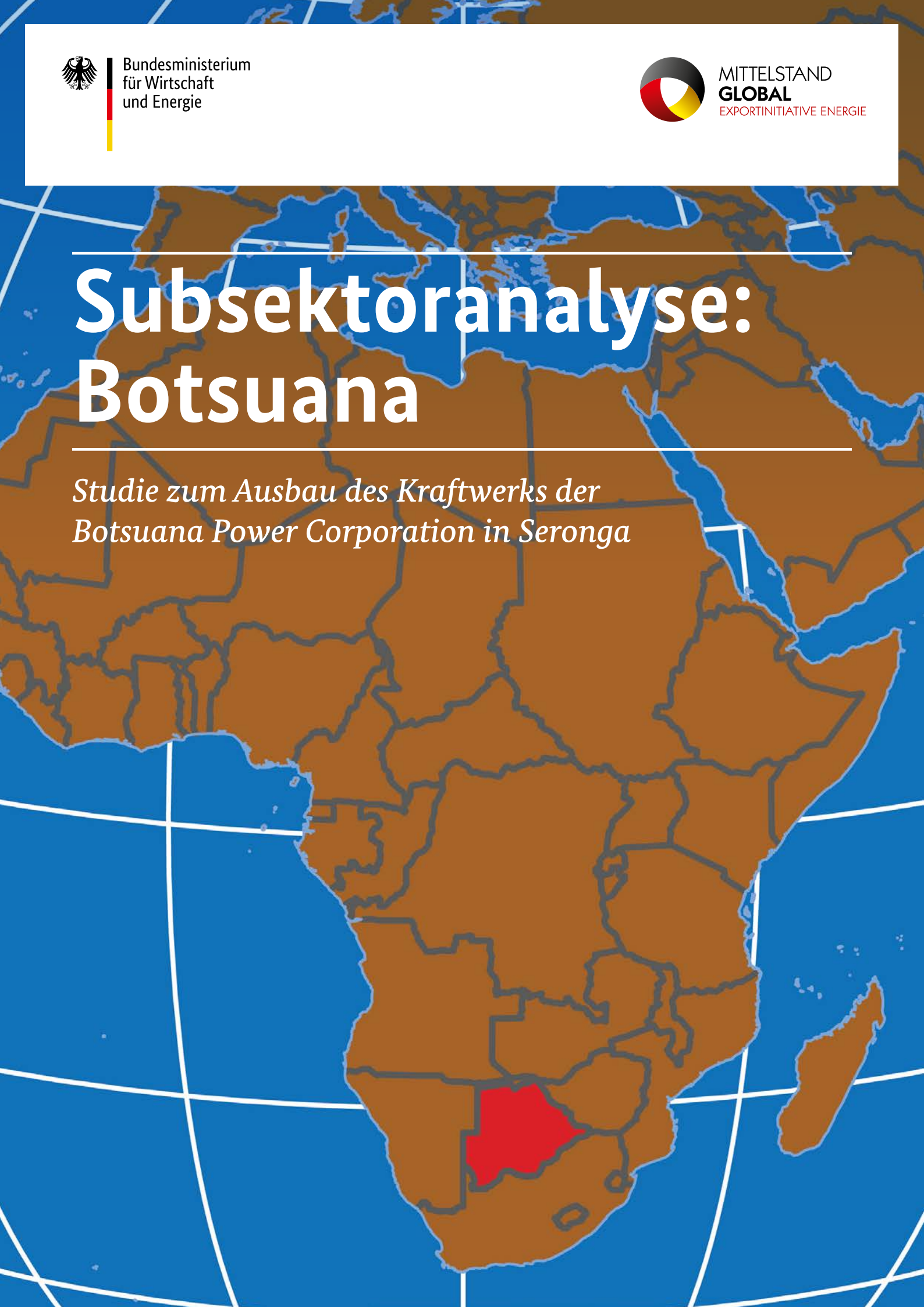
Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

MITTELSTAND
GLOBAL
EXPORTINITIATIVE ENERGIE

Subsektoranalyse: Botsuana

Studie zum Ausbau des Kraftwerks der Botsuana Power Corporation in Seronga



Durchführer

Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Impressum

Herausgeber
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwi.de

Text und Redaktion
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)
Köthener Str. 2
10963 Berlin

Stand
Oktober 2019

Gestaltung
PRpetuum GmbH, 80801 München

Bildnachweis
Getty Images
AJ_Watt / S. 24
Caiaimage/Trevor Adeline / S. 34
Globe Turner, LLC / Titel
krisanapong detraphiphat / S. 7
Lutendo Malatji/EyeEm / S. 13
Tom Kulitz/EyeEm / S. 8
YouraPechkin / S. 48

Diese und weitere Broschüren erhalten Sie bei
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Referat Öffentlichkeitsarbeit
E-Mail: publikationen@bundesregierung.de
www.bmwi.de

Zentraler Bestellservice
Telefon: 030 182722721
Bestellfax: 030 18102722721

Diese Publikation wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit herausgegeben. Die Publikation wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Sie darf weder von Parteien noch von Wahlwerbern oder Wahlhelfern während eines Wahlkampfes zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für Bundestags-, Landtags- und Kommunalwahlen sowie für Wahlen zum Europäischen Parlament.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis 3

Tabellenverzeichnis 4

Abkürzungsverzeichnis 4

1. Zusammenfassung 6

2. Das Kraftwerk in Seronga – Ist-Situation 8

Standortbegehung in Seronga 9

Bewertung des Stromverbrauchs 11

3. Standortanalyse 13

Standortüberblick 14

Evaluierung der Sonnenstrahlungsdaten für den vorgeschlagenen Standort 16

Evaluierung der Wind- und Temperaturdaten für den vorgeschlagenen Standort 19

Andere Umwelteinflüsse 20

Methodik zur Bestimmung des PV-Anlagenertrags 21

4. Bewertung der Technologieoptionen für die PV-Anlage 24

Mechanische Machbarkeitsanalyse 25

Geotechnische Überlegungen 25

Überlegungen zur Auswahl des Gerüsts 25

Methoden zur Auswahl des Aufständersystems 26

Elektrische Machbarkeitsanalyse 27

Überlegungen zur Auswahl von PV-Modulen 27

Methode zur Auswahl der PV-Module 29

Überlegungen zur Auswahl der Wechselrichter 30

Methode zur Auswahl des Wechselrichters 31

Strategie für die Kabelauswahl 31

Anforderungen an Betrieb und Wartung; Reinigungsstrategie 32

5. Projektspezifische Auslegung der Anlage 34

Analyse der Anlagenkonzeption 35

System- und Hybrid-Controller-Schnittstellen 35

Dimensionierung der PV-Anlage 36

PV-Anlagenkonfiguration (System 1) 38

Kostenübersicht für die gesamte PV-Anlage 39

Überlegungen zu Energiespeichersystemen (Systeme 2 und 3) 40
Systemkomponenten und Kommunikationsschnittstellen 40
System 2: ESS mit Lithium-Ionen-Batterien 40
System 3: Redox-Flow-ESS 41
Auslegung eines PV-Hybridsystems mit ESS für Seronga 41
System 3: Redox-Flow-ESS 44
Vergleich der Energieanteile 47

6. Kaufmännische Machbarkeitsstudie 48
Länderrisiko für Botsuana 49
Entwicklung des BIP von Botsuana im Zeitraum 1960 – 2015 49
Inflationsaussichten 49
Währungsstabilität 49
Länderrisiko (Energieversorgung) 50
Überblick Power Purchase Agreements (PPA) 51
Kaufmännische Analyse 52
Szenario 1: 100 % Eigenkapital (30 % Kapitaleinlage, 70 % Gesellschafterdarlehen) 54
Szenario 2: 50 % Eigenkapital, 50 % Fremdkapital 55
Szenario 3: 25 % Eigenkapital, 75 % Fremdkapital 56
Kumulierte Einsparungen 57
System 1: Einsparungen bei einer 960-kWp-PV-Anlage 57
System 2: Einsparungen bei einer 1.200-kWp-PV-Anlage mit Lithium-Ionen-ESS 58
System 3: Einsparungen bei einer 1.800-kWp-PV-Anlage mit Redox-Flow-ESS 60
Vergleich der Ergebnisse der kaufmännischen Analyse 61

Literatur 63

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Das Dieselkraftwerk im Überblick 9
Abbildung 2: Dieselkraftwerk & Kraftstofflager 10
Abbildung 3: NV-Sammelschiene & MV-Schaltstation 10
Abbildung 4: Einliniendiagramm des Dieselkraftwerks Seronga 11
Abbildung 5: Ermittlung der Leistungsnachfrage und Grundannahmen für den Standort Seronga 11
Abbildung 6: Lastverteilung über alle zehn Dörfer 12
Abbildung 7: Lage des ausgewählten Standorts 14
Abbildung 8: Satellitenbild des Standorts Seronga 15
Abbildung 9: Karte der globalen horizontalen Strahlungsstärke für Botsuana (SolarGIS) 17
Abbildung 10: Mittlere globale horizontale Strahlungsstärke pro Monat auf einer horizontalen Ebene in Seronga 19
Abbildung 11: Monatliche Mittelwerte für die Windgeschwindigkeit über 22 Jahre (1995 – 2017) 19
Abbildung 12: Monatliche Mittelwerte für die Lufttemperatur über 22 Jahre (1995 – 2017) 20
Abbildung 13: Horizont- und Sonnenpfaddiagramm für den Standort Seronga 21
Abbildung 14: Aufständersysteme mit festem Neigungswinkel und Aufständersysteme mit Nachführung 25
Abbildung 15: Baumdiagramm PV-Modultechnologien 27
Abbildung 16: Monatliche Mittelwerte für die täglichen Niederschlagsmengen über 22 Jahre (1995 – 2017) 33
Abbildung 17: Technische Schnittstellen für eine vollintegrierte Hybridanlage 35
Abbildung 18: PV-Anlagengröße im Verhältnis zu LCOE, Solarstromanteil und Solarstromüberschuss 36
Abbildung 19: Lastminderung für Seronga 37
Abbildung 20: Spezifikation für die 960-kWp-PV-Diesel-Hybridanlage (System 1) 39
Abbildung 21: Spezifikation für ein PV-Hybridsystem mit 1.200 kWp und einem 400 kWh-ESS (System 2) 42
Abbildung 22: Betrieb des PV-Hybridsystems mit Lithium-Ionen-ESS über eine Woche im Sommer 2017 43
Abbildung 23: Betrieb des Hybridsystems mit Lithium-Ionen-ESS über eine Woche im Winter 2017 43
Abbildung 24: Spezifikation für das PV-Hybridsystem mit 1.800 kWp und einem 4.000-kWh-ESS (System 3) 45
Abbildung 25: Betrieb des PV-Hybridsystems mit Lithium-Ionen-ESS über eine Woche im Sommer 2017 46
Abbildung 26: Betrieb des Hybrid-Systems mit Lithium-Ionen-ESS über eine Woche im Winter 2017 46
Abbildung 27: Jahresbezogener Vergleich der Energieanteile für unterschiedliche Hybridsystem-Konfigurationen 47
Abbildung 28: Kumulierte Einsparungen bei einer 960-kWp-PV-Anlage 57
Abbildung 29: 960-kWp-PV-Anlage – Szenarien für die Energiepreisentwicklung 58
Abbildung 30: Kumulierte Einsparungen bei einer 1.200-kWp-PV-Anlage mit Lithium-Ionen-ESS 59
Abbildung 31: 1.200-kWp-PV-Anlage mit Lithium-Ionen-ESS – Strompreisentwicklung für verschiedene Szenarien 59
Abbildung 32: Kumulierte Einsparungen bei einer 1.800-kWp-PV-Anlage mit Redox-Flow-ESS 60
Abbildung 33: 1.800-kWp-PV-Anlage mit Redox-Flow-ESS – Strompreisentwicklung für verschiedene Szenarien 61

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Standortüberblick Seronga 9
Tabelle 2: Überblick über den ausgewählten Standort 15
Tabelle 3: Stromverbrauchergruppen und Stromtarife (ohne Zuschläge) 17
Tabelle 4: Mittlere monatliche Sonnenstrahlung (kWh/m²) 18
Tabelle 5: Jährliche Mittelwerte für Seronga 19
Tabelle 6: Beschreibung der Energieverluste 22
Tabelle 7: Stromertragsberechnung für Seronga 23
Tabelle 8: Zusammenfassung der Merkmale von verschiedenen Aufständersystemen als Entscheidungshilfe 26
Tabelle 9: Überblick über die Wirkungsgrade verschiedener PV-Zelltechnologien 28
Tabelle 10: Zusammenfassung der Merkmale verschiedener Modultechnologien als Entscheidungshilfe 29
Tabelle 11: Zusammenfassung der Merkmale von Wechselrichterkonfigurationen als Entscheidungshilfe 31
Tabelle 12: Zusammenfassung der Angaben zur Dimensionierung 37
Tabelle 13: Anlagenspezifikation 38
Tabelle 14: Aufschlüsselung der Gesamtkosten nach Komponenten und Kostenanteilen 39
Tabelle 15: Spezifikation für ein PV-Hybridsystem mit Lithium-Ionen-ESS in Seronga 42
Tabelle 16: Spezifikation für ein PV-Hybridsystem mit Redox-Flow-ESS in Seronga 44
Tabelle 17: Pflichten von Käufer und Verkäufer 51
Tabelle 18: Ausgangsparameter für ein Finanzierungsmodell für PV-Anlagen 52
Tabelle 19: Szenario 1 – Kaufmännische Analyse 54
Tabelle 20: Szenario 1 – Ergebnis der kaufmännischen Analyse 55
Tabelle 21: Szenario 2 – Kaufmännische Analyse 55
Tabelle 22: Szenario 2 – Ergebnis der kaufmännischen Analyse 56
Tabelle 23: Szenario 3 – Kaufmännische Analyse 56
Tabelle 24: Szenario 3 – Ergebnis der kaufmännischen Analyse 57
Tabelle 25: Vergleich der drei Stromerzeugungslösungen für den Standort Seronga 62

Abkürzungsverzeichnis

a-Si	Amorphous silicon (amorphes Silicium)
BDP	Botswana Democratic Party (Demokratische Partei Botsuana)
BOS	Balance of System (Gesamtsystem)
BMS	Batterie-Management-System
BPC	Botswana Power Corporation (botsuanisches staatliches Elektrizitätsunternehmen)
BWP	Botsuanischer Pula
CdTe	Cadmium telluride (Cadmiumtellurid)
CIS	Copper Indium Selenide (Kupfer-Indium-Diselenid)
CRONIMET	CRONIMET Mining Power Solutions (deutsches Projektentwicklungsunternehmen)
c-Si	Crystalline silicon (kristallines Silizium)
DFI	Development Finance Institution (Entwicklungsfinanzierer)
DHI	Diffuse Horizontal Irradiation (diffuse Strahlung)
DNI	Direct Normal Irradiation (Direktstrahlung)
DOD	Depth of Discharge (Entladungsgrad)
EPC	Engineering, Procurement and Construction (Form der Projektabwicklung)
ESKOM	Electricity Supply Commission (südafrikanisches Stromversorgungsunternehmen)
ESS	Energy Storage System (Energiespeichersystem)
EUR	Euro
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH
GHI	Globale horizontale Strahlungsstärke
GTI	Global Tilted Irradiation (globale geneigte Strahlungsstärke)
ha	Hektar
IPP	Independent Power Producer (unabhängiger Stromerzeuger)
IEC	International Electrotechnical Commission (Internationale Elektrotechnische Kommission)
kVA	Kilovoltampere
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt-Peak
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
LV	Low Voltage (Niederspannung)
MV	Medium Voltage (Mittelspannung)
MWh	Megawatt Hour (Megawattstunde)
NASA	National Aeronautics and Space Administration (US-Raumfahrtbehörde)
p-Si	polykristallines Silizium
PPA	Power Purchase Agreement (Stromabnahmevertrag)
PR	Performance Ratio (Leistungsverhältnis)
PV	Photovoltaik
SLD	Single Line Diagram (Einliniendiagramm)
SPV	Special Purpose Vehicle (Zweckgesellschaft)
USD	US-Dollar

1. Zusammenfassung

Die vorliegende Studie wurde von der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH im Rahmen des Projektentwicklungsprogramms (PEP) der Exportinitiative Energie des BMWi in Auftrag gegeben, um zu analysieren, welche Möglichkeiten es gibt, um das derzeitige Dieselkraftwerk des botsuanischen Elektrizitätsunternehmens BPC (Botswana Power Cooperation) im abgelegenen Seronga durch eine Photovoltaik-Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Solarstrom zu ersetzen. Die Studie wurde vom Projektentwickler Cronimet Mining Power Solutions (CRONIMET) durchgeführt. Es wird aufgezeigt, dass es technisch möglich und kaufmännisch sinnvoll ist, neben den derzeit genutzten Dieselgeneratoren eine Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) und ein Energiespeichersystem (ESS) zu errichten, um dadurch den Verbrauch von Dieselkraftstoff erheblich zu senken. In der vorliegenden Studie werden drei optimierte Hybridlösungen für Seronga betrachtet:

- System 1: PV-Diesel-Hybridanlage
- System 2: PV-Diesel-Hybridanlage mit einem Lithium-Ionen-ESS mit einer Kapazität von 400 kWh
- System 3: PV-Diesel-Hybridanlage mit einem Redox-Flow-ESS mit einer Kapazität von 4.000 kWh

Auf der Grundlage des vor Ort ermittelten Lastgangs und der bereits geplanten Lasterweiterungen ergibt sich, dass eine PV-Diesel-Hybridanlage mit 960 kWp den in herkömmlicher Weise aus Dieselkraftstoff generierten Strom zu 41 Prozent durch Solarstrom ersetzen kann. Bei einer Erweiterung der PV-Anlage auf 1200 kWp und Errichtung eines Lithium-Ionen-ESS mit einer Kapazität von 419 kWh kann der Solarstromanteil auf 47 Prozent gesteigert werden. Bei einem weiteren Ausbau der PV-Anlage auf 1800 kWp und Kopplung mit einem großen Redox-Flow-ESS mit einer Kapazität von 4.000 kWh ist eine Steigerung auf 68Prozent möglich.

Darüber hinaus wurden die möglichen PV-Anlagen in Seronga umfassend analysiert, und zwar jeweils aus Sicht von Investoren, Kreditgebern und Abnehmern. Im Rahmen der kaufmännischen Machbarkeitsstudie wurden alle drei Systeme im Zusammenspiel mit drei Finanzierungsszenarien betrachtet. Im ersten Szenario wird die PV-Anlage zu 100Prozent mit Eigenkapital finanziert, wobei 30 Prozent aus dem Kapital der Zweckgesellschaft und 70Prozent aus Gesellschafterdarlehen stammen. Im zweiten Szenario wird von einer Kapitalstruktur ausgegangen, die zu 50 Prozent aus Eigenkapital und zu 50 Prozent aus Fremdkapital besteht. Im dritten Szenario wurde der Fremdkapitalanteil auf 75 Prozent der Investitionskosten angehoben, wodurch der Eigenkapitalanteil auf 25 Prozent zurückgeht.

Aus der kaufmännischen Betrachtung ergibt sich, dass die 960-kWp-PV-Anlage in jedem der betrachteten Szenarien den niedrigsten zu erwartenden Preis im Rahmen eines Stromabnahmevertrags (PPA; Power Purchase Agreement) bietet. Der PPA-Preis für diese Anlage beläuft sich auf 0,138 bis 0,172 USD/kWh. Die PV-Anlage erzeugt nach Berücksichtigung von Netzausfallverlusten 2.027 MWh pro Jahr, wodurch BPC als Abnehmer mehr als 540.000 Liter Dieselkraftstoff pro Jahr sparen dürfte. Der niedrige PPA-Preis wird voraussichtlich zu Einsparungen von mehr als 49 Prozent gegenüber den Kosten der Stromerzeugung aus Dieselkraftstoff führen.

Mit einer solchen Anlage könnte die BPC nicht nur ihre Stromerzeugungskapazitäten schnell steigern, sondern auch die Elektrifizierung von ländlichen Gemeinden zügig vorantreiben und – in Abhängigkeit von der Art der Anlage und der letztlich gewählten Kapitalstruktur – über die gesamte Projektlaufzeit durch die Senkung des Dieselkraftstoffverbrauchs zwischen 2,8 und 8,2 MillionenUSD einsparen.

Die Kombination aus PV-Anlage und Batterien erscheint unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht so attraktiv und kaufmännisch nicht sinnvoll. Angesichts der sinkenden Preise für Energiespeichersysteme ist es jedoch ratsam, die Realisierbarkeit sowie die Kosten und Vorteile von Anlagen mit integrierten Stromspeichern weiter im Auge zu behalten, da sie sich in den nächsten Jahren zu einer kostengünstigen Alternative entwickeln könnten.

2. Das Kraftwerk in Seronga – Ist-Situation

Standortbegehung in Seronga

Das Kraftwerk der BPC in Seronga arbeitet zurzeit mit drei Dieselgeneratoren mit jeweils 250 kVA. Das Kraftwerk versorgt die ganze Region Seronga östlich des Okavango-Flusses mit Strom. Wegen der Feuchtgebiete und der strengen Umweltauflagen besteht derzeit nicht die Möglichkeit, Seronga an das nationale Stromnetz anzubinden. Die folgende Tabelle enthält einen detaillierten Überblick über den Standort mit Koordinaten, Höhenangaben sowie möglichen Anreiserouten.

Abbildung 1 bis Abbildung 3 bieten einen Eindruck vom Standort Seronga; die Bilder wurden während der Standortbegehung aufgenommen.

Das Dieselkraftwerk in Seronga besteht aus drei Scania-Dieselgeneratoren mit einer maximalen Leistung von jeweils 250 kVA. Die Generatorspannung liegt bei 400 V in einem dreiphasigen System und wird auf eine gemeinsame Sammelschiene gespeist. Die Einspeiseleitung ist an einen Aufwärtstransformator angeschlossen, um die Spannung auf die benötigte Verteilungsspannung von elf kV zu transformieren.

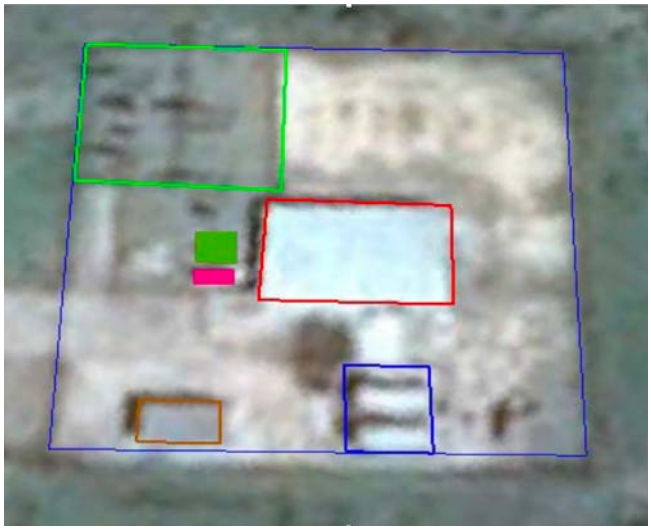
Tabelle 1: Standortüberblick Seronga

Detailangaben Seronga	
Distrikt	North West – Okavango
Nächstgelegener Ort	Maun
Koordinaten	18°47'37,2"S 22°24'31,6"E
Höhe	1.000 m
Anreise per Auto	390 km nach Shakawe; Fähre über den Okavango-Fluss; 80 km zum Dieselkraftwerk in Seronga
Anreise per Flugzeug	Von Johannesburg nach Maun; Charterflugzeug von Maun nach Seronga
Art der Internet-/Mobilfunkverbindung	Anbindung an das Mobilfunknetz vorhanden (2G); das beste Netz bietet BE Mobile

Quelle: CRONIMET 2017

Abbildung 1: Das Dieselkraftwerk im Überblick

Quelle: CRONIMET 2017



Quelle: CRONIMET 2017

Abbildung 2: Dieselkraftwerk & Kraftstofflager

Quelle: CRONIMET 2017

Quelle: CRONIMET 2017

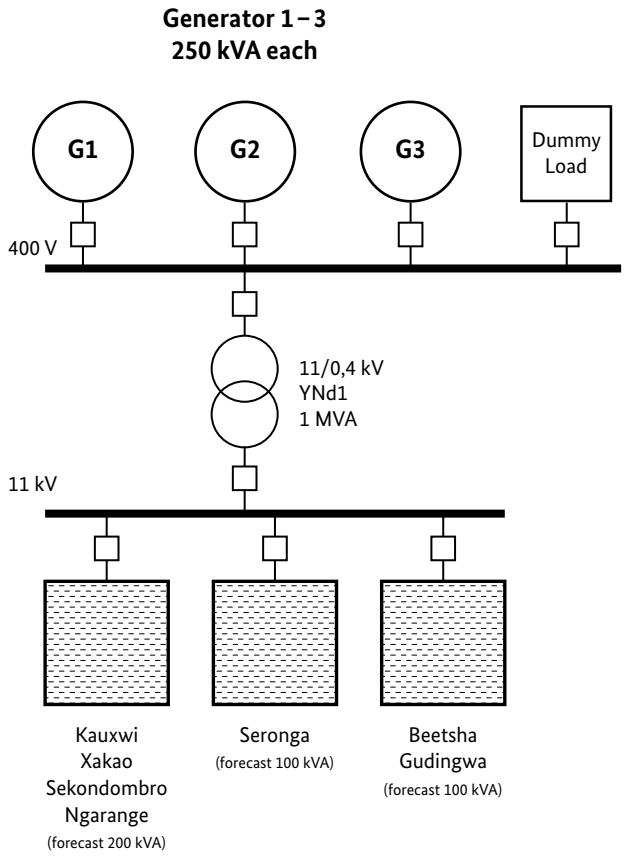
Abbildung 3: NV-Sammelschiene & MV-Schaltstation

Quelle: CRONIMET 2017

Quelle: CRONIMET 2017

Das Mittelspannungsnetz versorgt das Gebiet über eine Freileitung von etwa 100 km Länge. Die folgende Abbildung zeigt ein vereinfachtes Einliniendiagramm des Systems.

Abbildung 4: Einliniendiagramm des Dieselkraftwerks Seronga



Quelle: eigenes Diagramm, CRONIMET 2017

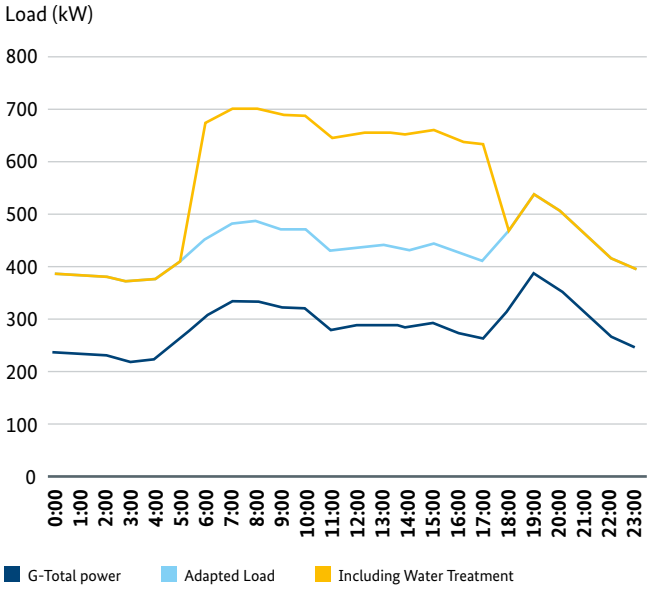
Das verfügbare Einliniendiagramm von 2011 zeigt, dass der Strombedarf über einen Zeitraum von fünf Jahren (2011 – 2016) voraussichtlich auf insgesamt 400 kVA steigen wird.

Bewertung des Stromverbrauchs

Während der Standortbegehung in Seronga (Q1 2017) wurde die Leistungsnachfrage an einem typischen Tag mit Messinstrumenten von CRONIMET ermittelt. Wie aus der unten stehenden Abbildung hervorgeht, liegt die Leistungsnachfrage zwischen Mitternacht und fünf Uhr morgens zwischen 230 kW und 250 kW.

Wie bei der Leistungsnachfrage von Privathaushalten typisch steigt die Last anschließend an und erreicht zwischen sieben und acht Uhr morgens mit 350 kW eine erste Spitze. Dann stabilisiert sich die Last bei 300 kW bis zur abendlichen Lastspitze, die jeden Abend gegen 19 Uhr erreicht zu werden scheint.

Abbildung 5: Ermittlung der Leistungsnachfrage und Grundannahmen für den Standort Seronga



Quelle: CRONIMET 2017

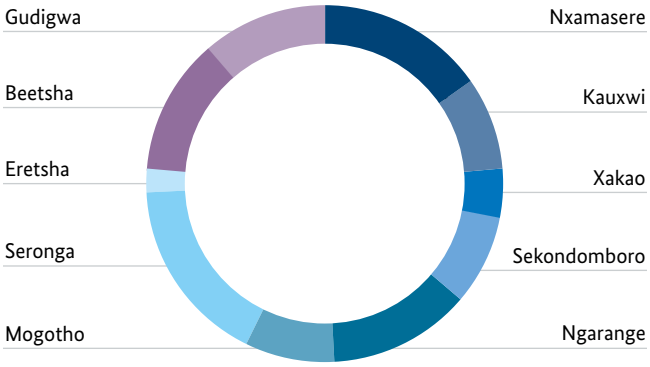
Dieser Lastgang entspricht der typischen Stromnachfrage von Privathaushalten; allerdings war die durchschnittliche Stromnachfrage an diesem konkreten Tag erheblich geringer, als die Statistik für das gesamte Jahr glauben machen könnte. In den Workshops, die mit allen Projekt-Stakeholdern, insbesondere mit Vertretern des Ministeriums durchgeführt wurden, wurde die Lastschätzung für Seronga daher um weitere 150 kW angehoben, um die allgemeine Validität zu verbessern. Die hellblaue Linie in der Grafik beschreibt den Lastgang, der vermutlich realistischer ist und die Leistungsnachfrage besser widerspiegelt. Wegen des allgemeinen Bevölkerungsanstiegs und der verstärkten

Nutzung von elektrischen Haushaltsgeräten wird kurz- bis mittelfristig ein weiterer Anstieg der Leistungsnachfrage zwischen fünf und zehn Prozent erwartet.

Ferner ist in Seronga der Bau eines neuen Wasserwerks geplant; die daraus resultierende Leistungsnachfrage ist in der Grafik oben durch die gelbe Linie dargestellt. Der Vorteil der Kombination aus PV-Anlage und Wasserwerk besteht darin, dass es bei Nutzung ausreichend großer Wassertanks möglich ist, die Verbraucher auch nachts zu versorgen, obwohl das Wasserwerk nur tagsüber läuft. Dadurch kann der Solarstrom optimal genutzt werden.

