



Grüner Wasserstoff für die dezentrale Stromversorgung von Hotels und touristischen Objekten auf den pazifischen Inseln (Fidschi, Samoa, Cookinseln und Tonga)

Herausgeber:



Repräsentanz der
Deutschen Wirtschaft
German-New Zealand
Chamber of Commerce Inc.

Repräsentanz der deutschen Wirtschaft in Neuseeland

Level 14, 188 Quay Street

Auckland 1010, New Zealand

admin@germantrade.co.nz

<https://neuseeland.ahk.de/>

Autor*innen:

Christian Dietrich

Iris Heinz

Julia Hahn

Nick Gutjahr

In Zusammenarbeit mit:



Erscheinungsdatum:

5. April 2024

Bildnachweis:

Canva/Vanitjanthra Photos

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit
und Verbraucherschutz



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Haftungsausschluss:

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede urheberrechtlich nicht ausdrücklich gestattete Verwertung bedarf der vorherigen Zustimmung des Herausgebers. Alle Inhalte wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Der Herausgeber übernimmt keinerlei Gewähr für die Aktualität, Korrektheit, Vollständigkeit oder Qualität der hierin wiedergegebenen Informationen. Der Herausgeber haftet für keine materiellen oder immateriellen Schäden, die mittelbar oder unmittelbar durch die Nutzung oder Nichtnutzung der hierin wiedergegebenen Informationen verursacht werden, sofern ihm kein vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden nachgewiesen wird.

INHALTSVERZEICHNIS

DARSTELLUNGSVERZEICHNIS	6
TABELLENVERZEICHNIS	9
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	10
WÄHRUNGSUMRECHNUNG	12
EXECUTIVE SUMMARY	13
1 EINLEITUNG	15
2 FIDSCHI	16
2.1 ALLGEMEINES.....	16
2.2 ÜBERBLICK DER MARKTSTRUKTUR UND -ENTWICKLUNG.....	17
2.3 ÜBERBLICK DES ENERGIESEKTORS.....	20
2.3.1 <i>Energiequellen und -verbrauch</i>	20
2.3.2 <i>Überblick des Stromsektors</i>	21
2.3.3 <i>Überblick der Klima- und Energiepolitik</i>	25
2.4 DEEP-DIVE: VERWENDUNG ERNEUERBARER ENERGIEN	28
2.4.1 <i>Potenzial, bestehende Kapazitäten und Auslastungen</i>	28
2.4.2 <i>Deep-Dive: Dezentrale- und netzferne Stromversorgung</i>	31
2.5 RAHMENBEDINGUNGEN ZUR EINFÜHRUNG VON WASSERSTOFFTECHNOLOGIEN	31
2.5.1 <i>Gesellschaft und Umwelt</i>	32
2.5.2 <i>Regulatorische Rahmenbedingungen</i>	33
3 SAMOA	34
3.1 ALLGEMEINES.....	34
3.2 ÜBERBLICK DER MARKTSTRUKTUR UND -ENTWICKLUNG	35
3.3 ÜBERBLICK DES ENERGIESEKTORS.....	37
3.3.1 <i>Energiequellen und -verbrauch</i>	37
3.3.2 <i>Überblick des Stromsektors</i>	38
3.3.3 <i>Überblick der Klima- und Energiepolitik</i>	40
3.4 DEEP-DIVE: VERWENDUNG ERNEUERBARER ENERGIEN	42
3.4.1 <i>Potenzial, bestehende Kapazitäten und Auslastungen</i>	42
3.4.2 <i>Deep-Dive: Dezentrale- und netzferne Stromversorgung</i>	43
3.5 RAHMENBEDINGUNGEN ZUR EINFÜHRUNG VON WASSERSTOFFTECHNOLOGIE	44
3.5.1 <i>Gesellschaft und Umwelt</i>	44
3.5.2 <i>Regulatorische Rahmenbedingungen</i>	46
4 COOKINSELN	47
4.1 ALLGEMEINES.....	47
4.2 ÜBERBLICK DER MARKTSTRUKTUR UND -ENTWICKLUNG.....	48
4.3 ÜBERBLICK DES ENERGIESEKTORS.....	49
4.3.1 <i>Energiequellen und -verbrauch</i>	49
4.3.2 <i>Überblick des Stromsektors</i>	50
4.3.3 <i>Überblick der Klima- und Energiepolitik</i>	53
4.4 DEEP-DIVE: VERWENDUNG ERNEUERBARER ENERGIEN	54
4.4.1 <i>Potenzial, bestehende Kapazitäten und Auslastungen</i>	55
4.4.2 <i>Deep-Dive: Dezentrale- und netzferne Stromversorgung</i>	57
4.5 RAHMENBEDINGUNGEN ZUR EINFÜHRUNG VON WASSERSTOFFTECHNOLOGIE	58
4.5.1 <i>Gesellschaft und Umwelt</i>	58

4.5.2	Regulatorische Rahmenbedingungen	59
5	TONGA	60
5.1	ALLGEMEINES	60
5.2	ÜBERBLICK DER MARKTSTRUKTUR UND -ENTWICKLUNG	61
5.3	ÜBERBLICK DES ENERGIESEKTORS	62
5.3.1	Energiequellen und -verbrauch	63
5.3.2	Überblick des Stromsektors	63
5.3.3	Überblick der Klima- und Energiepolitik	66
5.4	DEEP-DIVE: VERWENDUNG ERNEUERBARER ENERGIEN	69
5.4.1	Potenzial, bestehende Kapazitäten und Auslastungen	69
5.4.2	Deep-Dive: Dezentrale- und netzferne Stromversorgung	70
5.5	RAHMENBEDINGUNGEN ZUR EINFÜHRUNG VON WASSERSTOFFTECHNOLOGIE	71
5.5.1	Gesellschaft und Umwelt	71
5.5.2	Regulatorische Rahmenbedingungen	73
6	RELEVANTE SEKTOREN	74
6.1	TOURISMUS (HOTELS UND ANDERE TOURISTISCHE OBJEKTE)	74
6.2	DEZENTRALE KRANKENHAUSSTATIONEN	76
6.3	TRANSPORTSEKTOR (MARINE, FÄHRBETRIEB)	77
7	TECHNO-ÖKONOMISCHE ANALYSE	78
7.1	HINTERGRUND	78
7.1.1	Der Multi-Vector-Simulator (MVS)	78
7.1.2	Inputs	80
7.1.3	Szenarien	81
7.1.4	Sensitivitätsanalyse	81
7.2	FALLBEISPIEL 1: FIDSCHI – NUKUBATI GREAT SEA REEF RESORT	81
7.2.1	Stromverbrauch	82
7.2.2	Solarpotenzial	83
7.2.3	Standortspezifische Input Parameter	83
7.2.4	Zusammenfassung der Ergebnisse	84
7.2.5	Sensitivitätsanalyse	87
7.2.6	Fazit	92
7.3	FALLBEISPIEL 2: SAMOA – TANO A TUSITALA DATELINE RESORT	92
7.3.1	Stromverbrauch	92
7.3.2	Solarpotenzial	93
7.3.3	Standortspezifische Input Parameter	94
7.3.4	Zusammenfassung der Ergebnisse	94
7.3.5	Sensitivitätsanalyse	97
7.3.6	Fazit	102
7.4	FALLBEISPIEL 3: COOKINSELN – MOTU BEACHFRONT VILLAS RESORT	102
7.4.1	Stromverbrauch	102
7.4.2	Solarpotential	105
7.4.3	Standortspezifische Input Parameter	106
7.4.4	Zusammenfassung der Ergebnisse	106
7.4.5	Sensitivitätsanalyse	109
7.4.6	Fazit	114
7.5	FALLBEISPIEL 4: TONGA – TANO A INTERNATIONAL DATELINE RESORT	114
7.5.1	Stromverbrauch	114
7.5.2	Solarpotential	115
7.5.3	Standortspezifische Inputparameter	116

7.5.4	<i>Zusammenfassung der Ergebnisse</i>	116
7.5.5	<i>Sensitivitätsanalyse</i>	119
7.5.6	<i>Fazit</i>	125
7.6	ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT	125
7.6.1	<i>Schlussfolgerungen aus der Simulation und Analyse der Energiesysteme für die präsentierten Fallbeispiele:</i>	125
7.6.2	<i>Schlussfolgerungen für den Einsatz von Wasserstofftechnologien auf den pazifischen Inseln</i>	126
8	FINANZIERUNGSMÖGLICHKEITEN	127
8.1	ÜBERSICHT VON FINANZIERUNGSQUELLEN	127
9	HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	130
	REFERENZEN	132

Darstellungsverzeichnis

Darstellung 1: Zusammensetzung der fidschianischen Wirtschaft (2019)	18
Darstellung 2: Wirtschaftliche Entwicklung in Fidschi (2019-2025f, hellblau: Prognosen)	19
Darstellung 3: Überblick des Energieangebots in Fidschi (2020)	20
Darstellung 4: Überblick der Elektrizitätsproduktion (2021)	21
Darstellung 5: Entwicklung der Quellen für die Elektrizitätsproduktion (2000-2021)	22
Darstellung 6: Überblick der Energie-Infrastruktur auf Fidschi	23
Darstellung 7: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätsenergieerzeugung (2015-2022)	28
Darstellung 8: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion (2015-2021)	29
Darstellung 9: Entwicklung der Off-Grid Elektrizitätskapazität (2015-2021)	31
Darstellung 10: Wirtschaftliche Entwicklung in Samoa (2021-2025f)	36
Darstellung 11: Zusammensetzung der samoanischen Wirtschaft (2019)	36
Darstellung 12: Überblick des Energieangebots in Samoa (2021)	38
Darstellung 14: Überblick der Elektrizitätsproduktion (2021)	39
Darstellung 15: Entwicklung der Quellen für die Elektrizitätsproduktion (2001-2021)	39
Darstellung 16: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätskapazitäten (2015-2022)	43
Darstellung 17: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion (2015-2021)	43
Darstellung 18: Zusammensetzung der Wirtschaft der Cookinseln (2019)	49
Darstellung 19: Überblick des Energieangebots auf den Cookinseln (2020)	50
Darstellung 20: Überblick der Elektrizitätsproduktion (2022)	50
Darstellung 21: Entwicklung der Quellen für die Elektrizitätsproduktion (2012-2022)	51
Darstellung 22: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätskapazitäten (2015-2022)	55
Darstellung 23: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion (2015-2021)	56
Darstellung 24: Überblick der Solarkapazitäten auf Rarotonga	57
Darstellung 25: Entwicklung der Off-Grid Energiekapazität (2015-2021)	58
Darstellung 26: Zusammensetzung der tongaischen Wirtschaft (2019)	61
Darstellung 27: Wirtschaftliche Entwicklung in Tonga (2021-2025, hellblau: Prognosen)	62
Darstellung 28: Überblick des Energieangebots in Tonga (2020)	63
Darstellung 29: Überblick der Elektrizitätsproduktion (2021)	64
Darstellung 30: Entwicklung der Quellen für die Elektrizitätsproduktion (2001-2021)	64
Darstellung 31: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätskapazitäten (2015-2022)	69
Darstellung 32: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion (2015-2021)	70
Darstellung 33: Entwicklung der Off-Grid Elektrizitätskapazität (2015-2021)	71
Darstellung 34: Flussdiagramm des MVS	79
Darstellung 35: Tägliches Lastprofil Nukubati Great Sea Reef Resort	82
Darstellung 36: Jährliches Solarpotential für das Nukubati Great Sea Reef Resort	83
Darstellung 37: Visualisierung der Berechnung des Break Even Points	86
Darstellung 38: Exemplarische Visualisierung des Stromflusses über drei Tage für das Nukubati Great Sea Reef Resort	86
Darstellung 39: State of charge (SOC) des Batteriespeichers (oben) und des Wasserstoffspeichers (unten) über eine Woche	87
Darstellung 40: Optimierte zusätzliche Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Dieselpreisschwankungen	88
Darstellung 41: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Dieselpreisschwankungen	89
Darstellung 42: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des erneuerbare Energie Anteils bei Dieselpreisschwankungen	89

Darstellung 43: Optimierte zusätzliche Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten	90
Darstellung 44: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten	91
Darstellung 45: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils erneuerbarer Energien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten.....	92
Darstellung 46: Jährlicher Lastgang für das Tanoa Tusitala Dateline Resort	93
Darstellung 47: Jährliches Solarpotential für das Tanoa Tusitala Dateline Resort	94
Darstellung 48: Visualisierung der Berechnung des Break Even Points	96
Darstellung 49: Visualisierung des State of Charge (SOC) des Batteriespeichers (oben) und des Wasserstoffspeichers (unten) für das 100 % Erneuerbare Energie Szenario (PV, Batterie, Wasserstoff) über ein Jahr	97
Darstellung 50: Optimierte Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Strompreisschwankungen ..	98
Darstellung 51: Netzstrombezug in kWh für die berechneten Sensitivitätsfälle (Strompreisschwankungen)	98
Darstellung 52: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Strompreisschwankungen	99
Darstellung 53: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils der erneuerbaren Energie bei Strompreisschwankungen	99
Darstellung 54: Optimierte Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten	100
Darstellung 55: Netzstrombezug in kWh für die berechneten Sensitivitätsfälle (Investitionskosten Wasserstoffkomponenten)	101
Darstellung 56: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten	101
Darstellung 57: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils erneuerbarer Energie bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten.....	102
Darstellung 58: Jährlicher Lastgang für das Motu Beachfront Villas Resort	103
Darstellung 59: Jährlicher Lastgang (oben) und wöchentlicher Lastgang (unten) für die Kent Community Hall	104
Darstellung 60: Jährlicher Lastgang (oben) und täglicher Lastgang (unten) für die Titikaveka Schule	105
Darstellung 61: Jährliches Solarpotential für das Motu Beachfront Villas Resort	106
Darstellung 62: Visualisierung der Berechnung des Break Even Points	108
Darstellung 63: Visualisierung des State of Charge (SOC) des Batteriespeichers (oben) und des Wasserstoffspeichers (unten) für das 100 % Erneuerbare Energie Szenario (PV, Batterie, Wasserstoff) über ein Jahr	109
Darstellung 64: Optimierte Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Strompreisschwankungen	110
Darstellung 65: Netzstrombezug in kWh für die berechneten Sensitivitätsfälle (Strompreisschwankungen)	110
Darstellung 66: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Strompreisschwankungen	111
Darstellung 67: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils erneuerbarer Energie bei Strompreisschwankungen	111
Darstellung 68: Optimierte Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten	112
Darstellung 69: Netzstrombezug in kWh für die berechneten Sensitivitätsfälle (Investitionskosten Wasserstoffkomponenten)	113

