



# KAP VERDE - Effizientes Netzmanagement und Speichermöglichkeiten

## Zielmarktanalyse 2017

[www.german-energy-solutions.de](http://www.german-energy-solutions.de)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## Impressum

### **Herausgeber**

AHK Portugal

Av. da Liberdade, 38 – 2º; 1269-039 Lissabon

T: +351 213 211 200 F: +351 213 467 150

E: [info@ccila-portugal.com](mailto:info@ccila-portugal.com)

Web: [www.ccila-portugal.com](http://www.ccila-portugal.com)

### **Stand**

17. Februar 2017

### **Druck**

AHK Portugal

### **Gestaltung und Produktion**

AHK Portugal

### **Bildnachweis**

SHUTTERSTOCK

### **Redaktion**

Abteilung Marktberatung und Marketing

Paulo Azevedo

Tel.: (+351) 213 211 204

Fax: (+351) 213 467 250

E-Mail: [paulo-azevedo@ccila-portugal.com](mailto:paulo-azevedo@ccila-portugal.com)

Sandra Pinto, Paulo Azevedo, Judita Aleksiejus

Die Marktstudie wurde im Rahmen des AHK-Geschäftsreiseprogramms der Exportinitiative Energie erstellt und aus Haushaltsmitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie gefördert.

### **Disclaimer**

Das Werk, einschließlich aller seiner Teile, ist urheberrechtlich geschützt. Die Zielmarktanalyse steht dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Germany Trade & Invest sowie geeigneten Dritten zur unentgeltlichen Verwertung zur Verfügung.

Sämtliche Inhalte wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Der Herausgeber übernimmt keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet der Herausgeber nicht, sofern ihm nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden zur Last gelegt werden kann.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>1</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>4</b>
<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>12</b>
<b>1. Einleitung.....</b>	<b>13</b>
<b>2. Zielmarkt allgemein.....</b>	<b>15</b>
2.1. Länderprofil.....	15
2.1.1. Politischer Hintergrund.....	16
2.1.2. Wirtschaft und Finanzen .....	17
2.1.3. Außenhandel und Wirtschaftsbeziehungen zu Deutschland.....	21
2.1.4. Arbeitsmarktsituation.....	22
2.1.5. Investitionsklima und -förderung .....	25
2.1.6. Sektorenübergreifende Fördermittel.....	29
2.2. Energiemarkt.....	31
2.2.1. Energieversorgung und -verbrauch.....	31
2.2.2. Elektrizitätserzeugung und -verbrauch.....	37
2.2.3. Energiepreise (Strom).....	39
2.2.4. Institutioneller und regulierender Rahmen des Energiesektors .....	41
2.2.5. Neue Entwicklungen auf dem Energiemarkt .....	49
2.2.6. Energie und Entwicklung – eine untrennbar vereinte Beziehung .....	51
2.2.7. Abschließender Überblick.....	53
<b>3. Effizientes Netzmanagement und Speichermöglichkeiten im Zielland .....</b>	<b>54</b>
3.1. Ausgangssituation .....	54
3.1.1. Santo Antão .....	54

3.1.2.	São Vicente.....	55
3.1.3.	São Nicolau.....	57
3.1.4.	Sal .....	58
3.1.5.	Boa Vista.....	60
3.1.6.	Maio.....	62
3.1.7.	Santiago.....	62
3.1.8.	Fogo .....	65
3.1.9.	Brava.....	66
3.1.10.	Mikro-Netze zur Elektrifizierung von abgelegenen ländlichen Gegenden .....	67
3.2.	Wirtschaftliches und technisches Potential / Marktentwicklungen.....	69
3.2.1.	Stromgestehungskosten per Insel .....	69
3.2.2.	Übertragungs- und Verteilungssysteme.....	69
3.2.3.	SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).....	70
3.2.4.	Steuerung der Windkraftnutzung.....	70
3.3.	Verfügbarkeit und Nutzung im Zielland.....	70
3.4.	Mögliche Standorte für Projekte / Anlagen.....	72
3.4.1.	Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien .....	72
3.4.2.	Umfassende und langfristige Maßnahmen .....	74
3.4.3.	Pumpspeicher auf der Insel Santiago.....	74
3.4.4.	Wasserentsalzung .....	76
<b>4.</b>	<b>Finanzierungsmöglichkeiten .....</b>	<b>78</b>
4.1.	Überblick.....	78
4.2.	Finanzierungsinstrumente im Rahmen der UNFCCC .....	81
4.2.1.	Global Environment Facility.....	81
4.2.2.	GEF-Small Grants Programme (GEF-SP) .....	83
4.2.3.	Least Developed Countries Fund (LDCF) .....	86
4.2.4.	Special Climate Change Fund (SCCF).....	86

4.2.5.	Adaptation Fund (UN-Anpassungsfonds) .....	87
4.2.6.	Green Climate Fund.....	88
4.3.	Finanzierungsinstrumente außerhalb des Rahmens der UNFCCC.....	90
4.3.1.	European Union Africa Infrastructure Trust Fund (EU-AIFT) .....	90
4.3.2.	Andere Kooperationen mit der EU.....	92
4.3.3.	Sustainable Energy Fund for Africa (SEFA) .....	92
4.3.4.	Africa Climate Change Fund (ACCF) .....	95
4.3.5.	Climate for Development in Africa (ClimDev-Africa) Programme.....	95
4.3.6.	IRENA/ADFD Project Facility.....	96
<b>5.</b>	<b>Marktchancen für deutsche Unternehmen.....</b>	<b>99</b>
5.1.	Marktstruktur und Marktattraktivität in den Bereichen Netzmanagement und Speichersysteme .....	99
5.2.	Marktbarrieren und Hemmnisse in den Bereichen Netzmanagement und Speichersysteme .....	100
5.3.	Wettbewerbssituation .....	102
5.4.	Chancen und Risiken für eine Markterschließung; Markt- und Absatzpotentiale für deutsche Unternehmen .....	102
5.5.	Handlungsempfehlungen für deutsche Unternehmen für einen Markteinstieg.....	103
<b>6.</b>	<b>Schlussbetrachtung .....</b>	<b>105</b>
<b>7.</b>	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>107</b>
<b>8.</b>	<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>108</b>
<b>9.</b>	<b>Quellenverzeichnis .....</b>	<b>110</b>
9.1.	Experteninterviews & Kontakte .....	110
9.2.	Publikationen und Vorträge.....	110
9.3.	Internetquellen .....	112
9.4.	Monographien .....	115

# Abkürzungsverzeichnis

---

<b>AA SE4ALL</b>	Agenda de Ação para a Energia Sustentável para Todos Aktionsagenda für Nachhaltige Energie für Alle
<b>ADECO</b>	Associação para a Defesa do Consumidor Verbraucherschutzverband
<b>AfDB</b>	African Development Bank Afrikanische Entwicklungsbank
<b>AGOA</b>	African Growth Opportunity Act Gesetz zur Förderung des Wachstums und der Chancen für Afrika
<b>AICEP</b>	Agência para o Investimento e Comércio Externo de Portugal Agentur für Investitionen und Außenhandel Portugals
<b>AKP</b>	Gruppe der afrikanischen, karibischen und pazifischen Staaten
<b>AP</b>	Área Protegida Schutzgebiet
<b>ARE</b>	Agência de Regulação Económica Wirtschaftsregulierungsbehörde
<b>BCV</b>	Banco de Cabo Verde Kapverdische Nationalbank
<b>BIP</b>	Bruttoinlandsprodukt
<b>CEEAC</b>	Comunidade Económica dos Estados da África Central Zentralafrikanische Wirtschaftsgemeinschaft

---

---

<b>CERMI</b>	Centre of Renewable Energy and Industrial Maintenance of Cabo Verde Zentrum für erneuerbare Energie und Industrieinstandhaltung
--------------	--

---

<b>CNE</b>	Conselho Nacional de Energia Nationaler Energierat
------------	---

---

<b>CIC</b>	Centro Internacional de Comércio Internationales Handelszentrum
------------	--

---

<b>CII</b>	Centro Internacional Industrial Internationales Industriezentrum
------------	---

---

<b>CIN</b>	Centro Internacional de Negócios Internationales Geschäftszentrum
------------	--

---

<b>CIPS</b>	Centro Internacional de Prestação de Serviços Internationales Dienstleistungszentrum
-------------	---

---

<b>CPLP</b>	Comunidade dos Países de Língua Portuguesa Gemeinschaft der Staaten Portugiesischer Sprache
-------------	--

---

<b>DCI</b>	Development Co-operation Instrument Instrument für Entwicklungszusammenarbeit
------------	--

---

<b>DNEIC</b>	Direção Nacional de Energia, Indústria e Comércio Nationaldirektion für Energie, Industrie und Handel
--------------	--

---

<b>DNOT</b>	Diretiva Nacional de Ordenamento do Território Nationale Richtlinie für die Raumordnungsplanung
-------------	--

---

<b>ECREEE</b>	ECOWAS Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency ECOWAS Zentrum für erneuerbare Energien und Energieeffizienz
---------------	--

---

<b>EEF</b>	Europäischer Entwicklungsfonds
<b>EIB</b>	Europäische Investitionsbank
<b>EIF</b>	Europäischer Investitionsfonds
<b>EPA</b>	Economic Partnership Agreement Wirtschaftspartnerschaftsabkommen
<b>EREP</b>	ECOWAS Renewable Energy Policy Politik der ECOWAS für erneuerbare Energien
<b>EROT</b>	Esquema Regional de Ordenamento do Território Regionales Schema für die Raumordnungsplanung
<b>ESCO</b>	Energy Service Companies Energiedienstleistungsunternehmen
<b>GCI</b>	Global Competitiveness Index Globaler Wettbewerbsfähigkeitsindex
<b>GDS</b>	Grupo de Diálogo Setorial Gruppe für den sektorialen Dialog
<b>GEF</b>	Global Environmental Facility Globale Umweltfazilität
<b>GEF-SPWA</b>	Global Environmental Facility – Strategic Programme for Westafrika Globale Umweltfazilität – Strategisches Programm für Westafrika
<b>GGDC</b>	Good Governance and Development Contract Good-Governance- und Entwicklungsvereinbarung

<b>GSP</b>	Generalised Scheme of Preferences Allgemeines Präferenzsystem
<b>INE CV</b>	Instituto Nacional de Estatística, Cabo Verde Statistisches Amt von Kap Verde
<b>IPP</b>	Independent Power Producer Unabhängiger Stromerzeuger
<b>IRENA</b>	International Renewable Energy Agency Internationale Agentur für erneuerbare Energien
<b>IUP</b>	Imposto Único sobre o Património Vermögenssteuer
<b>IUR</b>	Imposto Único sobre o Rendimento Körperschaftssteuer
<b>IWF</b>	Internationaler Währungsfonds
<b>LBOTPU</b>	Lei de Bases de Ordenamento do Território e Planeamento Urbanístico Rahmengesetz der Raumordnung und Städteplanung
<b>LCOE</b>	Levelised Cost of Energy Stromgestehungskosten
<b>MEE</b>	Ministério da Economia e Emprego Ministerium für Wirtschaft und Beschäftigung
<b>MIC</b>	Middle Income Countries Länder mittleren Einkommens
<b>MDR</b>	Ministério de Desenvolvimento Rural Ministerium für ländliche Entwicklung

<b>MFP</b>	Ministério das Finanças e Planeamento Finanz- und Planungsministerium
<b>PD</b>	Plano Detalhado Detailplan
<b>PDER</b>	Plano Diretor das Energias Renováveis Generalplan für die erneuerbaren Energien
<b>PDM</b>	Plano Diretor Municipal Flächennutzungsplan
<b>PDU</b>	Plano de Desenvolvimento Urbano Plan für die städtische Entwicklung
<b>PEOT</b>	Planos Especiais de Ordenamento do Território Spezialpläne für Raumordnung
<b>PESER</b>	Plano Estratégico para o Setor das Energias Renováveis Strategieplan für den Sektor der erneuerbaren Energien
<b>PNAEE</b>	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética Nationaler Aktionsplan für Energieeffizienz
<b>PNAER</b>	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien
<b>PPA</b>	Power Purchase Agreement Stromabnahmevertrag
<b>PS</b>	Planos Setoriais Sektoriale Pläne
<b>ROI</b>	Return of Investment Ertrag des investierten Kapitals

<b>SE4ALL</b>	Sustainable Energy for All Nachhaltige Energie für Alle
<b>SIDS</b>	Small Islands Development States Kleine Inselentwicklungsstaaten
<b>SSA SMICs</b>	Small middle-income countries in sub-Saharan Africa Länder der Süd-Sahara kleineren und mittleren Einkommens
<b>TCF</b>	Technical Cooperation Facility Fazilität für technische Zusammenarbeit
<b>UEMOA</b>	União Económica e Monetária do Peste Africano Westafrikanische Wirtschafts- und Währungsunion
<b>UNDP</b>	United Nations Development Programme Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen
<b>UNEP</b>	United Nations Environment Programme Umweltprogramm der Vereinten Nationen
<b>UNIDO</b>	United Nations Industrial Development Organization Organisation der Vereinten Nationen für industrielle Entwicklung
<b>UOpEREE</b>	Unidade Operacional para as Energias Renováveis e Eficiência Energética Operative Task Force für erneuerbare Energien und Energieeffizienz
<b>WEF</b>	World Economic Forum Weltwirtschaftsforum
<b>WHO</b>	Welthandelsorganisation

---

**WTTC**

World Travel and Tourism Council  
Internationale Interessensvertretung der Tourismuswirtschaft

---

**ZDER**

Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis  
Entwicklungszonen für erneuerbare Energien

---

**ZDTI**

Zonas de Desenvolvimento Turístico Integral  
Integrierte Entwicklungszonen für den Tourismus

---

# Zusammenfassung

In der vorliegenden Zielmarktanalyse soll der Frage nachgegangen werden, inwiefern der kapverdische Energiemarkt im Marktsegment des Netzmanagements und der Speichermöglichkeiten attraktiv ist. Zu diesem Zweck wird eine umfangreiche Analyse der Marktbedingungen durchgeführt, wobei die Studie insbesondere auf die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie auf den Energiemarkt und auf das Stromversorgungssystem eingeht und die entsprechenden Entwicklungen darlegt.

Kap Verde ist von Primärenergieträgern stark abhängig und Strom wird hauptsächlich aus fossilen Brennstoffen gewonnen, die importiert werden müssen. Die Rechnung für die Leistungsbilanz des Landes ist hoch. Ferner haben die hohen Strompreise, die auf die Importkosten von fossilen Brennstoffen zurückzuführen sind, einen negativen Einfluss auf die gesamtwirtschaftliche Situation des Archipels. Folglich dürften Investitionen in der effizienten und erneuerbaren Energieproduktion positive Erträge erzeugen und gleichzeitig die Anfälligkeit des Landes gegenüber einem Preisanstieg der fossilen Brennstoffe verringern.

Kap Verde durchläuft aktuell einen Energiewandel und stellt damit ein großes Potential dar für die Einführung von Technologien und Maßnahmen im Bereich Netzmanagement und Speichermöglichkeiten, mit dem Ziel einer höheren Durchdringung von erneuerbaren Energien im Stromnetz zu erlangen.

Kap Verde ist jedoch in vielerlei Hinsicht auf internationale Erfahrung und Know-how angewiesen. Auch die Kapazität des Landes, Auslandsinvestitionen anzuziehen, ist von grundlegender Bedeutung.

Die neue kapverdische Regierung verfolgt weiterhin das ehrgeizige Ziel der 100%igen Elektrizitätsversorgung aus erneuerbaren Energien und verpflichtet sich damit, die entsprechenden notwendigen strukturellen Änderungen auf dem Energiemarkt weiter umzusetzen. Mit diesen deutlichen und ehrgeizigen Zielen möchte Kap Verde ihre vorreitende Rolle in der Region behaupten. Zusätzlich können die für Kap Verde entwickelten Lösungen auf andere kleine Inselstaaten übertragen werden.

# 1. Einleitung

Die vorliegende Zielmarktanalyse „Effizientes Netzmanagement und Speichermöglichkeiten auf Kap Verde“ wurde im Rahmen der Exportinitiative Energie von der Deutsch-Portugiesischen Industrie- und Handelskammer (AHK Portugal) in den Monaten Januar und Februar 2017 verfasst. Sie hat zum Ziel, deutschen Unternehmen und interessierten Personen einen Einblick in den kapverdischen Energiemarkt, insbesondere in das Potential eines effizienten Netzmanagements und von Speichermöglichkeiten, zu ermöglichen.

Im Mai 2015 wurde erstmals eine Exportinitiative mit dem Thema „Energieeffiziente Lösungen unter Einbindung von erneuerbaren Energien für Inseln am Beispiel der Kap Verden“ und im Februar 2016 eine weitere Exportinitiative Erneuerbare Energien mit dem Thema „Energieeffiziente Lösungen unter Einbindung von erneuerbaren Energien für den Tourismussektor Kap Verdes“ von der AHK Portugal durchgeführt. Im Vorfeld dieser Veranstaltungen wurden ebenfalls Zielmarktanalysen verfasst, um den Teilnehmern einen umfassenden Einblick in den Energiemarkt Kap Verdes zu gewähren. Seit diesem Zeitpunkt stehen zum Großteil keine aktuelleren Daten zur Verfügung, weshalb manche Informationen zum Teil identisch sind mit den ersten beiden verfassten Zielmarktanalysen.

Kap Verde ist von Primärenergieträgern stark abhängig und Strom wird hauptsächlich aus fossilen Brennstoffen gewonnen, die importiert werden müssen. Die Rechnung für die Leistungsbilanz des Landes sowie für die Privathaushalte und Unternehmen ist hoch.

In den letzten Jahrzehnten konnte Kap Verde eine beeindruckende Entwicklung im sozialen und wirtschaftlichen Bereich erfahren, im Dezember 2007 erhielt das Land den Status der Länder mit mittlerem Einkommen (MIC). Die verbesserte wirtschaftliche Lage des Landes spiegelt sich in einem erhöhten Energieverbrauch wider. Zusätzlich üben das schnelle Wachstum des Tourismussektors und die damit verbundenen Bedürfnisse an Energie und Wasser einen verstärkten Druck auf das kapverdische Grundversorgungssystem aus. Die ausreichende Versorgung mit Energie und Wasser ist ein entscheidender Faktor für die Entwicklung auf den Kap Verden und stellt das Land vor strategische und infrastrukturelle Herausforderungen.

Die politische Strategie der vorherigen Regierung für den Energiesektor setzte auf die Sicherheit, Effizienz, Nachhaltigkeit und Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen und leitete somit eine Energiewende ein.

Im Jahr 2010 wurden zwei Solarparks eingeweiht, im Oktober der Solarpark auf der Insel Sal mit einer Kapazität von 2,14 MW und im November der Solarpark auf der Insel Santiago mit einem Output von 4,28 MW.

Im darauffolgenden Jahr wurden drei Windparks in Betrieb genommen, einer auf der Insel Santiago (9,35 MW), einer auf der Insel São Vicente (5,95 MW) und einer auf der Insel Brava (0,5 MW). Im Jahr 2012 kamen zwei weitere dazu, nämlich auf der Insel Sal (7,65 MW) und auf der Insel Boa Vista (2,55 MW).

Die damalige Regierung stellte sich das ehrgeizige Ziel, eine 100%ige Elektrizitätsversorgung aus erneuerbaren Energien bis 2020 umzusetzen.

Der gesetzliche Rahmen wurde in zwei Nationalen Aktionsplänen erarbeitet. Der Nationale Aktionsplan für Energieeffizienz *Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética* (PNAEE) und der Nationale Aktionsplan für erneuerbare Energien *Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis* (PNAER) wurden im April 2015 verfasst und traten nach der Veröffentlichung in Oktober 2015 im offiziellen Amtsblatt der Republik Kap Verdes in Kraft.

Im März 2016 gab es nach den Parlamentswahlen einen Regierungswechsel. Die neue Regierung unterstützt weiterhin eine erhöhte Integration von erneuerbaren Energien, jedoch unter Erwägung technischer und wirtschaftlicher Durchführbarkeitsaspekte. Was den Zeithorizont angeht, so möchte sich die neue Regierung nicht festlegen.

Der Anteil an produzierter Energie aus erneuerbaren Energiequellen beträgt etwa 35% in Jahreszeiten mit günstigen Windverhältnissen, jedoch wird der Output an Windenergie abgeregelt, um die Stabilität des Netzsystems zu sichern. Die installierte Kapazität an Windenergie reicht bei voller Nutzung unter günstigen Windverhältnissen aus, um etwa 44% des Strombedarfs von Kap Verde abzudecken. Um den Anteil erneuerbarer Energien an dem produzierten Strom zu verbessern, wäre ein höherer Nutzungsgrad in Erwägung zu ziehen. Dies stellt wiederum Anforderungen an das Netzmanagement und an Energiespeichersysteme.

Der kapverdische Energiemarkt durchläuft eine Wende. Diese Wende bedeutet auch Chancen für deutsche Investoren und Unternehmen, die ihre technischen Lösungen, ihre Produkte und ihr Know-how auf dem Gebiet Netzmanagement- und Energiespeicherlösungen „Made in Germany“ auf Kap Verde anbieten möchten.

Die Größe bzw. die mangelnde Größe des kapverdischen Marktes mag einerseits für Großinvestoren unattraktiv sein; andererseits bieten die Kap Verden gute Bedingungen für Demonstrations- und Pilotprojekte, die dann auf andere Situationen übertragen werden können. Kap Verde möchte sich diesbezüglich innerhalb der ECOWAS positionieren.

Im Rahmen der SE4ALL-Initiative der Vereinten Nationen möchte wiederum die Region ECOWAS eine Pionierrolle in der Förderung des Programms einnehmen. Im Juli 2013 haben die Staats- und Regierungschefs der Region ECOWAS zwei wegweisende Dokumente verabschiedet. Auf der einen Seite die *ECOWAS Renewable Energy Policy* (EREP), die die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien im gesamten Energiemix der Region auf 48% zum Ziel hat; und auf der anderen Seite die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen zur Erzeugung von 2.000 MW freier Stromerzeugungskapazität bis 2020. Die angenommenen Dokumente beinhalten umfangreiche Maßnahmen auf den Gebieten der Energieeffizienz und erneuerbaren Energien, sowohl auf nationaler wie auf internationaler Ebene.

Ziel dieser Zielmarktanalyse ist es, potentiellen Exporteuren von Lösungen und Technologien in den Bereichen Netzmanagement und Speichermöglichkeiten wertvolle Informationen zur Marktsituation zu liefern und Marktpotentiale aufzuzeigen. Als Ansatzpunkt hierfür dient eine Übersicht der Rahmenbedingungen für unternehmerisches Handeln in Kap Verde mit Einblick in die politische Situation und eine detaillierte Darstellung der derzeitigen wirtschaftlichen Gesamtsituation (Kapitel 2.1). Erweitert werden sollen diese Erkenntnisse durch Einblicke in die allgemeine Struktur des Energiemarktes (Kapitel 2.2).

Im Kapitel 3 wird auf das effiziente Netzmanagement und Speichermöglichkeiten, das Hauptthema dieser Zielmarktanalyse, näher eingegangen. Zunächst wird ein Einblick in das Stromversorgungssystem der einzelnen Inseln (Kapitel 3.1) gewährt, ferner das wirtschaftliche und technische Potential (Kapitel 3.2) sowie die mögliche Nutzung im Zielland (3.3) betrachtet.

Einige internationale Fördermittel innerhalb und außerhalb des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC), die Anreiz und Unterstützung für Investitionen darstellen können, werden in Kapitel 4 vorgestellt.

Für den Markteintritt auf den Kap Verden bestehen gewisse Einflussfaktoren, die im Kapitel 5 betrachtet werden. Die Schlussbetrachtung fasst die Erkenntnisse der vorliegenden Arbeit zusammen und stellt sie vereinfacht und kompakt in einer SWOT-Analyse zusammen (Kapitel 6).

Schließlich folgt eine Zielgruppenanalyse mit den auf dem Markt aktiven ESCOs, Unternehmen, Verbänden, politischen Instanzen, Messen und Fachzeitschriften mit entsprechenden Kontakten (Kapitel 7).

## 2. Zielmarkt allgemein

### 2.1. Länderprofil

Kap Verde ist ein Inselstaat im Atlantischen Ozean, liegt 455 km vor der afrikanischen Westküste und setzt sich aus zehn Inseln zusammen, von denen neun bewohnt sind (Santo Antão, São Vicente, São Nicolau, Sal, Boa Vista, Maio, Santiago, Fogo, Brava). Bei einer Gesamtfläche des Archipels von 63.000 km<sup>2</sup> ist der Anteil der Landfläche mit 4.033 km<sup>2</sup> relativ gering.

Die Inseln sind vulkanischen Ursprungs und verteilen sich physiographisch in zwei Gruppen: Die bergigen Inseln mit einem ausgeprägten Relief (Santo Antão, S. Vicente, S. Nicolau, Santiago, Fogo und Brava) und die flachen Inseln (Sal, Boa Vista und Maio), deren Erhebungen nicht höher als 500 m sind.

Das Klima der Kapverdischen Inseln wird vom Nordostpassat geprägt und zeichnet sich durch lange Trockenperioden von 8 bis 9 Monaten sowie kurze Regenzeiten aus. Besonders die Inseln der nördlichen Barlavento-Gruppe sind regelmäßig von einem extremen Wassermangel betroffen. Die Inseln der südlichen Sotavento-Gruppe weisen höhere Niederschlagsraten auf, welche die Landwirtschaft begünstigen und somit für die Mehrheit der kapverdischen Bevölkerung als Lebensraum dienen. Bei geringen Temperaturschwankungen und einem Jahrestemperaturdurchschnitt von 24°C steht dem kältesten Monat Februar mit 21°C der September mit 27°C gegenüber. Die Sonneneinstrahlung in den flachen Zonen beträgt etwa 2.950 Std./Jahr.

Laut Jahresbericht des statistischen Amtes (INE CV) vom November 2015 hat Kap Verde 524.833 Einwohner, was einer Wachstumsrate von 1,23% entspricht. Die Bevölkerungsdichte beträgt landesweit 130,13 Einwohner/km<sup>2</sup> und ist zwischen 2011 und 2015 lediglich um 5% angestiegen. Was das statistische Amt im Bericht von 2015 hervorhebt, sind die unterschiedlichen Werte für jede Insel: S. Vicente weist die höchste Bevölkerungsdichte auf (356 Einwohner/km<sup>2</sup>), gefolgt von Santiago (296,8 Einwohner/km<sup>2</sup>) und Sal (156,2 Einwohner/km<sup>2</sup>). Im nationalen Kontext besteht auf diesen Inseln ein höherer Druck seitens der Bevölkerung auf die vorhandenen Ressourcen.<sup>1</sup> Nach Angaben des INE CV, auf Basis der letzten Volkszählung in 2010, leben mittlerweile 61,8% der Bevölkerung in städtischen Gebieten. Die Tendenz der Abwanderung vom Land in die Städte ist unter den Ländern mit mittlerem Einkommen allgemein zu beobachten. Der bevölkerungsreichste „Concelho“ (Landkreis) ist Praia mit ca. 132.000 Einwohnern, das als vollständig städtisch bezeichnet werden kann. An zweiter Stelle kommt der „Concelho“ São Vicente mit ca. 76.000 Einwohnern, 92,5% davon in städtischen Gebieten.<sup>2</sup>

Obwohl die Zunahme der Verstädterung eine Quelle sozialer Probleme ist, bietet sie der informellen Wirtschaft und Kleinunternehmern auch die Gelegenheit, ihre Marktreichweite zu verbessern und auszubauen. Mit einer bemerkenswerten Alphabetisierungsrate von mehr als 85% hat Kap Verde eine fundierte Basis für eine wirtschaftliche Entwicklung, die durch eine städtische Bevölkerung mit Kompetenzen für einen wettbewerbsorientierten privaten Sektor angetrieben wird. Die Stadterneuerung auf den Kap Verden kann daher in den kommenden Jahren zu einer wichtigen Triebkraft des Strukturwandels werden.<sup>3</sup>

Mit einem Durchschnittsalter von 26,2 Jahren ist die Bevölkerung relativ jung, die Anteile der weiblichen (50,5%) und männlichen Bevölkerung (49,5%) sind annähernd gleich.<sup>4</sup>

Neben den Einwohnern auf den Inseln besitzt Kap Verde eine große Diaspora, die auf über 500.000 kapverdische Bürger geschätzt wird – mehr als Landeseinwohner selbst. Die größten kapverdischen Gemeinden der Diaspora finden sich in Portugal, Frankreich und den USA. Die Geldüberweisungen der Diaspora sind neben den direkten Auslandsinvestitionen

<sup>1</sup> Statistisches Amt Kap Verde, Statistisches Jahrbuch 2015

<sup>2</sup> Volkszählung 2010, Statistisches Amt Kap Verde

<sup>3</sup> African Economic Outlook 2016, Sustainable Cities and Structural Transformation, AfDB, OECD, UNDP

<sup>4</sup> Volkszählung 2010, Statistisches Amt Kap Verde

und den Einnahmen des Tourismussektors ein wichtiger Posten zum Ausgleich der Zahlungsbilanz und leisten einen bedeutenden Beitrag zur wirtschaftlichen und sozialen Stabilität des Landes. Die Zahlen zeigen, dass zwischen 2010 mit ca. 94 Mio. Euro und 2014 mit ca. 140 Mio. Euro die Geldüberweisungen in diesem Zeitraum um 50% gestiegen sind. Ferner stellen sie eine wichtige Quelle von ausländischen Devisen dar und machten in 2014 9,9% des BIP aus,<sup>5</sup> während sie in 2015 den Zahlen des IWF nach 12% des BIP darstellten. Während diese Geldflüsse über viele Jahre stabil waren, könnten die Probleme in einer für das Geldsystem wichtigen (systemischen) Bank dazu führen, dass die Emigranten ihre Investitionen erneut evaluieren und Geldbeträge abziehen.<sup>6</sup>

Die Währung auf Kap Verde ist der Escudo Cabo Verdiano (ECV) mit einem festen Wechselkurs gegenüber dem Euro: 1,00 Euro entspricht 110,265 ECV.

Geographisch betrachtet liegt Kap Verde inmitten wichtiger Handelsrouten, die Afrika und Europa mit den süd- und nordamerikanischen Märkten verbinden. Das Land versucht, sich als wettbewerbsfähiger, ozeanischer Hub zu positionieren. Die vollständige Integration des Landes in der jeweiligen Region ist in dieser Hinsicht ein entscheidender Faktor. Kap Verde ist Mitglied der Wirtschaftsgemeinschaft Westafrikanischer Staaten (ECOWAS), eine Gemeinschaft von 15 Mitgliedsstaaten mit ca. 320 Mio. Einwohnern. Ebenso pflegt es enge Beziehungen zu den PALOP-Ländern (afrikanische Länder mit Portugiesisch als Amtssprache), unter denen sich Länder befinden, die ebenfalls anderen Gemeinschaften der Westküste Afrikas angehören, wie Angola, São Tomé und Príncipe oder Äquatorialguinea, die zudem alle Mitglieder der CEEAC (Zentralafrikanische Wirtschaftsgemeinschaft) sind.

Somit erfüllt Kap Verde die notwendigen Voraussetzungen, um sich als strategischer Partner in seiner Region zu bewähren und von dem verfügbaren Humankapital, der geographischen Lage, den bereits realisierten und vorgesehenen Investitionen in Infrastrukturen (Häfen, Logistik, Kommunikation, Tourismus und Energie) sowie von der Stabilität und Sicherheit des Landes maximalen Nutzen zu ziehen.

### 2.1.1. Politischer Hintergrund

Die Unabhängigkeit von Kap Verde wurde am 5. Juli 1975 ausgerufen und noch im selben Jahr wurde das Land in die UNO aufgenommen. Unter der Regierung von Aristides Pereira wurde das Land auf den Weg der Stabilität gebracht. Trotz des staatlichen Einparteiensystems verlief die Entwicklung nicht hin zum Totalitarismus. Die aktuelle Verfassung der Republik von Kap Verde wurde am 25. September 1992 verabschiedet und verankert eine Mehrparteiendemokratie. Die erste Revision der Verfassung am 23. November 1995 stärkte die Befugnisse des Präsidenten, in der zweiten Revision wurde das Amt des Ombudsmannes eingeführt.

Die Republik Kap Verde besitzt ein demokratisches, semi-präsidentielles Regierungssystem, welches auf Volkssouveränität, Meinungsfreiheit und Achtung der Grund- und Freiheitsrechte basiert. Der Staatspräsident und der Premierminister werden in universellen und direkten Wahlen für eine Amtsperiode von 5 Jahren gewählt. Gesetzgebungsorgan ist die Nationalversammlung („Assembleia Nacional“) mit 72 Abgeordneten, welche ebenfalls für eine Legislaturperiode von 5 Jahren frei gewählt wird.

Die Staatsstruktur basiert auf einem dezentralisierten System und ist in 22 Kommunen unterteilt, deren Gemeinderäte bei den Kommunalwahlen seit 1990 frei gewählt werden.

Bei der Ausübung der politischen Aktivität werden die Verpflichtungen durch die Verfassung uneingeschränkt beachtet.

Die drei wichtigsten Parteien in der politischen Landschaft Kap Verdes sind die PAICV (*Partido Africano da Independência de Cabo Verde*, die „Afrikanische Partei für die Unabhängigkeit von Kap Verde“) mit einem früher sozialistischen und heute sozial-demokratischen Hintergrund, die eher rechts-liberale MpD (*Movimento para a Democracia*, die „Bewegung

<sup>5</sup> BCV - Jahresbericht 2015, Cidade da Praia 2016

<sup>6</sup> IMF Staff Report for the 2016 Article IV Consultation, November 2016

für Demokratie“) und die eher konservative UCID (*União Cabo-verdiana Independente e Democrática*, die „Unabhängige und Demokratische Union Kap Verdes“).

Nach 15 Jahren in der Opposition gewann die MpD die letzten Parlamentswahlen im März 2016 mit einer absoluten Mehrheit. Premierminister ist nun Ulisses Correia e Silva.

Bei den Kommunalwahlen im September 2016 gewann die MpD 19 der 22 Gemeinderäte; die restlichen drei Gemeinderäte gingen an die PAICV (2) und an die Gruppe BASTA (Boavista), eine vom MpD-Abgeordneten José Luís Santos geführte „Splittergruppe“.

Im Oktober 2016 wurde José Carlos Fonseca in der ersten Runde zu einem zweiten Mandat als Präsident mit der Unterstützung der MpD gewählt. Dieser Wahlgang verzeichnete einen historisch hohen Prozentsatz von mehr als 64% Nichtwählern.

Kap Verde besitzt eine innerhalb der Gesellschaft stark verwurzelte Demokratie und politische Stabilität. Der Machtwechsel verlief reibungslos, was die Stärke und Mündigkeit der Institutionen des Landes bezeugt.

Als Mitglied der portugiesischsprachigen PALOP-Länder (*Países Africanos de Língua Oficial Portuguesa*) pflegen die Kap Verden besondere Beziehungen zu Ländern wie Portugal, Angola oder Guinea-Bissau, unterhalten aber auch eine enge Partnerschaft mit den USA sowie der Europäischen Union, vor allem mit Luxemburg und den Niederlanden.

Kap Verde strebt die Annäherung an die Europäische Union, vor allem an ihre Nordatlantik-Gebiete in äußerster Randlage, an. Es gehört mit den europäischen Inselgruppen der Azoren, Madeira und den Kanaren zum sog. Makaronesien, wo seit jeher historische, kulturelle, sprachliche und auf Komplementarität abzielende Bindungen bestehen, von denen das Verhältnis und die Zusammenarbeit noch heute geprägt sind. Die Beziehungen mit der EU wurden vor allem durch das Partnerschaftsabkommen im November 2007 gestärkt (KOM(2007) 641).

Kap Verde ist einer der *Small Island Developing States* (SIDS), also kleinen Inselentwicklungsländern, die Aspekte wie Isolation, Anfälligkeit für Naturkatastrophen, Knappheit der natürlichen Ressourcen, wiederkehrende Dürreperioden, relativ geringe Marktgröße und eine weite Öffnung zur Außenwelt als gemeinsame Eigenschaften teilen. Trotz dieser naturgegebenen Zwänge stellt Kap Verde eine wirtschaftliche, soziale und politische Erfolgsgeschichte dar.<sup>7</sup>

### 2.1.2. Wirtschaft und Finanzen

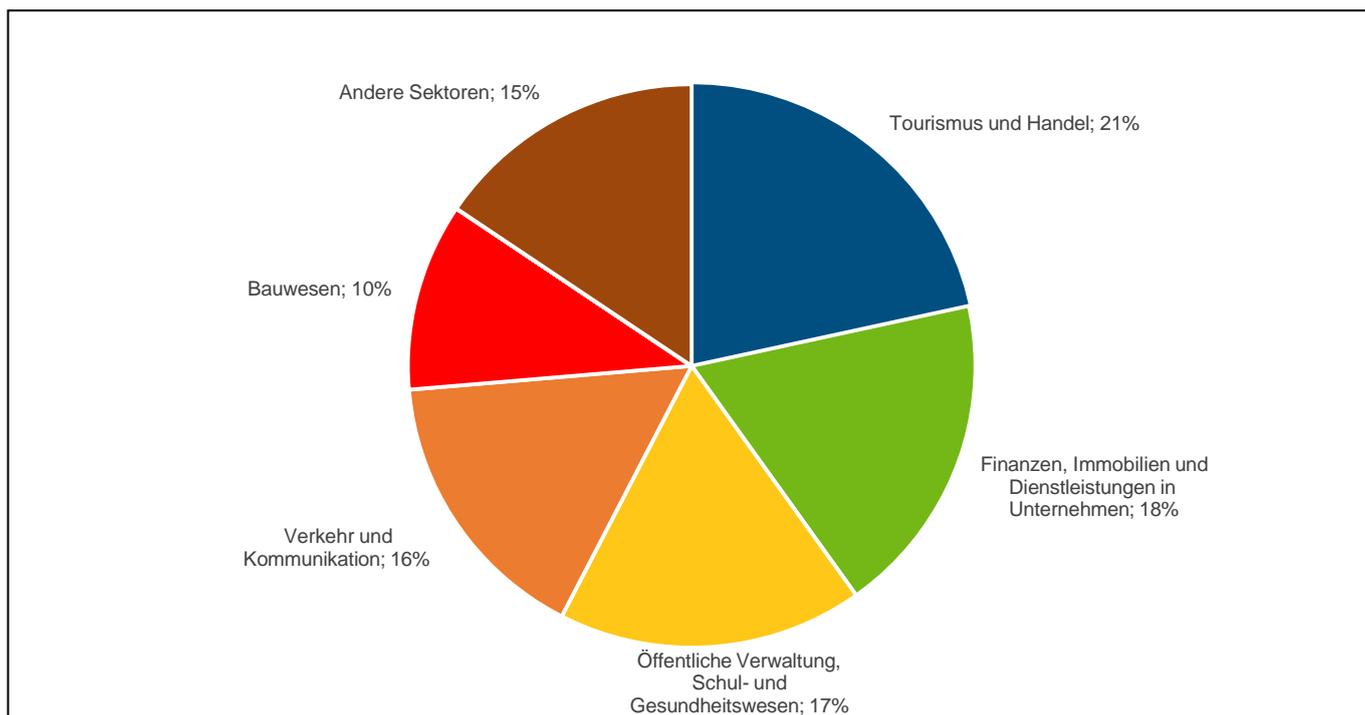
Die kapverdische Wirtschaftsstruktur unterscheidet sich von der der meisten afrikanischen Länder in der herausragenden Rolle des tertiären Sektors, der einen hohen prozentualen Anteil des BIP ausmacht und viele Arbeitskräfte beschäftigt. Aufgrund einer prekären Landwirtschaft, der unzureichenden Nutzung der Meeresressourcen und dem geringen Bestand an Bodenschätzen sowie der Einschränkungen eines äußerst kleinen internen Marktes führt die Schwäche der Primär- und Sekundärsektoren zu dieser Besonderheit. Die Analyse der Produktionsstruktur des Landes verweist auf extrem hohe Produktionskosten, u.a. bedingt durch die strukturellen Gegebenheiten einer Inselgruppe, da diese nicht von Größenvorteilen im Produktionsprozess profitieren kann.

Die Zusammensetzung des BIP kommt der eines post-industriellen Landes nahe, wobei die begleitende technologische Infrastruktur nicht vorhanden ist. Die Importe gelten als Hauptstütze des Binnenhandels und größte Komponente des Außenhandels. Die fünf wichtigsten Sektoren sind Tourismus und Handel mit einem Anteil von 21% am BIP, Finanz- und Immobiliendienstleistungen an Unternehmen mit 18%, Öffentliche Verwaltung und Verteidigung mit 17%, Verkehr und Kommunikation mit 16% sowie Bauwesen mit einem Anteil von 10% am BIP.<sup>8,9</sup>

<sup>7</sup> Cape Verde - A Success Story, African Development Bank & Afrika Development Fund, November 2012

<sup>8</sup> Novo Banco, Cabo Verde, International Support Kit of Opportunities, Oktober 2015

<sup>9</sup> WTTC, Travel & Tourism Economic Impact 2015 Cape Verde



**Abbildung 1: Sektorspezifische Verteilung des kapverdischen BIP, Angaben von 2015 (in %)**

Quelle: Novo Banco, Cabo Verde, International Support Kit of Opportunities, Oktober 2015

In den letzten Jahrzehnten konnte Kap Verde eine beeindruckende Entwicklung im sozialen und wirtschaftlichen Bereich erfahren. Eine verantwortungsbewusste Regierungsführung, eine solide makroökonomische Politik und Strukturreformen haben direkte Auslandsinvestitionen und Gebermittel angezogen. Zwischen 2000-2007 betrug die jährliche Zuwachsrates des realen BIP mehr als 6%, ein schnelleres Wachstum als die meisten Wirtschaften kleiner Inselstaaten und als der Mittelwert von Subsahara-Afrika erfahren haben. Infolgedessen erreichte Kap Verde in Dezember 2007 den Status der Länder mit mittlerem Einkommen (MIC).

Um den Übergang in ein Land mittleren Einkommens der oberen Kategorie zu bewältigen, muss Kap Verde sich neuen Herausforderungen stellen. Die wichtigsten Triebkräfte der kapverdischen Wirtschaft waren bisher der Tourismus, die Auslandsinvestitionen im Tourismussektor und die Bauindustrie, alle drei stark abhängig von der Weltkonjunktur. Was die öffentlichen Investitionen anbelangt, ist mit einem Rückgang zu rechnen, da Kap Verde nicht mehr von denselben Vorzugsbedingungen bei der Kreditaufnahme profitieren kann. Mit dem Rückgang der Investitionen als treibende Kraft des Wachstums befindet sich Kap Verde an einem wichtigen Wendepunkt seiner wirtschaftlichen Entwicklung. Der erfolgreiche Übergang zu einer produktivitätsgestützten Wirtschaft bedarf ehrgeiziger Strukturreformen, um die Herausforderungen der Wettbewerbsfähigkeit bewältigen zu können.<sup>10</sup>

Im Anschluss an die globale Finanzkrise und die Eurokrise wurde eine Verzögerung des Wachstums festgestellt, trotz einer erheblichen Verstärkung der öffentlichen Investitionen in Infrastrukturen. Ab 2008 hat die damalige Regierung die öffentlichen Investitionen aufgestockt, um dringend benötigte Infrastrukturen zu bauen, solange noch gewährte Mittel zu Vorzugsbedingungen zur Verfügung standen, was wiederum die schleppende Wirtschaft ankurbelte. Dennoch lag die durchschnittliche Wachstumsrate 2009-2015 nur bei etwa 1,3%. Die Erhöhung der öffentlichen Investitionen zusammen mit Wachstumsraten unter den Erwartungen, der fallenden Inflation und der Stärkung des US-Dollars haben das Verhältnis Staatsverschuldung/BIP verschoben. Ende 2015 erreichten die Staatsschulden 125,8% des BIP, der Schuldendienst bleibt jedoch aufgrund des hohen Vergünstigungsgrades der Auslandsverschuldung überschaubar.

<sup>10</sup> IWF, Landesbericht 2014

Mit der Haushaltskonsolidierung als Schlüsselfaktor zur Sicherung der Schuldentragfähigkeit sollte der Privatsektor befähigt werden, eine stärkere Rolle bei der Wachstumserhaltung zu übernehmen. Diesbezüglich wäre es nach den Empfehlungen des IWF vorteilhaft, die Aktivitäten der öffentlichen Unternehmen zu überwachen, ein starkes und wettbewerbsorientiertes Umfeld zu schaffen und den privaten Zugang zur Finanzierung zu verbessern.<sup>11</sup>

Zu den politischen Prioritäten der neuen Regierung, die im April 2016 ins Amt getreten ist, gehören: Die Haushaltskonsolidierung zur Verringerung der Staatsschulden, insbesondere der Auslandsschulden; die Einschränkung oder Begleichung von Eventualverbindlichkeiten der staatlichen Unternehmen, insbesondere dem staatlichen Wohnungsbauunternehmen und der Flugesellschaft; die Anregung des Privatsektors durch die Verbesserung des Geschäftsumfeldes und des Finanzierungszugangs für KMU; die Steigerung der Attraktivität des Landes für ausländische Direktinvestitionen sowie die Förderung der Exporte; die beschleunigte Privatisierung von staatlichen Unternehmen; die Verbindung der lokalen Wirtschaft mit dem Tourismussektor; sowie die Förderung der Formalisierung des informellen Sektors (d.h. Aufnahme einer formellen Beschäftigung von informell Beschäftigten sowie Registrierung und Besteuerung von Unternehmen).<sup>12</sup>

Im Jahr 2015 blieb das Wachstum niedrig, im Einklang mit dem nach wie vor herausfordernden außenwirtschaftlichen Umfeld und der schwachen Binnennachfrage. Das reale BIP-Wachstum stagnierte im Jahr 2015 bei 1,5% und lag damit unter dem Wert von 1,9% für 2014. Die solide Entwicklung in den Sektoren Fischerei und Landwirtschaft sowie Tourismus trug zu dem Wachstum bei, während die Bauindustrie und die beauftragten Leistungen sowie die Kreditvergabe an den privaten Sektor aufgrund der niedrigen Binnennachfrage und der Altlasten der hohen Unternehmensverschuldung aus den Jahren des Immobilienbooms, der schlagartig mit der Verlangsamung des Wachstums endete, stockten. Die niedrigen Nahrungsmittel- und Energiepreise hielten die Inflationsrate für das Jahr 2015 bei einem durchschnittlichen Betrag von 0,1% gedämpft.<sup>13</sup>

Das Leistungsbilanzdefizit verringerte sich im Jahr 2015 deutlich auf ca. 4,25% des BIP aufgrund der geringeren Importe, der geringeren öffentlichen und ausländischen Direktinvestitionen, der Erholung des Tourismus und der weiterhin stark anhaltenden Geldüberweisungen der Emigranten. Die Einnahmen des Tourismussektors stiegen im Jahr 2015 um 3,3% und die Anzahl der Reisegäste um 5,5%, was die Preiskonkurrenz und die sinkende Nachfrage des Tourismus in Nordafrika widerspiegelt.<sup>14</sup>

In den ersten Monaten des Jahres 2016 gab es Anzeichen des Konjunkturaufschwungs. Das reale BIP stieg im ersten und zweiten Quartal um 5,9 bzw. 3,6%, was auf den Tourismus, die Landwirtschaft und den öffentlichen Dienst zurückzuführen ist. Die Touristenankünfte stiegen um 16%; die Binnennachfrage zeigte eine Erholungstendenz basierend auf den nach wie vor starken Geldüberweisungen und auf der erhöhten Kreditvergabe an den Privatsektor, die die schrittweise Reduzierung der notleidenden Kredite reflektiert.<sup>15</sup>

Nachdem die Folgen der weltweiten Finanzkrise und der Eurokrise nachgelassen haben, ist zu erwarten, dass Kap Verde die höhere Wachstumsdynamik fortsetzen wird, die vor allem durch den Fremdenverkehr und die ausländischen Direktinvestitionen getragen wird. Für 2016 wird ein Wachstumswachstumszuwachs von 3,2% mit einem wesentlichen Beitrag der ausländischen Direktinvestitionen, der Binnennachfrage, der Landwirtschaft und des Tourismus, welcher von dem leichten Aufschwung in Europa profitieren sollte, prognostiziert. Mittelfristig werden in der Tourismusbranche ausländische Direktinvestitionen in Höhe von 625 Mio. Euro (42% des BIP) aus unterzeichneten Projektverträgen erwartet – weitere Projekte mit einem Wert von ca. 700 Mio. Euro sind im Gespräch. Die Umkehr der seit Langem rückläufigen Vertrauensindikatoren, die wieder zunehmende Kreditvergabe an den Privatsektor und die weiterhin soliden Geldüberweisungen dürften zu einer verbesserten Binnennachfrage führen. Gemäß den Prognosen für 2016 soll die durchschnittliche Inflationsrate bei etwa -1,6% negativ bleiben.<sup>16</sup>

<sup>11</sup> IMF Staff Report for the 2016 Article IV Consultation, November 2016

<sup>12</sup> IMF Staff Report for the 2016 Article IV Consultation, November 2016

<sup>13</sup> IMF Staff Report for the 2016 Article IV Consultation, November 2016

<sup>14</sup> IMF Staff Report for the 2016 Article IV Consultation, November 2016

<sup>15</sup> IMF Staff Report for the 2016 Article IV Consultation, November 2016

<sup>16</sup> IMF Staff Report for the 2016 Article IV Consultation, November 2016, S. 6

Während die Wachstumsrate vor der Konjunkturabschwächung zwischen 2001 und 2008 durchschnittlich 6,8% betrug, deuten die jüngsten Erfahrungen und die global schwache Wachstumsdynamik darauf hin, dass solche Wachstumsraten schwierig zu erzielen sein werden. Auf Basis von Erfahrungswerten und den zu erwarteten Renditen der öffentlichen Investitionen der vergangenen Jahre scheint mittelfristig eine Wachstumstendenz um die 4% erreichbar zu sein. Die Inflation dürfte wieder im positiven Bereich liegen und soll mittelfristig günstige Werte aufweisen. Infolge der anhaltenden ausländischen Direktinvestitionen und der daraus resultierenden Kapazitätserweiterung soll der Tourismussektor weiterhin stark anwachsen. Auch die Warenausfuhren dürften eine starke Zunahme erfahren, die vor allem von der Fischverarbeitungsindustrie getragen wird.<sup>17</sup>

Die Prognose ist mit externen und inländischen Abwärtsrisiken behaftet. Was die externen Risiken anbelangt, so bringt die hohe Abhängigkeit der kapverdischen Wirtschaft vom Tourismussektor und den Geldüberweisungen eine starke Anfälligkeit des Landes für ungünstige Entwicklungen in Europa mit sich, einschließlich der Risiken, die mit dem *Brexit* zusammenhängen, da etwa 20% der Touristen aus dem Vereinigten Königreich kommen.

Die globale Volatilität der Finanzmärkte und die Problematik der Staatsverschuldung könnten zum einen die ausländischen Direktinvestitionen beeinträchtigen und zum anderen über die Verbindungen des Bankwesens zu Portugal übertragen werden. Die internen Risiken gehen in erster Linie auf den Staatshaushalt zurück, zumal die Staatsverschuldung auf ein hohes Niveau angestiegen ist. Der Anteil an notleidenden Krediten weist auf Risiken im Finanzsektor hin und die kontinuierlich schwache Kreditschöpfung könnte den Konsum und die Investitionen drastisch reduzieren.

Langfristig wird das Wirtschaftswachstum entscheidend von der Steigerung der Produktivität und der Stärkung des privaten Sektors abhängen. Die Umsetzung von produktivitätssteigernden Strukturreformen – vor allem, was den Zugang zu Finanzierung, die Effizienz des Arbeitsmarktes und die Humankapitalentwicklung anbelangt – ist für die Steigerung des langfristigen Wachstumspotentials von Kap Verde entscheidend.

Mit dem Rückgang des öffentlichen Investitionsprogramms wird es wichtig sein, den Privatsektor anzukurbeln, so dass dieser das Wachstum antreiben und die verbesserte Infrastruktur ausnutzen kann.

Die wichtigste Herausforderung der Haushaltspolitik liegt in der Eindämmung der Staatsverschuldung und in der Sicherstellung der Schuldentragfähigkeit, ohne die einsetzende Wachstumsbelebung zu hemmen. Als Konsequenz der wirtschaftlichen Erholung und der jüngsten Reformen in der Steuerverwaltung wird ein Anstieg der Steuereinnahmen über den Zeitraum 2015-2019 in Höhe von etwa 1% des BIP angenommen. Die laufenden Ausgaben werden überwiegend durch die Steuereinnahmen und inländische Finanzierung, die auf eine jährliche Obergrenze von 3% des BIP limitiert ist, finanziert.<sup>18</sup>

Mit der Umstrukturierung der Steuerverwaltung, die im September 2014 in Kraft trat, wurde eine Reform des Steuerverwaltungssystems abgeschlossen. Infolgedessen konnten Mehrwertsteuer- und Körperschaftssteuerückstände in Höhe von 5% des BIP eingetrieben werden. Die Bemühungen, die inländischen Einnahmen verstärkt zu mobilisieren, wurden in 2014 und 2015 fortgesetzt und sollten mit dem graduellen Abbau der Finanzierung zu Vorzugsbedingungen aufgrund des in 2008 gewährten Status eines Landes mittleren Einkommens weitergeführt werden. In diesem Zusammenhang sollten ferner alternative Möglichkeiten der inländischen und ausländischen Finanzierung, wie beispielsweise internationale Staatsanleihen, die Konsortialfinanzierung, die Erweiterung der inländischen Schuldtitelemmission (um Ersparnisse einzuschließen), die Öffnung des nationalen Marktes für ausländische Teilnehmer und die Emission von Anleihen für die Diaspora in Betracht gezogen werden.<sup>19</sup>

Mit dem Abbau der öffentlichen Investitionen nehmen die Projektbewertung, Projektauswahl und die Durchführungskapazität eine entscheidende Rolle ein. Die Entscheidung sollte auf Projekte fallen, die mittelfristig die höchsten Erträge

<sup>17</sup> IMF Staff Report for the 2016 Article IV Consultation, November 2016, S. 6 ff.