In Abbildung 6 ist die maximale Stromnachfrage der zehn Dörfer dargestellt, die von dem Kraftwerk in Seronga mit Strom versorgt werden. Insgesamt werden 614 Kunden mit Strom beliefert, darunter zehn Schulen und sechs medizinische Einrichtungen. Dabei entfällt beinahe die Hälfte der Stromnachfrage auf die drei größten Dörfer Ngarange, Nxamasere und Seronga selbst. Die medizinischen Einrichtungen befinden sich in Nxamasere, Kauxwi, Sekondomboro, Ngarange, Beetsha und Gudigwa.

Abbildung 6: Lastverteilung über alle zehn Dörfer



Quelle: CRONIMET 2017

3. Standortanalyse

Die Gestaltung des Systems hängt sowohl lieferantenseitig als auch nachfrageseitig vom Klima und von der Sonnenstrahlung ab. Dadurch ist eine Umweltanalyse von wesentlicher Bedeutung für die Machbarkeitsstudie.

Die folgenden Abschnitte enthalten eine detaillierte Umweltanalyse und eine Energieertragsbewertung, bei der ermittelt wird, ob in Seronga eine am Boden installierte PV-Anlage möglich ist. Aus Gründen der Bankfähigkeit werden aus vorhandenen Datenbanken Daten für die Sonnenstrahlung mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 und 90 Prozent übernommen, um die Untergrenzen zu ermitteln.

Auf der Grundlage dieser Daten kann die Stromproduktion der PV-Anlage sehr zuverlässig geschätzt werden.

Standortüberblick

Abbildung 7 zeigt den Ort Seronga auf einer Google-Earth-Karte von Botsuana. Seronga befindet sich im North-West-Distrikt im Norden des Landes. Aufgrund der großen Entfernung zu den dichter besiedelten Landesteilen rund um die Hauptstadt Gaborone im Südosten des Landes ist Seronga nicht an das nationale Stromnetz angebunden.

Die folgende Tabelle bietet einen Überblick über den ausgewählten Standort. Seronga hat zahlreiche Einwohner, ist jedoch weit abgelegen. Ein Satellitenbild des Standorts findet sich in Abbildung 8.

Abbildung 7: Lage des ausgewählten Standorts

Quelle: Map data ©2017 Google

Tabelle 2: Überblick über den ausgewählten Standort

Angaben zum Standort	
Name	Seronga
Koordinaten	18°47'37.82"S, 22°24'31.36"E
Entfernung von Gaborone	1.242 km
Höhe	989
Einwohnerzahl	1641 (gemäß der Volkszählung von 2001)

Quelle: CRONIMET 2017

Abbildung 8: Satellitenbild des Standorts Seronga

Quelle: Map data ©2017 Google

Evaluierung der Sonnenstrahlungsdaten für den vorgeschlagenen Standort

Es gibt zwei Hauptmethoden zur Ermittlung der Sonnenstrahlung am Boden. Zum einen das direkte Messverfahren, bei dem die Sonnenstrahlung durch eine Überwachungsstation am Boden gemessen wird. Und zum anderen eine indirekte, aber hinreichend genaue Methode, bei der die am Boden auftreffende Sonnenstrahlung anhand von satellitenbasierten Modellen und von Bildern der Erde sowie anhand der von der Erde reflektierten Wärmestrahlung geschätzt wird (1).

Zur Verbesserung der Schätzgenauigkeit werden bei einigen Datensätzen zusätzliche Datenpunkte durch Interpolation von am Boden vorgenommenen Messungen in Kombination mit Satellitendaten errechnet. CRONIMET vergleicht die verfügbaren Datensätze, um die Messungenauigkeit insgesamt zu verringern und eine ausreichende, bankfähige Schätzung für die am Standort erwartbare Sonnenstrahlung zu erhalten.

Die Sonnenstrahlung an einem Standort ist durch die globale horizontale Strahlungsstärke (GHI), die Direktstrahlung (DNI) und die diffuse Strahlung (DHI) definiert (2).

Globale horizontale Strahlungsstärke (GHI): Die globale horizontale Strahlungsstärke entspricht der gesamten Sonnenenergie, die auf einer Flächeneinheit einer horizontalen Fläche auftrifft. Die GHI setzt sich zusammen aus der auf direktem Weg eintreffenden Sonnenstrahlung (Direktstrahlung) und der Strahlung, die die Erdoberfläche über die Streuung in der Atmosphäre aus allen Himmelsrichtungen erreicht (diffuse Strahlung).

Diffuse Strahlung (DHI): Die diffuse Strahlung ist die Strahlung, die eine Flächeneinheit auf der Erdoberfläche über die Streuung in der Atmosphäre aus allen Himmelsrichtungen erreicht.

Direktstrahlung (DNI): Die Direktstrahlung ist die gesamte Sonnenenergie, die auf eine Flächeneinheit einer Oberfläche trifft, die der Sonne stets zugewandt ist. Die DNI ist von besonderer Bedeutung für nachgeführte Solaranlagen sowie für Sonnenwärmekraftwerke.

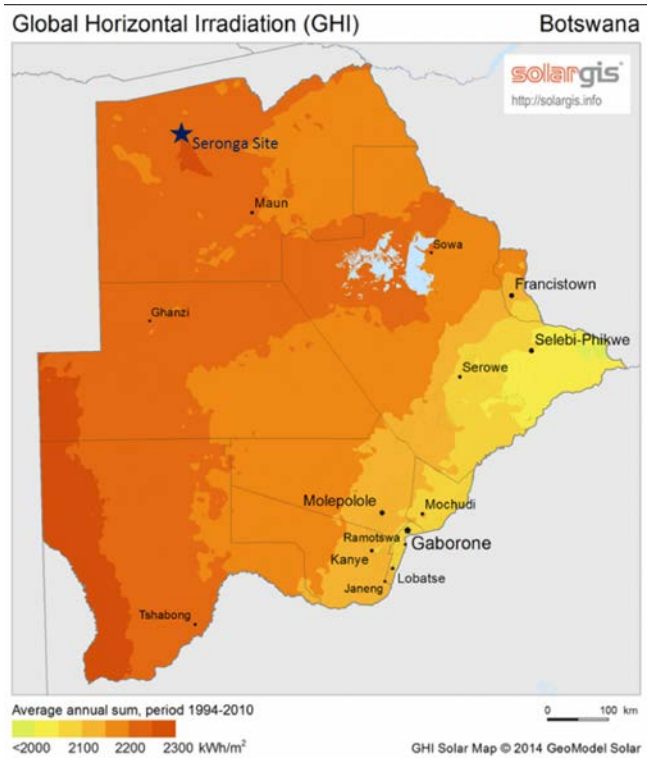
Neigungswinkel: Im Unterschied zu Sonnenwärmekraftwerken nutzen PV-Anlagen sowohl die diffuse Strahlung als auch die direkten Strahlungsanteile. Wird ein PV-Modul in einem optimierten festen Winkel nordwärts geneigt, so führt dies auf der Südhalbkugel zu einer Erhöhung der insgesamt pro Jahr auf das PV-Modul treffenden globalen Strahlungsstärke. Der optimale Neigungswinkel hängt hauptsächlich vom Breitengrad sowie von den örtlichen Witterungsbedingungen, den Verhältnissen am Boden und dem Grundriss der Anlage ab. Eine der Sonne nachgeführte Anlage von Ost nach West entlang einer horizontalen Ebene bewirkt eine weitere Steigerung der Jahresleistung.

Global geneigte Strahlungsstärke (GTI): Die GTI entspricht der gesamten Sonnenenergie, die auf einer Flächeneinheit einer geneigten Fläche auftrifft. Sie setzt sich zusammen aus der Direktstrahlung, der diffusen Strahlung und der am Boden reflektierten Strahlung. Um aus der horizontalen Strahlung die GTI zu errechnen, wird innerhalb einer PV-Modellierungssoftware ein Umwandlungsmodell eingesetzt (3).

Reflexionsstrahlung: Die Reflexionsstrahlung am Boden beeinflusst die auf einer Fläche eintreffende Strahlung, wenn diese aus der Horizontalen in eine geneigte Stellung gebracht wird, und erhöht den Strahlungseinfall. Die Reflexionsstrahlung ist stark standort- und wetterabhängig. Grasflächen haben in der Regel einen Strahlungsreflexionswert von etwa 0,2, während frisch gefallener Schnee einen Strahlungsreflexionswert von 0,8 aufweist, d.h., im ersten Fall werden 20 Prozent der Strahlung zurück in die Atmosphäre reflektiert und im zweiten 80 Prozent (4).

Es stehen zahlreiche Quellen mit Daten zur Sonnenstrahlung zur Verfügung, die zur Berechnung von PV-Anlagen herangezogen werden können. Entweder enthalten die entsprechenden Datensätze Messwerte von gut überwachten Wetterstationen am Boden oder sie beruhen auf verarbeiteten Satellitenbilddaten. Um die erwarteten Jahresschwankungen der Sonnenstrahlung angemessen zu berücksichtigen, sollten Daten aus mindestens elf Jahren herangezogen werden. Eine gründliche Analyse der potenziell zur Verfügung stehenden Sonnenstrahlung ist wichtig, da sich jede Abweichung bei diesem Parameter direkt auf den prognostizierten Stromertrag auswirkt. CRONIMET hat die monatlichen Daten für die horizontale Sonnenstrahlung am Standort Seronga anhand der folgenden Karte ermittelt.

Abbildung 9: Karte der globalen horizontalen Strahlungsstärke für Botsuana (SolarGIS)



Quelle: GHI Solar Map © 2014 GeoModel Solar

Meteonorm (Version 7.1): Enthält eine Datenbank mit Sonnenstrahlungsdaten für den Zeitraum 1991 – 2010. Liegt ein Standort mehr als 350 km von der nächstgelegenen Messstation entfernt, so werden aus Bodenmessungen und aus Satellitenmessungen gewonnene Daten (Meteosat, zweite Generation) verwendet. Die Meteonorm-Datenbank liefert auch Daten zu Windgeschwindigkeit und Temperatur (aus Bodenmessungen extrapolierte Daten für die Zeiträume 1961 – 1990 und 2000 – 2009), die ebenfalls für eine Prognose des Stromertrags einer PV-Anlage herangezogen werden können (5).

NASA: Datensatz Surface Meteorology and Solar Energy. Dieser Datensatz enthält die monatlichen, aus Satellitenmessungen abgeleiteten Daten eines 1°x1°-Netzes, das die ganze Erde abdeckt (1983 – 2005). Die Daten bieten zwar nur eine geringe räumliche Auflösung, gelten aber als hilfreich bei der Erstellung von Machbarkeitsstudien für Solarenergieprojekte. (6)

SolarGIS: Dieser aus Satellitenmessungen abgeleitete Datensatz wird von Geomodel Solar S.R.O. erstellt. Der Datensatz wird aus den Daten der Meteosat-Satelliten der ersten und zweiten Generation sowie aus Atmosphärenparametern abgeleitet. Es stehen Daten für den Zeitraum von 1994 bis 2010 für Europa, den Nahen Osten und Afrika zur Verfügung (7).

Wie in Abbildung 9 zu sehen, beträgt die globale horizontale Strahlungsstärke in Botsuana zwischen 2.000 kWh/m² und 2.300 kWh/m². Aufgrund der geologischen und klimatischen Gegebenheiten sind die Strahlungswerte im Westen des Landes höher als im Osten.

Zur Ermittlung einer verlässlichen Datengrundlage werden die Datensätze von Meteonorm, der NASA und SolarGIS miteinander verglichen und bewertet. Der Durchschnitt der Jahreswerte für die globale horizontale Sonneneinstrahlung wird als Referenzwert für den Vergleich der verschiedenen Datenquellen herangezogen. Aus der folgenden Tabelle geht hervor, dass zwischen dem NASA-Datensatz und den Mittelwerten aller Datensätze eine große jährliche Abweichung besteht. Die SolarGIS-Daten zeigen eine geringere absolute Abweichung und sind erfahrungsgemäß auch am verlässlichsten. Zwar weisen die Meteonorm-Daten die geringste Abweichung vom Mittelwert auf, doch hat sich bei früheren Projekten gezeigt, dass sie nicht so zuverlässig sind wie die von SolarGIS. Aus diesem Grund wird empfohlen, den SolarGIS-Datensatz für weitere Simulationen zu verwenden.

Tabelle 3: Stromverbrauchergruppen und Stromtarife (ohne Zuschläge)

Datensatz	Globale horizontale Strahlungsstärke (kWh/m²)	Abweichung vom Mittelwert (%)
Meteonorm	2.214,0	-0,62 %
NASA	2.162,5	1,72 %
SolarGIS	**2.224,8**	**-1,11 %**
Durchschnitt	2.200,4	-

Quelle: Meteonorm, NASA, SolarGIS

Die mittlere Abweichung zwischen den verschiedenen Datensätzen beträgt 7,1Prozent für Deutschland und 7,3 Prozent für Spanien (Studien von Müller et al. (8)). Die Abweichung aller Datensätze vom Mittelwert beträgt im vorliegenden Falle weniger als zwei Prozent.Demzufolge ist die Abweichung bei den Strahlungswerten in den vorliegenden Datensätzen geringer ist als bei Müller et al. (8).

Tabelle 4 zeigt das mittlere monatliche Verhältnis zwischen Direkt- und diffuser Strahlung auf einer horizontalen Ebene in Seronga gemäß dem SolarGIS-Datensatz. Abbildung 10 zeigt die mittlere globale horizontale Strahlungsstärke (GHI) pro Monat.

Tabelle 4: Mittlere monatliche Sonnenstrahlung (kWh/m²)

	Globalstrahlung	Diffuse Strahlung	Direktstrahlung
Januar	182,2	81,0	101,3
Februar	181,4	68,8	112,6
März	204,6	62,0	142,6
April	193,8	32,2	161,6
Mai	185,8	29,2	156,6
Juni	166,9	31,0	135,9
Juli	170,3	24,5	145,8
August	194,8	24,2	170,6
September	191,5	51,1	140,4
Oktober	191,9	77,4	114,5
November	177	79,1	97,9
Dezember	184,5	91,2	93,3
Durchschnitt	**185,4**	**54,3**	**131,1**

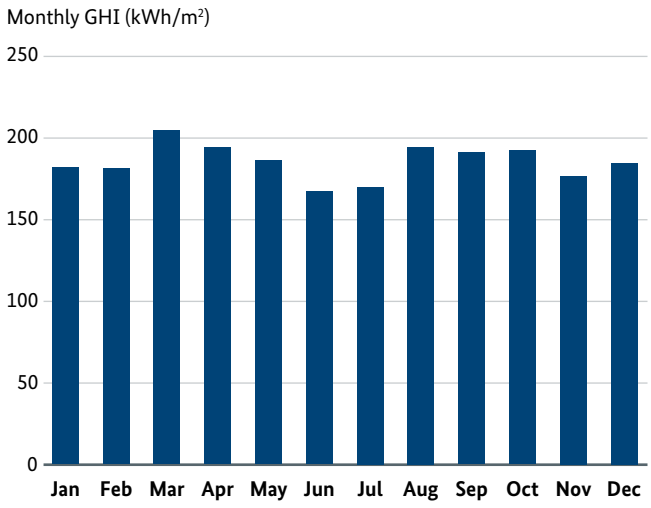
Quelle: SolarGIS 2017

Aus der Summe der Werte für die Direkt- und die diffuse Strahlung auf einer horizontalen Ebene ergibt sich die mittlere monatliche Globalstrahlung. Anhand dieses Wertes lässt sich gut einschätzen, wie viel Sonnenlicht pro Monat auf die PV-Anlage trifft und wie viel Strom diese somit erzeugen würde. Die Monatswerte für die mittlere globale horizontale Strahlungsstärke sind hilfreich, um zu ermitteln, wie viele Module zur Erreichung der gewünschten Anlagenkapazität installiert werden müssen.

Stationäre PV-Anlagen sind in Richtung Sonne geneigt oder werden im Tagesverlauf sogar dem Lauf der Sonne nachgeführt, damit die maximale Sonnenstrahlung auf die Moduloberfläche trifft. Die Messwerte der Wetterstationen für die globale Strahlungsstärke und die diffuse Strahlung beziehen sich dagegen meistens auf Oberflächen in der Horizontalen (9). Die Simulationssoftware einschließlich der PV-Systemsoftware arbeitet mit einem Umwandlungsmodell, mit der sich die Strahlungsstärke für eine geneigte Oberfläche ermitteln lässt.

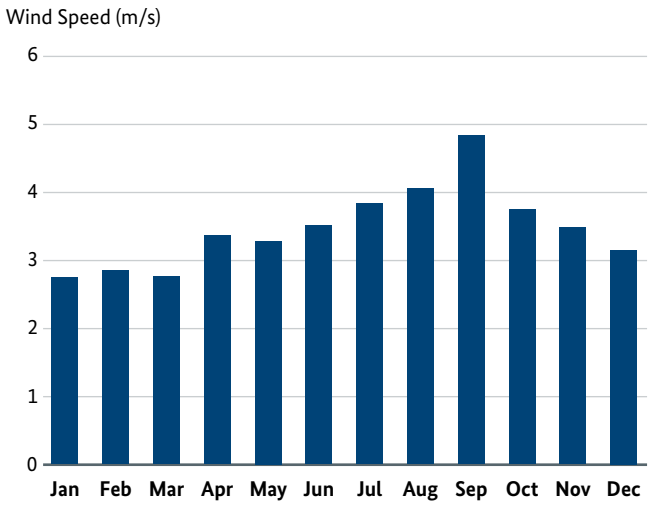
Direkt- und Reflexionsstrahlungsanteile können unter Verwendung einfacher Algorithmen berechnet werden; die Umrechnung der diffusen Strahlungsanteile ist dagegen komplizierter (9). Infolgedessen benötigt man genaue Werte für die diffuse Strahlung, um die auf eine geneigte Oberfläche treffende Strahlung besser ermitteln zu können.

Abbildung 10: Mittlere globale horizontale Strahlungsstärke pro Monat auf einer horizontalen Ebene in Seronga



Quelle: SolarGIS 2017

Abbildung 11: Monatliche Mittelwerte für die Windgeschwindigkeit über 22 Jahre (1995 – 2017)



Quelle: NASA (10)

Evaluierung der Wind- und Temperaturdaten für den vorgeschlagenen Standort

Auf der NASA-Website stehen weitere Wetterdaten zur Verfügung, darunter durchschnittliche Temperatur-, Wind- und Niederschlagsdaten für den Zeitraum 1983 bis 2005. Eine eingehende Untersuchung dieser Daten und ein Vergleich mit anderen Datensätzen von Meteonorm und SolarGIS hat ergeben, dass die NASA-Daten für die weitere Evaluierung am besten geeignet sind. Obwohl die NASA wie alle anderen Datenquellen nur Zugriff auf eine begrenzte Anzahl an Wetterstationen bzw. Satelliten mit einer begrenzten räumlichen Auflösung hat und die Daten für einen gegebenen Standort daher mithilfe von Computermodellen geschätzt werden müssen, sind auf dieser Grundlage verlässliche Annahmen möglich. Die folgende Tabelle zeigt die jährlichen Mittelwerte für Lufttemperatur, Windgeschwindigkeit, Niederschlag und relative Luftfeuchte.

Tabelle 5: Jährliche Mittelwerte für Seronga

Lufttemperatur (°C)	22,0
Windgeschwindigkeit (km/h)	3,46
Niederschlag (mm/Tag)	1,54
Relative Luftfeuchte (%)	49,9 %

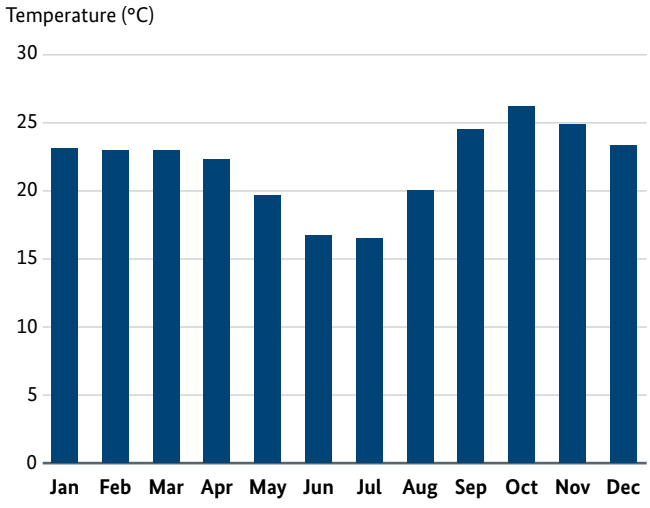
Quelle: NASA 2017

Abbildung 11 und Abbildung 12 zeigen die Wind- und Umgebungstemperaturdaten für ein Jahr.

Die Windgeschwindigkeiten sind in der Regel niedrig und liegen stets unter fünf m/s. Die mittlere Windgeschwindigkeit ist im Frühjahr geringfügig höher als in den anderen Jahreszeiten, doch Sandstürme oder andere gefährliche Wetterereignisse sind nicht zu erwarten. Die Windgeschwindigkeit beeinflusst die Menge an Staub, die sich auf dem PV-Modul absetzen kann. Dabei gilt, dass geringe Windgeschwindigkeiten das Absetzen von Staub begünstigen. Außerdem kann die Geometrie der PV-Anlage im Verhältnis zur Windrichtung das Absetzen von Staub an einem konkreten Standort begünstigen oder mindern (11).

Der Unterbau zur Nachführung der Solarmodule hält auch sehr hohen Windgeschwindigkeiten stand, wie im Abschnitt zur technischen Analyse noch zu zeigen sein wird. PV-Anlagen mit festem Neigungswinkel können externe Umwelteinflüsse sogar noch weniger anhaben.

Abbildung 12: Monatliche Mittelwerte für die Lufttemperatur über 22 Jahre (1995 – 2017)



Quelle: NASA (10)

Gemäß den analysierten Daten erreicht die Lufttemperatur in den Sommermonaten von September bis Februar ihr Maximum. Die Sommer sind in Seronga etwas heißer als im übrigen Land, doch dürfte dies keine nennenswerten Auswirkungen auf die Temperatur und die Leistung der Module haben.

Module aus polykristallinem Silizium (p-Si) weisen bei diesen Temperaturen eine höhere Effizienz auf als Module, die auf anderen Technologien beruhen.

Andere Umwelteinflüsse

Studien zeigen, dass der für die PV-Anlage spezifische Stromertrag durch geografische und Umweltparameter wie Luftverschmutzung, häufige Niederschläge, Staub, Feuchtigkeit und gelegentliche Schneefälle beeinträchtigt werden kann (11).

Der Anteil der Feuchtigkeit in der Atmosphäre bestimmt die Luftfeuchte. Wasserdampfteilchen in der Atmosphäre sind teilweise für die Streuung und Absorption des Sonnenlichts im sichtbaren Teil des Spektrums verantwortlich. Wenn die Atmosphäre viel Wasserdampf enthält, mindert dies zwangsläufig die Menge an Sonnenlicht am Standort der PV-Anlage (12).

Die durchschnittliche relative Luftfeuchte am ausgewählten Standort beträgt 50,2 Prozent. Im Rahmen der Qualifikationstests von IEC 61215 und IEC 61646 der Internationalen Elektrotechnischen Kommission IEC (International Electrotechnical Commission) werden Solarmodule 1.000 Stunden lang mit 85 °C und 85 Prozent relativer Luftfeuchte beaufschlagt (13, 14, 15).Um luftfeuchtigkeitsbedingte Korrosion zu verhindern und die Produktlebensdauer zu maximieren, müssen Verkapselung und Verkabelung aller Solarmodule besonders sorgfältig ausgeführt sein (16).

Nach Möglichkeit ist eine Verschattung zu vermeiden, da sie den Nettostromertrag der PV-Anlage erheblich mindert. Bei schlecht geplanten PV-Anlagen besteht die Gefahr, dass verschattete Solarmodule den von nicht verschatteten Solarmodulen erzeugten Strom absorbieren, wodurch Hotspots entstehen. Diese lokalen Überhitzungen können zur Zerstörung des Solarmoduls führen (17). Es werden folgende Arten von Verschattung unterschieden:

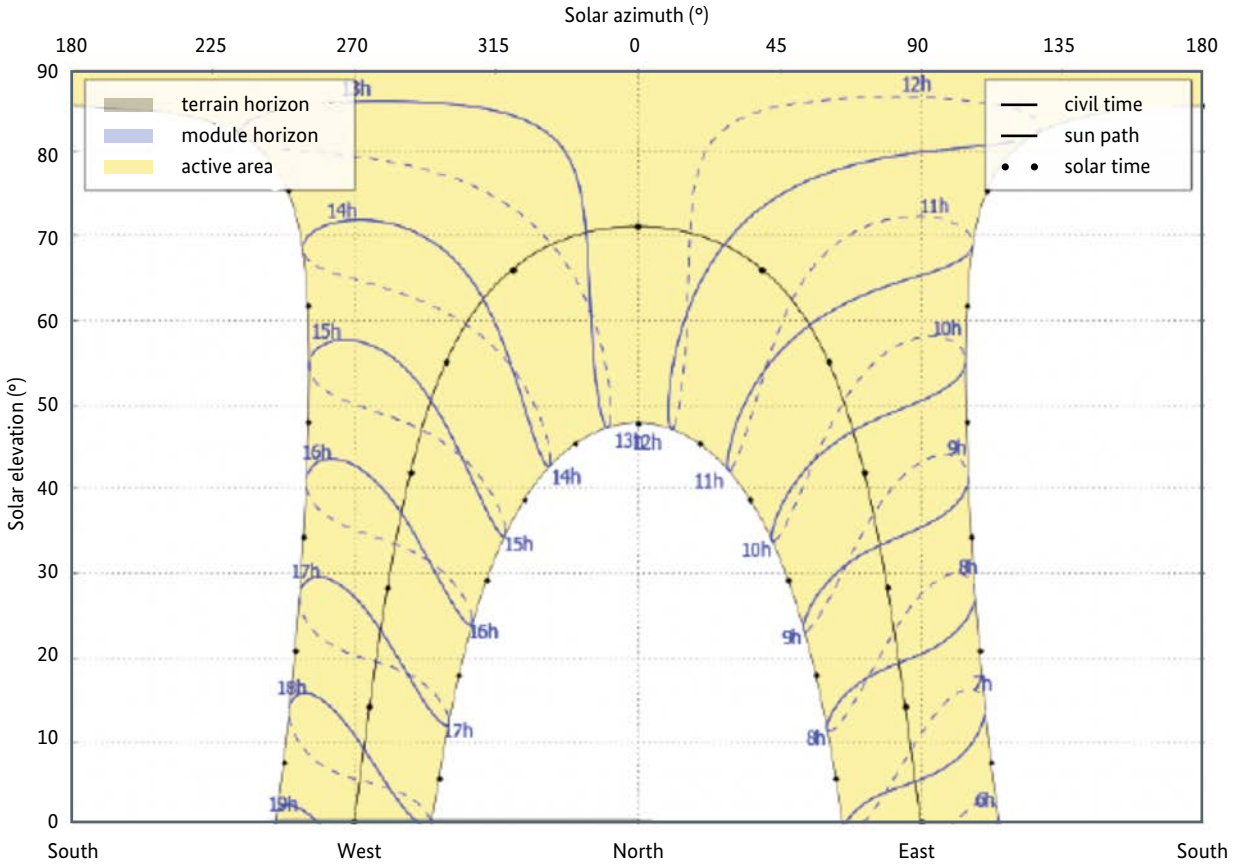
(i) Direktverschattung: Diese Art von Verschattung liegt vor, wenn ein Gegenstand in der Nähe der PV-Module steht und durch seinen Schatten die Leistung der PV-Anlage deutlich mindert.

(ii) Temporäre Verschattung: Wird durch natürliche Gegebenheiten verursacht wie Laubschatten, Verschmutzung usw. Temporäre Verschattungen spielen vor allem bei am Boden installierten Anlagen auf dem Land eine Rolle, wo PV-Anlagen häufig einer höheren Staubbelastung ausgesetzt sind.

(iii) Selbstverschattung: Ist in der Regel auf eine schlechte Anlagenplanung durch das Planungsunternehmen zurückzuführen, bei der auf anlagenspezifische Tests verzichtet wurde. Ursache für die Verschattung ist der zu geringe Abstand zwischen den einzelnen Solarmodulreihen. Als Faustregel gilt, dass der Abstand zwischen den einzelnen Solarmodulreihen der vier- bis sechsfachen Höhe des geneigten Moduls entsprechen muss.

Die von SolarGIS verfügbaren und bei der Standortbegehung ermittelten Informationen zeigen, dass sich nur wenige Bäume am Standort befinden und dass die Landschaft flach und nur durch niedrig wachsende Vegetation (Buschwerk) gekennzeichnet ist (7). Die von SolarGIS für Seronga bezogenen Horizontdaten zeigen, dass keine Energiever-

Abbildung 13: Horizont- und Sonnenpfaddiagramm für den Standort Seronga



Quelle: PV Syst 2017

luste durch Geländeverschattung auftreten. Somit wird die Gesamtverschattung der PV-Module nur durch Selbstverschattung und Staub beeinflusst.

Methodik zur Bestimmung des PV-Anlagenertrags

Zur Berechnung des pro Stunde von den PV-Modulen erzeugten Gleichstroms setzt CRONIMET eine branchentypische PV-Modellierungssoftware ein (PVsyst Version 7.1). Ferner fließen in die Berechnung des Stromertrags die berechneten Werte für die Menge des auf die PV-Modulfläche einfallenden Sonnenlichts, die technischen Spezifikationen sowie die Konfiguration der PV-Module ein. Die Ertragsanalyse geht dabei von einer Anlage aus, wie sie im nächsten Abschnitt beschrieben wird.

Bei der Umwandlung der Sonnenstrahlungsenergie in Wechselstrom mit Netzspannung treten verschiedene Verluste auf. Einige dieser Verluste werden innerhalb der Modellierungssoftware gemäß den Projektspezifikationen berechnet, während für andere Verluste Nennwerte herangezogen werden, die CRONIMET aus dem Wissen um die Leistungsfähigkeit ähnlicher PV-Anlagen sowie aus realen Felddaten herleitet.