Darstellung 70: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten	113
Darstellung 71: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils der erneuerbaren Energien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten.....	114
Darstellung 72: Jährlicher Lastgang für das Tanoa International Dateline Resort	115
Darstellung 73: Jährliches Solarpotential für das Tanoa International Dateline Resort.....	116
Darstellung 74: Visualisierung der Berechnung des Break Even Points	118
Darstellung 75: Visualisierung des State of Charge (SOC) des Batteriespeichers (oben) und des Wasserstoffspeichers (unten) für das 100 % Erneuerbare Szenario (PV, Batterie, Wasserstoff) über ein Jahr	119
Darstellung 76: Exemplarische Visualisierung des Stromflusses für einige Septembertage für das 100 % Erneuerbare Szenario (PV, Batterie, Wasserstoff).....	119
Darstellung 77: Optimierte Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Strompreisschwankungen	120
Darstellung 78: Netzstrombezug in kWh für die berechneten Sensitivitätsfälle (Strompreisschwankungen)	121
Darstellung 79: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Strompreisschwankungen	121
Darstellung 80: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils erneuerbarer Energie bei Strompreisschwankungen	122
Darstellung 81: Optimierte Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten	123
Darstellung 82: Netzstrombezug in kWh für die berechneten Sensitivitätsfälle (Investitionskosten Wasserstoffkomponenten)	123
Darstellung 83: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten	124
Darstellung 84: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils an erneuerbaren Energien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten.....	125

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wirtschafts- und Klimastrategien Fidschis.....	26
Tabelle 2: Klimainitiativen Fidschis.....	26
Tabelle 3: Projekte und Initiativen in Samoa.....	42
Tabelle 4: Wirtschafts- und Klimastrategien auf den Cookinseln.....	54
Tabelle 5: Wirtschafts- und Klimastrategien in Tonga.....	67
Tabelle 6: Grundcharakteristika der Fallbeispiele	78
Tabelle 7: MVS-Inputparameter	80
Tabelle 8: Lastbedarfe Nukubati Great Sea Reef Resort	83
Tabelle 9: Solarpotenzial Nukubati Great Sea Reef Resort	83
Tabelle 10: Inputparameter Nukubati Great Sea Reef Resort.....	84
Tabelle 11: Evaluation Nukubati Great Sea Reef Resort	84
Tabelle 12: Szenarien Parameter Nukubati Great Sea Reef Resort.....	85
Tabelle 13: Lastbedarf Tanoa Tusitala Dateline Resort	93
Tabelle 14: Solarpotenzial Tanoa Tusitala Dateline Resort	93
Tabelle 15: Inputparameter Tanoa Tusitala Dateline Resort	94
Tabelle 16: Evaluation Tanoa Tusitala Dateline Resort	95
Tabelle 17: Szenarienparameter Tanoa Tusitala Dateline Resort	95
Tabelle 18: Lastbedarf Motu Beachfront Villas Resort.....	103
Tabelle 19: Lastbedarf Kent Community Hall	104
Tabelle 20: Lastbedarf Titikaveka Schule	105
Tabelle 21: Motu Beachfront Villas Resort.....	105
Tabelle 22: Inputparameter Motu Beachfront Villas Resort	106
Tabelle 23: Evaluation Motu Beachfront Villas Resort	107
Tabelle 24: Szenarien Parameter Motu Beachfront Villas Resort	107
Tabelle 25: Tanoa International Dateline Resort.....	115
Tabelle 26: Solarpotenzial Tanoa International Dateline Resort.....	115
Tabelle 27: Inputparameter Tanoa International Dateline Resort	116
Tabelle 28: Evaluation Tanoa International Dateline Resort.....	116
Tabelle 29: Szenarien Parameter Tanoa International Dateline Resort	117

Abkürzungsverzeichnis

ACSE	Adapting to Climate Change and Sustainable Energy; Anpassung an den Klimawandel und nachhaltige Energie
ADB	Asian Development Bank; Asiatische Entwicklungsbank
AFOLU	Agriculture, Forestry and Other Land Use; Landwirtschaft, Forstwirtschaft und andere Landnutzung
AKP	Gruppe der Afrikanischen, Karibischen und Pazifischen Staaten
BESS	Battery Energy Storage Systems; Batterieenergiespeichersystem
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CDM	Clean Development Mechanism
CIREC	Cook Islands Renewable Electricity Chart
CIRESP	Cook Islands Renewable Energy Sector Project
CKD	Cook Island Dollar
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP23	Conference of the Parties
CVA	Climate Vulnerability Assessment
DNTMS	Department of National Trade Measurement and Standards
DoE	Department of Energy
EbA	Ecosystem-based Adaptation; ökosystembasierte Anpassung
EEF	Europäischer Entwicklungsfonds
EFL	Energy Fiji Limited
EPC	Electric Power Cooperation
EU	Europäische Union
EUR	Euro
FCCC	Fijian Competition & Consumer Commission; Fidschianische Wettbewerbs- und Verbraucherkommission
FJD	Fidschi Dollar
FEA	Fiji Electricity Authority
FREF	Fiji Rural Electrification Fund
FTSQCO	Fiji Trade Standards and Quality Control Office; Fidschianisches Amt für Handelsstandards und Qualitätskontrolle
GCCA	Global Climate Change Alliance
GCF	Green Climate Fund; Grüner Klimafonds
GEF	Global Environment Facility
GGGI	Global Green Growth Institute
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GN-SEC	Global Network of Regional Sustainable Energy Centres
GoS	Government of Samoa; Regierung von Samoa
GWh	Gigawattstunde
HDI	Human Development Index
HV	High Voltage; Hochspannung
IKT	Informations- und Kommunikations-Technologie
IMF	International Monetary Fund
IPP	Independent Power Producer; unabhängiger Stromerzeuger
IRENA	International Renewable Energy Agency; Internationale Organisation für Erneuerbare Energien
ISO	International Organization for Standardization; Internationale Organisation für Normung
IUCN	International Union for the Conservation of Nature; Weltnaturschutzunion
JI	Joint Implementation

JICA	Japan International Cooperation Agency
kg	Kilogramm
KOICA	Korea International Corporation Agency
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt-Peak
LEDS	Fiji Low Emissions Development Strategy
LPG	Liquified Petroleum Gas
MFAT	Ministry of Foreign Affairs & Trade
Mio	Million
MJ/m ²	Megajoule pro Quadratmeter
MOE	Ministry of Education
MSP	Maritime Spatial Planning; Meeresraumplanung
MW	Mega-Watt
NAP	National Adaptation Plan
NCSE	National Certificate for Sustainable Energy; Nationales Zertifikat für nachhaltige Energie
NDC	Nationally Determined Contribution
NDCR	Nationally Determined Contribution Implementation Roadmap
NDICI	Neighbourhood, Development and International Cooperation Instrument; EU-Instrument für Nachbarschaft, Entwicklung und internationale Zusammenarbeit
NDP	National Development Plan; Nationaler Entwicklungsplan
NEC	National Energy Committee
NES	National Environment Service
NGO	Non-Governmental Organization
NSDP	National Sustainable Development Plan; Nationaler Nachhaltigkeitsentwicklungsplans
OEC	Observatory of Economic Complexity
OIREP	Outer Islands Renewable Energy Project
PDP	Power Development Plan
PDS	Pacific Development Strategy
PFI	Pacific Island Forum
PIC	Pacific Island Countries
PIDF	Pacific Islands Development Forum
PIREP	Pacific Islands Renewable Energy Project
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
REDD	Renewable Energy Development Division
SA	Standard Allowance
SDG	Sustainable Development Goal
SESP	Samoa Energy Sector Plan
SHS	Solar Home Systems
SIDS	Small Island Developing States
SLIP	Short Life Investment Package
SPC	Pacific Community
SPTO	Pacific Tourism Organisation
STEC	Samoaan Trust Estate Corporation
TAU	Te Aponga Uira
TEEMP	Tonga Energy Efficiency Master Plan; Energieeffizienz-Masterplan
TERM	Tonga Energy Road Map
TNA	Technology Needs Assessment

TOP	Tonga-Pa'anga
TPL	Tonga Power Limited
TSDFI	Tonga Strategic Development Framework
TWh	Terawattstunde
ULP	Unleaded Petrol; Unverbleites Benzin
UN	United Nations
UNDP	United Nations Development Programm
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change; Rahmenkonvention der Vereinten Nationen über Klimaänderungen
UNICEF	United Nations International Children's Emergency Fund
USD	US-Dollar
WST	Samoaanischer Tala
WTTC	World Travel and Tourism Council

Währungsumrechnung

1 EUR	1,09 USD
1 EUR	1,82 NZD
1 EUR	2,44 FJD
1 EUR	2,94 WST
1 EUR	1,82 CKD
1 EUR	2,55 TOP

Quelle: Xe, Currency Converter, Stand: 14. November 2023, <https://www.xe.com/currencyconverter/convert>

Executive Summary

Die pazifischen Inselstaaten (PIC) stehen vor erheblichen Herausforderungen aufgrund ihrer exponierten Lage im Hinblick auf den Klimawandel. Die Auswirkungen sind vielfältig und haben schwerwiegende Folgen für Umwelt, Gesellschaft und Wirtschaft. Es ist unabdingbar, dass diese Länder sich den zunehmenden Auswirkungen des Klimawandels anpassen und nachhaltige Entwicklungsstrategien umsetzen. Eine globale Koordination und die Bereitstellung von Ressourcen sind entscheidend, um den PIC die notwendigen Mittel und Technologien für eine nachhaltige Reaktion auf die Klimaherausforderungen zur Verfügung zu stellen.

Mit dem verstärkten Fokus auf umweltfreundliche Energien und der eingeleiteten Abkehr von der Verwendung fossiler Brennstoffe scheint sich ein struktureller Wandel in den pazifischen Inselstaaten anzubahnen. Bisher waren diese Staaten hauptsächlich auf den Import fossiler Brennstoffe zur Deckung ihres Energiebedarfs angewiesen. Die Umstellung zu erneuerbaren Energiequellen bietet den Pazifikinseln in vielerlei Hinsicht beträchtliche Vorteile. Die Region verfügt über eine Fülle an erneuerbaren Energiequellen, darunter Wasserkraft, Geothermie, Solarenergie, Bioenergie und in begrenztem Umfang Windenergie. Die Nutzung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen stellt eine naheliegende Lösung für die Pazifikinseln dar, da sie keinen kostspieligen Transport von Diesel über weite Entfernungen erfordert. Der Tourismussektor, der in vielen pazifischen Inselstaaten eine wichtige Einnahmequelle darstellt, ist sowohl ein bedeutender Verbraucher von Energie als auch Emittent von Emissionen. Die zunehmende Nachfrage nach Unterkünften, Transport und Freizeitaktivitäten führt zu einem steigenden Energiebedarf, während gleichzeitig die mit dem Tourismus verbundenen Aktivitäten wie Transport und Unterkünfte zu einem Anstieg der Treibhausgasemissionen beitragen. Daher ist es entscheidend, den Tourismussektor in die umfassende Strategie zur Förderung erneuerbarer Energien und zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen einzubeziehen.

Die nachfolgende Umfeldanalyse bewertet das Potenzial von grünen Wasserstofftechnologien anhand von Fallstudien in Fidschi, Samoa, Tonga und den Cookinseln. Der Fokus liegt auf der Anwendung erneuerbarer Energien für die dezentrale Stromversorgung von Hotels, Resorts und weiteren touristischen Objekten sowie grüner Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien als Energiespeicher in besagten Einrichtungen.

Als Teil dieser Umfeldanalyse berücksichtigt die techno-ökonomische Machbarkeitsanalyse Wasserstoff als Speichertechnologie. Ebenso werden wirtschaftliche Faktoren wie Stromgestehungskosten, Investitionskosten und die Amortisation der Investition (Break-Even-Point) berücksichtigt. Weitere relevante Kennzahlen umfassen die Anteile erneuerbarer Energiequellen, produzierten Überschussstrom und CO₂-Emissionen.

Die unter Verwendung einer Multi-Vektor-Simulationssoftware (MVS) erstellten Szenarien und Analysen der Fallbeispiele zeigen, dass vollständig auf erneuerbare sowie Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie basierende Energiesysteme in den meisten Fällen, neben der Emissionseinsparung, auch substantielle Kostenreduktionen versprechen. Die Informationen zu den jeweiligen Rahmenbedingungen und die Ergebnisse dieser Studie zeigen die Möglichkeiten und wirtschaftlichen Vorteile der Integration von grüner Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in die dezentrale Energieversorgung von Inselstaaten.

Das Nukubati Great Sea Reef Resort diente als Fallbeispiel für Fidschi. Das Vier-Sterne-Resort befindet sich auf der gleichnamigen Insel Nukubati, nahe der Insel Vanua Levu. Die kleine Insel ist nicht an das Stromnetz angeschlossen, sodass sich das Resort autark über eine Solaranlage, einen Batteriespeicher und einen Dieselgenerator mit Strom versorgt. Die Integration von Wasserstofftechnologie zur Langzeit- oder saisonalen Energiespeicherung sowie zusätzliche Photovoltaik (PV)- und Batteriespeicherkapazität in das bestehende System könnte die Stromkosten des Resorts um 42 % senken.

Das Fallbeispiel des Motu Beachfront Villas Resorts auf den Cookinseln strebt alternative Lösungen für seine Stromversorgung an, um die hohen Kosten für Strom und Diesel zu senken. Aktuell bezieht das Resort Strom vom staatlichen Netz, der von einem Dieselmotorkraftwerk auf der Hauptinsel Rarotonga erzeugt wird. Die Versorgung ist zuverlässig und Ausfälle gibt es sehr selten. Auch hier zeigt sich der Einsatz eines aus PV- Batterie- und Wasserstofftechnologie bestehenden Systems rentabel. Das Resort könnte mit der Integration dieser Kombination mehr als die Hälfte seiner gegenwärtigen Stromkosten einsparen und der Break-Even-Point der Anfangsinvestition wäre in diesem Fall bereits nach fünf Jahren erreicht.