<sup>18</sup> IMF Staff Report for the 2016 Article IV Consultation, November 2016, S. 9

<sup>19</sup> IMF Cabo Verde Selected Issues, November 2016

hinsichtlich des Wirtschaftswachstums liefern. In diesem Sinne wurde in 2016 das Nationale Investitionssystem (SNI – *Sistema Nacional de Investimentos*) vom Finanzministerium eingeführt.

Einige staatliche Unternehmen erfordern dringende und entschlossene Maßnahmen im Sinne der Effizienzsteigerung und der Reduzierung von Eventualverbindlichkeiten. Die staatlichen Unternehmen machen etwa ein Drittel des BIP des Landes aus. Nach den vorläufigen Daten für das Jahr 2015 belief sich das Gesamtergebnis aller staatlichen Unternehmen auf einen Verlust von 1,1 Mrd. CVE (0,7% des BIP), zu welchem die nationale Fluglinie TACV maßgeblich beitrug.<sup>20</sup> Während die Eventualverbindlichkeiten sich im Jahr 2014 noch auf 9% des BIP beliefen, sind sie in 2015 auf 41,4 Mrd. CVE (375 Mio. Euro) oder 25% des BIP gestiegen, was vor allem den seitens der IFH (Wohnungsbau) und der ELECTRA (Wasser- und Stromversorgung) aufgenommenen Darlehen zuzuschreiben ist. Besorgniserregend ist allerdings die Anhäufung der Zahlungsrückstände der Kunden von ELECTRA in Höhe von 9,1 Mrd. CVE (825 Mio. Euro), 5,5% des BIP.<sup>21</sup>

Die Konsolidierung der erzielten Ergebnisse als ein Land mit mittlerem Einkommen, die weitere Stärkung der Bedingungen zur Verringerung der Armut und die Förderung des gemeinsamen Wohlstands werden für Kap Verde eine zentrale Herausforderung darstellen. Eine kleine offene Wirtschaft, wie sie auf Kap Verde gegeben ist, ist anfällig für die konjunkturellen Entwicklungen der globalen Wirtschaft. Eine Diversifizierung innerhalb und außerhalb des Tourismussektors und flexiblere Arbeitsmärkte können dazu beitragen, externe Konjunkturschocks aufzufangen.<sup>22</sup>

### 2.1.3. Außenhandel und Wirtschaftsbeziehungen zu Deutschland

Als eine kleine, offene Wirtschaft, die stark von der externen Konjunktur abhängt, nimmt Kap Verde eine eher irrelevante Rolle im internationalen Außenhandel ein. Im Jahr 2015 stand das Land in der Weltrangliste auf der 182. Position als Exporteur und auf der 178. Position als Importeur. Die Handelsbilanz ist traditionell hoch defizitär, mit sehr geringen Deckungsraten der Einfuhren durch die Ausfuhren.

**Tabelle 1: Entwicklung der Handelsbilanz**

	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Exporte</b> (in Mio. USD)	69	56	69	81	58
<b>Importe</b> (in Mio. USD)	947	766	725	772	563
<b>Saldo</b> (in Mio. USD)	-878	-710	-656	-691	-505
<b>Deckungsrate</b> (in %)	7,3%	7,3%	9,5%	10,5%	10,3%
<b>Position in der Weltrangliste</b>					
als Exporteur	182	184	182	181	182
als Importeur	170	174	176	175	178

Quelle: Kap Verde Datenblatt, aicep Portugal Global, November 2016

Die Handelsbilanz (Güter und Dienstleistungen) weist eine Reduzierung des Defizites in 2015 auf, nachdem es im Vorjahr angestiegen war, was hauptsächlich auf der Warenbilanz beruht. Die Importe von Waren- und Dienstleistungen gingen im Jahr 2015 größtenteils durch die geringere Einfuhr von Kapitalgütern (23,6%) und Brennstoffen (22%) zurück.<sup>23</sup>

Hauptzielländer der Exporte aus den Kap Verden im Jahr 2015 mit einem Anteil von ca. 50% waren Portugal (25,3%) und Spanien (24,6%). Die Importe kamen zum größten Teil aus Portugal (43,5%) und den Niederlanden (11,6%).<sup>24</sup>

<sup>20</sup> Ministério das Finanças: Projeto Sistema Nacional de Investimento Público, 17. Februar 2017

<sup>21</sup> IMF Staff Report, November 2016, S. 11

<sup>22</sup> African Economic Outlook 2016, Sustainable Cities and Structural Transformation, AfDB, OECD, UNDP

<sup>23</sup> BCV - Jahresbericht 2015, Cidade da Praia 2016

<sup>24</sup> Kap Verde Datenblatt, aicep Portugal Global, November 2016

Die Exporte beruhen überwiegend auf der Wiederausfuhr von Erdölprodukten, gefolgt von Produkten aus der Fischerei und der entsprechenden verarbeitenden Industrie. Obwohl Letztere nur mäßig zum BIP beiträgt, hat sie einen wesentlichen Einfluss auf die Beschäftigung und die Exporte.

Die Importe sind weniger konzentriert als die Exporte und bestehen aus einer Reihe von Produkten zur Erfüllung der Bedürfnisse des Landes, sowohl in Bezug auf Grundversorgungsgüter wie Zwischenprodukte als auch auf industrielle Erzeugnisse, die die lokale Wirtschaft nicht liefern kann. Als die wichtigsten Importgüter sind Brennstoffe (12,9%) sowie Maschinen und Geräte (15,8%) hervorzuheben.<sup>25</sup>

Der Handel zwischen Deutschland und der Republik Kap Verde besitzt nur eine sehr geringe Ausprägung. Deutsche Unternehmen exportierten im Jahr 2015 Waren und Dienstleistungen im Wert von ca. 6,16 Mio. Euro, womit Kap Verde auf Rang 190 der deutschen Exportdestinationen liegt. Die Importe betragen lediglich 0,98 Mio. Euro und liegen damit auf dem 183. Rang der Importursprungsländer.<sup>26</sup>

### 2.1.4. Arbeitsmarktsituation

Gemäß der Arbeitskräfteerhebung des INE CV hat sich der Arbeitsmarkt in 2015 verbessert. Diese Verbesserung spiegelt im Wesentlichen das größere Beschäftigungsangebot in der Landwirtschaft aufgrund der hohen Niederschläge in der Regenzeit wider.<sup>27</sup>

Die Beschäftigungsquote der kapverdischen Bevölkerung stieg um 0,3 Prozentpunkte auf 58,3% der Bevölkerung im erwerbsfähigen Alter, was einer Zunahme der Beschäftigten um ca. 6%, also 11.654 mehr Arbeitsplätze, entspricht.

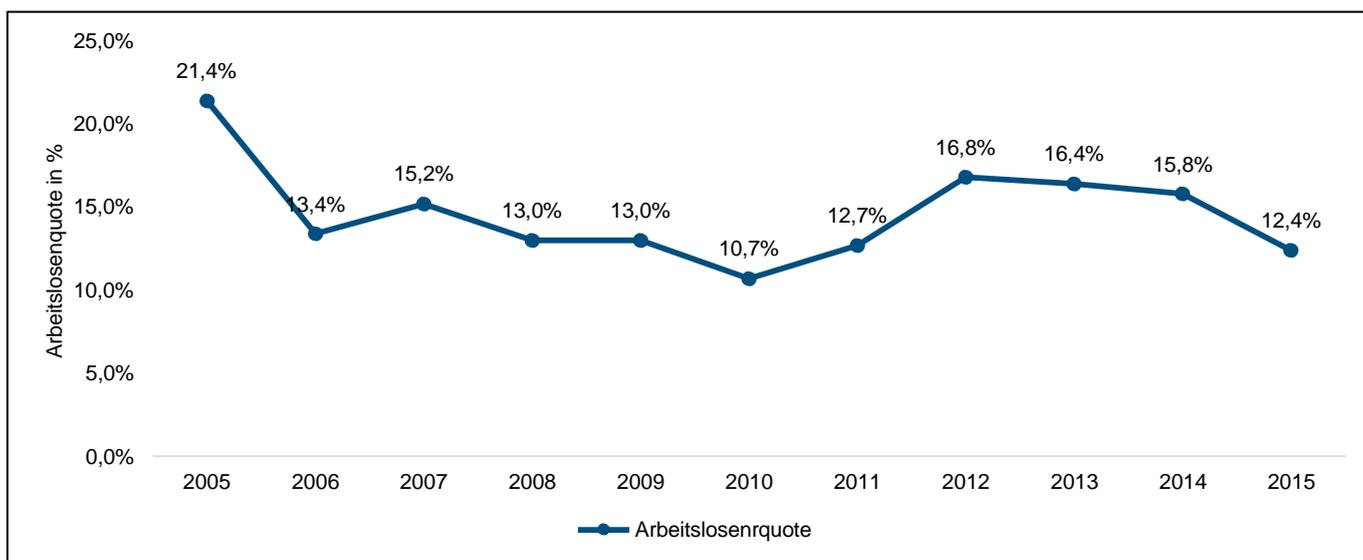


Abbildung 2: Entwicklung der Arbeitslosenquote 2005-2015 (in %)

Quelle: Statistisches Amt Kap Verde, Entwicklung der Arbeitslosenquote 2015 und BCV - Jahresbericht 2015, Cidade da Praia 2016

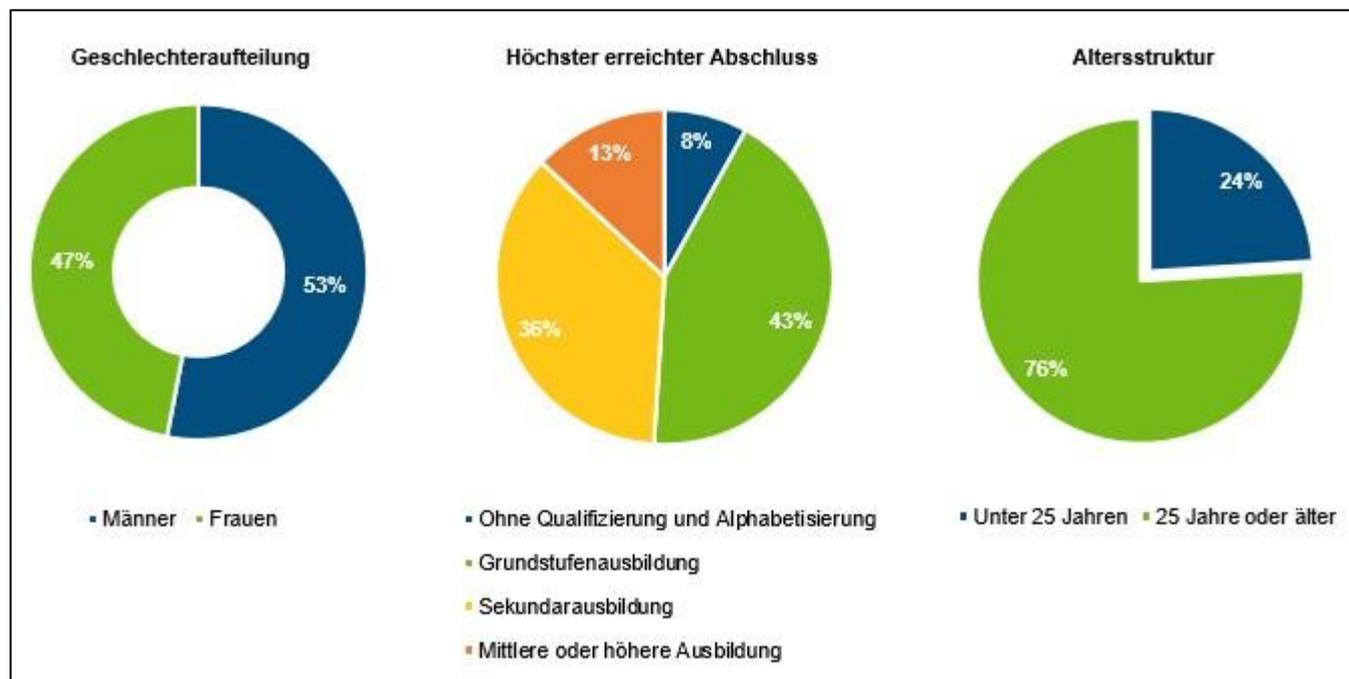
Die durchschnittliche Arbeitslosenquote sank von 15,8% in 2014 auf 12,4% in 2015, wobei auf abgelegenen Inseln eine höhere Arbeitslosigkeit beobachtet wurde. Die Jugendarbeitslosigkeit ist besonders hoch, obwohl sie von 35,8% im Jahr 2014 auf 28,6% im Jahr 2015 zurückgegangen ist. Bei den Frauen ist die Arbeitslosigkeit insgesamt höher als bei den Männern, am höchsten liegen die Arbeitslosenraten bei jungen Frauen in den Altersgruppen zwischen 15 - 19 und 20 - 24

<sup>25</sup> Kap Verde Datenblatt, aicep Portugal Global, November 2016

<sup>26</sup> Rangfolge der Handelspartner im Außenhandel der Bundesrepublik Deutschland, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden 2016

<sup>27</sup> BCV - Jahresbericht 2015, Cidade da Praia 2016, S. 41

Jahren, die in ländlichen Gebieten leben. Studien zeigen, dass die Beseitigung der geschlechtsspezifischen Unterschiede in der Erwerbsbeteiligungsquote das Pro-Kopf-Einkommen um bis zu 12% steigern könnte. Nach den Empfehlungen des IWF sind weitere Reformen bezüglich des Arbeitsmarktes erforderlich, um flexibler zu werden und insbesondere um die Qualifikationsdefizite weiter zu reduzieren. Ferner sollte die Berufsausbildung erweitert und besser an die aktuellen und zukünftigen Bedürfnisse der Wirtschaft angepasst werden.<sup>28</sup>



**Abbildung 3: Charakterisierung der Erwerbstätigen auf Kap Verde in 2015**

Quelle: BCV - Jahresbericht 2015, Cidade da Praia 2016

Der Arbeitsmarkt auf den Kap Verden zeichnet sich durch ein hohes Maß an Informalität aus.

Die Mehrheit dieser informellen Arbeitnehmer sind Frauen, die vor allem im Einzelhandel, in Familienhäusern und in der Landwirtschaft tätig sind. Mehr Frauen berichten über unbezahlte Arbeit (90%) im Vergleich zu Männern (73%); und Frauen verbringen durchschnittlich etwa 3,5 Stunden mehr als Männer mit unbezahlter Arbeit am Tag. Die Zahl von informell Beschäftigten steigt mit abnehmenden Lebensstandards und Bildungsniveaus sowie mit einer größeren Anzahl von Angehörigen. Die Volkszählung 2010 zeigte auch, dass familiäre Aufgaben ein einschränkender Faktor für den Zugang von Frauen zur Erwerbstätigkeit sind.<sup>29</sup>

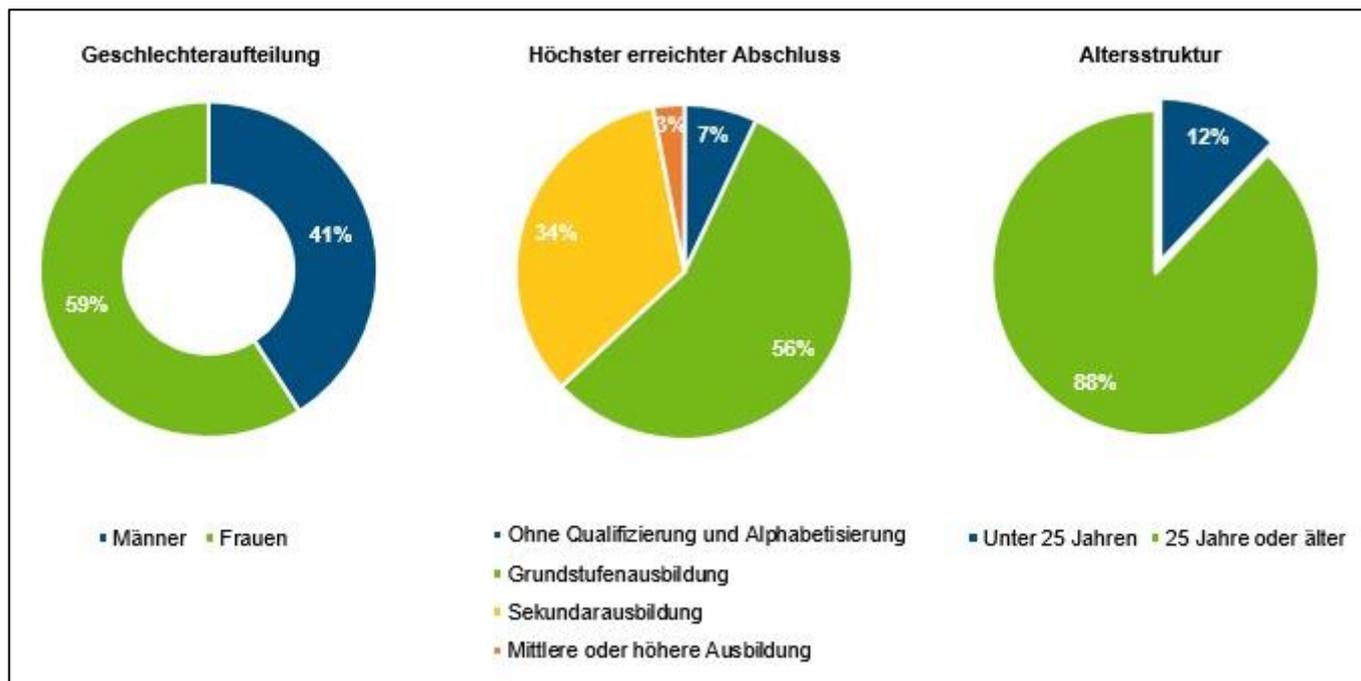
Grundsätzlich stellen die verschiedenen wirtschaftlichen Tätigkeiten von Erwerbstätigen und Wirtschaftseinheiten, die aufgrund Gesetzes oder in der Ausübung dieser Tätigkeit nicht von offiziellen Bestimmungen erfasst werden, die informelle Wirtschaft dar. Im Rahmen einer in 2015 durchgeführten Erhebung zur Charakterisierung des informellen Sektors auf den Kap Verden definierte das Statistische Amt Kap Verdes den informellen Sektor als die Produktionseinheiten, die weder über eine Steuernummer noch über eine Buchführung verfügen.

Die informelle Wirtschaft auf den Kap Verden hat eine erhebliche Dimension: Laut der genannten Datenerhebung beträgt die Bruttowertschöpfung der informellen Tätigkeiten, ausgenommen derjenigen in der Landwirtschaft, insgesamt 12% des BIP des Landes.<sup>30</sup>

<sup>28</sup> IMF Staff Report for the 2016 Article IV Consultation, November 2016

<sup>29</sup> BCV - Jahresbericht 2015, Cidade da Praia 2016, S. 44

<sup>30</sup> BCV - Jahresbericht 2015, Cidade da Praia 2016



**Abbildung 4: Charakterisierung der Erwerbstätigen in der informellen Wirtschaft auf Kap Verde in 2015**

Quelle: BCV - Jahresbericht 2015, Cidade da Praia 2016

Die informelle Wirtschaft beschäftigt rund 40.000 Menschen (10,5% der Bevölkerung im erwerbstätigen Alter), davon 85% auf permanenter Basis.

Die informellen, nicht-landwirtschaftlichen Tätigkeiten werden überwiegend in städtischen Gebieten durch Frauen um die 40 Jahre mit Pflichtschulbildung (6 Jahre) ausgeübt.

Verglichen mit den in 2010, im Rahmen einer weiteren Umfrage, erhobenen Daten, ist die Anzahl an informellen nicht-landwirtschaftlichen Produktionseinheiten um 38% gestiegen, was eine Zunahme der Beschäftigten um 27,5% bedeutet.

Die Verteilung der Produktionseinheiten auf die verschiedenen Wirtschaftssektoren hat sich seit 2010 verändert. Damals war der Handel der wirtschaftliche Sektor mit dem höchsten Grad an Informalität; in 2015 war die Verteilung der Produktionseinheiten auf die Industrie (36,6%), den Handel (34,9%) und andere Dienstleistungen (28,5%) gleichmäßiger.

Die Beschäftigten in der informellen Wirtschaft arbeiten durchschnittlich 38,6 Stunden in der Woche, verglichen mit einem Durchschnitt von 36,7 Wochenstunden in der formellen Wirtschaft. Die Hälfte der Beschäftigten verdient weniger als 14.200 CVE (ca. 130 Euro) im Monat.<sup>31</sup> Auf dem formellen Arbeitsmarkt wurde im Jahr 2014 der Mindestlohn eingeführt und beträgt seitdem 11.000 CVE (ca. 100 Euro).

Die informellen Arbeitnehmer werden nicht deklariert und somit nicht anerkannt. Sie verfügen über keinen Sozialschutz und können ihre im Arbeitsgesetz verankerten Rechte nicht geltend machen. Die undeklarierten Unternehmen kommen ihren Steuer- und Sozialpflichten nicht nach und betreiben dadurch einen unlauteren Wettbewerb gegenüber den formell gegründeten Unternehmen. Dennoch kann die informelle Wirtschaft auch ein Potential für das Unternehmertum darstellen, deren Übergang zur formellen Wirtschaft durch geeignete Maßnahmen, wie die 2016 in Kraft getretene Sonderregelung für Kleinst- und Kleinunternehmen (*REMPE - Regime Especial para as Micro e Pequenas Empresas*), zu fördern wäre.

<sup>31</sup> BCV - Jahresbericht 2015, Cidade da Praia 2016

### 2.1.5. Investitionsklima und -förderung

Kap Verde nimmt im *Global Competitiveness Report 2016-17* den 110. Platz unter 138 Ländern ein und erreicht auf einer Skala von 1-7 eine Gesamtbewertung von 3,8 Punkten (*Global Competitiveness Index*). Der Zugang zur Finanzierung, die Steuersätze und die ineffiziente öffentliche Bürokratie werden als besonders problematische Faktoren hervorgehoben.<sup>32</sup>

**Tabelle 2: Global Competitiveness Index – Kap Verde: Ein Vergleich**

	2013/2014		2014/2015		2015/2016		2016/2017	
	Platz	Punkte	Platz	Punkte	Platz	Punkte	Platz	Punkte
<b>GCI - Global Competitiveness Index</b>	<b>122</b>	<b>3,5</b>	<b>114</b>	<b>3,7</b>	<b>112</b>	<b>3,7</b>	<b>110</b>	<b>3,8</b>
<b>Grundvoraussetzungen</b>	<b>103</b>	<b>4,0</b>	<b>91</b>	<b>4,3</b>	<b>92</b>	<b>4,2</b>	<b>89</b>	<b>4,32</b>
Institutionen	69	3,9	66	3,9	66	3,9	71	3,97
Infrastrukturen	116	2,8	104	3,1	94	3,3	94	3,39
Makroökonomisches Klima	128	3,7	106	4,1	124	3,6	107	4,02
Gesundheit u. Grundausbildung	75	5,7	57	6,0	51	6,0	58	5,92
<b>Effizienzverstärker</b>	<b>130</b>	<b>3,2</b>	<b>127</b>	<b>3,3</b>	<b>122</b>	<b>3,4</b>	<b>121</b>	<b>3,40</b>
Hochschul- u. Berufsbildung	94	3,7	89	3,9	81	4,1	79	4,15
Effizienz des Gütermarkts	112	3,9	110	4,0	99	4,1	97	4,08
Effizienz des Arbeitsmarkts	129	3,7	126	3,6	125	3,6	116	3,67
Entwicklung des Finanzmarkts	127	3,3	115	3,4	111	3,4	112	3,37
Technologisches Niveau	91	3,3	80	3,5	77	3,6	78	3,76
Marktgröße	148	1,3	144	1,3	138	1,5	137	1,37
<b>Innovations- und Komplexitätsfaktoren</b>	<b>118</b>	<b>3,1</b>	<b>109</b>	<b>3,2</b>	<b>104</b>	<b>3,3</b>	<b>105</b>	<b>3,31</b>
Komplexität Unternehmen	121	3,4	114	3,5	106	3,5	108	3,52
Innovation	116	2,8	101	3,0	100	3,1	98	3,11

Quelle: World Economic Forum, Global Competitiveness Report

Auf dem *Heritage Foundation's Economic Freedom Index 2016* nimmt Kap Verde den Platz 57, zwischen Slowakei auf Platz 56 und Ungarn auf Platz 58, unter 178 Ländern ein.<sup>33</sup> Unter 46 Ländern der Süd-Sahara steht Kap Verde auf dem 3. Platz nach Mauritius und Botswana. Mit einer Bewertung von 66,5 wird das Land als „moderately free“ (Bewertung 60-69,9) eingestuft und schneidet weiterhin in der Gesamtbewertung erheblich besser ab als der globale und regionale Durchschnitt. Gemäß dem Bericht haben beträchtliche Umstrukturierungen und die relativ zuverlässige Rechtsstaatlichkeit dem Inselstaat den Übergang zu einem offenen und flexiblen Wirtschaftssystem erleichtert. Verglichen mit anderen Volkswirtschaften in der Region werden die Eigentumsrechte auf Kap Verde stark geschützt; die Reformen haben die Korruption verringert und den Regelungsrahmen verbessert.

Kap Verde machte erhebliche Fortschritte bezüglich des Einkommenswachstums und der Armutsbekämpfung unter Erhaltung der makroökonomischen Stabilität. Die Regierung unterstützt weiterhin eine Politik, die den Freihandel und offene Märkte fördert, wenn auch die öffentlichen Ausgaben und die Staatsverschuldung sich einem besorgniserregenden Niveau nähern. Die Regierung zeigte in letzter Zeit eine gewisse Eindämmung bezüglich der ehrgeizigen öffentlichen Investitionsprojekte, um die langfristige Tragfähigkeit der öffentlichen Finanzen zu gewährleisten.

Was die Rechtsstaatlichkeit anbelangt, so erwähnt der Bericht der Heritage Foundation die allgemeine politische Stabilität, welche von starken demokratischen Institutionen und dem Schutz der bürgerlichen Freiheiten untermauert wird. Kap Verde verfügt über eine relativ hohe Transparenz und ein niedriges Korruptionsniveau gegenüber anderen afrikanischen

<sup>32</sup> The Global Competitiveness Report 2016-2017, World Economic Forum, 2016

<sup>33</sup> 2016 Index of Economic Freedom, World Heritage Foundation

Ländern. Der Privatbesitz ist relativ gut geschützt. Die verfassungsrechtlich unabhängige Justiz wird allgemein gewahrt, obwohl das Justizsystem ineffizient ist und der Rückstau unerledigter Strafsachen zu erheblichen Verzögerungen führt.<sup>34</sup>

Der höchste Einkommensteuersatz beträgt 35%, bei der Körperschaftssteuer liegt der Höchstsatz bei 25%. Auf Kap Verde wird eine Mehrwertsteuer von 15% erhoben; aufgrund einer Ausnahmesituation, die durch den Vulkanausbruch auf der Insel Fogo hervorgerufen wurde, sah der Staatshaushalt für 2015 einen Mehrwertsteuersatz von 15,5% vor.<sup>35</sup>

Der durchschnittliche Zollsatz für Einfuhren ist mit 10,9% relativ hoch. In- und ausländische Investoren werden in der Regel rechtlich gleichbehandelt. Mehrere Staatsunternehmen wurden seit den 1990er Jahren privatisiert. Der Banksektor wächst weiter und die Zahl der notleidenden Kredite hat sich verringert. Die zugewiesenen Kredite unterliegen generell den Marktbedingungen; der Finanzierungszugang für kleine und mittlere Unternehmen hat sich verbessert.<sup>36</sup>

In der Ausführung „Cape Verde – A Success Story“ der Afrikanischen Entwicklungsbank und des Afrikanischen Entwicklungsfonds von November 2012<sup>37</sup> wird Kap Verde als ein Modell für verantwortungsbewusste Regierungsführung präsentiert. Im Ibrahim Index über verantwortungsbewusste Staatsführung in Afrika belegt Kap Verde den 3. Platz mit 73 von 100 Punkten und wird lediglich von Mauritius und Botswana übertroffen. Unter den Ländern Westafrikas nimmt Kap Verde in diesem Index die Vorrangstellung ein. Dieser Index definiert die verantwortungsbewusste Staatsführung als die Fähigkeit zur Bereitstellung von politischen, sozialen und wirtschaftlichen Gütern und Leistungen, die der Verantwortung des Staates obliegen und die jeder Bürger vom Staat erwartet.<sup>38</sup>

Bei den *Worldwide Governance Indicators*<sup>39</sup> beinhaltet der Begriff „Governance“ die Traditionen und Institutionen, die die Autorität in einem Land ausüben. Dies umfasst neben dem Prozess, durch den Regierungen ausgewählt, überwacht und ersetzt werden, auch die Fähigkeit der Regierung, effektive Politiken zu formulieren und umzusetzen sowie die Achtung der Bürger und des Staates für die Institutionen. Bei diesem Index schneidet Kap Verde in allen Kategorien besser als die Region der Sub-Sahara ab.

Nach *Transparency International* sind Botswana, Mauritius und die Kap Verden die weniger korrupten Länder Afrikas und liegen diesbezüglich auf demselben Niveau wie andere Länder auf anderen Kontinenten wie Europa und Nordamerika.<sup>40</sup>

In den letzten Jahren können Fortschritte auf den Kap Verden im Hinblick auf das Investitionsklima verzeichnet werden. Wie aus Tabelle 2 ersichtlich ist, stieg Kap Verde beispielsweise auf dem globalen Wettbewerbsranking des World Economic Forums vom Platz 122 in 2013/14 auf Platz 110 in 2016/17. Dennoch sind nach wie vor weitere Verbesserungen des Geschäftsklimas für die Schaffung von Arbeitsplätzen und das Wachstum des privaten Sektors entscheidend.

Am 1. Oktober 2016 trat eine neue Arbeitsgesetzregelung mit der Absicht, die Arbeitsmarktflexibilität zu erhöhen und die Kosten für Personalentlassungen zu senken, in Kraft. Bereits Ende 2014 startete die staatliche Investitionsförderagentur *Cabo Verde Investimentos* (CI) eine Online-One-Stop-Plattform, um ausländischen Investoren den Investitionsprozess zu erleichtern. Im Juli 2016 wurde *Cabo Verde Investimentos* zu *Cabo Verde TradeInvest* umstrukturiert mit dem Ziel, die Synergien zwischen ausländischen Direktinvestitionen und Exportförderung, insbesondere im Tourismussektor, zu stärken. Im September 2016 schlossen die Behörden eine Kooperationsvereinbarung für die Gründung eines *Trade Resource Centre* des *African Growth and Opportunity Act* (AGO) zur Förderung der Exporte in die Vereinigten Staaten.<sup>41</sup> In 2015 wurde die *CV Garante*, eine Kreditgarantiegemeinschaft, gegründet, um die Finanzierung von Klein- und Kleinunternehmen zu erleichtern. Im selben Jahr hat die Regierung Kreditauskunfteien eingerichtet, die eine Verbesserung der Kredit-Informationen und somit den Zugang zu Finanzierungen gewährleisten sollen. Der Mangel an Know-how ist

<sup>34</sup> 2016 Index of Economic Freedom, World Heritage Foundation

<sup>35</sup> Câmara de Comércio Indústria e Turismo Portugal Cabo Verde 2016

<sup>36</sup> 2016 Index of Economic Freedom, World Heritage Foundation

<sup>37</sup> African Development Bank & Afrika Development Fund, Cape Verde – A Success Story, November 2012

<sup>38</sup> 2016 Ibrahim Index of African Governance, A Decade of African Governance 2006-2015, Mo Ibrahim Foundation, October 2016

<sup>39</sup> Worldwide Governance Indicators, The World Bank Group

<sup>40</sup> People and Corruption: Africa Survey 2015, Transparency International, 2015

<sup>41</sup> USAID West Africa Trade and Investment Hub



Scheme of Preferences+“ (GPS+) berücksichtigt zu werden. Unter dieser speziellen Vereinbarung sollen Mitgliedern, denen mit der Abschaffung von Zolltarifen für 6.000 Produkte (66% der üblichen EU-Zolltarife) ein bevorzugter Zugang zu EU-Märkten und -Ländern gewährt wird, Anreize gesetzt werden, wenn sie sich verpflichten, 27 internationale Schlüsselkonventionen über die Achtung der Menschen- und Arbeitsrechte, der Umwelt und der guten Regierungsführung effizient zu implementieren. Am 9. Dezember 2011 bestätigte die Europäische Kommission, dass Kap Verde die Bedingungen erfülle und nahm den Inselstaat als ersten afrikanischen Staat in GPS+ auf.<sup>42</sup> In 2012 entsprach dies ca. 4,9 Mrd. Euro an eingeführten Waren. Das erste GPS+ ist im Dezember 2013 abgelaufen. Am 1. Januar 2014 ist ein erneutes GSP+ in Kraft getreten und Kap Verde ist unter den 10 Ländern, die von den Sonderbedingungen dieser Vereinbarung weiterhin profitieren können.<sup>43</sup>

Unter den internationalen Abkommen sei noch das Abkommen von Cotonou erwähnt. Dieses bietet einen Rahmen für die Kooperationsbeziehungen der Europäischen Union, um die wirtschaftliche, soziale und kulturelle Entwicklung der Staaten Afrikas, der Karibik und des Pazifik (AKP) zu fördern. Das Abkommen stützt sich auf die Gleichheit der Partner und Eigenverantwortung für die Entwicklungsstrategien. Es wurde am 23. Juni 2000 unterzeichnet und für einen Zeitraum von 20 Jahren geschlossen. Es kann alle fünf Jahre überprüft werden.<sup>44</sup>

Innerhalb der EU/AKP-Partnerschaft einigten sich die Parteien auf den Abschluss neuer Handelsabkommen nach WHO-Regeln (Economic Partnership Agreements - EPAs), um schrittweise Handelshemmnisse zu beseitigen und um die Zusammenarbeit und die Kooperation in zusammenhängenden Bereichen wie Normung, Zertifizierung und Qualitätskontrolle sowie Wettbewerbs- und Verbraucherpolitik zu fördern.<sup>45</sup>

Nach zehn Jahren andauernder Gespräche zwischen den 16 Ländern Westafrikas und der Europäischen Union wurden im Februar 2014 die Verhandlungen über ein Wirtschaftspartnerschaftsabkommen abgeschlossen. Aus der Perspektive des Handels und der Entwicklung stellt das Abkommen einen großen Erfolg dar. Die Region Westafrikas macht über 38% des gesamten Handels zwischen der EU und den AKP-Staaten aus. Die EU liefert einen Großteil der Ausstattung, die für das wirtschaftliche Wachstum und die Entwicklung der Region benötigt wird, und ist gleichzeitig der wichtigste Ausfuhrmarkt für westafrikanische Agrar- und Fischereiprodukte. Die jährlichen Exporte der EU nach Westafrika betragen 31 Mrd. Euro, die Importe belaufen sich auf 37 Mrd. Euro.<sup>46</sup>

Das Wirtschaftspartnerschaftsabkommen zwischen der EU und Westafrika basiert auf dem Abkommen von Cotonou zwischen den AKP-Staaten und der EU. Das Abkommen hat einen stark entwicklungsorientierten Ansatz und wird von erheblichen Fonds für die Zusammenarbeit in der Entwicklung unterstützt, so dass Westafrika von den Handelsvorteilen vollständig profitieren kann. Ferner wird das Abkommen einen Beitrag zur besseren Integration von Westafrika in das Welthandelssystem leisten und Unterstützung für Investitionen und Wirtschaftswachstum anbieten.

Das Abkommen ist die erste Wirtschaftspartnerschaft, die nicht nur die 16 Länder der Region, sondern auch ihre beiden regionalen Organisationen, die Westafrikanische Wirtschaftsgemeinschaft (ECOWAS) und die Westafrikanische Wirtschafts- und Währungsunion (UEMOA), zusammenbringt – ein klares Zeichen für das Bestreben Westafrikas zur regionalen Integration, welches die EU unterstützen möchte.

Wie auch in anderen AKP-Regionen wird die Umsetzung dieser Vereinbarung auf Gegenseitigkeit beruhen. Für Westafrika bedeutet das Abkommen eine Erhöhung der Ausfuhren in die EU, die Stimulierung der Investitionen und einen Beitrag zur Entwicklung der Produktionskapazität. Die Wirtschaftspartnerschaft wird notwendige Reformen unterstützen und die wirtschaftliche und soziale Entwicklung fördern. Für die EU eröffnet das Abkommen neue Geschäftsmöglichkeiten und erhöht die Rechtssicherheit für europäische Investoren in der Region.<sup>47</sup>

<sup>42</sup> European Commission, Cape Verde secures access to EU markets and boosts its development, 2011

<sup>43</sup> European Commission, Revised EU Trade Scheme, Memo, Dezember 2013

<sup>44</sup> Europäische Gemeinschaft, Abkommen von Cotonou, 2000

<sup>45</sup> Kap Verde Datenblatt, aicep Portugal Global, November 2016

<sup>46</sup> Economic Partnership Agreement with West Africa - Facts and Figures, European Commission, DG Trade, September 2015

<sup>47</sup> Economic Partnership Agreement with West Africa - Facts and Figures, European Commission, DG Trade, September 2015

Das Abkommen wurde am 30. Juni 2014 unterzeichnet und von den Staatshäuptern der ECOWAS am 10. Juli angenommen; es wartet nun auf die Unterschrift und Ratifizierung beider Seiten. Bis zu seiner vorläufigen Anwendung gilt weiterhin das GSP+-Regime.<sup>48</sup>

### **Internationales Geschäftszentrum *International Business Centre* (CIN – Centro Internacional de Negócios)**

Die geostrategische Lage von Kap Verde, die wirtschaftliche Entwicklung und die angestrebte Internationalisierung der kapverdischen Wirtschaft liegen der Entstehung des Internationalen Geschäftszentrums zugrunde.

Zur Förderung des internationalen Handels und der Investitionen mit Exportpotential wurde durch das Dekret *Decreto-Legislativo 1/2011* vom 31. Januar 2011 das umfangreiche Konzept des Internationalen Geschäftszentrums (CIN – *Centro Internacional de Negócios*) umgesetzt. Inbegriffen sind das Internationale Industriezentrum (CII – *Centro Internacional Industrial*), das Internationale Handelszentrum (CIC – *Centro Internacional de Comércio*) und das Internationale Dienstleistungszentrum (CIPS – *Centro Internacional de Prestação de Serviços*). Diese Zonen erlauben die Ausübung von Industrie-, Handels- oder Dienstleistungsaktivitäten, die für den internationalen Handel bestimmt sind. Nach Einreichung eines Genehmigungsantrages auf Niederlassung in dem entsprechenden Zentrum und Bezahlung der jeweiligen Gebühren können die Unternehmen von Steuer- und Zollvorteilen profitieren.

Das Dekret wurde durch das Gesetz Nr. 28/2013 vom 31. Oktober 2013<sup>49</sup> geändert und neu veröffentlicht.

Den Unternehmen, die über eine Lizenz für das Internationale Geschäftszentrum verfügen, werden eine Reihe von Vorteilen gemäß der Gesetzesregelung über steuerliche Vorteile *Código dos Benefícios Fiscais*, Gesetz Nr. 26/VIII/2013, vom 21. Januar 2013<sup>50</sup> eingeräumt.

Diejenigen Unternehmen, die im Rahmen des CII und CIC tätig sind und mindestens 5 Arbeitsplätze schaffen, profitieren von einem reduzierten Satz der Körperschaftsteuer (IUR) bis 2015. Der Steuersatz liegt zwischen 2,5 und 5%, je nach Anzahl der geschaffenen Arbeitsplätze, nämlich 5% für Unternehmen mit 5 oder mehr Mitarbeitern, 3,5% für die mit 20 oder mehr Mitarbeitern und 2,5% für Unternehmen mit mindestens 50 Mitarbeitern. Im Dienstleistungssektor ist im Rahmen des CIPS die Schaffung von mindestens zwei Arbeitsplätzen zur Gewährung eines Steuersatzes in Höhe von 2,5% notwendig.

Die in den CIN integrierten Unternehmen sind bei Firmengründung, Kapitalerhöhung und Finanzierungsverträgen von der Stempelsteuer befreit. Ferner wird ihnen die Freistellung von Zolltarifen und Gebühren gemäß den gültigen Rechtsvorschriften gewährt. Das CIN-System sieht zusätzlich die Mehrwertsteuerbefreiung nach dem entsprechenden Gesetz vor, die Erstattung der bezahlten Mehrwertsteuer soll dabei innerhalb von 30 Tagen erfolgen. Der Erwerb von Immobilien zur Einrichtung oder Erweiterung der Geschäftstätigkeiten können unter Zustimmung der jeweiligen kommunalen Behörde von der Vermögenssteuer befreit werden. Des Weiteren ermöglicht das CIN-System den Entfall der Notar- und Eintragunggebühren bei der Gründung und Registrierung von Unternehmen.<sup>51</sup>

Die neue Regierung beabsichtigt die Einrichtung von einem CIN auf jeder Insel.

#### **2.1.6. Sektorenübergreifende Fördermittel**

Die Güter, die in Kap Verde produziert werden, verfügen über einen bevorzugten Zugang zu den Märkten der Europäischen Union (Abkommen von Cotonou), der Vereinigten Staaten (Generalized System of Preferences und AGOA – Afri-

<sup>48</sup> Kap Verde Datenblatt, aicep Portugal Global, November 2016

<sup>49</sup> Amtsblatt Kap Verde, Gesetz 38/2013 vom 2. Oktober 2013

<sup>50</sup> Amtsblatt Kap Verde, Gesetz 26/VIII/2013 vom 21. Januar 2013

<sup>51</sup> Kap Verde Internationales Geschäftszentrum, Steuervorteile bei Investitionen

can Growth Opportunity Act), von Kanada (Generalized System of Preferences; Vereinbarungsprotokoll über die Initiative der weniger entwickelten Länder) und der ECOWAS (Benin, Burkina Faso, Elfenbeinküste, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Liberia, Mali, Niger, Nigeria, Senegal, Sierra Leone und Togo).<sup>52</sup>

Mithilfe dieser Förderinstrumente ist Kap Verde dabei, sich zu einem Angelpunkt zwischen drei Kontinenten, Afrika, Europa und Amerika mit einer großen wirtschaftlichen Bedeutung zu profilieren. Es kann eine Entwicklung hin zu einem wichtigen Standort für die Abwicklung von Geschäften mit Zugang zu anderen Märkten in den Wirtschaftsregionen, zu denen Kap Verde gehört, beobachtet werden. Der westafrikanische Markt alleine hat knapp 350 Mio. Einwohner. Als Mitglied der ECOWAS verfügt Kap Verde über die notwendigen Bedingungen, um als Plattform für die Wiederausfuhr von Produkten zu agieren, die innerhalb dieses Marktes zollfrei gehandelt werden.

Als Förderinstrumente zur Investitionsfinanzierung sind zu erwähnen:

- Europäischer Investitionsfonds (EIF) – Europäischer Entwicklungsfonds (EEF) – Finanzierung der AKP-Länder (in Höhe von 3,5 Mrd. Euro): Zuschüsse, Garantien und Mittel für private Unternehmen in AKP-Ländern
- Europäische Investitionsbank (EIB) zur Förderung von Entwicklungsprojekten in den AKP-Ländern

Im Rahmen ihrer Kooperation mit den AKP-Staaten (Afrika, Karibik, Pazifik) hat die Europäische Union das Indikativprogramm für die Entwicklungszusammenarbeit mit Kap Verde im Zeitraum 2014 bis 2020 verabschiedet. Dafür sind Mittel des 11. Europäischen Entwicklungsfonds (EEF) in Höhe von insgesamt 55 Mio. Euro vorgesehen, die insbesondere für Maßnahmen im Schwerpunktbereich gute Regierungsführung *Good Governance* und lokale Entwicklung *Development Contract* (GGDC) verwendet werden sollen. Dabei verteilen sich die Mittel auf einen ersten Programmteil (GGDC window 1) zur Förderung der Armutsminderung und des Wachstums (30 Mio. Euro) sowie einen zweiten Programmteil (GGDC window 2) zur Stärkung der besonderen Partnerschaft zwischen der EU und Kap Verde (20 Mio. Euro). Außerdem soll u.a. die technische Zusammenarbeit *Technical Cooperation Facility* (TCF) mit 4 Mio. Euro gefördert werden.<sup>53</sup>

Für den Zeitraum 2014-2020 stehen auch folgende EU-Förderprogramme zur Verfügung:

- EU-ACP ENERGY FACILITY (200 Mio. Euro): Zuschüsse für Investitionsprogramme und für die Entwicklung von Energiedienstleistungen zum allgemeinen Kapazitätsaufbau im Energiesektor in AKP-Ländern;
- Instrument für die Entwicklungszusammenarbeit *Instrument for Development Cooperation* (DCI) (19,66 Mrd. Euro): Zuschüsse für EU-Projekte in der Entwicklungszusammenarbeit.

In 2014 wurden gemeinsame Erklärungen zwischen der EU und fünf afrikanischen Länder, darunter Kap Verde, unterzeichnet, um die Zusammenarbeit im Bereich der erneuerbaren Energien mit den betroffenen Ländern zu stärken. Ziel dieser Erklärungen war, den Zugang zu erneuerbaren Energiequellen auch in ländlichen Gebieten, wo der Bedarf am größten ist, zu verbessern.

Um dieses Ziel auch auf globaler Ebene zu erreichen, will die EU für den Zeitraum 2014-2020 mehr als 3,3 Mrd. Euro für Projekte zur Förderung erneuerbarer Energie weltweit bereitstellen. Rund 2 Mrd. Euro sind für afrikanische Länder vorgesehen.

Ein weiteres grundlegendes Ziel der Erklärungen sah die Zusammenarbeit mit dem Privatsektor vor, wodurch die Investitions- und Finanzierungsbedingungen verbessert und der Zugang zu nachhaltiger Energie bzw. die Produktion von nachhaltigem, zuverlässigem und kosteneffizientem Strom gesteigert werden sollten. Um dieses Ziel zu verwirklichen, wurden die Regierungen der Partnerländer und die EU aufgefordert, bei der Entwicklung von Projekten zur Förderung erneuerbarer Energie zusammenzuarbeiten.<sup>54</sup>

<sup>52</sup> Kap Verde - Rechtliche Bedingungen für den Marktzugang, AICEP, Set 2014

<sup>53</sup> National Indicative Programme 2014-2020, GTAI

<sup>54</sup> Europäische Kommission, Pressemitteilung „EU verstärkt Zusammenarbeit mit Entwicklungsländern im Bereich erneuerbare Energien“, 22. September 2014

## 2.2. Energiemarkt

Die Insellage und die verbreitete Nutzung von Erdölzeugnissen charakterisieren den Energiesektor auf den Kap Verden. Alle neun bewohnten Inseln bilden einzelne und isolierte Energiesysteme mit eigenen Charakteristika des Energieangebotes und der -nachfrage.

Die Energieerzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsanlagen auf den Kap Verden wurden durch Unterstützungsprojekte der Weltbank, der Afrikanischen Entwicklungsbank und anderer Nationen entwickelt.

Aktuell werden auf den Kap Verden Projekte zur Entwicklung der Stromübertragungs- und Stromverteilungssysteme durch das niederländische OERT-Projekt und das PTDSD-Projekt (Power Transmission and Distribution System Development Project) durchgeführt. Die Bauarbeiten laufen bereits seit März 2012 und die Arbeiten sollen in 2017 zu Ende geführt werden. Das PTDSD-Projekt umfasst sechs Inseln: Santo Antão, São Vicente, Sal, Maio, Santiago und Fogo. Drei der Inseln (São Vicente, Sal und Santo Antão) sollen mit dem SCADA-System (Supervisory Control And Data Acquisition) versehen werden.

Unterirdische Übertragungs- und Verteilungsleitungen finden in vielen Fällen Anwendung, während Freileitungen hauptsächlich in den bergigen oder ländlichen Regionen vorgefunden werden. Die Übertragungs-, Verteilungsleitungsgröße und die Transformatorkapazität werden nach der Stromlast ausgewählt. Im Allgemeinen werden groß dimensionierte Kabel in Hauptleitungen und kleinere für Zweigleitungen verwendet. In einigen elektrifizierten Gebieten werden Masttransformatoren genutzt, jedoch sind Transformatorstationen am meisten verbreitet.<sup>55</sup>

In den folgenden Kapiteln wird die Energiemarktentwicklung im Einzelnen aufgezeigt, wobei zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Zielmarktanalyse zum Teil keine aktuelleren Daten zur Verfügung standen und somit vollständigkeithalber Daten von 2014 teilweise zugrunde gelegt wurden.

### 2.2.1. Energieversorgung und -verbrauch

Die Erdölzeugnisse unterstehen auf den Kap Verden einem komplexen Einfuhr- und Verteilungssystem. Die Infrastrukturen für die Lagerung folgen den historischen Gegebenheiten jeder Insel. Diesel wird hauptsächlich importiert und auf der Insel São Vicente gelagert; Schweröl wird importiert und ebenso auf São Vicente gelagert; Jet A1 für die Luftfahrt wird überwiegend importiert und auf der Insel Sal gelagert, so wie das importierte Butangas. Von den drei primären Lagerungszentren werden die Kraftstoffe über See auf die restlichen Inseln verteilt. Gas, aber ggf. auch Diesel für die Stromerzeugung erreichen die abgelegensten Gebiete über das Straßennetz.

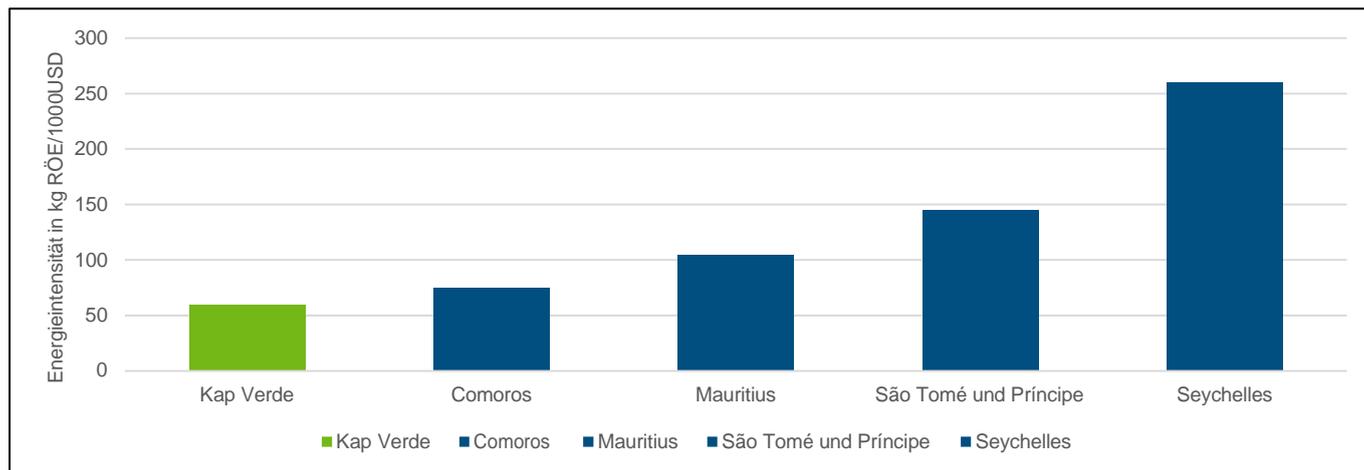
Die auf jeder Insel verbrauchte Elektrizität wird lokal erzeugt, hauptsächlich aus Diesel oder Schweröl. Das Schweröl wird auf den Hauptwerken auf den Inseln Santiago, São Vicente, Sal und Boa Vista benutzt, während die kleineren Werke Diesel verbrauchen.

So besteht die verbrauchte Energie auf Kap Verde überwiegend aus Erdölprodukten (Flüssiggas (LPG), Benzin, Erdöl, Diesel, Schweröl und Jet A1) – alles Raffinerieprodukte und daher Sekundärenergie. Lediglich die Biomasse, Solar- und Windenergie, mit einem Anteil von 15% am Bruttoverbrauch, können als Primärenergie betrachtet werden.<sup>56</sup>

Der Energieverbrauch pro Kopf auf den Kap Verden liegt bei 233 kg Rohöleinheiten (RÖE)/Kopf, und je 1.000 USD an Einkünften verbraucht das Land 62,4 kg RÖE. Damit hat Kap Verde verglichen mit den afrikanischen Inselstaaten die geringste Energieintensität des BIP (s. Abbildung 6).

<sup>55</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016)

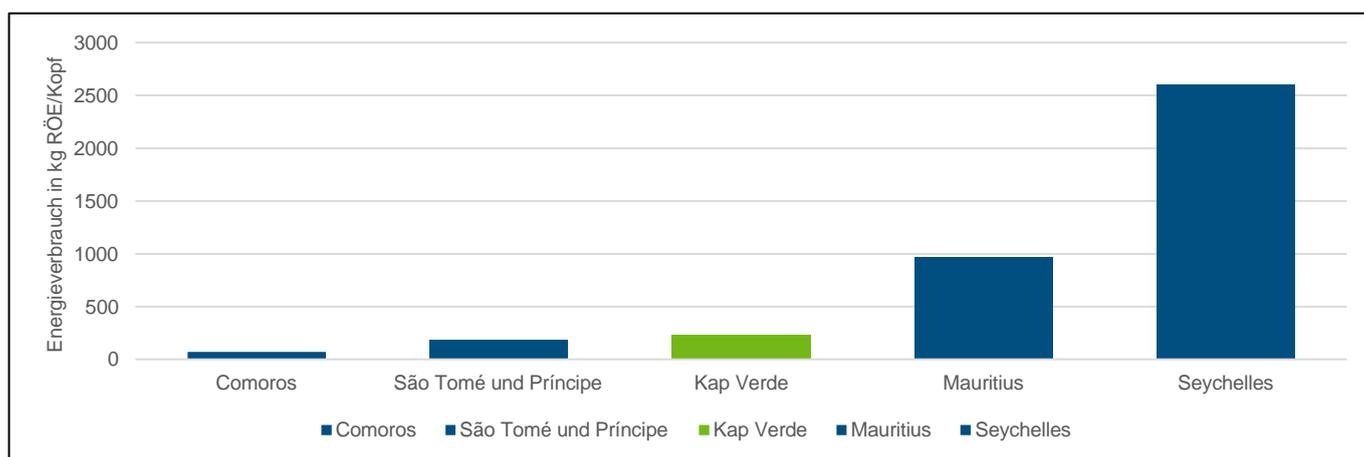
<sup>56</sup> Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, Nov 2014



**Abbildung 6: Vergleich der Energieintensität des BIP afrikanischer Inselstaaten in 2013 (in kg RÖE/1.000 USD)**

Quelle: Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, Nov 2014

Bezüglich des Pro-Kopf-Verbrauchs kommt Kap Verde hinter Mauritius und den Seychellen an dritter Stelle (s. Abbildung 7).



