, doi: 10.5676/EUM_SAF_CM/SARAH/V002_01.