Das Tanoa Tusitala Dateline Resort dient als Fallbeispiel für Samoa. Das Resort in Apia auf Upolu (einer der beiden Hauptinseln Samoas) ist ein Vier-Sterne-Resort, welches an das Stromnetz angeschlossen ist und einen Backup- Dieselgenerator besitzt, der bei gelegentlich vorkommenden Netzstromausfällen (1-3 Stunden pro Monat) eingesetzt wird. Die derzeit kostengünstigste Lösung für das Tanoa Tusitala Dateline Resort besteht darin, die PV-Kapazität zu erhöhen und kleine Batteriespeicher hinzuzufügen, um den Netzstrom (einschließlich eines Dieselgenerator-Backups) zu supplementieren. Dadurch können die Energiekosten um 13 % gesenkt werden. Die Wirtschaftlichkeit von 100 % erneuerbaren Szenarien mit Wasserstofftechnologie ist derzeit nicht gegeben, könnte aber bei zukünftig steigenden Dieselpreisen oder sinkenden Kosten für Wasserstoff- und Brennstoffzellenkomponenten rentabel werden.

Das Drei-Sterne Tanoa International Dateline Resort befindet sich in der Hauptstadt von Tonga (Nuku'alofa). Es ist an das nationale Stromnetz angeschlossen, besitzt und betreibt allerdings für gelegentlich vorkommende Netzstromausfälle (ein bis zweimal pro Monat für 2-3 Stunden) einen Backup Dieselgenerator. Das Tanoa International Dateline Resort würde von der Installation einer PV-Anlage, eines Batteriespeichers und Wasserstofftechnologie als Ergänzung zum Netzstrombezug profitieren, da die Stromkosten so langfristig um 60 % gesenkt werden könnten. Der Dieselgenerator wird in diesem Fall nicht mehr benötigt, um die gelegentlichen Stromausfälle zu überbrücken. Der Break-Even-Point wäre nach 7 Jahren erreicht.

Insgesamt zeigen die Fallstudien in Fidschi, den Cookinseln, Tonga und Samoa vielversprechende Möglichkeiten für die Integration von grünen Wasserstofftechnologien in die Energieinfrastruktur der pazifischen Inselstaaten auf. Während die Fallbeispiele für Fidschi, die Cookinseln und Tonga erhebliche Potenziale für Kosteneinsparungen und eine nachhaltige Energieversorgung durch die Nutzung von Wasserstofftechnologie und erneuerbaren Energien aufzeigen, zeigt das Fallbeispiel Samoa eine differenziertere Situation. Für das Fallbeispiel in Samoa, vertreten durch das Tanoa Tusitala Dateline Resort, zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit von 100 % erneuerbaren Szenarien mit Wasserstofftechnologie derzeit nicht gegeben ist. Dennoch könnte sich dies in Zukunft ändern, insbesondere angesichts möglicher Steigerungen der Dieselpreise oder sinkender Kosten für Wasserstoff- und Brennstoffzellenkomponenten.

Der Übergang zu umweltfreundlichen Energiequellen bietet sowohl wirtschaftliche Vorteile als auch die Chance, Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Erfolgreiche Implementierungen, wie zum Beispiel in einigen afrikanischen Ländern, in Asien und Europa, zeigen, dass die Synergie zwischen erneuerbaren Energien und grünem Wasserstoff eine zuverlässige und wirtschaftliche Energieversorgung ermöglicht. Diese Erfahrungen können als Vorbild für ähnliche Initiativen in anderen Inselregionen dienen und den weltweiten Übergang zu nachhaltiger Energie vorantreiben.

1 Einleitung

Die PIC liegen nicht nur in einer strategisch wichtigen geographischen Region, sondern sind aufgrund dieser Lage auch besonders anfällig für die Folgen des Klimawandels. Obwohl sie selbst wenig zur globalen Erwärmung beitragen, leiden sie aufgrund ihrer Geo- und Topografie stark unter den Auswirkungen. Sie stehen an vorderster Front existenzieller Bedrohungen wie dem Anstieg des Meeresspiegels, der Versauerung der Ozeane und extremen Wetterereignissen. Diese Phänomene bedrohen die Lebensgrundlagen der Bewohner*innen, die Infrastruktur und die Wirtschaft der pazifischen Inselstaaten. Anpassungsstrategien und Maßnahmen zur Minderung der Folgen des Klimawandels sind dringend erforderlich, um die langfristige Resilienz und Nachhaltigkeit der Region zu gewährleisten.

Diese Faktoren beeinträchtigen die Attraktivität der Inseln als Reiseziel, gefährden die natürlichen Ressourcen und Infrastrukturen, die für den Tourismus unerlässlich sind, und erhöhen das Risiko von Umweltkatastrophen. Der Tourismussektor ist daher dringend gefordert, sich an die Herausforderungen des Klimawandels anzupassen, um seine langfristige Überlebensfähigkeit und Resilienz zu gewährleisten. Diese Anpassung erfordert ein tiefgreifendes Umdenken in der Planung und im Management touristischer Destinationen. Dazu gehören Investitionen in nachhaltige Praktiken wie die Förderung erneuerbarer Energien, die Implementierung effizienter Wassernutzungssysteme, die Förderung der biologischen Vielfalt sowie die Einführung umweltfreundlicher Transportmöglichkeiten.

Grüner Wasserstoff gilt als der Energieträger der Zukunft und spielt eine zentrale Rolle in den Bestrebungen zur Erreichung der gesetzten Klimaziele. Dieser zeichnet sich durch seine umweltfreundliche und klimaneutrale Herstellung aus. Für die Erzeugung von Wasserstoff bietet sich unter anderem das Verfahren der Elektrolyse an. Dabei wird Wasser (H_2O) in einem Elektrolyseur in seine Bestandteile Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) zerlegt. Wenn der Elektrolyseur mit grünem Strom betrieben wird, ist die Herstellung des Wasserstoffs emissionsfrei, folglich umweltfreundlich und klimaneutral. In dezentralen Energieversorgungssystemen kann grüner Wasserstoff klimaneutral angeliefert oder lokal hergestellt und gelagert werden. Bei Bedarf kann dieser in einer Brennstoffzelle wieder rückverstromt und als Strom von Verbrauchern genutzt werden. Dabei reagieren Wasserstoff (H_2) und Luftsauerstoff (O_2) unter Abgabe von Energie (Strom und Abwärme) wieder zu Wasser (H_2O). Durch die klimaneutrale Herstellung und vielfältige Einsatzmöglichkeiten sind grüne Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien zentrale Elemente der Energiewende und somit Wegbereiter der Klimaneutralität.

Im Gegensatz zum Einsatz fossiler Energieträger in bspw. Dieselgeneratoren stellen dezentrale Energieversorgungssysteme auf Basis grüner Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien eine umwelt- und klimafreundliche Alternative bei der netzfernen Primärenergieversorgung oder Notstromversorgung dar.

Für die Einführung dieser Technologien ist eine enge Zusammenarbeit zwischen staatlichen Organen, dem Privatsektor und internationalen Entwicklungspartnern unerlässlich. Diese Kooperation ist entscheidend, um die notwendigen technologischen, finanziellen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu schaffen, die für die erfolgreiche Implementierung von grünem Wasserstoff erforderlich sind. Durch die Bündelung von Ressourcen und Expertise können innovative Lösungen entwickelt und umgesetzt werden, die einen langfristigen positiven Einfluss auf die gesamte Region haben werden.

Als unterstützender Begleiter dieser Transformation und historisch in der Region verwurzelter Akteur ist Deutschland seit 2016 Dialogpartner des Pazifischen Inselforums (PIF), einer regionalen Organisation mit 18 Mitgliedsstaaten, darunter Australien und Neuseeland. Das Forum behandelt Themen wie wirtschaftliche Entwicklung, Umweltschutz, Gesundheit, Bildung, Sicherheit und regionale Integration.

Im September 2020 hat Deutschland Leitlinien zum Indo-Pazifik veröffentlicht, was die Region verstärkt in den Fokus der deutschen Außen- und Sicherheitspolitik rückt. Die Nationale Sicherheitsstrategie von Juni 2023 setzt dies konsequent fort. Deutschland zeigt vor diesem Hintergrund des dynamischen Wachstums verstärkte Präsenz im Indo-Pazifik, da die Region sowohl Chancen als auch Herausforderungen birgt.

2 Fidschi

2.1 Allgemeines

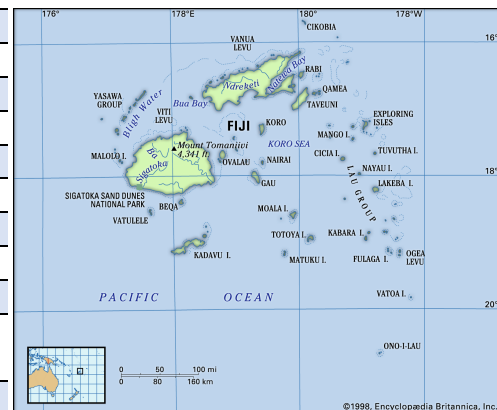
Der Inselstaat Fidschi im Südpazifik besteht aus über 300 Inseln, von denen 110 bewohnt sind. Er wird traditionell als das wirtschaftliche, logistische und akademische Zentrum der Region angesehen und bietet beträchtliches Potenzial für Handel und Investitionen in verschiedenen Sektoren wie Infrastrukturentwicklung, Energie, Bergbau, Gesundheit und Landwirtschaft. Die fidschianische Kultur ist äußerst vielfältig und geprägt von einer einzigartigen Verschmelzung polynesischer, melanesischer und indischer Einflüsse.¹

Suva, an der Westküste der größten Insel Viti Levu gelegen, ist als Hauptstadt das politische Zentrum des Landes, während Nadi an der Ostküste der Insel das primäre Geschäftszentrum des Landes bildet. Die vorherrschenden Sprachen in Fidschi sind Englisch, Fidschianisch und Hindi, und die bedeutendsten Religionen das Christentum, der Hinduismus und der Islam sind.

Fidschis Regierungsform ist eine parlamentarische Demokratie. Der/die Premierminister*in wird von der stärksten Partei im Parlament gestellt und von der oder dem Präsidenten*in ernannt.² Der derzeitige Premierminister von Fidschi ist Sitiveni Ligamamada Rabuka (People's Alliance Party), gewählt am 14. Dezember 2022 mit Unterstützung der Parteien NFP (National Federation Party) und SODELPA (Social Democratic Liberal Party). Im aktuellen 55-Sitze-Parlament sind 10,9 % der Abgeordneten Frauen. Dies bedeutet einen Rückgang von 10 % im Vergleich zum vorherigen Parlament von 2020. Fidschis Verfassung verbietet als einzige in der Pazifikregion ausdrücklich indirekte Diskriminierung, einschließlich von Geschlechtsdiskriminierung.³

Die sozioökonomischen Indikatoren Fidschis liegen im mittleren bis niedrigen Bereich im Vergleich zu Australien und Neuseeland, aber sind ähnlich der anderen in der Studie betrachteten PIC. Der Human Development Index (HDI) lag im Jahr 2021 bei 0,73. Rund 57 % der Bevölkerung Fidschis leben in urbanen Räumen.⁴

Hauptstadt	Suva
Bevölkerung	924.610 ⁵
Fläche	18.270 km ² ⁶
Bevölkerungsdichte	50,61 Bewohner:innen pro km ² ⁷
Anzahl (bewohnter) Inseln	330 (110 bewohnt) ⁸
Regierungsform	Parlamentarische Republik
Amtssprachen	Fidschi, Fidschi-Hindi, Englisch
Währung	Fidschi Dollar (FJD)
Wechselkurs	1 FJD = 0,41 EUR
Bruttoinlandsprodukt	3,96 Mrd. EUR (2021) BIP-Wachstum (2021): -4,0 %
„Ease of doing business“	61,5 auf Rang 102 (2019) ⁹
Korruptionsindex	53 auf Rang 49 von 180 (2022) ¹⁰



¹ Britannica, "Fiji – Cultural Life", 2023, <https://www.britannica.com/place/Fiji-republic-Pacific-Ocean/Cultural-life>

² Britannica, "Economy of Fiji," 2023, <https://www.britannica.com/place/Fiji-republic-Pacific-Ocean/History>.

³ Fiji Parliament, 2024, Fiji women representation in Parliament continues to improve - Parliament of the Republic of Fiji

⁴ Marc Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries," 2022, <https://asiafoundation.org/wp-content/uploads/2022/10/Political-Economy-of-Water-Resources-Management-and-Community-Perceptions-in-the-Pacific-Island-Countries.pdf>.

⁵ Länderdaten, "Länderdaten Fidschi Gesundheitswesen," 2023, <https://www.laenderdaten.info/Ozeanien/Fidschi/gesundheit.php>.

⁶ Länderdaten, "Länderdaten Fidschi Gesundheitswesen."

⁷ Länderdaten, "Länderdaten Fidschi Gesundheitswesen."

⁸ Länderdaten, "Länderdaten Fidschi Gesundheitswesen."

⁹ WorldBankData, "Ease of Doing Business Rank," World Bank Data, 2019, <https://data.worldbank.org/indicator/IC.BUS.EASE.XQ?end=2019&start=2019&view=map>.

¹⁰ Transparency International, "Corruption Perceptions Index," Transparency International, 2021, <https://www.transparency.org/en/cpi/2021>.