**Abbildung 7: Vergleich des Energieverbrauchs pro Kopf afrikanischer Inselstaaten in 2013 (in kg RÖE/Kopf)**

Quelle: Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, Nov 2014

In den vergangenen Jahren ist der gesamte interne Bruttoenergieverbrauch von ca. 2.340 GWh in 2010 auf 2.311 GWh in 2013 gesunken, nachdem in 2011 ein Höchststand von 2.471,6 GWh erreicht wurde. Zwischen 2010 und 2013 ging der Dieselverbrauch um fast 14% zurück, vor allem aufgrund der Einführung von Parks für erneuerbare Energien. Die Abhängigkeit von Erdölzeugnissen ist aber immer noch besonders hoch: In 2013 wurde 80% des Energiebedarfs mit fossilen Brennstoffen gedeckt.

**Tabelle 3: Bruttoenergieverbrauch nach Energieträger auf Kap Verde 2010-2013**

	Butan (GWh)	Erdöl (GWh)	Benzin (GWh)	Diesel (GWh)	Schweröl (GWh)	JET A1 (GWh)	Wind (GWh)	Solar (GWh)	Holz (GWh)	Gesamt (GWh)
<b>2010</b>	134,0	7,5	87,8	936,8	621,0	195,7	2,0	2,1	353,9	<b>2.340,7</b>
<b>2011</b>	136,0	7,5	87,7	990,2	640,3	228,4	15,6	9,0	362,6	<b>2.477,2</b>
<b>2012</b>	133,3	6,2	83,1	909,1	573,9	226,1	61,4	7,5	371,4	<b>2.371,9</b>
<b>2013</b>	134,2	5,7	84,1	804,8	615,5	208,6	70,7	7,3	380,1	<b>2.311,0</b>

Quelle: Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, Nov 2014

Die Nutzung von Erdöl, welches früher oft für die Beleuchtung und zum Kochen genutzt wurde, nimmt kontinuierlich ab; von größerer Bedeutung ist zum einen die Menge des Gasverbrauchs, die fast stagnierte, und zum anderen die geringe Schwankung des Benzinverbrauchs.

Zu diesem Angebot an Energie für den internen Verbrauch kommt die wieder ausgeführte Energie in der Luftfahrt und internationalen Schifffahrt hinzu. Diesem Marktanteil kommt ein bedeutendes Gewicht im allgemeinen Kraftstoffmarkt zu, nämlich mehr als 40% in 2011 und ca. 38% in 2013.

Die Elektrizitätserzeugung ist ein weiterer Sektor mit einem wichtigen Anteil am Kraftstoffmarkt auf den Kap Verden. In 2010 dienten ca. 870 GWh Schweröl und Dieselöl (etwas über 37% der Energieversorgung) der Produktion von ca. 340 GWh Elektrizität. Relativ betrachtet ging in 2013 der prozentuelle Anteil beider Energieträger in der Energieversorgung auf 34% leicht zurück.<sup>57</sup>

**Tabelle 4: Stromerzeugung in Kap Verde 2010-2013**

	Diesel (GWh)	Schweröl (GWh)	Strom mit Diesel (GWh)	Effizienz (in %)	Strom mit EE (GWh)	Strom mit EE (in %)
<b>2010</b>	250,4	621,0	341,6	39,2%	4,1	1,2%
<b>2011</b>	230,9	640,3	336,7	38,6%	24,6	6,8%
<b>2012</b>	210,1	573,9	301,3	38,4%	68,9	18,6%
<b>2013</b>	164,0	615,5	312,7	40,1%	78,0	20,2%

Quelle: Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, Nov 2014

Die Aufteilung zwischen Diesel und Wind/Solar in der Stromproduktion pro Insel im Jahr 2015 wird in Tabelle 5 dargestellt. Die Daten umfassen die Produktion von Electra, APP und AEB:

**Tabelle 5: Stromproduktion in 2015 (MWh)**

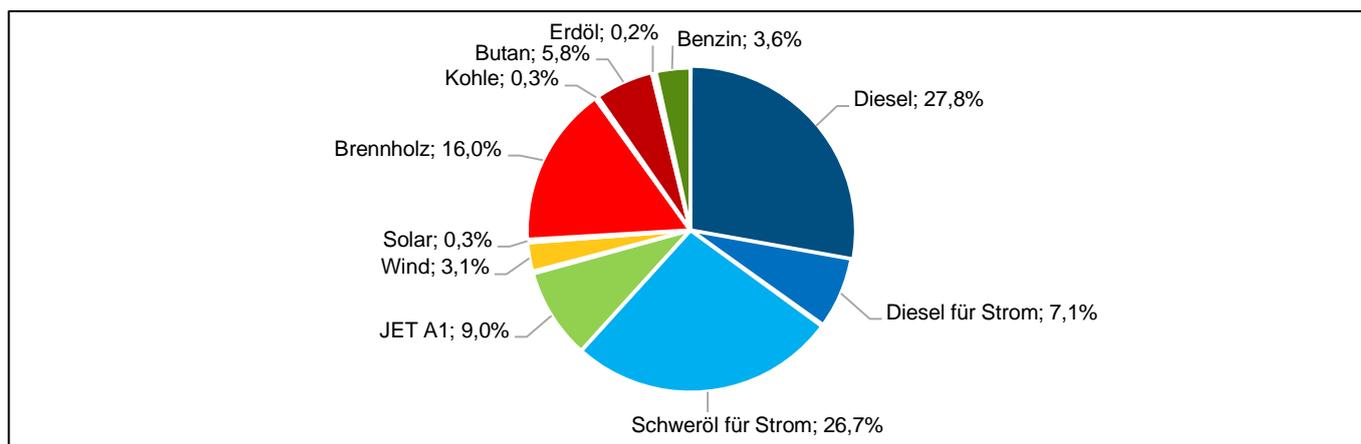
Insel	Diesel	Wind + Solar	Total
Sto. Antão	12.943	1.728	14.671
S. Vicente	52.077	19.045	71.122
S. Nicolau	5.964	1	5.965
Sal	46.620	20.956	67.577
Boa Vista	23.902	7.612	31.514
Maio	2.626	0	2.626
Santiago	176.547	35.733	212.280
Fogo	12.260	0	12.260
Brava	2.575	0	2.575
Gesamt	335.514	85.075	420.589
Durchdringungsrate	80%	20%	

Quelle: DNEIC

Die Entscheidung, Schweröl statt Dieselöl auf den bedeutendsten Inseln Santiago, São Vicente, Sal und Boa Vista einzuführen, trug zu einer leicht verbesserten Gesamteffizienz des Umwandlungsprozesses bei, die in 2013 40% betrug. Zusätzlich wurde auf die Einführung von erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung gesetzt, womit der Anteil an produziertem Strom aus erneuerbaren Energien von weniger als 1,2% in 2010 auf 20% in 2013 anstieg.

Der Stromsektor nimmt an dem Bruttoenergieverbrauch einen Anteil von etwas mehr als 37% ein. Trotz der beachtlichen Durchdringung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung lag ihr Anteil in 2013 noch lediglich bei 3,4%. Wird die Biomasse als erneuerbarer Energieträger mitberücksichtigt, dann erhöht sich der Beitrag der erneuerbaren Energien auf 20% des Bruttoenergieverbrauches.

<sup>57</sup> Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, Nov 2014



**Abbildung 8: Bruttoenergieverbrauch nach Anteil der Energieträger auf Kap Verde 2013 (in %)**

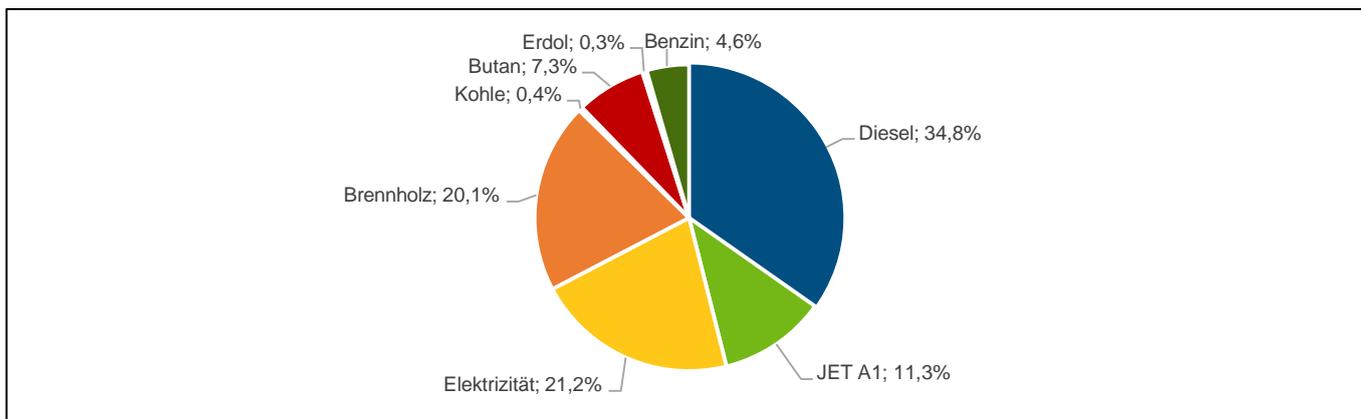
Quelle: Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, Nov 2014

Unter Berücksichtigung der Energieumwandlung erreichte der Sekundärenergieverbrauch einen Wert von fast 1.810 GWh in 2010 und etwas über 1.840 GWh in 2013. Davon betrug 2010 der Anteil der Elektrizität ca. 19%, etwa so viel wie Brennholz. Mit der Reduzierung des Dieselanteils am Gesamtwert stieg der relative Anteil der Elektrizität auf etwas mehr als 21% in 2013. Die Nutzung von Diesel sank um fast 3 Prozentpunkte, von 37,9% in 2010 auf 34,8% in 2013. In jedem Fall spielt die Nachfrage nach Energie für die Luftfahrt eine wichtige Rolle, gleich nach dem Brennholz und der Elektrizität.

**Tabelle 6: Gesamtangebot an Sekundärenergie nach Energieträger auf Kap Verde 2010-2013**

	Butan	Erdöl	Benzin	Diesel	JET A1	Elektrizität	Brennholz	Kohle	Gesamt
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)
<b>2010</b>	134,0	7,5	87,8	686,4	195,7	345,7	346,5	5,3	<b>1.808,8</b>
<b>2011</b>	136,0	7,5	87,7	759,3	228,4	361,3	354,3	6,0	<b>1.940,4</b>
<b>2012</b>	133,3	6,2	83,1	699,0	226,1	370,2	362,1	6,7	<b>1.886,6</b>
<b>2013</b>	134,2	5,7	84,1	640,8	208,6	390,7	369,9	7,3	<b>1.841,3</b>

Quelle: Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, Nov 2014



**Abbildung 9: Verteilung des Angebots an Sekundärenergie nach Energieträger auf Kap Verde in 2013 (in %)**

Quelle: Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, Nov 2014

Vom gesamten Sekundärenergieverbrauch machen (vgl. Abbildung 10) den größten Anteil der Transportsektor (Personen- und Warentransport), das Wirtschafts-/Produktionssystem und die alltäglichen Aktivitäten (inklusive Wohlbefinden) der Privathaushalte aus.

In den wichtigsten städtischen Gebieten der Kap Verden stellt die Meerwasserentsalzung die einzige Option zur Gewinnung von Trinkwasser dar. Die Reversosmose war in den letzten Jahren die hierfür angewandte Methode mit einem entsprechend hohen Stromverbrauch, so dass ein Zusammenhang zwischen Trinkwassergewinnung und Stromerzeugung besteht. Die Energie, die bei dem Verfahren verbraucht und für das Wasserpumpensystem benötigt wird, wird statistisch als Eigenverbrauch der Stromerzeugung erfasst.

**Tabelle 7: Eigenverbrauch der Elektrizitätswerke auf Kap Verde, inkl. Wasserpumpensystem 2010-2013**

	<b>Strom (GWh)</b>	<b>Wasserentsalzung (GWh)</b>	<b>Eigenverbrauch (GWh)</b>
<b>2010</b>	345,7	19,6	12,3
<b>2011</b>	361,3	17,7	13,8
<b>2012</b>	370,2	18,6	12,7
<b>2013</b>	390,7	19,1	14,7

Quelle: Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, Nov 2014

Der positiven Umwandlung des Energiemixes für die Stromerzeugung steht jedoch keine Verbesserung in der Verteilung gegenüber. Die Verluste, sowohl technische als auch nicht technische, betragen über 25% der reduzierten Gesamtenergie bzw. über 30% der verteilten Energie.

**Tabelle 8: Verluste in der Stromverteilung Kap Verdes 2010-2013**

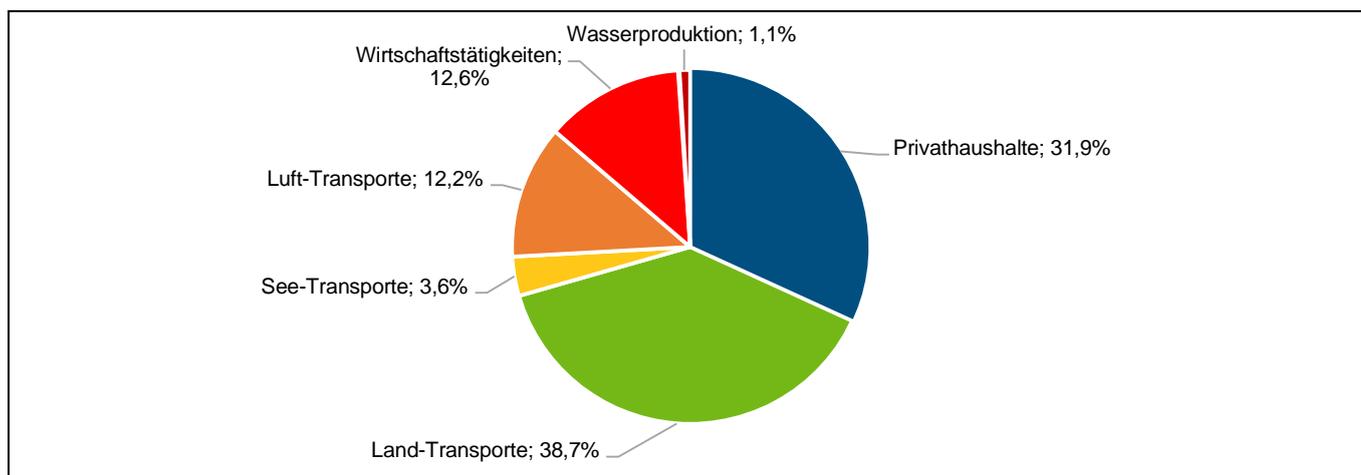
	<b>Strom (GWh)</b>	<b>Verluste (GWh)</b>	<b>Verlust/Produktion</b>
<b>2010</b>	345,7	83,2	24,1%
<b>2011</b>	361,3	88,6	24,5%
<b>2012</b>	370,2	105,0	28,4%
<b>2013</b>	390,7	102,1	26,1%

Quelle: Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, Nov 2014

Auf die Stromverluste wird in den weiteren Kapiteln näher eingegangen (s. Kapitel 2.2.3. Energiepreise (Strom), Abschnitt „Stromverluste“).

In 2013 ist der Energieverbrauch im Vergleich zu 2010 um 1,6% auf 1.715 GWh angestiegen. Diesel (641 GWh) und Brennholz (370 GWh) waren die am meisten nachgefragten Energieträger, jeweils mit einem Anteil von 37,0% bzw. 22,0% am Gesamtenergieverbrauch.

Trotz allem ist der Dieserverbrauch in 2013 leicht zurückgegangen, was die relative Gewichtsverteilung der unterschiedlichen Verbraucher beeinflusst hat.



**Abbildung 10: Anteile des Sekundärenergieverbrauchs nach Sektoren auf Kap Verde in 2013 (in %)**

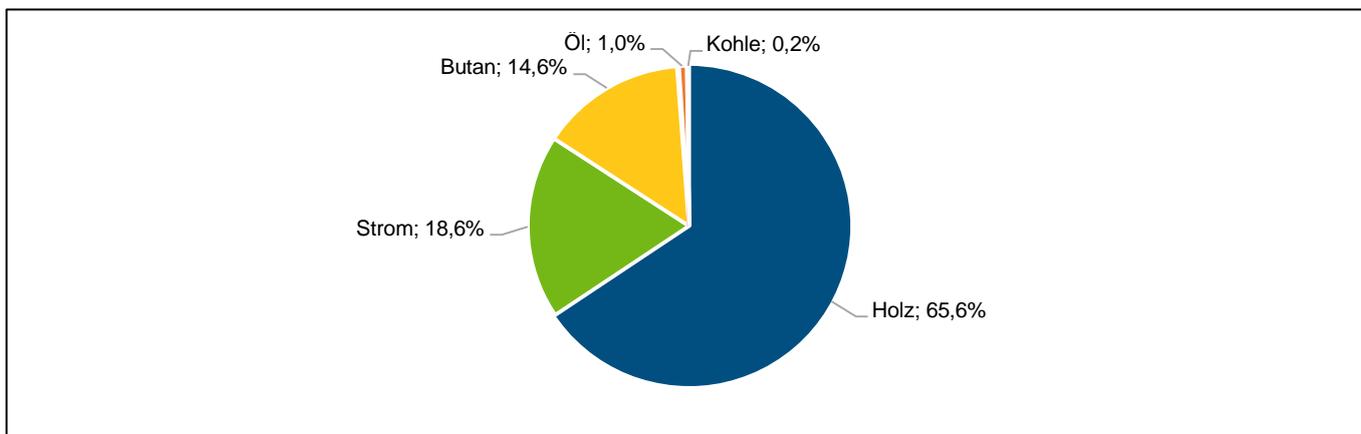
Quelle: Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, Nov 2014

Bezüglich der Energienachfrage verzeichneten in 2013 die Seetransporte und die Wirtschaftstätigkeiten den größten Zuwachs (30% bzw. 16%). Bei den Landtransporten und der Trinkwassergewinnung gab es einen Rückgang von 9% bzw. 3%.

In den städtischen Gegenden ist die Stromversorgung fast vollständig sichergestellt: In 2010 hatten fast 90% der städtischen Haushalte Zugang zu Strom. In ländlichen Gebieten ist der Anteil geringer, im selben Jahr hatten fast 64% der Haushalte auf dem Land Zugang zu Strom.

Butangas ist auf den Kap Verden aufgrund eines Netzes kleiner Verteiler fast überall zugänglich. Nachdem die Nachfrage in den 1980er und 90er Jahren stark angestiegen ist, bleibt sie nunmehr unverändert. Laut Ergebnissen der letzten Volkszählung in 2010 bevorzugten 70% der Haushalte Gas und 25% Holz zum Kochen.

In städtischen Gebieten lässt sich eine relativ starke Durchsetzung der moderneren Energieformen beobachten (ca. 90%), während auf dem Land Holz und Kohle von mehr als 60% der Haushalte benutzt wird. Die Privathaushalte verbrauchten in 2013 546 GWh Energie, insbesondere aus Holz und Elektrizität.



**Abbildung 11: Verteilung des Energieverbrauchs in Privathaushalten auf Kap Verde in 2013 (in %)**

Quelle: Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, Nov 2014

## 2.2.2. Elektrizitätserzeugung und -verbrauch

In 2010 und nach der damals durchgeführten Volkszählung hatten 80% der kapverdischen Privathaushalte Zugang zu Elektrizität,<sup>58</sup> in 2013 ergaben die Ergebnisse einer vom INE (Statistisches Amt) durchgeführten Umfrage einen Anstieg dieser Zahl auf 86,9%.

97,5% der Privathaushalte wurden über das öffentliche Netz und 1,5% über kleine Stromgeneratoren versorgt.<sup>59</sup> Heute ist der Zugang zu Elektrizität in den Städten bereits überall und zu mehr als 90% auf dem Land gegeben.<sup>60</sup>

Auf der Grundlage von Daten der vier Stromversorgungsunternehmen – ELECTRA, AEB, APP und Cabeólica – führte eine Studie der Japanischen Agentur für Internationale Zusammenarbeit *Japan International Cooperation Agency* (JICA) Angebots- und Nachfragewerte von Strom für die einzelnen neun Inseln in 2015 auf (siehe Tabelle 9).

Der Entwurf des Abschlussberichtes dieser JICA-Studie wurde im August 2016 veröffentlicht und stellt die aktuellste Bestandsermittlung dar, weshalb in den nächsten Kapiteln wiederholt auf diese Studie Bezug genommen wird.

Wie erwähnt, wird zurzeit auf den Kap Verden ein Projekt mit der Unterstützung von JICA und dem ORET-Programm (Niederlande) umgesetzt. Das Projekt sieht den Bau von Infrastrukturen vor, die letzten Endes die Stromversorgung aus einem einzigen Kraftwerk pro Insel ggf. ermöglichen. Die Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur sowie Kraftwerke wurden bzw. werden errichtet und die laufenden Arbeiten sollen in Kürze abgeschlossen sein. Es ist zu beachten, dass die aufgeführten Daten sich auf einen Zeitraum beziehen, der durch die Umstellung von alten auf neue Kraftwerke, durch Unterbrechungen der Stromversorgung zur Ausführung der Arbeiten an den Infrastrukturen und durch Weiterentwicklung der Vernetzung von isolierten, netzfernen Bereichen gekennzeichnet ist.<sup>61</sup>

**Tabelle 9: Angebot und Nachfrage von Energie pro Insel (2015)**

Insel	Bevölkerung	Fläche [km <sup>2</sup> ]	Gesamt- kapazität [MW]	Erneuerbare Energien [MW]	Spitzenlast [MW]	Minimal- leistung [MW]	Erzeugte Energie [GWh]
Sto. Antão	40.500	779	10,5	0,50	3,0	0,8	13,4
S. Vicente	81.000	227	43,9	5,95	12,1	3,3	71,1
S. Nicolau	12.400	343	7,7		1,2	0,3	6,0
Sal	33.700	216	37,9	10,75	10,7	3,7	67,8
Boa Vista	14.500	620	16,7	2,55	6,1	1,5	31,0
Brava	5.700	64	1,4		0,6	0,2	2,6
Fogo	35.800	476	9,3		2,4	1,0	12,2
Maio	7.000	269	2,2		0,5	0,2	2,7
Santiago	294.100	991	73,9	13,63	35,3	13,8	21,4
<b>Kap Verde</b>	<b>524.800</b>	<b>4.033</b>	<b>223</b>	<b>32,4</b>	<b>70</b>		<b>419</b>

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 36

Von den 419 GWh an erzeugter Energie im Jahr 2015 auf den Kap Verden fielen mehr als die Hälfte auf die Insel Santiago. Die vier Inseln Santiago, São Vicente, Sal und Boa Vista machen 90% des Gesamtwertes aus.

<sup>58</sup> Statistisches Amt Kap Verde, Volkszählung 2010

<sup>59</sup> Statistisches Amt Kap Verde, Umfrage „Inquérito Multi-objectivo Contínuo“, 2013

<sup>60</sup> Aktionsagenda SE4ALL, April 2015

<sup>61</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 32

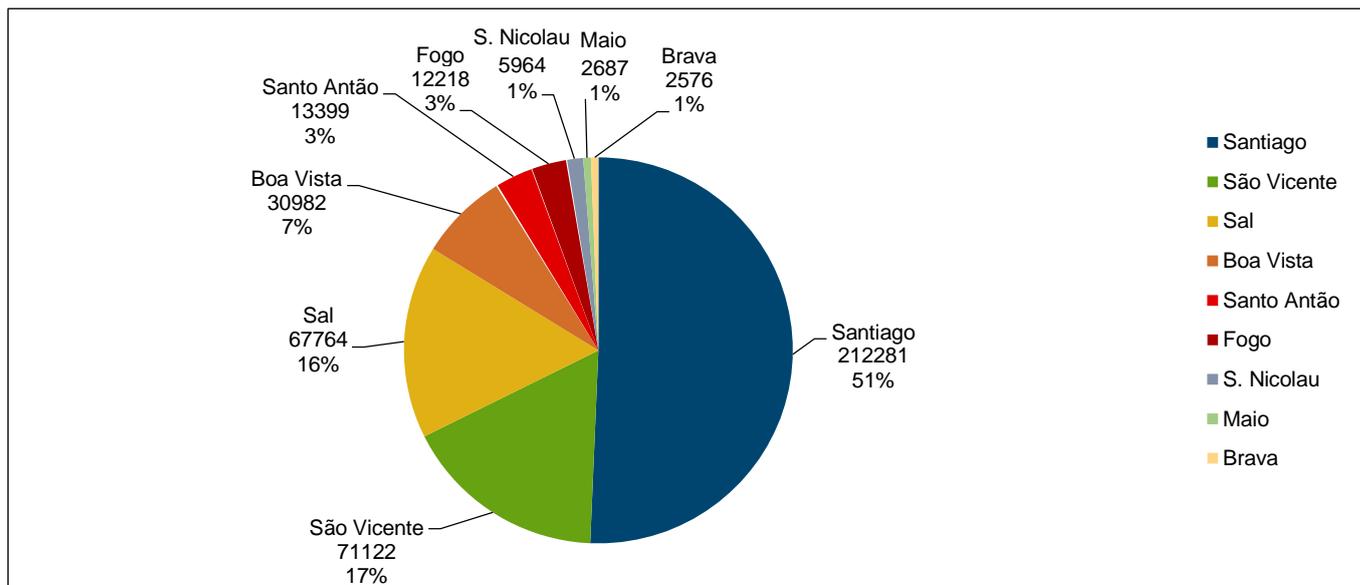


Abbildung 12: Erzeugte Energie pro Insel in 2015 [in MWh]

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 32

Was die Verteilung über die Monate anbelangt, so ist die Stromnachfrage in der Hochsaison des Tourismus zwischen Juli und Oktober am höchsten, während sie zwischen Januar und März relativ niedrig ist. Dies wird in Abbildung 13 dargestellt. Der blaue Anteil bezieht sich auf den aus Windenergie erzeugten Strom aus den Anlagen der Cabeólica auf Santiago, São Vicente, Sal und Boa Vista und auf die Anlage der ELECTRIC auf Santo Antão (0,5 MW). Die Energie aus den Solaranlagen der ELECTRA auf Santiago und Sal ist in grün dargestellt.

Der Anteil an produzierter Energie aus erneuerbaren Energiequellen beträgt etwa 35% in Jahreszeiten mit günstigen Windverhältnissen, wie es im Januar 2015 der Fall war. ELECTRA regelt den Output an Windenergie, um die Stabilität des Netzsystems zu sichern. Ein höherer Nutzungsgrad sollte in Erwägung gezogen werden, um den Anteil an erneuerbaren Energien an dem produzierten Strom zu verbessern. Die durchgezogene Linie in der Abbildung 13 zeigt das Potential an Windenergie bei voller Nutzung. Im Januar, bei günstigen Windverhältnissen, reicht die installierte Kapazität, um etwa 44% des Strombedarfs von Kap Verde abzudecken.

Auf der anderen Seite sind die Windverhältnisse zwischen Juli und Oktober nicht so günstig, gerade wenn die Nachfrage relativ hoch ist. Dieses saisonbedingte Angebot-Nachfrage-Verhältnis könnte durch Hybridsysteme mit Wind, Solar und Diesel ausgeglichen werden.<sup>62</sup>

<sup>62</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 34 f.

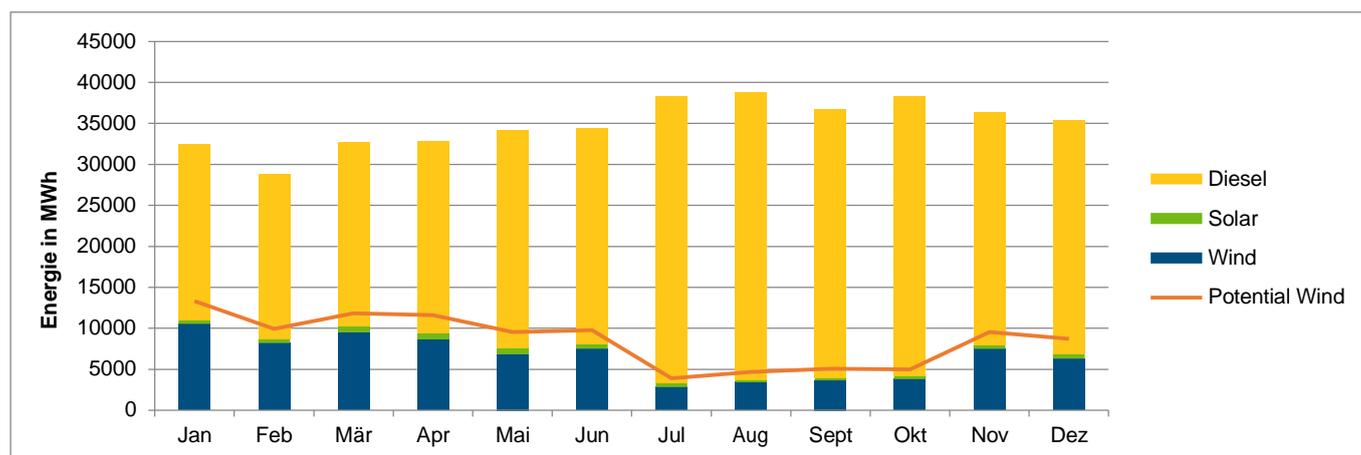


Abbildung 13: Erzeugte Energie pro Monat und Energieträger in MWh (Daten für 2015)

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Die folgende Tabelle 10 zeigt den Strombedarf auf den neun Inseln Kap Verdes:

Tabelle 10: Vergleich der Energienachfrage auf den neun Inseln Kap Verdes

	Bevölkerung (in Tausend)	Stromverbrauch (MWh)	Stromverbrauch pro Kopf (MWh)	Erzeugungskapazität (MW)	Stromverluste (%)
<b>Santo Antão</b>	524,5	277.514	716	231,7	26,1
<b>S. Vicente</b>	40,5	10.135	250	10,6	20,3
<b>S. Nicolau</b>	81	45.139	557	39,6	20,6
<b>Sal</b>	12,4	5.045	407	7,6	11,6
<b>Boa Vista</b>	33,7	57.816	1.716	14,5 (El) 5,0 (APP)	5,2
<b>Maio</b>	14,5	24.019	1.656	11,5 (AEB)	17
<b>Santiago</b>	7	2.027	290	0,9	20
<b>Fogo</b>	294,1	121.553	413	2,2	36,7
<b>Brava</b>	35,8	9.262	259	9,3	25,1
<b>Kap Verde</b>	5,7	2.518	442	1,4	24,5

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

### 2.2.3. Energiepreise (Strom)

Der Elektrizitätspreis wird jährlich durch die Regulierungsbehörde *Agência de Regulação Económica* (ARE) für die ELECTRA und das Stromversorgungsunternehmen AEB festgelegt. Kap Verde hat auch eine der höchsten Elektrizitätstarife Afrikas mit einer erheblichen Belastung der Privathaushalte. Seit April 2012 zahlten Endverbraucher 0,27 Euro/kWh (< 60 kWh) und 0,33 Euro/kWh (> 60 kWh), für Niederspannung lag der Preis bei 0,30 Euro/kWh und für Mittelspannung bei 0,26 Euro/kWh. Am 1. April 2015 wurden neue Tarife eingeführt mit einer Reduzierung von 13,13% für die Privathaushalte, 11,94% für die Niederspannung und 13,73% für die Mittelspannung, die 0,24 Euro/kWh (<60 kWh), 0,30 Euro/kWh (>60 kWh), 0,26 Euro/kWh bzw. 0,22 Euro/kWh für Strom bezahlten. Seit dem 10. Dezember 2015 gelten neue Tarife, die eine erneute Reduzierung berücksichtigen: 0,25 Euro/kWh (<60 kWh), 0,28 Euro/kWh (>60 kWh), 0,24

Euro/kWh für Niederspannung und 0,20 Euro/kWh für Mittelspannung. Diese Preise verstehen sich ohne die gesetzliche Mehrwertsteuer, die für die Energie- und Wasserversorgung 15% beträgt.

Im Oktober 2016 erfuhren die Strompreise eine erhebliche Erhöhung, durchschnittlich 10,73% für die ELECTRA und sogar 25,6% für die AEB.<sup>63</sup> In einem im Oktober 2016 durchgeführten Interview erklärte der Vorstandsvorsitzende der ARE, dass sich die festgelegten Strom- und Wassertarife anhand des sog. Brennstoffmixes berechnen lassen, welcher nicht nur den Diesel für die Stromerzeugung, sondern ebenfalls das Schweröl 380, Schweröl 180 und etwa 20% der erneuerbaren Energien (Wind und Solar) umfasst.<sup>64</sup>

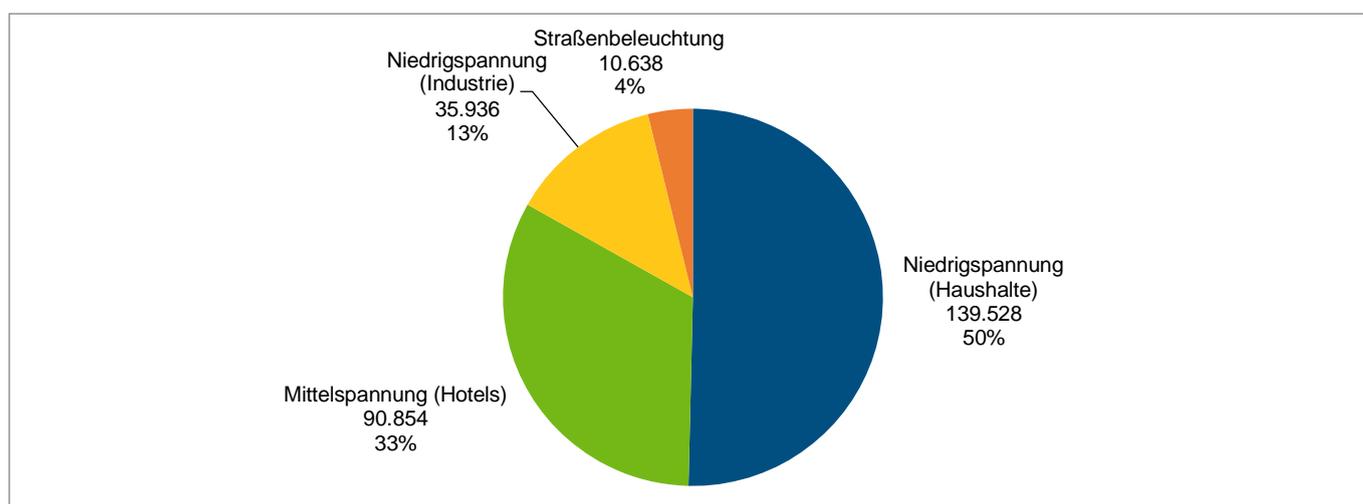
Im Dezember 2016 wurden die Tarife erneut aktualisiert. Verglichen mit Oktober 2016 wurde eine Reduzierung von ca. 3% bei den ELECTRA Tarifen festgestellt. Tabelle 11 führt die aktuellen Strompreise für die ELECTRA auf:

**Tabelle 11: Strompreise für ELECTRA (gültig seit dem 16. Dezember 2016)**

Kategorie	Basistarif [ECV]	MwSt. (15%) [ECV]	Tarif inkl. MwSt. [ECV]	Tarif inkl. MwSt. [Euro]
<b>Niedrigspannung private Haushalte</b>				
≤ 60 kWh/Monat	20,29	3,04	23,33	0,21
> 60 kWh/Monat	27,15	4,07	31,22	0,28
<b>Niedrigspannung Spezial</b>	23,30	3,49	26,79	0,24
<b>Mittelspannung</b>	18,98	2,85	21,83	0,20
<b>Straßenbeleuchtung</b>	20,29	3,04	23,33	0,21

Quelle: ARE – Agência de Regulação Económica (Wirtschaftsregulierungsbehörde)

Was den Stromverkauf angeht, so macht die Niederspannung für private Haushalte etwa die Hälfte aus, während die Mittelspannung für Großverbraucher einen hohen Anteil von ca. 30% auf den vier Hauptinseln einnimmt, wo der Tourismus und dementsprechend die Hotels am meisten verbreitet sind. Den Erwartungen nach soll der Tourismus auf Sal und Boa Vista weiter anwachsen, weshalb die Versorgungssicherheit ebenfalls an Bedeutung zunimmt.



**Abbildung 14: Stromverkauf nach Kundenart in MWh (2015)**

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

<sup>63</sup> „Neue Strom- und Wassertarife für Electra und AEB“, Wirtschaftsregulierungsbehörde (ARE - Agência de Regulação Económica), 13. Oktober 2016

<sup>64</sup> Zeitungsartikel im „Expresso das Ilhas“, Nr. 777, 19. Oktober 2016

Diese Stromverkaufswerte berücksichtigen nicht die Energie, die sowohl von der ELECTRA als auch von der AEB für Kraftwerke und Meerwasserentsalzungsanlagen verbraucht wird. Nach Abzug des Eigenverbrauches von ELECTRA und AEB für 2015 von geschätzten 42 GWh belaufen sich die Verluste auf ca. 25%. Bisher hat die ELECTRA weder technische noch nicht-technische Verluste gemessen oder registriert, obwohl es wichtig wäre, deren Ursachen zu untersuchen und anzugehen.<sup>65</sup>

## Stromverluste

Die Energieverluste auf den Kap Verden sind gravierend. Der Gesamtverlustfaktor der ELECTRA liegt bei 33% für die acht Inseln, die das Unternehmen versorgt, was einen erheblichen wirtschaftlichen Verlust darstellt.

**Tabelle 12: Verluste der ELECTRA pro Insel (2015) (Abweichungen durch Auf- und Abrunden)**

Insel	Produktion [MWh]	Entsalzung [MWh]	Eigenbedarf [MWh]	Wasserpumpen [MWh]	Gesamtbedarf Prduktion [MWh]	Ans Netz geliefert [MWh] A	Verkauf [MWh] B	Differenz [MWh] (A-B)	Verluste (%)
S. Antão	12.480	0	14	0	14	12.465	10.196	2.269	18%
S. Vicente	67.570	7.254	2.206	524	9.984	57.586	41.033	16.553	29%
S. Nicolau	5.720	0	12	0	12	5.708	4.744	964	17%
Sal	51.930	5.934	2.543	338	8.816	43.114	40.117	2.997	7%
Maio	2.608	0	14	0	14	2.593	1.926	667	26%
Santiago	205.854	13.416	5.764	1.557	20.737	185.117	107.052	78.065	42%
Fogo	11.928	0	22	0	22	11.905	8.507	3.398	29%
Brava	2.535	0	16	0	16	2.519	1.977	542	22%
<b>Gesamt</b>	<b>360.624</b>	<b>26.604</b>	<b>10.592</b>	<b>2.419</b>	<b>39.615</b>	<b>321.009</b>	<b>215.553</b>	<b>105.456</b>	<b>33%</b>

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Die Übertragungs- und Verteilungssysteme auf den Inseln sind einfach und haben kurze Übertragungsstrecken, so dass der technische Verlust nur selten über 10% liegt. Der Verlustfaktor von ELECTRA variiert je nach Insel zwischen weniger als 10% bis über 20%, was darauf hindeutet, dass ein Großteil der Verluste nicht technisch bedingt ist, sondern auf Diebstahl oder illegale Nutzung von Strom beruht. Diese Verhaltensweisen können tief in der Gesellschaft verwurzelt oder ebenfalls armutsbedingt sein. Der geringe Verlustfaktor auf Sal und Boa Vista (Versorgung durch die AEB) ist auf den hohen Bedarf der Hotels zurückzuführen, die über Mittelspannung versorgt werden.

### 2.2.4. Institutioneller und regulierender Rahmen des Energiesektors

#### Struktur des Energiesektors

Unter der neuen Regierung unterliegt der Energiesektor auf den Kap Verden dem Ministerium für Wirtschaft und Beschäftigung *Ministério da Economia e do Emprego*. Die in diesem neu strukturierten Ministerium gebildete Nationaldirektion für Energie, Industrie und Handel *Direção Nacional de Energia, Indústria e Comércio* ist als ausführende Be-

<sup>65</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 33

hörde für die Entwicklung und Vorstellung von Strategien, Regelungen und die Koordination der Ausführung der Politiken und Richtlinien der Regierung im Bereich Energie zuständig. Dieser unterliegen drei Servicedirektionen *Direções de Serviços* für die Umsetzung der entsprechenden Aufgaben in den drei Bereichen Energie, Industrie und Handel.<sup>66</sup>

Die Gebäude und städtischen Gebiete sind von verschiedenen Institutionen und rechtlichen Rahmen abhängig, die innerhalb der kapverdischen Verwaltungsorganisation klar definiert sind. Der Flächennutzungsplan *Plano Diretor Municipal* (PDM) stellt die rechtliche Grundlage dar. Sowohl die städtische Planung wie auch der Flächennutzungsplan unterliegen nationalen Regelwerken und Strategien, im Einzelnen der Nationalen Richtlinie für die Raumordnungsplanung *Diretiva Nacional de Ordenamento do Território* (DNOT)<sup>67</sup> und dem Regionalem Schema für die Raumordnungsplanung *Esquema Regional de Ordenamento do Território* (EROT) in der jeweiligen Fassung für die einzelnen Inseln. Die DNOT und die EROTs werden von der Regierung erarbeitet, Erstere werden von der „Assembleia Nacional“ (Parlament) und Letztere von dem Ministeriellen Rat verabschiedet.<sup>68</sup>

Der Elektrizitäts- und der Kraftstoffmarkt werden seit August 2004 von der Agentur für Wirtschaftsregulierung *Agência de Regulação Económica* reguliert. Die Gründung der Agentur im Februar 2004 erfolgte nach der Gesetzesverordnung Nr. 26/2003 vom 25. August 2003. Ihre Hauptaufgaben sind die Sicherstellung der Bedingungen, die eine effiziente Abdeckung der Nachfrage ermöglichen, das wirtschaftliche und finanzielle Gleichgewicht der Unternehmen schützen sowie der Schutz der Rechte und Interessen der Verbraucher, insbesondere in Angelegenheiten wie Preis, Tarife und Qualität der Dienstleistungen. Die Agentur verfügt aktuell über die Kompetenz, Tarife und maximale Verkaufspreise an die Endverbraucher festzulegen.<sup>69</sup>

Das wichtigste Unternehmen, das im Elektrizitätssektor auf den Kap Verden tätig ist, ist das staatliche Elektrizitäts- und Wasserunternehmen *ELECTRA S.A.R.L.*,<sup>70</sup> das seit 2000 die Konzession für das Vertriebsnetz besitzt und die größten Erzeugungsanlagen betreibt. Ausnahme bildet die Insel Boa Vista, auf der das öffentlich-private Unternehmen „Wasser und Energie von Boa Vista“ *Águas e Energia de Boa Vista* (AEB)<sup>71</sup> als Unterhändler des öffentlichen Dienstes tätig ist. Auf der Insel Sal ist zudem seit 2005 das Wasseraufbereitungs- und Energieunternehmen *Águas de Ponta Preta* (APP)<sup>72</sup> aktiv.

*ELECTRA* wurde in 1982 als staatliches Wasser- und Stromversorgungsunternehmen mit dem Ziel gegründet, die kontinuierliche Wasser- und Stromversorgung in den städtischen Zentren der Inseln S. Vicente, Sal und der Stadt Praia mit der notwendigen technischen und finanziellen Leistungsfähigkeit zu gewährleisten und die sozioökonomische Entwicklung zu fördern.

Im Jahr 1998 wurde die *ELECTRA* in eine Aktiengesellschaft mit begrenzter Haftung, die *ELECTRA SARL*, umstrukturiert. Das Grundkapital von 600.000.000 ECV (5.441.440 Euros) wurde zu 85% auf den kapverdischen Staat und zu 15% auf die „*Municípios*“ (kommunale Gemeindekörperschaften) verteilt. Gleichzeitig leitete die Regierung einen Privatisierungsprozess ein, um einen strategischen Partner zu finden, der angesichts der damaligen Entwicklungsperspektiven die notwendigen technischen und finanziellen Kapazitäten einbringen würde. So wurde im Jahr 1999 die *ELECTRA SARL* durch den Verkauf eines 51%igen Anteils an die portugiesischen Unternehmen *Electricidade de Portugal, S.A.* (EDP) und *Águas de Portugal SGPS* (IPE) privatisiert.

Im Jahr 2002 unterzeichnete *ELECTRA* eine Konzessionsvereinbarung über die Energieübertragung und Energieverteilung für einen Zeitraum von 36 Jahren (von 2000 bis 2035) mit der kapverdischen Regierung, welche die Eigentumsrechte an dem Übertragungs- und Verteilungsnetz besitzt.

Nach der Privatisierung war *ELECTRA* bemüht, in die Ausrüstung zu investieren und die Effizienz des Managements zu steigern, aber die steigenden Kraftstoffpreise und das angewandte Tarifsysteem führten zu einem kontinuierlichen Defizit,

<sup>66</sup> Governo de Cabo Verde: Ministro da Economia e Emprego

<sup>67</sup> Gesetz Nr. 28/VIII/2013 vom 10. April, Amtsblatt der Republik Kap Verde, Serie I, Nr. 19

<sup>68</sup> Freitas Correia, A.: A Gestão do Território Municipal em Cabo Verde, September 2011, S. 50

<sup>69</sup> ARE: Home

<sup>70</sup> Electra: Home

<sup>71</sup> Cabo Verde Info: A e B - Águas e Energia da Boa Vista, 2015

<sup>72</sup> APP: Home

das die Kostendeckung nicht ermöglichte. Dementsprechend stimmten die beiden portugiesischen Unternehmen im Juli 2006 zu, die Verwaltungsrechte von *ELECTRA* an die kapverdische Regierung zurückzugeben.

Im Jahr 2013 wurde eine erneute Umstrukturierungsphase mit der Gründung der *ELECTRA NORTE* (NORD) mit Sitz in S. Vicente und *ELECTRA SUL* (SÜD) mit Sitz in Praia begonnen. Diese beiden Unternehmen folgen einer geographischen Aufteilung: *ELECTRA NORTE* ist für die Inseln Santo Antão, S. Vicente, São Nicolau sowie Sal und *ELECTRA SUL* für die Inseln Maio, Santiago, Fogo und Brava zuständig.

Im Gegensatz zur ehemaligen *ELECTRA SARL* wurde bezüglich der Unternehmensführung in den drei Unternehmen eine Neuigkeit eingeführt: die Möglichkeit der Beteiligung von privaten Partnern an der Verwaltung der verschiedenen Sektoren der Tätigkeit der neuen Unternehmen.<sup>73</sup>

Besonders im Zeitraum zwischen 2011 und 2014, als die internationalen Rohölpreise hoch waren (80 USD/Barrel), stiegen die Dieselmotorkraftstoffkosten (70-80 CVE) und ebenso die Stromerzeugungskosten von *ELECTRA*. Als die Rohölpreise auf historisch hohem Niveau standen, begann Cabeólica im Jahr 2011 Strom aus Windenergie zu erzeugen. Durch den Kauf von Strom aus der Windenergieerzeugung zu einem niedrigeren Preis konnte *ELECTRA* von einem finanziellen Vorteil profitieren. Von der gesamten Stromerzeugungskapazität von Kap Verde im Jahr 2015 (418.993 MWh) entfielen rund 20% (78.980 MWh) auf die Windenergie.

Als jedoch in den Jahren 2015 und 2016 der Preis des Rohöls auf weniger als die Hälfte des Höchststandes sank, wurde die Garantie von *ELECTRA*, die Windenergie zu einem festen Preis zu kaufen, zu einer finanziellen Belastung. So war *ELECTRA* mit dem Dilemma konfrontiert, dass der Kauf von Windenergie für *ELECTRA* ausschließlich bei steigenden Rohölpreisen profitabel ist.<sup>74</sup>

Die einzigen Wasser- und Stromversorgungsunternehmen mit privatem Kapital auf den Kap Verden sind auf den Inseln Boa Vista und Sal tätig, nämlich – wie bereits erwähnt – das öffentlich-private Unternehmen *Águas e Energia da Boa Vista* (AEB) als Betreiberunternehmen auf der Insel Boa Vista und das Unternehmen *Águas de Ponta Preta* (APP) auf der Insel Sal. Diese beiden Inseln sind in der Hotel- und Tourismusbranche am besten entwickelt und erfahren aufgrund des hohen Anteils an ausländischen Direktinvestitionen ein rasantes Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum.

Laut Fachexperten führen die zahlreichen Hotels sowie weitere Großverbraucher mit einer effizienten Stromübertragung (Mittelspannung) auf diesen Inseln zu hohen Erträgen und niedrigen Verlusten im Stromvertrieb. Hinsichtlich des Stromverbrauchs folgen sie an zweiter und dritter Stelle, hinter der Insel Santiago mit der Hauptstadt Praia. Ferner weisen sie einen dreimal höheren Energieverbrauch pro Kopf als der durchschnittliche Wert für Kap Verde auf. Dementsprechend, aber auch unter dem Gesichtspunkt der Nachfrage, stellen die Inseln Boa Vista und Sal attraktive Strommärkte dar.

Das Unternehmen *Águas e Energia da Boa Vista* (AEB) deckt den gesamten Bedarf der Insel Boa Vista ab, während das Unternehmen *Águas de Ponta Preta* (APP) nur eine bestimmte Anzahl von Hotels auf Sal versorgt.

Cabeólica wurde im Jahr 2008 als eine öffentlich-private Partnerschaft (PPP) gegründet. Das Unternehmen betreibt vier Windparks mit einer Gesamtkapazität von 25,5 MW, welche auf den Inseln Santiago (9,35 MW), São Vicente (5,95 MW), Sal (7,65 MW) und Boa Vista (2,55 MW) verteilt sind.

Das 65 Mio. Euro teure Projekt wurde von der *Africa Finance Corporation*, dem *Finnfund*, *InfraCo Africa*, der *ELECTRA* und dem kapverdischen Staat entwickelt und mit Mitteln der *InfraCo Africa*, des *Finnfunds* und der *African Finance Corporation* finanziert. Die Fremdfinanzierung wurde von der Europäischen Investitionsbank und der Afrikanischen Entwicklungsbank gewährt.

<sup>73</sup> *Electra: Home*

<sup>74</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Im Februar 2016 wurden die Anteile der *InfraCo Africa* an die AFC übertragen, die somit ihre Position als Mehrheitsaktionär konsolidiert hat und derzeit mehr als 50% des Aktienkapitals von Cabeólica hält.<sup>75</sup>

Seit der Inbetriebnahme im Jahr 2011 funktionieren die Anlagen der Cabeólica reibungslos und das Unternehmen erzielt stabile Gewinne. Die folgende Tabelle 13 zeigt die Schlüsselindikatoren, die Cabeólica in ihrem Jahresbericht von 2015 veröffentlicht hat.<sup>76</sup>

**Tabelle 13: Cabeólica – Schlüsselindikatoren 2015 und 2014**

Schlüsselindikatoren	2015	2014
Verkauf von Strom (Euro)	10.516.700	10.474.100
EBIT (Gewinn vor Zinsen und Steuern)	5.970.270	5.529.730
Periodenergebnis netto	1.385.450	636.839
Verschuldungsquote	15,7	34,2
Schuldendeckungsquote (DSCR)	1,87	1,74
Durchschnittliche Zahlungsfrist (Tage)	65	73
Installierte Kapazität (MW)	25,5	25,5
Produktion (MWh)	77.153	80.878
Durchdringungsrate (Kap Verde)	21%	24%
Durchschnittl. Windgeschwindigkeit (m/s)	9,0	9,1
CO <sub>2</sub> -Äquivalente vermieden (Tonnen)	52.697	54.577
Fortbildungsstunden	568	428
Arbeitsunfälle	0	0

Quelle: Cabeólica Jahresbericht 2015, Webseite der Cabeólica

## Gesetzlicher Rahmen

Die Gesetzesverordnung Nr. 1/2011 vom 3. Januar 2011 legt Regeln für die Förderung, Genehmigung und den Betrieb im Bereich der unabhängigen Produktion *Independent Power Producer* (IPP) und der Eigenproduktion von Elektrizität auf Basis von erneuerbaren Energieträgern fest.<sup>77</sup>

Über technische Fragen hinaus definiert die Gesetzesverordnung einen Rahmen für Investitionsförderungen, Steuer- und Zollbegünstigungen. Für die Mikroproduktion wird ein Sonderstatus bestimmt, der neben Steuervorteilen auch den Wegfall einer Umweltverträglichkeitsprüfung vorsieht.

Im Gesetz sind zum einen die Ausarbeitung eines Generalplanes für erneuerbare Energien *Plano Diretor das Energias Renováveis* (PDER), der alle fünf Jahre überarbeitet werden soll, und zum anderen die Ausarbeitung eines Strategieplanes für den Sektor der erneuerbaren Energien *Plano Estratégico Setorial das Energias Renováveis* (PESER) sowie die Zonen für die Entwicklung erneuerbarer Energien *Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis* (ZDER) vorgesehen.

Der PDER wurde erstellt und in 2011 genehmigt, während der PESER durch die Entschließung des Ministerrates Nr. 7/2012 vom 9. Dezember 2012 angenommen wurde.

Der PESER definiert die Zonen für die Entwicklung erneuerbarer Energien, also die Gebiete, die aufgrund des hervorragenden Potentials für die Installation von Anlagen für die Stromproduktion auf Basis von erneuerbaren Energieträgern geeignet sind.

Laut PESER wird die Montage von Ausrüstungen in den ZDER-Zonen von der Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung für Genehmigungszwecke befreit.