Die Gleichstrom- und Wechselstromverluste werden aus den Projektdaten errechnet. Liegen keine detaillierten Spezifikationen vor, schätzt CRONIMET die Verluste auf der Grundlage von früheren Erfahrungen mit der Modellierung von großen PV-Anlagen. Die Verluste sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 6: Beschreibung der Energieverluste

	Beschreibung	Bemerkungen von CRONIMET
Horizontverschattung	Verschattung durch Berge oder Hindernisse am Horizont.	Ein Horizontprofil des Standorts wurde aus der SolarGIS-Software übernommen.
Nahverschattung	Verschattung durch Bäume, Gebäude oder Überlandleitungen, die sich in der Nähe der PV-Anlage befinden, sowie Verschattung zwischen den einzelnen Solarmodulreihen.	Ein detailliertes 3D-Modell der Anlage wurde auf Grundlage der Planungsdaten erstellt.
Einfallswinkel	Mit dem Winkelfaktor (Incidence angle modifier – IAM) werden Verluste durch die Reflexion von Sonnenlicht auf dem Glas des Solarmoduls bei nicht senkrechtem Lichteinfall berücksichtigt.	In der Software wurde das ASHRAE-Modell mit einem b0-Faktor (Reflexionsparameter) von 0,05 verwendet.
Geringe Sonnenstrahlung	Der Wirkungsgrad eines Solarmoduls nimmt in der Regel bei geringer Strahlungsintensität ab. Dies verursacht im Verhältnis zum Teststandard von 1.000 W/m² Leistungsverluste. Die Höhe dieser Verluste hängt von den Merkmalen des Moduls und der Sonnenstrahlung ab, die die Moduloberfläche erreicht.	Die Modulmerkmale in der Modellierungssoftware wurden aktualisiert und an die spezifischen Merkmale des PV-Moduls angepasst, um die Leistung bei geringer Strahlungsintensität realitätsnah modellieren zu können.
Modultemperatur	Die Merkmale eines Solarmoduls werden bei einer Standardtemperatur von 25 °C ermittelt. Für jeden Temperaturanstieg um 1 °C nimmt die Leistungsausbeute von Modulen auskristallinem Silizium ab.	Der Leistungstemperaturkoeffizient für die kanadischen PV-Module beträgt 0,41 %/°C. Für die Modellierung wurden ein konstanter Wärmeverlustfaktor von 29 W/m²K und ein NOCT-Koeffizient von 45 °C angenommen.
Verschmutzung	Verluste, die durch eine Verschmutzung der Solarmodule durch Staub, Schnee und Vogelkot verursacht werden.	CRONIMET ist unter Berücksichtigung der Niederschlagsverteilung in Botsuana von einem Verlust in Höhe von 3 % ausgegangen.
Qualität der Solarmodule	Die meisten PV-Module entsprechen nicht genau den Nennspezifikationen der Hersteller. PV-Module besitzen eine Nennspitzenleistung mit einer gegebenen Toleranz, wobei der Hersteller garantiert, dass die tatsächliche Leistung innerhalb des Toleranzbereichs liegt.	Die kanadischen PV-Module, die in der Anlage eingesetzt werden sollen, besitzen eine positive Leistungstoleranz von ±5 W. Gemäß der Empfehlung von Canadian Solar in früheren Angeboten wird ein Qualitätsfaktor von -0,6 % angenommen.
Nicht aufeinander abgestimmte PV-Module	Verluste durch nicht aufeinander abgestimmte PV-Module treten auf, wenn die PV-Module in einer Reihe nicht genau dieselben Stromstärke-/Spannungsmerkmale aufweisen. So bestehen zwischen den PV-Modulen statistische Abweichungen.	Diese Verluste können verringert werden, indem man die PV-Module nach ihrem Kurzschlussstrom sortiert. Die Verluste durch nicht aufeinander abgestimmte PV-Module werden anhand von zwei Parametern ermittelt: dem Stromverlust bei MPP und dem Stromverlust bei 90 % des VMPP. Der Gesamtverlustanteil bei MPP wurde mit 0,8 % errechnet.
Gleichstromverkabelung	Der elektrische Widerstand in den Kabeln zwischen den PV-Modulen und den Einspeiseklemmen des Wechselrichters führt zu Übertragungsverlusten (I^2R).	Für die Gleichstromverkabelung wurde bei Standardtestbedingungen und auf Grundlage der Systemauslegungsregeln plus Sicherheitsmarge ein Übertragungsverlust von 1,5 % ermittelt.
Leistung des Wechselrichters	Wechselrichter wandeln mit einem maximalen Wirkungsgrad Gleichstrom in Wechselstrom um. Allerdings wird der maximale Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Wechselrichterlast nicht immer erreicht.	Die Berechnungen auf Grundlage des Wirkungsgrads und des Betriebsverhaltens des Wechselrichtermodells ergaben einen durchschnittlichen Verlust von 1,9 %.
Wechselstromverkabelung	In den Wechselstromkabeln auftretende Verluste zwischen Wechselrichterausgang und Transformator und MV-Hauptschaltanlage.	Für die Wechselstromverkabelung wurde bei Standardtestbedingungen und auf Grundlage der Erfahrungswerte von CRONIMET ein Übertragungsverlust von 0,4 % ermittelt.

Quelle: CRONIMET 2017

Zu beachten ist, dass aufgrund der Merkmale eines PPA-Vertrags und der Sensibilität dieses Finanzierungsmodells gegenüber dem Stromertrag und der generierten Leistung der unabhängige Stromerzeuger (IPP; Independent Power Producer) sämtliche mit der Stromerzeugung verbundenen Risiken trägt. Diese Zahlen werden von jedem Investor und Kapitalgeber im Rahmen der Due-Diligence-Prüfung genau analysiert, um die vom CRONIMET-Planungsteam ermittelten Werte zu überprüfen.

Die in Tabelle 6 aufgeführten Verluste können als relativer prozentualer Verlust oder als Ertragsausfallfaktor bezeichnet werden. Die Leistung einer PV-Anlage wird in der Regel mit der Performance Ratio PR (Leistungsverhältnis) angegeben. Die PR liefert einen Maßstab, um PV-Anlagen über einen bestimmten Zeitraum hinweg unabhängig von der Anlagenkapazität oder der Sonneneinstrahlung miteinander vergleichen zu können.

Die PR ist definiert als das Verhältnis zwischen dem tatsächlichen Wechselstromertrag und der theoretisch möglichen Strommenge, die erzeugt würde, wenn die Solarmodule die einfallende Strahlung gemäß ihrer Nennleistung in Nutzenergie umwandeln würden. Die PR trifft damit eine Aussage über den Gesamteffekt der Systemverluste auf die Nennleistung; dazu zählen alle Verluste, die durch PV-Module, Temperatur, geringe Sonnenstrahlung, Wirkungsgradminderungen, Wechselrichter, Kabel, Verschattung und Verschmutzung verursacht werden.

Eine PV-Anlage mit hoher PR wandelt die Sonnenstrahlung effizienter in Nutzenergie um. Bei einer gut geplanten und gewarteten PV-Anlage ist im ersten Jahr eine PR von 77 bis 85 Prozent möglich, wobei der niedrigere Wert in heißen Klimaten erwartbar ist, da hier die Temperaturverluste höher ausfallen. Die PR kann von Monat zu Monat stark schwanken, da sie durch zahlreiche Verlustfaktoren beeinflusst wird.

Tabelle 7: Stromertragsberechnung für Seronga

Prognostizierter Stromertrag	
Globale horizontale Strahlungsstärke (GHI)	2.224,8 kWh
Steigerung des Stromertrags durch Nachführung	+22 %
Generierung von Strom aus auf die Modul-oberfläche einfallender Sonnenstrahlung	2.854,7 kWh
Minderung des erzeugten Stroms durch Geländeverschattung	-0,4 %
Minderung des erzeugten Stroms durch Reflexion	-1,5 %
Umwandlung von Sonnenenergie in Gleichstrom in den Modulen	-13,2 %
Sonstige Gleichstromverluste	-4,5 %
Wechselrichter (Umwandlung von Gleich- in Wechselstrom)	-1,5 %
Verluste durch Transformator und Wechselstrom-kabel	-1 %
Verringerte Verfügbarkeit	-1 %
PV-Anlagenleistung	**2.227,7 kWh/kWp**
Hybridverluste im Betrieb (ungenutzte Energie)	-4,4 %
Gesamtleistung der Anlage	2.129 kWh/kWp
Performance Ratio (PR) im ersten Jahr	**78,5 %**

Quelle: SolarGIS 2017

4. Bewertung der Technologieoptionen für die PV-Anlage

Mechanische Machbarkeitsanalyse

CRONIMET hat eine umfassende mechanische Machbarkeitsanalyse des Projekts vorgenommen. Nachstehend werden alle angewendeten Methoden im Überblick dargestellt.

Geotechnische Überlegungen

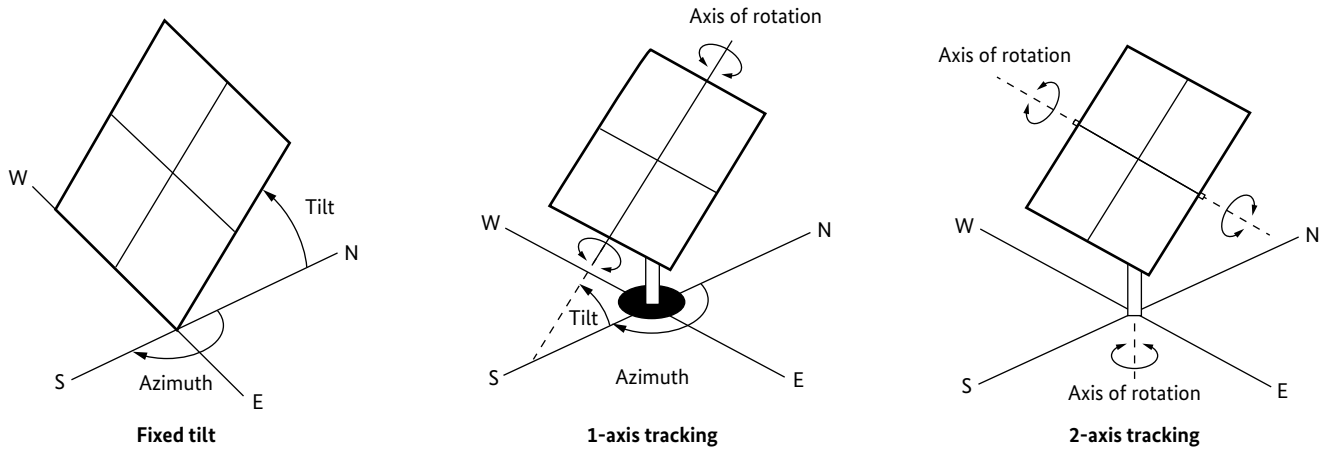
In diesem Abschnitt werden die grundsätzlichen geotechnischen Überlegungen zusammengefasst, die beim Bau einer PV-Anlage zu beachten sind. Zum Zeitpunkt dieser Studie standen CRONIMET nicht sämtliche relevanten Informationen in Bezug auf Grundeigentum bzw. Verfügbarkeit von Grund und Boden zur Verfügung, die für den Umfang dieser Analyse wünschenswert gewesen wären.

Ein geeigneter Ort für die Errichtung einer PV-Anlage sollte ein flaches Gelände ohne Verschattung in der Nähe der Dieselgeneratoren und der Netzanbindung sein, um die Kosten für die Verlegung von Wechselstromkabeln sowie die Nettoertragsverluste zu minimieren. Bei der Standortbegehung konnte CRONIMET sich ein Bild von der Umgebung machen. Der vorgesehene Standort ist durch flaches Gelände und einige Bäume und Büsche gekennzeichnet. Die Büsche stehen nicht allzu dicht, sodass keine negativen Effekte durch Verschattung zu befürchten sind. Um zu ermitteln, welche Maßnahmen im Hinblick auf die Planung der Fundamente notwendig sind, müssen während der Umsetzungsplanung im Rahmen eines Bodengutachtens vor Ort detaillierte Informationen erhoben werden.

Überlegungen zur Auswahl des Gerüsts

PV-Module können auf festen Aufständersystemen und Aufständersystemen mit Nachführun installiert werden. Bei einem festen Aufständersystem werden die PV-Module in einem festen Neigungswinkel auf einer fest stehenden Oberfläche installiert (siehe Abbildung 14).

Abbildung 14: Aufständersysteme mit festem Neigungswinkel und Aufständersysteme mit Nachführung



Quelle: Labouret und Villoz, 2010 (16)

Bei Aufständersystemen mit Nachführung können solche mit Nachführung in einer Achse und solche mit Nachführung in zwei Achsen unterschieden werden. Bei einachsigen Solarnachführungen, d.h. bei horizontalen oder geneigten Nachführungen in einer Achse, sind die Solarmodule in einer Ebene ganztägig in einem festen Neigungswinkel zur Sonne ausgerichtet (0° bei horizontaler Nachführung und >0° bei geneigter einachsiger Nachführung). Nachgeführte PV-Anlagen folgen dem Lauf der Sonne von Ost nach West. Zweiachsig nachgeführte Systemen sind aus mechanischer Sicht deutlich komplexer und folgen dem Lauf der Sonne durch Azimut- und Elevationsdrehung, sodass die Fläche der PV-Module stets senkrecht zur Sonne steht.

Die Leistung von nachgeführten PV-Anlagen ist größer als die von fest stehenden Systemen; dabei steigen die Wartungskosten für die Nachführungsmechanik nur marginal an. In Abhängigkeit von Standort und den genauen Merkmalen der Sonnenstrahlung steigt der jährliche Stromertrag bei einachsiger Nachführung um bis zu 27 Prozent und bei zweiachsiger Nachführung um bis zu 37 Prozent. Die zusätzlichen Investitions- und Wartungskosten für nachgeführte Anlagen belaufen sich typischerweise auf 140 – 700 USD/kWp bzw. 2,8 – 21 USD/kWp pro Jahr (18).

Einachsig nachgeführte PV-Anlagen gelten weltweit als bankfähig.

Methoden zur Auswahl des Aufständersystems

Anlagen mit festem Neigungswinkel verursachen die geringsten Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten. Aufgrund der einfachen Konstruktion lassen sie sich vor Ort leicht errichten. So werden keine speziellen Fundamente benötigt und die Aufständerung ist sehr langlebig. Außerdem benötigen PV-Anlagen mit festem Neigungswinkel weniger Fläche und verursachen die geringsten Transportkosten. Allerdings ist der spezifische Stromertrag geringer als bei einachsig nachgeführten Anlagen, da die Solarmodule nur um die Mittagszeit optimal zur Sonne ausgerichtet sind.

Versieht man eine solche Anlage mit einer einachsigen Azimutnachführung, so steigt der Stromertrag um etwa 20 Prozent. Dafür muss jedoch eine ausreichend große Fläche zur Verfügung stehen und das Fundament bestimmten Anforderungen genügen. Auch die Wartungskosten sind etwas höher, stellen jedoch kein Problem dar, da auch eine azimutgeführte Anlagen robust und zuverlässig ist. Hilfreich ist es, wenn vor Ort kleinere Wartungsarbeiten von Fachkräften durchgeführt werden können. Außerdem sind einachsig nachgeführte PV-Anlagen so ausgelegt, dass sie auch hohen Windlasten standhalten. Eine Nachführung ist bis zuWindgeschwindigkeiten von 100 km/h möglich. Liegt die Windgeschwindigkeit über der vom Hersteller angegebenen Obergrenze fährt das Nachführsystem die PV-Mo-

Tabelle 8: Zusammenfassung der Merkmale von verschiedenen Aufständersystemen als Entscheidungshilfe

	Feste Neigung	Einachsige Nachführung	Zweiachsige Nachführung
Steigerung des Stromertrags *Projektfaktor: 5*	Keine Steigerung *30*	22 % Steigerung *100*	9 % Steigerung im Vergleich zu einachsiger Nachführung *100*
Kosten (USD/Watt) *Projektfaktor: 3*	Geringste Kosten *100*	Geringfügig höhere Kosten *90*	Höchste Kosten *70*
Flächenbedarf *Projektfaktor: 1*	Geringster Flächenbedarf (ca. 1 ha/kWp) *100*	Größerer Flächenbedarf (ca. 2,5 ha/kWp) *80*	Größter Flächenbedarf (ca. 3,5 ha/kWp) *60*
Betriebs- & Wartungskosten *Projektfaktor: 3*	Keine zusätzlichen Betriebs- & Wartungskosten *100*	Routineprüfungen notwendig *90*	Erheblich höhere Betriebs- & Wartungskosten *70*
Witterungsanfälligkeit *Projektfaktor: 1*	Stabilste/witterungsbeständigste Konstruktion *100*	Bewegliche Teile Solides Fundament erforderlich *90*	Anfällige Konstruktion, hoher Anteil an beweglichen Teilen Hohes Schadensrisiko bei Sturm *70*
Logistische Anforderungen *Projektfaktor: 2*	2 bis 3 Container pro MW *90*	5 Container pro MW *80*	8 bis 10 Container pro MW *70*
Gewichtete Punktzahl	*1130*	***1370***	*1190*

Quelle: CRONIMET 2017

dule in die horizontale Warteposition, in der sie Windlasten von über 200 km/h standhalten.

Bei zweiachsig nachgeführten PV-Anlagen steigt der spezifische Stromertrag nur geringfügig. Allerdings sind Anlagen mit zweiachsiger Nachführung aufgrund der komplexeren Konstruktion wesentlich anfälliger. Einen Überblick über sämtliche Merkmale der verschiedenen Aufständersysteme, die für die Planung einer PV-Anlage grundsätzlich in Frage kommen, bietet die folgende Tabelle.

Welches Aufständersystem sich am besten eignet, hängt von den konkreten Projekteigenschaften ab. Die Erfahrung zeigt, dass bei großen PV-Anlagen ab 400 kWp die durch eine einachsige Nachführung erreichte jährliche Steigerung des Stromertrags die im Vergleich zu einer Anlage mit festem Neigungswinkel geringfügig höheren Investitionskosten kompensiert. Dies trifft auch auf den Standort Seronga zu. Daher ist eine Anlage mit einachsiger Nachführung die beste Wahl.

Es gibt verschiedene Hersteller von Systemen mit festem Neigungswinkel und Systemen mit einachsiger Nachführung wie Exosun, Schletter oder PiaSolar. Die Preise hängen stark von den Weltmarktpreisen für Stahl ab. Weitere Kostenfaktoren sind der bei der Fertigung aufzubringende Korrosionsschutz. Bei modernen Konstruktionen kann weniger Material pro installiertem Megawatt eingesetzt werden, was die Kosten verringert.

Elektrische Machbarkeitsanalyse

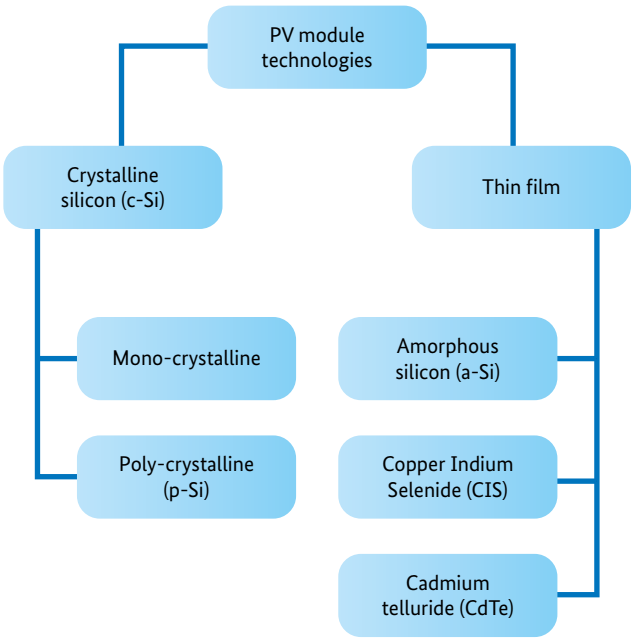
Zusätzlich zur mechanischen Analyse ist eine Analyse sämtlicher elektrischer Aspekte des Projekts durchzuführen. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass es bei PV-Anlagen darauf ankommt, nur qualitativ hochwertige Produkte einzusetzen, um über eine Nutzungsdauer von 20 Jahren eine stabile Leistung zu erzielen. In früheren Machbarkeitsstudien von CRONIMET wurde festgestellt, dass polykristalline Solarmodule am zuverlässigsten und kostengünstigsten sind und bei EPCs (Projektentwicklern) und Fremdkapitalgebern die größte Akzeptanz genießen.

Die weiteren Simulationen und die Auslegung der Anlage erfolgten mit dem 320-Wp-Solarmodul CS6X-320P von Canadian Solar in Kombination mit dezentralen 60-kVA-Wechselrichtern von Schneider. Alle Simulationen und Berechnungen deuten darauf hin, dass sich ein dezentrales Wechselrichtersystem für die Zwecke dieser Studie am besten eignet. Die Kabel werden im Hinblick auf die Minimierung von Übertragungsverlusten ausgewählt, um die Zuverlässigkeit der PV-Anlage zu gewährleisten und den einschlägigen internationalen Standards zu entsprechen.

Überlegungen zur Auswahl von PV-Modulen

PV-Zellen bestehen aus lichtempfindlichen Halbleitern, die das auftreffende Sonnenlicht in Strom umwandeln. Dafür werden im Wesentlichen zwei Arten von Technologien eingesetzt: nämlich PV-Zellen aus kristallinem Silizium und Dünnschichtzellen. Der größte Teil der PV-Zellenproduktion entfällt auf PV-Zellen aus kristallinem Silizium. Dünnschichtzellen sind dagegen neuer und gewinnen Marktanteile hinzu (19). Am Markt stehen innerhalb dieser beiden Großkategorien verschiedene Technologien zur Verfügung (siehe Abbildung 15: Baumdiagramm PV-Modultechnologien).

Abbildung 15: Baumdiagramm PV-Modultechnologien



Quelle: CRONIMET 2017

Tabelle 9: Überblick über die Wirkungsgrade verschiedener PV-Zelltechnologien

	Monokristallin	p-Si	CIS	CdTe	a-Si
Forschungs-PV-Zelle mit dem höchsten Wirkungsgrad unter Standardbedingungen	24,7 %	20,4 %	19,8 %	19,6 %	13,4 %
Forschungs-PV-Modul mit dem höchsten Wirkungsgrad unter Standardbedingungen	22,9 %	18,5 %	15,7 %	16,1 %	10,9 %
Wirkungsgrade kommerzieller PV-Module unter Standardbedingungen	15 – 19 %	13 – 17 %	8 – 12 %	7 – 11 %	5 – 8 %

Quelle: Fraunhofer 2014 [19]; Labouret und Villoz 2010 [16]

In Dünnschichttechnologie ausgeführte PV-Zellen haben einen geringeren Wirkungsgrad als Zellen aus kristallinem Silizium, weil die Schichten deutlich dünner sind. Dies führt dazu, dass weniger photovoltaisches Material zur Absorption der auf die Moduloberfläche auftreffenden Sonnenstrahlung zur Verfügung steht (20). Monokristalline Zellen haben dagegen mit 24,7 Prozent den höchsten Wirkungsgrad unter Standardbedingungen (20). Tabelle 9 bietet einen Überblick über die Wirkungsgrade aller PV-Zelltechnologien. CIS-PV-Zellen können einen höheren Wirkungsgrad als andere Dünnschicht-PV-Zellen erreichen; PV-Zellen aus amorphem Silizium weisen dagegen den niedrigsten Wirkungsgrad auf.

Bei Temperaturen oberhalb der STC-Temperatur von 25 °C weisen PV-Zellen Leistungsverluste auf. Die Temperaturkoeffizienten von Dünnschichtmodulen, die beispielsweise aus amorphem Silizium (a-Si) oder Cadmiumtellurid (CdTe) gefertigt sind, betragen -0,19 %/K bzw. -0,24 %/K (21). Module aus polykristallinem Silizium (p-Si)-besitzen einen Temperaturkoeffizienten von -0.45 %/K (21) und weisen deshalb bei höheren Temperaturen größere Leistungsverluste auf als Dünnschichtmodule.

Die Temperaturkoeffizienten verschiedener Technologien hängen in erster Linie vom Hersteller ab, liegen aber in den oben genannten Größenordnungen. Verschiedene Studien haben gezeigt, dass sich Dünnschichtmodule aus amorphem Silizium in Tropenklimaten mit hohen Umgebungstemperaturen ganzjährig bewährt haben/22, 23, 24). Zu berücksichtigen ist, dass der Wirkungsgrad von kristallinen Modulen vier bis acht Prozent (21) höher ist als der von Dünnschichtmodulen. Der höhere Wirkungsgrad gleicht die temperaturbedingten Verluste von kristallinen Modulen aus.

PV-Module tolerieren Temperaturen zwischen -40 °C und 90 °C. Der Toleranzbereich hängt vom Hersteller ab, wird aber im technischen Datenblatt des Herstellers stets aufgeführt. Die PV-Modultemperatur hängt von mehreren Faktoren ab wie Sonnenstrahlung, Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit. In den letzten Jahren wurden Effekte untersucht, die sich positiv auf die Modultemperatur auswirken; dazu zählt beispielsweise die Kühlung durch Wind (21, 22). Dies hat dazu geführt, dass die Windgeschwindigkeit inzwischen in den Parametern verschiedener Modelle berücksichtigt wird, um genauere Werte für die Modultemperatur zu ermitteln.

Bei den meisten kristallinen Modulen wird für einen Zeitraum von 20 bzw. 25 Jahren eine Nennleistung von mindestens 80 Prozent gewährleistet; in manchen Fällen sichert der Hersteller auch eine Nennleistung von mindestens 90 Prozent nach zehn Jahren zu (16). Dünnschichtmodule besitzen wie kristalline Module eine Lebensdauer von 25 Jahren. Zwar sind für CdTe- und CIS-Module 25 Jahre Garantie möglich, doch entstehen dafür zusätzliche Kosten durch eine spezielle Einhausung der Module. Diese Einhausung ist notwendig, weil CdTe- und CIS-Module anfälliger für Feuchtigkeit sind als PV-Module, die mit einer anderen Technologie arbeiten. Die reale Abnahme der Modulleistung fällt bei Modulen aus kristallinem Silizium erheblich geringer aus als bei Dünnschichtmodulen. Die umfassenden Erfahrungen, die der internationale Markt mit polykristallinen Modulen gesammelt hat, belegen, dass in dieser Technologie ausgeführte Module äußerst robust und funktional sind und unter realen Bedingungen nur eine jährliche Leistungsabfallrate von 0,3 bis ein Prozent aufweisen (25).

Ein Vergleich von PV-Modulen aus kristallinem Silizium ergibt, dass Module aus polykristallinem Silizium am kostengünstigsten sind. Der Hauptgrund dafür sind die wegen des weniger energieintensiven kristallinen Prozesses geringeren Fertigungskosten (26). Die Kosten für PV-Module aus polykristallinem Silizium beliefen sich Ende 2013 auf 0,6 USD/Wp, wohingegen die Kosten für Dünnschichtmodule bei 0,4 – 0,5 USD/Wp lagen (19). Die Kosten haben sich

zwischenzeitlich angeglichen und lagen für beide Technologien gegen Ende 2015 bei 0,4 USD/Wp. Die PV-Modulkosten für jede der Technologien werden in dem Maße sinken, wie die jeweiligen Gesamtstückzahlen steigen. So ist im Hinblick auf die Preisentwicklung festzustellen, dass die Modulpreise mit jeder Verdopplung der Gesamtstückzahlen um ca. 20 Prozent sinken (19).

Für eine sachgerechte Bewertung der realen Kosteneffektivität der verschiedenen Technologien müssen viele Kostenfaktoren berücksichtigt werden, beispielsweise die Balance-of-System-Kosten (BOS), die Kosten für Grund und Boden, Installation, Betrieb und Wartung sowie die Kosten eines Nachführungssystems (26). Doni, A et al. (26) haben die verschiedenen Technologien in wirtschaftlicher Hinsicht unter Berücksichtigung aller Kostenfaktoren für Bau, Betrieb und Wartung miteinander verglichen. Dabei wurde eine PV-Anlage mit einer Nutzungsdauer von 20 Jahren und Standort in Süditalien zugrunde gelegt. Die Studie ergab, dass bei einer 1-MW-PV-Anlage mit Modulen aus polykristallinem Silizium über eine Laufzeit von 20 Jahren die geringsten Investitionskosten entstehen, um vergleichbare Energiekosten zu erzielen. Der Hauptgrund dafür sind die bei Dünnschichtmodulen höheren Kosten für BOS-Komponenten, Nachführung und Wartung.

Daten des Fraunhofer Instituts (19) zufolge beliefen sich die kumulierten PV-Kapazitäten Ende 2013 insgesamt auf 134 GW. So wurden 2013 weltweit PV-Module mit einer Kapazität von 35 GWp ausgeliefert. Davon entfielen 19,2 GWp auf Module aus polykristallinem Silizium, 12,6 GWp auf Module aus monokristallinem Silizium und 3,2 GWp auf Dünnschichtmodule (19).

Methode zur Auswahl der PV-Module

Wie aus der Tabelle oben hervorgeht, haben Module aus monokristallinem Silizium und Dünnschichtmodule eine wesentlich geringere Gesamtpunktzahl als Module aus polykristallinem Silizium. Einer der größten Nachteile von Dünnschichtmodulen besteht in der Zuverlässigkeit aufgrund der geringeren Erfahrung und Verbreitung der Technologie. Im Unterschied dazu sind Module aus mono- oder polykristallinem Sillizium – unabhängig vom jeweiligen Hersteller – weit verbreitet und es gibt viele Erfahrungswerte über deren stabiles Verhalten.