Die Bundesrepublik Deutschland und Fidschi unterhalten seit dem 01.08.1973 diplomatische Beziehungen. Vergangenes Jahr, am 19.08.2023 eröffnete Deutschland eine Botschaft in Fidschi. Die beiden Länder pflegen ausgezeichnete Handelsbeziehungen mit einem Gesamtvolumen von etwa 15,7 Mio. EUR im Jahr 2022. Die Exporte aus Deutschland nach Fidschi beliefen sich dabei auf 14,1 Mio. EUR, was bei gleichzeitigen Importen aus Fidschi in Höhe von 1,6 Mio. EUR einen deutlichen Exportüberschuss darstellt. Die primären Exportgüter aus Deutschland nach Fidschi umfassen medizinische und pharmazeutische Produkte, Düngemittel sowie Parfümerie-, Kosmetik- und Körperpflegemittel. Fidschi hingegen exportiert hauptsächlich Früchte, Fischprodukte, Zuckerwaren und alkoholische Getränke nach Deutschland.¹¹

Die wirtschaftlichen Beziehungen zwischen Deutschland und Fidschi werden durch das Partnerschaftsabkommen zwischen Fidschi und der Europäischen Union geregelt. Seit 2008 gelten zoll- und kontingentfreie Exporte aus Fidschi in die EU, während sich Fidschi schrittweise für 87 % der EU-Importe über die vergangenen 15 Jahre öffnete. Dabei gelten jedoch Ausnahmeregelungen für sensible Sektoren und im Falle einer Beeinträchtigung der lokalen Wirtschaft sind Wiedereinführungen von Zöllen und Kontingenten möglich. Das Abkommen beinhaltet zusätzlich Regeln, um pazifischen Exporteuren zu helfen, EU-Importstandards zu erfüllen, sowie Maßnahmen für effizientere Zollverfahren und eine verbesserte Verwaltungszusammenarbeit.¹²

2.2 Überblick der Marktstruktur und -entwicklung

Für die Jahre 2023 und 2024 wird Fidschi ein Wirtschaftswachstum von ca. 6,8 % prognostiziert. Dieser Anstieg ist auf eine Erholung des Tourismussektors nach der Covid-19-Pandemie sowie die anhaltend starke inländische Konsumnachfrage zurückzuführen. Um drohenden Schuldenproblemen aus der Vergangenheit entgegenzuwirken, beschloss die Regierung Sparhaushalte für 2023 und für 2024. Die bisher geplanten Maßnahmen auf der Einnahmeseite, darunter eine Erhöhung der Mehrwertsteuer (derzeit 15 %) und des Unternehmenssteuer (derzeit 20 %), könnten Fidschi jedoch für ausländische Investoren unattraktiv machen.¹³

Die Marktwirtschaft Fidschis konzentriert sich vornehmlich auf die Bekleidungsindustrie, den Tourismus und die Landwirtschaft, hier insbesondere aus dem Anbau von Zuckerrohr (vgl. Darstellung 1, S.18). Ebenfalls gibt es eine starke Dienstleistungs- und Leichtindustriekomponente, die Tätigkeiten reichen hier vom Schiffbau (insbesondere Fischer- und Sportboote) bis hin zu Brauereien und der Herstellung von Farben.¹⁴

Nach den verheerenden Auswirkungen der COVID-19-Pandemie auf den Tourismussektor ist die Bedeutung des Agrarsektors als Einkommensquelle und Grundlage für Ernährungssicherheit in der fidschianischen Wirtschaft gestiegen. Der Agrarsektor wird derzeit auf etwa 610 Mio. EUR (1,5 Milliarden FJD) geschätzt und machte etwa 8,1 % des Bruttoinlandsprodukts (BIP) von Fidschi im Jahr 2021 aus, einschließlich der wichtigen Zuckerindustrie (1,1 %). Der Sektor ist zudem die Haupteinverbsquelle für mehr als 83 % der ländlichen Bevölkerung Fidschis.¹⁵

¹⁶

Nach der Wiedereröffnung Fidschis für internationale Besucher im Dezember 2021 erholt sich die Tourismusbranche stetig von den Auswirkungen der Pandemie. So haben sich die Besucherzahlen im Jahr 2022, gestiegen auf über 400.000 Besucher ggü. zum Vorjahr, mehr als verzehnfacht.¹⁷

¹¹ Germany Trade & Invest (GTAI), "Handelsdaten," 2023.

¹² European Commission, "EU Trade Relations with Pacific," 2022, https://policy.trade.ec.europa.eu/eu-trade-relationships-country-and-region/countries-and-regions/pacific_en.

¹³ Economist Intelligence, Fiji, Januar 11, 2024

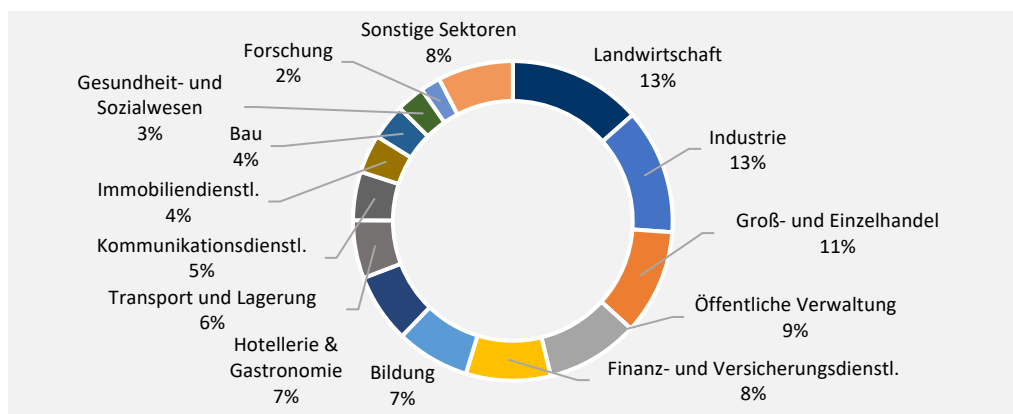
<https://country.eiu.com/fiji>

¹⁴ Britannica, "Fiji - Cultural Life," 2023, <https://www.britannica.com/place/Fiji-republic-Pacific-Ocean/Cultural-life>.

¹⁵ World Food Programme, "Workbook: Fiji Agriculture Statistics Online Data Library," 2020, https://analytics.wfp.org/t/Public/views/FijiAgricultureStatisticsOnlineDataLibrary/HomePage?%3Adisplay_count=n&%3Aid=6&%3Aorigin=viz_share_link&%3AshowAppBanner=false&%3AshowVizHome=n&%3AisGuestRedirectFromVizportal=y&%3Aembed=y#2.

¹⁶ Embassy of the Republic of Fiji in Japan, "Sector Overviews," 2023, <https://fijiembassy.jp/profile/economy/sectors-overview/>.

¹⁷ Fiji Bureau of Statistics, "PROVISIONAL VISITOR ARRIVALS – APRIL 2023," 2023.



Darstellung 1: Zusammensetzung der fidschianischen Wirtschaft (2019)¹⁹

Die Hauptmärkte für Tourismus in Fidschi waren Australien (41 %), Neuseeland (23 %) und die USA (11 %). Der verbleibende Anteil entfiel auf verschiedene Märkte, darunter Kanada, Europa, China, Indien und andere Pazifische Inselstaaten.²⁰ Das World Travel and Tourism Council (WTTC) prognostiziert, dass der direkte Beitrag des Tourismussektors zum fidschianischen BIP jährlich um etwa 5,3 % steigen wird. Bis 2028 wird erwartet, dass der Tourismussektor etwa 16,1 % des BIP ausmacht, was ungefähr 1,2 Mrd. USD entspräche.^{21 22}

Ein weiterer dynamischer Sektor in der aufstrebenden Volkswirtschaft Fidschis ist die verarbeitende Industrie, welche die Produktion von Textilien, Bekleidung, Schuhen, Zucker, Tabak, Lebensmitteln, Getränken (einschließlich Mineralwasser) und die Holzverarbeitung umfasst. Etwa 26.000 Menschen sind in diesem Sektor beschäftigt. Die auf den Inseln hergestellten Produkte genießen einen hervorragenden Ruf im internationalen Handel. Zudem zeigt sich Fidschi gut positioniert, um Investitionen im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) entlang der gesamten Wertschöpfungskette anzuziehen.^{23 24}

Fidschis Wirtschaft verzeichnete im Jahr 2022 ein Wachstum von 11,3 %, nach einem Rückgang von 4,1 % im Vorjahr. Dieser Aufschwung ist hauptsächlich durch die Wiederöffnung für internationalen Tourismus und die damit verbundenen positiven Spill-Over-Effekte auf andere Wirtschaftssektoren begründet. Die wichtigsten Beiträge kommen dabei aus den Bereichen Gastgewerbe, Transport und Lagerung, Finanz- und Versicherungswesen, Groß- und Einzelhandel, verarbeitendes Gewerbe und Landwirtschaft. Die Prognosen für die Jahre 2023 und 2024 deuten auf eine Fortsetzung des sektorübergreifenden Wirtschaftsaufschwungs hin, wobei ein Wachstum von 8,5 % bzw. 7,7 % erwartet wird. (vgl. Darstellung 2, S.19).^{25 26}

¹⁹ Fiji Bureau of Statistics, "Fiji National Accounts - Fiji Bureau of Statistics," 2022, <https://www.statsfiji.gov.fj/statistics/economic-statistics/national-accounts-gdp.html>.

²⁰ Fiji Bureau of Statistics, "PROVISIONAL VISITOR ARRIVALS – APRIL 2023."

²¹ World Travel and Tourism Council (WTTC), "Travel and Tourism Economic Impact 2018 Fiji," 2018.

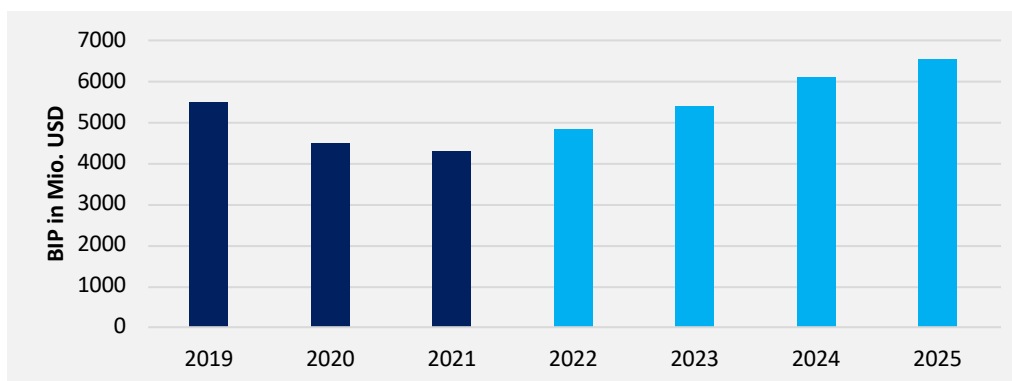
²² Shalini Singh et al., "Coastal Resource Management and Tourism Development in Fiji Islands: A Conservation Challenge," *Environment, Development and Sustainability* 23, no. 3 (March 1, 2021): 3009–27, <https://doi.org/10.1007/s10668-020-00764-4>.

²³ Reserve Bank of Fiji, "Leading Fiji to Economic Success," 2020, <https://www.rbf.gov.fj/>.

²⁴ Embassy of the Republic of Fiji in Japan, "Sector Overviews."

²⁵ Reserve Bank of Fiji, "Revised GDP Growth For The Fijian Economy: 2020 – 2024 (Press Release No 24)," 2021, <https://www.rbf.gov.fj/press-release-no-24-revised-gdp-growth-for-the-fijian-economy-2020-2024/>.

²⁶ International Monetary Fund, "World Economic Outlook Database," 2023, <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2023/April>.



Darstellung 2: Wirtschaftliche Entwicklung in Fidschi (2019-2025f, hellblau: Prognosen)²⁸

Fidschis Kapitalmärkte werden durch eine Reihe von Gesetzen, inkl. dem Companies Act 2015, reguliert. Diese Gesetze legen fest, nach welchen Regeln Unternehmen Gelder für Investitionszwecke einwerben können. Die fidschianische Zentralbank, die Reserve Bank of Fiji, spielt dabei als oberste Aufsichtsbehörde eine zentrale Rolle. In ihren Zuständigkeitsbereich fallen u.a. alle Kapitalmarktaufsichtsrichtlinien, die Überprüfung der Corporate Governance-Grundsätze und die Leitlinien für die Berichterstattung.²⁹

Dazu kommen, neben der Zentralbank, eine Vielzahl weiterer öffentlicher Institutionen und Behörden zur Gewährleistung reibungsloser wirtschaftlicher Abläufe, die sich auf die unterschiedlichen Aspekte und Zweige der fidschianischen Wirtschaft verteilen. Dazu gehören etwa die Telekommunikationsbehörde von Fidschi, das Ministerium für Mineralressourcen und der Verbraucherrat des Landes.³⁰

Die Regierung bietet ausländischen Investoren die Möglichkeit, in Fidschi zu investieren oder geschäftlich tätig zu werden. Dazu müssen mindestens FJD 300.000 (121.000 EUR) investiert werden. Hierbei sind nach dem Investment (Reserved and Restricted Activities) Regulation Act von 2022 in bestimmten Bereichen jedoch Ausnahmen möglich.³¹ Ausländische Investoren müssen gemäß der Verordnung über Investitionen in beschränkte Aktivitäten von 2022, gesondert spezifizierte (Mindest-)Beträge investieren.³²

Die Mitgliedschaft Fidschis in der Internationalen Organisation für Normung (ISO) garantiert die Einhaltung international anerkannter Standards. Auf nationaler Ebene trägt daneben das fidschianische Amt für Handelsstandards und Qualitätskontrolle (FTSQCO) zur weiteren Überprüfung bei. Zur Angleichung dieser fidschianischen Produkt- und Dienstleistungsstandards an internationale Normen gibt es seit 1992 das Department of National Trade Measurement and Standards (DNTMS).^{33 34}

Derzeit existieren in Fidschi elf verpflichtende und 75 freiwillige Standards. Diese decken eine Bandbreite von Bereichen ab, von Bau und Baumaterialien über Telekommunikationsverkabelung bis hin zu Arbeitsschutz und Elektroinstallationen. Ein Großteil der Standards basiert dabei auf den Vorgaben von Standards Australia International, mit dem das DNTMS eine Kooperationsvereinbarung hat.³⁵

²⁸ International Monetary Fund, "World Economic Outlook Database."

²⁹ Reserve Bank of Fiji, "Regulatory Framework -Fiji," 2020, <https://www.rbf.gov.fj/core-functions/financial-system-development/regulatory-framework-2/>.

³⁰ Commonwealth Network, "Standards and Regulation in Fiji," 2020, https://www.commonwealthofnations.org/sectors-fiji/business/standards_and_regulation/#:~:text=Standards%20and%20Regulation%20in%20Fiji%20All%20the%20main,Resources%20Department%20and%20the%20Consumer%20Council%20of%20Fiji.

³¹ Investment Fiji, "Investment Opportunities | FAQ," 2024, <https://www.investmentfiji.org.fj/investment-opportunities/faqs>.

³² Commonwealth Network, "Standards and Regulation in Fiji."

³³ Commonwealth Network, "Standards and Regulation in Fiji."

³⁴ Reserve Bank of Fiji, "Regulatory Framework -Fiji."

³⁵ International Trade Administration, "Fiji - Country Commercial Guide: Standards for Trade," 2020, <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/fiji-standards-trade>.