<sup>75</sup> Cabeólica Jahresbericht 2015

<sup>76</sup> Cabeólica: Home (2017)

<sup>77</sup> Amtsblatt Kap Verde, Gesetz 1/2011 vom 3. Januar 2011

**Tabelle 14: Wichtigste Regelungsbereiche aus dem Gesetz 1/2011 vom 3. Januar 2011 auf Kap Verde**

- Festlegung der Rahmenbedingungen für die Genehmigung von IPPs (*Independent Power Producer*) sowie Befreiung jeglicher Lizenzierung für Eigen- und Mikroproduktion bis 100 kW (aber Registrierung).
- Private Produzenten von Strom aus erneuerbaren Quellen erhalten eine Abnahmegarantie (*PPA, Power Purchase Agreement*) für 15 Jahre.
- Aufhebung der Importzölle auf Ausrüstung und Material für die Produktion von erneuerbaren Energien.
- Steuerbefreiung auf Gewinne: Erste 5 Jahre 100%, darauffolgende 5 Jahre 50% und zwischen 10 und 15 Jahren 25%.
- Fester Einspeisetarif (pro kWh) für 15 Jahre, nach 15 Jahren Verringerung um 20-35%, jährlich neu festgelegt durch die Regulierungsbehörde *ARE*.
- Anreizsystem für den Netzbetreiber.
- Schaffung und Finanzierung eines Fonds zur Elektrifizierung ländlicher Gegenden (*Fundo de Fomento à Electrificação Rural Descentralizada*).
- Festlegung der Installation von Produktionskapazitäten aus erneuerbaren Energien nach Energiequelle, pro Insel und pro Jahr.
- Schaffung eines Raumordnungsplans (*PESER, Plano Estratégico Sectorial das Energias Renováveis*) zur Bestimmung der Flächen für Projekte erneuerbarer Energien unter bestimmten Umweltschutzkriterien (*ZDER, Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis*).

Quelle: Amtsblatt Kap Verde, Gesetz 1/2011 vom 3. Januar 2011

Die ZDER-Zonen, als reservierte Gebiete für bestimmte Aktivitäten, fallen unter die Formen der Flächennutzungsplanung, die im komplexen System der Flächennutzungs- und Städteplanung vorgesehen sind. Das wichtigste Rechtsinstrument der Flächennutzungs- und Städteplanung ist der Rechtsakt *Lei de Bases de Ordenamento do Território e Planeamento Urbanístico* (LBOTPU) in der Rechtsverordnung Nr. 1/2006 vom 13. Februar 2006 (geändert durch die Gesetzesverordnung Nr. 6/2010 vom 21. Juni). Dieser definiert alle untergeordneten Instrumente wie die Nationale Richtlinie für die Raumordnungsplanung *Diretiva Nacional de Ordenamento do Território* (DNOT) und die Spezialpläne für Raumordnung *Planos Especiais de Ordenamento do Território* (PEOT). Die Richtlinie für die Raumordnungsplanung DNOT gibt die Raumstruktur für jede Aktion, die eine Auswirkung auf die Raumordnung hat, vor, sie definiert und plant die wesentlichen Optionen, die eine nachhaltige Entwicklung sicherstellen und legt ebenfalls die Grundkriterien für die Flächennutzungsplanung sowie natürliche Ressourcen fest. Darüber hinaus bestimmt die Richtlinie den gesetzlichen Rahmen für andere Rechtsinstrumente der Flächenverwaltung und Flächenplanung auf regionaler und kommunaler Ebene.<sup>78</sup>

Über die nationale und regionale Ebene hinaus besteht letztendlich das lokale und kommunale Niveau. Der Flächennutzungsplan *Plano Diretor Municipal* (PDM) ist das wichtigste Planungsinstrument, das die Raumordnung auf kommunaler Ebene regelt. Der Plan legt die Struktur, die Klassifizierung und Qualifizierung der Bodenfläche sowie die Parameter für die Bodennutzung fest und wird gemäß den lokalen Entwicklungsstrategien ausgearbeitet. Der Plan berücksichtigt ebenfalls die Schaffung von sozialen und wirtschaftlichen Infrastrukturen. Der PDM-Plan beinhaltet stets die nationalen und regionalen Optionen in Übereinstimmung mit der Richtlinie DNOT und der regionalen Strategie EROT. Der RDM-Plan umfasst einen Plan für die städtische Entwicklung *Plano de Desenvolvimento Urbano* (PDU) und einen Detailplan *Plano Detalhado* (PD).<sup>79</sup>

Die Verwaltung des Territoriums beinhaltet auch einen sektoralen Bereich in Form der Sektorpläne *Planos Setoriais* (PS) und der Spezialpläne der Raumordnung *Planos Especiais de Ordenamento do Território* (PEOT). In einigen Fällen kann die Regierung durch den Erlass einer Gesetzesverordnung reservierte Zonen als strategische Maßnahme für die Entwicklung eines Sektors festlegen. Neben den ZDER-Zonen wurden beispielsweise Zonen für die Integrierte Entwicklung des Tourismus *Zonas de Desenvolvimento Turístico Integrado* (ZDTI) oder Schutzgebiete *Áreas Protegidas* (AP) definiert.

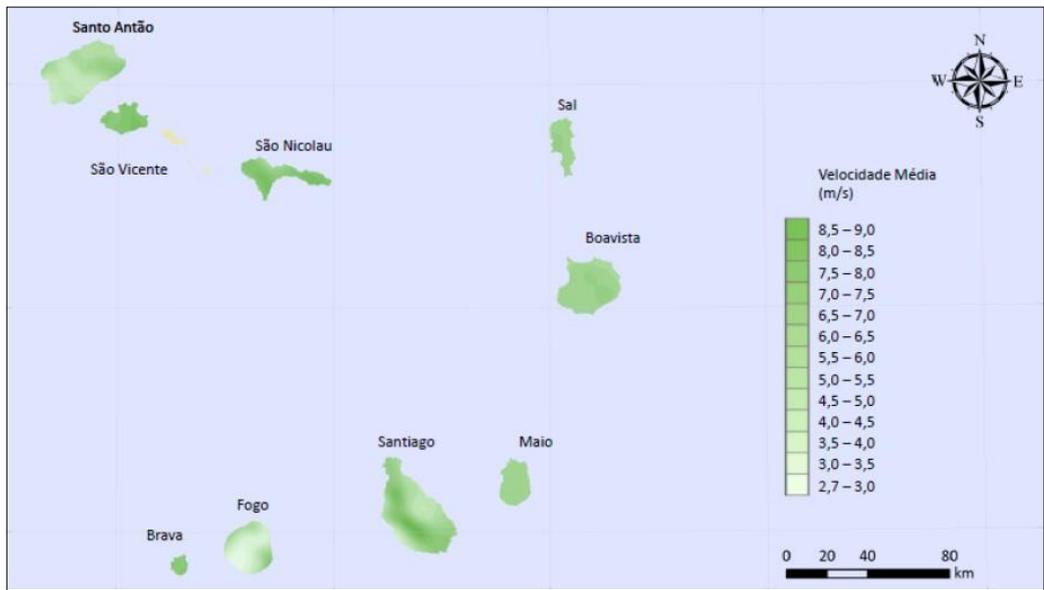
#### **ZDER – Entwicklungszonen für erneuerbare Energien**

<sup>78</sup> Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, November 2014

<sup>79</sup> Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, November 2014

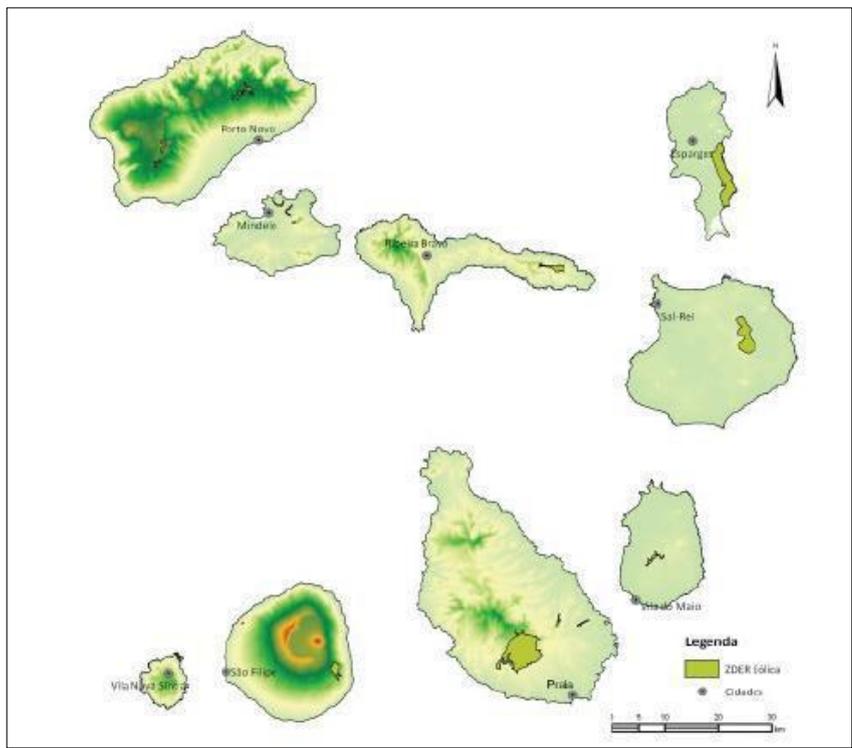
Folgende ZDER-Entwicklungszonen wurden im PESER identifiziert:

**Windenergie**



**Abbildung 15: Kap Verde – Potential an Windenergie (PESER, 2011)**

Quelle: Energieplan EE Kap Verde, Gesto, 2011



**Abbildung 16: Entwicklungszonen für Windenergie (PESER, 2011)**

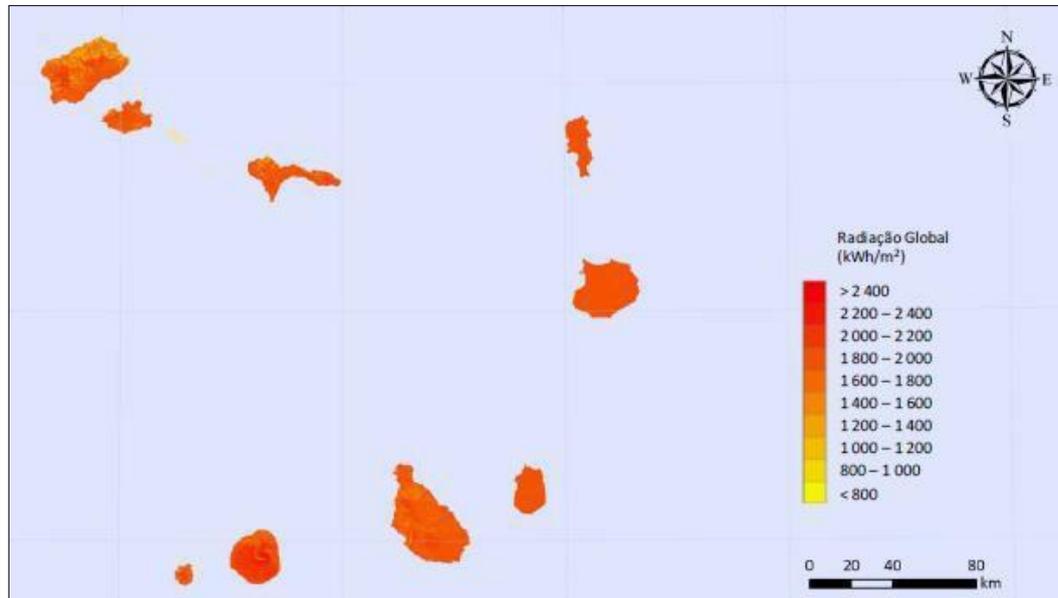
Quelle: Energieplan EE Kap Verde, Gesto, 2011

**Tabelle 15: Ausgewiesene Kapazitäten in den Entwicklungszonen für Windenergie (PESER, 2011)**

Insel	ZDER	Projekt	Kapazität (MW)	Fläche der ZDER (km <sup>2</sup> )
<b>Santiago</b>	ZDER.ST.1	Terras Altas	96,9	36,61
	ZDER.ST.2	Praia Baixo	6,8	0,52
	ZDER.ST.3	Monte da Chaminé	5,95	0,43
<b>Sal</b>	ZDER.SL.1	Cascanhal	45,9	20,85
<b>Fogo</b>	ZDER.FG1	Cova Figueira	17,85	2,91
	ZDER.FG.2	Monte Ledo	1,7	0,04
<b>Santo Antão</b>	ZDER.SA.1	Lombo da Torre	11,05	1,05
	ZDER.SA.2	João Daninha	11,05	0,64
	ZDER.SA.3	Galheteiro	12,75	1,92
<b>São Vicente</b>	ZDER.SV.1	João D'Évora	10,2	0,64
	ZDER.SV.2	Areia Branca	7,65	0,53
	ZDER.SV.3	Pé de Verde	2,55	0,12
<b>São Nicolau</b>	ZDER.SN.1	Jalunga	14,45	3,16
<b>Boa Vista</b>	ZDER.BV.1	Picos da Boa Vista	20,4	13,67
<b>Maio</b>	ZDER.MA.1	Batalha	14,45	1,72
<b>Brava</b>	ZDER.BR.1	Furna	5,95	0,37

Quelle: Energieplan EE Kap Verde, Gesto, 2011

**Solarenergie:**



**Abbildung 17: Mittlere Sonneneinstrahlung (Gesto, 2011) (Radiação Global: Gesamtsonneneinstrahlung)**

Quelle: Energieplan EE Kap Verde, Gesto, 2011

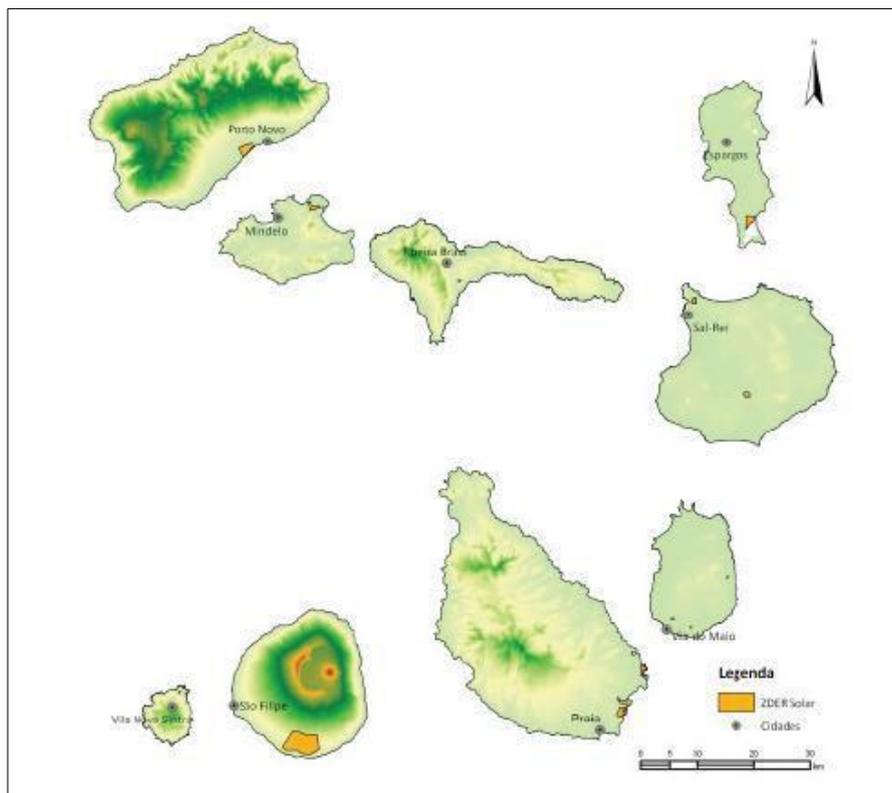


Abbildung 18: Entwicklungszonen für Solarenergie (PESER, 2011)

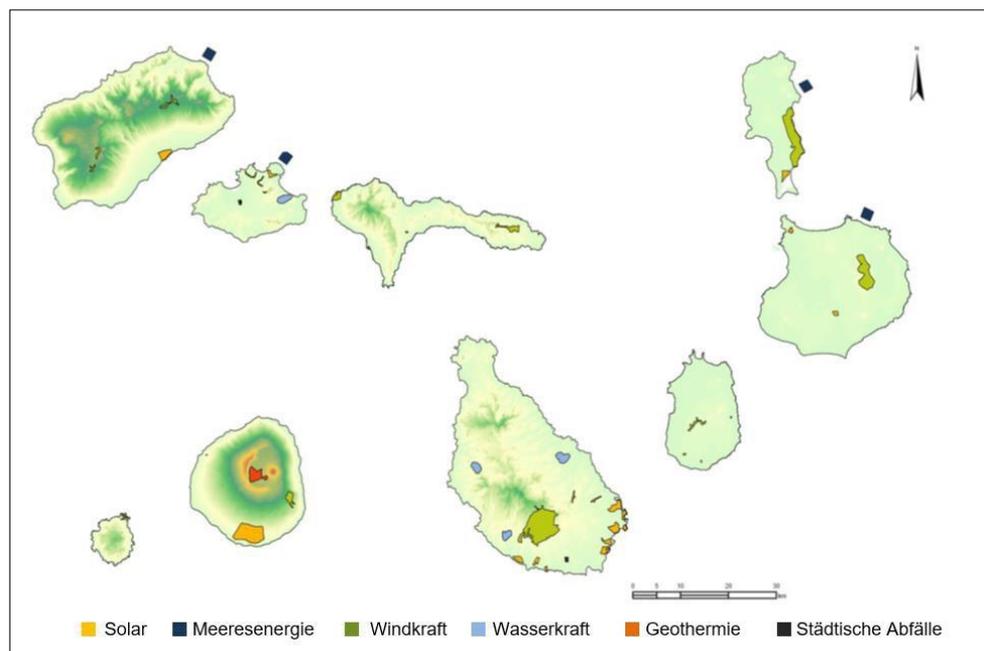
Quelle: Energieplan EE Kap Verde, Gesto, 2011

Tabelle 16: Ausgewiesene Kapazitäten in den Entwicklungszonen für Solarenergie (PESER, 2011)

Insel	ZDER	Projekt	Kapazität (MW)	Fläche der ZDER (km <sup>2</sup> )
Santiago	ST.8	Achada da Ponta da Bomba	53	1,08
	ST.9	Achada Ribeira Pedro	89	1,78
	ST.10	Achada Bela Costa	73	1,46
São Vicente	SV.6	Salamansa	62	1,24
Santo Antão	SA.4	Porto Novo	176,5	3,54
Fogo	FG.3	Fogo	928,5	18,62
Sal	SL.2	Sal	98,5	1,92
São Nicolau	SN.2	Preguiça	5	0,15
	SN.3	Cacimba	5	0,13
Boa Vista	BV.2	Ervadão	30	0,69
	BV.3	Belmonte	30	0,79
Maio	MA.2	Esgrovere	6	0,13
	MA.3	Barreiro	3	0,07
	MA.4	Alcatraz	3	0,06
Brava	BR.2	Furna	3	0,06

Quelle: Energieplan EE Kap Verde, Gesto, 2011

Die Zonen mit erhöhtem Potential zur Nutzung erneuerbaren Energien wurden für deren Entwicklung administrativ vorbehalten. Insgesamt wurden 48 ZDER-Zonen definiert, die zusammen eine Fläche von 7.877 ha ergeben.



**Abbildung 19: Reservierte Zonen für die Entwicklung der erneuerbaren Energien auf den Kap Verden**

Quelle: Energieplan EE Kap Verde, Gesto, 2011

Von den identifizierten ZDER-Zonen sind insgesamt 20 für Wind- und 15 für Solarenergie bestimmt. Was die Fläche anbelangt, wurden der Windenergie 38,5% und der Solarenergie 15,9% des gesamten reservierten Gebietes zugewiesen.

### 2.2.5. Neue Entwicklungen auf dem Energiemarkt

Das Engagement der vorherigen Regierung Kap Verdes für den Einsatz von erneuerbaren Energien spiegelt sich in zwei Dokumenten aus dem Jahr 2015 wider: der Nationale Aktionsplan für die Energieeffizienz und der Nationale Aktionsplan für erneuerbare Energien, welche in Übereinstimmung mit der Energiepolitik der Region ECOWAS verfasst wurden. Die Pläne wurden als Ministerialerlass am 21. Mai 2015 angenommen und traten einen Tag nach deren Veröffentlichung in Kraft. Sie wurden als Ministerialerlass Nr. 100/2015 im Amtsblatt der Republik Kap Verdes Serie I - Nr. 61 vom 15. Oktober 2015 veröffentlicht.<sup>80</sup>

Der Nationale Aktionsplan für die Energieeffizienz *Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética* (PNAEE) bildet mit dem Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien *Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis* (PNAER) und der Aktionsagenda für Nachhaltige Energie für Alle (AA SE4ALL) eine Trilogie an Dokumenten der Energiepolitik der damaligen kapverdischen Regierung.

Die neue Regierung hat angekündigt, die bestehenden Aktionspläne zu überprüfen. Die Europäische Union bereitet einen neuen Leitplan für den Einsatz erneuerbarer Energien auf den Kap Verden mit einer vorläufigen Berechnung der Potentiale der erneuerbaren Energien (Wind und Solar) vor. Anhand dieser Studie soll die Regierung einen neuen Plan erstellen. Das Ziel der 100%igen Stromversorgung aus erneuerbaren Energieträgern wurde zwar nicht aufgegeben, der für die Zielerreichung festgelegte Zeitplan, nämlich bis 2020, dagegen schon. Hinsichtlich des Zeithorizonts möchte sich die neue

<sup>80</sup> Amtsblatt Kap Verde, Gesetz 61/2015 vom 15. Oktober 2015

Regierung nicht festlegen. Eine erhöhte Integration von erneuerbaren Energien soll weiterhin unterstützt werden, jedoch nur, solange diese unter technischen und wirtschaftlichen Aspekten durchführbar ist.<sup>81</sup>

In ihrem Programm für die IX. Legislaturperiode erwähnt die Regierung die großen Herausforderungen, die im Bereich der nachhaltigen Energieversorgung bestehen. Das erhebliche Gewicht der Kraftstoffimporte hebt diese Schwäche zusätzlich hervor. Es handelt sich um eine Situation, die die Einführung erneuerbarer Energien auch nicht beheben konnte. Kap Verde zahlt noch immer für Strom den weltweit höchsten Preis.

Nach Auffassung der Regierung erfordert daher ein konsequentes Energieprogramm für Kap Verde eine kurz-, mittel- und langfristige Überlegung auf der Grundlage folgender Grundprinzipien:<sup>82</sup>

- Die Energiesicherheit, einschließlich Zugang, Verfügbarkeit, Energieeinsparung, Preisstabilität, relative Unabhängigkeit und Wettbewerbsfähigkeit.
- Die Nutzung alternativer Energien, insbesondere erneuerbarer und sauberer Energien, soweit technisch und wirtschaftlich möglich.
- Die Erfassung des geothermischen Potentials des Landes und die Definition seines Stellenwertes im Rahmen des Energieprofils der Inseln.
- Die Beseitigung von Barrieren aller Art, die den privaten Sektor daran gehindert haben, als Hauptakteur zu handeln und die Verantwortung für die Energiesicherheit des Landes zu übernehmen, einschließlich in der Produktion, dem Transport und dem Vertrieb von Energie.

So verpflichtet sich die Regierung in ihrem Programm,

- die Energierechnung im Laufe der Legislaturperiode um mindestens 25% zu reduzieren;
- die Energie- und Wasserversorgung zu 100% auf dem ganzen Land zu garantieren;
- den Dienstleistungssektor im Bereich der erneuerbaren Energien in einen Aktivitätsbereich umzuwandeln, der Arbeitsplätze schafft und als Exporteur in die ECOWAS-Region agiert;
- einen Sozialtarif bei der Strom- und Wasserversorgung einzuführen;
- eine Kultur der Optimierung der Energienachfrage zu fördern;
- die Ineffizienz des Energieangebotes erheblich zu reduzieren;
- das Regelwerk in Anspruch zu nehmen;
- die „null Bürokratie“ im Energiesektor umzusetzen.

In dem Programm weist die Regierung auf das strukturelle Problem des Elektrizitätssektors hin. Die geringe Leistungsfähigkeit entlang der Produktionskette bis zum Endverbraucher hat eindeutige negative Auswirkungen auf den Energiepreis für den Verbraucher zur Folge. So ist die Umstrukturierung des Elektrizitätssektors von grundlegender Bedeutung für die Gewährleistung der Effizienz bei der Stromversorgung. Kurzfristig sieht die Regierung die Sicherstellung der Energiesicherheit, der relativen Preisstabilität und von Lösungen im Bereich des Produktionsdefizites sowie der Einschränkungen der Transport- und Versorgungsnetze als unerlässlich an. Ferner sollen dezidierte Maßnahmen eingeführt werden, um die Produktions-, Transport- und Verteilungsverluste in der Stromversorgung auf ein akzeptables Niveau zu bringen und die kommerziellen Verluste einzuschränken, so dass die Effizienz der Stromproduktion gefördert wird.

Im Bereich der erneuerbaren Energien wird die Aktion gemäß dem Programm so ausgerichtet sein, dass das Land von dem hervorragenden Potential in den Bereichen Wind und Solar mit Investitionen in finanziell nachhaltige Produktionsprojekte profitiert. Die Strategie der Regierung setzt auf große Windanlagen bis zur maximalen Ausschöpfung der Durchdringung von Windenergie. Kurzfristig soll in die Solar-Photovoltaik investiert werden auf der Ebene von kleineren und mittelgroßen Projekten in Bedarfsnähe, insbesondere in abgelegenen Gebieten, in der Landwirtschaft und Straßenbeleuchtung. Die Nutzung der Solarthermie soll u.a. in Hotels, öffentlichen Gebäuden und Schulen gefördert werden. Schließlich sollen Diesel-/Wind- und Solarhybridsysteme bei der Wasserentsalzung eingesetzt werden.

<sup>81</sup> EuropeAid/134038/C/SER/Multi – Technical Assistance SE4All for Cape Verde, Inception Report, Juni 2016

<sup>82</sup> Regierungsprogramm IX. Legislatur, Republik Kap Verde, Mai 2016, S. 59

Für die Energiespeicherung, die für eine mindestens 30%-ige Durchdringung erneuerbarer Energieträger nötig ist, soll das Anfangsspektrum von Technologien, die in der Lernphase zu testen sind, so vielfältig wie möglich sein: u.a. Wasserkraft mit Pumpsystem, Bioenergie, synthetische Brennstoffe, Batterien oder Schwungrad.

Die Auswahl der Technologien, die bei größeren Projekten eingesetzt werden sollen, wird vom Verbrauchsprofil der einzelnen Inseln, von den Eigenschaften der jeweiligen Quelle sowie von den sozioökonomischen Bedingungen der Insel abhängen. Die Diversifizierung der Technologien soll nach Möglichkeit gefördert werden, unter Berücksichtigung der Komplementarität, wie es bei der Wind- und Solarenergie der Fall ist.

Das Programm der Regierung für die IX. Legislaturperiode beinhaltet ebenfalls die Umstrukturierung der *ELECTRA*. Diese soll im Rahmen der Einführung eines neuen Modells für das Management des Energiesektors angegangen werden. Die aktuelle geographische Aufteilung der *ELECTRA* soll zugunsten einer Strukturierung auf Grundlage der Wertschöpfungskette, d.h. Produktion, Transport, Verteilung und Vertrieb, aufgehoben werden. Die Regierung zieht die Bildung einer großen Unternehmensgruppe – die *ELECTRA* Produktion und die *ELECTRA* Vertrieb, mit einer klaren Trennung beider Geschäftsziele – in Erwägung. *ELECTRA* soll kapitalisiert und das Management unter Einbeziehung des Privatsektors und Auswahl von strategischen Partnern professionell ausgerichtet werden.

Was das Regelwerk anbelangt, so möchte die Regierung Dynamisierungsmaßnahmen einführen, darunter die Überprüfung des Kaufvertrages von Strom zwischen der *ELECTRA* und der Cabeólica, die Annahme von Transparenz- und Aufsichtsregeln in den Verbrauchsprognosen, die Regulierung der Handelsbeziehungen im Bereich der Tarife und der Endkunden und die Regulierung des Verteilungsnetzes (Einrichtung des Netzes, Einschränkung der Eigentumsrechte des Netzes, Haftung und Sanktionen für verschuldete Netzstörungen), der Mikroerzeugung und des unabhängigen Stromerzeugers IPP.<sup>83</sup>

### 2.2.6. Energie und Entwicklung – eine untrennbar vereinte Beziehung

Die Energie ist einer der strategischen Pfeiler für die Entwicklung und Wettbewerbsfähigkeit von Kap Verde. Das Engagement in Bezug auf nachhaltige Energie birgt einen größeren Nutzen als nur den einer einfachen Energielieferung an Privathaushalte und Unternehmen. Tatsächlich wird laut Fachspezialisten die angedachte Strategie wirtschaftliche und gesellschaftliche Auswirkungen haben, darunter die Reduzierung der Energieabhängigkeit, des Zahlungsbilanzdefizites und der Last der Energierechnung für die Familien, die Entwicklung der Innovation und des Privatsektors im kapverdischen Energiesektor, die Schaffung von befähigten regionalen und internationalen Dienstleistungsanbietern, die Verbesserung der Lebensqualität der am meisten benachteiligten Familien, die Erhaltung und Wertschätzung des empfindlichen Ökosystems, die starke Reduzierung der Emissionen von Treibhausgasen und die Einführung einer „Green Islands“-Marke als Mehrwert für die Tourismusbranche, dem wichtigsten Treiber der kapverdischen Wirtschaft.

Zusammen mit der Tourismusbranche, bei der das Ziel der 100%igen Energieversorgung aus erneuerbaren Energieträgern einen Vorteil zur Anwerbung von umweltbewussten Touristen bedeuten wird, wird der Energiesektor als Anreizmittel für direkte Auslandsinvestitionen und für die Wertschöpfung einen Schlüsselfaktor für das Wirtschaftswachstum auf den Kap Verden darstellen. Das Wichtigste bei der angedachten Strategie ist die Vision eines Energiesektors, in welchem sich Kap Verde als ein Dienstleistungsanbieter für die Region ECOWAS, für die PALOPs und für die SIDSs positionieren kann.

Mit einer wachsenden Bevölkerung von ca. 347 Mio. Einwohnern in 2014 lebt etwa ein Drittel der Bevölkerung in den Mitgliedsstaaten der ECOWAS der südlichen Sahararegion in verschiedenen demographischen und sozialwirtschaftlichen Verhältnissen.

<sup>83</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Report for the IX. Legislature, Republik Kap Verde, Moizao, Praia, 2016, Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 38

Im Allgemeinen stehen die Mitgliedsstaaten der ECOWAS weiterhin vor großen Herausforderungen hinsichtlich ihrer Entwicklung. Dreizehn der fünfzehn Mitgliedsstaaten werden in der Liste der Vereinten Nationen als Staaten mit einem niedrigen Rang der menschlichen Entwicklung aufgeführt. Diese Faktoren, zusammen mit den demographischen Tendenzen und der beschleunigten Wirtschaftsentwicklung, stehen in Wechselwirkung miteinander und tragen zu der großen Herausforderung bei, die diese Region vor sich hat.

Durch die positive Korrelation zwischen Energiezugang und menschlicher Entwicklung stellt die Erweiterung des Zuganges zu modernen Energiedienstleistungen daher eine enorme und vordringliche Priorität für die Region der ECOWAS dar.

Die Energiesicherheit der Region steht unterschiedliche Bedrohungen gegenüber, wie die geringe Zuverlässigkeit der Systeme, die beschränkten Infrastrukturen, die Abhängigkeit von importierten Kraftstoffen sowie die große Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und Biomasse. Im Elektrizitätssektor besteht eine wachsende Kluft zwischen Produktionskapazität und Nachfrage, die durch technische und nicht-technische Verluste – in 2011 wurden sie in Westafrika auf 21,5% geschätzt – verschärft wird. In den kommenden Jahren wird gemäß Aussagen von Fachspezialisten die steigende Nachfrage an Energie aufgrund des Bevölkerungswachstums, der raschen Verstädterung und der Wirtschaftsentwicklung eine Erhöhung des Druckes auf das Energiesystem der Region zufolge haben. Die Mitgliedsstaaten beschäftigen sich bereits mit diesen Herausforderungen, indem sie planen, das gewaltige regionale Potential im Bereich der erneuerbaren Energien durch eine Vielzahl von Ressourcen zu nutzen.

Die erneuerbaren Energietechnologien spielen eine immer bedeutsamere Rolle in der Energieproduktion. Die Wasserkraft wird bereits seit einigen Jahrzehnten in der Region genutzt, jedoch gewinnt die Nutzung von weiteren erneuerbaren Energieträgern wie Wind-, Solarenergie und Biomasse ebenfalls zuletzt an Schwung. In der Region ECOWAS erfolgt die Elektrizitätsversorgung über konventionelle Systeme auf Basis von Netzen. Die Schätzung für den ans Netz angeschlossenen Strom aus erneuerbaren Energieträgern lag Mitte 2014 bei ca. 4.780 MW, was 28% der installierten Kapazität ausmacht; allerdings sind davon lediglich 39 MW nicht auf die Wasserkraft zurückzuführen.<sup>84</sup>

Verbesserte Energieeffizienz bietet kosteneffiziente Lösungen für den Umgang mit steigenden Energiepreisen, mit der unregelmäßigen und unvorhersehbaren Versorgung sowie mit der erhöhten Nachfrage an Energie. Daher wollen Mitgliedsstaaten anhand eines Programmes in der Region energieeffiziente Maßnahmen umsetzen, was aus der Initiative SE4ALL – Sustainable Energy for All (Nachhaltige Energie für Alle)<sup>85</sup> – hervorgeht.

Die SE4All-Initiative wurde auf Bestreben des damaligen UN-Generalsekretärs Ban Ki-moon im September 2011 ins Leben gerufen als eine Aufforderung an Regierungen, Unternehmen und die Zivilgesellschaft, den universellen Zugang zu modernen Energiedienstleistungen bis zum Jahr 2030 zu erreichen.

Hier übernimmt die Region ECOWAS eine Pionierrolle in der Förderung des Programms. Im Juli 2013 haben die Staats- und Regierungschefs der Region ECOWAS zwei wegweisende Dokumente verabschiedet. Auf der einen Seite die *ECOWAS Renewable Energy Policy* (EREP), die die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien in dem gesamten Energiemix der Region auf 48% zum Ziel hat; und auf der anderen Seite die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen zur Erzeugung von 2.000 MW freier Stromerzeugungskapazität bis 2020. Die angenommenen Politiken beinhalten umfangreiche Maßnahmen auf den Gebieten der Energieeffizienz und erneuerbaren Energien, sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene.<sup>86</sup>

<sup>84</sup> REN 21, Bericht über die Situation der EE & Eeff in der Region ECOWAS, UNIDO, ECREEE, 2014

<sup>85</sup> The Sustainable Development Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Cap Verde Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 38

<sup>86</sup> SE4ALL Forum, ECOWAS Regional Sustainable Energy Policy 2013

### 2.2.7. Abschließender Überblick

Wie in diesem Kapitel deutlich wurde, befindet sich der Energiemarkt von Kap Verde in einer Phase der Veränderung. Diese Veränderungen sind ebenso vielfältig wie ihre Gründe. Die folgenden Key Facts stellen die Erkenntnisse dieses Kapitels zusammenfassend dar:

#### Key Facts

- Hohe Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen, die den größten Anteil in der Stromerzeugung ausmachen.
- Die neun bewohnten Inseln Kap Verdes bilden einzelne und isolierte Energiesysteme.
- Kap Verde besitzt eine der höchsten Elektrizitätstarife Afrikas.
- Die technischen und nicht-technischen Verluste betragen mehr als 25% des produzierten Stroms.
- Auf den meisten Inseln kann die installierte Kapazität den Bedarf nicht decken. Die verbesserte Wirtschaftslage und die Abhängigkeit vom Dienstleistungssektor führen zu einer steigenden Stromnachfrage, die den Sektor verstärkt unter Druck setzt.
- Obwohl der Markteintritt seitens der IPPs bereits gesetzlich verankert ist, wird der Stromsektor in der Produktion wie auch im Vertrieb und Verkauf von dem Unternehmen ELECTRA dominiert.
- Die erneuerbaren Energien sichern nachhaltig den universellen Zugang zu Energie und verringern die Abhängigkeit von Ölimporten.
- Über die Energieeffizienz kann ein adäquates System für Versorgung, Verteilung und Verbrauch von Energie gewährleistet werden.

<sup>53</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 38

## 3. Effizientes Netzmanagement und Speichermöglichkeiten im Zielland

### 3.1. Ausgangssituation

Die Japanische Agentur für Internationale Zusammenarbeit *Japan International Cooperation Agency* (JICA) führte im Jahr 2016 eine Studie mit der Absicht, die grundlegenden Informationen zu erheben, um den Energiemix auf den Kap Verden zu optimieren und unterstützende Maßnahmen zu prüfen, durch.

Der Entwurf des Abschlussberichtes dieser JICA-Studie wurde im August 2016 veröffentlicht und stellt die aktuellste Bestandsermittlung für jede einzelne Insel dar, weshalb in den nächsten Kapiteln wiederholt auf diese Studie Bezug genommen wird.

#### 3.1.1. Santo Antão

Santo Antão weist einen Strombedarf von etwa 3.000 kW auf. Die Stromversorgung erfolgt aus zwei Dieselanlagen, Porto Novo (5.744 kW) und Ribeira Grande (4.288 kW), sowie einer Windkraftanlage (500 kW), die von *ELECTRA* betrieben und verwaltet werden. Der Gesamtoutput beträgt 10.532 kW.

Beide Kraftwerke werden ausschließlich mit Diesel betrieben, der vom Ölhafen der Insel per Tankwagen befördert wird. Die MAN1 und MAN2-Einheiten des neuen Kraftwerkes von Porto Novo können zwar mit Schweröl mit geringeren Einheitskosten betrieben werden, allerdings besitzt die Insel derzeit keine Lagereinrichtung für Schweröl. Der Bau einer solchen Lagereinrichtung ist angedacht, eine konkrete Planung ist aber nicht vorhanden. Beide MAN-Einheiten (je mit einer Kapazität von 1.672 kW) von Porto Novo dienen dem Grundlastbetrieb, während die anderen Einheiten für den Spitzenlastbetrieb genutzt werden.

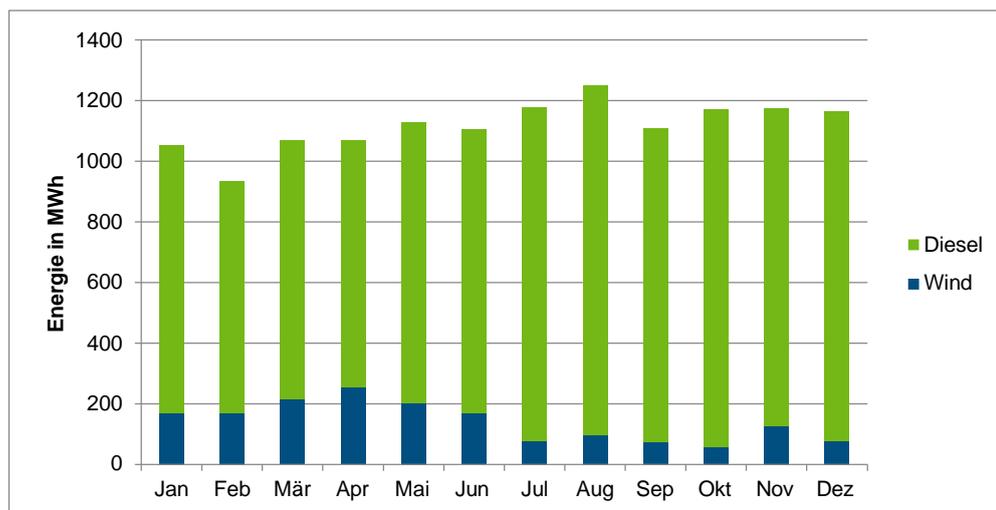
Das Kontrollverfahren reagiert schnell auf kurzzeitige Lastschwankungen, da die Grundlastregelung isochron verläuft und elektrische Regler mit Lastverteilungsfunktionen eingesetzt werden. Die erzeugte Energie beträgt 13 GWh im Jahr, von denen 1,7 GWh auf Windkraft entfallen (12,6%iger Anteil an erneuerbaren Energien). Die Windenergieerzeugung verfügt über keine Abregelungsfunktion der Einspeisung zur Netzstabilisierung.

Auf Santo Antão wurde im Rahmen zweier Projekte, dem ORET- und dem PTDSD-Projekt (s. Kapitel 2.2.), die neue Dieselanlage Porto Novo errichtet und mit Ribeira Grande über 20 kV-Übertragungsleitungen verbunden, womit nun die neue Porto Novo-Anlage volle Leistung erbringen kann und eine sichere Verbindung zu Ribeira Grande besteht. Die Arbeiten an dem System von Porto Novo umfassten die Erweiterung und Ergänzung von Mittelspannungs- und Niederspannungsleitungen sowie die Installation von Schutzrelais.

Das ORET-Projekt beinhaltet den Bau des neuen Elektrizitätswerkes von Porto Novo, die Verbindung der beiden Werke über 20 kV-Leitungen und die Anbindung der Gegenden, die von Kleinanlagen versorgt wurden, ans Netz.

Das PTDSD-Projekt umfasste das Durchschleifen der Mittelspannungsleitungen, die zwischen Porto Novo und Ribeira Grande angelegt wurden, die Erfassung der Wohngebiete Porto Novo, Paúl und Ponta do Sol und die Spannungserhöhung der 10 kV-Übertragungsleitungen der Systeme Ribeira Grande/Ponta do Sol (von 10 kV auf 20 kV). Die neue Dieselanlage von Porto Novo wurde im Juli 2015 in Betrieb genommen. Nachdem die Anforderungen an das Netz durch die Verbindung anderer Versorgungsbereiche mit Kleinanlagen angestiegen sind, wird eine Ausweitung der Windkraftherzeugung in Erwägung gezogen.<sup>87</sup>

<sup>87</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 36 f.



**Abbildung 20: Erzeugte Energie von ELECTRA auf Santo Antão pro Monat und Energieträger in MWh (2015)**

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

### 3.1.2. São Vicente

São Vicente hat einen Strombedarf von etwa 12.100 kW. Die Stromversorgung erfolgt aus zwei Dieselanlagen, Matiota (11.410 kW) und Lazareto (20.635 kW), die von *ELECTRA* betrieben und verwaltet werden, sowie aus einer Windenergieanlage von Cabeólica (5.950 kW). Der Gesamtoutput beträgt 39.646 kW.

Zwei moderne Wärtstillä-Generatoren wurden dem Werk von Lazareto im Jahr 2015 hinzugefügt. In beiden Kraftwerken werden die Grundlasteinheiten mit Schweröl betrieben.

Die Generatoren War1 und War2 (je mit einer Kapazität von 5.520 kW) des Lazareto-Kraftwerkes und die Mak5 und Mak6 (je mit 3.300 kW) des Matiota-Kraftwerkes dienen dem Grundlastbetrieb, während die anderen Einheiten für den Spitzenlastbetrieb genutzt werden.

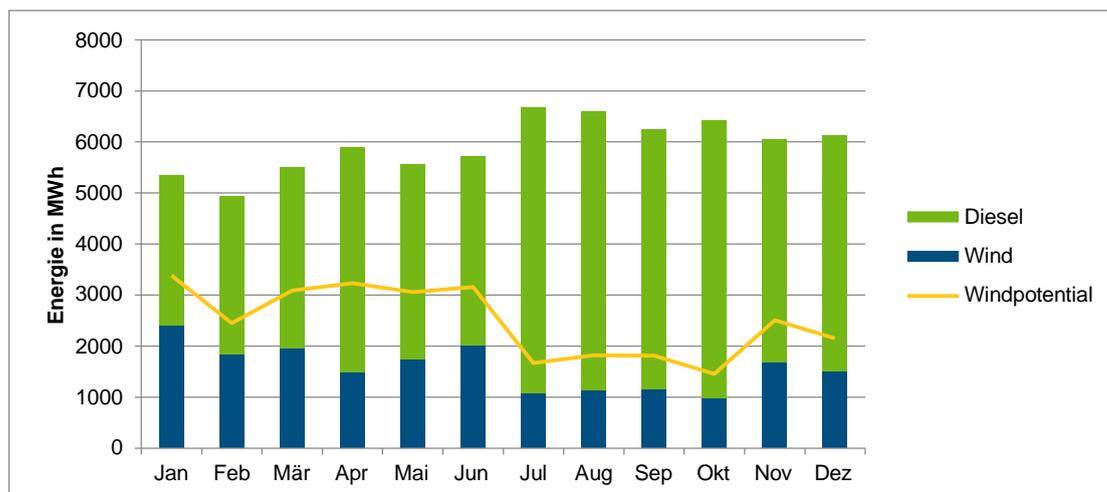
Das Kontrollverfahren reagiert schnell auf kurzzeitige Lastschwankungen, da die Grundlastregelung isochron verläuft und elektrische Regler mit Lastverteilungsfunktionen eingesetzt werden.

Die erzeugte Energie beträgt 71 GWh im Jahr, von denen 19 GWh auf die Windkraft der Cabeólica entfallen (Anteil an erneuerbarer Energie 26,7%). Von dem Eigenbedarf der *ELECTRA* werden 7,8 GWh für die Wasserentsalzung und für Versorgungspumpen benutzt.

In Monaten mit günstigen Windverhältnissen, wie beispielsweise im Januar 2015, beträgt der Anteil der produzierten Energie aus erneuerbaren Energieträgern ca. 45%. *ELECTRA* regelt die Einspeisung des von der Cabeólica-Windanlage produzierten Stroms ab, um die Systemstabilität zu sichern. Wäre dies nicht der Fall, hätte die Cabeólica als IPP das Potential, etwa 63% der Energie zu liefern.

Allerdings sind die Windverhältnisse auf São Vicente zwischen Juli und Oktober ungünstiger, gerade wenn die Nachfrage nach Strom am höchsten ist.

<sup>55</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 38



**Abbildung 21: Erzeugte Energie (ELECTRA) auf São Vicente pro Monat und Energieträger in MWh (2015)**

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Auf São Vicente sind die Windverhältnisse um die Windkraftanlage der Cabeólica günstig und die Abregelung der Windenergieerzeugung wird entsprechend durchgeführt.

Dieser abgeregelte Strom wurde von der JICA-Studie anhand der Daten der Windverhältnisse auf 10,7 GWh geschätzt. Nach Auffassung der Studie ist es möglich, die Kraftstoffkosten bei der Dieselproduktion zu reduzieren, indem der Dieseltreibstoff auf ein Minimum reduziert wird, der Verkaufspreis des überschüssigen Stroms in der *Take-or-Pay*-Klausel der Kaufpreisvereinbarung zwischen der ELECTRA und der Cabeólica geändert wird und Speicherbatterien zur Sicherung der Netzstabilität eingesetzt werden.

Die Übertragungs- und Verteilungssysteme auf São Vicente waren überwiegend veraltet. Die Systeme wurden im Rahmen von Projekten der Weltbank, der Afrikanischen Entwicklungsbank und des PTDSD-Projektes verstärkt und erneuert. Die Mittelspannungs- und Niederspannungsübertragungsnetze wurden überprüft.

Das Projekt der Weltbank und der Afrikanischen Entwicklungsbank sah die Erweiterung des Lazareto-Kraftwerkes (5,52 MW x 2) und den Neubau einer Windkraftanlage mit 5,95 MW vor.

Im Rahmen des PTDSD-Projektes wurde die Spannung der 6 kV-Übertragungsleitungen des Matio Systems auf 20 kV erhöht, die Stadtentwicklung von Mindelo und dem Resort von Salamansa durch die Errichtung eines Umspannwerkes und den Ausbau der Verteilungsleitungen gefördert, neue Verteilungsleitungen für die erweiterten Wohngebiete angelegt und die Niederspannungsverteilungsleitungen verstärkt und teilweise erneuert.

Was die Windenergiegewinnung anbelangt, sind auf São Vicente sieben Windturbinen von Vestas, jede mit einer Kapazität von 850 kW, installiert, mit einem unterirdischen 20 kV-Kabel miteinander verbunden und an das Kraftwerk von Lazareto über eine Schaltvorrichtung angeschlossen. Im Kontrollraum sind alle notwendigen Einrichtungen für den Netzananschluss angebracht, inklusive Schaltvorrichtung, einer Schutzeinheit für den Netzananschluss und einem integrierten Leistungsmessgerät zur Erfassung des an ELECTRA verkauften Stroms. Die Steuereinheit verfügt über Gleichstromversorgung und ein Notstromaggregat, um Netzspannungsverlusten entgegenzuwirken.

ELECTRA führt die ständige Kontrolle des Betriebs der Windturbinen über das Vestas SCADA-System durch, um die Spannung und Frequenz zu sichern, und ist imstande, die Ausgangsleistung und Spannung anzupassen.<sup>88</sup>

<sup>88</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 38

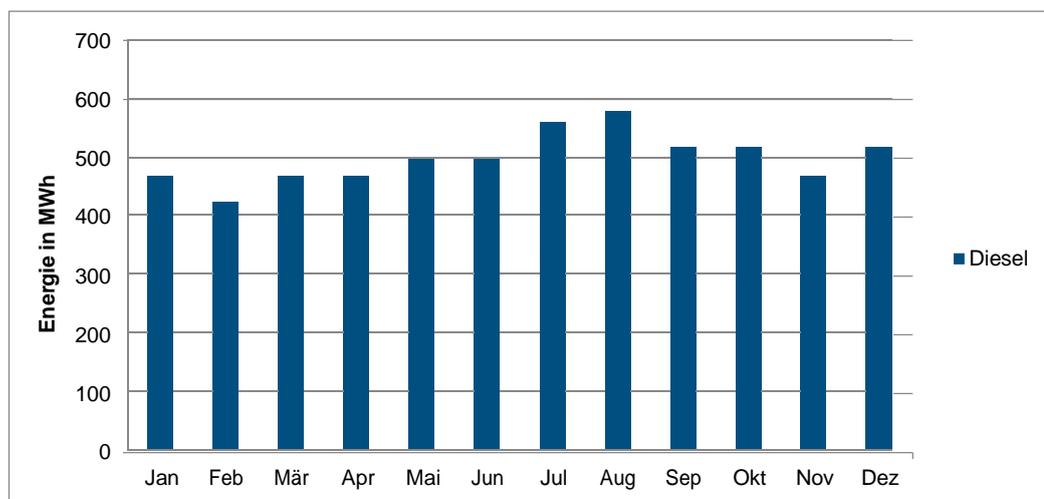
### 3.1.3. São Nicolau

São Nicolau hat einen Strombedarf von etwa 1.200 kW. Die Stromversorgung erfolgt aus zwei Dieselanlagen, Tarrafal (4.258 kW) und Cacimba (3.414 kW), die von *ELECTRA* betrieben und verwaltet werden. Der Gesamtoutput beträgt 7.672 kW. Auf der Insel werden jährlich 6 GWh produziert. *ELECTRA* versorgt die Insel nicht mit Wasser und die Eigenverbrauchsquote des Werkes beträgt ca. 0,2%.

Das neue Cacimba-Kraftwerk wurde im November 2015 in Betrieb genommen. Das Werk arbeitet in der Regel mit zwei großen Dieselgeneratoren, da beim Betrieb mit einem einzigen Dieselgenerator die Blindleistungskapazität eventuell überschritten werden kann, zumal diese Blindleistung für die Spannungsstabilisierung aufgrund der Nutzung von Kabeln bei der Stromübertragung und -verteilung und der geringen Nachfrage notwendig ist. *ELECTRA* versucht die Systemstabilität durch die Aufhebung der 20 kV-Schleife und die Isolierung der Langstreckenkelabel vom System zu sichern. Der Low-Output-Betrieb mit zwei Generatoren, mit einem schlechteren Wirkungsgrad als im Nennbetrieb, ist selbst bei geringer Nachfrage auf den Blindleistungsbedarf zurückzuführen. Zur Behebung dieser Betriebsprobleme plant *ELECTRA* einige Maßnahmen, darunter die Installation einer Drossel.

Die Generatoren Perkins1 und Perkins2 (je mit einer Kapazität von 1.707 kW) des Cacimba-Kraftwerkes dienen dem Grundlastbetrieb, während die anderen Einheiten für den Spitzenlastbetrieb genutzt werden.

Der maximale Leistungsbedarf beträgt 1.100 kW, welcher durch einen der Perkins-Generatoren (1.707 kW) alleine gedeckt werden kann. Allerdings werden wie erwähnt beide Perkins-Generatoren in Betrieb genommen, um die Blindleistung zu kontrollieren. Das Kontrollverfahren reagiert schnell auf kurzzeitige Lastschwankungen, da die Grundlastregelung isochron verläuft und elektrische Regler mit Lastverteilungsfunktionen eingesetzt werden.



**Abbildung 22: Erzeugte Energie auf São Nicolau pro Monat und Energieträger in MWh (2015)**

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Auf São Nicolau wurden im Rahmen des ORET-Projektes die Kraftwerke und die Übertragungs- und Verteilungssysteme teilweise neu gebaut und verstärkt. Das Projekt umfasste den Neubau des Cacimba-Werkes, die Erneuerung des Tarrafal-Werkes und die Verstärkung des Umspannwerkes von Tarrafal. Ferner wurden die 20 kV-Übertragungsleitungen zwischen Chã de Norte und Juncalinho sowie von Tarrafal nach Ribeira Prata und nach Ribeira Braca verstärkt.<sup>89</sup>

<sup>89</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 39

### 3.1.4. Sal

Das Energieunternehmen APP versorgt die Hotels auf Sal, ansonsten wird die Insel von *ELECTRA* und Cabeólica versorgt. Der allgemeine Bedarf, ohne den der Hotels, beläuft sich auf ca. 9.800 kW. Die Versorgung erfolgt über eine Dieselanlage der APP (5.024 kW), die Dieselanlage Palmeira (14.545 kW) und eine Solaranlage (2.140 kW) der *ELECTRA* sowie eine Windanlage (7.650 kW) von Cabeólica. Der Gesamtoutput beträgt 29.359 kW.