Viele Unternehmen wie Bosch oder TSMC haben mit der Entwicklung von Dünnschichttechnologien begonnen, mussten die Produktion aber wegen des Fehlens eines trag-

Tabelle 10: Zusammenfassung der Merkmale verschiedener Modultechnologien als Entscheidungshilfe

	Polykristallines Silizium	Monokristallines Silizium	Dünnschichttechnologie
Zuverlässigkeit *Projektfaktor: 4*	Installierte Kapazität >130 GW weltweit; bewährteste Technologie *100*	Installierte Kapazität ca. 20 GW weltweit *70*	Installierte Kapazität <4 GW weltweit *30*
Modulkosten (USD/kWp) *Projektfaktor: 3*	Niedrige Kosten *100*	Hohe Kosten *30*	Höher als polykristallines Silizium *90*
Kosten des Racksystems (USD/kWp) *Projektfaktor: 3*	Niedrige Kosten *90*	Geringste Kosten *100*	Kostenintensiv wegen der Größe der Module *50*
Temperaturbedingte Verschlechterung *Projektfaktor: 2*	Ausreichender Temperaturkoeffizient *80*	Ausreichender Temperaturkoeffizient *80*	Bester Temperaturkoeffizient *100*
Spezifischer Ertrag *Projektfaktor: 3*	Vergleichbarer spezifischer Ertrag *90*	Vergleichbarer spezifischer Ertrag *90*	Bester spezifischer Ertrag *100*
Gefahr des Zerbrechens während des Transports *Projektfaktor: 2*	Solide Konstruktion *100*	Solide Konstruktion *100*	Empfindliche (rahmenlose) Konstruktion *30*
Logistische Anforderungen *Projektfaktor: 2*	Etwa 200 kWp pro Container *90*	Etwa 200 kWp pro Container *90*	Nur etwa 130 kWp pro Container *50*
Gewichtete Punktzahl	***1780***	*1480*	*1200*

Quelle: CRONIMET 2017

fähigen Geschäftsmodells aufgeben. Daher kann es sich als sehr schwierig oder gar unmöglich erweisen, kompatible Ersatzteile zu beschaffen, wenn die Module repariert oder ersetzt werden müssen und der ursprüngliche Hersteller nicht mehr existiert. Darüber hinaus führt die empfindliche Konstruktion dazu, dass die Module auf dem Transportweg leicht beschädigt werden.

Module aus monokristallinem Silizium haben ein ähnliches Problem im Hinblick auf die Zuverlässigkeit und weisen einen wesentlich höheren, temperaturbedingten Verschleiß auf. Der Hauptgrund für den Ausschluss dieser Technologie sind jedoch die hohen Kosten.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt CRONIMET PV-Module aus polykristallinem Silizium, da diese zuverlässig und bankfähig sind. Module aus polykristallinem Silizium haben einen größeren Anteil an der weltweit installierten PV-Kapazität von 177 GW (knapp 90 Prozent) als Dünnschichtmodule. Außerdem haben sich Module aus polykristallinem Silizium in den letztem vierzig Jahren vielfach bewährt und die Leistungsabfallraten sind hinlänglich bekannt.

Wegen der langfristig gegebenen Leistungsfähigkeit der Module ist das Risiko wesentlich geringer als bei der jüngeren Dünnschichttechnologie.

Überlegungen zur Auswahl der Wechselrichter

Wechselrichter werden benötigt, um den von den PV-Modulen erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom umzuwandeln. Da Temperatur und Sonnenstrahlung Änderungen unterliegen, kann die Spannung am Gleichstromeingang unterschiedlich hoch sein. Am Wechselstromausgang zum Stromnetz dagegen muss eine sehr gut vorhersehbare, gleichbleibend hohe Spannung anliegen, die innerhalb der durch internationale Normen und Standards definierten Bandbreite liegt. Ferner muss der Wechselrichter dafür sorgen, dass die PV-Module unter Berücksichtigung der jeweils aktuellen Umweltparameter mit dem höchstmöglichen Wirkungsgrad an ihrem Maximum Power Point (MPP) betrieben werden.

Danach steuert der Wechselrichter lastabhängig die Stromeinspeisung in das Stromnetz. Moderne Wechselrichter tragen auch zur Netzqualität bei, indem sie eine Blindleistungskompensation, eine aktive Schwingungsfilterung sowie eine dynamische Netzstützung (Fault Ride-Through – FRT) bereitstellen. Bei der Wahl eines Wechselrichters stehen grundsätzlich zwei Gerätetypen zur Wahl. Die Entscheidung über den Wechselrichtertyp hängt dabei von der Größe der PV-Anlage ab. Kleine und mittelgroße Systeme werden in der Regel mit dezentralen Wechselrichtern ausgestattet; jeder Wechselrichter ist mit PV-Modulen mit maximal 60 kW verbunden. Für größere Anlagen werden integrierte zentrale Wechselrichter vorgesehen, die mit PV-Modulen mit einer kumulierten Leistung von bis zu 1.000 kW verbunden sind. Beide Lösungen haben Vor- und Nachteile, die einzelfallbezogen gegeneinander abzuwägen sind. In Tabelle 11 werden rechts ein zentraler Wechselrichter mit einer Nennleistung von 800 kVA und links dezentrale oder String-Wechselrichter mit jeweils 17 kVA dargestellt.

Die maximale Ausgangsleistung aus Wechselrichtern wird durch den Maximalstrom über die Halbleiterschaltungen begrenzt; dieser wird wiederum durch die Maximaltemperatur der Halbleiter begrenzt. Aus diesem Grund ist die maximale Ausgangsleistung des Wechselrichters temperaturabhängig. Zur Temperaturregelung wird normalerweise eine aktive oder passive Kühlung eingesetzt. Einige zentrale Wechselrichter sind mit einer Flüssigkühlung oder sogar mit einer Klimaanlage in der Wechselrichterstation ausgestattet. Wird der Wechselrichter zu warm, normalerweise bei etwa 50 °C, erfolgt eine Temperaturabsenkung, durch die die Ausgangsleistung verringert wird. Diese Zusammenhänge sind bei der Planung und Auswahl eines für das jeweilige Projekt geeigneten Wechselrichters zu berücksichtigen.

Bei Inselanlagen ist die am Netzanschlusspunkt verfügbare Kurzschlussleistung eine entscheidende Größe. Ist die verfügbare Kurzschlussleistung zu gering, so wirkt sich die PV-Leistungseinspeisung aus dem Wechselrichter zu stark auf den Phasenwinkel aus und das Netz wird destabilisiert. Zur Absicherung der Netzstabilität sollte die verfügbare Kurzschlussleistung mehr als das 2,5-fache der maximal anliegenden Wechselrichterleistung betragen. Der Kurzschlussstrom eines herkömmlichen Generators entspricht üblicherweise dem zwei- bis vierfachen des Ausgangsstroms des Generators bei Nennleistung. Deshalb kann ein Hybridsystem genauso wie ein Dieselkraftwerk als elektrisch stabil gelten, wenn die angeschlossene Wechselrichterleistung nicht größter ist als die Leistung der angeschlossenen herkömmlichen Generatoren.

Methode zur Auswahl des Wechselrichters

CRONIMET empfiehlt bei kleinen und mittelgroßen PV-Anlagen wie der, die Gegenstand dieser Studie ist, die Installation dezentraler Wechselrichter. Ab einer Anlagengröße von fünf Wp sind zentrale Wechselrichter kaufmännisch sinnvoller.

Dezentrale Wechselrichter bieten wegen der hohen Zahl an parallel arbeitenden Einheiten eine hohe Versorgungssicherheit. Davon profitiert auch das MPP-Tracking, da zahlreiche Tracker auf Verschattung reagieren. Dadurch, dass sich die Wechselrichter leicht austauschen lassen – eine Tätigkeit, die auch von angelernten Arbeitskräften ausgeführt werden kann –, sind die Betriebs- und Wartungskosten niedrig. Die Kommunikationsinfrastruktur ist dagegen komplexer und auch die logistischen Anforderungen sind höher als bei zentralen Wechselrichtern. Dennoch stellen dezentrale Wechselrichter insgesamt die kostengünstigere Lösung dar.

Einen Überblick über sämtliche Merkmale der beiden Wechselrichtertopologien, die bei der Planung einer PV-Anlage zu berücksichtigen sind, bietet die folgende Tabelle.

Da Wechselrichter ein wichtiger Teil einer PV-Anlage sind, empfiehlt es sich, das Modell eines zuverlässigen und erfahrenen Herstellers zu wählen. Dabei sollte der Wechselrichter für eine Lebensdauer von mindestens zehn Jahren ausgelegt sein, da dieser Zeitraum in allen kaufmännischen Berechnungen als Standardlebensdauer angesetzt wird und eine negative Abweichung von diesem Wert große Auswirkungen auf den Ertrag hat. Ferner muss der Hersteller der Wechselrichter auf frühere erfolgreiche Projekte verweisen können und vor Ort eine gute Support-Infrastruktur mit ortsansässigen Service-Technikern besitzen.

Strategie für die Kabelauswahl

Die wichtigsten Überlegungen bei der Dimensionierung der Kabel betreffen die Kabellänge und die Anlagenspannung. Dabei spielen drei Faktoren eine entscheidende Rolle: Spannungsfestigkeit, Strombelastbarkeit und die Optimierung in Bezug auf Übertragungsverluste. Die maximale Leerlaufspannung des PV-Generators darf die maximale Spannungsfestigkeit der Leitung nicht überschreiten. Bei Kabeln von PV-Anlagen sind dies in der Regel 1.000 V.

Tabelle 11: Zusammenfassung der Merkmale von Wechselrichterkonfigurationen als Entscheidungshilfe

	Dezentrale Wechselrichter	Zentrale Wechselrichter
Versorgungssicherheit *Projektfaktor: 5*	Hoch, wegen vieler paralleler Wechselrichtereinheiten *100*	Hohe Verluste bei Ausfall einer einzigen Wechselrichtereinheit; die einzelnen Einheiten sind aber sehr zuverlässig. Bei kleineren Anlagen geringere Versorgungssicherheit. *90*
Kommunikation *Projektfaktor: 1*	Komplexe Kommunikationsinfrastruktur, da zahlreiche Einheiten anzubinden sind *70*	Weniger aufwendige Kommunikationsinfrastruktur *95*
Kosten *Projektfaktor: 3*	Kostengünstiger bei kleinen PV-Anlagen *90*	Kostengünstiger bei größeren PV-Anlagen *70*
Betriebs- & Wartungsverfahren; erforderliches Qualifikationsniveau *Projektfaktor: 1*	Einfacher Austausch von Einheiten; kann auch von angelernten Arbeitskräften durchgeführt werden *100*	Ersatzteilbestand vor Ort; vorbeugende Wartung und Schulungen für Mitarbeiter vor Ort notwendig *70*
Skalierbarkeit *Projektfaktor: 3*	Für kleinere PV-Anlagen; Zahl der Wechselrichter kann der Anlagengröße angepasst werden *100*	Für große PV-Anlagen; Skalierbarkeit bei kleineren Anlagen problematisch *70*
MPP-Tracking *Projektfaktor: 2*	Viele MPP-Tracker zur Reaktion auf Verschattung *100*	Weniger MPP-Tracker je MW *70*
Robustheit *Projektfaktor: 2*	Außengehäuse *80*	Einbau in Container, keinen äußeren Einflüssen ausgesetzt *90*
Gewichtete Punktzahl	***1600***	*1355*

Quelle: CRONIMET 2017

Der Kabelquerschnitt wird so gewählt, dass er der maximal anliegenden Spannung entspricht. Die Strombelastbarkeit der Leitung wird durch die Umgebungstemperatur und die Kabelführung entscheidend beeinflusst sowie davon, ob das Kabel mit anderen Kabeln gebündelt verläuft.

CRONIMET folgt dabei den Empfehlungen von DIN VDE 0100 (IEC 60364). Diese Norm legt fest, dass der Spannungsabfall im Gleichstromkreis unter STC-Bedingungen ein Prozent der Nennspannung der PV-Anlage nicht überschreiten sollte. Da der maximale Stromfluss in der Anlage im Betrieb unter dem STC-Strom bleibt, sorgt eine Begrenzung des Spannungsabfalls auf ein Prozent dafür, dass die Systemverluste ebenfalls nicht mehr als ein Prozent der installierten Kapazität betragen.

Der Spannungsabfall verhält sich proportional zum Stromverlust des Kabels, der wiederum von Material, Kabellänge, dem durch das Kabel fließenden Strom und dem Kabelquerschnitt abhängt. Standardkabel bestehen meistens aus Kupfer. Alle Kabellängen zwischen den verschiedenen Komponenten ergeben sich aus der Auslegung der PV-Anlage. Auch die durch diese Kabel fließenden Ströme können berechnet werden. Auf der Grundlage dieser Daten lässt sich der Kabelquerschnitt ermitteln, den das Kabel mindestens aufweisen muss. Sobald der mindestens erforderliche Kabelquerschnitt berechnet wurde, ist zwischen einem vergrößerten Kabelquerschnitt (= geringere Verluste) und den Kosten für die Kabel abzuwägen. Angesichts der sehr niedrigen Weltmarktpreise für Kupfer entscheidet man sich nur dann für Aluminiumkabel, wenn das Risiko für einen Diebstahl von Kabelmaterial hoch ist.

Wechselstromseitig sind Niederspannungs- und Mittelspannungskabel zu planen. Wegen der wesentlich höheren Spannung im Mittelspannungsnetz lassen sich die Übertragungsverluste und damit der Kabeldurchmesser deutlich reduzieren. Dadurch ist im Mittelspannungsnetz eine Verringerung der Übertragungsverluste zu wesentlich geringeren Kosten möglich als im Niederspannungsnetz. Unter STC-Bedingungen sind die MV-Verluste auf 0,5 Prozent begrenzt. Wie oben ausgeführt, fließen im Betrieb geringere Ströme als unter STC-Bedingungen, sodass die jährlichen Verluste geringer sind als in den Planungsparametern.

Anforderungen an Betrieb und Wartung; Reinigungsstrategie

Grundsätzlich handelt es sich bei der Photovoltaik im Vergleich zu herkömmlichen Stromerzeugungstechniken mithilfe von Generatoren oder Turbinen um eine wartungsarme Technologie. Die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten hängen von den klimatischen Gegebenheiten und der örtlichen Vegetation sowie von den Kosten für Arbeits- und Logistikleistungen ab.

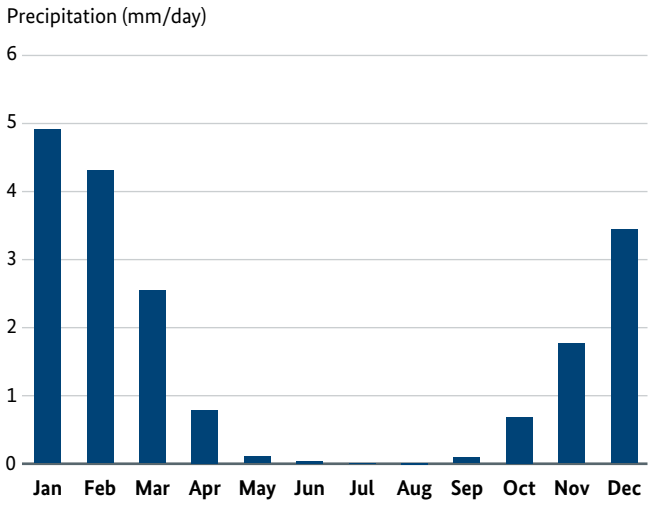
Betrieb und Wartung erfordern sehr effiziente Verfahren, damit alle Komponenten wie gewünscht funktionieren und Probleme und Funktionsstörungen frühzeitig erkannt werden, sodass die Betriebsausfallzeiten minimiert werden können. Auf der Grundlage der durch Dauertests ermittelten MTTF (Mean Time to Failure) erstellen die Hersteller der einzelnen Komponenten Betriebs- und Wartungspläne. Allerdings haben die klimatischen Bedingungen einen großen Einfluss auf die Leistung, insbesondere bei PV-Anlagen mit einem hohen Anteil an Außenanlagen wie PV-Modulen und dezentralen Wechselrichtern. Eine kontinuierliche Online-Überwachung in Verbindung mit häufigen Kontrollen vor Ort sind unerlässlich, um eine gute Anlagenleistung zu gewährleisten.

Im Allgemeinen sind PV-Module auf eine Lebensdauer von 25 Jahren ausgelegt, d.h., sie müssen während der Projektlaufzeit nicht ausgetauscht werden. Durch die Witterung, beispielsweise durch Hagel, können PV-Zellen zwar beschädigt werden, doch sind solche Witterungsverhältnisse in der Region Seronga nicht zu erwarten. Bei minderwertigen Produkten besteht die Gefahr, dass die Glasschicht einem Sandsturm nicht standhält; deshalb ist es wichtig, bei der Auswahl der PV-Module auch in diesem Punkt auf gute Qualität zu achten.

Dasselbe gilt für die Auswahl der Wechselrichter: Eine hohe Produktqualität gewährleistet eine lange Lebensdauer und den Projekterfolg. Da dezentrale Wechselrichter im Freien installiert werden, müssen sie unempfindlich gegenüber Staub und Feuchtigkeit sein. Andernfalls treten wahrscheinlich Störungen auf und verursachen zusätzliche Kosten. Die Hersteller geben für Wechselrichter eine Lebensdauer von zehn Jahren an; die Erfahrung zeigt jedoch, dass die tatsächliche Lebensdauer in der Regel darüber liegt. Glücklicherweise lassen sich dezentrale Wechselrichter leicht austauschen, sodass der Austausch auch von angelernten Arbeitskräften durchgeführt werden kann. Vor

Ort sollten Ersatzteile gemäß einem Wartungsplan vorgehalten werden. PV-Anlagen mit einem Aufständersystem mit festem Neigungswinkel gelten als wartungsfrei. Bei einachsig nachgeführten Anlagen müssen jedoch gelegentlich die mechanischen Bauteile und kleinen Motoren auf ordnungsgemäße Funktion überprüft werden. Die Betriebs- und Wartungsarbeiten an den Transformatoren und Anschlussstellen erfordern Fachpersonal, das von der zuständigen Stelle, die auch der Netzbetreiber sein kann, bereitzustellen ist.

Abbildung 16: Monatliche Mittelwerte für die täglichen Niederschlagsmengen über 22 Jahre (1995 – 2017)



Quelle: CRONIMET 2017

Dadurch, dass sich Staub auf den PV-Modulen ansammelt, verringert sich die Sonnenstrahlung, die die PV-Zellen erreicht. Diese Verschmutzung kann die Gesamtleistung der PV-Anlage stark mindern. Als Staub werden im Allgemeinen kleine Feststoffpartikel mit einem Durchmesser von unter 500 µm bezeichnet (27). Staub kommt in der Atmosphäre vor; er wird durch Wind und die Bewegungen von Fußgängern und Fahrzeugen aufgewirbelt oder durch Verschmutzung in die Umwelt eingetragen. In Seronga kommen hauptsächlich Wind und Fahrzeugbewegungen als Ursache für die Staubbelastung der künftigen PV-Anlage in Frage. Ob und wie sich Staub auf den PV-Modulen absetzt, hängt vom Neigungswinkel der PV-Module, den Eigenschaften der Staubpartikel, der Umgebungstemperatur, den Standortmerkmalen und der Windgeschwindigkeit ab (4).

Studien haben ergeben, dass staubbedingte Leistungsverluste mit zunehmendem Neigungswinkel der PV-Module abnehmen, wobei der Selbstreinigungseffekt ab einem Neigungswinkel von 10° einsetzt (17).

Abbildung 16 zeigt die Niederschlagsdaten für den Projektstandort. Laut einer Studie von M. Zorrilla-Casanova et al. (2011) (28) werden verschmutzte PV-Module in Regenzeiten durch das Regenwasser gereinigt und erreichen dadurch wieder ihre normale Leistung. Dabei ist selbst ein leichter Regenschauer mit einer Niederschlagsmenge von weniger als einem Millimeter zur Reinigung des Deckglases ausreichend. Durch können die Tagesverluste deutlich unter den Durchschnittswert von 4,4 Prozent sinken. In langen niederschlagsfreien Perioden kann der sich auf den PV-Modulen ansammelnde Staub jedoch zu Tagesverlusten von mehr als 20 Prozent führen (28).

Die Niederschlagsdaten zeigen, dass in der Regenzeit von November bis März so viel Regen fällt, dass zusätzliche Reinigungsmaßnahmen nicht notwendig sind. Eine zusätzliche Reinigung erfordert 30 bis 40 Liter Wasser pro kWp. Bei Einsatz eines Hochdruckschlauchs beträgt der Wasserverbrauch noch zehn bis 15 Liter pro kWp und selbst bei einer manuellen Reinigung mit Schwamm und Bürste müssen drei bis vier Liter pro kWp eingesetzt werden. Da Wasser in Botsuana knapp ist, sollte es in dieser Zeit unter keinen Umständen für Reinigungsmaßnahmen verschwendet werden. In der Trockenzeit zwischen April und Oktober fällt in Botsuana jedoch wenig bis kein Regen. In dieser Zeit kann die Leistung der PV-Anlage durch den Staub, der sich auf den PV-Modulen ansammelt, beeinträchtigt werden. Mithilfe eines Reinigungsplans sollte es jedoch möglich sein, die Oberfläche der PV-Module sauber zu halten.

In der Regenzeit ist auch auf Vegetation und Graswuchs am Standort der PV-Anlage zu achten. Um eine Verschattung der PV-Module zu vermeiden und den freien Zugang zur Anlage zu gewährleisten, muss die Vegetation regelmäßig zurückgeschnitten werden. Dadurch lässt sich auch die Gefahr von Bränden mindern. Auf den Einsatz chemischer Substanzen, eine Verschotterung oder eine Oberflächenversiegelung sollte aus ökologischen Gründen verzichtet werden.

Unter Berücksichtigung der oben erläuterten Punkte werden die Betriebs- und Wartungskosten für den Standort Seronga auf zwei bis drei Prozent der Investitionskosten geschätzt.

5. Projektspezifische Auslegung der Anlage

Analyse der Anlagenkonzeption

In diesem Abschnitt wird auf Grundlage der in den vorangehenden Abschnitten getroffenen Entscheidungen eine vorläufige Anlagenkonzeption vorgestellt. Im ersten Teil wird eine optimale PV-Anlage für den Einsatz als PV-Diesel-Hybridanlage beschrieben (System 1). Anschließend werden auf der Grundlage der dabei gewonnenen Erkenntnisse zwei optimale PV-Anlagen mit unterschiedlichen Kapazitäten vorgestellt, nämlich 0,4 MWh (System 2) und 4 MWh (System 3). Eine kaufmännische Bewertung erfolgt in Abschnitt 6.

System- und Hybrid-Controller-Schnittstellen

In Abbildung 17 ist eine PV-Diesel-Hybridanlage mit sämtlichen Controller-Schnittstellen, Stromflüssen und verantwortlichen Stakeholdern schematisch dargestellt. Eine PV-Anlage muss normalerweise mit den folgenden Komponenten ausgerüstet sein, um zu gewährleisten, dass die Netzstabilität nicht gefährdet und die Dieselgeneratoren nicht beschädigt werden:

- Überwachungssystem (genaue Messung der Sonnenstrahlung vs. Stromproduktion)
- Wetterstation
- PV-Anlagensteuerung

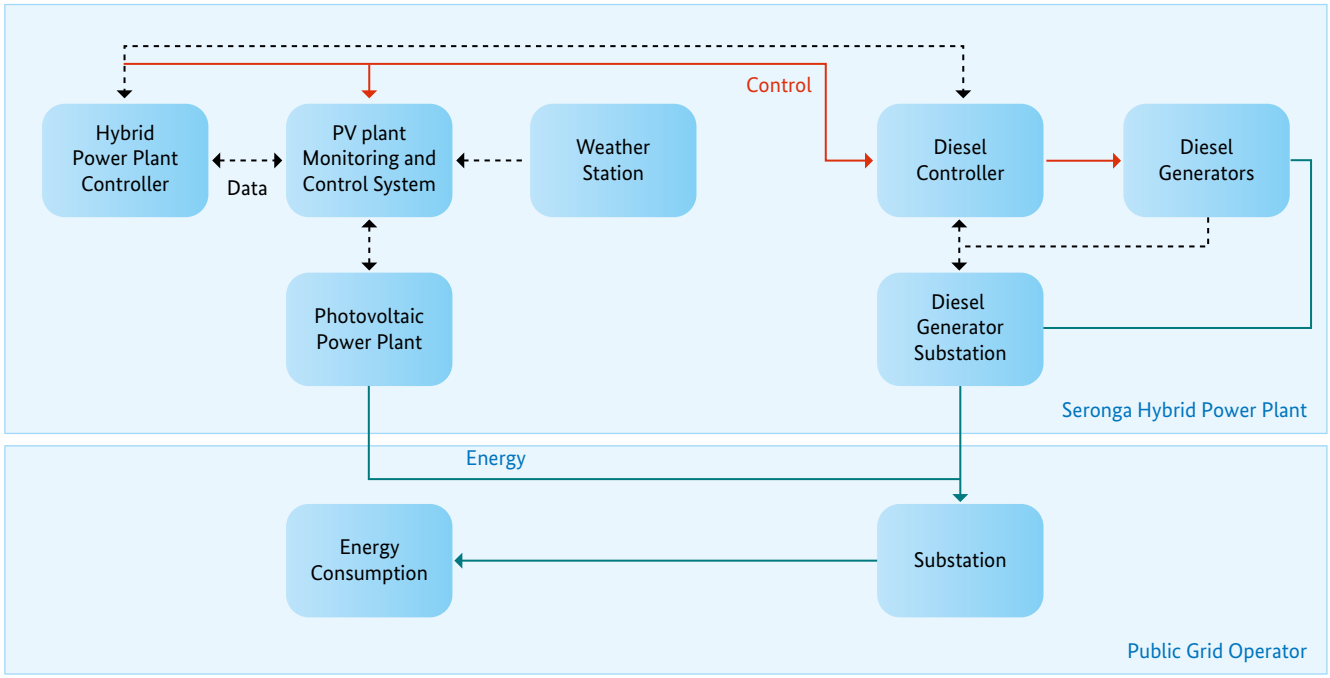
Bei einer Hybridanlage kommuniziert die Steuerung mit den folgenden Systemen:

- der Steuerung der Dieselgeneratoren
- dem Überwachungs- und Steuerungssystem der PV-Anlage

Der Controller der Hybridanlage empfängt folgende Daten:

- aktuelle Leistungsabgabe der PV-Anlage
- aktuelle Leistungsabgabe der Dieselgeneratoren
- Anzahl der zugeschalteten Dieselgeneratoren
- Status der Dieselgeneratoren

Abbildung 17: Technische Schnittstellen für eine vollintegrierte Hybridanlage



Quelle: eigenes Diagramm

Auf der Grundlage dieser Angaben berechnet der Controller die optimale Einspeisung aus der PV-Anlage und übermittelt den Sollwert über das PV-Überwachungs- und Steuerungssystem an die Wechselrichter. Die Netzeinspeisung von Solarstrom sorgt dafür, dass die Steuerung der Dieselgeneratoren die Stromerzeugung durch die Generatoren entsprechend zurückfährt. Daher wirkt der Solarstrom als negative Last auf die Steuerung der Dieselgeneratoren.

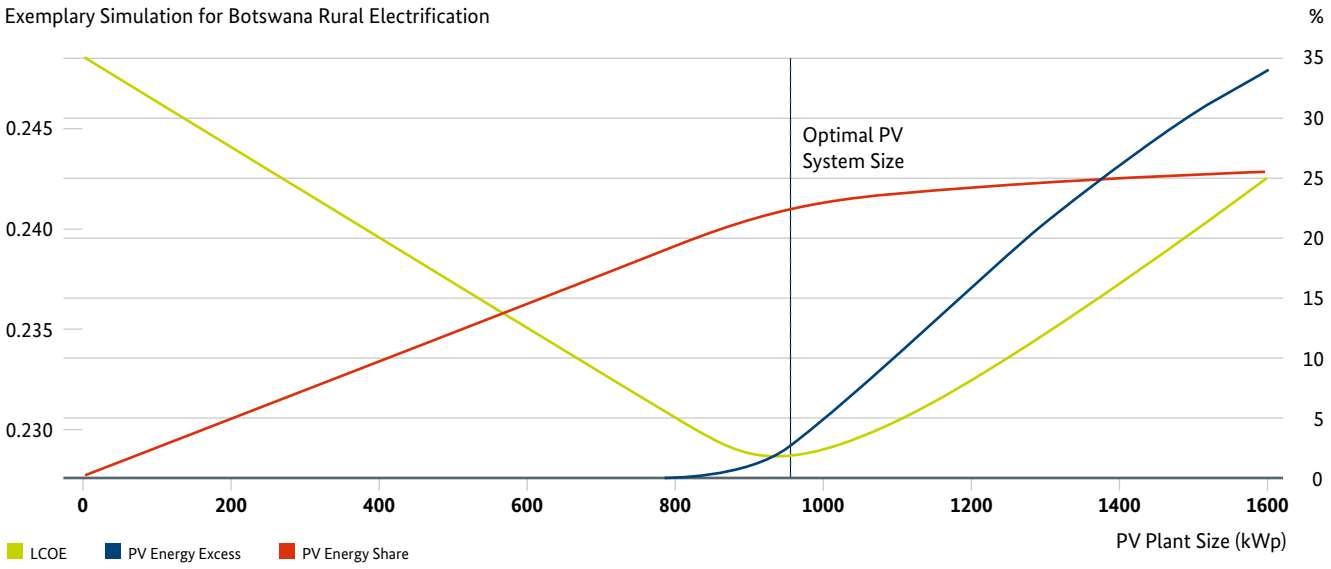
CRONIMET empfiehlt eine vollständig integrierte Regelungsstruktur (vgl. Abbildung 17), bei der der Controller der Hybridanlage die Steuerung der Dieselgeneratoren beeinflussen kann. Mit dieser Struktur erhöht sich die Stabilität des Gesamtsystems, da der zentrale Hybridcontroller den Status aller Stromerzeugungseinheiten kennt, es nur einen einzigen Regelkreis für die Dieselgeneratoren und die PV-Anlage gibt und zwischen den beiden Controllern keine Interferenzen auftreten können. Diese Auslegung berücksichtigt nicht nur den von der PV-Anlage erzeugten Strom, sondern bietet auch die Möglichkeit einer sequenziellen Abschaltung der Dieselgeneratoren. Das bedeutet, dass die Dieselgeneratoren häufiger abgeschaltet werden können, anstatt unter Minimallast zu laufen. Dadurch, dass sich aktiv steuern lässt, welche Dieselgeneratoren wie und unter welcher Last laufen, kann zusätzlich Dieselkraftstoff gespart werden.

Dimensionierung der PV-Anlage

Zur Ermittlung einer kaufmännisch sinnvollen Anlagengröße sind verschiedene Simulationen durchzuführen. Um die technische Anlage in einem Modell richtig abzubilden, benötigt man detaillierte Angaben zu den Dieselgeneratoren. Dazu zählen die Anzahl der zur Verfügung stehenden Generatoren, Nennleistung, Dieselkraftstoffverbrauch, Mindestlastverhältnis sowie Grenzwerte für die sequenzielle Abschaltung der Dieselgeneratoren. Mithilfe der als Branchenstandard geltenden Software PVSyst Solar lässt sich die am Standort zur Verfügung stehende PV-Anlagenleistung sehr genau simulieren, und zwar unter Berücksichtigung der standortspezifischen Bedingungen wie Sonnenstrahlung und Temperatur. Ferner wurde, wie im ersten Kapitel dargestellt, ein Lastgang ermittelt, um die Betriebsbedingungen so realistisch wie möglich abzubilden.