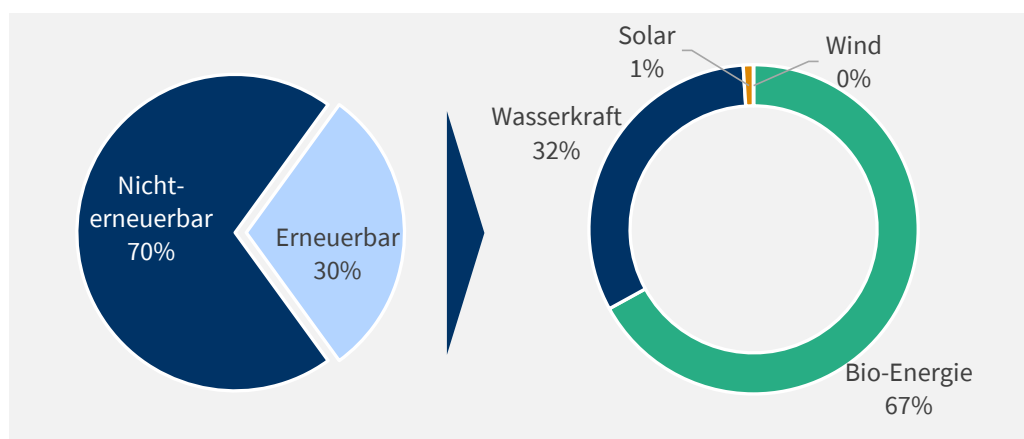
2.3 Überblick des Energiesektors

Erneuerbare Energien wie Sonnenenergie, Wasserkraft und Biomasse weisen in Fidschi aufgrund günstiger geo- und topografischer Bedingungen ein erhebliches Potenzial auf. Der nationale Entwicklungsplan des Landes, der über einen Zeitraum von 20 Jahren ausgelegt ist, hat das Ziel, bis 2030 die gesamte Stromversorgung auf erneuerbare Energiequellen umzustellen. Um dieses Ziel zu verwirklichen, ist eine zusätzliche Kapazität von 120 MW aus erneuerbaren Energien erforderlich. Energy Fiji Limited (EFL) ist der Hauptproduzent und Verteiler von Strom für rund 90 % der Bevölkerung auf Viti Levu, Vanua Levu und Ovalau. Erklärtes Ziel von EFL ist es, bereits bis 2025 zu 90 % auf erneuerbare Energien umzustellen und dies bis 2030 auf 99 % zu steigern. Das EFL hat im Oktober 2022 einen 10 Jahresplan (2022-2031) veröffentlicht.³⁶

2.3.1 Energiequellen und -verbrauch

Der Großteil des fidschianischen Stroms wird bereits aus erneuerbaren Quellen wie Wasserkraft und Biomasse erzeugt. Trotz des großen Potenzials für die Nutzung von erneuerbaren Energien, stellen fossile Brennstoffe wie Diesel und Schweröl jedoch weiterhin die wichtigste Quelle für die Energieerzeugung des Landes dar. Fidschi hat eine Reihe von Initiativen entwickelt, um die Nutzung erneuerbarer Energien zu fördern und die Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen zu verringern.^{37 38} Es gibt mehrere Solarprojekte in Fidschi, darunter das Energy Fiji Solar PV-Park-Projekt, ein 15 MW-Projekt in der Genehmigungsphase. Entwickelt von Energy Fiji, soll es genug Energie für 14.000 Haushalte liefern. Der Baubeginn ist voraussichtlich für 2024 geplant, und der kommerzielle Betrieb soll 2025 aufgenommen werden.³⁹

Im Jahr 2020 bestand die Energieversorgung Fidschis noch zu 70 % aus fossilen Brennstoffen, was die Abhängigkeit des Landes von importierten Energieträgern unterstreicht. Bezüglich erneuerbarer Quellen spielte Bioenergie mit 67 % im Jahr 2020 die wichtigste Rolle, gefolgt von Wasserkraft (32 %). Solar- und Windenergie trugen währenddessen zusammen nur knapp 1 % zur Energieversorgung bei (vgl. Darstellung 3).⁴⁰



Darstellung 3: Überblick des Energieangebots in Fidschi (2020)⁴²

³⁶ Energy Fiji Limited, "Ten Year Power Development Plan – EFL," 2022, <https://fcc.gov.fj/wp-content/uploads/2023/09/10-Year-Power-Development-Plan-for-Energy-Fiji-Ltd-2022-2031.pdf>.

³⁷ Ravita D. Prasad, R. C. Bansal, and Atul Raturi, "A Review of Fiji's Energy Situation: Challenges and Strategies as a Small Island Developing State," *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 75 (August 1, 2017): 278–92, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.070>.

³⁸ Abdul Q. Malik, "Renewables for Fiji – Path for Green Power Generation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 149 (October 1, 2021): 111374, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111374>.

³⁹ International Finance Corporation (United Nations), "EFL and IFC Sign Agreement for Pacific's Largest Solar Project," IFC, 2020, <https://ifcpresreleasesprod.aseprod.ifc.org/all/pages/PressDetail.aspx?ID=17784>.

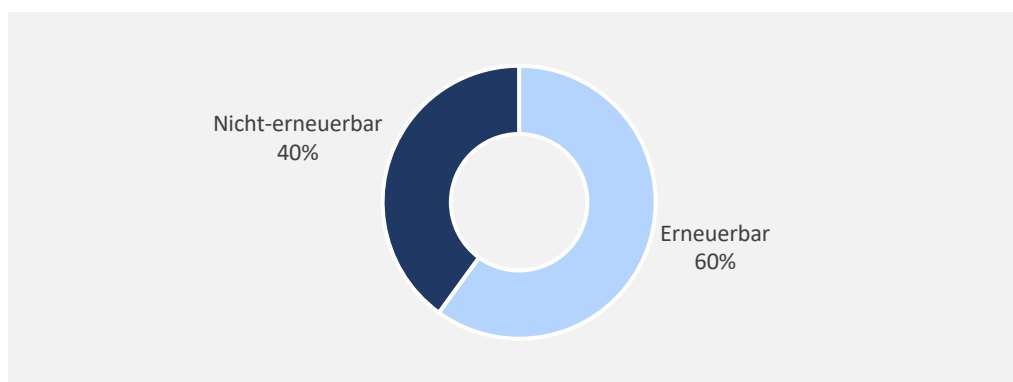
⁴⁰ IRENA, "Energy Profile - Fiji," 2023, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Oceania/Fiji_Oceania_RE_SP.pdf.

⁴² IRENA, "Energy Profile - Fiji."

2.3.2 Überblick des Stromsektors

Laut der World Bank lag der Zugang zur Stromversorgung der Bevölkerung Fidschis in 2021 bei ca. 92 %, ⁴³ wobei mindestens 90 % der Bevölkerung an das nationale Stromnetz angeschlossen sind. ⁴⁴ Vor der Pandemie war der Strombedarf Fidschis in den Jahren 2015 bis 2019 um ca. 24 % gestiegen, mit einer jährlichen Wachstumsrate von 5,5 %. ⁴⁵

Den größten Anteil an der fidschianischen Stromerzeugung machen, mit knapp über 60 %, erneuerbare Energieträger aus (vgl. Darstellung 4). 50 % der erneuerbaren Gesamterzeugung entfällt auf Wasserkraftwerke, welche durch Fidschis weitläufigen Flüsse und Gebirgsregionen ermöglicht wird. Des Weiteren werden Bio- und Solarenergie genutzt, wobei deren Anteile vergleichsweise gering sind. ⁴⁶ Neben dem großen Anteil von erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung, fallen allerdings auch knapp 40 % der Erzeugung auf fossile Brennstoffe. Dabei besitzt keine der pazifischen Inseln eigene fossile Ressourcen. ⁴² Die hohe Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen zur Stromerzeugung hat zur Folge, dass Fidschi den globalen Preisschwankungen ausgesetzt ist. ⁴⁷



Darstellung 4: Überblick der Elektrizitätsproduktion (2021) ⁴⁹

Hinzu kommt, dass saisonale Wetterbedingungen (Trockenjahre) die Stromerzeugung aus Wasserkraft negativ beeinflussen und zu Engpässen in der Stromversorgung führen können. ⁵⁰ Die Diversifizierung der Nutzung von erneuerbaren Energiequellen wie Solar, Geothermie und Wind für die Stromproduktion ist von entscheidendem Vorteil für die Energiesicherheit des Landes.

Bei Betrachtung der Stromerzeugung zwischen den Jahren 2000 und 2022 ist eine teils hohe Fluktuation der Anteile aus Öl und Wasserkraft zu erkennen (vgl. Darstellung 5, S.22). Diese sind unter anderem auf saisonale Wetterbedingungen zurückzuführen, wie im Jahr 2014, als die Wasserlevel aufgrund einer Dürreperiode besonders niedrig waren. Um den dadurch bedingten Rückgang der Stromerzeugung aus Wasserkraft auszugleichen und den Energiebedarf des Landes weiterhin zu decken, musste auf andere Energiequellen zurückgegriffen werden, wobei der größte Teil auf die Nutzung von fossilen Brennstoffen fiel. Wie zudem an zu erkennen zu erkennen ist, konnte lediglich Bioenergie seinen Marktanteil sichtbar ausweiten, wobei die Erzeugung aus Solar- und Windenergie weitgehend stagnierte. Letztere verzeichnete sogar seit einem Anstieg im Jahr 2009 einen Rückgang und trägt seit 2013 nicht mehr zur Stromerzeugung bei. ^{51 52}

⁴³ The World Bank, "Access to Electricity (% of Population) - Fiji," World Bank Open Data, 2023, <https://data.worldbank.org>.

⁴⁴ Hasmukh Patel, Krishneel Prasad, and Karunesh Rao, Gespräch während Reisephase 1 - Energy Fiji Limited, June 6, 2023.

⁴⁵ Our World in Data, "Fiji: Energy Country Profile," 2023, <https://ourworldindata.org/energy/country/fiji>.

⁴⁶ IRENA, "IRENASTAT," 2023, <https://www.irena.org/Data/Downloads/IRENASTAT>.

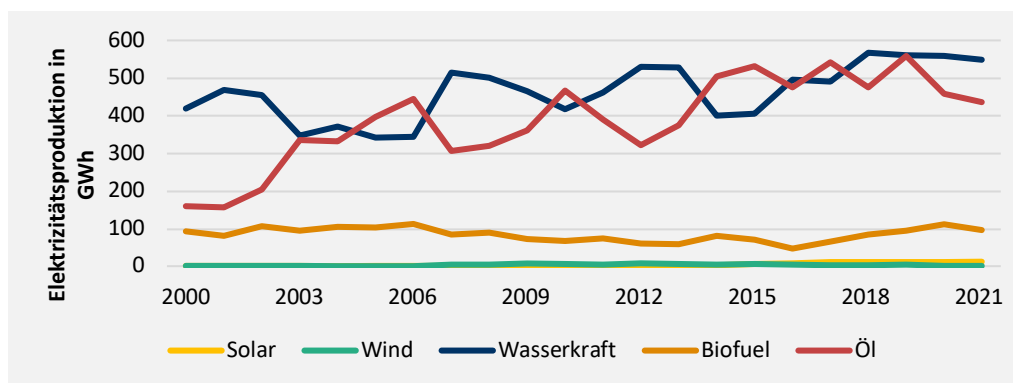
⁴⁷ IRENA, "Energy Profile - Fiji."

⁴⁹ IRENA, "Energy Profile - Fiji."

⁵⁰ Malik, "Renewables for Fiji – Path for Green Power Generation," October 1, 2021.

⁵¹ Our World in Data, "Fiji: Energy Country Profile."

⁵² Malik, "Renewables for Fiji – Path for Green Power Generation," October 1, 2021.



Darstellung 5: Entwicklung der Quellen für die Elektrizitätsproduktion (2000-2021)⁵⁴

2.3.2.1 Produzenten, Betreiber, Netze

Die Energy Fiji Limited (EFL) ist der Haupterzeuger und Netzbetreiber in Fidschi. Bis 2018 noch unter dem Namen Fiji Electricity Authority (FEA) bekannt, produziert die EFL Strom aus Wasserkraft, Diesel, Wind, Sonne und Biomasse. Die EFL versorgt 90 % der Bevölkerung Fidschis mit Energie und deckt die drei Hauptinseln Viti Levu, Vanua Levu und Ovalau mit jeweils eigenen unabhängigen Stromnetzen pro Insel ab.⁵⁵

Der größte Anteil des Stroms in Fidschi wird durch die Wasserkraftwerke in Wailoa und Monasavu sowie die geothermischen Kraftwerke in Kinoya und Vuda produziert.⁵⁶ Es gibt zudem einige kleinere unabhängige Stromerzeuger, die hauptsächlich für den Eigenbedarf produzieren, wie Tropik Woods Industries Limited (Fidschis größter Sägewerksbetreiber und Holzhackschnitzelhersteller)⁵⁷ und die Fiji Sugar Corporation.⁵⁸ Die Firmen speisen ihren überschüssigen, aus Biomasse gewonnenen, Strom ins nationale Stromnetz. Darüber hinaus besteht für Privatpersonen die Möglichkeit, Anlagen für den Eigenbedarf zu installieren und ggf. überschüssigen Strom einzuspeisen. Aufgrund der hohen Investitionskosten kommt diese Option jedoch für einen Großteil der Bevölkerung nicht in Frage.^{59 60}

Die EFL verfügt über einen laufenden 10-Jahres-Plan (Power Development Plan (PDP)) in Höhe von 804 Mio. EUR (1,97 Mrd. FJD), um in die Übertragungs- und Verteilernetze zu investieren. Die für 2021, 2022 und 2023 geplanten Investitionsausgaben von EFL belaufen sich auf 39 Mio. EUR, 20,8 Mio. EUR bzw. 26,8 Mio. EUR. Das angestrebte Ziel ist, bis 2025 zu 90 % und bis 2030 zu 99 % mit erneuerbar erzeugtem Strom zu versorgen.⁶¹

Auf der größten Insel Viti Levu, welche für ca. 90 % des Stromverbrauchs verantwortlich ist, wird der Strom über zwei große 132-kV-Leitungen übertragen und verteilt, von denen eine die westliche Region Wailoa und Vuda versorgt und die andere die zentrale Region Wailoa und Cunningham verbindet. Jedoch ist es bislang nicht gelungen, ein System zu errichten, das das Küstengebiet der Hauptinsel umschließen kann.⁶²

⁵⁴ IRENA, "IRENASTAT."

⁵⁵ EFL, "Energy Fiji Limited," 2023, <https://efl.com.fj/>.

⁵⁶ EFL, "Energy Fiji Limited."

⁵⁷ Tropik Wood Industries, "Tropik Wood Industries Ltd," 2023, <https://www.tropik.com.fj/>.

⁵⁸ Fiji Sugar Corporation, "Bio-Projects," 2014, <https://www.fsc.com.fj/bioproject.html>.

⁵⁹ EFL, "Energy Fiji Limited."