Die Generatoren, die in dem Kraftwerk der *ELECTRA* und der APP dem Grundlastbetrieb dienen, werden mit Schweröl betrieben. Im Kraftwerk von Palmeira sind es die zwei Caterpillar-Generatoren CAT1 und CAT2 (mit je 3.840 kW Kapazität). Die anderen Einheiten dienen dem Spitzenlastbetrieb.

Das von APP betriebene Kraftwerk besitzt zwei Wärtsilä-Generatoren, War4 und War5 (mit je 1.540 kW Kapazität), die den Grundlastbetrieb übernehmen. Drei Caterpillar-Generatoren mit je 648 kW werden für den Spitzenlastbetrieb eingesetzt.

Das Kontrollverfahren dieser beiden Kraftwerke reagiert schnell auf kurzzeitige Lastschwankungen, da die Grundlastregelung isochron verläuft und elektrische Regler mit Lastverteilungsfunktionen eingesetzt werden.

Die erzeugte Energie beträgt 57 GWh im Jahr (*ELECTRA* und Cabeólica), von denen 19 GWh auf die Windkraft der Cabeólica entfallen (Anteil an erneuerbarer Energie 33%). Von dem Eigenbedarf der *ELECTRA* werden etwa 6 GWh für die Wasserentsalzung und für Versorgungspumpen benutzt.

In Monaten mit günstigen Windverhältnissen, wie beispielsweise im Januar 2015, beträgt der Anteil der produzierten Energie aus erneuerbaren Energieträgern ca. 57%. *ELECTRA* regelt die Einspeisung des von der Cabeólica-Windanlage produzierten Stroms ab, um die Systemstabilität zu sichern. Wäre dies nicht der Fall, könnte die Cabeólica mehr Energie liefern als die Anforderungen an *ELECTRA*.

APP übernimmt die Wasser- und Stromversorgung sowie die Abwasserbehandlung einiger Hotels auf Sal. Die Gesamtproduktion an Strom, APP-Produktion inbegriffen, beträgt 67,8 GWh.

Auch auf der Insel Sal neigen die Windverhältnisse dazu, zwischen Juli und Oktober schwächer zu sein, so dass die produzierte Energie in diesen Monaten geringer ist.

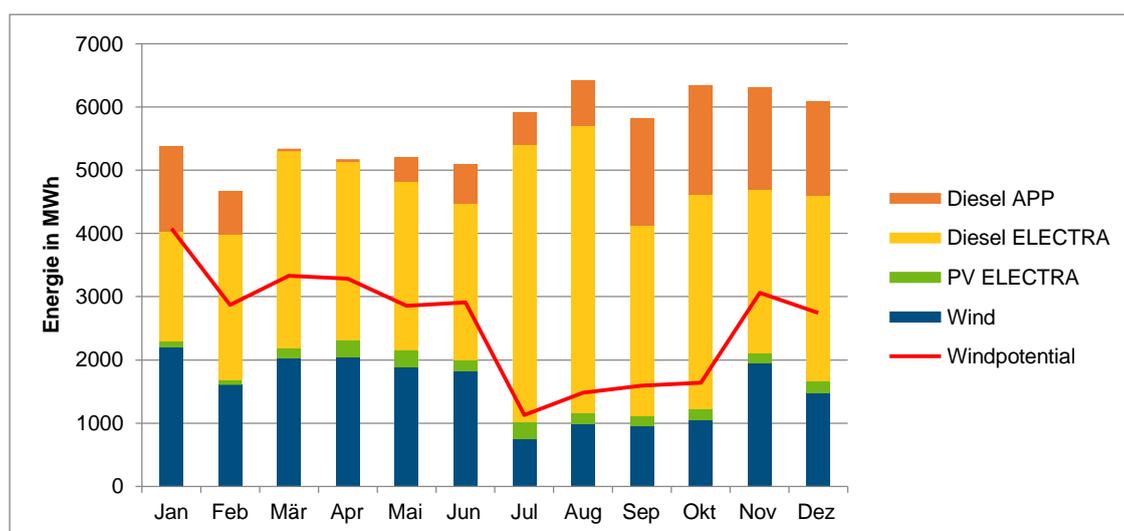


Abbildung 23: Erzeugte Energie auf Sal pro Monat und Energieträger in MWh (2015)

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Sal hat eine prosperierende Hotel- und Tourismusbranche, so dass angenommen werden könnte, dass der Energiebedarf um 10.00, 13.00 und 20.00 Uhr am höchsten sein würde. Jedoch zeigen die täglichen Lastkurven, dass die Energienachfrage im Laufe des Tages relativ gleichmäßig ist.

*ELECTRA* behält grundsätzlich eine Reservekapazität von mehr als der Hälfte der Windkraftkapazität, um mit den plötzlichen Schwankungen der Ausgangsleistung der Windkraftanlage der Cabeólica umzugehen. Ausgenommen die Fälle, in denen aufgrund der Abregelung die Ausgangsleistung der Windkraftanlage eine ähnliche Stabilität wie die Grundlast aufweist, werden auf Sal ausreichende Kapazitätsreserven sichergestellt, um die Nachfrage zu decken.

Auf Sal wird die Windenergie aus Gründen der Netzstabilität bei günstigen Windverhältnissen abgeregelt. Dieser abgeregelte Strom wurde von der JICA-Studie anhand der Daten der Windverhältnisse auf 12,2 GWh im Jahr 2015 geschätzt. Nach Auffassung der Studie ist es möglich, die Kraftstoffkosten bei der Dieselproduktion zu reduzieren, indem der Dieseltreibstoff auf ein Minimum reduziert wird, der Verkaufspreis des überschüssigen Stroms in der *Take-or-Pay*-Klausel der Kaufpreisvereinbarung zwischen der *ELECTRA* und der Cabeólica geändert wird und Speicherbatterien zur Sicherung der Netzstabilität eingesetzt werden.

Die Priorität auf Sal liegt in der Sicherung der Stromversorgung gemäß der wachsenden Nachfrage der starken Tourismusbranche. Die unterirdische 20 kV-Mittelspannungsübertragungsleitung, die das Kraftwerk von Palmeira mit Santa Maria verbindet, verfügte über zwei 240 mm<sup>2</sup> Kabel, von denen eines verschlissen war, so dass die notwendige Leistung bei einem Ausfall eines Kabels nicht hätte übertragen werden können. Zur Versorgungssicherheit wurde daher ein zusätzliches Kabel angelegt.

Auf Sal wird im Rahmen eines Projektes der Französischen Agentur für Entwicklung *Agence Française de Développement* das Kraftwerk von Palmeira durch den Einsatz von neuen Dieselgeneratoren (3 x 3,8 MW) erweitert und im Rahmen eines Projektes der Afrikanischen Entwicklungsbank eine neue Windanlage mit einer Kapazität von 7,65 MW gebaut.

Das PTSDS-Projekt umfasst die Verstärkung der Stromleitung zwischen Palmeira und Santa Maria sowie Palmeira und Pedra de Lume, den Neubau des Umspannwerkes von Murdeira und der Übertragungsleitungen vom Palmeira-Werk sowie die Verstärkung der 20 kV-Übertragungsleitungen zwischen Espargos und Palmeira wie auch die Erneuerung der geschädigten Niederspannungsverteilungsleitungen.

Bezüglich der Windenergiegewinnung sind auf Sal neun Windturbinen von Vestas (jede mit einer Kapazität von 850 kW) installiert, mit einem unterirdischen 20 kV-Kabel miteinander verbunden und über eine Schaltvorrichtung an das Palmeira-Kraftwerk angeschlossen. Im Kontrollraum sind alle notwendigen Einrichtungen für den Netzanschluss angebracht, die in den vier Standorten Santiago, São Vicente, Sal und Boa Vista ähnlich konfiguriert sind, inklusive Schaltvorrichtung, einer Schutzeinheit für den Netzanschluss und einem integrierten Leistungsmessgerät zur Erfassung des an *ELECTRA* verkauften Stroms.

Die Steuereinheit verfügt über Gleichstromversorgung und ein Notstromaggregat, um Netzspannungsverlusten entgegenzuwirken.

*ELECTRA* führt die ständige Kontrolle des Betriebs der Windturbinen über das Vestas SCADA-System, um die Spannung und Frequenz zu sichern, und ist imstande, die Ausgangsleistung und Spannung anzupassen.

Auf der Insel Sal ist eine der beiden großen Solaranlagen Kap Verdes installiert. Die Anlage besteht aus ca. 10.000 Solarpaneelen mit einer Spitzenleistung von 2,23 MW, ungefähr die Hälfte der PV-Anlage Santiagos.

Da die PV-Anlage weit vom Hauptkraftwerk installiert ist, ist sie mit dem Stromnetz verbunden, so dass ihre Leistung nicht in dem Hauptkraftwerk gemessen werden kann. Die Daten bezüglich der Solarstromerzeugung werden in dem lokalen Server integriert.

**Tabelle 17: Monatliche Stromproduktion der Solaranlage von Sal (2015)**

	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Gesamt
<b>Produktion (kWh)</b>	89	74	170	277	280	173	254	184	146	174	166	185	2.173
<b>Kapazitätsfaktor (%)</b>													10,7%

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Was die Insel Sal betrifft, so ist der relative Anteil der Sonnenenergieerzeugung im Vergleich zu den erneuerbaren Energien insgesamt gering. Durch die zwingende Bedingung, Energie aus der Windkraftanlage der Cabeólica zu beziehen, gerät der Betrieb und die Wartung der PV-Anlage in eine zweitrangige Position. Störungen oder Ausfälle bleiben oft lange ungelöst.<sup>90</sup>

### 3.1.5. Boa Vista

Boa Vista hat einen Strombedarf von etwa 6.100 kW. Die Stromversorgung erfolgt aus drei Dieselanlagen, Chaves (9.104 kW), Norte (1.092 kW) und Lapação (1.368 kW), welche von dem Stromversorgungsunternehmen AEB betrieben und verwaltet werden, und eine Windanlage der Cabeólica (2.550 kW). Der Gesamtoutput beträgt 14.114 kW. Das Werk Norte verfügt über ein autonomes System, es soll aber an das Chaves-Werk angebunden werden.

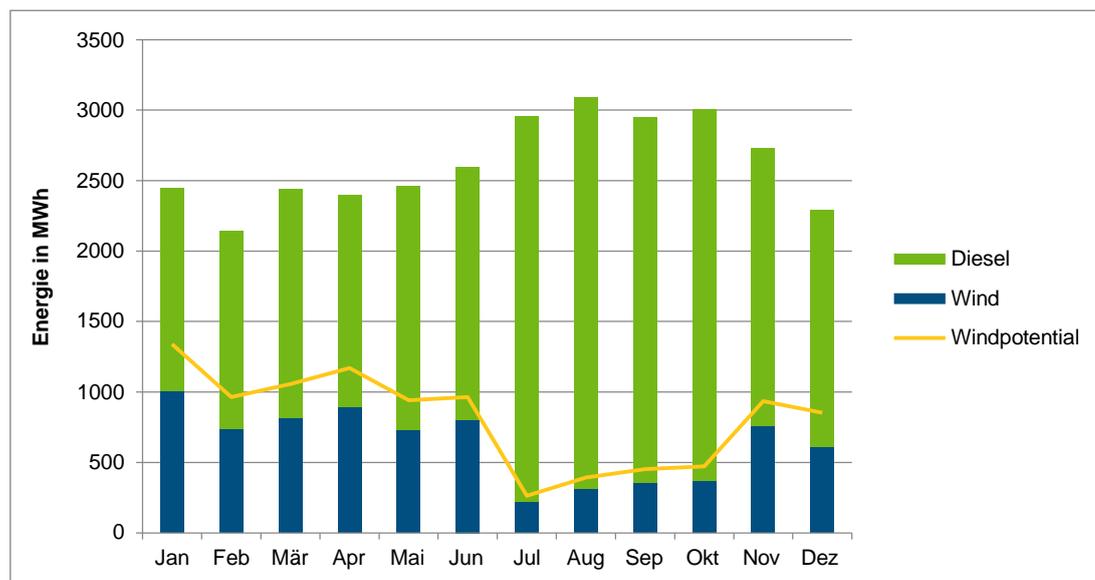
Die Generatoren Wärsilä War1 und War2 (je mit 1.620 kW) des Chaves-Kraftwerkes und der Caterpillar-Generator (364 kW) des Norte-Kraftwerkes dienen dem Grundlastbetrieb, die anderen Einheiten dem Spitzenlastbetrieb. War1 und War2 werden mit Schweröl betrieben. Das Kontrollverfahren des Chaves-Werkes reagiert schnell auf kurzzeitige Lastschwankungen, da die Grundlastregelung isochron verläuft und elektrische Regler mit Lastverteilungsfunktionen eingesetzt werden.

Die jährlich erzeugte Energie beträgt 30 GWh, von denen 7,6 GWh auf die von Cabeólica produzierte Windenergie entfallen (Anteil an erneuerbaren Energieträgern 33%). Auf der Insel werden die Wasser- und Stromversorgung sowie die Abwasserbehandlung von der AEB betrieben, der Eigenbedarf von 3,9 GWh wird für die Wasserentsalzung, Abwasserreinigung und Versorgungspumpen genutzt.

Wie Sal hat Boa Vista eine prosperierende Hotel- und Tourismusbranche. Auf Boa Vista kann ein erhöhter Energiebedarf um 10.00, 13.00 und 20.00 Uhr beobachtet werden. Der Unterschied zwischen der Hochsaison und der Niedrigsaison des Tourismus lässt sich ebenfalls anhand der Energienachfrage erkennen.

AEB nutzt die Windkraft als Grundenergiequelle, wenn die Windverhältnisse günstig sind. In solchen Monaten, wie beispielsweise Januar, liefert die Windanlage ca. 42% der produzierten Energie. Ähnlich wie *ELECTRA* regelt AEB den von Cabeólica produzierten Strom zur Netzsicherung ab. Die abgeregelte Energie beträgt ungefähr 2,2 GWh. Dementsprechend könnte durch die Reduzierung des Dieselbetriebs auf ein Minimum, die Änderung des Verkaufspreises vom überschüssigen Strom in der *Take-or-Pay*-Klausel der Kaufpreisvereinbarung zwischen der AEB und der Cabeólica und den effizienten Einsatz von Speicherbatterien die überschüssige Windkraft genutzt und die Ausgangsleistung der erneuerbaren Energien erhöht werden. Trotz allem wäre die Stromerzeugung auf der Basis von Diesel bei schwachen Windverhältnissen zwischen Juli und Oktober unentbehrlich.

<sup>90</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 41



**Abbildung 24: Erzeugte Energie auf Boa Vista pro Monat und Energieträger in MWh (2015)**

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Auf Boa Vista konzentrieren sich die Stromversorgungsanlagen im nördlichen Teil der Insel, während sich die Hotels, bzw. die Nachfrage, in den zentralen und südlichen Regionen der Insel befinden. Die Elektrifizierung des nördlichen Teils erfolgt anhand eines unabhängigen Systems, welches im Rahmen des ORET-Projektes mit dem Hauptsystem verbunden werden soll. Die 20 kV-Verteilungsleitung zwischen dem Chaves-Werk und der Wasserentsalzungsanlage von Sal Rei stellt eine Schwachstelle des Systems dar. Es handelt sich um eine Freileitung, die verschleißbedingte Stromausfälle aufweist.

Im Süden verursacht die Entfernung von 25 km, die die unterirdischen 400 mm<sup>2</sup>-Kabel zwischen dem Chaves- und dem Lacação-Werk zurücklegen müssen, einen Spannungsabfall in den Stunden geringer Belastung. Die AEB plant die Einführung von Spannungsstabilisierungssystemen. Da der Strombedarf der Insel anhand der geplanten Hotelanlagen erwartungsgemäß stark anwachsen wird, wird die verstärkte Stromversorgung durch einen weiteren Dieselmotor in Erwägung gezogen.

Was die Windenergiegewinnung anbelangt, sind auf Boa Vista drei Windturbinen (jede mit einer Kapazität von 850 kW) installiert, mittels einem unterirdischen 20 kV-Kabel miteinander verbunden und über eine Schaltvorrichtung an das Sal Rei-Kraftwerk angeschlossen. Im Kontrollraum sind alle notwendigen Einrichtungen für den Netzanschluss angebracht, die in den vier Standorten Santiago, São Vicente, Sal und Boa Vista ähnlich konfiguriert sind, inklusive Schaltvorrichtung, einer Schutzeinheit für den Netzanschluss und einem integrierten Leistungsmessgerät zur Erfassung des an ELECTRA verkauften Stroms.

Die Steuereinheit verfügt über Gleichstromversorgung und ein Notstromaggregat, um Netzspannungsverlusten entgegenzuwirken.

Ähnlich wie die ELECTRA führt die AEB die ständige Kontrolle des Betriebs der Windturbinen über das Vestas SCADA-System durch, um die Spannung und Frequenz zu sichern, und ist imstande, die Ausgangsleistung und Spannung anzupassen.<sup>91</sup>

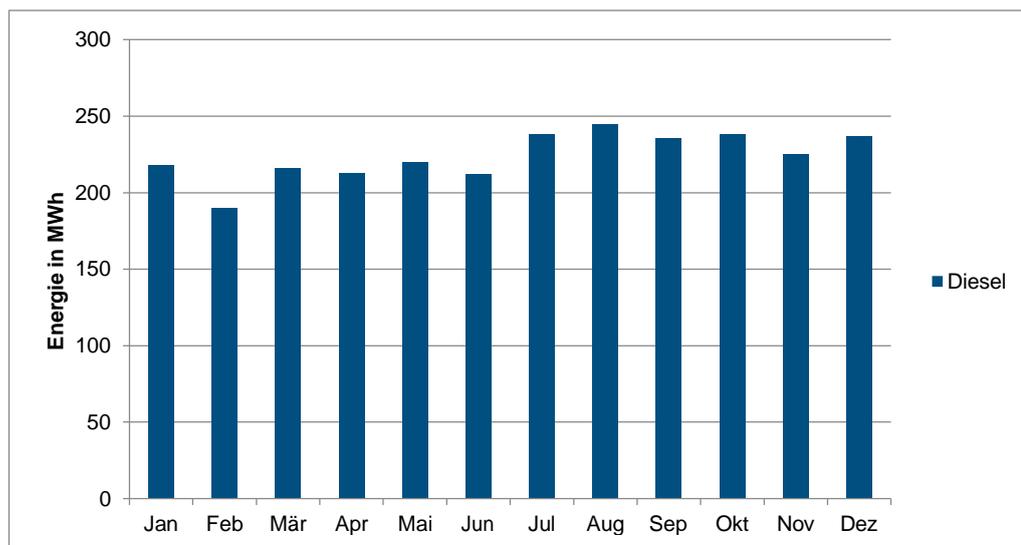
<sup>91</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 45

### 3.1.6. Maio

Maio hat einen Strombedarf von ca. 500 kW. Die Stromversorgung auf der Insel erfolgt über eine Dieselanlage (Tarril) mit einem Gesamtoutput von 2.176 kW, die von *ELECTRA* verwaltet und betrieben wird.

Der Grundlastbetrieb wird von einem Cummins-Generator (688 kW) und einem Caterpillar-Generator (600 kW) übernommen.

Die jährlich erzeugte Energie auf Maio beträgt 2,6 GWh. Der Strombedarf ist zwischen 19.00 und 22.00 Uhr am höchsten, während in den anderen Tageszeiten kaum Schwankungen beobachtet werden.



**Abbildung 25: Erzeugte Energie auf Maio pro Monat in MWh (2015)**

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Das PTSDS-Projekt umfasste auf der Insel Maio den Neubau der Mittelspannungsverteilungsleitungen zwischen Figueira Seca und Alcatraz, die Anbringung einer Schleife und die Erneuerung der abgenutzten Mittelspannungs- und Niederspannungsverteilungsleitungen.<sup>92</sup>

### 3.1.7. Santiago

Santiago hat einen Strombedarf von ca. 35.300 kW. Die Stromversorgung erfolgt über vier Dieselanlagen, Assomada (3.500 kW), Palmarejo (71.506 kW und 4.905 kW) und Gamboa (7.424 kW), sowie eine Solaranlage (3.800 kW) der *ELECTRA* und eine Windkraftanlage (9.350 kW) der Cabeólica. Der Gesamtoutput beträgt 100.485 kW.

Das Kraftwerk von Palmarejo wurde im Jahr 2012 mit zwei modernen Wärtsilä-Generatoren und im Jahr 2015 mit zwei weiteren ausgestattet. Diese vier Wärtsilä- und zwei Caterpillar-Generatoren des Kraftwerkes Palmarejo werden mit Schweröl betrieben und dienen dem Grundlastbetrieb. Die restlichen Einheiten werden für den Spitzenlastbetrieb genutzt.

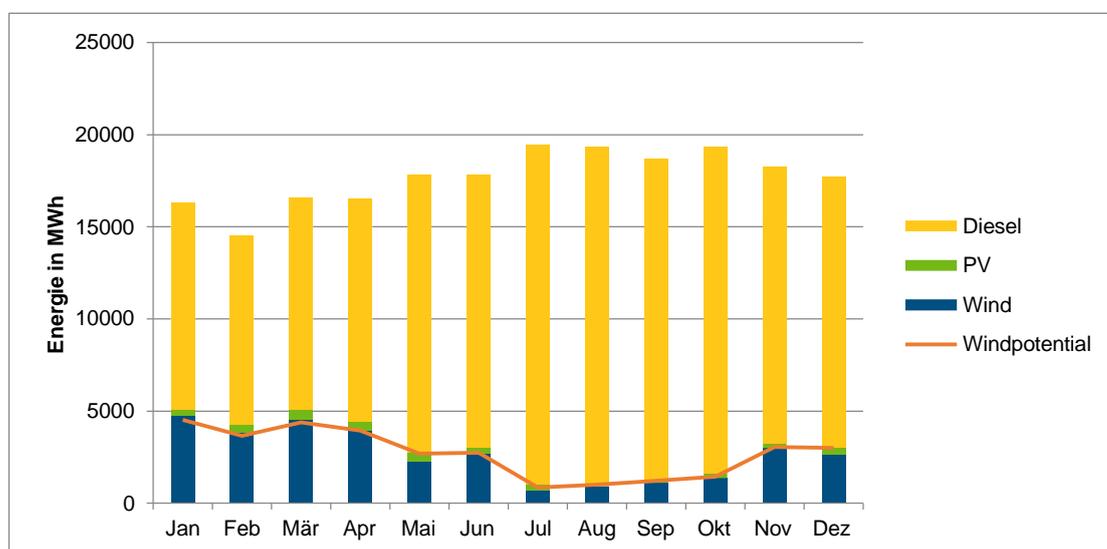
<sup>92</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 46

Das Kontrollverfahren des Palmarejo-Werkes reagiert schnell auf kurzzeitige Lastschwankungen, da die Grundlastregelung isochron verläuft und elektrische Regler mit Lastverteilungsfunktionen eingesetzt werden.

Die jährlich erzeugte Energie auf der Insel beträgt 212 GWh, von denen 31,9 GWh auf die von Cabeólica produzierte Windkraft entfallen (Anteil von 15% an Windkraft). Auf Santiago übernimmt die *ELECTRA* die Strom- und Wasserversorgung sowie die Abwasserbehandlung. Für den Eigenbedarf der *ELECTRA* für Wasserentsalzung, Abwasserbehandlung und Versorgungspumpen werden ca. 15 GWh geschätzt.

Im Jahr 2015 und in Monaten mit günstigen Windverhältnissen lieferte die Windanlage der Cabeólica ca. 30% der monatlich erzeugten Energie. Laut Aussagen von *ELECTRA* wurde aufgrund des niedrigen Kraftstoffpreises der Strom aus der Windanlage im Jahr 2016 abgeregelt, sobald die durch den Stromabnahmevertrag festgesetzte Menge übertroffen wurde.

Da die Ausgangsleistung der Dieselproduktion im Jahr 2015 nicht ausreichend gesichert werden konnte, um die Netzstabilität zu gewährleisten, wurde im diesem Jahr die Windkraft nicht abgeregelt.



**Abbildung 26: Erzeugte Energie auf Santiago pro Monat und Energieträger in MWh (Daten für 2015)**

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Auch auf Santiago werden die Windverhältnisse zwischen Juli und Oktober tendenziell schwächer, gerade wenn der Energiebedarf hoch ist, was zu einer Unausgewogenheit zwischen Angebot und Nachfrage führt. Im Tagesrhythmus steigt der Strombedarf am frühen Morgen, erreicht gegen 20.00 Uhr ein Maximum und fällt dann in den Nachtstunden.

Die täglichen Lastkurven zeigen, dass auf Santiago die Netzstabilität ohne Abregelung der Windkraft gewährleistet wurde, selbst im Januar und Februar bei günstigen Windverhältnissen. Anhand der Daten für 2015 hält die Studie der JICA die eingespeiste Menge an Strom aus der Windkraft im Verhältnis zu der gegebenen Dieselproduktion für angemessen. Ferner vertritt die Studie, dass zur Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien die Abregelung der Ausgangsleistung überprüft, die Dieselproduktion weiter reduziert und Speicherbatterien eingesetzt werden sollten. Trotz allem kann in Monaten mit schlechteren Windverhältnissen, wie beispielsweise zwischen Juli und Oktober, auf die Stromproduktion durch Dieselgeneratoren nicht verzichtet werden.

Die Ausführung der unten angeführten Projekte brachte Veränderungen in den Übertragungs- und Verteilungssystemen auf der Insel Santiago. Die wichtigsten Bereiche der Insel wurden mittels 60 kV-Hochspannungs- und 20 kV-Mittelspannungsleitungen miteinander verbunden und die im Palmarejo-Werk erzeugte Energie kann nun zur Abdeckung des Gesamtbedarfes der Insel Santiago verteilt werden. Einige Mittelspannungs- und Niederspannungsleitungen wurden erweitert und es wurden Schutzrelais eingeführt. Es ist vorgesehen, die Überwachungsfunktionen auf Santiago zu konzentrieren und ein Lastverteilungszentrum zu gründen, welches die drei Inseln Santiago, São Vicente und Sal erfasst.

Das Projekt der Afrikanischen Entwicklungsbank und der JICA erweiterte das Palmarejo-Werk um zwei neue Dieselegeneratoren (2 x 11,38 MW) und verband es mit dem Werk von Calheta über 60 kV-Übertragungsleitungen. Die Elektrizitätswerke von Santa Cruz, Assomada und Tarrafal wurden durch 20 kV-Übertragungsleitungen mit dem Umspannwerk von Calheta verbunden. Die Afrikanische Entwicklungsbank plant den Bau einer neuen Windkraftanlage.

Das PTSDS-Projekt auf Santiago beinhaltete die Spannungserhöhung der Übertragungsleitung von São Jorge dos Orgãos von 10 kV auf 20 kV, die Erweiterung des Industriegebietes der Achada Grande durch die Verstärkung der Verteilungsleitungen und den Bau eines Umspannwerkes und Arbeiten zur Erweiterung der Wohngebiete durch Verstärkung der Niederspannungsverteilungsleitungen sowie den Ersatz der verschlissenen Leitungen.<sup>93</sup>

Was die Windenergiegewinnung anbelangt, sind auf Santiago elf Vestas-Windturbinen (jede mit einer Kapazität von 850 kW) installiert. Nachdem die Generatorspannung in dem Turm von 690 V auf 20 kV angehoben wurde, sind die Windturbinen mittels eines unterirdischen 20 kV-Kabels miteinander verbunden und an das Kraftwerk von Gamboa über eine 25 kV-Übertragungsleitung und eine Schaltvorrichtung angeschlossen. Im Kontrollraum sind alle notwendigen Einrichtungen für den Netzanschluss angebracht, inklusive Schaltvorrichtung, einer Schutzeinheit für den Netzanschluss und einem integrierten Leistungsmessgerät zur Erfassung des an ELECTRA verkauften Stroms.

Obwohl die Leitungen aktuell mit dem Gamboa-Kraftwerk verbunden sind, ist die Verbindung mit dem Umspannwerk von São Filipe zur Vorbereitung auf die 60 kV- und 20 kV-Stromübertragungssysteme angedacht. Die Steuereinheit verfügt über Gleichstromversorgung und ein Notstromaggregat, um Netzspannungsverlusten entgegenzuwirken.

ELECTRA führt die ständige Kontrolle des Betriebs der Windturbinen über das Vestas SCADA-System, um die Spannung und Frequenz zu sichern, und ist imstande, die Ausgangsleistung und Spannung anzupassen.

Santiago besitzt eine der beiden großen Solaranlagen auf den Kap Verden. Die Anlage befindet sich im Bereich des Kraftwerkes der ELECTRA in Palmarejo und besteht aus etwa 20.000 Paneelen, die eine Spitzenleistung von 4,44 MW produzieren. Die Nennleistung der Wechselrichter beträgt 4,28 MW.

Die Solarmodule sind zu 24 Stück in Reihe zu einem String geschaltet und erzeugen eine Gleichspannung von ca. 800 V, die von Wechselrichtern in eine Wechselspannung von 270 oder 315 V umgewandelt und vom Transformator auf 20 kV zur Netzeinspeisung erhöht wird.

Die Kap Verden verfügen über eine günstige Sonneneinstrahlung, dennoch gibt es auch Problematiken: Die starken Winde tragen Staub und Sand vom Kontinent auf die Inseln, so dass die Sonnenkollektoren sehr leicht mit Staub bedeckt werden; gleichzeitig regnet es auf den Kap Verden kaum, weshalb sie auch nicht vom Regenwasser abgespült werden. Dies führt zu einer Verschlechterung der Stromerzeugungskapazität. Des Weiteren wurden die Anlagen in Küstennähe installiert, was Korrosionsschäden verursacht. Oft bleiben Störungen und Ausfälle lange ungelöst.

Für die Anlageüberwachung wurden SCADA-Systeme eingeführt, allerdings werden sie infolge eines Serverausfalls nicht zur Justierung der Betriebsbedingungen oder zur Ausführung von Wartungsarbeiten verwendet.

---

<sup>93</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Da jedoch die Solaranlage direkt an das Palmarejo-Kraftwerk angeschlossen ist, wo es möglich ist, die Solarstromerzeugung in Echtzeit zu erfassen, zeichnet der tägliche Betriebsbericht die solare Stromerzeugung anhand der stündlichen Ausgangsleistung und der routinemäßigen Ablesungen des Wattstundenzählers auf.

**Tabelle 18: Monatliche Stromproduktion der Solaranlage von Santiago (2015)**

	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Gesamt
<b>Produktion</b> (kWh)	374	435	494	461	504	382	280	95	140	248	249	366	4.027
<b>Kapazitätsfaktor</b> (%)	11,7	15,1	15,5	15,0	15,8	12,4	8,8	3,0	4,6	7,8	8,1	11,5	10,7%

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

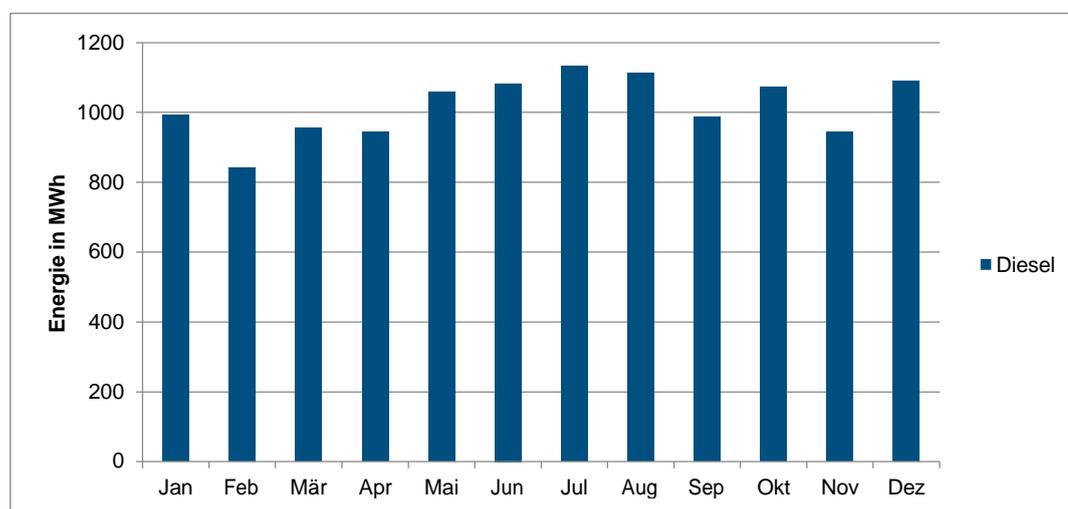
### 3.1.8. Fogo

Fogo hat einen Strombedarf von etwa 2.400 kW. Zwei Dieselanlagen der ELECTRA, João Pito (7.944 kW) und Ponta Lapa (1.360 kW), mit einem Gesamtpower von 9.304 kW übernehmen die Versorgung der Insel.

Das Kraftwerk von João Pinto wurde im Jahr 2015 mit zwei modernen MAN-Generatoren ausgestattet, welche zwar mit Schweröl betrieben werden können, aber derzeit mit Diesel arbeiten.

Das Kontrollverfahren des João Pinto-Werkes reagiert schnell auf kurzzeitige Lastschwankungen, da die Grundlastregelung isochron verläuft und elektrische Regler mit Lastverteilungsfunktionen eingesetzt werden.

Die jährliche Energieproduktion der Insel beträgt 13,4 GWh. Die tägliche Lastkurve weist einen erhöhten Bedarf zwischen 19.00 und 22.00 Uhr auf und bleibt in den übrigen Tageszeiten weitgehend unverändert.



**Abbildung 27: Energieproduktion auf Maio pro Monat in MWh (Daten für 2015)**

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Im Rahmen des ORET-Projektes wurde auf Fogo das neue Kraftwerk von João Pito gebaut und mit dem Werk von Ponta Lapa über 20 kV-Leitungen verbunden.

Das PTSDS-Projekt umfasste die Spannungserhöhung der Übertragungsleitungen des São Filipe-Systems von 15 kV auf 20 kV, die Erweiterung der Wohngebiete von São Filipe durch den Neubau eines Transformators und der Verteilungsleitungen sowie die Erneuerung der geschädigten Niederspannungsleitungen.

Nach Ausführung der oben aufgeführten Projekte wurden die Mittelspannungsleitungen auf 20 kV vereinheitlicht und die Übertragungs- und Verteilungsnetze so ausgebaut, dass sie eine Schleife um die Insel bilden, womit die Systemzuverlässigkeit verbessert wird.<sup>94</sup>

### 3.1.9. Brava

Brava hat einen Strombedarf von etwa 600 kW. Eine Dieselanlage der *ELECTRA*, Favatal, versorgt die Insel mit einem Gesamtoutput von 1.416 kW.

Im Werk arbeiten drei Generatoren je nach Strombedarf im Grundlastbetrieb und das Kontrollverfahren reagiert schnell auf kurzzeitige Lastschwankungen, da die Grundlastregelung isochron verläuft und elektrische Regler mit Lastverteilungsfunktionen eingesetzt werden.

Die jährliche Energieproduktion der Insel beträgt 2,6 GWh. Die tägliche Lastkurve weist einen erhöhten Bedarf zwischen 19.00 und 22.00 Uhr auf und bleibt in den übrigen Tageszeiten weitgehend unverändert.

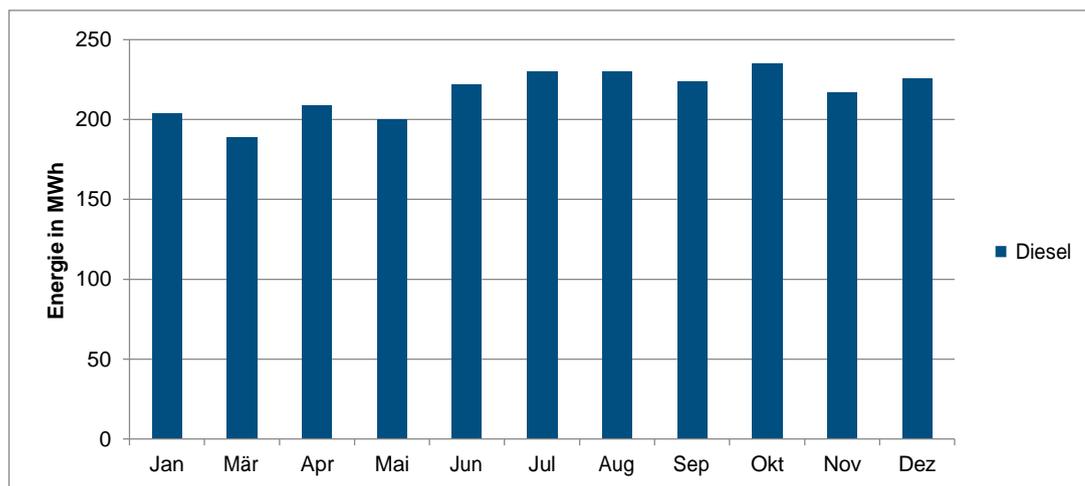


Abbildung 28: Energieproduktion auf Brava pro Monat in MWh (Daten für 2015)

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Im Jahr 2008 wurden auf Brava neue Dieselgeneratoren in Betrieb gesetzt und die Übertragungs- und Verteilungssysteme verbessert. Im Gegensatz zu den anderen Inseln, auf denen Projekte zur Erneuerung oder Verstärkung der Anlagen durchgeführt wurden, wurden auf Brava keine weiteren Wartungsarbeiten unternommen, was sich in dem verschlechterten Zustand der Anlagen widerspiegelt. Auf Brava sind noch 6 kV-Mittelspannungsleitungen vorhanden.<sup>95</sup>

Eine Windkraftanlage mit 150 kW Leistung wurde auf Brava installiert, sie ist jedoch wegen ihres schlechten Zustands außer Betrieb. Unter Berücksichtigung des Erneuerungsbedarfs je nach Ausmaß der Anforderungen und des verfallenen

<sup>94</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

<sup>95</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Zustands von Elektrizitätswerken und Übertragungsausrüstung wären nach Ansicht der JICA-Studie die Bedingungen gegeben, um Demonstrationstests durchzuführen, die auf die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien auf Basis eines umfassenden Batteriespeichersystems ausgerichtet sind.

### 3.1.10. Mikro-Netze zur Elektrifizierung von abgelegenen ländlichen Gegenden<sup>96</sup>

#### Monte Trigo

Unter dem SESAM-ER-Projekt wurde Monte Trigo, ein isoliertes Dorf der Gemeinde Porto Novo im Südwesten der Insel Santo Antão, elektrifiziert. Monte Trigo hat 230 Einwohner, die hauptsächlich von der Fischerei und vom Handel mit Nachbardörfern leben.

In Monte Trigo wurde eine PV-Anlage mit einer Leistung von 27 kWp im Jahr 2012 installiert und im Jahr 2014 aufgrund der steigenden Nachfrage auf 39 kWp erweitert. Ferner wurden das bestehende Verteilungsnetz und die Straßenbeleuchtung verstärkt und verbessert.

Das Projekt beinhaltet ebenfalls den Anschluss der Siedlung Tarrafal de Monte Trigo an das öffentliche Netz über eine 17,2 km lange oberirdische Mittelspannungsleitung zwischen Chã de Manuel Lopes und Tarrafal de Monte Trigo.

Als ergänzende Maßnahmen im Rahmen des Projektes wurde nicht nur eine Eisfabrik in Monte Trigo errichtet, die die überschüssige Stromproduktion der PV-Anlage nutzen soll, sondern auch die Ortschaft São Tomé durch die Errichtung eines Stromversorgungsnetzes, einer Straßenbeleuchtung und einer Trafostation elektrifiziert.

Die Gesamtinvestition des SESAM-ER belief sich auf 1.482.006 Euro und wurde zu 75% von der EU und zu 25% von der Gemeinde Porto Novo finanziert.<sup>97</sup>

Das Mikronetz von Monte Trigo besteht aus zwei Sätzen PV-Paneelen, Batterien, einem Überwachungs- und einem Steuerungssystem zur Optimierung des Batterieeinsatzes, welche mit zwei Wechselrichtern kombiniert sind. Zusätzlich wurde dem System ein Dieselgenerator (20 kW) als Backup hinzugefügt.

Die eingebauten Batterien sind offene Bleiakkus. Die Speicherkapazität der Batterien wurde ursprünglich auf den Strombedarf von 3 Tagen ausgelegt. Da der Bedarf aber stärker angewachsen ist als erwartet, reicht die aktuelle Kapazität nur für etwa 2 Tage.

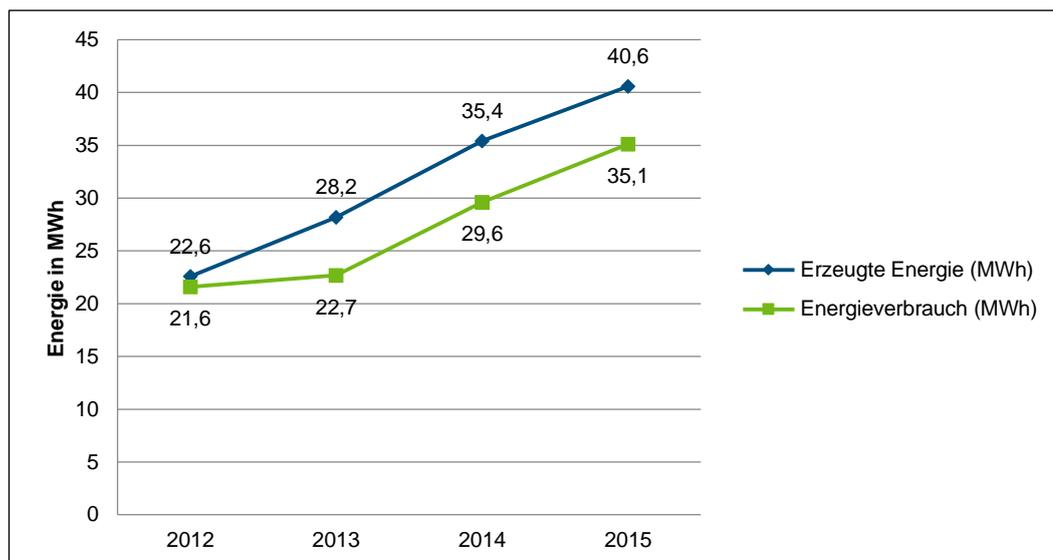
Wie bereits erwähnt, wird die überschüssige Energie der Batterien zur Versorgung einer Eisfabrik genutzt. Wenn die Batterien der zweiten Einheit zu 100% aufgeladen sind, wird der Strom automatisch an die Eisherstellungsmaschine geliefert; wenn der Ladezustand auf weniger als 90% fällt, wird die Stromversorgung automatisch unterbrochen. Das produzierte Eis wird an die Fischer verkauft und der Erlös dient der Abdeckung der Betriebskosten der PV-Anlage.

Laut Angaben der APP erwähnt die JICA-Studie unter Berücksichtigung der Betriebs-, Wartungs- und Wiederbeschaffungskosten durchschnittliche Stromerzeugungskosten zwischen 30 - 35 CVE/kW (0,27 - 0,32 Euro/kW). Die Stromrechnung wird anhand eines RFID-Kartensystems im Voraus bezahlt, die Gebühren sind in fünf Stufen unterteilt.

Die Entwicklung der erzeugten Energie und der Energienachfrage zwischen 2012 und 2015 wird in der folgenden Abbildung 29 dargestellt:

<sup>96</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 54 f.

<sup>97</sup> Projektbogen des SESAM-ER Projektes



**Abbildung 29: Monte Trigo – Aufwärtstrend der produzierten Energie (PV-Anlage) und der Stromnachfrage**

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

Die Ladung der Batterien wird zwischen zwei Schwellenwerten (35% und 100%) gehalten. Fällt die Restladung der Batterien unter 35%, greifen folgende Maßnahmen ein: Abschaltung der Straßenbeleuchtung, Aufladung der Batterien über die PV-Anlage und, als letzte Option, Aufladung der Batterien über den Dieselgenerator.

### Carrigal

Carrigal ist ein Fischerdorf mit ca. 2.000 Einwohnern an der Südostküste der Insel São Nicolau.

Im Dezember 2015 wurde eine PV-Mikroanlage in Carrigal im Rahmen einer öffentlich-privaten Partnerschaft in Betrieb genommen. APP war für den Bau und ist für den Betrieb und die Wartung des Mikronetzes verantwortlich. Die Anlage besteht aus 88 x 250 Wp Solarpaneelen (22 kWp), einem Blei-Gel-Akku, Wechselrichtern und einem Dieselgenerator als Backup-System. Der maximale Leistungsbedarf beträgt 12 kW.

### Xaxa

Xaxa liegt in der nördlichen, bergigen Region der Insel Santiago und ist der Wohnort von 10 Familien. Der Leistungsbedarf liegt bei 10 kW, welcher von 10 kVA einer Wind- und PV-Anlage gedeckt wird. Die Anlage verfügt auch über Batterien.

### Weitere Projekte

Im Rahmen des Strategischen Programms für Westafrika – Klimawandel, *Strategic Program for West Africa – Climate Change (SPWA-CC)*, der Globalen Umweltfazilität *Global Environmental Facility (GEF)* wurde ein Programm zur Förderung von erneuerbaren Energiesystemen kleinerer und mittlerer Größe auf den Kap Verden entwickelt und genehmigt.

Das Programm sieht die Installation von zwei PV-Anlagen, eine mit 37,5 kWp und eine mit 22 kWp, in Figueiras bzw. Ribeira Alta, Ortschaften der Gemeinde Ribeira Grande auf der Insel Santo Antão, vor.

## 3.2. Wirtschaftliches und technisches Potential / Marktentwicklungen

### 3.2.1. Stromgestehungskosten per Insel

Die Treibstoffkosten machen den größten Teil der Stromgestehungskosten aus. Die JICA-Studie berechnete die Stromgestehungskosten auf den Kap Verden anhand des Kraftstoffpreises, des Kraftstoffverbrauches und der erzeugten Energie im Jahr 2015.

Für Kap Verde errechneten sich die Kraftstoffkosten in der Energieproduktion zu einem Durchschnitt von 13,56 CVE/kWh (0,12 Euro/kWh). Was die einzelnen Inseln anbelangt, so liegt dieser Wert auf den Inseln, die Schweröl benutzen (Santiago, São Vicente, Boa Vista und Sal) zwischen 11,70 – 17,19 CVE/kWh (0,11 – 0,16 Euro/kWh), während er auf den verbleibenden fünf Inseln mit 19 CVE/kWh (0,17 Euro/kWh) relativ hoch liegt.<sup>98</sup>

**Tabelle 19: Kraftstoffkosten in der Stromproduktion pro Insel (in Euro/kWh)**

Insel	São Antão	São Vicente	São Nicolau	Sal	Boa Vista	Maio	Santiago	Fogo	Brava	Gesamt
<b>Kraftstoffkosten (in Euro/kWh)</b>	0,18	0,11	0,18	0,13	0,16	0,19	0,11	0,18	0,18	0,12

Quelle: The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

In einer Studie im Rahmen der „Technical Assistance Facility for the SE4ALL Initiative – West and Central Africa“ vom Juni 2016 wird der spezifische Verbrauch von Schweröl bei der Stromproduktion auf der Insel Santiago im Jahr 2015 auf 0,22 kg/kWh kalkuliert. Zu den im Februar 2016 praktizierten Kraftstoffpreisen von 38,90 CVE/kg (0,35 Euro/kg) Schweröl würden die Kraftstoffkosten 7,8 Eurocent/kWh in der Stromproduktion ausmachen. Wird mit dem Preis von 71 CVE/kg (0,64 Euro/kg) vom Anfang 2015 gerechnet, so ergibt dies einen Betrag von 14 Eurocent/kWh.<sup>99</sup>

### 3.2.2. Übertragungs- und Verteilungssysteme

Die Standard-Spannung der Übertragungs- und Verteilungssysteme auf den Kap Verden ist 20 kV. Lediglich Santiago, die Insel mit der höchsten Nachfrage, verfügt über 60 kV-Leitungen. In einigen Regionen erfolgt die Spannungsverteilung noch über 6 oder 10 kV-Leitungen.

Die beständig starken Winde erhöhen das Störungsrisiko der oberirdischen Verteilungsleitungen, die jedoch im Rahmen einiger kürzlich ausgeführten Projekte durch unterirdische Leitungen ersetzt wurden, was das Störungsrisiko erheblich verringert hat.

So wurde das Stromübertragungs- und Verteilungssystem auf den Kap Verden durch das *Santiago Generation & Transmission Enhancement Programme*, das *Electricity Transmission and Distribution Network Development Project* und das ORET-Projekt *Reinforcement of Electrical Power Production and Distribution System for the Islands of Santo Antão, Fogo São Nicolau and Boavista* in den letzten Jahren verbessert. Neben dem Ersatz der Luftleitungen wurden in diesem Zusammenhang neue Übertragungsnetze gebaut, es wurde die Verteilungsspannung von 10 auf 20 kV erhöht und Glasfaserleiter für die Telekommunikationsnetze verlegt.<sup>100</sup>

<sup>98</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016

<sup>99</sup> Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, Inception Report, Technical Assistance Facility for the SE4ALL Initiative – West and Central Africa, June 2016

<sup>100</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 281 f.

### 3.2.3. SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)

Das *Electricity Transmission and Distribution Network Development Project* sieht die Einführung von SCADA-Systemen auf Santiago, São Vicente und Sal vor. SCADA kann aktuell Schaltanlagen des Übertragungs- und Verteilungssystems steuern und Daten zu der Nachfrage erheben. SCADA plant künftig, die Datenerhebung der Dieselekraftwerke und der erneuerbaren Energieerzeugung sowie das *Energy Management System (EMS)* und *Demand Management System (DMS)* durchzuführen. Da sich aber die Dieselanlagen auf den Kap Verden vom allgemeinen Standard unterscheiden, könnte dies zu technischen Schwierigkeiten bei der Umsetzung des Systems führen. ALSTOM, der Hersteller von SCADA, soll momentan daran arbeiten, das SCADA-System an verschiedene Ländergegebenheiten anzupassen. ELECTRA erhofft sich mit SCADA, meteorologische Daten wie Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit erheben zu können, um den Leistungsbedarf zu prognostizieren und die geeignete Dieselanlage automatisch starten zu lassen.<sup>101</sup>

### 3.2.4. Steuerung der Windkraftnutzung

ELECTRA (Santiago, São Vicente und Sal) und AEB (Boa Vista) kaufen den aus Windkraft erzeugten Strom im Rahmen eines langfristigen Stromabnahmevertrages mit der Cabeólica, welcher die minimale Strommenge und den Preis in einer Kaufgarantieklausel (*Take-or-Pay-Klausel*) festlegt. ELECTRA und AEB überwachen das Stromversorgungssystem (hinsichtlich Stromverbrauch, verfügbarem Strom aus der Dieselerzeugung, Spannung und Frequenz) und die Windkraftanlagen (hinsichtlich Windstärke, Windrichtung, Stromerzeugung und Spannung) und verwenden Prognosen über die Windkraftproduktion.

Vestas sendet die wöchentlichen Leistungsprognosen an die Fernüberwachungsgeräte in den ELECTRA- und AEB-Kraftwerken, welche die wöchentliche Produktionsplanung zugrunde legen. Die Daten werden alle drei Tage überprüft, um die Produktionsplanung für den entsprechenden Betriebstag zu überarbeiten.

Die maximale Ausgangsleistung aus der Windkraft wird anhand der Nachfrage, Windverhältnisse und Prognosedaten im Sinne der Systemstabilität stündlich festgelegt bzw. überprüft. Vor allem in São Vicente und Sal führte dies zu der Abregelung von etwa 40% der Winderzeugung.<sup>102</sup>

Die Leistungsregelung der Windkrafterzeugung und der Basisbetrieb der Dieselergeneratoren erfolgt anhand folgender Voraussetzungen:

- Die Stromerzeugung im Energiesparmodus deckt 30% der Bedarfsprognose.
- Die prognostizierte Ausgangsleistung der Solaranlagen wird vom Windstrom abgezogen.
- Um mit der Leistungsabnahme im Energiesparmodus umzugehen, decken die Dieselergeneratoren 50% der Stromerzeugung im Energiesparmodus ab. Die Dieselergeneratoren, die die Leistungsreserve oder die Ausgangsleistung aufweisen, um 50% der Stromerzeugung im Energiesparmodus zu decken, werden gezielt eingesetzt, so dass die aus Diesel erzeugte Energie 70% der Bedarfsvorhersage Bedarfs ausmacht.
- Derzeit beträgt die minimale Leistung der Dieselstromerzeugung 50%.<sup>103</sup>

## 3.3. Verfügbarkeit und Nutzung im Zielland

Um den Nutzungsgrad der verfügbaren erneuerbaren Energieressourcen zu erhöhen, ist es wichtig, dass die Dieselekraftwerke als geregelte Grundlastversorger die wetterbedingte Leistungsabgabe der regenerativen Kraftwerke ausgleichen. Wichtig ist es auch, die Frequenzregelungsfähigkeit und einen Spielraum für die Leistungsreduzierung sicherzustellen.

<sup>101</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 281 f.

<sup>102</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 282 f.

<sup>103</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 229 f.

Dieselegeneratoren können die Ausgangsleistung vom Maximum zum Minimum und umgekehrt innerhalb kurzer Zeit steuern. Der Regler eines Dieselegenerators spricht so schnell an, dass die Drehzahlen bei Belastungsschwankungen weitgehend konstant gehalten werden. Beim sog. reglerfreien Betrieb wird der Regler nicht eingeschränkt, so dass er auf die Frequenzschwankungen in vollem Umfang reagieren kann. Die Ausgangsleistung des Generators steigt automatisch mit abnehmender Frequenz und umgekehrt, um die Frequenz des Stromsystems zu stabilisieren.

Die Generatoren, die im reglerfreien Betrieb funktionieren, können innerhalb weniger Minuten die Fluktuationsschwankungen auffangen und die Ausgangsleistung stabilisieren. Nach den ausgeführten Beobachtungen im Rahmen der JICA-Studie bestätigt diese, dass die auf den Kap Verden installierten Dieselegeneratoren im reglerfreien Betrieb arbeiten können.<sup>104</sup>

Die Überlegungen zur verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien sollen in erster Linie die effizientere Nutzung der vorhandenen Infrastruktur in Erwägung ziehen, insbesondere die Nutzung der abgeregelten Ausgangsleistung der bestehenden Windenergiekapazität durch Erweiterung des Betriebsbereiches der Dieselegeneratoren unter Berücksichtigung der Angebots- und Nachfragebedingungen sowie des Zustands der Stromversorgungsanlagen.<sup>105</sup>

Hinsichtlich der wirtschaftlichen Auswirkungen sind die Folgen der verstärkten Nutzung der erneuerbaren Energien zur Treibstoffkostenreduzierung in der Dieseleproduktion zu berücksichtigen. Im Folgenden soll aber zunächst auf die bestehenden Ausgangsbedingungen, insbesondere die existierenden Windkraftanlagen, die für das Ausweitungspotential der erneuerbaren Energien ausschlaggebend sind, eingegangen werden.