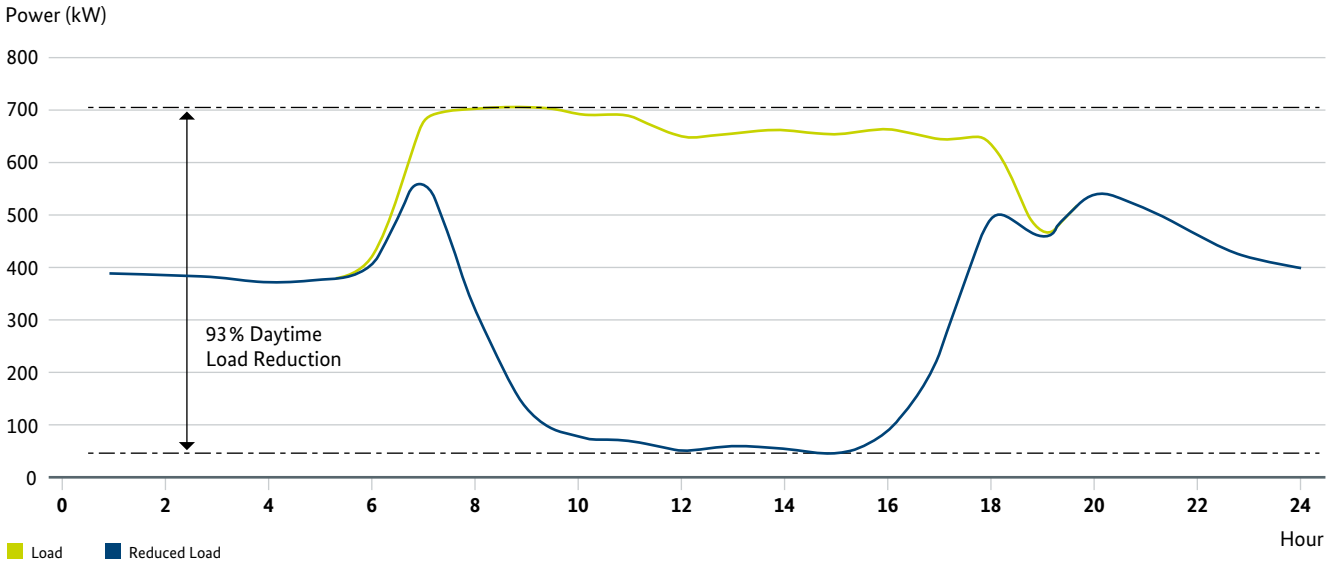
Im Rahmen der kaufmännischen Bewertung werden die Dieselkraftstoffkosten, die Inflationsrate und insbesondere die Teuerungsrate für Dieselkraftstoff eingehend analysiert. Auf der Grundlage von Erfahrungswerten lassen sich zuverlässige Annahmen im Hinblick auf die Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten aller Bestandteile der Anlage treffen. Die Gesamtsimulation beruht auf der Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE). Die LCOE werden häufig in USD pro kWh oder MWh angegeben, sind aber

Abbildung 18: PV-Anlagengröße im Verhältnis zu LCOE, Solarstromanteil und Solarstromüberschuss



Quelle: CRONIMET Hybrid Calculation Software 2017

Abbildung 19: Lastminderung für Seronga



Quelle: CRONIMET 2017

keinesfalls mit dem tatsächlichen Strompreis zu verwechseln, den der Kunde an den Energieversorger zu zahlen hat.

Vielmehr handelt es sich um eine Größe (ohne Maßeinheit), die einen Kostenvergleich zwischen verschiedenen Energiequellen ermöglicht. Das Simulationsprogramm berechnet Energieverbrauch und die bereitgestellte Strommenge in hochaufgelösten Zeitschritten von einer Stunde für ein komplettes Jahr. Mithilfe dieser Ergebnisse wird eine kaufmännische Bewertung über die gesamte Projektlaufzeit vorgenommen. Daraus ergibt sich eine LCOE-Kurve, die in Abhängigkeit von der Anlagengröße zeigt, ob und inwieweit eine PV-Anlage kaufmännisch sinnvoll ist. Bei der Suche nach der optimalen PV-Anlagengröße sind mehrere Durchläufe für zahlreiche PV-Anlagentypen durchzuführen.

Wie aus Abbildung 18 hervorgeht, weist die LCOE-Kurve einen Minimalwert auf, der die wirtschaftlich optimale Größe der PV-Anlage beschreibt. Neben der LCOE-Kurve ist in dem Diagramm auch der Anteil an Solarstrom dargestellt. Da auch nachts Strom benötigt wird, wenn kein Solarstrom zur Verfügung steht, beträgt der Solarstromanteil in keinem Szenario mehr als 25 % des gesamten Strombedarfs. Der dritte Graph beschreibt den überschüssigen Solarstrom. Bei kleinen PV-Anlagen ist dieser Anteil gleich null, solange der tagsüber erzeugte Solarstrom die Last

Tabelle 12: Zusammenfassung der Angaben zur Dimensionierung

Bevölkerung gemäß Volkszählung von 2001	1641
Anzahl der Verbraucher	614 (Juli 2016)
Geschätzte maximale Tageslast	700 kW
PV-Anlagenleistung	960 kW
Aufständersystem	einachsige Nachführung
spezifischer Ertrag	2.129 kWh/kWp
Jährliche Solarstromproduktion	2.044 MWh
Jährliche CO_2-Einsparung	1.457 t (im Vergleich zu einem reinen Dieselkraftwerk)

Quelle: CRONIMET 2017

Tabelle 13: Anlagenspezifikation

Anzahl PV-Module	3000
Anzahl Modulreihen	150
Gleichstromleistung gesamt	960 kWp
Wechselstromleistung gesamt	900 kW AC
Spannung	400 V
Abstand Modulreihen	6 m
Gesamtfläche	2,5 ha

Quelle: CRONIMET 2017

nicht übersteigt. Sobald mehr Solarstrom erzeugt als verbraucht wird, flacht die LCOE-Kurve ab und erreicht ihren Minimalwert.

Die LCOE für ein optimales Hybridsystem liegen im vorliegenden Beispiel acht Prozent unter den LCOE eines reinen Dieselkraftwerks. Die endgültige Anlagengröße hängt jedoch von weiteren Faktoren ab, darunter die Konstruktion und Größe der einzelnen PV-Module, Strings, Wechselrichter und aller übrigen Komponenten. Ein weiterer begrenzender Faktor für die Größe einer PV-Anlage ist die zur Verfügung stehende Fläche. Die Standortbegehung ergab jedoch, dass diese kein Problem darstellt.

Bei einer geschätzten Tageslast von ca. 700 kW schlagen wir für diesen Standort eine PV-Anlage mit 960 kWp vor, da eine solche Anlage auf der Grundlage der Annahmen über den Lastgang und den spezifischen Stromertrag optimale LCOE aufweist. Wie bereits erwähnt, wird davon ausgegangen, dass das Wasserwerk über genügend Wasserspeicherkapazität verfügt, um den Nachtbedarf zu decken und daher nur tagsüber betrieben werden muss. Damit kann die Tageslast um bis zu 93 Prozent reduziert werden; allerdings ist mit einem weiter steigenden Strombedarf zu rechnen.

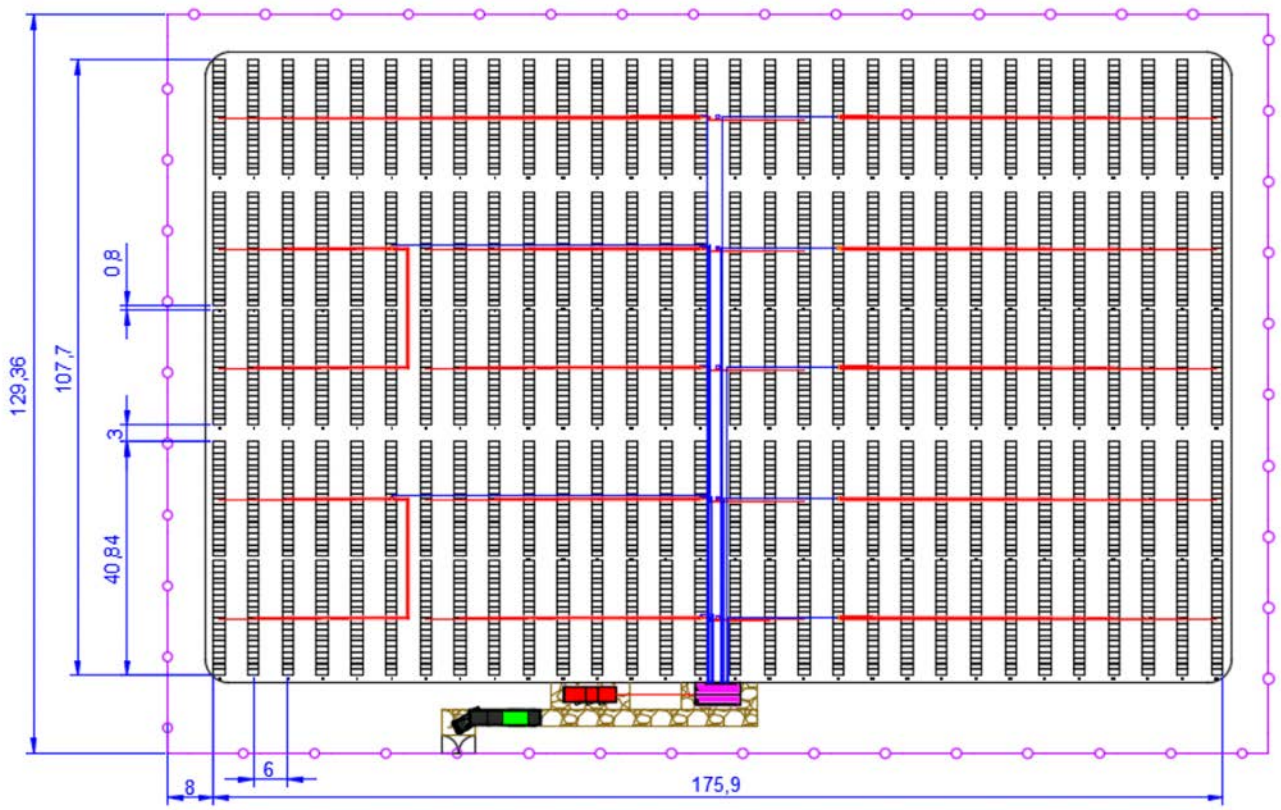
PV-Anlagenkonfiguration (System 1)

Um die Stromerzeugungskapazität der PV-Anlage aus dem vorherigen Abschnitt zu berechnen, wurde eine vorläufige Konfiguration entworfen und geplant. Die PV-Module haben eine Leistung von jeweils 320 Wp unter STC-Bedingungen; für jeden String sind 20 PV-Module erforderlich. Der Abstand zwischen den PV-Aufständersystemen ist so gewählt, dass die PV-Module nicht durch die davor aufgestellten PV-Module verschattet werden. Ferner steht genügend Platz für Baumaßnahmen, den Zugang durch Betriebs- und Wartungsfahrzeuge sowie die Durchführung von Austausch- und Wartungsmaßnahmen zur Verfügung.

Sobald die Schattenlänge berechnet wurde und bekannt ist, lässt sich daraus durch eine einfache geometrische Berechnung der erforderliche Mindestabstand zwischen den Modulreihen ableiten. Bei den PV-Modulen mit einachsiger Nachführung beträgt der Mindestabstand in Seronga sechs Meter.

Tabelle 13 enthält die im Zuge des Planungs-, Entwurfs- und Berechnungsverfahrens ermittelten Daten für die PV-Anlage in Seronga.

Abbildung 20: Spezifikation für die 960-kWp-PV-Diesel-Hybridanlage (System 1)



Quelle: CRONIMET 2017

Kostenübersicht für die gesamte PV-Anlage

Es ist wichtig zu analysieren, wie sich die Kosten für die einzelnen Komponenten auf die Gesamtkosten auswirken. In der folgenden Tabelle sind die Kosten für jede Komponente als Anteil an den Gesamtkosten der PV-Anlage ausgewiesen; diese Kostenverteilung lässt sich auf alle drei Anlagenkonfigurationen und -größen anwenden. Die PV-

Tabelle 14: Aufschlüsselung der Gesamtkosten nach Komponenten und Kostenanteilen

PV-Module	53 %
Mechanische Installation	3 %
Elektroinstallation	3 %
Zäune und Sicherheitssysteme	3 %
Nachführung	16 %
Wechselrichter	10 %
PV-Module	53 %
Überwachungssystem, Wetterstation, Hybridcontroller	2 %
Kabelmaterial	5 %
Planung, Konzeption, Bauleitung	2 %
Rechtsberatung, Versicherungen	1 %
Projektmanagement, Risikoabsicherung, Garantien/Bürgschaften	2 %

Quelle: CRONIMET 2017

Module haben einen Anteil von 53 Prozent an den Gesamtkosten, gefolgt von der Nachführung (16 Prozent) und den Wechselrichtern (zehn Prozent). Auf das gesamte Gleich- und Wechselstromkabelmaterial entfallen fünf Prozent der Gesamtkosten. Die Arbeitskosten für die mechanische und die Elektroinstallation belaufen sich auf sechs Prozent der Gesamtkosten. Die übrigen zehn Prozent fallen für Zäune, Planungs-, Bau- und Managementleistungen, Rechtsberatung und Versicherungen an.

Überlegungen zu Energiespeichersystemen (Systeme 2 und 3)

Da die Batterietechnik immer weiter voranschreitet, konzentrieren sich die Entwickler verstärkt auf die Möglichkeit, PV-Hybridanlagen um ein Energiespeichersystem (ESS) zu ergänzen. Stromspeicher können einen erheblichen Beitrag zur Systemstabilität leisten, sodass größere PV-Anlagenkonzepte möglich werden.

Tägliche PV-Leistungsspitzen können für die Nachtstromversorgung genutzt werden, sodass eine ganztägige Versorgung mit erneuerbarem Solarstrom realisierbar ist. Leider sind die meisten Energiespeicherlösungen immer noch sehr kostspielig. Gleichzeitig geht bei der Energiespeicherung Strom verloren, wodurch der Stromertrag der Anlage sinkt. Aus diesem Grund sind PV-Hybridanlagen mit Energiespeicher häufig aus kaufmännischer Sicht nicht machbar. Die folgenden Abschnitte bieten einen Überblick über die verfügbaren ESS-Technologien und wie sich diese in Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie einbinden lassen.

Ferner werden beispielhaft zwei Konzepte für ein ESS-System in Seronga vorgestellt. Eines dieser Konzepte sieht die Integration eines Redox-Flow-Batteriesystems mit vier MWh vor, das andere arbeitet mit der Lithium-Ionen-Technologie.

Systemkomponenten und Kommunikationsschnittstellen

Das komplette Hybridsystem umfasst drei Hauptbestandteile: die (vorhandenen) Dieselgeneratoren, die neue PV-Anlage und das Energiespeichersystem. Alle Komponenten speisen ihren Strom in das Stromnetz von Seronga ein. Um den Stromfluss zu koordinieren und möglichst viel Dieselkraftstoff zu sparen, wird ein leistungsfähiger Master-Controller für Hybridkraftwerke eingesetzt. Der Hauptzweck des Systems besteht darin, dafür zu sorgen, dass alle Teilsysteme nahtlos ineinandergreifen.

Das Steuerungs- und Überwachungssystem für jede Stromquelle übermittelt den tatsächlichen Stromfluss und die Einstellungen des Leistungsschalters an den Hybridcontroller. Aus den kontinuierlich übermittelten Daten und den systemspezifischen Parametern errechnet der Controller den optimalen Sollwert für jede Stromquelle. Die Sollwerte werden dann an die Überwachungs- und Regelungsschnittstelle der jeweiligen Stromquelle übermittelt, die den Betrieb der Stromquelle entsprechend anpasst.

Da CRONIMET zwei verschiedene Energiespeicheroptionen vorschlägt, kann der Hybridcontroller von verschiedenen Herstellern bezogen werden. Beide angebotenen Energiespeicherlösungen werden mit einer eigenen, unabhängig getesteten Steuerungsinfrastruktur geliefert, die direkt mit den Stromquellen verbunden werden kann.

Es gibt verschiedene handelsübliche Batteriesysteme, die mit verschiedenen Technologien arbeiten und unterschiedliche Leistungsmerkmale aufweisen. Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Batterien eignen sich am besten für den Einsatz in einer PV-Diesel-Hybridanlage.

System 2: ESS mit Lithium-Ionen-Batterien

Die erste Option ist ein auf Lithium-Ionen-Batterien beruhendes Energiespeichersystem mit 2.000 kWh und einer Momentanleistung von 1.000 kVA. Eine solche Lösung wird von mehreren Herstellern angeboten.

Das System besteht aus 13 Lithium-Ionen-Batterie-Racks, die jeweils 480 Zellen umfassen, sowie einem Batterie-Management-System (BMS) mit Schaltgerät. Die Batterien stammen vom führenden Hersteller SAMSUNG und verfügen auch nach 4.000 Ladezyklen noch über 80 Prozent ihrer Anfangskapazität bei einem angenommenen Entladungsgrad (DoD) von 80 Prozent. Das auf Rackebene implementierte BMS bietet aktive Sicherheitsmechanismen wie Über- und Unterspannungsschutz, Überstromschutz sowie Spannungs- und Temperaturausgleich. Zu den passiven Sicherheitsmechanismen der PV-Zellen gehören ein thermischer Überhitzungsschutz, ein Drei-Phasen-Separator und eine Überladungssicherung. Der Hauptvorteil des Lithium-Ionen-Speichers im Vergleich zu anderen Technologien ist der hohe energetische Batteriewirkungsgrad von rund 88

Prozent, wodurch die beim Laden der Batterie verursachten Solarstromverluste minimiert werden. Betriebs- und Wartungskosten fallen bei diesem Batterietyp nicht an; die Lebensdauer ist jedoch auf die oben genannten 4.000 Lade-/Entladungszyklen begrenzt, was etwa einer betrieblichen Lebensdauer von zehn bis fünfzehn Jahren entspricht.

System 3: Redox-Flow-ESS

Die zweite Möglichkeit, ein Batteriespeichersystem zu realisieren, ist ein Vanadium-Redox-Flow-System. Als Beispiele für ein solches System wurden zwei Gildemeister Cell Cubes mit jeweils 2.000 kWh Speicherkapazität und 250 kW Momentanleistung ausgewählt. Die Energie wird in einem flüssigen Vanadium-Elektrolyt gespeichert; dabei handelt es sich um ein Gemisch aus Schwefelsäure, Wasser und Vanadium-Salzen. Die flüssigen Energieträger werden in zwei Tanks gelagert und durch die elektrochemischen Zellen gepumpt. In Abhängigkeit von der anliegenden Spannung werden die Energiequellen elektrochemisch geladen oder entladen. Der elektrochemische Prozess, der während der Entladung und Ladung in den elektrochemischen Zellen stattfindet, ist vollständig reversibel, d.h., der Elektrolyt wird nicht verbraucht. Der Prozess läuft bei moderaten Temperaturen, im Mittel bei 35 °C ab. In dem nahezu reversiblen Lade-/Entladezyklus erwärmt sich der Vanadium-Elektrolyt während des Entladevorgangs und kühlt sich während des Ladevorgangs ab.

Der Hauptvorteil der Vanadium-Redox-Flow-Technologie besteht darin, dass die Batterien eine nahezu unbegrenzte Lebensdauer besitzen. Zwar sind die Batterien kostenintensiver und der energetische Batteriewirkungsgrad ist mit 70 Prozent geringer als bei Lithium-Ionen-Batterien, aber Vanadium-Redox-Flow-Batterien können beliebig oft entladen und wiederaufgeladen werden. Das von Gildemeister angebotene System befindet sich in zwei Containern: einem 40-Fuß-Container und einem darauf aufgesetzten 20-Fuß-Container. Der 40-Fuß-Container beherbergt die Flüssigkeitstanks, der 20-Fuß-Container alle Steuerungssysteme und Wechselrichter.

Während des Betriebs können die Batterien zu 100 Prozent geladen werden. Aufgrund der sehr hohen Zyklenfestigkeit sind über die gesamte Lebensdauer 20.000 Lade-/Entladezyklen möglich. Der Elektrolyt ist weder explosiv noch brennbar und die Selbstentladung des Elektrolyten in den Speichertanks kann vernachlässigt werden.

Auslegung eines PV-Hybridsystems mit ESS für Seronga

Bei der Auslegung der Systemkomponenten für die vorläufige Anlagenkonzeption geht es darum, die insgesamt im System auftretenden Verluste zu minimieren und gleichzeitig den Anteil an erneuerbarem Solarstrom zu maximieren. Verluste aufgrund des Batteriewirkungsgrads sind technologieabhängig und kaum vermeidbar. In den letzten zehn Jahren hat die Forschung jedoch große Fortschritte bei der Steigerung des Wirkungsgrads erzielt. Dadurch liegen die Stromertragseinbußen inzwischen in einem akzeptablen Bereich.

Verluste durch eine unausgewogene Dimensionierung des Systems treten auf, wenn die Batteriekapazität zu gering ist, um den gesamten überschüssigen Solarstrom, der tagsüber erzeugt wird, zu speichern, oder wenn die Batteriekapazität und die installierte PV-Anlagenleistung zu groß sind, sodass der gesamte Speicherstrom den Strombedarf bei Weitem übersteigt. Daher müssen die Größe der PV-Anlage und des ESS nicht nur aufeinander abgestimmt, sondern auch begrenzt werden.

Ein 100-prozentiger Solarstromanteil bzw. vollständige Systemautonomie lassen sich nur durch eine extrem überdimensionierte PV-Anlage mit entsprechendem Leistungsüberschuss und darauf abgestimmten Batteriespeicherkapazitäten erreichen, was aus kaufmännischer Sicht kaum realisierbar ist. Darüber hinaus ist eine vollkommen autonome Versorgung aus Verbrauchersicht nicht unbedingt wünschenswert, da die zusätzliche Integration von Dieselgeneratoren den Vorteil einer höheren Systemsicherheit bietet.

System 2: ESS mit Lithium-Ionen-Batterien

Da die Gesamtbetriebskosten für Lithium-Ionen-Batterien recht hoch sind, sieht die vorgeschlagene Lösung für diese Technologie nur eine 419-kWh-Batterie vor (vgl. vorheriger Abschnitt). Der Hauptzweck des Speichers besteht darin, tagsüber die Spitzenlasten zu verteilen und die Systemstabilität zu erhöhen.

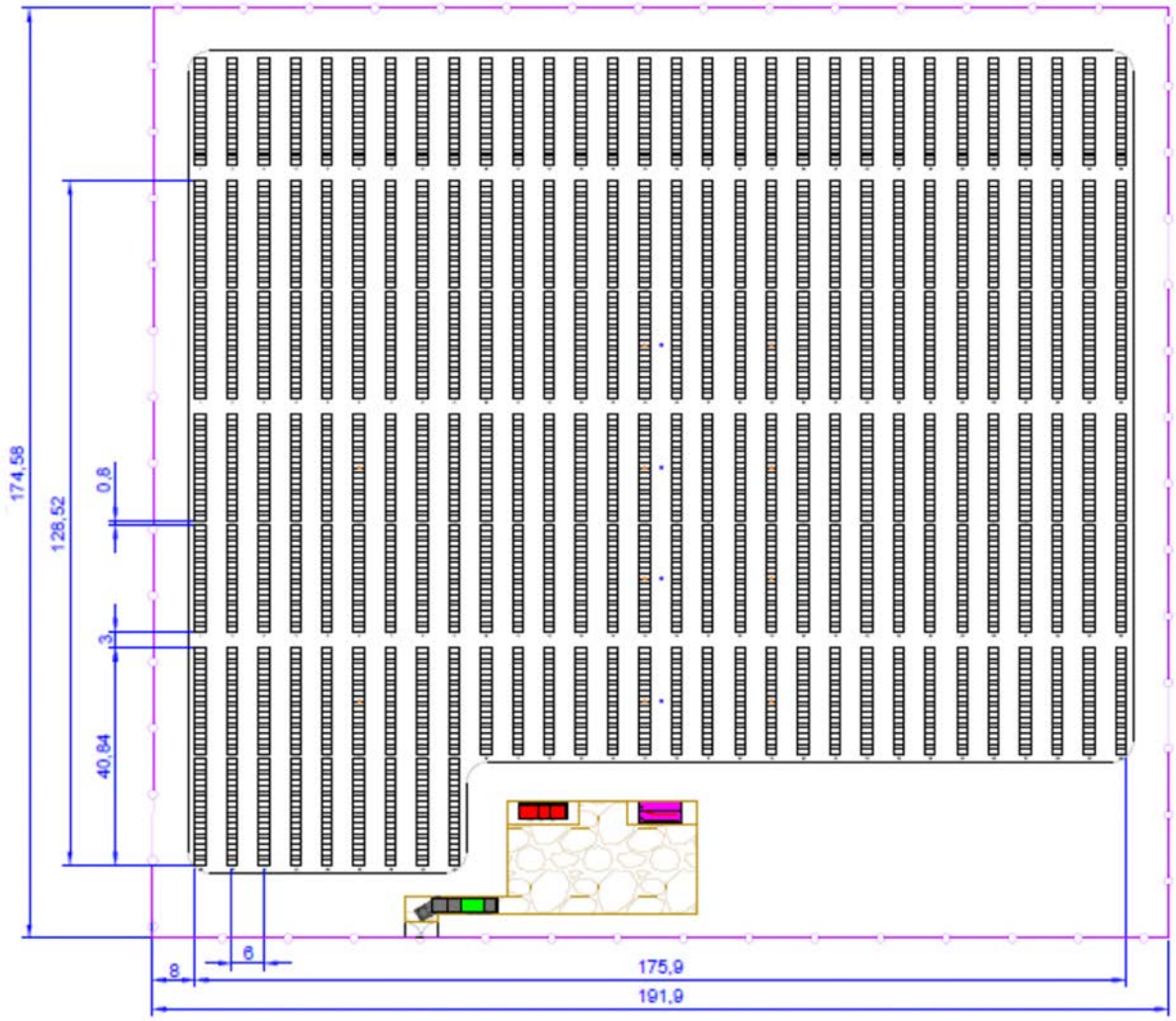
Die für den Speicher am besten geeignete PV-Anlagengröße wurde mit 1.200 kWp ermittelt. Die folgende Tabelle bietet einen Überblick über die Systemspezifikation. Der Solarstromanteil beträgt bezogen auf ein Jahr 47 Prozent und liegt damit um sechs Prozent höher als bei einer PV-Anlage ohne Energiespeichersystem.

Tabelle 15: Spezifikation für ein PV-Hybridsystem mit Lithium-Ionen-ESS in Seronga

PV-Anlagenleistung	1.200 kWp
Anzahl der Batterie-Container	1
Batterienennleistung	400 kVA
Batteriekapazität	419 kWh
Energetischer Batteriewirkungsgrad	88 %
Solarstromanteil	47 %
Solarstromanteil ohne ESS	41 %

Quelle: CRONIMET 2017

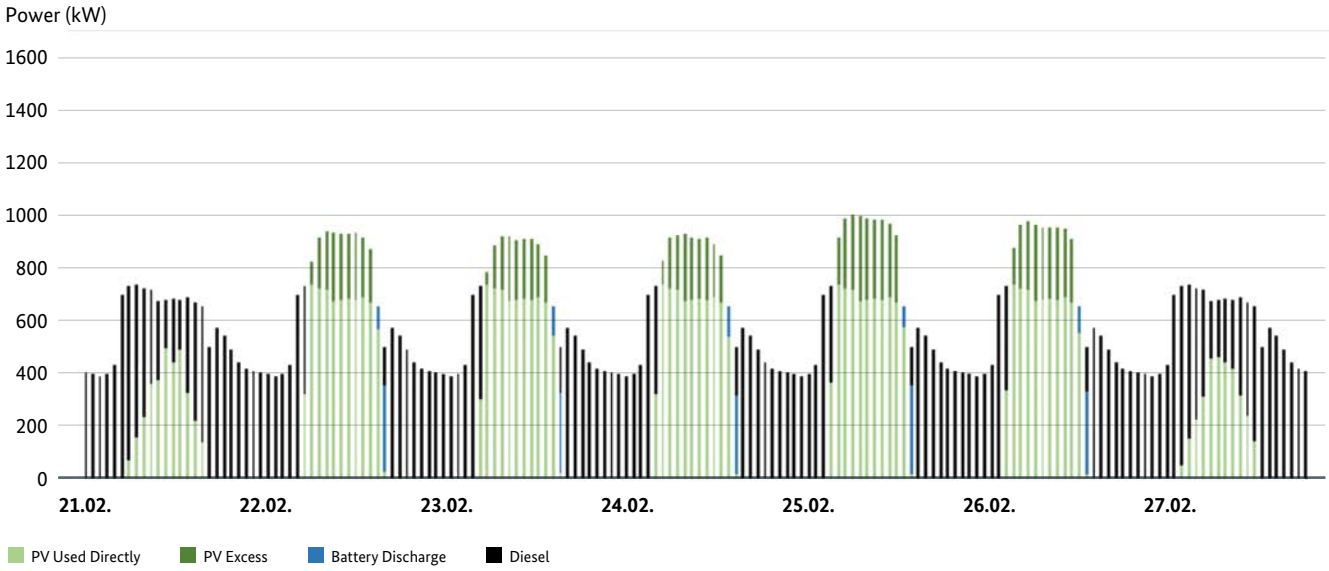
Abbildung 21: Spezifikation für ein PV-Hybridsystem mit 1.200 kWp und einem 400 kWh-ESS (System 2)



Quelle: CRONIMET 2017

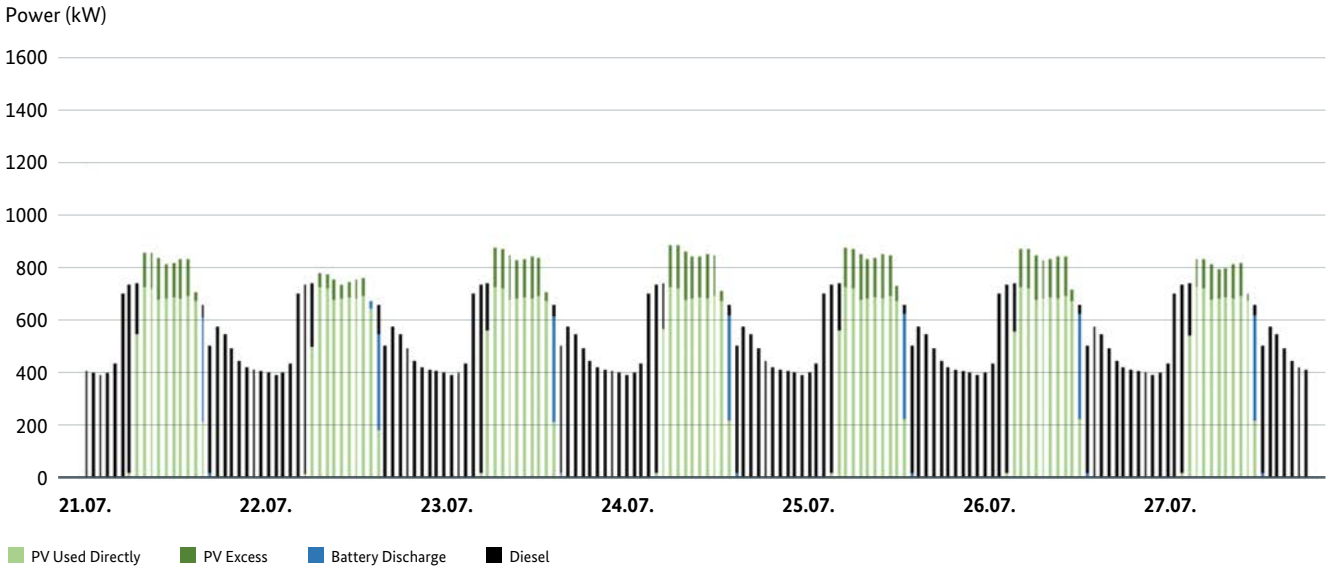
Das folgende Diagramm zeigt den täglichen Betrieb des Hybridsystems im Sommer und im Winter. Wie in Abbildung 22 gezeigt, wird im Sommer an wolkenlosen Tagen mehr Solarstrom erzeugt, sodass der Stromüberschuss höher ist, der tagsüber gespeichert und nachts abgegeben wird. Da dies gleichzeitig die Regenzeit ist, müssen die Dieselgeneratoren an bewölkten oder regnerischen Tagen ggf. mit voller Leistung laufen.