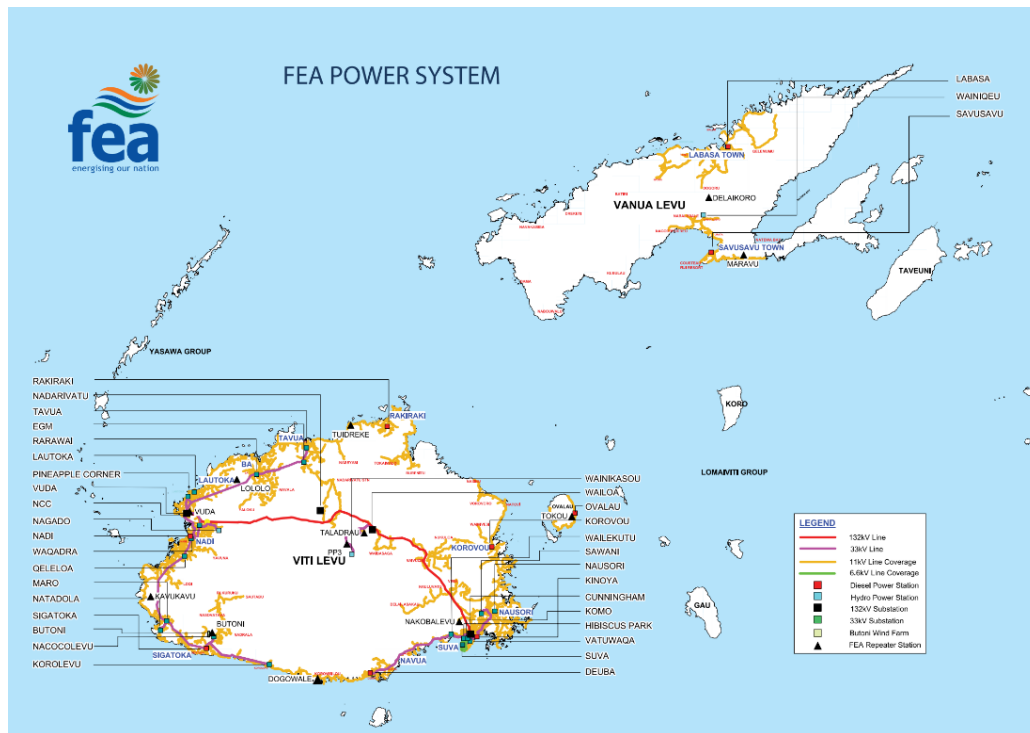
⁶⁰ The World Bank, "Fiji: Growing a Renewable Energy Industry While Expanding Electricity Access," 2016, <https://www.worldbank.org/en/news/feature/2016/05/24/fiji-growing-a-renewable-energy-industry-while-expanding-electricity-access>.

⁶¹ Energy Fiji Limited, "Ten Year Power Development Plan – EFL."

⁶² Malik, "Renewables for Fiji – Path for Green Power Generation," October 1, 2021.

Die EFL versorgt 90 % der Bevölkerung Fidschis mit Energie und deckt die vier Hauptinseln ab. Die Regierung besitzt 51 % der Anteile an EFL, 44 % werden von einem japanischen Konsortium gehalten und 5 % von anderen Aktionären.

– Energy Fiji Limited –



Darstellung 6: Überblick der Energie-Infrastruktur auf Fidschi⁶³

Auf Vanua Levu versorgen zusätzlich 33-kV-Leitungen die dicht besiedelten Gebiete von Labasa und Savusavu, wobei weiterer Ausbau zur Verbesserung der Versorgung geplant ist. Es wurde erwogen, Viti Levu mit Ovalau zu verbinden, das derzeit über eine 11-kV-Leitung verfügt. Weitere Pläne gibt es derzeit jedoch nicht.⁶⁴ Die anderen kleineren Inseln der Inselgruppe werden nach dem Rural Electrification Scheme elektrifiziert, das vom Fiji Department of Energy (DoE) verwaltet wird.⁶⁵

2.3.2.2 Regulatorischer Rahmen im Energie- und Strommarkt

Der Strommarkt in Fidschi wird durch das Elektrizitätsgesetz 2017 und die Elektrizitätsverordnungen 2019 geregelt. In diesen Gesetzen sind die Aufgaben und Zuständigkeiten der verschiedenen an der Stromwirtschaft beteiligten Stellen wie der FEA, der Regulierungsbehörde und der unabhängigen Stromerzeuger (IPP) festgelegt. Sie regeln auch Tarife, Lizenzen, Sicherheitsstandards, Verbraucherschutz, Streitbeilegung und Umweltverträglichkeitsprüfungen.^{66 67}

⁶³ EFL, "Our Customer Care Centres & Key Locations," 2023, <https://efl.com.fj/about-us/company-information/our-service-regions-depot-map/>.

⁶⁴ Malik, "Renewables for Fiji – Path for Green Power Generation," October 1, 2021.

⁶⁵ International Trade Administration, "Fiji - Country Commercial Guide," 2022, <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/fiji-renewable-energy>.

⁶⁶ Government of Fiji, "Electricity Act 2017," 2017, <https://www.parliament.gov.fj/wp-content/uploads/2017/03/Act-13-Electricity.pdf>.

⁶⁷ Government of Fiji, "Electricity Regulations 2019," 2019, <https://fcc.gov.fj/wp-content/uploads/2019/10/LN-8890-Electricity-Regulations-2019-4.pdf>.

In Bezug auf die Energieeinspeisungsregelungen auf Fidschi regelt der "Electricity Act 2017" die entsprechenden Vorschriften. Wer plant, Strom zu produzieren und ins Netz einzuspeisen, ist gemäß §9 des Gesetzes dazu verpflichtet, beim Regulator eine Lizenz zu beantragen. Der Regulator hat laut §10 des Gesetzes dabei die Befugnis, die Bedingungen für diese Lizenz festzulegen. Hierzu zählen insbesondere Vereinbarungen über Konditionen und Vergütungssätze für den ins Netz eingespeisten Strom. Darüber hinaus ist im §11 des Gesetzes festgelegt, dass der Regulator technische Standards und Anforderungen für den Anschluss an das Netz vorschreiben kann.⁶⁸

Nach Aussagen des DoE entsprechen die technischen Standards für die Strominfrastruktur denen von Neuseeland und Australien.⁶⁹

2.3.2.3 Strompreise

Die Gestaltung und Regulierung der Energiepreise in Fidschi sind komplex. Derzeit reguliert die Fijian Competition and Consumer Commission die Strompreise in Fidschi.⁷⁰ Die Preise variieren dabei je nach Kundentyp und deren Verbrauch. Für private Haushalte ist der Tarif auf 0,140 EUR⁷¹ pro kWh festgesetzt. Haushalte, die bis zu 100 kWh pro Monat verbrauchen und ein gemeinsames Haushaltseinkommen von maximal 12.320 EUR pro Jahr haben, können sich für eine staatliche Subvention qualifizieren. Kunden erhalten in diesem Fall für die ersten 100 Verbrauchseinheiten eine Subvention. Seit dem 1. April 2020 werden pro kWh 0,067 EUR von der Regierung subventioniert und EFL gewährt einen Rabatt von 0,073 EUR pro kWh.⁷²

Für gewerbliche und Industriekunden ist die Tarifstruktur komplexer und hängt vom maximalen Stromverbrauch des Unternehmens ab. Für kleine Unternehmen, deren maximaler Verbrauch weniger als 75 kWh pro Monat beträgt, wird für die insgesamt verbrauchte Strommenge ein Tarif erhoben. In der nachfolgenden Verbrauchsgruppe werden Kunden 0,170 EUR pro kWh für die ersten 14.999 kWh und 0,180 EUR pro kWh für den darüberhinausgehenden Verbrauch berechnet.⁷³

Der Tarif für einen maximalen Bedarf zwischen 75 kW und 500 kW beinhaltet eine Gebühr für die gesamte Menge an verbrauchtem Strom (Energiegebühr in kWh) sowie eine Nachfragegebühr (kW) für den entsprechenden Abrechnungszeitraum. Die Nachfrage ist ein Maß für die maximale Menge an Strom, die zu einem beliebigen Zeitpunkt genutzt wird. Die abrechenbare Nachfrage in jedem Monat entspricht der höchsten im jeweiligen Monat erfassten Nachfrage.⁷⁴

Für gewerbliche Kunden, deren maximale Stromnachfrage über 500 kWh, jedoch unter 1.000 kWh liegt, wird eine spezifische Preisstruktur angewendet. Die Gebühr beträgt 15,43 EUR pro kWh pro Monat. Hinzu kommt eine Energiegebühr von 0,120 EUR pro kWh. Darüber hinaus wird bei überschüssiger Blindenergie, das heißt Energie, die vom System aufgenommen, aber nicht in Arbeit umgewandelt wird, eine zusätzliche Gebühr von 0,18 EUR pro kWh pro Monat erhoben.⁷⁵ Für die größten Energieverbraucher, deren maximale Nachfrage mehr als 1.000 kWh beträgt, ist die Tarifstruktur etwas höher angesetzt. Die Nachfragegebühr liegt bei 16,11 EUR pro kWh pro Monat. Die Energiegebühr, also die Kosten für den tatsächlich genutzten Strom, beträgt 0,130 EUR pro kWh pro Monat. Und auch hier wird bei überschüssiger Blindenergie eine Gebühr von 0,18 EUR pro kWh pro Monat berechnet.⁷⁶

⁶⁸ Government of Fiji, "Electricity Act 2017."

⁶⁹ Mikaele Belena and Jeke Vakaloloma Pai, Gespräch während Reisephase 1 - Department of Energy (Ministry of Infrastructure), June 6, 2023.

⁷⁰ Patel, Prasad, and Rao, Gespräch während Reisephase 1 - Energy Fiji Limited.

⁷¹ Alle Währungen folgen dem Umrechnungskurs vom 11. September 2023 (1 FJD = 0,41 EUR)

⁷² Energy Fiji Limited, "Private Customers - Electricity Tariffs and Rates," Energy Fiji Ltd, 2023, <https://efl.com.fj/your-home/electricity-tariffs-and-rates/>.

⁷³ Energy Fiji Limited, "Commercial and Industrial Customers - Electricity Tariffs and Rates," Energy Fiji Ltd, 2023, <https://efl.com.fj/your-business/electricity-tariffs-and-rates/small-business-tariffs/>.

⁷⁴ Energy Fiji Limited, "Commercial and Industrial Customers - Electricity Tariffs and Rates."

⁷⁵ Energy Fiji Limited, "Commercial and Industrial Customers - Electricity Tariffs and Rates."

⁷⁶ Energy Fiji Limited, "Commercial and Industrial Customers - Electricity Tariffs and Rates."

2.3.2.4 Diesel- und Ölpreise

Die fidschianische Wettbewerbs- und Verbraucherkommission (FCCC) ist für die Regulierung der Kraftstoffpreise zuständig. Je nach Weltmarktpreissituation werden die Preise monatlich neu festgelegt und veröffentlicht. Die Überprüfung der Kraftstoffpreise in Fidschi erfolgt mit einem Monat Verzögerung. Daher basieren die lokalen Kraftstoffpreise für Dezember 2023 auf Importen, die von den Kraftstoffunternehmen im Oktober 2023 getätigt wurden. Die FCCC verwendete den Saudi Aramco Butane Contract Price (CP) von November 2023 sowie die internationalen Frachtraten und den Devisenkurs von Oktober 2023, um die lokalen LPG-Produktpreise für Dezember 2023 zu bestimmen. Die Kraftstoffpreise in Fidschi werden durch Schwankungen im Means of Platts Singapore (MOPS), internationalen Frachtraten und Devisenkursen beeinflusst.⁷⁷

2.3.3 Überblick der Klima- und Energiepolitik

Fidschi hat sich ambitionierte Ziele in der Klimapolitik gesetzt. Durch die Verabschiedung eines Klimaschutzgesetzes im September 2021 hat das Land den rechtlichen Rahmen für sein Ziel geschaffen, bis 2050 Netto-Null-Emissionsziel zu erreichen. Damit ist Fidschi eines der ersten sieben Länder weltweit, die ein solches Gesetz verabschiedet haben, und der erste kleine Inselstaat mit einem gesetzlich verankerten Null-Emissionsziel.^{78 79}

Fidschis Wirtschafts- und Klimastrategien orientieren sich am Nationalen Entwicklungsplan (NDP) von 2017. Dieser legt eine Reihe von Zielen fest, die mit Fidschis Verpflichtung zur Schaffung einer klimaresilienten, emissionsarmen Wirtschaft bis 2050 in Einklang stehen. Hierzu gehören das Streben nach fast 100 % erneuerbarer Energie in der Stromerzeugung, universellem Stromzugang sowie Zugang zu sauberem Wasser und sanitären Einrichtungen in städtischen und ländlichen Gebieten.⁸⁰

Die gesetzten Ziele der EFL seine Kunden bis 2030 zu 99 % mit erneuerbar erzeugtem Strom zu versorgen sind höher als die des Energieministeriums, welches in Gesprächen vor Ort von 90 % bis 2036 gesprochen hat.

– Ministerium für Infrastruktur / Abteilung für Energie & AHK-Einschätzung –

Die Herausforderung in der Umsetzung wird bei Betrachtung der aktuellen Treibhausgasemissionen in Fidschi deutlich. Im Jahr 2021 beliefen sich die Gesamtemissionen so auf 2,99 Mio. t CO₂-Äquivalente. Diese Emissionen verteilen sich auf verschiedene Sektoren. Der Transportsektor stellte mit 0,88 Mio. t den signifikantesten Emittenten dar. Ein hoher Anteil daran fällt auf den maritimen Sektor, da der Handels- und Personenverkehr (auch Tourismus) zwischen den Inseln größtenteils per Schiff und Boot erfolgt. Der Hauptanteil des Transportwesens in Fidschi wird von Straßenfahrzeugen bewältigt, da es keine Personen- oder Frachtzugdienste gibt, außer dem begrenzt genutzten alten Schienenverkehr für den Transport von Zuckerrohr von den Farmen zu den Zuckerfabriken. Es gibt auch sehr wenige Motorräder. Genaue Informationen zu den Emittenten bzw. den Anteilen im Transportsektor sind nicht verfügbar. Die nächstgrößten Verursacher von Emissionen sind die Energieindustrie mit 0,46 Mio. t, gefolgt vom Gebäudesektor mit 0,12 Mio. t. Sonstige Sektoren, einschließlich Industrien mit Verbrennungsprozessen, waren im selben Jahr für 1,53 Mio. t Äquivalente verantwortlich.⁸¹

⁷⁷ Fijian Competition and Consumer Commission (FCCC), "New Fuel and LPG Prices for January 2024," 2023, <https://fccc.gov.fj/wp-content/uploads/2023/12/FCCC-Release-New-Fuel-and-LPG-Prices-for-January-2024-vf.pdf>.