Die Studie der Japanischen Agentur für Internationale Zusammenarbeit *Japan International Cooperation Agentur* (JICA), die eine Informationserhebung und Untersuchung des Einsatzes von erneuerbaren Energien und der Netzstabilisierung auf den Kap Verden durchgeführt hat, weist diesbezüglich auf folgende Aspekte hin:

### 1. Ausbau der Ausrüstung zur Stromübertragung- und -verteilung

- Integration der Übertragungs- und Verteilungsnetze mit unterschiedlichen Versorgungsbereichen auf den Inseln
- Steigerung der Elektrifizierungsrate (Versorgung von nicht elektrifizierten Gegenden).
- Vereinheitlichung der Spannungen (20 und 60 kV).
- Bevorzugte Verlegung von unterirdischen Leitungen (bei oberirdischen Leitungen sollen starke Isolierungen gegen Salzsäuren verwendet werden) und Einführung von Schleifen in den Übertragungsnetzen bebauter Gegenden.

### 2. Stromversorgung über ein Kraftwerk per Insel

- Parallel zum Ausbau der Stromübertragungs- und -verteilungsanlagen sollte die Stromversorgung über ein Kraftwerk pro Insel erfolgen. Allerdings ist die Studie der Auffassung, dass die bestehenden Dieselekapazitäten angesichts der Nachfrage überdimensioniert sind.
- Verbesserung der Systemstabilität und -effizienz und Erweiterung des Betriebsbereiches anhand moderner Dieselegeneratoren.
- Die Modelle der installierten Dieselegeneratoren sind relativ neu und wurden ab 2010 eingeführt.

### 3. Stromversorgung durch IPPs von Windenergie

- Cabeólica verkauft die aus der Windkraft erzeugte Energie auf den Inseln Santiago, São Vicente, Sal und Boa Vista.
- Mit der Absicht, die Systemstabilität zu sichern, regeln ELECTRA und AEB die Ausgangsleistung an Windenergie je nach Bedarf ab.

<sup>104</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 314 f.

<sup>105</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 314 f.

- ELECTRA regelt die produzierte Energie ab, wenn die in der *Take-or-Pay*-Klausel des Stromabnahmevertrages festgelegte Abnahmequote überschritten ist.

Anhand der gegebenen Voraussetzungen prüfte die Studie den Ausbau der regenerativen Energiere Ressourcen mittels der Berechnung der theoretischen Kapazität an Windenergie, der effektiven Nutzung der abgeregelten Energie durch den erweiterten Betriebsbereich der Dieselgeneratoren und der Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien sowie der Wirtschaftlichkeitsberechnung bezüglich eines stärkeren Anteils an erneuerbaren Energien durch Ausweitung der Windkraftanlagen und Einführung von Batteriespeichern.

Als Ergebnis der unternommenen Untersuchungen schlägt die Studie die im Folgenden beschriebenen Maßnahmen zur Förderung der verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien und der Netzstabilisierung auf den Kap Verden vor.

Die Untersuchung bestätigte, dass die zunehmende Nutzung von Windenergie und die Installation von weiteren Windkraftanlagen wirksame Mittel zur Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien sind.

Im Falle der Windenergie, die unter günstigen Windverhältnissen eine erwartungsgemäße Ausgangsleistung zur Verfügung stellen kann, ist der unmittelbare Bedarf an Speicherbatterien, um Schwankungen entgegenzuwirken, in naher Zukunft nicht sehr hoch. Der Einsatz von Speicherbatterien kann jedoch effektiver sein, wenn der Anteil an erneuerbaren Energien an die Grenzen des Systems stößt.

Im Hinblick auf die Einführung von Pumpspeicherkraftwerken vertritt die JICA-Studie die Auffassung, dass diese im Sinne der Auslastung und Wirtschaftlichkeit derzeit unrealistisch ist.<sup>106</sup>

Diese Auffassung wird in dem Bericht über „Pumpspeicher – wirtschaftliche und finanzielle Simulationen zur Definierung der öffentlich-privaten Partnerschaftsstrategie“ der *Technical Assistance Facility for the SE4ALL Initiative – West and Central Africa* widerlegt, die ein Entwicklungspotential für Pumpspeicherkraftwerke auf mindestens drei evaluierten Standorten auf der Insel Santiago bestätigt (s. Kapitel 3.4.3.).<sup>107</sup>

## 3.4. Mögliche Standorte für Projekte / Anlagen

### 3.4.1. Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien

Anhand der durchgeführten Untersuchungen schlägt die vorgenannte JICA-Studie folgende Aktionen vor:

#### **(1) Ausbau der Windenergieerzeugung auf Santiago, Sal und Boa Vista**

Kap Verde verfügt über ein sehr hohes Potential für die Entwicklung der Windenergie. Hinsichtlich der Windenergieerzeugung werden IPPs angenommen. Könnten aber ähnliche Garantien durch ein staatlich finanziertes Unternehmen (z.B. ELECTRA) gewährleistet werden, wäre es möglich, die Projekte auf Basis eines zinsgünstigen Darlehens zu gestalten.<sup>108</sup>

#### **(2) Errichtung von Stromübertragungs- und -verteilungsanlagen auf Santiago, Boa Vista und Brava**

Alle drei Inseln weisen Probleme auf. Auf Boa Vista, wo der Verfall und die Schwächen der Energieinfrastruktur äußerst hoch sind, kann davon ausgegangen werden, dass durch die wachsende Tourismusbranche ein erhöhter Energiebedarf zu erwarten ist und der Netzausbau eine Notwendigkeit sein wird. Zur Sicherung der Netzstabilisierung kann auch die Ver-

<sup>106</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 314 f.

<sup>107</sup> Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, Inception Report, Technical Assistance Facility for the SE4ALL Initiative – West and Central Africa, Juni 2016

<sup>108</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 399 f.

wendung von Speicherbatterien in Betracht gezogen werden. Als Notmaßnahme könnten auch Na-S-Akkus für die langfristige Speicherung berücksichtigt werden. Die hohe Nachfrage und der geplante Bau von Hotelanlagen stellen auch Ansprüche an die Qualität der Stromversorgung.<sup>109</sup>

### **(3) Technologische Zusammenarbeit beim Betrieb von Dieselkraftwerken auf Santiago, Boa Vista, Sal und São Vicente**

Um den Ausbau der erneuerbaren Energien umzusetzen, muss die Fähigkeit, die Dieselleistung zu reduzieren (Anpassungsfähigkeit), verbessert werden. Um den Betrieb und die Wartung zu optimieren und die Qualität und Effizienz des Basis- und des koordinierten Betriebs zu verbessern, bedarf es des verstärkten Einsatzes von EDC-Technologien (elektronische Dieselsteuerung). Ein Austausch mit Experten und eine entsprechende Schulung könnten diesbezüglich von Nutzen sein.<sup>110</sup>

### **(4) Einführung von Mikronetzen in abgelegenen Ortschaften auf Maio, Fogo und Brava**

Mit Unterstützung der Europäischen Union wurden PV-Anlagen in nicht-elektrifizierten Gebieten installiert. Kleine, abgelegene Inseln haben wenige Möglichkeiten, erneuerbare Energien an das Stromnetz anzuschließen; die Topographie von Fogo und Brava erschwert die Entwicklung von Windkraftprojekten. Dementsprechend ist die Solarenergie eine Lösung für die Elektrifizierung abgelegener Ortschaften, einschließlich des Ersatzes von Diesel durch Speicherbatterien in der Koordination des Netzbetriebes, selbst wenn diese Variante mit höheren Kosten verbunden ist.<sup>111</sup>

Verglichen mit herkömmlichen Energieträgern wie Diesel, haben fluktuierende erneuerbare Energien, wie Wind- und Sonnenenergie, höhere Fixkosten als variable Kosten, so dass die Stromgestehungskosten bei einer geringen Auslastung stark ansteigen. Mit zunehmender Einspeisung von erneuerbaren Energien und bedingt durch die beschränkte Mindestleistung der bestehenden Energieträger, wie Diesel und/oder Instabilität des Netzes, kann die Leistung der fluktuierenden erneuerbaren Energien begrenzt werden. Wird die Einspeisung so eingeschränkt und die Auslastung der Kapazität der erneuerbaren Energieträger reduziert, dann steigen die Gesamtkosten des Energieversorgungssystems.<sup>112</sup>

### **Verbesserte und genauere Prognosen / Demand-Response-Management**

Fluktuierende erneuerbare Energien können der schwankenden Nachfrage nicht folgen, weshalb genaue und reguläre Bedarfsprognosen wichtig sind, um ihre Nutzung zu verbessern. Dies betrifft nicht nur die Erhebung von Nachfragedaten über mehrere Jahre, sondern auch die Aufzeichnung von momentanen Bedarfsdaten. Intelligente Messgeräte („smart meters“) können diese Funktion effizient übernehmen. Die regelmäßig aufgezeichneten Bedarfsdaten der einzelnen Kunden können für die Segmentierung der Kunden, die Abschätzung der Merkmale der Nachfrage von jedem Segment, die Erstellung von Nachfrageprognosen in Echtzeit und eines angemessenen Tarifsystems genutzt werden.

Auch bei fluktuierenden erneuerbaren Energien ist es möglich und notwendig, die Präzision der Leistungsabschätzungen zu verbessern. Eine genaue Prognose der Sonneneinstrahlung und der Windverhältnisse sowie ein sorgfältiges Management der Anlagen tragen hierzu bei. Als Beispiel können die Solarpaneele und die durch Staub verursachte Kapazitätsreduzierung aufgeführt werden. Staub wird durch Wind aus der Wüste Sahara herangezogen. So könnte die Reinigung der Solarpaneele unter Berücksichtigung der spezifischen meteorologischen Bedingungen durchgeführt und optimiert werden.

Selbst bei verbesserten Vorhersagen über die Leistung der fluktuierenden erneuerbaren Energien bleibt ein gewisser Grad an Ungewissheit bestehen und je höher die Einspeisung, umso schwieriger ist es, das Netz nur von der Versorgungsseite aus zu stabilisieren. Batterien können die Fluktuationen ausgleichen, aber die Einführung eines Demand-Response-Managements könnte hier von Vorteil sein. Als einfaches Beispiel kann in diesem Zusammenhang die Installation von

<sup>109</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 400 f.

<sup>110</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 400 f.

<sup>111</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 400 f.

<sup>112</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 404 f.

elektrischen Warmwasserbereitern sowie Wärme- und Kältespeicherung mit Schaltuhren, um die Tageszeiten mit geringerer Stromlast auszunutzen, genannt werden. Auf den Kap Verden könnte die Wasserentsalzung ebenfalls einen Beitrag dazu leisten. Die Einführung von intelligenten Messgeräten würde das Demand-Response-Management unterstützen und flexibler gestalten.<sup>113</sup>

### 3.4.2. Umfassende und langfristige Maßnahmen

#### Kälte- und Wärmespeicherung

Der Tourismus ist eine Schlüsselbranche auf den Kap Verden mit einem hohen Energiebedarf. Neben Batterien können in den touristischen Einrichtungen auch Wärme- und Eisspeicher eingesetzt werden. Wie erwähnt, können Warmwasserbereiter den Strom in den Schwachlastzeiten nutzen. Auch die Kältetechnik mit thermischer Speicherung kann eine Ausgleichsfunktion zu Schwach- und zu Spitzenlastzeiten ausüben.

#### Elektromobilität und Ökotourismus

Auf den Kap Verden werden keine langen Strecken im Straßenverkehr zurückgelegt, was die Einführung von Elektroautos und elektrischer Fahrräder erleichtert. Beispielsweise könnten Elektroroller an Touristen vermietet werden. Große Hotelanlagen könnten ihre Shuttles zum Flughafen mit Elektrofahrzeugen betreiben. Solche Projekte könnten als Pilotprojekte in ausgewählten Regionen eingeführt werden, um eine ökologische Markenkultur (Ökotourismus) zu fördern.

### 3.4.3. Pumpspeicher auf der Insel Santiago

In einem Erstbericht der *Technical Assistance Facility for the SE4ALL Initiative – West and Central Africa* über „Pumpspeicher – wirtschaftliche und finanzielle Simulationen zur Definierung der öffentlich-privaten Partnerschaftsstrategie“ wird die Bedeutung und die Zweckmäßigkeit der Option Pumpspeicher für das Stromversorgungssystem der Insel Santiago anhand umfangreicher Least-Cost-Wirtschaftssimulationen evaluiert, mit Hinblick auf den Stellenwert dieser Optionen, die angestrebte Durchdringungsrate an erneuerbaren Energien zu erreichen.

Die Pumpspeicheroption für die Insel Santiago wurde in der Vorplanungsphase in zwei Studien analysiert, der GESTO-Studie „Technisch-ökonomische, finanzielle und umweltverträgliche Durchführbarkeitsstudie – Pumpspeicherkraftwerke“ aus dem Jahr 2011 und der Studie „*Pump-storage as a Solution to the Curtailment of Renewable Energy Supply in Cabo Verde*“ der *Technical Assistance Facility (TAF) for the Sustainable Energy for All Initiative (SE4ALL) - West and Central Africa* aus dem Jahr 2014.

Diese Studien unterstreichen den Prioritätscharakter des Pumpspeicherprojektes, um eine verstärkte Stromproduktion auf Basis von erneuerbaren Energien auf der Insel Santiago zu ermöglichen. Durch ein solches Pumpspeichersystem könnte das Energiesystem der Insel eine höhere Durchdringung der erneuerbaren Energien absorbieren, da bereits eine hohe Durchdringungsrate an erneuerbaren Energien gegeben ist. Eine solche Investition sollte mit zusätzlichen Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen wie der Meerwasserentsalzung für die Trinkwassergewinnung kombiniert werden.<sup>114</sup>

Anhand einer eigenen, kundenspezifischen Software identifiziert die GESTO-Studie die Regionen mit dem höchsten theoretischen Potential für Pumpspeicherkraftwerke auf Santiago.

Mehrere Standorte wurden sowohl für oberirdische als auch Meerwasser-Pumpspeicherkraftwerke identifiziert. Nach einer umfassenden Vorstudie wurden vorläufige Machbarkeitsstudien für die drei geeignetsten Standorte durchgeführt. Alle drei sind oberirdische Pumpspeicherwerke (PSW):

<sup>113</sup> The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde (Draft Final Report), Japan International Cooperation Agency (JICA), August 2016, S. 404 f.

<sup>114</sup> Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, Inception Report, Technical Assistance Facility for the SE4ALL Initiative – West and Central Africa, Juni 2016

1. PSW Chã Gonçalves
2. PSW Mato Sancho
3. PSW Ribeira dos Picos

Der TAF-Bericht (2014) folgte dieser Auswahl und führte eine weitere Bewertung der drei Standorte aus.

Der letzte TAF-Bericht (2016) weist darauf hin, dass angesichts der Unfähigkeit der PSW, dem System eine rotierende Reserve zur Verfügung zu stellen, die vorgeschlagenen PSW keine eigenständige Optionen darstellen und daher zweckmäßig mit Batterien oder Schwungrädern ergänzt werden müssen.<sup>115</sup>

**Tabelle 20: Wesentliche Merkmale der PSW-Projekte (GESTO 2011)**

Eigenschaften	Chã Gonçalves	Mato Sancho	Ribeira dos Picos	
<b>Basis-eigenschaften</b>	Netto Volumen (tieferer+oberer)	0,7 + 1,0 hm <sup>3</sup>	0,5 + 1,4 hm <sup>3</sup>	0,7 + 1,7 hm <sup>3</sup>
	Durchfluss	12 m <sup>3</sup> /s	10 m <sup>3</sup> /s	11 m <sup>3</sup> /s
	Bruttofallhöhe	200 m	250 m	210 m
	Installierte Kapazität	20 MW	20 MW	20 MW
	Maximale Tagesleistung	320 MWh	2.850 MWh	350 MWh
	Erwartete Tagesleistung	120 MWh	120 MWh	120 MWh
	Ø Jahresproduktion	44 GWh	44 GWh	44 GWh
<b>Druckrohr-leitung</b>	Durchmesser	2.000 mm	1.800 mm	2.000 mm
	Länge	1,1 km	1,3 km	1,2 km
<b>Maschinen-haus</b>	Typ	unterirdisch	unterirdisch	unterirdisch
	Pumpturbinen	2 x Francis Vertikalachse	2 x Francis Vertikalachse	2 x Francis Vertikalachse
<b>Übertragungs-leitung</b>	Spannung	60 kV	60 kV	60 kV
	Länge	15 km	8 km	3 km
<b>Geschätzte Gesamtkosten</b>	39,5 Mio. Euro	41,0 Mio. Euro	39,0 Mio. Euro	

Quelle: Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, Inception Report, Technical Assistance Facility for the SE4ALL Initiative – West and Central Africa, June 2016

Der TAF-Bericht von 2014 warf einige Fragen hinsichtlich der von GESTO berechneten Budgetschätzungen auf, insbesondere hielt der Bericht die unterirdischen Bauarbeiten für unterschätzt.

Ferner schlug der TAF-Bericht in 2014 vor, alternative Standorte für die PSW mit Hinblick auf die Kostenminimierung zu suchen. Hierzu könnte der Einbezug der Nutzung der bestehenden und geplanten dezentralen Bewässerungsdämme im Rahmen eines Mehrzweckprojektes in Erwägung gezogen werden.

In Bezug auf alternative Standorte nimmt der letzte TAF-Bericht (2016) an, dass die GESTO-Studie von 2011 umfassend genug war und dass das durchgeführte Auswahlverfahren die geeignetsten Standorte identifiziert hat. Dennoch können die geschätzten Kosten der Bauarbeiten anhand der genauen Lage der Infrastrukturen eventuell optimiert werden, was in den nächsten Entwicklungsphasen des Investitionsprojektes berücksichtigt werden kann.

Im Laufe der vorläufigen Evaluierungsmission im Juni 2016 wurde der Entwicklungsstand der bestehenden (und geplanten) dezentralisierten Bewässerungsdämme mit Hinblick auf deren Nutzung im Rahmen eines Mehrzweckprojektes evaluiert.

<sup>115</sup> Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, Inception Report, Technical Assistance Facility for the SE4ALL Initiative – West and Central Africa, Juni 2016

Diese Dämme sind für Bewässerungszwecke konzipiert worden. Ihr Betrieb weist einen hohen Wasserverbrauch über das ganze Jahr auf, was eine vernachlässigbare bzw. eine Null-Marge für andere Verwendungszwecke übriglässt, geschweige denn, sie als einen wichtigen Teil des Energiesektors einzubeziehen. Die Lösung wäre, entweder die Speicherkapazität zu erhöhen oder den Bewässerungsverbrauch zu senken.<sup>116</sup>

Der TAF-Bericht von 2016 führt eine vorläufige Aktualisierung der in 2011 durch die GESTO Studie durchgeführten und vom TAF-Bericht in 2014 überarbeiteten Investitionsschätzungen auf. Der aktuelle TAF-Bericht geht von denselben vorgeschlagenen Lösungen aus und aktualisiert lediglich die Beträge des vorherigen TAF-Berichtes hinsichtlich der Inflation (es wurde eine Inflationsrate von 1,5% angenommen) unter Berücksichtigung von Umwelt- und Sozialabfindungen, die vorher nicht einkalkuliert wurden.

**Tabelle 21: Kostenschätzungen (in Mio. Euro)**

PSW	GESTO (2011)	TAF (2014)	TAF (2016)	Abfindungen	Endbetrag
<b>Chã Gonçalves</b>	39,5	46,3	47,7	+ 2,4	50,1
<b>Mato Sancho</b>	40,0	49,5	51,0	+ 2,5	53,5
<b>Ribeira dos Picos</b>	39,0	48,0	49,5	+ 2,5	51,9

Quelle: Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, Inception Report, Technical Assistance Facility for the SE4ALL Initiative – West and Central Africa, June 2016

Der TAF-Bericht von 2016 hält die bisher durchgeführten Studien für umfangreich genug und vertritt die Auffassung, dass ein Potential für die Entwicklung von Pumpspeicherwerken auf Santiago in mindestens drei identifizierten Standorten gegeben ist. In den nächsten Entwicklungsstufen soll eine komplette Durchführbarkeitsstudie, einschließlich eines Umwelt- und Sozialmanagementplans, erarbeitet werden. Desweiteren sollen in einer weiteren Phase geotechnische Untersuchungen durchgeführt werden.<sup>117</sup>

#### 3.4.4. Wasserentsalzung

Die Wasserentsalzung unter Nutzung von erneuerbaren Energien kann heute gegenüber der Entsalzung unter Einsatz von fossilen Brennstoffen auf Inseln, die hohen Kosten für importierte fossile Brennstoffe ausgesetzt sind, kostenwettbewerbsfähig sein. Die Wasserkosten auf Inseln können durch den Einsatz von Entsalzungssystemen auf Basis der Umkehrosmose (RO – Reverse Osmosis) reduziert werden. Die Umkehrosmose ist heute die dominierende kommerzielle Entsalzungstechnologie, was vor allem auf den geringeren Energiebedarf pro Volumeneinheit an produziertem Trinkwasser zurückzuführen ist. Die Optionen, die Strom aus erneuerbaren Energien nutzen, können auch die Kosten der Entsalzung verringern, indem sie den Bedarf der Energieversorgungsnetze an fossilen Brennstoffen verringern.<sup>118</sup>

Die Wasserentsalzung fällt prinzipiell in zwei Kategorien, nämlich in thermische und membranbasierte Verfahren, die sich nicht nur technisch, sondern auch in der geographischen Verteilung der Anlagen, der Nutzung und Kosten, des Energieaufwandes und der Umweltbeeinträchtigungen zum Teil erheblich unterscheiden. Zu den thermischen Verfahren zählen alle Techniken, die auf Verdampfung von Meerwasser und Kondensation des Dampfes beruhen. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um multi-stage flash (MSF) und multi-effect Destillation (MED). Zu den Membranverfahren zählt neben der Elektrodialyse (ED) und der Nanofiltration (NF) vor allem die Umkehrosmose.<sup>119</sup>

<sup>116</sup> Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, Inception Report, Technical Assistance Facility for the SE4ALL Initiative – West and Central Africa, Juni 2016

<sup>117</sup> Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, Inception Report, Technical Assistance Facility for the SE4ALL Initiative – West and Central Africa, Juni 2016

<sup>118</sup> Vgl. Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, S. 28

<sup>119</sup> Lattemann S.: Meerwasserentsalzung, 2011, S. 452-458. In: Lozán, Grafl, Hupfer, Karbe & Schönwiese: Warnsig-nal Klima: Genug Wasser für alle?, 3. Auflage 2011, S. 452

Mit der stets verbesserten Membranleistung gewinnen sowohl die Umkehrosmose als auch Hybridlösungen, die Umkehrosmose mit der multi-effect bzw. der multi-stage flash Destillation kombinieren, immer mehr Marktanteile.

Etwa 80% des Strombedarfs einer Umkehrosmoseanlage beruht auf den Hochdruckpumpen, die den Druck erzeugen, um das Meerwasser gegen die Membran zu pressen. Der spezifische Energieaufwand in Anlagen mit einer Kapazität von 55.000 bis 325.000 m<sup>3</sup>/Tag liegt zwischen 3,8 und 4,5 kWh/m<sup>3</sup>. Kleinere Anlagen können einen erheblich höheren Energieverbrauch aufweisen, welcher durch die kleineren Pumpen und geringere bzw. fehlende Energierückgewinnung bedingt ist.

Den Umkehrosmoseanlagen wird ein hohes Potential zur direkten Anwendung von erneuerbaren Energien wie Wind- oder Sonnenenergie zugeschrieben. Der Betrieb der Anlagen soll kontinuierlich erfolgen mit einer reibungsloser Ein- und Abschaltung in Abhängigkeit des Druckes und des Durchflusses. Somit benötigen Umkehrosmoseanlagen, die durch erneuerbare Energiequellen versorgt werden, Energiespeichersysteme (elektrische oder mechanische), um die entsprechenden Schwankungen der Stromversorgung auszugleichen.<sup>120</sup>

Mehrere Kombinationen aus erneuerbaren Energiequellen und Entsalzungstechnologien sind technologisch möglich, aber nicht alle sind technologisch und ökonomisch tragbar. Was die ausgereifte Technologie und die Kosten betrifft, scheinen heutzutage die Kombinationen Umkehrosmose-/Photovoltaikanlage und Umkehrosmose-/Windanlage (netzgebunden oder isoliert) die attraktivsten zu sein.<sup>121</sup>

Auf Inseln, die hohe Kosten für die Einfuhr von fossilen Brennstoffen tragen müssen, kann die Wasserentsalzung unter Anwendung von erneuerbaren Energien kostenmäßig mit der entsprechenden Anwendung von fossilen Brennstoffen konkurrieren. Die Wasserkosten können durch den laufenden Betrieb von Umkehrosmoseanlagen reduziert werden, was vor allem auf den geringeren Energiebedarf pro Volumeneinheit an produziertem Trinkwasser zurückzuführen ist.

Angesichts der Tatsache, dass die Durchdringungsrate der erneuerbaren Energien in den Stromnetzwerken von Inseln begrenzt ist, stellt die Meerwasserentsalzung unter Nutzung erneuerbarer Energieträger (Photovoltaik und Wind) eine alternative Speichermöglichkeit dar. Ein Überschuss an Strom auf dem Netz könnte zur Wasserspeicherung genutzt werden.<sup>122</sup>

---

<sup>120</sup> Vgl. Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, S. 30 f.

<sup>121</sup> Vgl. Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, S. 32

<sup>122</sup> Vgl. Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, S. 40

## 4. Finanzierungsmöglichkeiten

### 4.1. Überblick

Die Frage nach Umfang, Rahmen und Quellen der erforderlichen Finanzierung für die Anpassung an den Klimawandel und die Minderung von dessen Folgen bleibt spannend innerhalb der Verhandlungen über den Klimaschutz. Das Universum der Klimafinanzierungsinstrumente ist breit: Official Development Assistance (ODA) oder Öffentliche Entwicklungszusammenarbeit, ausländische Direktinvestitionen, Kreditinstrumente wie Darlehen sowie Garantien und Offsets (auf dem Kohlenstoffmarkt). Nicht all diese Instrumente stehen im Einklang mit dem Konzept der Klimafinanzierung im Rahmen der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen über Klimaänderungen UNFCCC, da sie die Verpflichtungen der entwickelten Länder nach Artikel 4 (Verpflichtungen) und 11 (Finanzierungsmechanismen) des Übereinkommens nicht entsprechen. Die Palette der Instrumente, die am deutlichsten die Anforderungen des Übereinkommens erfüllen, umfasst in erster Linie öffentliche Mittel wie Zuschüsse, die Zuschusskomponente von Krediten und mögliche Subventionskomponenten von Krediten.<sup>123</sup>

Die UNFCCC legt einen klaren und transparenten Rahmen für die Verteilung und Bereitstellung von Finanzmitteln im Bereich des Klimaschutzes für Entwicklungsländer, um deren Anpassungs- und Eindämmungsmaßnahmen zu unterstützen. Dieser Rahmen basiert auf der Einrichtung eines Finanzierungsmechanismus „zur Bereitstellung finanzieller Mittel in Form unentgeltlicher Zuschüsse oder zu Vorzugsbedingungen, auch für die Weitergabe von Technologie“ (Artikel 11, Absatz 1). Ferner sieht Artikel 11 vor, dass der Finanzierungsmechanismus „unter Aufsicht der Konferenz der Vertragsparteien arbeitet und dieser gegenüber verantwortlich ist; die Konferenz der Vertragsparteien entscheidet über seine Politiken, seine Programmprioritäten und seine Zuteilungskriterien im Zusammenhang mit dem Übereinkommen. Die Erfüllung seiner Aufgaben wird einer oder mehreren bestehenden internationalen Einrichtungen anvertraut.“<sup>124</sup>

Mit der Erfüllung der Aufgaben des Finanzierungsmechanismus sind heute zwei unabhängigen Einrichtungen betraut, die *Global Environment Facility* (GEF) und der *Green Climate Fund* (GCF), der formal in der COP-16 in Cancún (2010) eingerichtet wurde.

Zur Unterstützung der Konferenz der Vertragsparteien (COP) in der Funktionsweise des Finanzierungsmechanismus und der Rationalisierung der Finanzmittelströme wurde der *Standing Committee on Finance* (Ständiger Finanzausschuss) gegründet (COP-16, Cancún, 2010).

Die globale Umweltfazilität (GEF) wurde von der COP als operative Einrichtung mit der Erfüllung der Aufgaben des Finanzierungsmechanismus seit 1994 betraut. Die Erwartung bestand darin, finanzielle Mittel in Form unentgeltlicher Zuschüsse oder zu Vorzugsbedingungen bereitzustellen, inklusive für den Technologietransfer. Sie funktioniert unter der Leitung der COP und ist der COP Rechenschaft schuldig, welche ihre Politik, Programmprioritäten und Förderfähigkeit in Übereinstimmung mit der Konvention festlegen soll.

Zunächst wurden die Mittel für die Schwerpunktbereiche des Klimaschutzes aus dem Betrieb des Treuhandfonds von der GEF ausgezahlt. Im Laufe der Jahre hat die COP eine Reihe von Fonds eingerichtet (der *Adaptation Fund*, der *Least Developing Countries Fund*, LDCF, und der *Special Climate Change Fund*, SCCF) mit der spezifischen Absicht, den Finanzierungsmittelfluss im Rahmen der GEF für Anpassungs- und Klimaschutzmaßnahmen in den Entwicklungsländern zu erhöhen und den Technologietransfer zwischen Industrie- und Entwicklungsländern sowie die technologische Entwicklung in den Entwicklungsländern zu beschleunigen.

Die GEF wird durch eine Wiederauffüllungsperiode im 4-Jahres-Zyklus auf freiwilliger Basis finanziert. Sie befindet sich in der sechsten Wiederauffüllungsperiode (1. Juli 2014 – 30. Juni 2018). Die Beiträge stammen in erster Linie aus den

<sup>123</sup> Williams, Mariama (2016): *Gender and Climate Change Financing: Coming out of the margin*, Routledge IAFPE Advances in Feminist Economics

<sup>124</sup> Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Artikel 11 (1)

OECD-Ländern, aber auch Brasilien, China, Indien, Nigeria und Südafrika haben Mittel für die sechste Wiederauffüllungsperiode zugesichert.

Um den Bedenken der Entwicklungsländer über die geringe Finanzausstattung für Anpassungsmaßnahmen seitens der GEF Rechnung zu tragen, wurde unter Anleitung der COP die *Strategic Priority for Adaptation* (SPA) im Jahr 2004 entwickelt. Sie galt als bahnbrechende Initiative und diente der Unterstützung von Pilot- und Demonstrationsprojekten, die auf lokaler Ebene echte Vorteile boten und in die nationale Politik und nachhaltige Entwicklungsplanung integriert werden könnten.

Über die SPA stellte die GEF 50 Mio. USD zur Finanzierung von 26 Projekten zur Verfügung, welche zur Einholung von weiteren 649 Mio. USD als Ko-Finanzierung beitrugen. Inzwischen wurde das SPA-Portfolio abgeschlossen und der Fonds eingestellt.

Einige Projekte zur Anpassung an den Klimawandel werden unter dem Dach des *Small Grants-Programm* (SGP) finanziert, welches von der GEF zusammen mit dem Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen verwaltet wird. Das SGP wurde im Jahr 1992 gegründet, um auf örtliche Gemeinschaften ausgerichtete Projekte bis 50.000 USD zu fördern und technische Unterstützung zu leisten. Das SGP ist für Länder mit geringen Kapazitäten, insbesondere SIDS und LDCs, bestimmt und ist so flexibel gestaltet, dass es auf die Bedürfnisse der Entwicklungsländer reagieren kann.

Die GEF hat bislang systematisch die Finanzierungsprioritäten auf folgende strategische Ziele als Mittel, die Kohlenstoffspeicher zu schützen und die Treibhausgasemissionen zu verringern, gesetzt:

- Förderung der Energieeffizienz in Wohn- und Geschäftsgebäuden,
- Förderung der Energieeffizienz in den Industriesektoren,
- Förderung von marktorientierten Maßnahmen für erneuerbare Energien,
- Förderung der nachhaltigen Energieerzeugung aus Biomasse,
- Förderung des Flächennutzungsmanagements, der Änderung der Flächennutzung und der Forstwirtschaft.

In der fünften GEF-Periode zwischen 2010 und 2014 (GEF-5) wurden ca. 1,3 Mrd. USD (von 4,34 Mrd. USD an Finanzierungsmitteln) dem Schwerpunktbereich Klimaschutz zugewiesen.

Seit der Gründung der GEF haben die Entwicklungsländer beharrlich ihre Unzufriedenheit mit der GEF über die COP geäußert. Die Ursachen dieser Unzufriedenheit lagen in erster Linie in dem unzureichenden Abfluss von Ressourcen und in dem langwierigen und komplexen Genehmigungsverfahren. Auch die Definition der Begriffe „zusätzliche Kosten“ und „Zusätzlichkeit“ seitens der GEF sorgte für Spannungen.<sup>125</sup>

Ein weiterer Grund zur Auseinandersetzung zwischen der GEF und den Entwicklungsländern lag in der Bedingung der Einbringung von globalen Vorteilen bei der GEF-Projektfinanzierung. Anpassungsmaßnahmen haben von Natur aus keinen direkten globalen Nutzen. Ferner stellte die Anforderung einer Ko-Finanzierung eine Benachteiligung für die armen und am wenigsten entwickelten Länder dar und schränkte deren Fähigkeit ein, Anpassungs- und Eindämmungsmaßnahmen zu unternehmen.

Um diesen Anliegen nachzugehen, richtete die COP den *Least Developed Countries Fund* (LDCF) und den *Special Climate Change Fund* (SCCF), den *Adaptation Fund* und zuletzt den *Green Climate Fund* (GCF) ein.

Sowohl die SCCF als auch die LDCF sind auf Projekte mit klaren Entwicklungszielen ausgerichtet, wie Sicherung der Nahrungsmittelversorgung, Zugang zu Trinkwasser und Bewässerung, Katastrophenschutz und die Kontrolle der Verbreitung von Krankheiten wie Malaria und Dengue-Fieber.

<sup>125</sup> Williams, Mariama (2016): *Gender and Climate Change Financing: Coming out of the margin*, Routledge IAFFE Advances in Feminist Economics

Im Gegensatz zu den Aktivitäten des GEF-Treuhandfonds sind der SCCF und der LDCF im Wesentlichen auf das Erzielen von lokalen Vorteilen fokussiert und müssen keine Anforderungen bezüglich globaler Umweltvorteile erfüllen. Allerdings leiden beide Fonds unter begrenzten Finanzierungsmitteln und Nachhaltigkeitsaspekten in der Erfüllung der Bedürfnisse der Entwicklungsländer.

Auf internationaler Ebene bündelt die UN-Klimarahmenkonvention (UNFCCC) die Bemühungen gegen die Bedrohungen des Klimawandels. Aber im Laufe der Zeit haben viele andere internationale Institutionen Arbeit in klimabezogenen Fragen geleistet. Tatsächlich hat eine Studie aus dem Jahr 2011<sup>126</sup> mehr als sechzig Institutionen identifiziert, die eine gewisse Governance-Funktion ausführen. Dazu gehören internationale Organisationen wie die Internationale Seeschiffahrts-Organisation (IMO), die Internationale Zivilluftfahrt-Organisation (ICAO) und die Weltbank sowie privat geförderte Initiativen wie das Treibhausgasprotokoll (Greenhouse Gas Protocol) und Public-Private-Partnerschaften. Zusammen bilden diese Institutionen, was einige einen „Transnationalen Regimekomplex“ („transnational regime complex“) in Bezug auf dem Klimaschutz genannt haben.<sup>127</sup>

Diese Ausbreitung von transnationalen Institutionen gestaltet die Steuerung verschiedener Themenbereiche um, einschließlich Umweltschutz, Klimawandel und andere Nachhaltigkeitsfragen. Das Ergebnis ist ein äußerst komplexes institutionelles Umfeld. Das grenzüberschreitende Klimaschutzsystem ist fragmentiert oder polyzentrisch: Zuständigkeiten, wie die Festlegung von Regeln und die Finanzierung öffentlicher Güter werden auf mehrere Organisationen verteilt, die wiederum verschiedene Zugehörigkeiten haben und auf unterschiedlichen Ebenen arbeiten. Das System ist ebenso dezentralisiert: Die meisten Organisationen wurden von bestimmten Gruppen von der Basis aus aufgebaut und verfolgen ihre individuellen Ziele mit wenig oder gar keiner zentralen Koordination.<sup>128</sup>

Die Bewältigung des Problems des Klimawandels außerhalb der UNFCCC ist somit mit Risiken, aber auch mit Chancen verbunden. Auf der einen Seite können die auf verschiedene Foren in Bruchstücken verteilten Bemühungen die Mobilisierung einer starken globalen Aktion erschweren, auf der anderen, angesichts des Umfangs und der Komplexität der Klimaproblematik kann die Vorgehensweise in einer kleineren Dimension über kleinere Foren gezielte Fortschritte in naher Zukunft erreichen und zum Aufbau einer stärkeren globalen Antwort auf die klimatischen Herausforderungen beitragen. Außerdem können diverse Ansätze das Fehlschlagrisiko verringern, zumal der Erfolg jedes einzelnen Verhandlungsprozesses – einschließlich die UNFCCC – mit Unsicherheiten behaftet ist.

Weitere Argumente, die eine Bekämpfung der Klimaproblematik über verschiedene multilaterale Foren befürworten, liegen in den *best practices* auf dieser Ebene. Einige Institutionen erzielten nachweisliche Erfolge, wie das Montrealer Protokoll über Stoffe, die zu einem Abbau der Ozonschicht führen (*Montreal Protocol on Substances that Deplete the Ozone Layer*), in dessen Rahmen verschiedene Arbeitsbeziehungen aufgebaut wurden, die das Vertrauen und die Kooperation stärken.

Institutionen, die auf bestimmte Branchen fokussiert sind, wie die IMO und die ICAO, haben eine starke Tradition in der Zusammenarbeit, was eine Einigung leichter voranbringen und sektorenspezifische Antworten ermöglichen kann.

Einige Institutionen haben Verfahrensregeln, die eine Einigung näherrücken lassen. Im Gegensatz zu der Konsensregel innerhalb der UNFCCC können beispielsweise in der IMO Entscheidungen mit qualifizierter Mehrheit gefasst werden.

Nach dem kurzen Einblick in die Komplexität des internationalen Klimaschutzsystems wird sich dieser Bericht lediglich mit den wichtigsten Fonds, innerhalb und außerhalb des Rahmens der UNFCCC, befassen.

---

<sup>126</sup> Bulkeley H et al. (2011): *Governing Climate Change Transnationally: Assessing the Evidence from a Survey of Sixty Initiatives*

<sup>127</sup> Abbott, Kenneth W. (2011): *The Transnational Regime Complex for Climate Change*, S. 2

<sup>128</sup> Abbott, Kenneth W. (2011): *The Transnational Regime Complex for Climate Change*, S. 2

## 4.2. Finanzierungsinstrumente im Rahmen der UNFCCC

### 4.2.1. Global Environment Facility

Die Globale Umweltfazilität (GEF) wurde im Oktober 1991, im Vorfeld des Erdgipfels Rio 92, innerhalb der Internationalen Bank für Wiederaufbau und Entwicklung als ein Pilotprogramm zum Schutz der globalen Umwelt und somit zur Förderung einer umweltfreundlichen und nachhaltigen Entwicklung gegründet. Der Beschluss zur Gründung des Fonds wurde von der Weltbank, dem Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP) und dem Umweltprogramm der Vereinten Nationen (UNEP) getroffen.

Im April 1992 wurde der Fonds umstrukturiert mit dem Ziel, die GEF als eine der Hauptmechanismen für die globale Umweltfinanzierung zu etablieren, eine transparente und demokratische Regierungsführung zu gewährleisten und eine allgemeine Beteiligung zu fördern. Ferner wurde bei der Umsetzung eine umfassende Zusammenarbeit unter UNDP, UNEP und der Weltbank vorgesehen sowie ein Evaluationsprozess, um von den gesammelten Erfahrungen zu profitieren. Das *Instrument for the Establishment of the Restructured Global Environment Facility* wurde im März 1994 in Genf angenommen.

Basierend auf der Partnerschaft zwischen den Durchführungsstellen und als ein Mechanismus für die internationale Zusammenarbeit stellt die GEF Mittel für die folgenden Bereiche zur Verfügung: Klimawandel, Biodiversität, Landdegradierung/Wüstenbekämpfung/Abholzung von Wäldern, Internationale Gewässer und Chemikalien (Abbau der Ozonschicht, langlebige organische Schadstoffe, Quecksilber).

Die GEF dient der Finanzierung von Programmen und Projekten, die länderbezogen sind und auf der Grundlage nationaler Prioritäten im Rahmen der nachhaltigen Entwicklung konzipiert wurden. Ihre Tätigkeit soll unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit ausgeübt werden, aber gleichzeitig genügend flexibel sein, um auf sich ändernde Umstände bei der Zielverfolgung angemessen reagieren zu können.

Seit ihrer Gründung hat die GEF 14,5 Mrd. USD in Form von Zuschüssen zur Verfügung gestellt und eine zusätzliche Finanzierung in Höhe von 75 Mrd. USD zur Förderung von fast 4.000 Projekten mobilisiert. Die GEF führt internationale Partnerschaften in 183 Ländern mit internationalen Institutionen, Organisationen der Zivilgesellschaft sowie dem privaten Sektor.

In der Anfangsphase des GEF oblag die Hauptverantwortung für die Implementierung von GEF-Projekten drei Organisationen, nämlich der Weltbank, dem Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen *United Nations Development Programme* (UNDP) und dem Umweltprogramm der Vereinten Nationen *United Nations Environment Programme* (UNEP). Daneben werden GEF-Projekte zunehmend auch von den sog. GEF-Agenturen, eine davon ist die *United Nations Industrial Development Organization* (UNIDO), sowie weiteren multilateralen Organisationen durchgeführt. Diese Institutionen werden nach dem Grundsatz des komparativen Vorteils und der Kosteneffizienz eingesetzt.

Innerhalb dieses Rahmens kommen den drei Hauptorganisationen fest umrissene Rollen zu: Die Weltbank ist für die Verwaltung der Fazilität und für Investitionsprojekte zuständig; sie übernimmt ferner die Rolle des Treuhandfonds-Verwalters. Dem UNDP obliegt die Verantwortung im Bereich der technischen Hilfe. Im Rahmen seines weltweiten Büronetzes trägt es ebenfalls dazu bei, anhand von Investitionsuntersuchungen, die vor dem Investitionszeitpunkt erfolgen, Projekte zu identifizieren. Zudem ist es mit der Leitung des *Small Grants Programme* („kleines Beihilfeprogramm“) für Nichtregierungsorganisationen betraut. Das UNEP stellt sowohl das Sekretariat für das Wissenschaftliche und Technische Beratungsgremium *Scientific and Technical Advisory Panel* (STAP) als auch das umweltpolitische Fachwissen für die GEF-Abwicklung bereit.

Unter den 18 Durchführungspartnern (10 GEF-Agenturen und 8 GEF-Projektträger, sog. *GEF Project Agencies*) sind die Afrikanische Entwicklungsbank (AfDB), die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (EBRD), die Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation der Vereinten Nationen (FAO), der Internationale Fonds für landwirtschaftliche

Entwicklung (IFAD), die Weltnaturschutzunion (IUCN), das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP), das Umweltprogramm der Vereinten Nationen (UNEP), die Organisation der Vereinten Nationen für industrielle Entwicklung (UNIDO), die Westafrikanische Bank für Entwicklung (BOAD), die Weltbankgruppe (WBG) und der World Wildlife Fund U.S. (WWF).

Die GEF unterstützt Regierungsbehörden, Organisationen der Zivilgesellschaft, private Unternehmen, Forschungseinrichtungen unter einer breiten Vielfalt potentieller Partner bei der Umsetzung von Projekten und Programmen in den Empfängerländern.

Die Zugangsmöglichkeiten zu einer GEF-Finanzierung sind vielfältig. Im Folgenden werden die wichtigsten Schritte zur Einreichung eines Projektvorschlages beschrieben:

1. Kontaktaufnahme mit dem „Operational Focal Point“ (OFP) im Land. Der Operational Focal Point (OFP) ist für die Überprüfung und Billigung von Projekten unter Berücksichtigung der nationalen Prioritäten verantwortlich. So ist der OFP die erste Anlaufstelle, um den Vorschlag zu erörtern. Der OFP hat eine Vermittler- und Koordinationsfunktion hinsichtlich aller GEF-bezogenen Aktivitäten innerhalb des Landes.
2. Erfüllung der Zulassungskriterien:
  - Das Projekt muss in einem förderfähigen Land durchgeführt werden.
  - Das Projekt muss länderbezogen sein und im Einklang mit den nationalen Prioritäten und Programmen im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung stehen.
  - Das Projekt muss sich mit einem oder mehreren GEF-Schwerpunktbereichen befassen.
  - Nach dem sog. Zusatzkostenprinzip finanziert die GEF nur die Kosten, die einem Projekt durch Rücksicht auf globale Umweltschutzinteressen zusätzlich entstehen.
  - Das Projekt muss von dem „Operational Focal Point“ des jeweiligen Landes bestätigt werden.
  - Das Projekt muss unter Einbeziehung der Öffentlichkeit konzipiert und umgesetzt werden.
3. Auswahl einer GEF-Agentur. Die GEF-Agentur ist für die Entwicklung und Umsetzung der Projekte und Programme verantwortlich und steht als Partner dem Antragsteller in allen Projektphasen zur Seite.
4. Auswahl einer Modalität. Die GEF stellt Finanzierungsmittel in vier Modalitäten bereit: *full-sized* und mittlere Projekte sowie Befähigungsaktivitäten und -programme. Der Antragsteller soll den geeigneten Modus der Finanzierungshilfe auswählen und den Antrag entsprechend formulieren.

Ein wesentliches Merkmal der GEF-Finanzierung im Bereich des Klimawandels liegt in der Zuordnung von bestimmten Beträgen für verschiedene Entwicklungsländer. Demnach werden die Vorschläge der jeweiligen Länder in den entsprechenden Schwerpunktbereichen entwickelt und der GEF unterbreitet. Die GEF-Projekte werden von den Gastländern in Kooperation mit einer oder mehreren der zehn GEF-Agenturen entwickelt. Der Antrag erfolgt unter Vorlage eines Formulars zur Identifizierung des Projektes (Project Identification Form – PIF) beim GEF-Sekretariat über eine GEF-Agentur mit einem Befürwortungsschreiben des Operational Focal Point im Gastland.

Seit seinem Beitritt zum GEF hat Kap Verde 20,2 Mio. USD von diesem Fonds bekommen, die zusätzliche Mittel in Höhe von etwa 93,6 Mio. USD als Ko-Finanzierung für 15 nationale Projekte eingebracht haben.

Kap Verde nahm ebenfalls an 17 vom GEF finanzierten regionalen und globalen Projekten mit einer Gesamtsumme von 202,9 Mio. USD teil, welche zusätzliche Ko-Finanzierungen in Höhe von 482,3 Mio. USD herbeigeführt haben.

In der Finanzierungsperiode GEF-6 zwischen Juli 2014 und Juni 2018 wurden den Kap Verden Mittel in Höhe von 6,66 Mio. USD zugewiesen, 2 Mio. USD für Projekte im Bereich Klimawandel, 3,41 Mio. USD für Biodiversität und 1,25 Mio. USD auf dem Gebiet Landdegradierung.

## Kontakte auf den Kap Verden

### Political Focal Point

Herr Julio LIMA  
Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt  
Praia, Cabo Verde  
Tel: +238 333 7171  
E-Mail: [nevskyrodrigues@gmail.com](mailto:nevskyrodrigues@gmail.com), [alexandre.m.rodrigues@maa.gov.cv](mailto:alexandre.m.rodrigues@maa.gov.cv)

### Operational Focal Point

Herr Alexandre Nevsky Medina GOMES RODRIGUES  
Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt  
Praia, Cabo Verde  
Tel: +238 333 7171  
E-Mail: [nevskyrodrigues@gmail.com](mailto:nevskyrodrigues@gmail.com), [alexandre.m.rodrigues@maa.gov.cv](mailto:alexandre.m.rodrigues@maa.gov.cv)

## 4.2.2. GEF-Small Grants Programme (GEF-SP)

Das GEF-Small Grants-Programm (GEF SGP) bietet finanzielle und technische Unterstützung für Gemeinden und Organisationen der Zivilgesellschaft (CSO) an, in Übereinstimmung mit dem übergeordneten Ziel, „globale, ökologische Vorteile durch kommunale Initiativen und Maßnahmen sicherzustellen“.

Das Programm wurde im Jahr 1992 eingeführt mit der Überzeugung, dass die von den Gemeinden und der Zivilgesellschaft durchgeführten Initiativen und Maßnahmen nicht nur einen ökologischen Nutzen erzielen können, sondern gleichzeitig eine nachhaltige Lebensgrundlage und die lokale Eigenständigkeit fördern und sich somit als einer der wirksamsten Ansätze erwiesen haben, um die weltweiten ökologischen Herausforderungen zu bewältigen.

Das SGP-Programm gewährt kleine Finanzhilfen bis zu einem Höchstwert von 50.000 USD, in der Praxis liegen die finanzierten Beträge durchschnittlich zwischen 20.000 und 25.000 USD.

Um einen größeren Anwendungsrahmen zu verschaffen und Initiativen zu unterstützen, die eine größere Anzahl von Gemeinden in kritischen ländlichen Gebieten oder Küstengebieten umfassen, wurde das Programm um einen Rahmen strategischer Projekte ergänzt, welcher Finanzierungen bis 150.000 USD ermöglicht.<sup>129</sup>

Die kleinen Finanzhilfen erlauben insbesondere den armen und gefährdeten Gemeinden und Organisationen der Zivilgesellschaft einen angemessenen Zugang zu Krediten, indem sie den Aufbau von ihren Kapazitäten fördern, während das Programm selber neue Technologien und Methoden unter einem kalkulierten Risiko testen und nach Bedarf innovieren kann.

Jedes SGP-Länderprogramm hat einen sektorenübergreifenden Nationalen Lenkungsausschuss *National Steering Committee* (NSC). Der Ausschuss sichert eine für das Land angemessene Implementierung des SGP und gibt der Zivilgesellschaft die Möglichkeit, die Federführung und den Aufbau von Kapazitäten in der Verwaltung eines nationalen Programms zu übernehmen. Starke NSCs fördern gemeinsame Anstrengungen und dienen als nützliche Plattformen für den Dialog zwischen den Organisationen der Zivilgesellschaft und der jeweiligen Regierung sowie für die Beratung in GEF-Angelegenheiten.<sup>130</sup>

---

<sup>129</sup> GEF: GEF Small Grants Programme, 2016, <https://www.thegef.org/topics/gefsgp>, abgerufen am 13.02.2017

<sup>130</sup> SGP: ORGANIZATIONAL STRUCTURE, 2012, [https://sgp.undp.org/index.php?option=com\\_content&view=article&id=100&Itemid=225#.WKQs-juLRPY](https://sgp.undp.org/index.php?option=com_content&view=article&id=100&Itemid=225#.WKQs-juLRPY), abgerufen am 13.02.2017

Das SGP-Programm begann seine Tätigkeit auf den Kap Verden im Jahr 2009. Seitdem wurden 100 Projekte in den Bereichen Biodiversität, Bodendegradation, Klimaschutz, gemeindeorientierte Anpassung, internationale Gewässer und Chemikalien mit einem Gesamtzuschuss von 2.418.175 USD, einer Ko-Finanzierung in bar von 740.402 USD und in Sachleistungen von 1.300.624 USD unterstützt.<sup>131</sup>

Unter den geförderten Projekten im Bereich Klimaschutz seien Folgende näher beschrieben:

#### **Förderung von Erneuerbare-Energie-Anlagen kleiner und mittlerer Größe auf den Kap Verden<sup>132</sup>**

Dieses Projekt fördert die Stromproduktion und -versorgung zweier abgelegener Gemeinden von ca. 800 Einwohnern in Ribeira Alta und Figueiras auf der Insel Santo Antão. Unter Einbeziehung der lokalen Verbände und in Zusammenarbeit mit dem ECOWAS – *Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency* (ECREEE) hat die Kommune Ribeira Grande ein elektrisches Solar/Diesel-Hybridsystem für die Ortschaft konzipiert. Die lokalen Verbände haben ihrerseits die Unterstützung und Kooperation des GEF SGP beantragt. Das Projekt wird zu 30% unter dem vom ECREEE umgesetzten Programm „SPWA-CC Promoting market based development of small to medium scale renewable energy systems in Cape Verde“, zu 36% von der Gemeinde Ribeira Grande, der Generaldirektion für Energie und den beiden betroffenen Gemeinden und zu 34% vom GEF SGP finanziert.

Zuwendungsempfänger:	Associação dos Municípios de Santo Antão
Zuwendungsbetrag:	USD 150.000,00
Ko-Finanzierung(Geldleistung):	USD 254.880,40
Ko-Finanzierung(Sachleistungen):	USD 137.969,20
Beginn:	April 2015
Fertigstellung:	September 2016
Status:	aktuell noch in Ausführung

#### **Projekt für eine saubere Energie für die „Resistentes do Planalto Norte“<sup>133</sup>**

Die Gemeinde Chã do Feijoal gehört zur Kommune Porto Novo auf der Insel Santo Antão und ist 36 km von der Stadt Porto Novo entfernt. Sie umfasst 15 Familien und 62 Einwohner. Obwohl Chã de Feijoal mit 9 Stunden Sonnenschein am Tag ein hohes Energiepotential hat, wurde die Ortschaft aufgrund der Isolierung bis vor kurzem nicht mit Strom versorgt. Der Ortsverband hat in Kooperation mit der Stadtverwaltung Porto Novo und dem CERMI – Centre of Renewable Energy and Industrial Maintenance of Cabo Verde eine integrierte PV-Anlage mit 5 kW für die Stromversorgung erfolgreich implementiert.