Abbildung 22: Betrieb des PV-Hybridsystems mit Lithium-Ionen-ESS über eine Woche im Sommer 2017



Quelle: CRONIMET, Analyse basierend auf Daten erhoben vom 21.02. – 27.02.2017

Abbildung 23: Betrieb des Hybridsystems mit Lithium-Ionen-ESS über eine Woche im Winter 2017



Quelle: CRONIMET, Analyse basierend auf Daten erhoben vom 21.07. – 27.07.2017

Im Winter ist die Sonnenstrahlung geringer, aber an den meisten Tagen herrscht keine Bewölkung. Die Dieselgeneratoren werden hauptsächlich nachts benötigt.

System 3: Redox-Flow-ESS

Da die Gesamtbetriebskosten für ein Redox-Flow-ESS niedriger sind als für ein Lithium-Ionen-ESS, sind für das vorgeschlagene Redox-Flow-System zwei 2.000 kWh-Batterien vorgesehen (vgl. Abschnitt oben), die zusammen eine Kapazität von 4.000 kWh bieten.

Wegen des größeren Batteriespeichers sollte auch die PV-Anlage eine größere Leistung aufweisen, wobei die optimale Anlagengröße bei 1.800 kWp liegt. Tabelle 16 bietet einen Überblick über die Systemspezifikation. Der Solarstromanteil beträgt bezogen auf ein Jahr 68 Prozent und liegt damit um 27 Prozent höher als bei einer PV-Anlage ohne Energiespeichersystem.

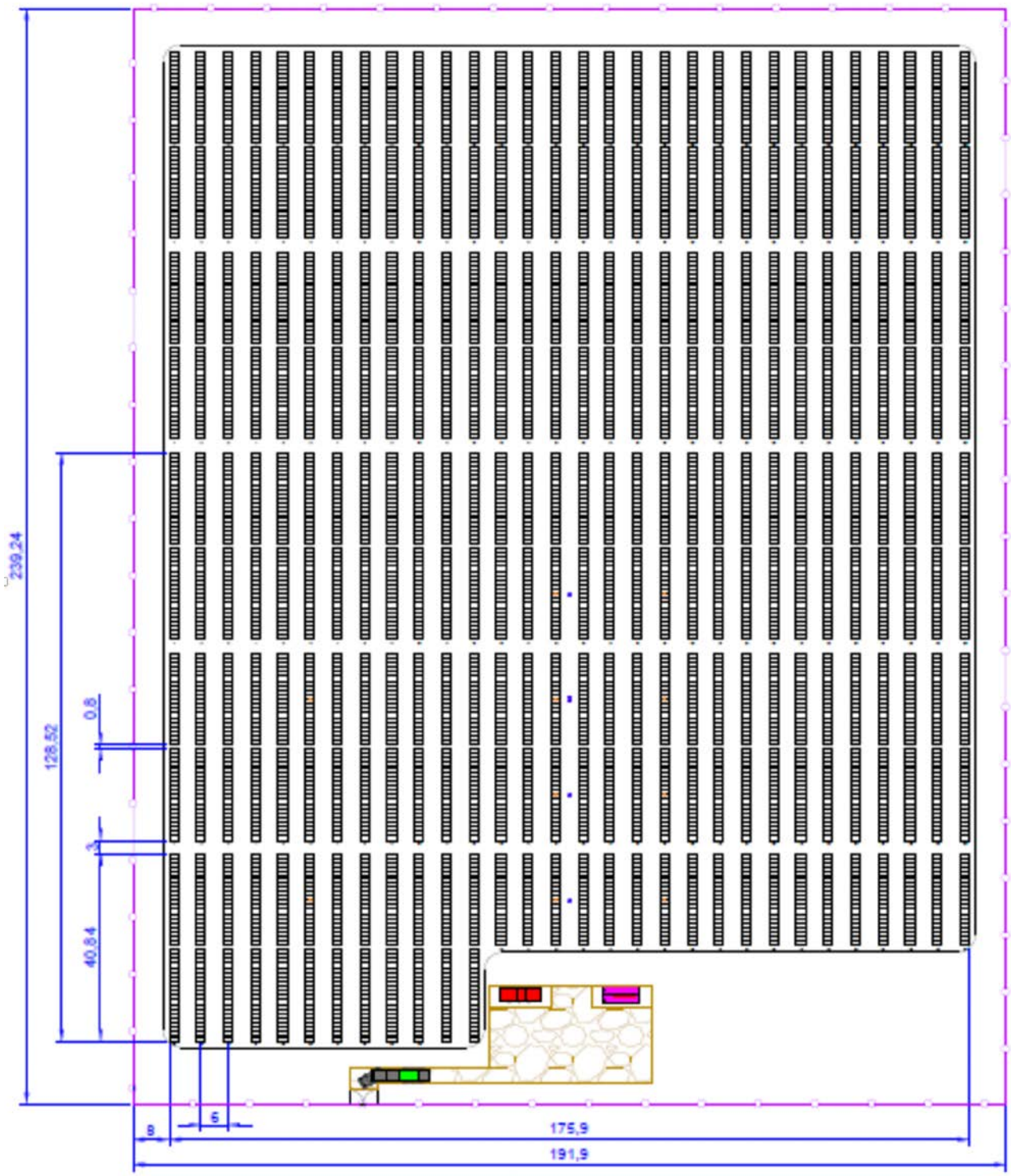
Das folgende Diagramm zeigt den täglichen Betrieb des Hybridsystems im Sommer und im Winter. Wie bereits erwähnt, wird im Sommer an wolkenlosen Tagen mehr Solarstrom erzeugt, doch ist es im Sommer häufiger bewölkt. Im Vergleich zu einem Lithium-Ionen-ESS ist der Solarstromüberschuss größer und die Batterieleistung hält länger vor.

Tabelle 16: Spezifikation für ein PV-Hybridsystem mit Redox-Flow-ESS in Seronga

PV-Anlagenleistung	1.800 kWp
Anzahl der Batteriecontainer	2
Batterienennleistung	250 kW
Batteriekapazität	4.000 kWh
Energetischer Batteriewirkungsgrad	70 %
Solarstromanteil	68 %
Solarstromanteil ohne ESS	41 %

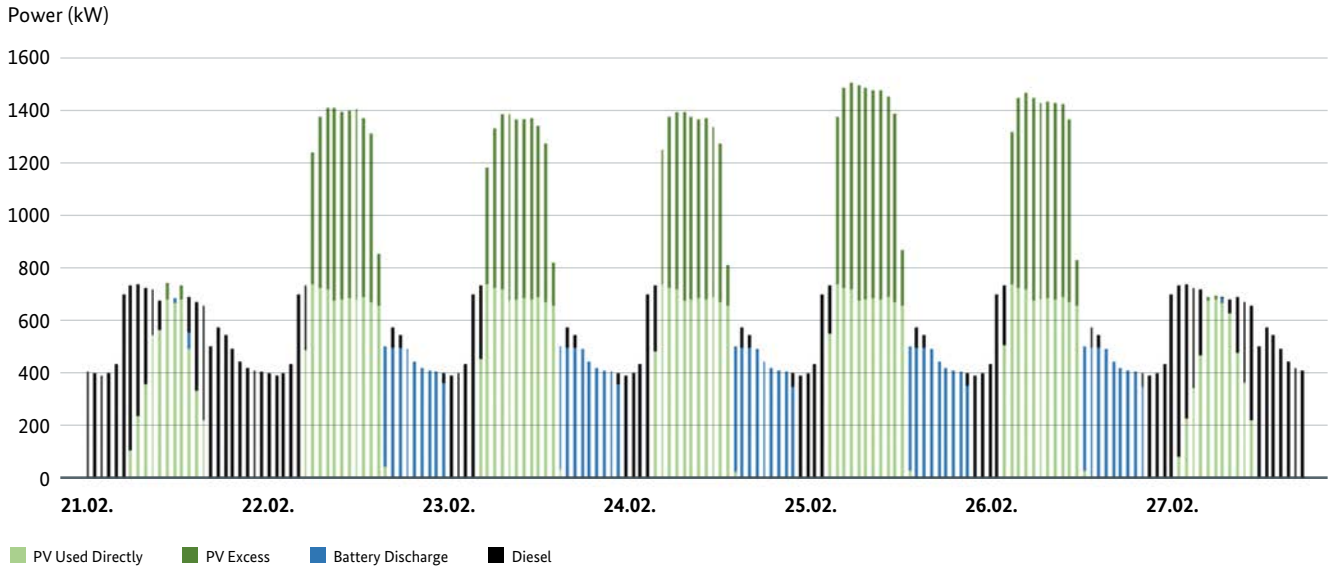
Quelle: CRONIMET

Abbildung 24: Spezifikation für das PV-Hybridsystem mit 1.800 kWp und einem 4.000-kWh-ESS (System 3)



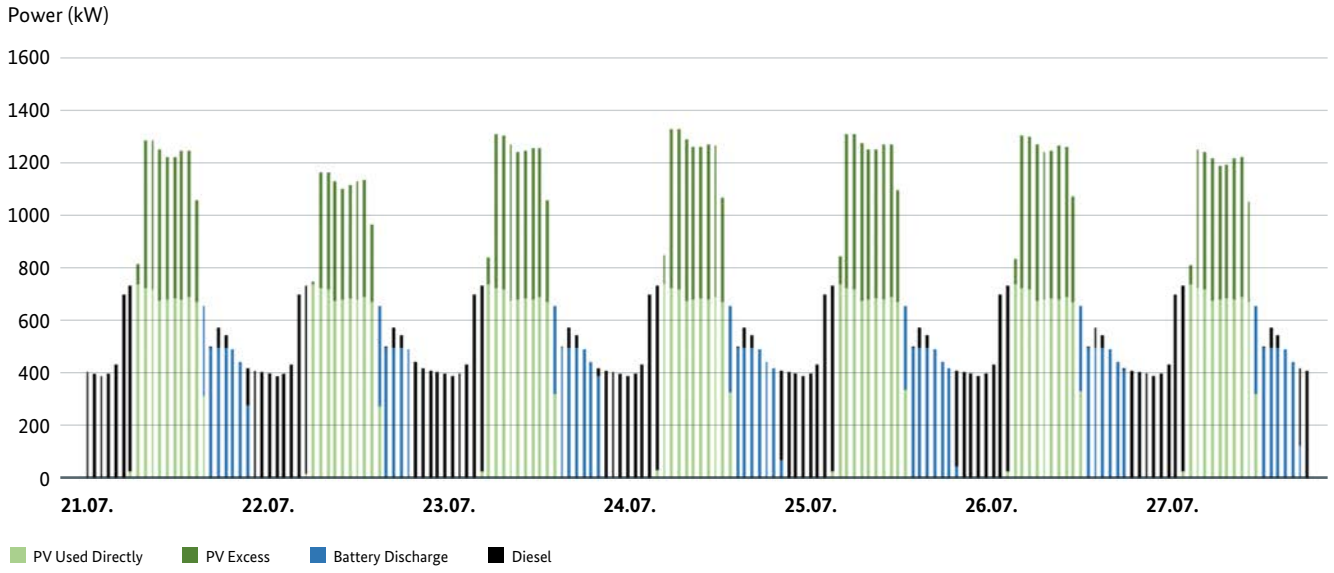
Quelle: CRONIMET 2017

Abbildung 25: Betrieb des PV-Hybridsystems mit Lithium-Ionen-ESS über eine Woche im Sommer 2017



Quelle: CRONIMET, Analyse basierend auf Daten erhoben vom 21.02.–27.02.2017

Abbildung 26: Betrieb des Hybridsystems mit Lithium-Ionen -ESS über eine Woche im Winter

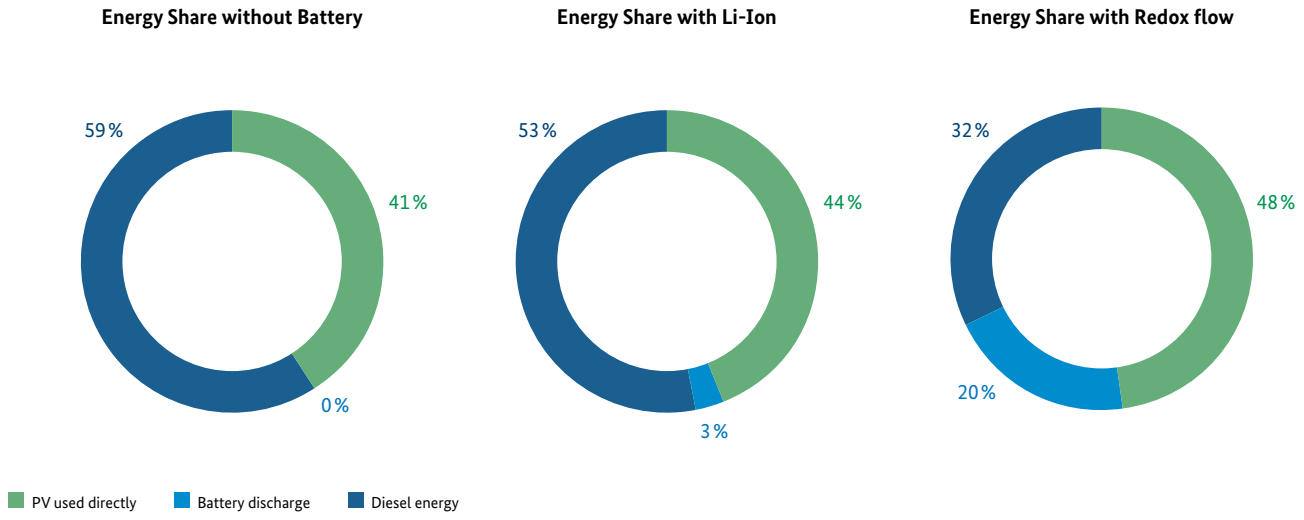


Quelle: CRONIMET, Analyse basierend auf Daten erhoben vom 21.07.–27.07.2017

Vergleich der Energieanteile

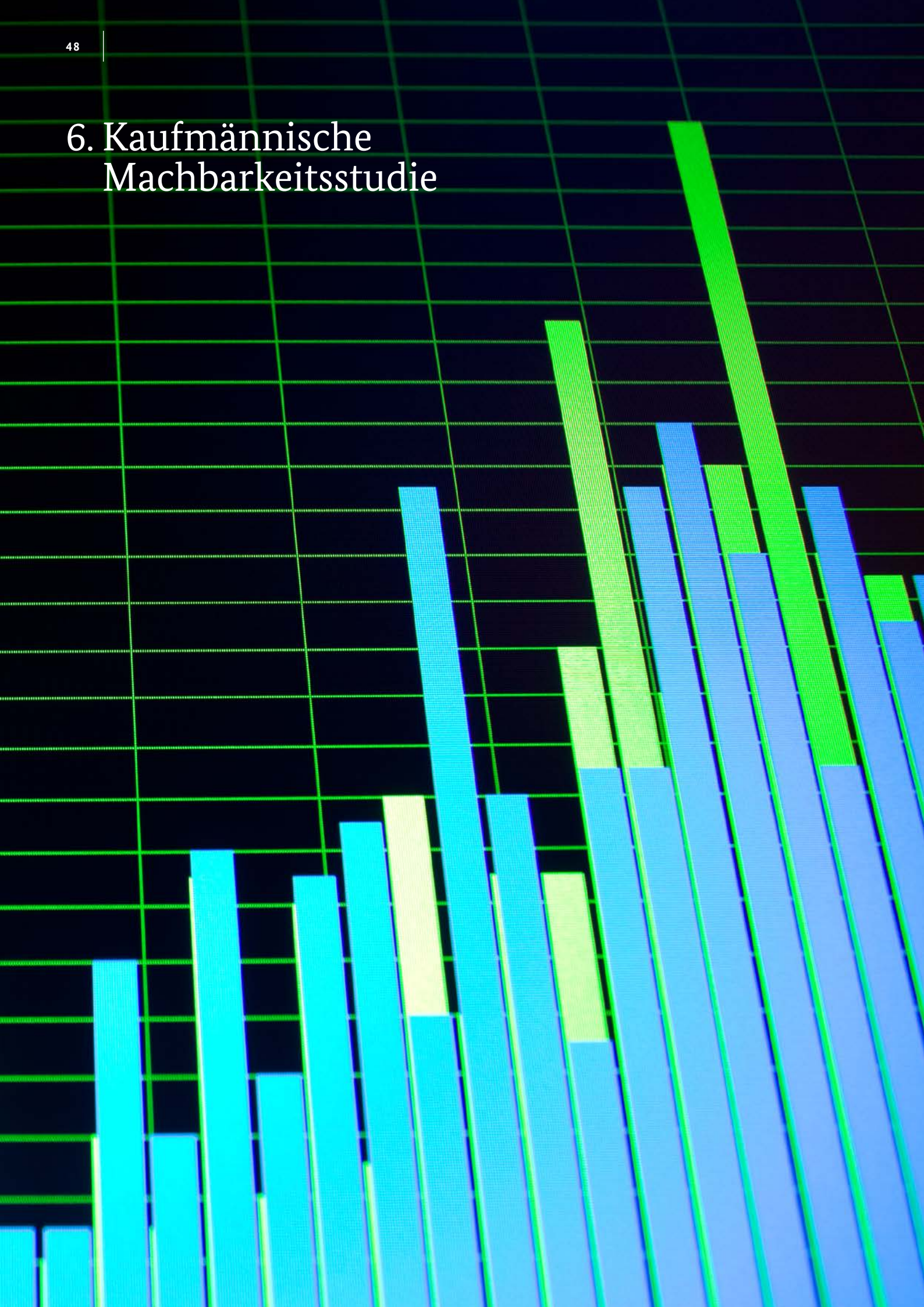
Aus Abbildung 27 geht hervor, dass der Anteil an erneuerbarem Solarstrom in dem Szenario ohne ESS am geringsten ist. Doch selbst mit diesem System wird ein Solarstromanteil von 41 Prozent erreicht. Die Lösung mit einem 400 kWh-Lithium-Ionen-Speicher bietet einen höheren Solarstromanteil, der direkt tagsüber genutzt werden kann, weil die PV-Anlagenleistung höher ist. Zusätzlich deckt der im ESS gespeicherte Strom drei Prozent des gesamten Jahresbedarfs. In diesem Szenario werden immer noch mehr als 50 Prozent des Jahresstrombedarfs durch die Dieselgeneratoren gedeckt. Obwohl der vom ESS bereitgestellte Stromanteil gering erscheint, bietet der Einsatz des ESS weitere Vorteile, z. B. eine höhere Netzstabilität und eine größere Versorgungssicherheit am Tag, wenn durch Bewölkung oder technische Störungen kein Solarstrom erzeugt werden kann. Durch die Einführung der Speichertechnologie werden die Dieselgeneratoren nicht mehr als Notstromaggregate benötigt und können tagsüber abgeschaltet werden. Dadurch können mehr Dieselkraftstoff eingespart und die Nutzung von Solarstrom optimiert werden. Da an wolkenlosen Tagen der überschüssige Solarstrom gespeichert werden kann, ist es möglich, die PV-Anlage größer zu planen. Dadurch wiederum ist der Stromertrag auch an bewölkten Tagen höher als bei einer kleineren PV-Anlage. Beim Redox-Flow-ESS mit einer Speicherkapazität von 4.000 MWh steigt der Solarstromanteil auf 48 Prozent. Da weitere 20 Prozent im ESS zwischengespeichert werden können, erhöht sich der Solarstromanteil auf insgesamt 68 Prozent.

Abbildung 27: Jahresbezogener Vergleich der Energieanteile für unterschiedliche Hybridsystem-Konfigurationen



Quelle: CRONIMET 2017

6. Kaufmännische Machbarkeitsstudie



Länderrisiko für Botsuana

Botsuana hat seit seiner Unabhängigkeit im Jahr 1966 zehn erfolgreiche Parlamentswahlen abgehalten. Das Land besitzt eine reife Demokratie, die durch regelmäßig stattfindende, faire und freie Wahlen sowie durch eine Verfassung gekennzeichnet ist, die grundlegende Rechte und Freiheiten garantiert. Seit den ersten Wahlen im Jahr 1965 ist die Botswana Democratic Party (BDP) an der Regierung. Sie hat die Parlamentswahlen im Jahr 2014 gewonnen, und Generalleutnant Seretse Khama Ian Khama wurde für eine zweite Amtszeit als Staatspräsident vereidigt.

Trotz des beeindruckenden Wirtschaftswachstums, der guten Regierungsführung und der klugen makroökonomischen Geldpolitik sind Armut und Ungleichheit nach wie vor weit verbreitet, sodass Botsuana einen der hinteren Plätze im Index für menschliche Entwicklung belegt. Allerdings sind Fortschritte zu verzeichnen: So ist die Armutsquote von 50 Prozent zum Zeitpunkt der Unabhängigkeit auf etwas über 19 Prozent zurückgegangen, wobei Armut vor allem in verschiedenen ländlichen Regionen immer noch weit verbreitet ist. Die Bildungsausgaben zählen mit ca. neun Prozent vom BIP zu den höchsten der Welt. Damit wird eine nahezu universelle und kostenlose Grundbildung finanziert. Bislang ist es jedoch nicht gelungen, die Fachkräfte auszubilden, die das Land für eine Diversifizierung seiner Volkswirtschaft benötigt.

Dadurch verharrt die Arbeitslosigkeit mit knapp 17,8 Prozent auf hohem Niveau und Botsuana gehört zu den Ländern mit der weltweit größten Ungleichheit. Die HIV/AIDS-Epidemie hat die Lage weiter verschärft: So liegt die Prävalenzrate bei Erwachsenen immer noch bei 22 Prozent, was dazu beiträgt, dass die Bildungs- und Gesundheitsindikatoren Botsuanas unter dem Durchschnitt der Länder derselben Einkommensgruppe liegen.

Die nach wie vor unsichere Entwicklung des Weltmarkts und die langsame Erholung in den Industrieländern belasten die Wirtschaftsaussichten des Landes, und zwar hauptsächlich wegen der großen Abhängigkeit Botsuanas vom Diamantenexport. Nachdem die Wirtschaft nach Ende der Finanz- und Wirtschaftskrise zwei Jahre lang stark zugelegt hatte, flaute die Nachfrage nach mineralischen Rohstoffen und Metallen 2012 ab, sodass das BIP-Wachstum auf vier Prozent zurückging. 2013 und 2014 erholte sich die Wirtschaft des Landes jedoch wieder und das BIP legte um 5,8 bzw. fünf Prozent zu. Für 2015 wird ein Plus von 4,2 Prozent erwartet.

Entwicklung des BIP von Botsuana im Zeitraum 1960 – 2015

Das Bruttoinlandsprodukt Botsuanas belief sich 2014 auf 15,81 Milliarden USD und damit auf 0,03 Prozent der weltweiten Wirtschaftsleistung. Zwischen 1960 und 2014 erwirtschaftete das Land durchschnittlich 4,08 Milliarden USD mit einem Allzeithoch von 15,81 Milliarden USD im Jahr 2014 und einem Allzeittief von 0,03 Milliarden USD im Jahr 1963. Die Angaben zum BIP Botsuanas stammen von der Weltbank.

Inflationsaussichten

Im August 2015 belief sich die Inflation auf drei Prozent. Zwischen 1997 und 2015 betrug die Teuerungsrate jedoch im Durchschnitt 7,82 Prozent mit einem Allzeithoch von 15,06 Prozent im November 2008 und einem Allzeittief von 2,81 Prozent im März 2015. Die Angaben zur Preissteigerungsrate in Botsuana stammen von der zentralen Statistikbehörde (Central Statistics Office) Botsuanas.

Ein wichtiges Ziel der makroökonomischen Strategie des Landes besteht darin, eine stabile Preisentwicklung zu bewirken, die durch eine geringe, vorhersehbare Teuerung gekennzeichnet ist. Dadurch sollen die Wettbewerbsfähigkeit auf dem Weltmarkt gesichert und inländische Unternehmen gestärkt werden. Langfristig ist es dem Land meistens gelungen, die Inflationsrate im vorgesehenen Zielkorridor zu halten. Vor dem Hintergrund der weltweiten Rezession geht die Teuerungsrate derzeit zurück.

Währungsstabilität

Der Hauptfaktor für das Wirtschaftswachstum ist die Diamantenbranche, die 2013 23,9 Prozent zum BIP beisteuerte. 2014 legte die Branche wegen der weltweit nachlassenden Nachfrage nach Rohdiamanten nur um 4,5 Prozent zu. Das Wachstum in den übrigen Branchen der Privatwirtschaft betrug 4,3 Prozent.Aufgrund der sich abschwächenden Konjunktur, der rückläufigen Kreditvergabe sowie geringeren Kraftstoff- und Rohstoffpreisen verharrte die Inflation 2015 bei drei Prozent.

Dieser Wert liegt am unteren Rand des von der botsuanischen Zentralbank (Bank of Botswana) definierten Zielkorridors von drei bis sechs Prozent. 2015 hat die Bank of Botswana den Leitzins zweimal gesenkt (um 100 Basis-

punkte im Februar und um 50 Basispunkte im August), um im vorgesehenen Inflationskorridor zu bleiben. Für 2015 wird ein moderates Wachstum von 3,2 Prozent prognostiziert. 2016 und 2017 dürfte der Aufschwung leicht an Fahrt gewinnen (+3,8 bzw. +3,9 Prozent). Die verhaltene Wirtschaftsentwicklung ist auf eine geringe Nachfrage nach Diamanten, große Einschränkungen in der Wasser- und Stromversorgung sowie ein geringes Kreditwachstum zurückzuführen, das wiederum seine Ursache in der hohen Verschuldung der Haushalte hat.

2014 und 2015 verlor die Landeswährung Pula gegenüber dem Euro an Wert, worin sich ein weltweiter Trend gegenüber den wichtigsten Handelswährungen widerspiegelt. Für internationale Kreditgeber, die auf US-Dollar lautende Darlehen ausreichen, beläuft sich das Risiko, dass die Landeswährung weiter abwertet, durchschnittlich auf 350 Basispunkte der insgesamt auf US-Dollar lautenden jährlichen Kapitalkosten. Ende 2014 beliefen sich die Devisenreserven auf 70 Milliarden BWP; im April 2015 lagen sie bei knapp 90 Milliarden BWP.

Der Staatshaushalt für 2014/2015 sieht strenge Haushaltsdisziplin, die konsequente Priorisierung von Projekten sowie den Aufbau von finanziellen Reserven als Puffer gegen ungünstige Entwicklungen bei den zwei wichtigsten Einnahmequellen des Landes vor. Die Prognosen im Hinblick auf die künftigen Einnahmen aus der Diamantenförderung sind von Unsicherheit geprägt. Zwar reichen die Diamantenvorkommen noch für eine weitere Generation, doch die Förderung hat den Peak bereits seit einiger Zeit überschritten. In den letzten 20 Jahren ist es Botsuana gelungen, sich etwas unabhängiger von der Diamantenförderung zu machen, doch dürfte es sich als Herausforderung erweisen, die Wirtschaft des Landes so weit zu diversifizieren, dass sie in der Lage ist, den Rückgang der Einnahmen aus dem Diamantenbergbau zu kompensieren.

Länderrisiko (Energieversorgung)

Die Erfahrungen aus der Vergangenheit zeigen, dass es gute Gründe für Botsuana gibt, auf erneuerbare Energien zu setzen, insbesondere auf die Solarenergie. Der Ausbau von Inselanlagen für abgelegene Gemeinden, bei denen erneuerbare Energien zum Zuge kommen, muss vorangetrieben werden; dabei bieten sich neue Chancen, um einen Quantensprung in der Nutzung der großen Solarenergieressourcen des Landes zu vollziehen. Botsuana muss seine Energieversorgung diversifizieren, und zwar vorzugsweise durch klimafreundliche Energiequellen. Angesichts des deutlichen Rückgangs der Kosten für Solartechnik und der Fortschritte bei der Speicherung von Strom aus Sonnenwärmekraftwerken ist es nun an der Zeit, den Bau von großtechnischen netzgekoppelten PV-Anlagen zu prüfen und zu planen.

Schätzungen zufolge wird der maximale Strombedarf um 4,1 Prozent pro Jahr steigen – von 681 MW im Jahr 2015 auf 1.017 MW im Jahr 2025. Dieser Anstieg kann durch die Umsetzung einiger Maßnahmen, die in der Energie-Effizienz-Strategie des Landes vorgesehen sind, gebremst werden. Wenn der Ausbau der Kraftwerke Morupule B und die Wiederherstellung von Morupule A erfolgreich verlaufen, werden in den nächsten zehn Jahren mehr als 200 MW benötigt, um Botsuana mit Strom zu versorgen. Wenn Botsuana Strom exportieren möchte, werden noch erheblich größere Stromerzeugungskapazitäten benötigt.