⁷⁸ Fiji Ministry of Communications, "Fiji Legislates 2050 Net-Zero Commitment, Challenges Industrialised Nations to Follow Suit," 2021, <https://www.fiji.gov.fj/Media-Centre/News/FIJI-LEGISLATES-2050-NET-ZERO-COMMITMENT,-CHALLENGE>.

⁷⁹ Fiji Ministry of Economy, "FIJI LOW EMISSION DEVELOPMENT STRATEGY 2018-2050," 2018.

⁸⁰ Fiji Ministry of Economy, "Fiji National Climate Finance Strategy," 2022.

⁸¹ European Commission, "EDGAR - The Emissions Database for Global Atmospheric Research," 2022, <https://edgar.jrc.ec.europa.eu/>.

Um seine klimapolitischen Ziele zu erreichen, hat Fidschi eine Reihe an Wirtschafts- und Klimastrategien vorgestellt.⁸²

Tabelle 1: Wirtschafts- und Klimastrategien Fidschis

Wirtschafts- und Klima-strategien	Beschreibung
Fiji 5- year & 20-year National Development Plan (NDP)	Die Regierung plant einen neuen Entwicklungsplan für die Jahre 2024-2026 sowie einen 20-Jahres-Plan zur nationalen Entwicklung. Ziel ist es, langfristige Entwicklungsziele für Fidschi festzulegen und das allgemeine Wohlergehen durch einen inklusiven und nachhaltigen Ansatz zu verbessern. Die bisherigen 5-Jahres- und 20-Jahres-Pläne von 2017 sind aufgrund unerreichbarer Ziele und mangelnder Flexibilität überholt. Eine der Hauptschwierigkeiten besteht im Fehlen einer koordinierten und sektorübergreifenden Politiküberwachung und -bewertung.
Nationally Determined Contribution Implementation Roadmap 2017–2030 (NDCR)	Der NDCR präsentiert Optionen, Projekte und Maßnahmen, um die Ziele seines ersten NDC zu erreichen. Reduzierung der Emissionen aus der Stromerzeugung um 10 % bis 2030 und eine bedingte Reduzierung der Emissionen aus Strom und Verkehr, mit dem Ziel, bis 2030 die Emissionen um 30 % unter das BAU-Niveau zu senken.
Fiji Low Emissions Development Strategy: 2018 to 2050 (LEDS)	Die LEDS skizziert vier verschiedene Wege und die entsprechenden Investitionen, die erforderlich sind, um bis 2050 eine Dekarbonisierung zu erreichen. Im konservativsten Szenario strebt Fidschi an, sein unbedingtes NDC-Ziel bis 2030 zu erreichen und diesen Kurs bis 2050 beizubehalten. Im ambitioniertesten Szenario soll die Wirtschaft zwischen 2040 und 2050 netto-negativ sein. Die LEDS bietet zudem Kostenschätzungen bis 2050 für die spezifischen Investitionen, die entlang jedes Pfades erforderlich sind.
Climate Vulnerability Assessment (CVA)	Die CVA ist eine umfassende Bewertung der Auswirkungen des Klimawandels auf die wirtschaftliche Entwicklung Fidschis. Sie identifiziert die am stärksten betroffenen Sektoren und deren Auswirkungen auf die Entwicklung des Landes. Darüber hinaus werden Maßnahmen zur Unterstützung der Klimaresilienzpläne von Fidschi empfohlen.
National Adaptation Plan (NAP)	Im NAP werden 160 Maßnahmen in zehn Sektoren genannt, die bei der Anpassung Fidschis an den Klimawandel Vorrang haben sollten. United Nations International Children's Emergency Fund (UNICEF) hat den NAP-Prozess von Fidschi als "Best Practice" anerkannt.
Nationally Determined Contribution Investment Plan	Der NDC-Investitionsplan enthält detaillierte Informationen zu 31 potenziellen Projekte in den Bereichen Verkehr, erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Gebäude. Er baut auf dem NDC-Umsetzungsfahrplan auf.

Darüber hinaus gibt es eine Vielzahl von Initiativen, die helfen sollen, die Folgen des Klimawandels abzumildern.⁸³

Tabelle 2: Klimainitiativen Fidschis

Laufende Initiativen	Beschreibung
NDC Investment Plan	Im Rahmen einer Partnerschaft zwischen dem Ministry of Education (MOE), dem NDC Regional Hub und GGGI werden spezifische Investitionsprojekte zur Emissionsreduzierung in den Bereichen Energieeffizienz, Wasser und Abwasser sowie Land-, See- und Luftverkehr festgelegt.

⁸² Fiji Ministry of Communications, "Fiji Legislates 2050 Net-Zero Commitment, Challenges Industrialised Nations to Follow Suit."

⁸³ Fiji Ministry of Economy, "Fiji National Climate Finance Strategy."

NDC Enhancement	Das fidschianische MOE arbeitete mit dem Energy and Resources Institute zusammen, um Fidschis verbessertes NDC zu entwickeln und einzureichen. Das überarbeitete NDC umfasst: • eine erneute Bekräftigung des Ziels für 2030, • eine Verpflichtung zur Erreichung von Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050, • Vorabinformationen, für Klarheit, Transparenz und Verständnis • eine Verpflichtung zur Umsetzung des nationalen Anpassungsplans.
„30 million trees in 15 years initiative“	Unter der Leitung des Forstministeriums hat sich die Regierung verpflichtet, bis 2035, 30 Mio. Bäume neu zu pflanzen und zu pflegen.
Fiji Rural Electrification Fund (FREF)	Ziel ist es, die abgelegenen Inseln und Dörfer mit erneuerbarer Energie zu versorgen. Ein erfolgreiches Beispiel ist die Gemeinde Vio Island an der Küste Lautokas. Derzeit sind fünf ländliche Gemeinden für die Elektrifizierung ausgewählt worden, von denen drei bereits untersucht wurden.
Technology Needs Assessment (TNA)	Fidschi führt eine Technologiebedarfsanalyse (TNA) zur Bewältigung des Klimawandels durch, die ländliche Elektrifizierung, inländische Seeschifffahrt sowie Anpassungsmaßnahmen in Landwirtschaft und Küstengemeinden abdeckt. Die TNA legt Prioritäten fest, entwickelt Technologie-Aktionspläne, erstellt Konzeptpapiere und Projektvorschläge zur Beschaffung notwendiger Technologien. Insbesondere wurden Technologien im maritimen Sektor neu priorisiert, um die Ziele der 40 %igen Emissionsreduzierung gemäß den Ankündigungen des Pacific Islands Forum (PIF) 2020 und der aktualisierten NDC 2020 zu erreichen. In der finalen Phase des Projekts werden Technologie-Aktionspläne für relevante Technologien erstellt.

Internationale Kooperationen

Fidschi ist Teil bzw. Mitglied einer Reihe von internationalen Kooperationen, um seine Klima- und wirtschaftlichen Ziele zu unterstützen und voranzutreiben.

In Kooperation mit dem Global Green Growth Institute (GGGI) werden im Rahmen des Projekts "Capacity Building for Sustainable Implementation of Renewable Energy Technologies in Rural Areas" Schulungen auf Gemeindeebene in ausgewählten Regionen Fidschis durchgeführt. Das Projekt ist Teil eines vierjährigen regionalen Vorhabens in den melanesischen Ländern Fidschi, Vanuatu, den Salomonen und Papua-Neuguinea. Die Finanzierung erfolgt durch die Republik Korea über die Korea International Corporation Agency (KOICA) in Partnerschaft mit GGGI und dem Pacific Islands Development Forum (PIDF). Das Hauptziel ist die Stärkung der informierten und integrativen Entscheidungsfindung von Ressourcenbesitzern und lokalen Regierungsbeamten, um eine grüne Wirtschaft und erneuerbare Energien auf lokaler Ebene zu fördern, einschließlich der Entwicklung und Umsetzung von Infrastrukturprojekten zur Elektrifizierung des ländlichen Raums.^{84 85}

Die Partnerschaft mit Japan International Cooperation Agency (JICA) konzentriert sich auf die Ausbildung von Arbeitskräften auf den Inselstaaten durch japanische Elektroingenieure. Im Oktober 2022 würdigte JICA-Präsident Tanaka die Bedeutung einer aktiven Zusammenarbeit bei der Entwicklung der Arbeitskräfte in den pazifischen Inselstaaten, wobei Fidschi als Drehscheibe für die regionale Zusammenarbeit fungiert.⁸⁶

Fidschi und Neuseeland kooperieren über nationale, regionale und internationale Organisationen, um das Klimabewusstsein zu erhöhen und gemeinsame Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels voranzutreiben. Dazu gehören Anstrengungen zur Umsetzung der national festgelegten Klimaziele im Einklang

⁸⁴ GGGI, "Launching of Renewable Energy and Green Economy Trainings for Remote Rural Communities in Fiji," 2022, <https://gggi.org/launching-of-renewable-energy-and-green-economy-trainings-for-remote-rural-communities-in-fiji/>.

⁸⁵ Pacific Islands Development Forum, "Island Resilience Initiative," 2023, <https://www.pidf.int/iri/>.

⁸⁶ Japan International Cooperation Agency, "Fiji," 2023, <https://www.jica.go.jp/fiji/english/index.html>.

mit dem Pariser Klimaschutzabkommen, Maßnahmen zur Stärkung der Klimaresilienz Fidschis, Katastrophenschutz und Unterstützung der Bemühungen zur Bewältigung der klimabedingten Migration.⁸⁷

Die Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH ist seit 1977 in der pazifischen Inselregion tätig und unterhält ein Büro in der Hauptstadt Suva. Aufgrund der besonderen Herausforderungen durch den Klimawandel berät die GIZ derzeit 14 Staaten der pazifischen Inselregion und mehrere Regionalorganisationen zu folgenden Schwerpunkten:

- Klimawandel in der pazifischen Inselregion
- Anpassung an den Klimawandel und nachhaltige Energie
- Walderhalt
- Bewahrung der Meeresbiodiversität
- Übergang zu kohlenstoffarmen Seetransport

Auftraggeber der Programme sind das Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ), das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) und das Auswärtige Amt (AA). Die Projekte werden außerdem durch die Europäische Union (EU), die United States Agency for International Development (USAID), die Schweizer Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit (DEZA) und die australische Regierung kofinanziert.⁸⁸

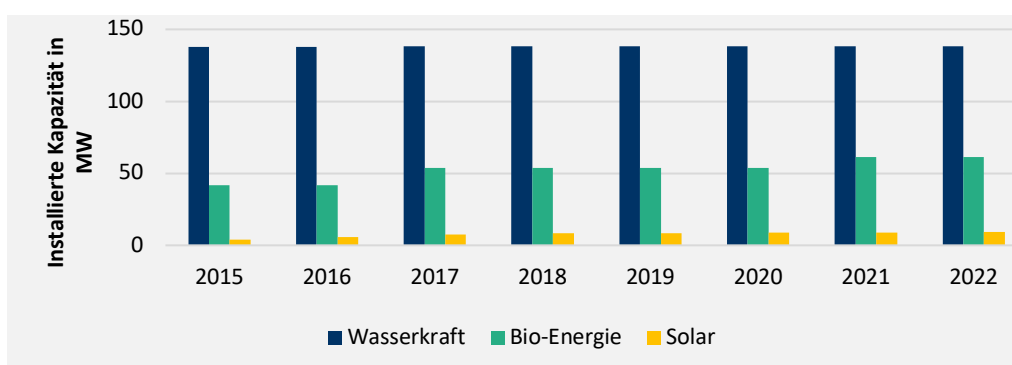
2.4 Deep-Dive: Verwendung erneuerbarer Energien

Fidschi setzt zunehmend auf erneuerbare Energien zur Deckung des wachsenden Energiebedarfs des Landes. Um die Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen zu verringern, werden Projekte zur Nutzung von Solar- und Windenergie sowie Wasserkraft vorangetrieben.

2.4.1 Potenzial, bestehende Kapazitäten und Auslastungen

In den letzten Jahren hat die Nutzung erneuerbarer Energien in Fidschi deutlich zugenommen, insbesondere seit 2018. Den weitaus größten Beitrag leistet die Wasserkraft, die für über 80 % der erneuerbaren Energieerzeugung und 50 % der gesamten Energieerzeugung verantwortlich ist. Bioenergie, bei der organische Materialien wie pflanzliche oder tierische Abfälle zur Energieerzeugung genutzt werden, leistet den zweitgrößten Beitrag. Wind- und Sonnenenergie haben demgegenüber nur einen geringen Anteil.

Die Energieerzeugung aus Wasserkraft stagnierte zwischen 2015 und 2022 mit 138 MW, während die Erzeugung aus Bioenergie von 42 MW auf 61 MW und die aus Solarenergie im gleichen Zeitraum von 3 MW auf 10 MW zunahm (vgl. Darstellung 7).⁸⁹



Darstellung 7: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätsenergieerzeugung (2015-2022)⁹¹

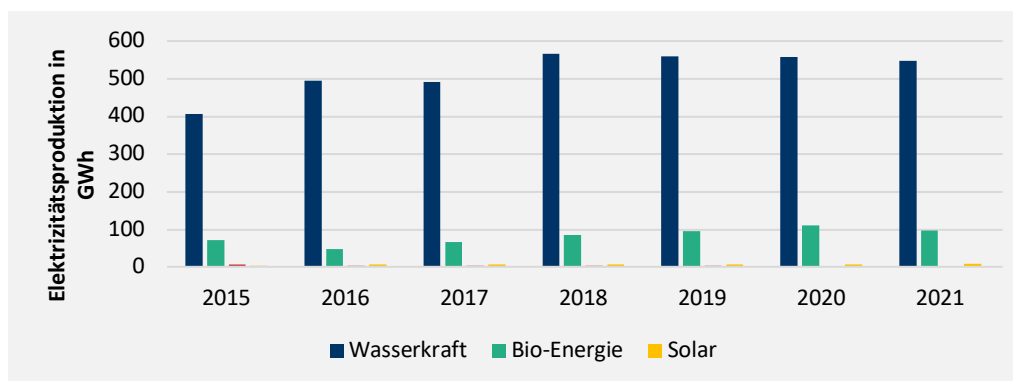
⁸⁷ New Zealand Ministry of Foreign Affairs and Trade, "New Zealand - Fiji Statement of Partnership 2022 - 2025," 2022, <https://www.mfat.govt.nz/en/media-and-resources/new-zealand-fiji-statement-of-partnership-2022-2025>.

⁸⁸ Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), "Oceania," 2022, <https://www.giz.de/en/worldwide/363.html>.