Zuwendungsempfänger:	Associação Luz Verde de Norte
Zuwendungsbetrag:	USD 44.300,00
Ko-Finanzierung(Geldleistung):	USD 6.897,34
Ko-Finanzierung(Sachleistungen):	USD 5.573,00
Beginn:	Januar 2014
Fertigstellung:	Januar 2015

#### **PV-Anlage zur Versorgung einer Wasserpumpe für die Tropfbewässerung<sup>134</sup>**

Ribeira da Cruz gehört zur Stadt Porto Novo und ist der größte Gemüselieferant des Stadtmarktes und der naheliegenden Insel São Vicente. Wasser und Energie sind wichtige Faktoren für den Lebensunterhalt dieser Gemeinde, da sie hauptsächlich eine auf Mikrobewässerungstechniken basierende Landwirtschaft betreibt. Das Wasser wird von der Gemeinde

<sup>131</sup> SGP: CAPE VERDE, 2012, [https://sgp.undp.org/index.php?option=com\\_countrypages&view=countrypage&country=32&Itemid=271](https://sgp.undp.org/index.php?option=com_countrypages&view=countrypage&country=32&Itemid=271), abgerufen am 13.02.2017

<sup>132</sup> SGP: Photovoltaic System to Pump Water for Drip Irrigation, 2012, [https://sgp.undp.org/index.php?option=com\\_sgpprojects&view=projectdetail&id=23114&Itemid=272](https://sgp.undp.org/index.php?option=com_sgpprojects&view=projectdetail&id=23114&Itemid=272), abgerufen am 13.02.2017

<sup>133</sup> SGP: Photovoltaic System to Pump Water for Drip Irrigation, 2012, [https://sgp.undp.org/index.php?option=com\\_sgpprojects&view=projectdetail&id=23114&Itemid=272](https://sgp.undp.org/index.php?option=com_sgpprojects&view=projectdetail&id=23114&Itemid=272), abgerufen am 13.02.2017

<sup>134</sup> SGP: Photovoltaic System to Pump Water for Drip Irrigation, 2012, [https://sgp.undp.org/index.php?option=com\\_sgpprojects&view=projectdetail&id=23114&Itemid=272](https://sgp.undp.org/index.php?option=com_sgpprojects&view=projectdetail&id=23114&Itemid=272), abgerufen am 13.02.2017

verwaltet und kommt aus zwei Quellen. Das Wasser wird von beiden Quellen in Wassertanks elektrisch gepumpt. Die hohen Stromkosten schlugen sich mit 2.200 USD/Monat auf die Stromrechnung nieder. Das Projekt sah die Montage einer PV-Anlage vor, um mindestens 50% des Stromverbrauches der Wasserpumpen abzudecken und somit die Wasser- und Stromkosten zu senken, mit unmittelbaren Auswirkungen auf die Einnahmen der 70 Bauern. Das System wurde von dem Bauernverband aus Ribeira da Cruz umgesetzt, welcher auch die Überwachung und Verwaltung übernimmt. Das Projekt wurde im Juni 2014 fertig gestellt.

Zuwendungsempfänger:	Associação de Agricultores de Ribeira da Cruz
Zuwendungsbetrag:	USD 48.200,00
Ko-Finanzierung (Geldleistung):	USD 18.489,32
Ko-Finanzierung (Sachleistungen):	USD 33.369,00
Beginn:	Januar 2014
Fertigstellung:	Juni 2014

#### **Station zur Produktion von Wind- und Sonnenenergie<sup>135</sup>**

Das Projekt beinhaltete ein System zur Produktion von sauberer Energie in Xaxa, einer kleinen ländlichen Gemeinde auf der Insel Santiago, die keine Stromversorgung hatte und somit auf fossile Brennstoffe zur Stromproduktion angewiesen war. Das Projekt wurde anhand einer Partnerschaft zwischen dem Nationalpark der Serra da Malagueta, dem Verband der Freunde der Serra da Malagueta, einem lokalen Unternehmer und der Generaldirektion für Energie umgesetzt.

Zuwendungsempfänger:	Associação dos Amigos para Desenvolvimento Comunitário de Xaxa
Zuwendungsbetrag:	USD 48.000,00
Ko-Finanzierung (Geldleistung):	USD 19.858,77
Ko-Finanzierung (Sachleistungen):	USD 12.174,65
Beginn:	Januar 2014
Fertigstellung:	März 2015

Das Landesstrategieprogramm zur Umsetzung der operationellen Phase 6 (2014-2018) wird derzeit erstellt.

#### **Kontakte auf den Kap Verden**

##### **Nationale Koordination des GEF SP auf den Kap Verden**

Nationaler Koordinator: Ricardo Monteiro

Tel: +238 260 96 88

E-Mail: [ricardom@unops.org](mailto:ricardom@unops.org)

Programmassistentin: Eveline Tavares

Tel: +238 260 96 86

Fax: +238 262 1404

E-Mail: [eveline.tavares@cv.jo.un.org](mailto:eveline.tavares@cv.jo.un.org)

Adresse:

Avenida OUA - CP. 62 - Achada Santo António

Praia, Santiago - República de Cabo Verde

Website: <http://www.gefsgp.org.cv/>

<sup>135</sup> SGP: Photovoltaic System to Pump Water for Drip Irrigation, 2012, [https://sgp.undp.org/index.php?option=com\\_sgpprojects&view=projectdetail&id=23114&Itemid=272](https://sgp.undp.org/index.php?option=com_sgpprojects&view=projectdetail&id=23114&Itemid=272), abgerufen am 13.02.2017

#### 4.2.3. Least Developed Countries Fund (LDCF)

Im Jahr 2001 führte die COP-7 der UNFCCC in Marrakesch den *Least Development Climate Fund* (LDCF) ein, um den speziellen Bedürfnissen der am wenigsten entwickelten Länder im Rahmen der Klimakonvention entgegenzukommen und sie zu finanzieren.

Der Fonds setzt die Vorbereitung und Umsetzung eines Nationalen Aktionsprogrammes für Anpassung, sog. *National Adaptation Programs of Action* (NAPAs), voraus. Diese Aktionsprogramme spiegeln landeseigene Strategien wider und identifizieren dringende und unmittelbare Bedürfnisse der LDCs bezüglich der Anpassung an den Klimawandel. Die Ziel-sektoren umfassen Wasser, Landwirtschaft und Ernährungssicherheit, Gesundheit, Katastrophenrisikomanagement und -prävention, Infrastruktur und empfindliche Ökosysteme. Das LDCF setzt seinen Schwerpunkt auf Maßnahmen, die die Anfälligkeit der durch den NAPA-Prozess identifizierten Schlüsselsektoren verringern und finanziert dabei die Anpassungsaktivitäten, die konkrete Ergebnisse für die Unterstützung benachteiligter Gemeinschaften liefern.<sup>136</sup>

Auf den Kap Verden wurde ein Projekt im Wassersektor vom LDCF unterstützt, allerdings rückte Kap Verde im Dezember 2007 von der Liste der am wenigsten entwickelten Länder auf.

#### 4.2.4. Special Climate Change Fund (SCCF)

Die COP-7 in Marrakesch führte im Jahr 2001 einen weiteren Fonds ein, um Anpassungsmaßnahmen und Technologietransfers in alle Entwicklungsländer zu unterstützen, die Mitglieder der UNFCCC sind.

Der Fonds finanziert Aktivitäten, Programme und Maßnahmen in Zusammenhang mit dem Klimawandel als eine Ergänzung zu den von der GEF - Global Environmental Facility definierten Schwerpunkten in den folgenden vier Bereichen:

- Anpassung an den Klimawandel.
- Technologietransfer mit Schwerpunkt, jedoch nicht beschränkt, auf umweltverträgliche Technologien, insbesondere Technologien zur Verringerung der Treibhausgasemissionen oder deren Konzentration in der Atmosphäre.
- Unterstützung von sechs spezifischen Sektoren: Energie, Transport, Industrie, Land-, Forstwirtschaft und Abfallentsorgung.
- Wirtschaftliche Diversifizierung für Länder mit einer starken Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen.<sup>137</sup>

In allen vier Bereichen ist „Anpassung“ der Schlüsselbegriff und oberste Priorität. Die aktuelle Strategie umfasst Anpassungsprogramme bezüglich der ersten beiden Bereiche, das SCCF-Anpassungsprogramm (SCCF-A) und das Technologietransfer-Programm (SCCF-B).

Der SCCF hat ein erhebliches Potential, um die Anpassungsbedürfnisse der gefährdeten Länder anzugehen. Im Gegensatz zum LDCF, welcher auf die unmittelbaren Bedürfnisse der am wenigsten entwickelten Länder ausgerichtet ist, steht der SCCF für alle gefährdeten Entwicklungsländer zur Verfügung.<sup>138</sup>

Die Anträge auf Finanzierung durch den SCCF überschreiten die verfügbaren Mittel, weshalb ein Vorauswahlverfahren zur Identifizierung und Prioritätensetzung der geeigneten Projekte eingeführt wurde. Damit soll gewährleistet werden, dass die Anzahl und Dimension der Projekte, die in dem formalen Zyklus eintreten, den verfügbaren Mitteln entsprechen.

Im Rahmen des Vorauswahlverfahrens werden Kriterien, wie die Qualität der Projekte bzw. Programme, die ausgewogene Verteilung der Fondsmittel unter den teilnahmeberechtigten Ländern, die gerechte Verteilung unter Regionen, die

<sup>136</sup> GEF: Least Developed Countries Fund – LDCF, 2016, <https://www.thegef.org/topics/least-developed-countries-fund-ldcf>, abgerufen am 13.02.2017

<sup>137</sup> Global Environment Facility: Evaluation of the GEF Special Climate Change Fund (SCCF), Approach Paper, 31.05.2011, S. 4 f.

<sup>138</sup> Global Environment Facility: GEF Programming on Adaptation to Climate Change, Oktober 2014, S. 37

ausgewogene Unterstützung aller prioritären Sektoren und die ausgewogene Verteilung unter den GEF-Agenturen nach Maßgabe der komparativen Vorteile in Betracht gezogen.

Für die Projektvorbereitung stehen auch Finanzierungsmittel zur Verfügung.<sup>139</sup>

#### 4.2.5. Adaptation Fund (UN-Anpassungsfonds)

Der Anpassungsfonds finanziert Projekte und Programme zur Unterstützung von gefährdeten Gemeinden in den Entwicklungsländern bei der Anpassung an den Klimawandel. Die Initiativen richten sich nach den Bedürfnissen und Prioritäten des jeweiligen Landes.

Seit seiner Gründung im Jahr 2010 im Rahmen des Kyoto-Protokolls zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen hat der Anpassungsfonds 358 Mio. USD für Aktivitäten zur Erhöhung der Widerstandsfähigkeit und Anpassung an den Klimawandel in 63 Ländern bewilligt.

Der Klimawandel wird voraussichtlich die ärmsten Menschen der Welt am stärksten beeinträchtigen, welche oft von Wetternkatastrophen, Desertifikation und dem Anstieg des Meeresspiegels betroffen sind, andererseits aber am wenigsten zu dem Problem der globalen Erwärmung beigetragen haben. In einigen Gebieten der Welt hat der Klimawandel bereits eine Verschlechterung der Ernährungssicherheit, eine Verringerung des verfügbaren Trinkwassers und eine verschärfte Ausbreitung von Krankheiten zur Folge gehabt.

Die Unterstützung der am stärksten gefährdeten Länder und Gemeinden stellt die internationale Gemeinschaft vor eine wachsende Herausforderung und unerlässliche Aufgaben, insbesondere aufgrund der für die Anpassung an den Klimawandel erforderlichen Ressourcen, welche über die finanziellen Aufwendungen zur Erreichung der internationalen Entwicklungsziele hinausgehen.<sup>140</sup>

Der Anpassungsfonds wird teilweise von staatlichen und privaten Spendern finanziert, er hat jedoch eine Einnahmequelle direkt aus der internationalen Klimaschutzpolitik, nämlich einen 2%igen Anteil an den Erträgen aus den im Rahmen des *Clean Development Mechanism* zugeteilten zertifizierten Emissionsreduktionen (CER).<sup>141</sup> Seit Beginn der Monetisierung der CERs im Mai 2009 führte der Verkauf von CERs zu Einnahmen in Höhe von insgesamt 195,75 Mio. USD, davon 4,96 Mio. USD im Laufe des Jahres 2015.<sup>142</sup>

Der Zusammenbruch des Kohlenstoffmarktes in den Jahren 2011-2012 brachte den Anpassungsfonds in eine schwierige Lage, so dass andere Finanzierungsquellen kritisch für den Fonds wurden, u.a. Beiträge aus den Annex 1-Ländern (Industrieländer und Übergangswirtschaften). Der *Adaptation Fund Board* (AFB), die operative Einheit des Anpassungsfonds, engagierte sich demnach in einem anstrengenden Prozess der Mittelbeschaffung, welcher am Ende des Jahres 2013 mehr als 100 Mio. USD einbrachte.<sup>143</sup>

Der Anpassungsfonds finanziert die vollen Kosten von konkreten und von den jeweiligen Ländern vorangetriebenen Anpassungsprojekten und -programmen, die die schädlichen Auswirkungen der Klimaänderungen reduzieren und das explizite Ziel der Anpassung und der Erhöhung der Widerstandsfähigkeit gegenüber dem Klimawandel verfolgen.

Er ist der einzige operative Klimafonds mit einem direkten Zugang, indem Anspruchsberechtigte ihre Projekte direkt an den AFB über eine *National Implementing Entity* (NIE) einreichen können. Diese Verfahren werden absichtlich vereinfacht und bieten den Gastländern die Flexibilität eines direkten Zugangs zu den Fondsmitteln an. Ferner können sie die

<sup>139</sup> Climate Funds Update: Special Climate Change Fund, Oktober 2016 (<http://www.climatefundsupdate.org/listing/special-climate-change-fund>, aufgerufen am 13.02.2017)

<sup>140</sup> Adaptation Fund: About the Adaptation Fund, 2015 (<https://www.adaptation-fund.org/about/>, aufgerufen am 13.02.2017)

<sup>141</sup> Adaptation Fund: About the Adaptation Fund, 2015 (<https://www.adaptation-fund.org/about/>, aufgerufen am 13.02.2017)

<sup>142</sup> (Alpha Kaloga: Briefing on the 27th Meeting of the Adaptation Fund Board, Germanwatch, März 2016, S. 11)

<sup>143</sup> Adaptation Fund: The Adaptation Fund Surpasses \$100 Million Fundraising Target at COP19, 2015 (<https://www.adaptation-fund.org/the-adaptation-fund-surpasses-100-million-fundraising-target-at-cop19/>, aufgerufen am 13.02.2017)

Dienstleistungen einer multilateralen Einrichtung in Anspruch nehmen oder eine angemessene regionale oder subregionale Einrichtung nennen, die sie unterstützen kann.

Die wichtigsten Ausführungsorgane des Anpassungsfonds sind die *National Implementing Entities* (NIE) und die *Multi Lateral Implementing Entities* (MIE). Die NIEs sind nationale Einrichtungen, die von den Parteien des Kyoto-Protokolls ernannt werden. Sie erfüllen die von dem AFB festgelegten treuhänderischen Bedingungen und müssen vom AFB anerkannt werden.

Unter dem *Adaptation Fund Climate Finance Readiness Programme* können Entwicklungsländer, die noch keine akkreditierte NIE haben von einer akkreditierten NIE bei der Identifizierung potentieller NIE-Kandidaten und in der Vorbereitung derer Bewerbungen unterstützt und während des Bewerbungsprozesses beraten werden.<sup>144</sup>

Der AFB bewilligte eine solche Beihilfe, sog. South-South Cooperation Grants, für Kap Verde. Das Land soll vom *Centre de Suivi Écologique* in Senegal bei dem Akkreditierungsprozess des Fonds unterstützt werden, um einen direkten Zugang zum Klimafonds zu erlangen.<sup>145</sup>

„Designated Authorities“ sind Regierungsbeamte, die als Ansprechpartner für den Anpassungsfonds agieren.

## Kontakte auf den Kap Verden

### Designated Authority<sup>146</sup>

Frau Ester Araujo de Brito CEO  
 Instituto Nacional De Meteorologia E Geofisica  
 PO Box 76  
 Espargos, Ilha do Sal, Cabo Verde  
 Tel: +238 241 1658 / +238 241 1650  
 Fax: +238 241 1294  
 E-Mail: [Ester.Brito@inmg.gov.cv](mailto:Ester.Brito@inmg.gov.cv)

## 4.2.6. Green Climate Fund

Der Green Climate Fund wurde von 194 Landesregierungen unter der UNFCCC als ein Mechanismus zur Unterstützung der Entwicklungsländer in deren Klimaschutz- und Klimaanpassungsprojekten eingeführt, um den Klimawandel zu bekämpfen. Der Fonds hat seinen Sitz in Südkorea und wird von einem Vorstand aus 24 Mitgliedern geleitet. Der Fonds verfügt über zugesagte Mittel in Höhe von ca. 10 Mrd. USD.<sup>147</sup>

Der Green Climate Fonds beabsichtigt die Unterstützung eines Paradigmenwechsels zu einer emissionsarmen und klimaresistenten Entwicklung. Er beruht auf Innovation und richtet seine Investitionen nach deren transformatorischer Wirkung aus.

Um maximale Ergebnisse zu erzielen, übernimmt der GCF eine Katalysator-Rolle, um eine Vervielfachung seiner Anfangsinvestition durch die Öffnung der Märkte für neue Investoren zu bewirken. Der Fonds schafft neue Modelle für die Klimafinanzierung unter Einbindung des öffentlichen und privaten Sektors. Auf der einen Seite versucht der Fonds, die Auswirkungen des Einsatzes von öffentlichen Mitteln zu maximieren, auf der anderen Seite neue Ressourcen über die

<sup>144</sup> Adaptation Fund: South-South Cooperation Grants, 2015, <https://www.adaptation-fund.org/readiness/readiness-grants/south-south-cooperation-grants/>, abgerufen am 13.02.2017

<sup>145</sup> Adaptation Fund: Adaptation Fund Board Project and Programme Review Committee, 15th Meeting, 7.-8. Oktober 2014, Proposal for Cabo Verde

<sup>146</sup> Adaptation Fund: Document Summary, 2015, <https://www.adaptation-fund.org/generic/parties-designated-authorities/>, abgerufen am 13.02.2017

<sup>147</sup> Schalatek, L., Nakhoda S., Watson C.: The Climate Finance Fundamentals, The Green Climate Fund, November 2016

private Finanzierung anzuziehen, um die Investitionen in Klimaschutz- und Anpassungsprojekte in den Entwicklungsländern anzukurbeln.<sup>148</sup>

Der Fonds hat fünf Prioritätsbereiche identifiziert:

- Wandel in der Energieerzeugung und im Energiezugang.
- Schaffung von klimaverträglichen Städten.
- Förderung einer emissionsarmen und klimaresistenten Landwirtschaft.
- Aufstockung der Finanzmittel für Wälder und Klimaschutz.
- Stärkung der Widerstandsfähigkeit kleiner Inselstaaten (SIDS).

Diese Prioritätsbereiche sind sektorenübergreifend und in vielen Gebieten der Welt von hoher Relevanz. Der Investitionsrahmen des GCF sichert die Kohärenz in der Mittelzuweisung und konzentriert sich auf skalierbare Projekte, die eine wirkliche Änderung für den Klimaschutz und das Leben der Menschen bewirken.<sup>149</sup>

Der Fonds wird seine Arbeit zusammen mit anderen internationalen, regionalen, nationalen oder subnationalen Institutionen öffentlicher oder privater Natur durchführen. Diese Institutionen müssen die Standards des Fonds erfüllen. Ferner sollen Länder gleichzeitig über verschiedene Institutionen Zugang zu dem Fonds haben.

Ein innovatives Merkmal dieses Finanzrahmens ist die Fähigkeit des Fonds, ein wesentliches Risiko im Bereich des Klimaschutzes zu tragen, was dem Fonds eine Hebelwirkung in der Mobilisierung von zusätzlichen Finanzmitteln verleiht. Der GCF bietet eine breite Palette an Finanzprodukten an, die es ihm ermöglicht, den Bedürfnissen der Projekte nachzukommen und sich den spezifischen Investitionsbedingungen anzupassen, was auch einen Mitteleinsatz zur Überwindung von Markthemmnissen für die Privatfinanzierung einschließen kann.

Der GCF versucht eine gleichmäßige Mittelverteilung für Anpassungs- und Mitigationsmaßnahmen, wobei 50% der Mittel für Anpassungsmaßnahmen in besonders gefährdeten Ländern, inklusive LDCs, SIDS und Staaten in Afrika, eingesetzt werden sollen.<sup>150</sup>

Der Fonds gilt der Finanzierung von öffentlichen und privaten Projekten und Programmen in Übereinstimmung mit seinem „Results Management Network“, welcher acht strategische Auswirkungen definiert, vier im Bereich des Klimaschutzes und vier im Bereich der Anpassung.

Diese strategischen Ausrichtungen haben als Schwerpunkte die Emissionsreduzierung in:

- Energieproduktion und Energieversorgung,
- Transportwesen,
- Wald- und Landnutzung,
- Gebäuden, Städten, Industrien und bei Elektrogeräten

und die Stärkung der Widerstandsfähigkeit von

- Gesundheits-, Nahrungsmittel- und Wasserversorgungssicherheit,
- Existenzgrundlagen von Menschen und Gemeinden,
- Ökosystemen und ökologischen Leistungen,
- Infrastrukturen und der vom Menschen geschaffenen Umwelt.<sup>151</sup>

<sup>148</sup> Green Climate Fund: PROPOSAL APPROVAL PROCESS, <http://www.greenclimate.fund/funding/proposal-approval>, abgerufen am 13.02.2017

<sup>149</sup> Green Climate Fund: Insight - An introduction to GCF, Juni 2016, S. 17

<sup>150</sup> Green Climate Fund: GCF Paradigm Shift Revisited, <http://www.greenclimate.fund/-/gcf-paradigm-shift-revisited>, abgerufen am 13.02.2017

<sup>151</sup> Green Climate Fund: Engaging with the Green Climate Fund, November 2015, S. 9 f.

Der Fonds wird über verschiedene Instanzen arbeiten, um seine Ressourcen für Projekte und Programme zu kanalisieren. Diese Instanzen können nationale, regionale oder internationale, öffentliche, private oder nichtstaatliche Institutionen sein, solange sie die den Standards des Fonds entsprechen. Länder können gleichzeitig über mehrere Instanzen auf den Fonds zugreifen. Die Deutsche Bank AG und die Kreditanstalt für Wiederaufbau sind diesbezüglich akkreditierte Institutionen.<sup>152</sup>

Im Juli 2015 wurde die *Africa Finance Corporation* (AFC) als erste afrikanische Finanzinstitution für Entwicklung vom GCF akkreditiert.

Die AFC wurde im Jahr 2007 als eine private Investitionsbank und Finanzinstitution für Entwicklung gegründet. Die Akkreditierung ermöglicht der AFC den Zugang zu den Finanzierungsmitteln des GCF, die die AFC im Bereich der erneuerbaren Energien als eine ihrer Prioritäten einsetzen möchte.<sup>153</sup>

Am 9. März 2016 verkündete die African Development Bank ihre Akkreditierung als multilaterale ausführende Stelle und Vermittlerin des Green Climate Fonds, was der Bank eine Ausweitung der notwendigen Mittel zur Bekämpfung der Folgen des Klimawandels ermöglichen wird.

Zwischen 2011 und 2015 konnte die AfDB im Rahmen ihres Aktionsplanes für Klimaschutz („Climate Change Action Plan“) ca. 12 Mrd. USD für die Unterstützung der Klimaresistenz und der emissionsarmen Entwicklung in Afrika mobilisieren. Die Mittel des GFC, die nun durch die AfDB zur Verfügung stehen, bieten den afrikanischen Staaten zusätzliche Ressourcen an.<sup>154</sup>

### 4.3. Finanzierungsinstrumente außerhalb des Rahmens der UNFCCC

#### 4.3.1. European Union Africa Infrastructure Trust Fund (EU-AITF)

Der Fonds wurde 2007 von der Europäischen Kommission und den EU-Mitgliedsstaaten eingeführt und ist das erste gemischte Finanzierungsinstrument („*blending instrument*“) mit dem Ziel, Infrastrukturprojekte mit regionalen Auswirkungen in den Ländern der Süd-Sahara zu fördern. Das Finanzierungsmittel kombiniert langfristige Investitionen seitens der gemeinschaftlichen Finanzinstitutionen für Entwicklung (Kredite, Risikokapital usw.) mit Zuschüssen, um ein finanzielles und qualitatives Leverage sowie die Nachhaltigkeit des Projektes zu gewährleisten. Als weiteres Ziel verfolgt das „Blending“ die Förderung der Zusammenarbeit und Koordinierung zwischen europäischen und nicht europäischen Hilfsmitteln.

Die Beiträge zum EU-AITF rühren vom Europäischen Entwicklungsfonds (EDDF) und den verschiedenen Mitgliedsstaaten der EU her.

Der EU-AITF bietet Zuwendungen aus zwei verschiedenen Finanzrahmen an:

Der **regionale Finanzrahmen** fördert regionale Infrastrukturprojekte (Energie, Transport, Wasser, ICT): grenzüberschreitende Projekte oder nationale Projekte mit nachweisbaren regionalen Auswirkungen auf zwei oder mehr Länder.

Der **SE4ALL Finanzrahmen** unterstützt regionale, nationale und lokale Energieprojekte, die auf die SE4ALL-Ziele ausgerichtet sind, nämlich den universellen Zugang zu modernen Energiedienstleistungen sicherzustellen und die globale

<sup>152</sup> Green Climate Fund: Engaging with the Green Climate Fund, November 2015, S. 24 f.

<sup>153</sup> AFC: AFC ACCREDITED AS A PARTNERING INSTITUTION TO THE GREEN CLIMATE FUND, Juli 2015, <http://www.africafc.org/News-Events/News-Press-Releases/AFC-accredited-as-a-partnering-Institution-to-the.aspx>, abgerufen am 13.02.2017

<sup>154</sup> AfDB: AfDB receives Green Climate Fund accreditation to increase low-carbon and climate-resilient development in Africa, März 2016, <https://www.afdb.org/en/news-and-events/article/afdb-receives-green-climate-fund-accreditation-to-increase-low-carbon-and-climate-resilient-development-in-africa-15461/>, abgerufen am 13.02.2017

Rate der Steigerung der Energieeffizienz sowie den Anteil an erneuerbaren Energien im globalen Energiemix zu verdoppeln.

Der EU-AITF ist mit projektgebundenen Mitteln von über 528 Mio. Euro von einem Gesamtbeitrag von 800 Mio. Euro für die Unterstützung von Projekten dotiert, sei es als technische Unterstützung, Zins- und Investitionszuschüsse oder Finanzinstrumente.

Wie bereits erwähnt, beabsichtigt der Fonds die Förderung von Investitionen in Infrastrukturen in Süd-Sahara Afrika durch eine Mischung aus Zuschüssen und langfristigen Finanzierungen von einer Reihe von Entwicklungsfinanzinstituten (die „Financiers“, gemeinsam mit der PFG – „Project Financiers Group“). Die Beihilfen müssen somit mit Darlehen verknüpft werden, welche von einem oder mehreren EU-AITF-Financiers gewährt werden. Nur die Financiers sind berechtigt, Beihilfen zu beantragen.<sup>155</sup>

#### Liste der Financiers<sup>156</sup>

COFIDES, <http://www.cofides.es/>

Lux-Development, <http://www.luxdev.lu/fr>

AfD – Agence française de Développement, <http://www.afd.fr/lang/en/home>

European Investment Bank, <http://www.eib.org/>

OeEB – Österreichische Entwicklungsbank AG, <http://www.oe-eb.at/de/Seiten/default.aspx>

SIMEST – Società Italiana per le Imprese all'Estero, <http://www.simest.it/index-en.php>

KfW – Kreditanstalt für Wiederaufbau, <https://www.kfw.de/kfw.de.html>

AfDB – African Development Bank, <http://www.afdb.org/en/#>

SOFID, <http://www.sofid.pt/pt/>

BIO – Belgian Investment Company for Developing Countries, <http://www.bio-invest.be/>

FINNFUND – Finnish Fund for Industrial Cooperation Ltd., [http://www.finnfund.fi/en\\_GB/](http://www.finnfund.fi/en_GB/)

PIDG – Private Infrastructure Development Group, <http://www.pidg.org/>

Die Projektträger sollen sich mit ihrem Projektvorschlag an ein Mitglied des PFG wenden. Sollte ein Financier an der Investition interessiert sein, wird er zunächst das Projekt mit den anderen Financiers erörtern. Die Financiers bilden sich eine gemeinsame Meinung bezüglich der Förderfähigkeit des Projekts und wenn sie positiv ausfällt, kann der Antrag auf Finanzhilfe der Gruppe der EU-AITF-Spender (dem EU-AITF-Vorstand) vorgelegt werden.<sup>157</sup>

#### Wichtigste Förderfähigkeitskriterien

- Beitrag des Projekts zur Armutsminderung.
- Beitrag des Projekts zur wirtschaftlichen Entwicklung und zum Handel.
- Wirtschaftlichkeit.
- Umweltverträglichkeit und Minderung von potentiellen Auswirkungen.
- Maßnahmen bezüglich des nachhaltigen Betriebs und der Wartung des Projekts bzw. der Infrastruktur.
- Projekte können von öffentlichen oder privaten Einrichtungen oder von solchen mit gemischtem Kapital (öffentliche und private Gelder) umgesetzt werden.
- Für Projekte im Rahmen der Initiative SE4ALL stellen diejenigen eine Priorität dar, die einen umfassenden Zugang zu modernen, bezahlbaren und nachhaltigen Energiedienstleistungen vorsehen.
- Die Projekte müssen grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte oder nationale Projekte mit nachweisbaren regionalen Auswirkungen auf zwei oder mehr Länder sein oder nationale Projekte im Rahmen der SE4ALL-Initiative, die auf die nationalen Politiken, ggf. der Regionalpolitiken oder Pläne der Partnerländer ausgerichtet sind.<sup>158</sup>

<sup>155</sup> EU-AITF: Who we are, <http://www.eu-africa-infrastructure-tf.net/about/aitf%20who%20we%20are.htm>, abgerufen am 14.02.2017

<sup>156</sup> EU-AITF: Project Financiers Group, <http://www.eu-africa-infrastructure-tf.net/about/governance/pfg/index.htm>, abgerufen am 14.02.2017

<sup>157</sup> EU-AITF: Who we are, <http://www.eu-africa-infrastructure-tf.net/about/aitf%20who%20we%20are.htm>, abgerufen am 14.02.2017

<sup>158</sup> EU-AITF: Key Eligibility Criteria, <http://www.eu-africa-infrastructure-tf.net/about/aitf-key-eligibility-criteria.htm>, abgerufen am 14.02.2017

### 4.3.2. Andere Kooperationen mit der EU

Im Rahmen ihrer Kooperation mit den AKP-Staaten (Afrika, Karibik, Pazifik) hat die Europäische Union das Indikativprogramm für die Entwicklungszusammenarbeit mit Kap Verde im Zeitraum 2014 bis 2020 verabschiedet. Dafür sind Mittel des 11. Europäischen Entwicklungsfonds (EEF) in Höhe von insgesamt 55 Mio. Euro vorgesehen, die vornehmlich für Maßnahmen im Schwerpunktbereich gute Regierungsführung und lokale Entwicklung *Good Governance and Development Contract* (GGDC) verwendet werden sollen. Dabei verteilen sich die Mittel auf einen ersten Programmteil (GGDC window 1) zur Förderung der Armutsminderung und des Wachstums (30 Mio. Euro) bzw. einen zweiten Programmteil (GGDC window 2) zur Stärkung der besonderen Partnerschaft zwischen der EU und Kap Verde (20 Mio. Euro). Außerdem soll u.a. die technische Zusammenarbeit (Technical Cooperation Facility/TCF) mit 4 Mio. Euro gefördert werden.<sup>159</sup>

Für den Zeitraum 2014-2020 stehen auch folgende EU-Förderprogramme zur Verfügung:

- EU-ACP ENERGY FACILITY (200 Mio. Euro): Zuschüsse für Investitionsprogramme und für die Entwicklung von Energiedienstleistungen zum allgemeinen Kapazitätsaufbau im Energiesektor in AKP-Ländern;<sup>160</sup>
- Instrument für die Entwicklungszusammenarbeit *Instrument for Development Cooperation* (DCI), (19,66 Mrd. Euro): Zuschüsse für EU-Projekte in der Entwicklungszusammenarbeit.<sup>161</sup>

Wie es der Presse am 5. Mai 2015 zu entnehmen war, soll die besondere Partnerschaft EU/Kap Verde auf andere Bereiche wie die erneuerbaren Energien und die Verstärkung des Privatsektors erweitert werden. Als Ergebnis einer in 2014 unterzeichneten Vereinbarung wird die Partnerschaft auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien verschiedene Partner und EU-Mitgliedsstaaten, die eine intensive Kooperation mit Kap Verde in diesem Bereich führen, umfassen. Ziel ist die Unterstützung des Landes in seinem Bestreben, Eigenständigkeit im Energiebereich und eine 100%ige Elektrizitätsversorgung aus erneuerbaren Energien bis 2020 (Zeitraum wurde, wie bereits erwähnt, durch die neue Regierung relativiert) zu erreichen.<sup>162</sup>

### 4.3.3. Sustainable Energy Fund for Africa (SEFA)

Der Sustainable Energy Fund for Africa (SEFA) ist ein von mehreren Gebern finanzierter Treuhandfonds, der von der Afrikanischen Entwicklungsbank verwaltet wird und der Unterstützung von Projekten kleinen und mittleren Umfangs im Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz dient. In vielen afrikanischen Ländern sind kleine Projekte auf dem Gebiet der erneuerbaren oder sauberen Energien aus wirtschaftlicher Sicht potentiell rentabel, allerdings unterbinden die anfänglichen Entwicklungskosten den Zugriff auf die notwendige Finanzierung. SEFA beruht auf der Prämisse, dass eine zuverlässige, saubere und bezahlbare Energie einen Beitrag zu starken afrikanischen Volkswirtschaften und zur Schaffung von Arbeitsplätzen auf dem gesamten Kontinent leisten kann.

Das Entwicklungsziel des SEFA ist es, das vom Privatsektor getragene Wirtschaftswachstum durch die effiziente Nutzung der derzeit ungenutzten sauberen Energiequellen zu unterstützen. Dazu sieht die Architektur des SEFA drei Förderbereiche vor: die Projektvorbereitung, Investitionen unter Eigenbeteiligung und die Schaffung eines förderlichen Umfelds.

<sup>159</sup> National Indicative Programme 2014-2020, GTAI

<sup>160</sup> WE: EU-ACP - EU ENERGY FACILITY, 2017, [http://www.welcomeurope.com/eu-fonds/eu-acp-eu-energy-facility-558+458.html#tab=onglet\\_details](http://www.welcomeurope.com/eu-fonds/eu-acp-eu-energy-facility-558+458.html#tab=onglet_details), abgerufen am 14.02.2017

<sup>161</sup> WE: DCI - INSTRUMENT FOR DEVELOPMENT COOPERATION, 2017, [http://www.welcomeurope.com/european-funds/dci-instrument-development-cooperation-841+741.html#tab=onglet\\_details](http://www.welcomeurope.com/european-funds/dci-instrument-development-cooperation-841+741.html#tab=onglet_details), abgerufen am 14.02.2017

<sup>162</sup> EU/Kap Verde erweitern besondere Partnerschaft, Expresso das Ilhas, Mai 2015

### Projektvorbereitung

In diesem Rahmen werden Zuschüsse unter einem Kostenbeteiligungsmodell („cost-sharing grants“) und technische Hilfe an private Projektentwickler und -träger angeboten, um die Aktivitäten im Vorfeld zu den Investitionen in erneuerbare Energie- bzw. Energieeffizienzprojekte zu erleichtern. Die Zuschussfinanzierung richtet sich an die Entwicklung der Projekte, von der Durchführbarkeitsstudie bis zum finanziellen Abschluss, mit einer Gesamtinvestition zwischen 30 und 200 Mio. USD.

Der Fonds nimmt Anfragen von AfDB-Mitarbeitern entgegen und beantwortet sie. Sämtliche eingegangenen Vorschläge werden hinsichtlich der Kriterien der Förderfähigkeit durch das SEFA-Sekretariat, das aktuell der Abteilung für Energie, Umwelt und Klimawandel (ONEC) der AfDB unterliegt, vorgeprüft. Sollte das Projekt die Vorbedingungen erfüllen, arbeitet das SEFA-Sekretariat mit anderen Abteilungen zusammen, um die geeignete Federführung des Projektes im Sinne der internen Überprüfung und seiner Genehmigung zu identifizieren.

### Investitionen unter Eigenbeteiligung

Diese Möglichkeit der Finanzierung versucht den Zugang zur Frühphasenfinanzierung für kleine und mittlere Projekte zu erleichtern sowie den Mangel an Leistungsfähigkeit von kleineren Unternehmen und Projektentwicklern im Management und im technischen Bereich zu überwinden.

Die Eigenmittel des SEFA werden mit einer gezielten Mittelausstattung für technische Unterstützung kombiniert und vom **Africa Renewable Energy Fund (AREF)**, einem von SEFA mit gesponserten, panafrikanischen privaten Beteiligungsfonds (PEF), welcher lediglich auf kleine/mittlere (5-50 MW) private Energieprojekte von erneuerbaren Energieträgern fokussiert ist, eingesetzt. Die Investitionsentscheidungen unterliegen der Verantwortung des AREF Fonds Manager allein – Berkeley Energy LLC – nach Maßgabe der AREF-Fondsvereinbarungen. Hierbei gewährleistet das SEFA-Sekretariat eine allgemeine Aufsicht hinsichtlich der Fondsmaßnahmen und der Projektidentifizierung.

### Förderliches Umfeld

In diesem Rahmen werden hauptsächlich Maßnahmen des öffentlichen Sektors bezuschusst, die günstige Rahmenbedingungen für Privatinvestoren im Bereich der nachhaltigen Energie in Afrika schaffen und verbessern. Hierzu gehören Beratung und Umsetzung von gesetzlichen und regulatorischen Bestimmungen, die klare und vorhersehbare Regeln für die Entwicklung, Umsetzung und Inbetriebnahme von Projekten bieten, sowie den Aufbau von Kapazitäten, so dass der öffentliche Sektor als zuverlässige und kreditwürdige Vertragspartei agieren kann. Diese Komponente ist von der Projektgröße unabhängig und umfasst Off-Grid, Mini-Grid und netzgekoppelte Segmente.

Der SEFA richtet sich ebenso an der SE4ALL-Initiative aus, um Maßnahmen zu Vorbereitung, Sektorenplanung und Kapazitätsaufbau, die aus dem SE4ALL African Hub unter der Schirmherrschaft der AfDB hervorgehen, zu unterstützen. Inbegriffen sind auch die High-Impact Opportunities (HIO) für Green Mini-Grids als ein Beispiel der starken Komplementarität der Aktivitäten der Bank auf dem Gebiet der netzgekoppelten Systeme.<sup>163</sup>

### Förderfähigkeit und vorläufige Bewertungskriterien:

Der SEFA bietet Zuschüsse für die Projektvorbereitung und leistet technische Unterstützung, um tragfähige Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz bankfähig zu gestalten, so dass eine potentielle Finanzierung durch die Afrikanische Entwicklungsbank (AfDB), andere Entwicklungsfinanzierungsinstitutionen, kommerzielle Banken und andere Finanzressourcen, wie Fremdfinanzierung oder Finanzierung mit Eigenbeteiligung, in Anspruch genommen werden können.

<sup>163</sup> AfDB: Sustainable Energy Fund for Africa, 2017, <https://www.afdb.org/en/topics-and-sectors/initiatives-partnerships/sustainable-energy-fund-for-africa/>, abgerufen am 14.02.2017

Die vorgeschlagenen Projekte werden auf Basis folgender **Mindestkriterien** evaluiert:

- Gesamtinvestition zwischen 30-200 Mio. USD;
- das Projekt wird in einem regionalen Mitgliedsstaat der AfDB ausgeführt und der Projektträger muss zum Zeitpunkt der Genehmigung als juristische Person in einem regionalen Mitgliedsstaat der AfDB registriert sein;
- einige Vorbereitungsaktionen im Rahmen des Projekts, von Durchführbarkeitsvorstudien bis zur finanziellen Abwicklung, wurden bereits vorgenommen und die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Projektes vorläufig festgestellt;
- die Empfänger sollen mindestens 30% der gesamten Vorinvestitionskosten (Vorlaufkosten) aus eigenen Mitteln zur Verfügung stellen;
- die Projekte sollen von privaten oder öffentlichen Agenturen gefördert werden, wenn das Projekt einen Independent Power Producer (IPP) oder eine Public Private Partnership (PPP) beabsichtigt. Staatliche Versorgungsunternehmen sind für eine direkte Unterstützung nicht förderfähig;
- nachgewiesene Billigung durch die Regierung (z.B. Lizenzen, Konzessionen, Absichtserklärungen, Stromabnahmevertrag).

Die Projekte unterliegen **weiteren Evaluationskriterien**:

- Übereinstimmung mit der Zielausrichtung und dem Mandat des SEFA und mit der strategischen und politischen Ausrichtung der Bank;
- Relevanz und Spezifität der Komponente technische Hilfe;
- Eigenverantwortung und Engagement des Empfängers, einschließlich Eigenbeteiligung und/oder Ko-Finanzierung aus anderen Ressourcen;
- Erfahrung und nachgewiesene Leistungen des Projektträgers und/oder der Partner;
- Lokaler Wissenstransfer;
- Eigenkapital für die Investition oder nachweisliche Verhandlungsgespräche mit potentiellen Investoren und Kreditgebern;
- Projekte in Ländern mit keiner oder nur begrenzter Erfahrung in erneuerbaren Energien und/oder begrenzter Zugang zu Finanzierungsinstrumenten im Bereich Klimawandel;
- Wirksamkeit der vorgeschlagenen Technologie und Angemessenheit im lokalen Kontext;
- kommerzieller Einsatz von innovativen Technologien, die vervielfachte und/oder breitere Anwendung haben können;
- Projektkonzept unter Einhaltung/Einsatz der höchsten Umwelt- und sozialen Standards (einschließlich einer Komponente der Gleichstellung der Geschlechter).

Unter dieser Komponente werden typischerweise Durchführbarkeitsstudien, Studien zur Umwelt- und Sozialverträglichkeit, technische Studien und Beratung sowie andere Begleitungsmaßnahmen zur finanziellen Abwicklung des Projektes finanziert. Kapitalaufwendungen sowie Ausgaben für Ausstattung und Softwarelizenzen sind auf 10% des von SEFA gewährten Zuschussbetrages begrenzt.<sup>164</sup>

### Kontakte auf den Kap Verden<sup>165</sup>

Technischer Ansprechpartner (Sekretariat):

João Duarte Cunha

SEFA Coordinator, Energy, Environment and Climate Change Dept

E-Mail: [j.cunha@afdb.org](mailto:j.cunha@afdb.org)

<sup>164</sup> AfDB: Eligibility and Conditions for Project Preparation Grant Requests, [https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Generic-Documents/Conditions\\_for\\_PPG\\_Requests\\_-\\_09\\_2014.pdf](https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Generic-Documents/Conditions_for_PPG_Requests_-_09_2014.pdf), abgerufen am 14.02.2017

<sup>165</sup> AfDB: Sustainable Energy Fund for Africa, 2017, <https://www.afdb.org/en/topics-and-sectors/initiatives-partnerships/sustainable-energy-fund-for-africa/>, abgerufen am 14.02.2017

Resource Mobilization Focal Point:  
 Serign Cham  
 Principal Resource Mobilization Officer  
 E-Mail: [s.cham@afdb.org](mailto:s.cham@afdb.org)

#### 4.3.4. Africa Climate Change Fund (ACCF)

Im Jahr 2011 konnte die Afrikanische Entwicklungsbank (AfDB) über ihre regionalen Mitgliedsstaaten 596 Mio. USD zur Finanzierung von Anlassungsprojekten und weitere 925 Mio. USD für Klimaschutzprojekte mobilisieren. Im Jahr 2012 erreichten die Beträge 525 Mio. USD für Anpassungs- bzw. 1,7 Mrd. USD für Klimaschutzprojekte, so dass die Afrikanische Entwicklungsbank zur wichtigsten Institution zur Finanzierung einer emissionsarmen Entwicklung auf dem afrikanischen Kontinent wurde, was auf die Schaffung und Verwaltung von Klimafinanzierungsinstrumenten, wie den Climate Investment Funds (CIFs), die Globale Umweltfazilität (GEF), den Sustainable Energy Fund for Africa (SEFA), die Africa Water Facility (AWF) und den Congo Basin Forest Fund (CBFF), durch die Bank beruht. Die Afrikanische Entwicklungsbank konnte bereits erhebliche Erfolge in der Finanzierung eines klimaresistenten und emissionsarmen Wachstums in der Region erzielen. Im Vergleich zu anderen Kontinenten erhält Afrika allerdings nur einen bescheidenen Anteil der Klimafinanzierung.

Im Einklang mit ihrer Zehnjahresstrategie 2013-2022, welche insbesondere auf einen Übergang zu einem „grüneren“ Wachstum abzielt, hat der Verwaltungsrat der Bank den Africa Climate Change Fund (ACCF) im April 2014 eingeführt. Der ACCF ergänzt die Eigenmittel der AfDB und die von der Bank verwalteten Treuhandfonds auf dem Gebiet Klimawandel. Der ACCF beabsichtigt eine verstärkte Finanzierung von Maßnahmen, die die Folgen des Klimawandels in afrikanischen Ländern in Angriff nehmen. Somit wurde der Fonds als ein Katalysator konzipiert, dessen Anwendungsspektrum breit genug ist, um eine breite Palette von klimaresistenten und emissionsarmen Maßnahmen abzudecken.

Als bilateraler Treuhandfonds mit einem ursprünglichen Beitrag von 4,7 Mrd. Euro aus Deutschland beabsichtigt der ACCF die Unterstützung von afrikanischen Ländern bei deren Übergang zu einer klimabeständigeren und kohlenstoffarmen Entwicklung. Der Fonds wird von der Abteilung Umwelt und Klimawandel der Afrikanischen Entwicklungsbank beherbergt und verwaltet.

Unter den direkten Nutznießern des ACCF befinden sich afrikanische Regierungen, NGOs, Forschungsorganisationen und regionale Institutionen. Die Förderfähigkeit der NGOs und Forschungsorganisationen wird u.a. anhand derer Glaubwürdigkeit und guter Mittelbewirtschaftung festgestellt. Ferner müssen sie ihren Sitz in Afrika haben.

Der Umfang des ACCF ist genügend breit, um ein umfassendes Spektrum an förderfähigen Tätigkeitsbereichen abzudecken, darunter Vorbereitungsarbeiten für den Zugang zur Klimafinanzierung, Einbindung des Klimawandels und „grünen“ Wachstums in strategische Dokumente und Projekte, Vorbereitung und Finanzierung von Anpassungs- und Klimaschutzprojekten, Wissensmanagement und Informationsaustausch im Bereich Klimawandel, Kapazitätenaufbau, Ausarbeitung von klimaresistenten und emissionsarmen Strategien und Politiken, Analysen im Hinblick auf ein ökologisches Wachstum, öffentliches Auftreten und Sensibilisierungsmaßnahmen.<sup>166</sup>

#### 4.3.5. Climate for Development in Africa (ClimDev-Africa) Programme

Das Climate for Development in Africa (ClimDev-Africa)-Programm ist eine Initiative der Kommission der Afrikanischen Union (AUC), der UN-Wirtschaftskommission für Afrika (ECA) und der Afrikanischen Entwicklungsbank (AfDB). Das Mandat des Programms wurde auf höchstem Niveau von afrikanischen Staats- und Regierungschefs erteilt (AU-Gipfel).

<sup>166</sup> AfDB: Sustainable Energy Fund for Africa, 2017, <https://www.afdb.org/en/topics-and-sectors/initiatives-partnerships/sustainable-energy-fund-for-africa/>, abgerufen am 14.02.2017

Die Einrichtung des Programms sieht die Schaffung einer Grundlage mit Hinblick auf die afrikanische Reaktion auf den Klimawandel vor, unter Aufbau einer soliden wissenschaftlichen und Beobachtungsinfrastruktur, Aufbau starker Partnerschaften zwischen staatlichen Institutionen, dem Privatsektor, der Zivilgesellschaft und gefährdeten Gemeinden sowie Schaffung und Stärkung von Wissensgrundlagen, um die notwendigen Aktionen zu unterstützen und zu integrieren. Über die Partnerschaft zwischen AUC, UN-ECA und AfDB hinaus arbeitet das Programm eng mit anderen afrikanischen und nicht-afrikanischen Institutionen und mit spezialisierten Partnern auf dem Gebiet Klima und Entwicklung zusammen. Das Programm verläuft auf kontinentaler Ebene und greift bis in die Basisgruppen ein.

Die unmittelbaren Nutznießer des Programms sind die Entscheidungsträger, auf die das ClimDev-Programm ausgerichtet ist: regionale Wirtschaftsgemeinschaften, Organisationen in Flusseinzugsgebieten, die nationalen Regierungen, Parlamentarier und afrikanische Verhandlungsführer. Die Endbegünstigten sind ländliche Gemeinden mit einer klimaempfindlichen Existenzgrundlage und Gemeinden, die für klimabedingte Krankheiten anfällig sind, die von einer unsicheren Wasserversorgung abhängen, von Naturkatastrophen bedroht sind oder eine schlechte Energieversorgung haben.

Teilnahmeberechtigt sind afrikanische Länder mit speziellen Einrichtungen, Organisationen und Agenturen, die ihre Arbeit in den jeweiligen Ländern ausführen, sowie Nichtregierungsorganisationen, Organisationen der Zivilgesellschaft und eigenverantwortliche Basisorganisationen, die ihre Glaubwürdigkeit und gute Mittelverfügbarkeit nachweisen können.

Ziel des ClimDev-Programms ist es, Ressourcen zu bündeln, um einen Beitrag für die nachhaltige Entwicklung zu leisten, insbesondere für die Armutsminderung durch die Vorbereitung und Umsetzung von klimaresistenten Entwicklungsprogrammen. Zusätzlich beabsichtigt das Programm die Stärkung der Institutionen auf nationaler und subregionaler Ebene, so dass wirksame klimaspezifische Politiken formuliert und umgesetzt werden können.<sup>167</sup>

#### 4.3.6. IRENA/ADFD Project Facility

Eine Kooperation zwischen der *International Renewable Energy Agency* (IRENA) und dem *Abu Dhabi Fund for Development* (ADFD) stellt einen Betrag in Höhe von 350 Mio. USD für Darlehen zu vorteilhaften Konditionen über sieben jährliche Finanzierungszyklen für die Förderung von erfolgsversprechenden Projekten auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien in Entwicklungsländern zur Verfügung. Die Projekte werden von der IRENA dem ADFD zur endgültigen Auswahl vorgestellt. Die von dem ADFD gewährten Kredite decken 50% der Projektkosten ab und sollen zusätzliche Finanzierungsmöglichkeiten ankurbeln. Seit 2012 wurden bereits 189 Mio. USD als ADFD-Darlehen für 19 von IRENA vorgeschlagene Projekte zur Verfügung gestellt. Über 387 Mio. USD konnten aus anderen Ressourcen beschafft werden, die die restlichen Projektkosten abdeckten.

Die Projekte, die eine Finanzierung beantragen, sollten folgende Anforderungen erfüllen:

- Projektanträge sollen von Mitgliedern der IRENA, Unterzeichnerstaaten der IRENA-Statuten oder Beitrittsländern, die in der OECD „DAC List of ODA Recipients“ (DAC-Liste der Empfänger öffentlicher Entwicklungshilfe) als Entwicklungsländer eingetragen sind, gestellt werden. Projekte von IRENA-Mitgliedern werden bevorzugt;
- gemäß den Statuten der IRENA, sollen die Projekte erneuerbare Energien nutzen.<sup>168</sup>

Die IRENA führt die Vorauswahl- und Empfehlungsprozedur über zwei Gremien aus: den Beratungsausschuss („Advisory Committee“) und die Expertengruppe. Sie prüft in zwei Phasen, zunächst als Kurzfassung und in einem späteren Stadium als vollständiger Projektantrag, unter zwei Betrachtungsebenen.

Die Erwägung der Expertengruppe bewertet und kommentiert die Projekte hinsichtlich folgender Kriterien:

<sup>167</sup> Revised ClimDev-Africa: Framework Programme Document 2012, [http://www.climdev-africa.org/system/files/frameworkdoc/01\\_Revised\\_ClimDev-Africa\\_Framework\\_Program\\_Document\\_April2012.pdf](http://www.climdev-africa.org/system/files/frameworkdoc/01_Revised_ClimDev-Africa_Framework_Program_Document_April2012.pdf), abgerufen am 14.02.2017

<sup>168</sup> IRENA: About the IRENA/ADFD Project Facility, 2016, <http://adfd.irena.org/facility.aspx>, abgerufen am 14.02.2017

- technischer Wert, einschließlich angemessenen Designs, potentielles Management und Projektleistungen;
- Wirtschaftlichkeit/Marktfähigkeit anhand eines geeigneten Geschäftsplans (business plan) und nachgewiesener Durchführbarkeit;
- sozioökonomische und wirtschaftliche Vorteile, einschließlich der Orientierung an Entwicklungszielen, wie die Förderung der Gerechtigkeit, Gesundheit und Gleichberechtigung.

Projekte, die in die engere Auswahl kommen, sollten so weit wie möglich:

- transformativ sein, d.h. positive Auswirkungen auf die Energielandschaft, Gesellschaft, Umwelt und/oder Konjunkturlage haben;
- replizier-/skalierbar sein, d.h. ein effektives und effizientes Geschäftsmodell für die gegebenen Technologien darstellen, das vielfältig und in größerem Ausmaß angewandt werden kann und/oder auf einem soliden und geprüften Ansatz basiert;
- innovativ sein, beispielsweise ein innovatives Geschäftsmodell, das wirtschaftlich vertretbar und technisch fundiert ist.