Diese Studie liefert die analytische Grundlage, um zu ermitteln, welche Rolle Solarkraftwerke, insbesondere PV-Anlagen, beim kostengünstigsten Ausbau der Energieversorgung des Landes spielen können.

Zurzeit besitzt Botsuana Stromerzeugungskapazitäten von 893 MW, von denen momentan jedoch nur 461 MW zur Verfügung stehen. Davon entfallen 300 MW auf das Kraftwerk Morupule B, 90 MW auf das Kraftwerk Orapa, 70 MW auf das Kraftwerk Matshelagabedi Alstom Power Rentals und 1,3 MW auf die PV-Anlage Phakalane. Morupule A (132 MW) wird zurzeit modernisiert.

Damit ist Botsuana in hohem Maße auf Stromimporte vom südafrikanischen Stromversorgungsunternehmen Eskom angewiesen und unterliegt einem hohen Risiko, dass die Importpreise von Eskom angehoben werden. Ferner bedeutet dies auch, dass Engpässe bei Eskom die Versorgungssicherheit des Landes ganz unmittelbar gefährden. Dies wiederum verdeutlicht, dass das Land dringend eigene Stromerzeugungskapazitäten aufbauen muss.

Zurzeit wird der maximale Strombedarf auf 681 MW geschätzt; bis 2025 rechnen Experten mit einem Anstieg auf 1.017 MW. Zu den morgendlichen und abendlichen Nachfragespitzen übersteigt der Bedarf stets die verfügbare Strommenge. BPC greift deshalb planmäßig auf Lastabwurf zurück, um den Bedarf an die verfügbaren Kapazitäten anzupassen. Bei Kunden mit einem Strombedarf von mehr als 50 MW kommt es vielfach zu unerwarteten Stromausfällen. Davon sind hauptsächlich Privathaushalte betroffen,

auf die ungefähr 20 Prozent der gesamten Stromnachfrage entfallen.

Die Photovoltaik bietet Botsuana die Chance, sich von Energieimporten unabhängiger zu machen und verstärkt im eigenen Land Strom zu erzeugen. PV-Anlagen können von privaten Unternehmen geplant und installiert werden, die dann den Strom im Rahmen eines Take-or-Pay-Stromabnahmevertrages über die gesamte Laufzeit der Anlage an den Endverbraucher verkaufen.

Überblick Power Purchase Agreements (PPA)

Ein Power Purchase Agreement (PPA) regelt das Vertragsverhältnis zwischen einem Stromanbieter, dem IPP und dem Stromkäufer, dem Abnehmer. Ein solides PPA ist ein wichtiges Instrument der Projektfinanzierung, das durch die klare Festlegung der Einnahmequellen sowie der Rechte und Pflichten aller Beteiligten dazu beiträgt, das Risiko der Projektentwicklung zu minimieren. PPAs sind derzeit wie folgt aufgebaut:

- Der Entwickler ist Eigentümer der Energieerzeugungsanlage und errichtet und betreibt diese.
- Der Abnehmer nimmt dem Erzeuger den gesamten Strom zu einem festen Preis ab.
- Das Eigentum an der Energie geht am Lieferort auf den Abnehmer über.

Solarstrom-PPAs sind in der Regel als Take-or-Pay-Verträge gestaltet, bei denen sich der Käufer dazu verpflichtet, jeden Monat den gesamten vom Verkäufer erzeugten Strom (in kWh) abzunehmen. Der erzeugte Strom wird am vom Käufer kontrollierten Lieferort zur Abnahme bereitgestellt.

In der Regel sind alle mit diesem Vertragsverhältnis verbundenen Verträge (Darlehensvertrag, Netzanschlussvertrag, EPC-Vertrag usw.) auf das PPA abgestimmt. Das PPA dient dazu, alle kaufmännischen Bedingungen festzulegen, die den Stromverkauf an den Käufer beeinflussen. Der Vertrag dient ferner dazu, alle für das Projekt relevanten kaufmännischen Sachverhalte klar zu vereinbaren. Dazu gehören z. B. die Vertragslaufzeit, die Verpflichtungen zum Verkauf/Kauf des erzeugten Stroms, der Tarif, die Zahlungsbedingungen, die Rechte und Pflichten des Verkäufers und des Käufers, die Strafen bei Nicht-/Schlechterfüllung auf beiden Seiten sowie die Kündigungsbestimmungen. Bei Verzug greifen bestimmte Abhilfemaßnahmen, wie sie zwischen dem IPP, dem Abnehmer und den Eigenkapitalgebern vereinbart wurden, um eine Insolvenz des IPP zu verhindern. Über die Projektfinanzierung haben die Kreditgeber in der Regel einen gewissen Einfluss auf die Ausgestaltung des PPA. Dadurch können sie sicherzustellen, dass darin auch Risikominderungs- und weitere Kreditabsicherungsmaßnahmen berücksichtigt werden.

Für eine zufriedenstellende Risikoabsicherung der Kreditgeber können staatliche Wertpapiere oder Wertpapiere der entsprechenden Muttergesellschaften, ein ausreichender Versicherungsschutz gegen politische Risiken, Bankbürg-

Tabelle 17: Pflichten von Käufer und Verkäufer

	Pflichten
Verkäufer	• Der Verkäufer muss die PV-Anlage zur Stromerzeugung finanzieren und errichten. • Der Verkäufer muss die Einrichtungen, einschließlich der Anbindung an das Stromnetz, planen, beschaffen, bauen, errichten, installieren, testen, in Betrieb nehmen und finanzieren. • Die Anlage muss die Anforderungen des PPA, die Planungs- und Ausrüstungsvorgaben, die einschlägigen Rechtsvorschriften sowie die Regeln der guten Stromversorgungspraxis erfüllen. • Der Verkäufer hat alle Betriebs- und Wartungsleistungen zu erbringen. • Der Verkäufer stellt dem Käufer rechtzeitig zutreffende Planungs- und Betriebsdaten zur Verfügung.
Käufer	• Der Käufer kauft den erzeugten Strom im Rahmen eines Take-or-Pay-Vertrags. • Der Käufer stellt regelmäßig seine aktuelle Lastkurve sowie Angaben zu geplanten Lastzunahmen und Lastausfallzeiten bereit. • Der Käufer übergibt dem Verkäufer konforme Liefer- und Betriebsanweisungen. • Für den Fall, dass seitens des Käufers unvorhergesehene Schwierigkeiten auftreten, übergibt dieser dem IPP ausreichende Garantien (Bonitätsverbesserung), damit der Verkäufer die Projektfinanzierung gewährleisten kann.

Quelle: CRINOMET 2017

schaften ausländischer Institute und Barrücklagenkonten zur Besicherung offener Verbindlichkeiten verwendet werden. Aus Sicht der Kreditgeber ist die Bonität Botsuanas so gut, dass der Staat Bürgschaften für BPC übernehmen kann. Dabei zählen die Kosten für Weichwährungskapital zur privaten Finanzierung von IPPs zu den geringsten in ganz Afrika.

Wenn es einen Hauptkreditgeber gibt, können der IPP und BPC ein PPA Term Sheet abschließen, das die aufschiebenden Bedingungen des Hauptkreditgebers enthält, und dieses Dokument später in das endgültige Power Purchase Agreement umwandeln.

Ungeachtet etwaiger Bonitätsverbesserungen, wird das Zusammenwirken von Käufer und Verkäufer unter dem PPA durch die folgenden in Tabelle 18 aufgeführten Punkte bestimmt:

Kaufmännische Analyse

In diesem Abschnitt werden zentrale finanzielle Annahmen dargestellt und die wichtigsten Ergebnisse der kaufmännischen Machbarkeitsanalyse für ein Hybrid-Elektrizitätskraftwerk mit PV-Anlage und ESS vorgestellt.

Anhand einer Finanzanalyse wird ermittelt, ob und inwieweit die geplante PV-Anlage wirtschaftlich ist. Dabei werden der zu erwartende Investitionsbedarf, die Betriebs- und Wartungskosten sowie die Umsatzerlöse über die Projektlaufzeit berücksichtigt.

Tabelle 18: Ausgangsparameter für ein Finanzierungsmodell für PV-Anlagen

Zentrale Parameter	
Allgemeine Projektdaten	• Anlagengröße (installierte Kapazität) • Projektlaufzeit
Technische Daten	• projektspezifischer Ertrag • Leistungsabfallrate PV-Module • Transformations- und Übertragungsverluste
Investitions-aufwand	• schlüsselfertiger EPC-Preis • Grund und Boden • Entwicklungskosten • Due-Diligence-Kosten Kreditgeber • Arrangement- und Bereitstellungsentgelte des Kreditgebers • Rechts- und Verwaltungskosten • Kosten für Ersatzteile oder auszutauschende Wechselrichter • Kosten des ESS
Kapitalstruktur	• Verschuldungsgrad • Fremdkapitalkosten • Kreditbedingungen (Laufzeit, Kündigungsfrist, Tilgungszeitraum, Tilgungsprofil)
Erträge	• PPA-Preis (pro kWh) • PPA-Preissteigerungsrate
Aufwendungen	• Betriebs- und Wartungskosten • Pacht Grund & Boden • Wasserkosten • Anlagensicherung • Versicherungen • Buchhaltung und allgemeine Verwaltungskosten • Betriebskostensteigerungsrate • Abschreibungsplan • Umsatzsteuer • Körperschaftsteuer

Quelle: CRONIMET 2017

Ein gut konzipiertes Finanzmodell ist ein wichtiges und nützliches Instrument. Damit kann der Entwickler bankfähige PPA-Preise erreichen, der Kreditgeber kann feststellen, ob das Projekt in der Lage ist, den Schuldendienst zu tragen, und der Eigenkapitalgeber kann seine Rendite ermitteln. Tabelle 18 bietet einen Überblick über die Ausgangsparameter zur Entwicklung eines Finanzierungsmodells für PV-Anlagen.

Zur Finanzierung von PV-Anlagen werden meistens standardisierte Finanzierungslösungen eingesetzt, die in der Regel aus zwei Hauptkomponenten bestehen:

- Fremdkapital ohne bzw. mit begrenzten Regressansprüchen von multinationalen Finanzierungsinstitutionen, Entwicklungsfinanzierern (DFIs) und/oder kommerziellen Darlehensgebern.

- Eigenkapital von Eigenkapitalgebern, das über eine Projekt- oder Zweckgesellschaft eingebracht wird.

Bei einer Projektfinanzierungsstruktur achten die Fremdkapitalgeber zur Absicherung ihrer Tilgungs- und Zinsansprüche hauptsächlich darauf, dass der Cashflow und die Vermögenswerte des Projekts gesichert sind. Die Vermögenswerte bzw. die Bonität des IPPs sind dabei von nachgeordnetem Interesse. Die Bonität beruht zu einem großen Teil auf den Einnahmeströmen aus dem PPA. Daher sind langfristige Zusagen sowie vorhersehbare, konkrete Einnahmeströme für eine Projektfinanzierung ohne Regressansprüche unerlässlich. PV-Projekte eignen sich besonders gut für die Projektfinanzierung, da die PPAs üblicherweise als Take-or-Pay-Verträge ausgestaltet sind, bei denen der Abnehmer sich dazu verpflichtet, den gesamten von der PV-Anlage erzeugten Strom zum vereinbarten Preis abzunehmen, wodurch sowohl das Mengen- als auch das Preisrisiko gemindert wird.

Die dieser Studie zugrunde liegende kaufmännische Analyse beruht auf der Annahme, dass BPC der einzige Akteur ist, der Strom von privat finanzierten IPPs abnimmt. Es ist wichtig, dass man erkennt, welche Auswirkungen der Abnehmer auf die Projektstruktur und den endgültigen Preis pro Kilowattstunde hat. Je mehr Sicherheit ein Abnehmer dem IPP bietet, desto geringer ist das wahrgenommene Risikoniveau, wodurch die Fremdkapitalkosten des IPPs sinken. Der Vorteil, der daraus resultiert, dass die Kapitalkosten aufgrund des geringeren wahrgenommenen Risikos niedriger sind, wird in Form eines geringeren PPA-Preises teilweise an BPC weitergegeben. Der dieser Studie zugrundeliegende PPA-Preis wurde unter Berücksichtigung eines Wechselkursverhältnisses von 10,3637 USD/BWP bzw. von 10,9890 EUR/BWP (Stand: 28.02.2017) ermittelt. Alle Daten wurden der Website der Bank of Botswana entnommen. Jede Wechselkursänderung wirkt sich auf den PPA-Preis aus. Bis zur Unterzeichnung des EPC-Vertrags wird der Wechselkurs in der Regel nicht abgesichert.

Ferner wird der PPA-Preis von der Kapitalstruktur beeinflusst. Der interne Zinsfuß ist höher als der an die Fremdkapitalgeber zu zahlende Zinssatz. Eine niedrigere Verschuldung führt daher wegen des Leverage-Effekts zu einem höheren PPA-Preis. **Die endgültige Kapitalstruktur des IPP hängt von den Fremdkapitalgebern und deren finalen Bedingungen ab. Derzeit wird davon ausgegangen, dass der Eigenkapitalanteil von inländischen und/oder ausländischen Investoren aufgebracht wird, während null bis 75 Prozent der gesamten Projektkosten über Fremdkapital finanziert werden.**

Ein Projekt gilt nur dann als machbar, wenn die aus dem Projekt generierten Erträge die Betriebskosten und den Schuldendienst decken und darüber hinaus eine angemessene Eigenkapitalrendite bieten – und das zu einem Preis, der für BPC interessant ist.

In dieser kaufmännischen Analyse werden die drei verschiedenen Systeme betrachtet:

a) System 1: In der ersten Konfiguration ist nur eine PV-Anlage vorgesehen, die sich im Eigentum des IPP befindet und von diesem betrieben wird. Der erzeugte Solarstrom wird an einen Abnehmer verkauft.

b) System 2: Die zweite Konfiguration sieht eine PV-Anlage und einen Lithium-Ionen-ESS vor, die sich im Eigentum des IPP befinden. Der gesamte erzeugte Solarstrom wird im Rahmen eines PPA an den Abnehmer verkauft.

c) System 3: Die dritte Konfiguration sieht eine PV-Anlage mit einem Redox-Flow-ESS mit einer Kapazität von 4.000 kWh vor. Das ESS wird tagsüber geladen und gibt den gespeicherten Strom abends und nachts ab. Die gesamte Anlage befindet sich im Eigentum des IPP und wird von diesem betrieben.

Unten sind die Finanzierungsmöglichkeiten für die PV-Anlage in Seronga im Überblick dargestellt. Für jede der oben beschriebenen Konfigurationen wurden drei verschiedene Finanzierungsszenarien untersucht.

Für die Zwecke des Projekts wird eine Zweckgesellschaft errichtet. In diese Zweckgesellschaft werden die Eigenkapitaleinlagen der Gesellschafter und/oder das Fremdkapital eines inländischen Kreditgebers oder einer multinationalen Finanzierungsinstitution bzw. eines Entwicklungsfinanzierers eingebracht.

Die analysierten Szenarien ergeben sich wie folgt:

a) Szenario 1: 100 Prozent Eigenkapital (30 Prozent als Kapitaleinlage, 70 Prozent als Gesellschafterdarlehen)

b) Szenario 2: 50 Prozent Eigenkapital und 50 Prozent Fremdkapital

c) Szenario 3: 25 Prozent Eigenkapital und 75 Prozent Fremdkapital

Szenario 1: 100 Prozent Eigenkapital (30 Prozent Kapitaleinlage, 70 Prozent Gesellschafterdarlehen)

Tabelle 19 bietet einen Überblick über die Investitions- und Betriebskosten sowie den jährlichen Stromertrag der PV-Anlage in jeder der drei vorgestellten Systemkonfigurationen.

Die Investitionskosten für jedes der drei Systeme umfassen die Kosten für die Planung, Beschaffung und Installation der Technik sowie die Kosten für Rechtsberatungs- und Logistikleistungen und Versicherungen. Die Betriebskosten umfassen die gesamten Betriebs- und Wartungskosten, die Kosten für Verwaltung, Prüfungen und Berichte sowie die Sicherheits- und Wasserkosten.

Bei Installation eines Lithium-Ionen-ESS fallen über die Projektlaufzeit keine weiteren Betriebs- und Wartungskosten für das Energiespeichersystem an. Allerdings muss am Ende des 13. Betriebsjahres ein Teil der Batterien ausgetauscht werden. Es wurde davon ausgegangen, dass diese zusätzlichen Investitionsaufwendungen gesondert über Fremdkapital finanziert werden. Dafür wurden eine Laufzeit von vier Jahren und eine Verzinsung von 10,00 Prozent p.a. angesetzt.

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass sich die Zweckgesellschaft zu 30 Prozent aus Eigenkapitaleinlagen und zu 70 Prozent über Gesellschafterdarlehen finanziert. Der Eigenkapitalbeitrag wird von den Gesellschaftern der Zweckgesellschaft aufgebracht. Die Gesellschafterdarlehen haben eine Laufzeit von 15 Jahren und sind mit 13 Prozent p.a. verzinst.

In den Angaben zur Jahresstromproduktion ist ein Netzausfall von 0,8 Prozent berücksichtigt.

Tabelle 19: Szenario 1 – Kaufmännische Analyse

Szenario 1: 100 % Eigenkapital	System 1	System 2	System 3
Anlagengröße	PV-Anlage mit 960 kWp	PV-Anlage mit 1.200 kWp und Lithium-Ionen-ESS	PV-Anlage mit 1.800 kWp und Redox-Flow-ESS
Spezifischer Ertrag der PV-Anlage	2.129 kWh/kWp	1.953 kWh/kWp	1.908 kWh/kWp
Jährliche Solarstromproduktion	2.027 MWh	2.343 MWh	3.407 MWh
Projektlaufzeit	20	20	20
Betriebskosten der PV-Anlage gesamt	53.067 USD	62.221 USD	103.929 USD
Investitionskosten PV-Anlage gesamt	1.561.970 USD	2.320.828 USD	5.807.372 USD
Eigenkapitaleinlagen gesamt	468.591 USD	696.248 USD	1.742.212 USD
Gesellschafterdarlehen gesamt	1.093.379 USD	1.624.579 USD	4.065.160 USD

Quelle: CRONIMET 2017

Tabelle 20: Szenario 1 – Ergebnis der kaufmännischen Analyse

Kaufmännische Analyse	System 1	System 2	System 3
PV-PPA Preisszenario 1	**0,172 USD/kWh**	**0,229 USD/kWh**	**0,354 USD/kWh**
PV-PPA Preisanstieg	3,00 %	3,00 %	3,00 %
PPA-Laufzeit	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre

Quelle: eigene Zusammenstellung

Die Annahmen für das erste Szenario brachten folgende Ergebnisse:

In diesem Szenario erzeugt die PV-Anlage 2.027 bis 3.407 MWh Strom pro Jahr, wodurch BPC (der Abnehmer) jedes Jahr zwischen 540.000 und 920.000 Liter Diesel einspart. Die PV-Anlage bietet eine natürliche Absicherung gegen die stark schwankenden Preise für Dieselkraftstoff und liefert zuverlässig saubere Energie, deren Kosten sich in Abhängigkeit vom gewählten System auf 0,172 USD/kWh bis 0,354 USD/kWh belaufen. Anders als die sehr volatilen Preise für Dieselkraftstoff steigt der PPA-Preis um drei Prozent pro Jahr oder um die Teuerungsrate des in Botsuana geltenden Verbraucherpreisindex, wobei die höhere dieser beiden Steigerungsraten maßgeblich ist. Der PPA-Preis ergibt sich aus den oben aufgeführten Projektkosten und der Kapitalstruktur für jedes der drei Systeme.

Der IPP verkauft den erzeugten Strom im Rahmen eines nach dem Take-or-Pay-Prinzip funktionierenden PPA-Vertrags über eine Laufzeit von 20 Jahren an BPC.

Szenario 2: 50 Prozent Eigenkapital, 50 Prozent Fremdkapital

Tabelle 21 bietet einen Überblick über die Investitions- und Betriebskosten für jedes System und die verschiedenen Finanzierungsszenarien. Es wurde von einer Projektlaufzeit von 20 Jahren ausgegangen, in der die Zweckgesellschaft den erzeugten Strom an BPC verkauft (den Abnehmer).

In diesem Szenario beruht die Finanzierung auf dem Eigenkapital der Projektfinanzierer und zu 50 Prozent auf Projektfinanzierungen, die von inländischen Geldgebern oder multinationalen Finanzinstitutionen/Entwicklungsfinanzierern bereitgestellt werden. Bei den vorrangig besicherten Verbindlichkeiten handelt es sich um Darlehen mit einer Laufzeit von 15 Jahren und einer Verzinsung von zehn Prozent p.a. Aufgrund des Leverage-Effekts wird das Projekt für Investoren attraktiver.

Durch die Einbindung von Fremdkapital in die Kapitalstruktur steigen die Investitionsaufwendungen für das

Tabelle 21: Szenario 2 – Kaufmännische Analyse

Szenario 2: 50 % Eigenkapital, 50 % Fremdkapital	System 1	System 2	System 3
Anlagengröße	PV-Anlage mit 960 kWp	PV-Anlage mit 1.200 kWp und Lithium-Ionen-ESS	PV-Anlage mit 1.800 kWp und Redox-Flow-ESS
Spezifischer Ertrag der PV-Anlage	2.129 kWh/kWp	1.953 kWh/kWp	1.908 kWh/kWp
Jährliche Solarstromproduktion	2.027 MWh	2.343 MWh	3407 MWh
Projektlaufzeit	20	20	20
Betriebskosten gesamt	53.067 USD	62.221 USD	103.929 USD
Investitionskosten PV-Anlage gesamt	1.727.663 USD	2.489.381 USD	5.989.061 USD
Eigenkapitaleinlagen gesamt	863.832 USD	1.244.690 USD	2.994.530 USD
Fremdkapital	863.832 USD	1.244.690 USD	2.994.530 USD
Laufzeit Fremdkapital	15	15	15
Fremdkapitalkosten	10,00 %	10,00 %	10,00 %

Quelle: eigene Zusammenstellung

Tabelle 22: Szenario 2 – Ergebnis der kaufmännischen Analyse

Kaufmännische Analyse	System 1	System 2	System 3
PV-PPA Preisszenario 2	**0,153 USD/kWh**	**0,185 USD/kWh**	**0,294 USD/kWh**
PV-PPA Preisanstieg	3,00 %	3,00 %	3,00 %
PPA-Laufzeit	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre

Quelle: CRONIMET 2017

Projekt, weil durch die technischen und rechtlichen Due-Diligence-Prüfungen und Arrangement-Entgelte des Fremdkapitalgebers sowie die Vertragsabschlussgebühren Kosten entstehen. Wie bei dem nur aus einer PV-Anlage beruhenden System werden die Systeme mit ESS sowohl mit Fremd- als auch mit Eigenkapital finanziert. Die Betriebsaufwendungen für jedes der drei Systeme sind genauso hoch wie im vorherigen Szenario und steigen in Einklang mit der Inflationsrate des Landes um 3,00 Prozent pro Jahr.

Die Projektanalyse unter Zugrundelegung der oben genannten Angaben führte zu folgenden Ergebnissen:

Auf der Grundlage der oben beschriebenen Projektmerkmale für jedes System und unter der Annahme, dass das Projekt zu 50 Prozent mit Eigenkapital und zu 50 Prozent mit Fremdkapital finanziert wird, ist zu erwarten, dass der PPA-Preis in Abhängigkeit von der gewählten Technologie zwischen 0,153 USD/kWh und 0,294 USD/kWh liegt. Je höher der Fremdkapitalanteil, desto geringer sind natürlich die gewichteten Kapitalkosten der Zweckgesellschaft, sodass ein geringerer PPA-Preis möglich ist.

Szenario 3: 25 Prozent Eigenkapital, 75 Prozent Fremdkapital

Im dritten Finanzierungsszenario wurde eine Kapitalstruktur mit 25 Prozent Eigenkapital und 75 Prozent Fremdkapital zugrunde gelegt. Der Fremdkapitalanteil wird von der Zweckgesellschaft als Projektfinanzierung mit 15-jähriger Laufzeit zu einem Festzins von zehn Prozent p.a. aufgenommen. Dieses letzte Szenario ist für Investoren am interessantesten, weil sich dadurch ihr Risiko verringert und gleichzeitig die Projektrendite steigt.

Ähnlich wie in den beiden vorherigen Szenarien werden in den Projektinvestitionsaufwendungen alle Kosten für die Errichtung der PV-Anlage (und des ESS, wenn ein ESS vorgesehen ist) sowie sämtliche Rechtsberatungs-, Fremdkapitalgeber- und Versicherungskosten berücksichtigt. Die Betriebskosten sind für jedes System gleich, so wie in den Szenarien 1 und 2 beschrieben.

In Tabelle 24 sind die Projektergebnisse mit den in Tabelle 23 dargestellten Annahmen im Überblick dargestellt.

Tabelle 23: Szenario 3 – Kaufmännische Analyse

Szenario 3: 25 % Eigenkapital, 75 % Fremdkapital	System 1	System 2	System 3
Anlagengröße	PV-Anlage mit 960 kWp	PV-Anlage mit 1.200 kWp und Lithium-Ionen-ESS	PV-Anlage mit 1.800 kWp und Redox-Flow-ESS
Spezifischer Ertrag der PV-Anlage	2.129 kWh/kWp	1.953 kWh/kWp	1.908 kWh/kWp
Jährliche Solarstromproduktion	2.027 MWh	2.343 MWh	3.407 MWh
Projektlaufzeit	20	20	20
Betriebskosten gesamt	53.067 USD	62.221 USD	103.929 USD
Investitionskosten PV-Anlage gesamt	1.730.924 USD	2.494.079 USD	6.000.364 USD
Eigenkapitaleinlagen gesamt	432.731 USD	623.520 USD	1.500.091 USD
Fremdkapitalfinanzierung	1.298.193 USD	1.870.559 USD	4.500.273 USD
Laufzeit Fremdkapital	15	15	15
Fremdkapitalkosten	10,00 %	10,00 %	10,00 %

Quelle: CRONIMET 2017

Tabelle 24: Szenario 3 – Ergebnis der kaufmännischen Analyse

Kaufmännische Analyse	System 1	System 2	System 3
PV-PPA Preisszenario 3	**0,138 USD/kWh**	**0,165 USD/kWh**	**0,261 USD/kWh**
PV-PPA Preisanstieg	3,00 %	3,00 %	3,00 %
PPA-Laufzeit	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre

Quelle: CRONIMET 2017

Der PPA-Preis beläuft sich bei den Kosten und der Kapitalstruktur, die oben genannt werden, auf 0,128 USD/kWh bis 0,261 USD/kWh. Dieses Szenario bietet den Projektinvestoren die höchsten Renditen. Daher dürften multinationale und Entwicklungsfinanzierer großes Interesse an einem Projekt dieser Größenordnung und mit diesem Risikoprofil zeigen.

Kumulierte Einsparungen

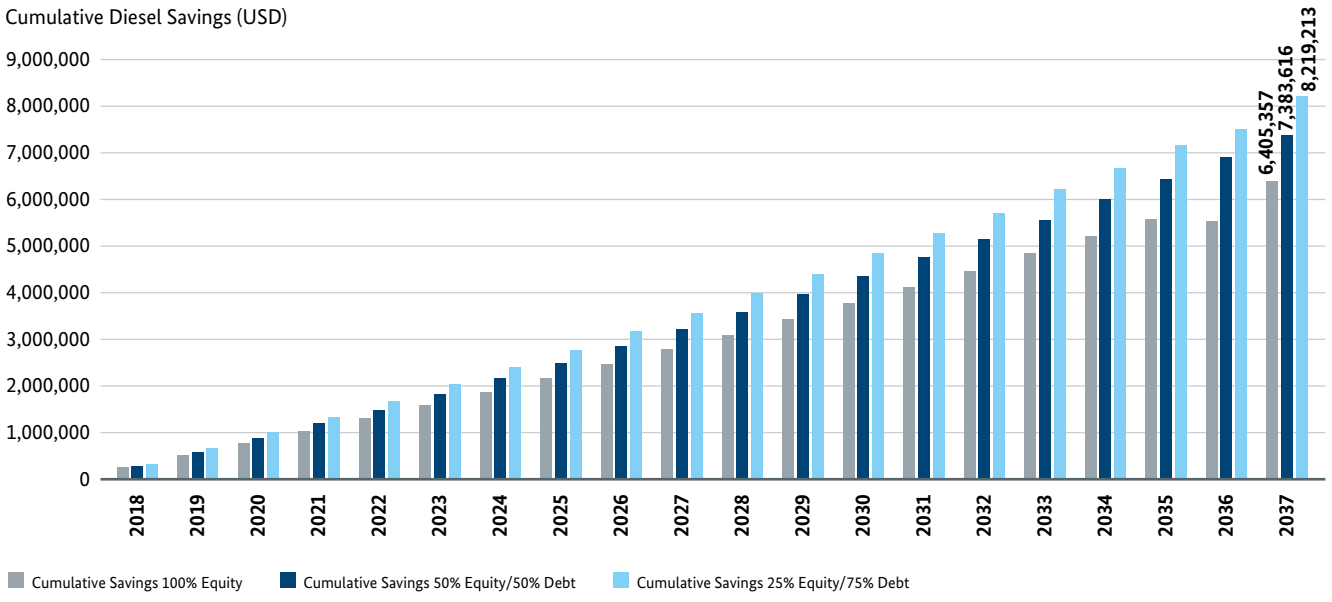
In diesem Abschnitt wird dargestellt, welche Einsparungen (in USD) der Abnehmer mit jedem der Systeme erzielen kann, weil durch die Anlage der Verbrauch von Dieselkraftstoff verringert wird. Für die Berechnung werden ein Dieselkraftstoffpreis von 1,09 USD/Liter und eine jährliche Preissteigerung von drei Prozent über die gesamte Projektlaufzeit angenommen. Beim Kraftstoffpreis handelt es sich um den Literpreis an der Tankstelle ohne Berücksichtigung von staatlichen Nachlässen.

Die Analyse der Einsparungen zeigt, dass die Kosten des Abnehmers für Dieselkraftstoff durch die Errichtung einer PV-Anlage deutlich zurückgehen. Zur Ermittlung des Kostenrückgangs wurde die Entwicklung des Dieselpreises über die gesamte Projektlaufzeit prognostiziert.

System 1: Einsparungen bei einer 960-kWp-PV-Anlage

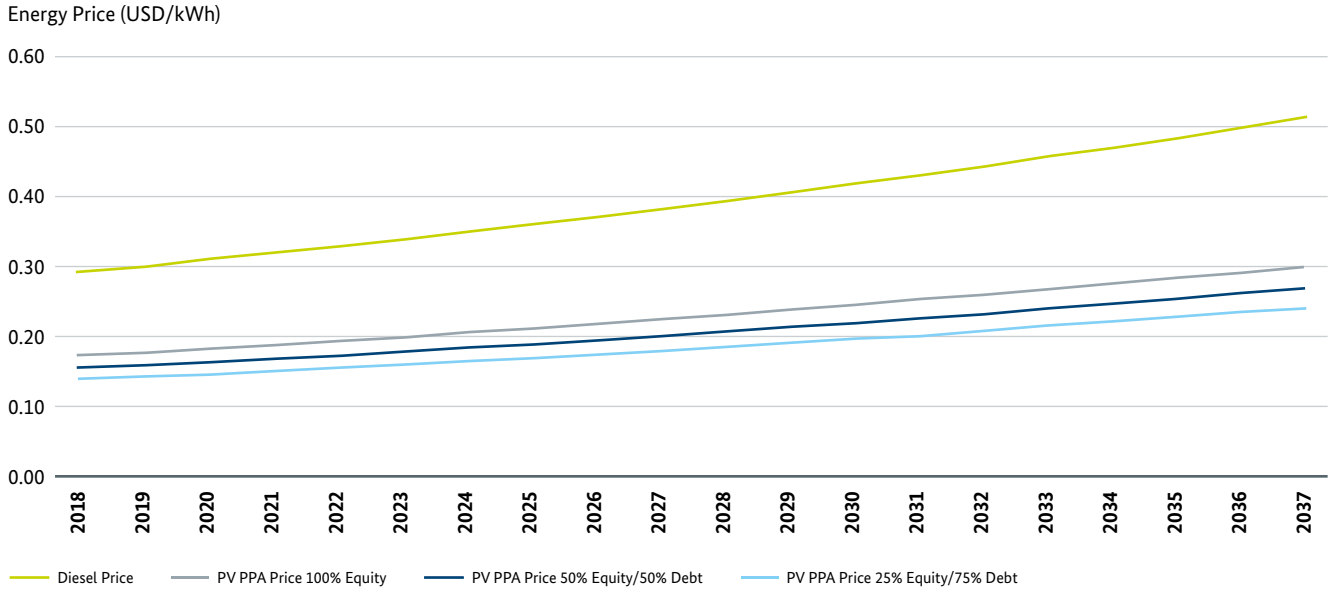
Auf der Grundlage der für die gesamte Laufzeit des PPA durchgeführten Analyse zeigt sich, dass BPC den Dieselkraftstoffverbrauch mithilfe der PV-Anlage erheblich senken kann. Allein im ersten Jahr könnten etwa 540.000 Liter Dieselkraftstoff und die entsprechenden Kosten eingespart werden.

Abbildung 28: Kumulierte Einsparungen bei einer 960-kWp-PV-Anlage



Quelle: CRONIMET 2017

Abbildung 29: 960-kWp-PV-Anlage – Szenarien für die Energiepreisentwicklung



Quelle: CRONIMET 2017

Wie aus der vorstehenden Grafik hervorgeht, würde die Ersparnis durch die 960-kWp-PV-Anlage bei einer 100-prozentigen Eigenkapitalfinanzierung etwa 6,4 Millionen USD betragen; im Szenario 2 läge die Ersparnis bei 7,4 Millionen USD und bei einer Finanzierung mit 25 Prozent Eigenkapital und 75 Prozent Fremdkapital bei 8,2 Millionen USD.

Dies zeigt, dass die PV-Anlage nicht nur eine ebenso zuverlässige wie saubere Stromversorgung gewährleistet, sondern auch den Dieselkraftstoffverbrauch von BPC senkt und den Aktionären von BPC zu einem höheren freien Cashflow verhilft.

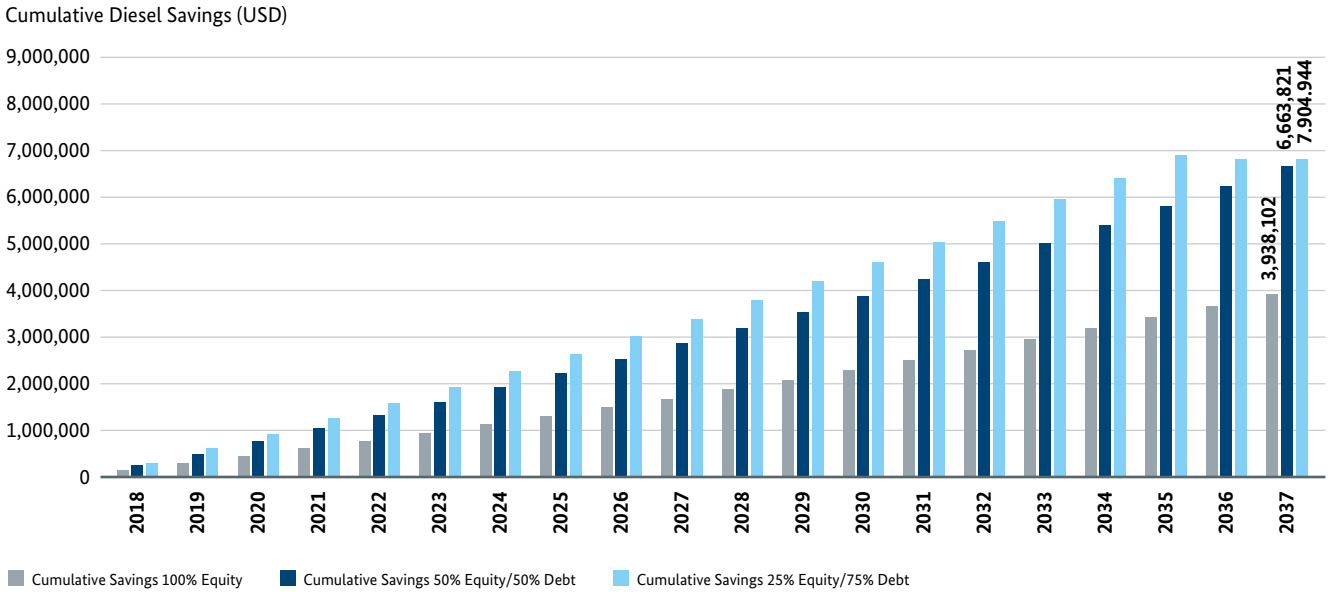
In der oben dargestellten Grafik wird der Dieselpreis pro kWh mit dem Energiepreis je kWh verglichen, der bei einer 960-kWp-PV-Anlage in jedem der drei analysierten Finanzierungsszenarien anfällt. Je höher der Fremdkapitalanteil des Projekts, desto geringer der PPA-Preis und desto höher die Einsparungen für den Abnehmer des Solarstroms. In Abhängigkeit von der Kapitalstruktur des Projekts ist der PPA-Preis je Kilowattstunde im ersten Jahr um 41 bis 53 Prozent geringer als der angenommene Dieselkraftstoffpreis von 1,09 USD/Liter bzw. 0,29 USD/kWh. Dieses Verhältnis bleibt über die gesamte Projektlaufzeit unverändert.

System 2: Einsparungen bei einer 1.200-kWp-PV-Anlage mit Lithium-Ionen-ESS

Die folgende Grafik bezieht sich auf eine 1.200-kWp-PV-Anlage mit Lithium-Ionen-ESS. Die Annahmen für die Dieselkraftstoffpreise bleiben dieselben wie beim zuvor dargestellten System.

Abbildung 30 zeigt, dass mit einem ESS in Abhängigkeit vom Finanzierungsszenario Dieselkraftstoff im Wert von 3,9 bis 7,9 Millionen USD eingespart werden kann. Die kumulierten Einsparungen über 20 Jahre sind geringer als die Einsparungen, die mit einer PV-Anlage ohne ESS erreichbar sind. Der Grund dafür, dass die Einsparungen geringer ausfallen, sind die hohen Kosten für das ESS. Allerdings dürften diese Kosten in den nächsten Jahren wegen des wachsenden Markts für Speicherlösungen und des technischen Fortschritts sinken.

Abbildung 30: Kumulierte Einsparungen bei einer 1.200-kWp-PV-Anlage mit Lithium-Ionen-ESS

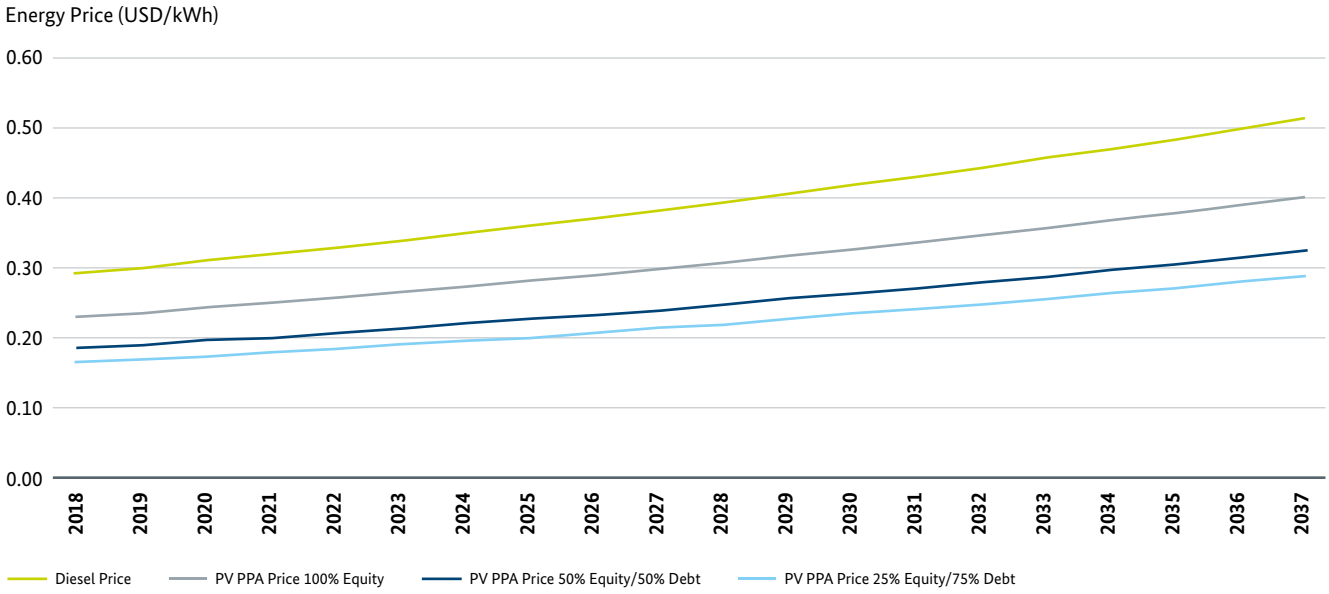


Quelle: CRONIMET 2017

Abbildung 31 zeigt, wie sich die Stromkosten je generierter Einheit bei einer 1.200-kWp-PV-Anlage mit Lithium-Ionen-ESS und einem reinen Dieselkraftwerk verhalten. Dabei werden für die PV-Anlage alle drei Finanzierungsszenarien berücksichtigt.

In der Grafik werden der Dieselkraftstoffpreis pro kWh und der Strompreis (PPA-Preis) dargestellt, der mit einer 1.200-kWp-Anlage mit Lithium-Ionen-ESS in jedem der drei Finanzierungsszenarien erreichbar ist.

Abbildung 31: 1.200-kWp-PV-Anlage mit Lithium-Ionen-ESS – Strompreisentwicklung für verschiedene Szenarien



Quelle: CRONIMET 2017

Der PPA-Preis ergibt sich aus allen für die Errichtung der PV-Anlage und des ESS anfallenden Investitionskosten, den jährlichen Betriebskosten, der Projektlaufzeit sowie der Kapitalstruktur des Projekts. Wird die PV-Anlage um ein Energiespeichersystem ergänzt, so steigt der Abstand zwischen den Stromkosten und den Dieselkraftstoffkosten deutlich an. Dabei ist jedoch zu beachten, dass wegen der hohen Batteriekosten auch der Strompreis je kWh steigt.

Wie die Grafik oben zeigt, lässt sich mit der PV-Anlage und einem Lithium-Ionen-ESS der angenommene Dieselkraftstoffpreis pro kWh je nach Finanzierungsstruktur allein im ersten Jahr um 22 bis 44 Prozent senken.

System 3: Einsparungen bei einer 1.800-kWp-PV-Anlage mit Redox-Flow-ESS

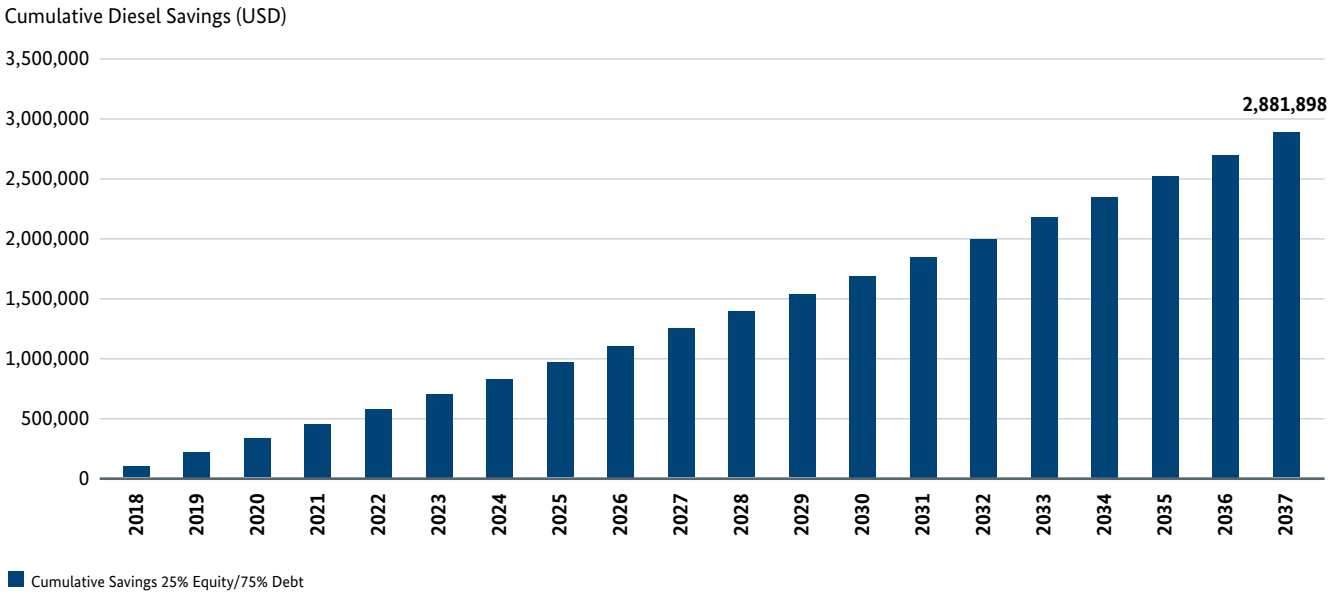
Abbildung 32 bietet einen Überblick über die Einsparungen an Dieselkraftstoff, die sich mit einer 1.800-kWp-Anlage mit Redox-Flow-ESS erreichen lassen. Aufgrund der hohen Kosten für eine Redox-Flow-Batterie sinkt der PPA-Preis erst im dritten Finanzierungsszenario (25 Prozent Eigenkapital, 75 Prozent Fremdkapital) unter den Preis für Dieselkraftstoff. Wird dieses Szenario gewählt, lassen sich mit der 1.800-kWp-PV-Anlage mit Redox-Flow-ESS die Stromkosten des Abnehmers über die 20-jährige Projektlaufzeit um 2,9 Millionen USD senken.

Die folgende Grafik zeigt im Detail, welche Entwicklung für den PPA- und den Dieselkraftstoffpreis pro kWh über 20 Jahre zu erwarten ist.

Die Abbildung unten zeigt die Strompreise, die mit einer 1.800-kWp-PV-Anlage mit Redox-Flow-ESS in jedem der drei Szenarien erreichbar sind, sowie den prognostizierten Strompreis je Einheit bei Stromerzeugung mit Dieselgeneratoren.

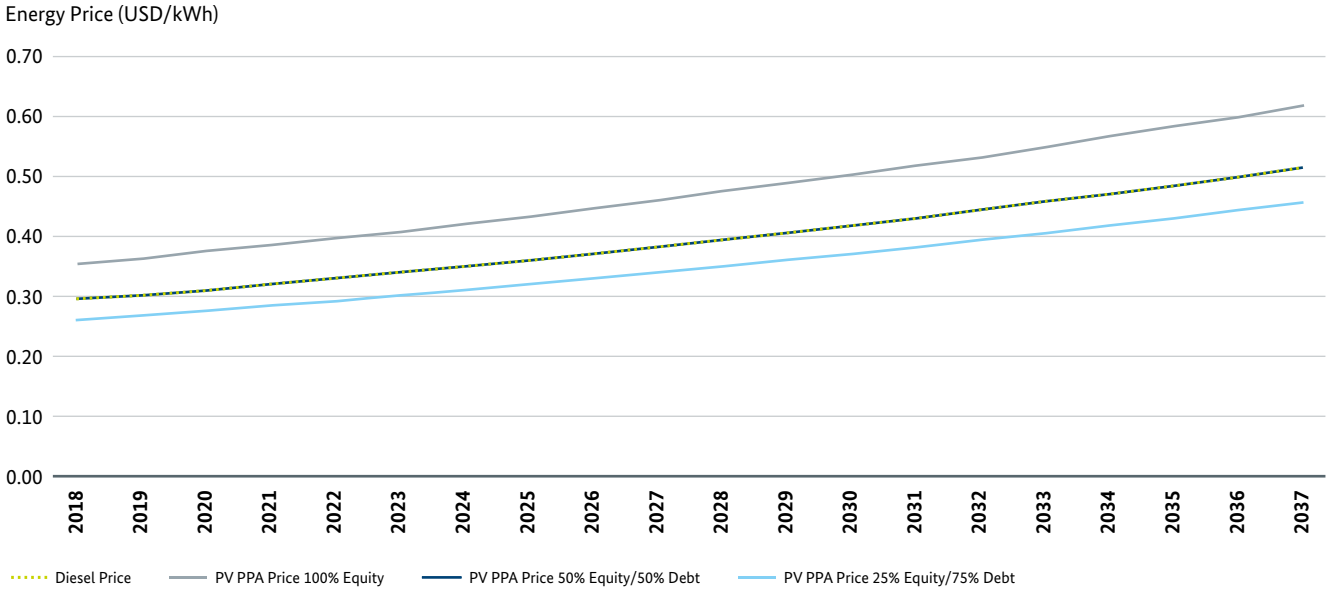
Der PPA-Preis liegt zwischen 0,261 USD/kWh und 0,354 USD/kWh, wobei der niedrigste Preis in dem Finanzierungsszenario erreicht wird, das den höchsten Fremdkapitalanteil vorsieht. In diesem dritten Finanzierungsszenario liegt der durchschnittliche PPA-Preis über die gesamte Projektlaufzeit zu jedem Zeitpunkt unter den Dieselkraftstoffkosten. Im zweiten Finanzierungsszenario (50 Prozent Eigenkapital, 50 Prozent Fremdkapital) liegt der PPA-Preis über die Projektlaufzeit etwa auf Höhe der Dieselkraftstoffkosten. Bei der Abschätzung der Energiepreise wurde von drei Prozent Preissteigerung pro Jahr ausgegangen. Zu beachten ist, dass der Preis für Dieselkraftstoff ebenso großen wie unvorhersehbaren Schwankungen

Abbildung 32: Kumulierte Einsparungen bei einer 1.800-kWp-PV-Anlage mit Redox-Flow-ESS



Quelle: CRONIMET 2017

Abbildung 33: 1.800-kWp-PV-Anlage mit Redox-Flow-ESS – Strompreisentwicklung für verschiedene Szenarien



Quelle: CRONIMET 2017

unterliegt, während der PPA-Preis kontinuierlich um drei Prozent pro Jahr steigt bzw. sich in Einklang mit dem Verbraucherpreisindex von Botsuana entwickelt.

Von den drei analysierten Systemen weist die 960-kWp-PV-Anlage den niedrigsten PPA-Preis und über die Projektlaufzeit die höchsten kumulierten Energiekosteneinsparungen auf. Wegen der unterschiedlichen Kapitalstrukturen ändert sich auch der PPA-Preis. Je höher der Fremdkapitalanteil, desto niedriger der PPA-Preis und umgekehrt. Der interne Zinsfuß ändert sich in Abhängigkeit vom Verschuldungsgrad.

Vergleich der Ergebnisse der kaufmännischen Analyse

Gegenstand der kaufmännischen Analyse für den Standort Seronga waren drei mögliche Stromerzeugungsanlagen: eine reine PV-Anlage, eine PV-Anlage mit Lithium-Ionen-ESS und eine PV-Anlage mit Redox-Flow-ESS. Darüber hinaus wurden für jede Anlage drei Finanzierungsszenarien betrachtet. Die Ergebnisse dieser Analysen sind in Tabelle 25 dargestellt.

Die Vergleichstabelle zeigt, dass die 960-kWp-Anlage den geringsten PPA-Preis bietet, der in jedem der drei Szenarien zwischen 0,138 USD/kWp und 0,172 USD/kWp liegt. Gleichzeitig ist bei dieser Anlage das kumulative Einsparpotenzial mit 6,4 bis 8,2 Millionen USD am höchsten. Zwar hat die PV-Anlage mit Lithium-Ionen-ESS in jedem Finanzierungsszenario einen geringfügig höheren PPA-Preis, doch aufgrund der größeren Kapazität der Anlage kann BPC immer noch erhebliche Einsparungen erzielen, die je nach Finanzierungsszenario zwischen 3,9 und 7,9 Millionen USD liegen.

Zwar mag die Kombination aus PV-Anlage und Energiespeichersystem unter den derzeitigen Rahmenbedingungen auf den ersten Blick nicht so attraktiv wirken, doch ist zu beachten, dass sich die Energiespeichertechnik gerade rasant weiterentwickelt und dass die Nachfrage nach Batterien in Zukunft erheblich steigen wird. Dies wiederum wird zu rückläufigen Batteriepreisen führen. Schätzungen zufolge wird der Preis für Flow-Batterien bis 2020 von 465 USD/kWh auf 350 USD/kWh und der Preis für Lithium-Ionen-Batterien von 350 USD/kWh auf 200 USD/kWh sinken. Dies entspricht einem Rückgang von 25 bzw. 43 Prozent (IRENA, 2015).

Die Batteriespeichertechnik hat enorme Fortschritte im Hinblick auf Kosten und Wirkungsgrad gemacht. Angesichts der sinkenden Kosten für Batterien dürften PV-Anlagen mit Energiespeichersystemen in den nächsten Jahren kostengünstiger werden. Um diesen Trend zu nutzen, sollten in naher Zukunft weitere Studien zur Machbarkeit sowie zu den Kosten und Vorteilen von Batteriesystemen durchgeführt werden.

Tabelle 25: Vergleich der drei Stromerzeugungslösungen für den Standort Seronga

Datensatz	System 1	System 2	System 3
Anlagengröße	PV-Anlage mit 960 kWp	PV-Anlage mit 1.200 kWp und Lithium-Ionen-ESS	PV-Anlage mit 1.800 kWp und Redox-Flow-ESS
Batteriegröße	-	419 kWh	4.000 kWh
Spezifischer Ertrag der PV-Anlage	2.129 kWh/kWp	1.953 kWh/kWp	1.908 kWh/kWp
Jährliche Solarstromproduktion	2.027 MWh	2.343 MWh	3.407 MWh
Projektlaufzeit	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
Laufzeit Fremdkapital	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre
PPA-Preisanstieg p.a.	3,00 %	3,00 %	3,00 %
Dieselkraftstoffpreis je Liter	1,09 USD/Liter	1,09 USD/Liter	1,09 USD/Liter
Szenario 1: 30 % Eigenkapital, 70 % Gesellschafterdarlehen			
Investitionskosten PV-Anlage gesamt	1.561.970 USD	2.320.828 USD	5.807.372 USD
Eigenkapitaleinlage	468.591 USD	696.248 USD	1.742.212 USD
Gesellschafterdarlehen	1.093.379 USD	1.624.579 USD	4.065.160 USD
PPA-Preis	**0,172 USD/kWh**	**0,229 USD/kWh**	**0,354 USD/kWh**
Kumulierte Einsparungen	**6.405.357 USD**	**3.938.102 USD**	**-**
Szenario 2: 50 % Eigenkapital, 50 % Fremdkapital			
Investitionskosten PV-Anlage gesamt	1.727.663 USD	2.489.381 USD	5.989.061 USD
Eigenkapitaleinlage	863.832 USD	1.244.690 USD	2.994.530 USD
Fremdkapital	863.832 USD	1.244.690 USD	2.994.530 USD
PPA-Preis	**0,153 USD/kWh**	**0,185 USD/kWh**	**0,294 USD/kWh**
Kumulierte Einsparungen	**7.383.616 USD**	**6.663.821 USD**	**-**
Szenario 3: 25 % Eigenkapital, 75 % Fremdkapital			
Investitionskosten PV-Anlage gesamt	1.730.924 USD	2.494.079 USD	6.000.364 USD
Eigenkapitaleinlage	432.731 USD	623.520 USD	1.500.091 USD
Fremdkapital	1.298.193 USD	1.870.559 USD	4.500.273 USD
PPA-Preis	**0,138 USD/kWh**	**0,165 USD/kWh**	**0,261 USD/kWh**
Kumulierte Einsparungen	**8.219.213 USD**	**7.904.944 USD**	**2.881.898 USD**

Quelle: CRONIMET 2017

Die BPC könnte ihre Stromkosten durch einen geringeren PPA-Preis weiter senken, wenn die PV-Anlage in großtechnischem Maßstab mit einer Kapazität von zehn MW oder mehr realisiert würde. Dies würde 20 bis 30 Einzel-PV-Anlagen im Rahmen eines PPA-Vertrags entsprechen.

Im Unterschied zu einer Einzel-PV-Anlage würde eine großtechnische Anlage von Größenvorteilen profitieren. Die Kostenvorteile von großtechnischen PV-Anlagen ergeben sich hauptsächlich aus der Verteilung der fixen Transaktions- und Entwicklungskosten auf eine größere MW-Kapazität, geringeren Stückkosten für PV-Module und Wechselrichter sowie Größenvorteilen bei Bau- und gemeinsam genutzten Dienstleistungen (z. B. Wartung und Betrieb) sowie bei Versicherungs- und Verwaltungskosten.

Hinzu kommt, dass der höhere Kapitalbedarf zur Finanzierung von größeren Projekten oder großen Portfolios mit zahlreichen kleineren Projekten (wie bspw. Immobilien) diese für eine größere Anzahl von Investoren und Finanzierern von Infrastrukturprojekten interessant macht. In einem wettbewerbsintensiven Umfeld können großtechnische Projekte mehr Fremdkapital mobilisieren und geringere Kapitalkosten erreichen, was wiederum die Gesamtrendite des Projekts vorteilhaft beeinflusst.

Literatur

(1) Meteonorm (Online). Available: http://meteonorm.com/en/.

(2) PV Watts, National Renewable Energy Laboratory (NREL), (Online). Available: https://pvwatts.nrel.gov/.

(3) SolarGIS, (Online). Available: http://solargis.info/.

(4) B. Müller, Diffuse Verhältnisse bei der Einstrahlung? Über die Eingangsdaten von Ertragsprognosen in 22. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2007.

(5) A. Jakhrani, Estimation of Incident Solar Radiation on Tilted Surface by Different Empirical Models International Journal of Scientific and Research Publications, vol. 2, pp. 1-6, 2012.

(6) M. Mani and R. Pillai, Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 14, pp. 3124-3131, 2010.

(7) S. Mekhilef, R. Saidur and M. Kamalisarvestani, Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, pp. 2920-2925, 2012.

(8) M. Widman, Let the light shine through, PV magazine, 2012.

(9) M. Zorrilla-Casanova, J. Carretero, P. Bernaola, P. Carpena, L. Mora-López and M. Sidrach-de-Cardona, Analysis of dust losses in photovoltaic modules, Photovoltaic technology in World renewable energy Congress, Linköping, Sweden, 2011.

(10) Surface meteorology and Solar Energy, NASA, (Online). Available: https://power.larc.nasa.gov/.

(11) B. Gwandu and D. Creasey, Humidity: A factor in the appropriate positioning of a photovoltaic power station, Renewable Energy, vol. 6, pp. 313-316, 1995.

(12) R. Perez, A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces Solar Energy, vol. 39, pp. 221-231, 1987.

(13) IEC-61215: Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval.

(14) IEC-61646: Thin film silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval.

(15) K. Akhmad, Outdoor performance of amorphous silicon and polycrystalline silicon PV modules Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 46, pp. 209-218, 1997.

(16) A. Labouret and M. Villoz, Solar photovoltaic energy, Stevenage: The Institution of Engineering and Technology, 2010.

(17) J. Cano, Photovoltaic Modules: Effect of Tilt Angle on Soiling, Arizona State University, 2011.

(18) Utility Scale Solar Power Plants: A Guide for developers and Investors, International Finance Corporation, 2012.

(19) Frauenhofer, Photovoltaics Report, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Freiburg, 2014.

(20) L. El-Chaar, L. Lamont and N. Elzein, PV Technology – Industry update in IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010.

(21) W. Mieke, Hot climate performance comparison between poly-crystalline and amorphous silicon cells connected to an utility mini-grid in 36th Annual Conference of the Australian and New Zealand Solar Energy Society, Christchurch, New Zealand, 1998.

(22) J. Dekker, Investigating the effects of solar modelling using different solar irradiation data sets and sources within South Africa, Solar Energy, vol. 86, pp. 2354-2365, 2012.

(24) M. Vázquez and I. Rey-Stolle, Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 16, pp. 419-433, 2008.

(25) T. Markvart and L. Castaner, Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications, Elsevier Ltd., 2003.

(26) A. Doni, F. Dughiero and A. Lorenzoni, A comparison between thin film and c-Si PV technologies for MW size applications, in 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010.

(27) S. Kurtz, Evaluation of high – temperature exposure of photovoltaic modules, Progress in photovoltaics: Research and applications, vol. 19, pp. 954-965, 2011.

(28) A. Dolara, Experimental investigation of partial shading scenarios on PV (photovoltaic) modules, Energy, vol. 55, pp. 466-475, 2013.

www.german-energy-solutions.de

www.bmwi.de