Die Projekte müssen ferner:

- den Energiezugang verbessern, gemessen an der Anzahl von Menschen, die einen neuen Zugang zu sauberen Energien gewinnen, an den neuen Netzanschlüssen oder zusätzlichen Megawatt für die Stromversorgung;
- das Thema der Energiesicherheit aufnehmen, als Projektbeitrag zur Diversifizierung der Energieversorgung, zur Schonung knapper Energieressourcen oder Verringerung der Netzausfälle und/oder zur geringeren Abhängigkeit von der traditionellen Biomasse oder Diesel.

In einer zweiten Evaluationsebene wird der Beratungsausschuss herangezogen, der die Projekte aus der Perspektive der strategischen Bedeutung im Hinblick auf die nationalen Prioritäten und die erwarteten Auswirkungen auswählt und empfiehlt. Ausschlaggebend sind noch die Bewertung, die Rangfolge, die engere Auswahl und die Kommentare der Expertengruppe.

Unter den strategischen Überlegungen betrachtet der Beratungsausschuss die geographische Verteilung, so dass die ausgewählten Projekte unterschiedliche Regionen vertreten, die technologische Vielfalt, wie Solar-Photovoltaik, Windkraft, Solar-PV-Hybridssysteme, Mini-Grids, Kleinwasserkraftanlagen, kleine Lösungen für eine energetische Abfallverwertung, und die Ausrichtung an den strategischen Prioritäten der jeweiligen Landesregierungen.

Anhand der von IRENA eingereichten Empfehlungsliste trifft der ADFD die endgültige Entscheidung in der Projektauswahl.<sup>169</sup>

Kap Verde ist teilnahmeberechtigt und fällt in der Kategorie eines Kreditzinssatzes von 2%. Die Darlehenslaufzeit beträgt 20 Jahre mit einer Karenzzeit von fünf Jahren.<sup>170</sup>

Im dritten Zyklus (2016) wurde ein Projekt auf den Kap Verden ausgewählt, nämlich die Insellösung auf Basis von 100%igen erneuerbaren Energien (100%REI©), dem vom ADFD ein Darlehen von 8 Mio. USD gewährt wurde. Für dieses Projekt wurden weitere Finanzierungsmittel in Höhe von 2 Mio. USD angeworben. Das Projekt sieht eine 100%ige erneuerbare Energielösung (Wind- und Sonnenenergie) für die Insel Brava vor. Die lokalen Entsalzungsanlagen sollen mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern versorgt werden und täglich ca. 500.000 Liter Trinkwasser erzeugen.<sup>171</sup>

<sup>169</sup> IRENA: How it works, 2016, <http://adfd.irena.org/howwork.aspx>, abgerufen am 14.02.2017

<sup>170</sup> IRENA: ADFD funding, 2016, <http://adfd.irena.org/funding.aspx>, abgerufen am 14.02.2017

<sup>171</sup> IRENA: Projects selected, 2016, <http://adfd.irena.org/Projectselected.aspx>, abgerufen am 14.02.2017

## Kontakte<sup>172</sup>

Für Projektanträge mit Ko-Finanzierung und/oder Finanzierung von Durchführbarkeitsstudien:

E-Mail: [adfd@irena.org](mailto:adfd@irena.org)

und/oder

João Cunha

Koordinator *Sustainable Energy Fund for Africa* (SEFA)

African Development Bank

E-Mail: [j.cunha@afdb.org](mailto:j.cunha@afdb.org)

Website: [www.afdb.org](http://www.afdb.org)

Für Projektanträge mit Gesamtkosten unter 10 Mio. USD:

[adfd@irena.org](mailto:adfd@irena.org)

und/oder

Impact Investment Exchange

Website: [www.asiaiix.com](http://www.asiaiix.com)

---

<sup>172</sup> IRENA: ADFD funding, 2016, <http://adfd.irena.org/funding.aspx>, abgerufen am 14.02.2017

## 5. Marktchancen für deutsche Unternehmen

Als kleiner Inselstaat muss Kap Verde die Herausforderungen meistern, die für einen kleinen und zerstreuten Markt charakteristisch sind. Demzufolge sind die Produktionskosten immer verhältnismäßig hoch und der Zugang zu Finanzierungsmitteln unter zufriedenstellenden Bedingungen erschwert.

Zwar ist die Größe bzw. die mangelnde Größe des Marktes einerseits für Großinvestoren wenig attraktiv; andererseits bieten die Kap Verden gute Bedingungen für Demonstrations- und Pilotprojekte, die dann auf andere Situationen übertragen werden können. In dieser Hinsicht möchte sich auch Kap Verde innerhalb der ECOWAS positionieren.

Diese Vorgaben gehen aus der Natur des Inselstaates hervor und bleiben unverändert.

Das Hauptziel besteht darin, Investitionen in den Stromversorgungssektor der Kap Verden zu mobilisieren, um genügend Energie zu niedrigen Kosten bereitzustellen und von den attraktiven erneuerbaren Energieressourcen des Landes zu profitieren. Die Einführung von Netzmanagementsystemen, die einen höheren Anteil an erneuerbaren Energien im Stromversorgungsmix steuern und Schwankungen ausgleichen können, sowie von innovativen Elektrizitätsspeichertechnologien würde zu diesem Ziel beitragen.

### 5.1. Marktstruktur und Marktattraktivität in den Bereichen Netzmanagement und Speichersysteme

#### Politische Zielsetzung

Trotz des Regierungswechsels im März 2016 bleibt das Ziel einer hohen Integration von erneuerbaren Energien im Energiemix des Landes erhalten. Die neue Regierung hat den Zeithorizont von 2020 bzw. 2030 aufgegeben. Das Ziel einer hohen Integration an erneuerbaren Energien bleibt aber bestehen und mit ihm die Suche nach technischen und wirtschaftlichen Lösungen.

#### Kosten der Solarstromerzeugung

In den letzten Jahren hat die Solarindustrie einen erheblichen Fortschritt bezüglich der Investitionskosten pro MW gemacht, die Beträge unter 1 Euro/MW erreichen. Solche Kostenreduzierungen ändern die Annahmen der vorherigen Studien und Pläne, da die Erzeugungskosten von Wind- und Solarenergie ein gutes Stück nähergekommen sind. Angesichts der sehr unterschiedlichen Fluktuationen der Wind- und Sonnenenergie mit sehr unterschiedlichen Speicheranforderungen ist es wichtig, bei der stärkeren Integration von erneuerbaren Energien auch die Solarenergie zu berücksichtigen.

#### Marktentwicklung

Das Marktpotential für die unterschiedlichen erneuerbaren Energieträger soll künftig anhand der von der kapverdischen Regierung vorgesehenen Vorstudien evaluiert und quantitativ erfasst werden. Ziel ist es, einen Stromerzeugungsmarkt zu schaffen, der auf erneuerbaren Energieträgern und entsprechenden Technologien beruht. Die notwendigen Investitionen sollen überwiegend aus privater Hand erfolgen.

In den kommenden Jahren wird eine Diversifizierung des Sektors erwartet, unter Beteiligung von mehreren Unternehmen und Fachleuten am Markt, sowohl im Bereich der Produktion als auch im Management der Nachfrage sowie der Energieeffizienz, die einen wesentlichen Beitrag zur Wertschöpfung leisten werden.

Mit dem Übergang zu heimischen erneuerbaren Energieträgern unter Ersatz der Rohstoffe (aktuell Erdölerzeugnisse) durch Technologie, Dienstleistungen und Innovation hat der Energiesektor das Potential, nicht nur den Energiebedarf abzudecken, sondern auch einen Beitrag zur Entwicklung, zur Wertschöpfung und zur Ausfuhr von Dienstleistungen zu leisten.

#### Innovation

Es wird angenommen, dass die verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien auf den Kap Verden erhebliche Investitionen in Speichersysteme und eine Reaktion auf die steigende Nachfrage verlangen wird. Auf Basis der aktuellen Strategie beinhaltet dies die synthetische Produktion von Methan unter Nutzung von Windenergie, Pumpspeicherwerke sowie die koordinierte Abgabe an verschiedenen Verbrauchsstellen wie Wasserentsalzungsanlagen. Anhand dieser Projekte wird Kap Verde in der Lage sein, den produzierten Überschuss zu nutzen, das Stromnetz zu stabilisieren und einen höheren Anteil an erneuerbaren Energien in den verschiedenen Inselformen zu integrieren.<sup>173</sup>

Der Fall Kap Verde zeigt, dass die Ausführung von 100% erneuerbaren Energien in isolierten Systemen mit einem viel höheren Ausmaß an Technologie und Investitionsplanung verbunden ist, als die gleiche Zielsetzung für miteinander verbundene Regionen verlangen würde. Auch in dieser Hinsicht kann Kap Verde als Inselstaat eine Pionierrolle annehmen und Anreiz für Innovation darstellen.

### **Pumpspeicher**

El Hierro-Pumpspeicherkraftwerk: Kap Verde zeigt hohe Erwartungen hinsichtlich der Pumpspeicher anhand der Erfahrung des El Hierro-Projektes auf den Kanarischen Inseln. Das Projekt „El Hierro“ wurde im Jahr 2015 in Betrieb genommen und gilt als Referenz für die kapverdischen Energiebehörden.<sup>174</sup>

### **Höhere Anforderungen an das Stromversorgungssystem durch verstärkte Nachfrage**

Vor allem auf Boa Vista ist ein starker Anstieg des Strombedarfs aufgrund des anwachsenden Tourismussektors anhand der neuen und geplanten Investitionen zu erwarten, obwohl das Netz bereits wesentliche Probleme aufweist. Die Verwendung von Akkus mit kurzen Zyklen könnte zur Netzstabilisierung beitragen.<sup>175</sup>

### **Stromversorgung abgelegener Regionen durch Mikronetze**

Auf den Kap Verden werden PV-Anlagen in nicht-elektrifizierten Gebieten installiert. Kleine, abgelegene Inseln haben wenige Möglichkeiten, erneuerbare Energien an das Stromnetz anzuschließen und in einigen Fällen, wie auf Fogo und Brava, erschwert die Topographie die Entwicklung von Windkraftprojekten. Dementsprechend ist die Solarenergie eine Lösung für die Elektrifizierung abgelegener Ortschaften, einschließlich des Ersatzes von Diesel durch Speicherbatterien in der Koordination des Netzbetriebes, selbst wenn diese Variante mit höheren Kosten verbunden ist.

### **Stromverluste**

Die Energieverluste auf den Kap Verden sind gravierend. Der Gesamtverlustfaktor der ELECTRA liegt bei 33% für die acht Inseln, die das Unternehmen versorgt, was einen erheblichen wirtschaftlichen Verlust darstellt. Die Einführung von Maßnahmen zur Lösung des Verlustproblems wäre somit von großem wirtschaftlichem Vorteil.

## **5.2. Marktbarrieren und Hemmnisse in den Bereichen Netzmanagement und Speichersysteme**

Die Herausforderungen und Hemmnisse des Energiesektors sind unumstritten. Im Energiesektor sind die Fähigkeiten und Kompetenzen auf institutioneller Ebene stark eingeschränkt, insbesondere was die Regulierung angeht.

Einige Hemmnisse in Bezug auf die Energieeffizienz und Technologien zur Nutzung von erneuerbaren Energien sind in Kap Verde ausgeprägt:

### **Mangel an Information**

Korrekte Informationen erreichen nicht immer die Investoren, um über das Wissen zu verfügen, wann sich eine Technologie als wettbewerbsfähig erweist. Das kommerzielle Potential der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energietechnologien ist den Entscheidungsträgern nicht genug bekannt. Um diese Hürde zu umgehen, wären mehr Demonstrations-

<sup>173</sup> Cabo Verde: 100% RE Project, ECREEE, November 2013

<sup>174</sup> Vgl. Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, S. 18

<sup>175</sup> Vgl. Japan International Cooperation Agency (JICA), S. 400

und Förderungsmaßnahmen notwendig, um potentielle Investoren, Finanzierungsagenten, die lokale Verwaltung und die Öffentlichkeit aufzuklären.

### **Makroökonomischer Ausgangspunkt**

Die makroökonomische Situation lässt einen Rückgriff auf haushaltsbelastende Maßnahmen nicht zu. Das Haushalts- und Zahlungsdefizit, das schwache Wirtschaftswachstum und die Unsicherheit der externen Bedingungen stellen Kap Verde vor schwierige Rahmenbedingungen.

Angesichts der makroökonomischen Situation steht Kap Verde unter Überwachung des IWF und der Budgethilfegruppe („*Grupo de Apoio Orçamental*“ mit den Mitgliedern EU, Weltbank, Afrikanische Entwicklungsbank, Luxemburg, Portugal und Spanien). Kap Verde darf kurzfristig keine weiteren Schulden aufnehmen und es wurden alle öffentlichen Investitionen bis 2018 mit den Partnern vereinbart.

### **Finanzierung**

Ein gewisser Mangel an Vertrautheit gegenüber den erneuerbaren Energien führt dazu, dass Investitionen in erneuerbare Technologien als mit einem hohen Risikofaktor behaftet betrachtet werden. Folglich ist der Zugang zur Finanzierung nicht nur erschwert, sondern auch mit relativ hohen Finanzierungskosten verbunden.

Allerdings – bedingt durch die erwähnten Anforderungen hinsichtlich der Tragfähigkeit der öffentlichen Schulden und den damit verbundenen Auflagen – ist die Regierung nicht in der Lage, staatliche Garantien anzubieten, was den Finanzierungszugang und folglich die Beteiligung des privaten Sektors einschränkt.

### **Umstrukturierung des Produktionsmarktes**

Auf der Seite der Nutzung von erneuerbaren Energien liegt die große Herausforderung darin, den Produktionsmarkt umzustrukturieren. Dazu muss der Rechtsrahmen entsprechend angepasst und der Kenntnisstand über das technische Potential erhöht werden.

### **Mangel an Standards, Regeln und einer adäquaten Regulierung**

Die fehlende oder inadäquate spezifische Regulierung oder die fehlende Harmonisierung beeinträchtigen die Durchdringung der neuen Technologien, da kein deutlicher Rahmen sowohl für Investoren als auch für eventuelle Kunden gegeben ist. Eine Gesetzgebung mit entsprechenden deutlichen und redlichen Regeln könnte die Annahme von Energieeffizienzmaßnahmen und die Durchdringung von erneuerbaren Energien antreiben.

Die Regeln bezüglich der Einspeisung können die Integration von erneuerbaren Energien einschränken. Trotz des Algorithmus zur Verringerung der Anforderungen an die rotierende Reserve wird die Einspeisung auf den Kap Verden eigentlich auf eine 100%ige Deckung durch erneuerbare Energien eingestellt, mit einer rotierenden Reserve, die weit über den empfohlenen 40 bis 70% bei extremer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien liegt.

Darüber hinaus wird die Einspeisung nur einmal in der Woche berechnet auf der Grundlage einer wöchentlichen Prognose der erneuerbaren Energieerzeugung und der Last der vorherigen vier Wochen, was erhebliche Fehler zulässt. Ferner wird der technische Mindestwert von 50% für die thermische Leistung nicht angewandt. So sind die Wartsila-Motoren immer auf eine Einspeisung über 8 MW eingestellt, was mehr als 70% der kW-Nennleistung entspricht.<sup>176</sup>

### **Geringere Nachfrage als erwartet**

Wenn auch auf einigen Inseln eine höhere Nachfrage zu erwarten ist (z.B. Brava), betrug die Wachstumsrate der Stromerzeugung auf der Insel Santiago zwischen 2010 und 2015 durchschnittlich 3,7%, was hinter den in der GESTO-Studie von 2011 geschätzten Werten liegt. Die GESTO-Studie sah eine Gesamtstromerzeugung von 250 GWh in 2015 voraus, der tatsächliche Wert lag mit 212,9 GWh um 15% darunter, was das ursprünglich angenommene Potential an Durchdringung von erneuerbaren Energien einschränkt.

<sup>176</sup> Vgl. Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, S. 17

Die geringere Energienachfrage wird mit der geringeren Nachfrage im Tourismussektor, welche auf die internationale Krise zurückzuführen ist, in Zusammenhang gebracht. Die unsichere Lage in Nordafrika und in der Türkei haben ein erneutes Interesse für Kap Verde als touristisches Ziel geweckt. In der Hauptstadt Praia (Santiago) wurden u.a. die Bauarbeiten zu einem Kasino und einer großen Hotelanlage in der Hafengebiet (Bucht vor Gamboa) begonnen. In der Fünf-Jahres-Planung prognostiziert die ELECTRA eine Wachstumsrate allein für Santiago von 5%.<sup>177</sup>

### **Unausgereifter Markt und Infrastrukturen**

Der unausgereifte Markt und der Mangel an angemessenen Infrastrukturen sind ein großes Hindernis für die Durchdringung der erneuerbaren Energien in dem gegebenen Energiesystem. Ohne Öffnung und Transparenz des Marktes oder geeigneten Infrastrukturen, die für das Vertrauen der Investoren und für das Investitionsklima begünstigend wären, ist die Ausweitung der erneuerbaren Energien nicht möglich.

### **Umweltaspekte auf lokaler Ebene**

Obwohl der Einsatz erneuerbarer Energien insgesamt positive Umweltauswirkungen hat, können auf lokaler Ebene negative Aspekte wahrgenommen werden, wie die Änderung des Landschaftsbildes oder die Bodennutzung. Dadurch kann auf lokaler Ebene eine gewisse Resistenz gegen die Einführung von Projekten bestehen.

## **5.3. Wettbewerbssituation**

Der kapverdische Markt ist ein junger Markt, was das Netzmanagement und die Energiespeichertechnologien angeht. Damit verfügen deutsche Unternehmen über einen wesentlichen Informations- und Technologievorsprung. Ein zeitnaher Markteintritt würde somit einen „First-mover-advantage“ mit sich bringen, der den entscheidenden Vorsprung gegenüber Wettbewerbern sichern kann.

Der deutsche Markt kann sich zu einem Leit- und Referenzmarkt entwickeln. Das Siegel „Made in Germany“ erscheint somit besonders attraktiv.

## **5.4. Chancen und Risiken für eine Markterschließung; Markt- und Absatzpotentiale für deutsche Unternehmen**

Chancen ergeben sich aus den aktuellen Gegebenheiten und der notwendigen Umstrukturierung und Modernisierung des Energiesektors und des Energiemarktes in Kap Verde, die umfangreiche Potentiale für alle Technologien bieten.

### **Erforderliche Förderung der Effizienz**

Die schwache Befähigung der Institutionen im Energiesektor ist der Entwicklung und der Innovationspolitik nicht zuträglich, was sich im Mangel an Anreizen für ein verbessertes und effizienteres Energiesystem widerspiegelt. Die vorgenommene Energiepolitik bringt die Notwendigkeit der Befähigung der Institutionen in den Vordergrund.

### **Erforderliche Durchdringung von alternativen Energieträgern**

Der Mangel an fossilen Brennstoffen auf den Kap Verden wird durch hervorragende Bedingungen für Solar- und Windenergie zu hohem Maße ausgeglichen. Trotz der vorteilhaften Voraussetzungen für erneuerbare Energien ist jedoch der Kostenfaktor eine der größten Hürden, die die verstärkte Einführung der erneuerbaren Energien hemmt. Die Anfangsinvestitionen sind hoch und verursachen hohe finanzielle Kosten, was zu höheren Produktionskosten führt verglichen mit der Produktion aus fossilen Brennstoffen. Allerdings eröffnet der technologische Fortschritt neue Perspektiven in der Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energieträger, insbesondere der Windenergie. Die erhöhte Durchdringung von erneuerbaren Energieträgern erfordert wiederum ein effizientes Netzmanagement und stellt weitere Anforderungen an Energiespeicherlösungen.

<sup>177</sup> Vgl. Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, S. 17

**Steigende Nachfrage an Wasser**

Die Wassernachfrage nimmt aufgrund des anwachsenden Tourismus und Bedarfs zu. Angesichts der notwendigen Wasserentsalzung beruht eine der großen Herausforderungen des Energiesektors darin, dieser Nachfrage zu genügen. Aufgrund der sehr geringen Niederschläge und des Mangels an Trinkwasser bedarf es stets an Energie, um der steigenden Nachfrage nachzukommen. Kap Verde muss innovative Methoden zur Wasserentsalzung mit geringerem Energieverbrauch finden und anwenden.

**Erhöhte Mobilität der Menschen innerhalb des Landes**

Angetrieben durch das Wirtschaftswachstum und die bessere Lebensqualität der Bevölkerung ist auch im Transportwesen ein höherer Bedarf festzustellen. Die erhöhte Nachfrage, zusammen mit veralteten Transportmitteln führt zu einer erheblichen Energieeffizienznachfrage des Transportwesens.

**Zugang zu anderen Märkten in der Region**

Die geographische Lage von Kap Verde und die bestehenden Geschäftsbedingungen bieten eine Chance für den Zugang zu anderen Märkten in der Region, insbesondere in der Region ECOWAS.

**5.5. Handlungsempfehlungen für deutsche Unternehmen für einen Markteinstieg**

Für deutsche Unternehmen ergeben sich Vorteile sowohl aus niedrigen Marktbarrieren als auch aus der Fähigkeit, besser als Wettbewerber bestehende hohe Barrieren zu umgehen. Die genannten Einflussfaktoren wirken unterschiedlich auf verschiedene Technologien, weshalb an dieser Stelle keine allgemeingültigen Ergebnisse für alle Produkte und jede strategische Option gegeben werden kann. Es lassen sich aber einige Empfehlungen ableiten, welche für alle deutschen Anbieter relevant sind und beim Markteintritt in Kap Verde beachtet werden sollten.

Aufgrund der nicht planbaren staatlichen Unterstützung für bestimmte Technologien ist es wichtig, dass ein Produkt auch ohne staatliche Hilfe wettbewerbsfähig ist. Selbstverständlich sollten aufkommende Subventions- und Förderprogramme genutzt werden. Die Erfahrung aus der Vergangenheit zeigt jedoch, dass die Vorbereitung auf kurzfristige Änderungen solcher Programme eine gewisse Flexibilität verlangt.

Die Verkaufsargumentation sollte sich auf rationale Vorteile konzentrieren unter Hervorhebung der Kosteneinsparungen sowie der Unabhängigkeit von Preisentwicklungen oder von der Verfügbarkeit staatlicher Unterstützung.

Es ist in jedem Fall ein langfristiges Engagement zu empfehlen, da zuerst Beziehungen aufgebaut und häufig neue technische Lösungen glaubhaft gemacht werden müssen. Bereits für die Planungsphase sollte genügend Zeit anberaumt werden.

Hinsichtlich der hohen Bedeutung von langfristigen Beziehungen in Kap Verde ist eine Vorwärtsintegration wenig sinnvoll. Empfehlenswert wäre die Suche nach einem im Markt aktiven Vertriebspartner (Importeur, Installateur, Großhändler), der schon über Beziehungen und Glaubhaftigkeit verfügt, um gemeinsam den Markteintritt durchzuführen. Für die Partnersuche wäre es außerdem sinnvoll, einen erfahrenen Berater zu engagieren, der schon über Kontakte im Markt verfügt und ein Unternehmen bzw. eine Technologie glaubhaft und direkt bei den Entscheidungsträgern vorstellen kann.

Aufgrund des schwierigen Zugangs zu Krediten können deutsche Unternehmen Zugang zu Finanzierungslösungen bieten. Dies wäre eine deutliche Differenzierung zu anderen Marktteilnehmern und ein schwer zu kopierender Wettbewerbsvorteil. Es ist möglich, seine Absatzchancen durch ein solches Angebot zu erhöhen. Das Angebot flexibler Zahlungsmodalitäten hätte ebenfalls einen positiven, aber etwas schwächeren Effekt.

Im Allgemeinen werden günstige Lösungen größere Chancen haben als teure, selbst wenn der Preis durch Qualität gerechtfertigt werden kann. Es ist eine Prüfung zu empfehlen, inwieweit die eigene Preisstrategie an das kapverdische Umfeld angepasst werden kann.

Auch die Durchführung von Kommunikationsarbeit sollte wenigstens geprüft werden, da eine gute Kommunikation die Verringerung des gefühlt hohen Kaufrisikos neuer Lösungen bei den Endkunden bringen kann. Eine gute Möglichkeit wäre der Einsatz von Multiplikatoren wie z.B. Spezialisten aus dem Vertriebskanal, um Mund-zu-Mund-Marketing zu aktivieren. Im Vordergrund sollte aber immer das rationale Nutzenversprechen stehen.

## 6. Schlussbetrachtung

Aufgrund der breiten Entwicklungsmöglichkeiten kann der kapverdische Markt für deutsche Anbieter von Technologien und Produkten in den Bereichen Netzmanagement und Energiespeichersysteme äußerst attraktiv sein. Um die Ergebnisse dieser Zielmarktanalyse zusammenzufassen und die Chancen und Hemmnisse für Technologien in diesen beiden Bereichen aufzuzeigen, werden abschließend in einer SWOT-Analyse – aus Sicht der deutschen Unternehmen – die Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken präsentiert.

### Strengths (Stärken)

Wie bereits dargestellt, handelt es sich auf den Kap Verden um einen relativ jungen Markt. Dieser Umstand führt dazu, dass deutsche Unternehmen über einen Informations- und Technologievorsprung verfügen. Der deutsche Markt kann sich zu einem Leit- und Referenzmarkt entwickeln und das Siegel „Made in Germany“ erscheint somit besonders attraktiv. Weitere Wettbewerbsvorteile lassen sich im Bereich der Finanzierung identifizieren. Aufgrund der gegenwärtigen Wirtschaftssituation bestehen in Kap Verde Kapitaleinschränkungen, so dass Unternehmen, die individuelle Finanzierungsmodelle unterstützen können, einen beträchtlichen Vorteil haben.

### Weaknesses (Schwächen)

Typisch für den Eintritt in einen fremden Markt ist stets, dass sich ein Unternehmen in ein weitgehend unbekanntes Umfeld begibt. Auch Kap Verde und der kapverdische Markt bringen Besonderheiten mit sich, die berücksichtigt werden müssen und gänzlich unterschiedliche Rahmenbedingungen darstellen. Diese Unterschiede betreffen nicht nur die Sprache, sondern auch die gesamte Kultur und nationalen Gepflogenheiten. Ebenso fehlen vor Ort die direkten Kontakte zu Entscheidungsträgern, Kunden wie auch Vertriebsstrukturen. Auch gilt es zu bedenken, dass es sich in Kap Verde um einen sehr kleinen Markt handelt, der das absolute Volumen des potentiellen Absatzes begrenzt erscheinen lässt.

### Opportunities (Chancen)

Die in Kap Verde vorzufindenden externen Rahmenbedingungen offenbaren zahlreiche Möglichkeiten für Lösungen in den Bereichen Netzmanagement und Energiespeichersysteme. Das Ziel eines effizienteren Stromversorgungssystems mit einer verstärkten Integration von erneuerbaren Energien stellt eine sehr hohe treibende Kraft dar. So gibt es verschiedene Programme, die Anreize setzen und Vorlagen erstellen, damit dieses Hauptziel und weitere, mit diesem zusammenhängende Ziele verwirklicht werden. Ausländische Unterstützung, sei es in technischen Belangen oder in der Grundlagentheorie von rechtlichen und normativen Branchenstrukturen, sind dabei sehr willkommen. Gerade deutsche Anbieter und ihre Technologien genießen auf den Kap Verden einen hervorragenden Ruf.

Das Timing spielt eine wichtige Rolle, da derzeit auf Kap Verde wichtige Grundlagen (u.a. mit der Unterstützung der GIZ) geschaffen werden. Ein durch GIZ 2016 abgeschlossenes Projekt hatte zum Ziel, u.a. einen entsprechenden GRID-Code zu erstellen, der der Regierung bereits zur Verfügung gestellt wurde. Dieser soll kurz- bis mittelfristig implementiert werden. Ein zeitnaher Markteintritt würde somit einen „First-mover advantage“ mit sich bringen, der den entscheidenden Vorsprung gegenüber den Wettbewerbern sichern kann.

Die Ziele hinsichtlich der Energieeffizienz und der verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien, die mit dem Netzmanagement und den Lösungen zur Energiespeicherung verbunden sind, werden ebenfalls von anderen Staaten der Region verfolgt. Die Lösungen, die auf den Kap Verden angewandt werden, können auf andere Inselstaaten oder auf die Region ECOWAS übertragen werden. Eine Präsenz deutscher Unternehmen auf den Kap Verden könnte somit das Sprungbrett zu einem Markt darstellen, der erheblich größer ist. Schon heute werden die auf den Kap Verden errichteten Pilotprojekte von Delegationen aus ganz Afrika besucht und besichtigt.

### Threats (Risiken)

Die gesamtwirtschaftliche Situation von Kap Verde führt dazu, dass jede staatliche Maßnahme negative Auswirkungen auf den Staatshaushalt ausübt und somit auch die staatliche Investitionskapazität beschränkt wird. Obwohl in 2016 die Regierung gewechselt hat, ist ein Richtungswechsel in der Energiepolitik jedoch nicht zu erwarten. Kap Verde ist, was die Energie anbelangt, stark von fossilen Brennstoffen abhängig, mit den entsprechenden Folgen für die Leistungsbilanz.

Aufgrund verschiedener Faktoren ist Kap Verde den Schwankungen der globalen Konjunktur stark unterworfen. Selbstverständlich hat diese volkswirtschaftliche Situation auch Auswirkungen auf die Unternehmen. Sie führt dazu, dass Letztere Probleme bei der Finanzierung von Projekten haben, so dass die Investitionskosten oftmals eine hohe prohibitive Hürde darstellen. Auch hier ist der Planungshorizont bestenfalls mittelfristig, was zur Folge hat, dass Investitionen eine schnelle Amortisation aufweisen müssen.

**Tabelle 22: SWOT-Analyse des kapverdischen Marktes aus der Perspektive deutscher Unternehmen**

<b>Stärken (Strengths)</b>	<b>Schwächen (Weaknesses)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Informations- und Technologievorsprung, Deutschland als Leitmarkt</li> <li>▪ Umfangreiche Erfahrung in Bereichen, die Einsparungspotentiale aufweisen</li> <li>▪ Qualitätssiegel „Made in Germany“</li> <li>▪ Ggf. Wettbewerbsvorteile durch eigene Finanzierungsmodelle</li> </ul> <p style="text-align: center;">➤ <b>Erfahrung, Wissen, Mittel</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Unwissenheit über die regionalen Bedingungen (Kultur/Sprache/Gepflogenheiten)</li> <li>▪ Anpassung an örtliche Gegebenheiten und Ansprüche</li> <li>▪ Keine Vertriebsstruktur, fehlende Kontakte vor Ort</li> <li>▪ Kleiner Markt</li> <li>▪ Kurze ROI-Erwartung und Preisdruck</li> </ul> <p style="text-align: center;">➤ <b>Fehlende Marktkenntnis</b></p>
<b>Chancen (Opportunities)</b>	<b>Risiken (Threats)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Steigerung der Energieeffizienz und Durchdringung der erneuerbaren Energien</li> <li>▪ Energieunabhängigkeit und Versorgungssicherheit</li> <li>▪ Steigende Energienachfrage, Kostendruck durch Ölimporte und Versorgungsdruck</li> <li>▪ Fördermöglichkeiten</li> <li>▪ ESCOs zur Finanzierung der Projekte</li> <li>▪ „First-mover advantage“</li> <li>▪ Ausweitung auf andere Märkte; ECOWAS und SIDS können eingesetzte Lösungen anwenden</li> </ul> <p style="text-align: center;">➤ <b>Anreize für Investitionen</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Heranwachsen eines lokalen Wettbewerbs</li> <li>▪ Wirtschaftliche Gesamtsituation; Staatsschulden</li> <li>▪ Globale wirtschaftliche Konjunktur, auf welche Kap Verde stark anfällig ist</li> <li>▪ Wahlen in 2016</li> <li>▪ Investitionskosten als prohibitive Hürde</li> </ul> <p style="text-align: center;">➤ <b>Wirtschaftspolitische Unsicherheit</b></p>

Quelle: Eigene Darstellung

Die „Exportinitiative Energie“ verfolgt das Ziel, die Probleme, die unter Schwächen summiert sind, zu beseitigen und Lösungen zu finden. Um dies zu gewährleisten, steht die AHK Portugal den teilnehmenden Unternehmen in allen Phasen eines Projektes als beratende Ansprechpartnerin zur Seite. Im Rahmen der vorliegenden Zielmarktanalyse werden umfangreiche Informationen zur Verfügung gestellt, welche einen ersten Überblick über die Besonderheiten und die Bedingungen des kapverdischen Marktes geben sollen. Den teilnehmenden Unternehmen wird also die Möglichkeit geboten, ihr jeweiliges technisches Know-how mit dem landesspezifischen Wissen der AHK zu kombinieren und somit den ersten Schritt eines erfolgreichen Markteinstieges zu tätigen.

Alles in allem zeigt sich also, dass sowohl deutliche Chancen und großes Potential, aber auch nicht zu vernachlässigende Hemmnisse und Risiken bestehen. Aus unserer Sicht ist es jedoch möglich, die Hemmnisse zu überwinden. Die Gründe hierfür sind sowohl die betriebswirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Investitionen als auch die politische Absicht und die europäischen Forderungen, diese Investitionen und das mit ihnen verbundene Potential zu realisieren.

## 7. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung der Handelsbilanz .....	21
Tabelle 2: Global Competitiveness Index – Kap Verde: Ein Vergleich .....	25
Tabelle 3: Bruttoenergieverbrauch nach Energieträger auf Kap Verde 2010-2013.....	32
Tabelle 4: Stromerzeugung in Kap Verde 2010-2013 .....	33
Tabelle 5: Stromproduktion in 2015 (MWh).....	33
Tabelle 6: Gesamtangebot an Sekundärenergie nach Energieträger auf Kap Verde 2010-2013 .....	34
Tabelle 7: Eigenverbrauch der Elektrizitätswerke auf Kap Verde, inkl. Wasserpumpsystem 2010-2013 .....	35
Tabelle 8: Verluste in der Stromverteilung Kap Verdes 2010-2013 .....	35
Tabelle 9: Angebot und Nachfrage von Energie pro Insel (2015).....	37
Tabelle 10: Vergleich der Energienachfrage auf den neun Inseln Kap Verdes .....	39
Tabelle 11: Strompreise für ELECTRA (gültig seit dem 16. Dezember 2016) .....	40
Tabelle 12: Verluste der ELECTRA pro Insel (2015) (Abweichungen durch Auf- und Abrunden) .....	41
Tabelle 13: Cabeólica – Schlüsselindikatoren 2015 und 2014.....	44
Tabelle 14: Wichtigste Regelungsbereiche aus dem Gesetz 1/2011 vom 3. Januar 2011 auf Kap Verde.....	45
Tabelle 15: Ausgewiesene Kapazitäten in den Entwicklungszonen für Windenergie (PESER, 2011) .....	47
Tabelle 16: Ausgewiesene Kapazitäten in den Entwicklungszonen für Solarenergie (PESER, 2011).....	48
Tabelle 17: Monatliche Stromproduktion der Solaranlage von Sal (2015).....	60
Tabelle 18: Monatliche Stromproduktion der Solaranlage von Santiago (2015) .....	65
Tabelle 19: Kraftstoffkosten in der Stromproduktion pro Insel (in Euro/kWh).....	69
Tabelle 20: Wesentliche Merkmale der PSW-Projekte (GESTO 2011) .....	75
Tabelle 21: Kostenschätzungen (in Mio. Euro) .....	76
Tabelle 22: SWOT-Analyse des kapverdischen Marktes aus der Perspektive deutscher Unternehmen .....	106

## 8. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Sektorenspezifische Verteilung des kapverdischen BIP, Angaben von 2015 (in %) .....	18
Abbildung 2: Entwicklung der Arbeitslosenquote 2005-2015 (in %) .....	22
Abbildung 3: Charakterisierung der Erwerbstätigen auf Kap Verde in 2015 .....	23
Abbildung 4: Charakterisierung der Erwerbstätigen in der informellen Wirtschaft auf Kap Verde in 2015 .....	24
Abbildung 5: Kap Verde – eine geostrategische Lage.....	27
Abbildung 6: Vergleich der Energieintensität des BIP afrikanischer Inselstaaten in 2013 (in kg RÖE/1.000 USD) .....	32
Abbildung 7: Vergleich des Energieverbrauchs pro Kopf afrikanischer Inselstaaten in 2013 (in kg RÖE/Kopf).....	32
Abbildung 8: Bruttoenergieverbrauch nach Anteil der Energieträger auf Kap Verde 2013 (in %).....	34
Abbildung 9: Verteilung des Angebots an Sekundärenergie nach Energieträger auf Kap Verde in 2013 (in %).....	34
Abbildung 10: Anteile des Sekundärenergieverbrauchs nach Sektoren auf Kap Verde in 2013 (in %).....	36
Abbildung 11: Verteilung des Energieverbrauchs in Privathaushalten auf Kap Verde in 2013 (in %).....	36
Abbildung 12: Erzeugte Energie pro Insel in 2015 [in MWh] .....	38
Abbildung 13: Erzeugte Energie pro Monat und Energieträger in MWh (Daten für 2015).....	39
Abbildung 14: Stromverkauf nach Kundenart in MWh (2015) .....	40
Abbildung 15: Kap Verde – Potential an Windenergie (PESER, 2011) .....	46
Abbildung 16: Entwicklungszonen für Windenergie (PESER, 2011) .....	46
Abbildung 17: Mittlere Sonneneinstrahlung (Gesto, 2011) (Radiação Global: Gesamtsonneneinstrahlung).....	47
Abbildung 18: Entwicklungszonen für Solarenergie (PESER, 2011).....	48
Abbildung 19: Reservierte Zonen für die Entwicklung der erneuerbaren Energien auf den Kap Verden .....	49
Abbildung 20: Erzeugte Energie von ELECTRA auf Santo Antão pro Monat und Energieträger in MWh (2015) .....	55
Abbildung 21: Erzeugte Energie (ELECTRA) auf São Vicente pro Monat und Energieträger in MWh (2015) .....	56
Abbildung 22: Erzeugte Energie auf São Nicolau pro Monat und Energieträger in MWh (2015) .....	57
Abbildung 23: Erzeugte Energie auf Sal pro Monat und Energieträger in MWh (2015).....	58
Abbildung 24: Erzeugte Energie auf Boa Vista pro Monat und Energieträger in MWh (2015) .....	61
Abbildung 25: Erzeugte Energie auf Maio pro Monat in MWh (2015).....	62

Abbildung 26: Erzeugte Energie auf Santiago pro Monat und Energieträger in MWh (Daten für 2015).....63

Abbildung 27: Energieproduktion auf Maio pro Monat in MWh (Daten für 2015).....65

Abbildung 28: Energieproduktion auf Brava pro Monat in MWh (Daten für 2015) ..... 66

Abbildung 29: Monte Trigo – Aufwärtstrend der produzierten Energie (PV-Anlage) und der Stromnachfrage ..... 68

## 9. Quellenverzeichnis

### 9.1. Experteninterviews & Kontakte

Benrós, Emilio: Direktor, Lobosolar

Borges, Óscar: Nationaldirektor für Energie, Industrie und Handel, Ministerium für Wirtschaft und Beschäftigung

Canuto, Paulo: CEO, Lobosolar

Cruz, Adriano: Generalsekretär, Industrie- und Handelskammer Barlavento

Delgado, Jansénio: Renewables Energy Specialist, ECREEE (Zentrum für erneuerbare Energien und Energieeffizienz der ECOWAS-Region)

Fortes, Antão: CEO, Windparkbetreiber Cabeólica

Levy, Nuno: Administrator, Cape Verde TradeInvest

Neves, José-Luis: Generalsekretär, Industrie- und Handelskammer Sotavento

Oliveria, Mário: Servicedirektor für Energie, Nationaldirektion für Energie, Industrie und Handel

Pauly, Christian: Managing Partner, GTek

Pujol, Damiá: CEO, Energie- und Wasserversorger Águas de Ponta Preta-APP

Teixeira, Luis: Präsident, CERMI (Zentrum für erneuerbare Energien und Industrielle Wartung)

### 9.2. Publikationen und Vorträge

2016 Ibrahim Index of African Governance, A Decade of African Governance 2006-2015, Mo Ibrahim Foundation, October 2016

2016 Index of Economic Freedom, World Heritage Foundation

Adaptation Fund: Adaptation Fund Board Project and Programme Review Committee, 15th Meeting, 7.-8. Oktober 2014, Proposal for Cabo Verde

African Development Bank & Africa Development Fund, Cape Verde - A Success Story, Nov 2012 African

Economic Outlook 2016, Sustainable Cities and Structural Transformation, AfDB, OECD, UNDP

Amtsblatt Kap Verde, Gesetz 1/2011 vom 3. Januar 2011

Amtsblatt Kap Verde, Gesetz 26/VIII/2013 vom 21. Januar 2013

Amtsblatt Kap Verde, Gesetz 38/2013 vom 2. Oktober 2013

Amtsblatt Kap Verde, Gesetz 61/2015 vom 15. Oktober 2015

BCV - Jahresbericht 2015, Cidade da Praia 2016

Cabeólica Jahresbericht 2015

Cabo Verde: 100% RE Project, ECREEE, November 2013

Câmara de Comércio Indústria e Turismo Portugal Cabo Verde 2016

Cape Verde - A Success Story, African Development Bank & Afrika Development Fund, November 2012

Cape Verde, Pump Storage - Economic and Financial Simulations to Define the Public Private Strategy, Inception Report, Technical Assistance Facility for the SE4ALL Initiative – West and Central Africa, Juni 2016

Economic Partnership Agreement with West Africa - Facts and Figures, European Commission, DG Trade, September 2015

EU/Kap Verde erweitern besondere Partnerschaft, Expresso das Ilhas, Mai 2015

Europäische Gemeinschaft, Abkommen von Cotonou, 2000

EuropeAid/134038/C/SER/Multi – Technical Assistance SE4All for Cape Verde, Inception Report, Juni 2016

Gesetz Nr. 28/VIII/2013 vom 10 April, Amtsblatt der Republik Kap Verde, Serie I, Nr. 19

Global Environment Facility: Evaluation of the GEF Special Climate Change Fund SCCF, Approach Paper, 31. Mai 2011

Global Environment Facility: GEF Programming on Adaptation to Climate Change, Oktober 2014

Green Climate Fund: Engaging with the Green Climate Fund, November 2015

Green Climate Fund: Insight - An introduction to GCF, Juni 2016

Grundlagebericht für Kap Verde, Koordinationsgruppe EnEff und EE, November 2014

IMF Cabo Verde Selected Issues, November 2016

IMF Staff Report for the 2016 Article IV Consultation, November 2016

Internetseite der ELECTRA SARL

IWF, Landesbericht 2014

Kap Verde - Rechtliche Bedingungen für den Marktzugang, AICEP, Set 2014

Kap Verde Datenblatt, aicep Portugal Global, November 2016

Kap Verde Internationales Geschäftszentrum, Steuervorteile bei Investitionen

National Indicative Programme 2014-2020, GTAI

Neue Strom- und Wassertarife für Electra und AEB, Wirtschaftsregulierungsbehörde ARE - Agência de Regulação Económica, 13. Oktober 2016

Novo Banco, Cabo Verde, International Support Kit of Opportunities, Oktober 2015

People and Corruption: Africa Survey 2015, Transparency International, 2015

Projektbogen des SESAM-ER-Projektes

Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Artikel 11 (1)

Regierungsprogramm IX. Legislatur, Republik Kap Verde, Mai 2016

REN 21, Bericht über die Situation der EE & EEff in der Region ECOWAS, UNIDO, ECREEE, 2014

SE4ALL Forum, ECOWAS, Regional Sustainable Energy Policies 2015

Statistisches Amt Kap Verde, Statistisches Jahrbuch 2015

The Global Competitiveness Report 2016-2017, World Economic Forum, 2016

The Study of Information Collection and Verification Survey for Renewable Energy Introduction and Grid Stabilization in the Republic of Cabo Verde Draft Final Report, Japan International Cooperation Agency JICA, August 2016

USAID West Africa Trade and Investment Hub

Volkszählung 2010, Statistisches Amt Kap Verde

Williams, Mariama 2016: Gender and Climate Change Financing: Coming out of the margin, Routledge IAFFE Advances in Feminist Economics

Worldwide Governance Indicators, The World Bank Group

WTTC, Travel & Tourism Economic Impact 2015 Cape Verde

### 9.3. Internetquellen

Adaptation Fund: About the Adaptation Fund, 2015

<https://www.adaptation-fund.org/about/>, abgerufen am 13.02.2017

Adaptation Fund: Document Summary, 2015

<https://www.adaptation-fund.org/generic/parties-designated-authorities/>, abgerufen am 13.02.2017

Adaptation Fund: South-South Cooperation Grants, 2015

<https://www.adaptation-fund.org/readiness/readiness-grants/south-south-cooperation-grants/>, abgerufen am 13.02.2017

- Adaptation Fund: The Adaptation Fund Surpasses \$100 Million Fundraising Target at COP19, 2015  
<https://www.adaptation-fund.org/the-adaptation-fund-surpasses-100-million-fundraising-target-at-cop19/>,  
aufgerufen am 13.02.2017
- AFC: AFC accredited as a partnering institution to the Green Climate Fund, Juli 2015  
<http://www.africafc.org/News-Events/News-Press-Releases/AFC-accredited-as-a-partnering-Institution-to-the.aspx>, abgerufen am 13.02.2017
- AfDB: AfDB receives Green Climate Fund accreditation to increase low-carbon and climate-resilient development in Africa, März 2016  
<https://www.afdb.org/en/news-and-events/article/afdb-receives-green-climate-fund-accreditation-to-increase-low-carbon-and-climate-resilient-development-in-africa-15461/>, abgerufen am 13.02.2017
- AfDB: Sustainable Energy Fund for Africa, 2017  
<https://www.afdb.org/en/topics-and-sectors/initiatives-partnerships/sustainable-energy-fund-for-africa/>, abgerufen am 14.02.2017
- AfDB: Eligibility and Conditions for Project Preparation Grant Requests  
[https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Generic-Documents/Conditions\\_for\\_PPG\\_Requests\\_-\\_09\\_2014.pdf](https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Generic-Documents/Conditions_for_PPG_Requests_-_09_2014.pdf), abgerufen am 14.02.2017
- Alpha Kaloga: Briefing on the 27th Meeting of the Adaptation Fund Board, Germanwatch, März 2016  
<http://af-network.org/download/8252.pdf>, abgerufen am 01.02.2017
- APP: Home  
<http://aguaspontapreta.cv/>, abgerufen am 17.02.2017
- ARE: Home  
<http://www.are.cv/index.php>, abgerufen am 17.07.2017
- Cabo Verde Info: A e B - Águas e Energia da Boa Vista, 2015  
<http://www.caboverde-info.com/Economia-Moderna/Empresas/A-e-B-Aguas-e-Energia-da-Boa-Vista>, abgerufen am 17.07.2017
- Cabeólica: Home (2017)  
<http://www.cabeolica.com/site1/>, abgerufen am 01.02.2017
- Climate Funds Update: Special Climate Change Fund, Oktober 2016  
<http://www.climatefundsupdate.org/listing/special-climate-change-fund>, aufgerufen am 13.02.2017
- Diário de Notícias: Investimento estrangeiro cai, mas o das empresas alemãs disparou (2015), 16.02.2015  
[http://www.dn.pt/inicio/economia/interior.aspx?content\\_id=4403037&seccao=Dinheiro%20Vivo](http://www.dn.pt/inicio/economia/interior.aspx?content_id=4403037&seccao=Dinheiro%20Vivo), abgerufen am 07.09.2015
- Electra: Home  
<http://www.electra.cv/>, abgerufen am 17.02.2017
- EU-AITF: Who we are  
<http://www.eu-africa-infrastructure-tf.net/about/aitf%20who%20we%20are.htm>, abgerufen am 14.02.2017

EU-AITF: Key Eligibility Criteria

<http://www.eu-africa-infrastructure-tf.net/about/aitf-key-eligibility-criteria.htm>, abgerufen am 14.02.2017

EU-AITF: Project Financiers Group

<http://www.eu-africa-infrastructure-tf.net/about/governance/pfg/index.htm>, abgerufen am 14.02.2017

European Commission, Cape Verde secures access to EU markets and boosts its development, 2011

<http://trade.ec.europa.eu/doclib/press/index.cfm?id=763>, abgerufen am 14.02.2017

European Commission, Revised EU Trade Scheme, Memo, Dezember 2013

[http://trade.ec.europa.eu/doclib/docs/2013/december/tradoc\\_152015.pdf](http://trade.ec.europa.eu/doclib/docs/2013/december/tradoc_152015.pdf), abgerufen am 14.02.2017

Europäische Kommission, Pressemitteilung „EU verstärkt Zusammenarbeit mit Entwicklungsländern im Bereich erneuerbare Energien“, 22.09.2014

[http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-14-1026\\_de.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-1026_de.htm), abgerufen am 14.02.2017

GEF: GEF Small Grants Programme, 2016

<https://www.thegef.org/topics/gefsgp>, abgerufen am 13.02.2017

GEF: Least Developed Countries Fund – LDCF, 2016

<https://www.thegef.org/topics/least-developed-countries-fund-ldcf>, abgerufen am 13.02.2017

Governo de Cabo Verde: Ministro da Economia e Emprego

<http://www.governo.cv/index.php/component/content/article/81-conteudos-v/geral/87-ministro-da-economia-e-emprego>, abgerufen am 17.07.2017

Green Climate Fund: GCF Paradigm Shift Revisited

<http://www.greenclimate.fund/-/gcf-paradigm-shift-revisited>, abgerufen am 13.02.2017

Green Climate Fund: PROPOSAL APPROVAL PROCESS

<http://www.greenclimate.fund/funding/proposal-approval>, abgerufen am 13.02.2017

IRENA: About the IRENA/ADFD Project Facility, 2016

<http://adfd.irena.org/facility.aspx>, abgerufen am 14.02.2017

IRENA: ADFD funding, 2016

<http://adfd.irena.org/funding.aspx>, abgerufen am 14.02.2017

IRENA: How it works, 2016

<http://adfd.irena.org/howwork.aspx>, abgerufen am 14.02.2017

IRENA: Projects selected, 2016

<http://adfd.irena.org/Projectselected.aspx>, abgerufen am 14.02.2017

Ministério das Finanças: Projeto Sistema Nacional de Investimento Público

<https://www.minfin.gov.cv/index.php/reforma-s/sistema-nacional-de-investimentos-sni>, abgerufen am 17.02.2017

- Rangfolge der Handelspartner im Außenhandel der Bundesrepublik Deutschland, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden 2016  
[https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Aussenhandel/Tabellen/RangfolgeHandelspartner.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Aussenhandel/Tabellen/RangfolgeHandelspartner.pdf?__blob=publicationFile), abgerufen am 14.02.2017
- Revised ClimDev-Africa: Framework Programme Document 2012  
[http://www.climdev-africa.org/system/files/frameworkdoc/01\\_Revised\\_ClimDev-Africa\\_Framework\\_Program\\_Document\\_April2012.pdf](http://www.climdev-africa.org/system/files/frameworkdoc/01_Revised_ClimDev-Africa_Framework_Program_Document_April2012.pdf), abgerufen am 14.02.2017
- SE4ALL: Home  
<http://www.se4all.org/>, abgerufen am 17.02.2017
- SGP: ORGANIZATIONAL STRUCTURE, 2012  
[https://sgp.undp.org/index.php?option=com\\_content&view=article&id=100&Itemid=225#.WKQs-juLRPY](https://sgp.undp.org/index.php?option=com_content&view=article&id=100&Itemid=225#.WKQs-juLRPY), abgerufen am 13.02.2017
- SGP: CAPE VERDE, 2012  
[https://sgp.undp.org/index.php?option=com\\_countrypages&view=countrypage&country=32&Itemid=271](https://sgp.undp.org/index.php?option=com_countrypages&view=countrypage&country=32&Itemid=271), abgerufen am 13.02.2017
- SGP: Photovoltaic System to Pump Water for Drip Irrigation, 2012  
[https://sgp.undp.org/index.php?option=com\\_sgpprojects&view=projectdetail&id=21062&Itemid=272](https://sgp.undp.org/index.php?option=com_sgpprojects&view=projectdetail&id=21062&Itemid=272), abgerufen am 13.02.2017
- WE: EU-ACP - EU ENERGY FACILITY, 2017  
[http://www.welcomeurope.com/eu-fonds/eu-ACP-eu-energy-facility-558+458.html#tab=onglet\\_details](http://www.welcomeurope.com/eu-fonds/eu-ACP-eu-energy-facility-558+458.html#tab=onglet_details), abgerufen am 14.02.2017
- WE: DCI - INSTRUMENT FOR DEVELOPMENT COOPERATION, 2017  
[http://www.welcomeurope.com/european-funds/dci-instrument-development-cooperation-841+741.html#tab=onglet\\_details](http://www.welcomeurope.com/european-funds/dci-instrument-development-cooperation-841+741.html#tab=onglet_details), abgerufen am 14.02.2017

Zeitungsartikel im „Expresso das Ilhas“, Nr. 777, 19.10.2016

## 9.4. Monographien

- Abbott, Kenneth W.: The Transnational Regime Complex for Climate Change, 2011, S. 2
- Bulkeley H et al.: Governing Climate Change Transnationally: Assessing the Evidence from a Survey of Sixty Initiatives, 2011
- Freitas Correia, A.: A Gestão do Território Municipal em Cabo Verde, September 2011, S. 50
- Hofstede, Geert: Country Comparison Portugal-Germany (2001). In: Culture's Consequences: Comparing Values, Behaviors, Institutions, and Organizations Across Nations, 2001
- Lattemann S.: Meerwasserentsalzung, 2011, S. 452-458. In: Lozán, Graßl, Hupfer, Karbe & Schönwiese: Warnsignal Klima: Genug Wasser für alle?, 3. Auflage 2011
- Schalatek, L., Nakhooda S., Watson C.: The Climate Finance Fundamentals, The Green Climate Fund, November 2016