⁸⁹ IRENA, "Renewable Energy Statistics 2022," 2022, <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2022>.

⁹¹ IRENA, "IRENASTAT."

Die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen stieg ebenfalls von 485 GWh im Jahr 2015 auf 652 GWh im Jahr 2021 an. Hauptverantwortlich für diesen Anstieg war die Wasserkraft, deren Erzeugung von 406 GWh im Jahr 2015 auf 548 GWh im Jahr 2021 anstieg. Die Bioenergieproduktion wuchs ebenfalls von 70 GWh im Jahr 2015 auf 97 GWh im Jahr 2021 und die Solarenergieproduktion stieg zwischen 2015 und 2021 von 3 GWh auf 7 GWh. (vgl. Darstellung 8).⁹²



Darstellung 8: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion (2015-2021)⁹⁴

Die Fiji Rural Electrification Fund (FREF)-Initiative beinhaltet die Bereitstellung von sauberem und günstigem Strom für abgelegene und ländliche Gemeinden. Die FREF wurde auf der 23. Konferenz der Vertragsparteien (COP 23) in Bonn, Deutschland beschlossen. Die FREF verwendet eine Struktur rotierender Fonds, bei der die monatlichen Tarifizierungen der ländlichen Gemeinden mit Zuschussfinanzierung von Entwicklungs- und Geberpartnern kombiniert werden. Diese werden in einen Treuhandfonds eingezahlt und zur Elektrifizierung zusätzlicher ländlicher Gemeinden in Fidschi verwendet.⁹⁵

Vio Island ist die erste Gemeinde in Fidschi, die Zugang zu Elektrizität über ein Mini-Grid-System hat. Mit Startkapital von der Leonardo DiCaprio Foundation hat die FREF erfolgreich 47 fidschianische Haushalte im Rahmen der Arbeiten der Phase 1 auf der Insel Vio elektrifiziert. Die Arbeiten begannen im Dezember 2017 und wurden im Dezember 2018 abgeschlossen. Seitdem sind alle 47 Haushalte vollständig elektrifiziert. Die örtliche Gemeinschaft zahlt einen sehr niedrigen Tarif von FJD 18 pro Monat für einen Verbrauch von 9.450 Wh/Monat. Nach dem Erfolg von Phase 1 auf Vio Island plant die FREF in den nächsten zehn Jahren, etwa 300 abgelegene und ländliche Gemeinden mit innovativen erneuerbaren Energielösungen zu elektrifizieren, finanziert durch einen gemischten Finanzierungsansatz.⁹⁶

Nachfolgend werden die Potenziale der verschiedenen erneuerbaren Energieträger auf Fidschi vorgestellt:

1. Solarenergie

Fidschi verfügt aufgrund seiner geographischen Lage in der Sonnengürtelregion der Erde über erhebliches Solarenergiepotenzial, insbesondere entlang der westlichen Küste und auf den äußeren Inseln. Die durchschnittliche Solarstrahlung schwankt zwischen 12 MJ/m² und 22 MJ/m² über das Jahr hinweg, wobei die Sonnenstunden von 5 bis 9 Stunden pro Tag variieren. Die Nutzung von Solarenergie, sowohl direkt als auch indirekt, ist in Fidschi bereits weit verbreitet. So gibt es z.B. solarthermische Warmwasserbereitung oder solare Stromerzeugung in Haushalten und der Tourismusindustrie. Das Energieministerium hat ein Programm zur ländlichen Elektrifizierung mit Solar-Home-Systemen eingeführt, bei dem jedem Haus ein PV-Modul mit

⁹² IRENA, "Energy Profile - Tonga," 2023, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Oceania/Tonga_Oceania_RE_SP.pdf.

⁹⁴ IRENA, "Renewable Energy Statistics 2022."

⁹⁵ PCREEE, "Rural Electrification Fund," 2020, <https://www.pcreee.org/sites/default/files/event/files/presentations/2%29%20Strategies%20for%20Energy%20Access%20|%20Vineil%20Narayan.pdf>.

⁹⁶ Fiji Climate Change Division, "FIJI RURAL ELECTRIFICATION FUND," 2022, https://webmediassp.com/ccportal/wp-content/uploads/2023/02/Infographic-FREF-Overview_Final-2.pdf.

Batteriespeicher zur Verfügung gestellt wird. Zudem existieren netzgekoppelte Solaranlagen, die zur Reduzierung der -Emissionen beitragen.^{97 98 99}

Das „Six Senses Resort“ verwendet Tesla-Batterien, die jedoch aufgrund der klimatischen Bedingungen bereits nach einem Einsatz von ca. 4-5 Jahren stark an Speicherkapazität verlieren und über Dieselgeneratoren wieder aufgeladen werden müssen. Solarenergie deckt 70 % des Strombedarfs ab, die restlichen 30 % werden von Dieselgeneratoren erzeugt. So werden monatlich weiterhin 40.000 Liter Diesel verbraucht.

– Six Senses Fidschi –

2. Windenergie

Des Weiteren könnte die Nutzung von Windenergie auf Fidschi ein bedeutendes Potenzial bieten, wobei eine umfassende Bewertung der Windressourcen des Landes noch aussteht.¹⁰⁰ Von Mai bis Oktober wurden in den trockenen Jahreszeiten Windgeschwindigkeiten im Bereich von 6,5 bis 7,2 m/s verzeichnet. Ein Windprojekt mit 10 MW, das 2007 von EFL in Auftrag gegeben wurde, erbrachte jedoch enttäuschende Ergebnisse aufgrund von Schäden, die während des Zyklons Evan im Jahr 2012 entstanden. Zudem blieb die Erzeugung hinter den Erwartungen zurück. Die mangelnde konkrete Beurteilung der Windressourcen während der Vorbereitungsphase des Projekts hat zu diesem Ergebnis beigetragen. Zukünftige Windprojekte sollten daher eine umfassende Evaluierung beinhalten, um ihre Grenzen und Möglichkeiten zu identifizieren.^{101 102}

3. Biomasse

Die Nutzung von Biomasse auf Fidschi hat eine große Bedeutung vor allem in Form von Brennholz zum Kochen. Dies betrifft mehr als 70 % der Haushalte in ländlichen Gebieten. Im Rahmen von Aufforstungsmaßnahmen wurden 917 Hektar mit verschiedenen Baumarten bepflanzt. Zucker- und Holzverarbeitende Industrie nutzen Biomasse zur Stromerzeugung für den Eigenbedarf, überschüssige Energie wird an die EFL verkauft. Laut Angaben von Zuckerrohrproduzenten kann während der Zuckerrohrernte etwa 48 MW Strom erzeugt werden. Darüber hinaus plant die Abteilung für Umwelt und Energie, eine Kostenanalyse für die Gewinnung von Methan aus der EFL-Deponie in Naboro durchzuführen. Das Deponiegas könnte es ermöglichen, eine Leistung von 5 MW zu erzeugen.^{103 104}

4. Wasserkraft

Die Nutzung von Wasserkraft zur Erzeugung von Energie bietet auf Fidschi erhebliches Potenzial. Eine Studie aus dem Jahr 2010 ergab, dass das Wasserkraftpotenzial auf den beiden Hauptinseln etwa 220 MW beträgt.¹⁰⁵ Laut Aussagen des DoE haben die Wasserkraftwerke auf Fidschi bereits ihre Kapazitätsgrenzen erreicht und müssen modernisiert werden, um den wachsenden Bedarf zu decken. Der Anteil der aus Wasserkraft erzeugten Energie soll bis 2036 bis 90 % des Anteils erneuerbarer Energien erreichen.¹⁰⁶

⁹⁷ Abdul Q. Malik, „Renewables for Fiji – Path for Green Power Generation,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 149 (October 1, 2021): 111374.

⁹⁸ Mirei Isaka, Linus Mofor, and Herb Wade, „Renewable Energy Opportunities and Challenges in the Pacific Islands Region,“ *Pacific Lighthouses*, IRENA, 2013.

⁹⁹ IRENA, „FIJI RENEWABLES READINESS ASSESSMENT,“ 2015, <https://islands.irena.org/-/media/Files/IRENA/Sids/Publications/Fiji---Renewables-Readiness-Assessment-Fiji.ashx?la=en&hash=1DD71C88623D12423BC0D8006BC08A3F8A34168B>.

¹⁰⁰ IRENA, „FIJI RENEWABLES READINESS ASSESSMENT.“

¹⁰¹ Malik, „Renewables for Fiji – Path for Green Power Generation,“ October 1, 2021.

¹⁰² IRENA, „FIJI RENEWABLES READINESS ASSESSMENT.“

¹⁰³ Malik, „Renewables for Fiji – Path for Green Power Generation,“ October 1, 2021.

¹⁰⁴ Ottmar Edenhofer et al., *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Cambridge University Press, 2011).

¹⁰⁵ Malik, „Renewables for Fiji – Path for Green Power Generation,“ October 1, 2021.

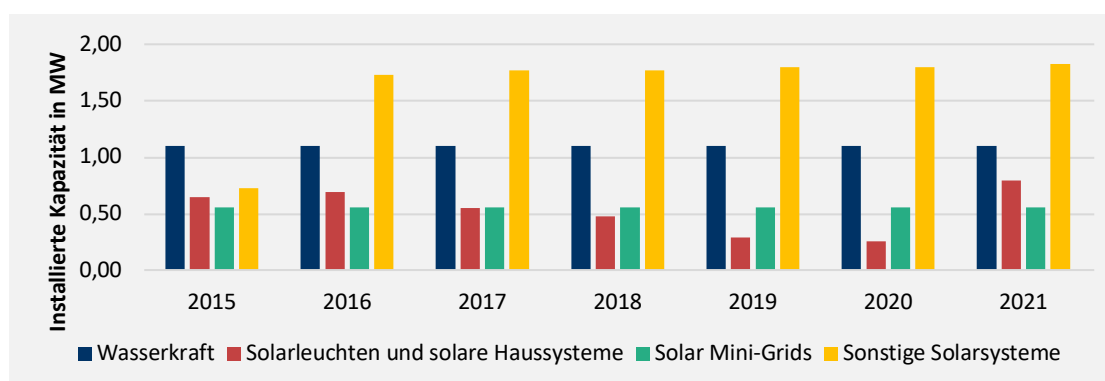
¹⁰⁶ Belena and Vakaloloma Pai, Gespräch während Reisephase 1 - Department of Energy (Ministry of Infrastructure).

Die EFL betreibt eine 40-MW-Wasserkraftanlage in Nadarivatu auf der Insel Viti Levu, auf der sich etwa 80 MW der geschätzten Wasserkraftkapazitäten befinden. Die Zentralregion von Viti Levu ist der größte Stromverbraucher mit einem Pro-Kopf-Verbrauch von 1.170 kWh/Jahr, während in der Westregion 800 kWh-pro-Kopf/Jahr verbraucht werden. Zwischen 1980 und 1990 wurden insgesamt 975 kW durch sieben kleinere Wasserkraftssysteme installiert. Neue Projekte im Rahmen von Elektrifizierungsprogrammen umfassen eine 25-kW-Wasserkraftanlage in Buca-Dorf. Das DoE hat insgesamt ein Potenzial von 500 kW identifiziert, von denen 300 kW in Kadavu, Taveuni, Serua und Vanua Levu liegen.^{107 108}

2.4.2 Deep-Dive: Dezentrale- und netzferne Stromversorgung

Nach Angaben der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) werden netzferne erneuerbare Energien in den meisten Ländern nicht statistisch erfasst, sodass es schwierig ist, ein genaues Bild vom aktuellen Stand der netzfernen Stromversorgung in Fidschi zu zeichnen. Daten aus dem Jahr 2019 deuten jedoch darauf hin, dass Fidschi eine installierte Kapazität von 4,3 MW an netzfernen, dezentralen erneuerbaren Energiesystemen hatte, hauptsächlich PV und einige Windturbinen. Dies entsprach etwa 0,7 % der gesamten Stromerzeugungskapazität in Fidschi. Die Systeme wurden hauptsächlich für die ländliche Elektrifizierung, Telekommunikation, Tourismus und in der Landwirtschaft genutzt.¹⁰⁹

Die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft blieb im Zeitraum von 2015 bis 2021 konstant bei 1,10 MW. Solarleuchten und Solar-Home-Systeme zeigten einen Abwärtstrend bis 2020, gefolgt von einem signifikanten Anstieg auf 0,79 MW im Jahr 2021. Die Kapazität der Solar-Mini-Grids blieb über den gesamten Zeitraum hinweg stabil bei 0,56 MW. Andere Off-Grid-Solar-PV-Systeme hingegen verzeichneten einen deutlichen Anstieg von 0,728 MW im Jahr 2015 auf 1,82 MW im Jahr 2021 (vgl. Darstellung 9). Insgesamt verzeichneten die Off-Grid-Solarsysteme den größten Zuwachs in diesem Zeitraum, während Wasserkraft eine konstante Kapazität aufwies.¹¹⁰



Darstellung 9: Entwicklung der Off-Grid Elektrizitätskapazität (2015-2021)¹¹²

2.5 Rahmenbedingungen zur Einführung von Wasserstofftechnologien

Die Einführung von Wasserstofftechnologien ist ein komplexer Prozess, der mehrere Ebenen erfasst. Gesellschaftliche Akzeptanz und Verständnis sind dabei genauso entscheidend wie umwelttechnische Machbarkeit und Nachhaltigkeit. Politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen können die Entwicklung und Implementierung dieser Technologien fördern oder hemmen. Daher ist es wichtig, diese Faktoren eingehend zu analysieren, um eine erfolgreiche Integration von Wasserstofftechnologien zu gewährleisten.

¹⁰⁷ IRENA, "FIJI RENEWABLES READINESS ASSESSMENT."

¹⁰⁸ Malik, "Renewables for Fiji – Path for Green Power Generation," October 1, 2021.

¹⁰⁹ IRENA, "Off-Grid Renewable Energy Statistics 2022," 2022.

¹¹⁰ IRENA, "Off-Grid Renewable Energy Statistics 2022."

¹¹² IRENA, "Off-Grid Renewable Energy Statistics 2022."

2.5.1 Gesellschaft und Umwelt

Arbeitsmarkt

Der Arbeitsmarkt in Fidschi ist durch einen Mangel an qualifizierten Arbeitskräften gekennzeichnet. In den letzten Jahren (ca. 2019 – 2023) haben etwa 40.000 Arbeitnehmer, rund 4 % der Bevölkerung, Fidschi verlassen, um z. B. in Australien und Neuseeland Arbeit zu finden. Diese Entwicklung lässt sich unter anderem auf den niedrigen Mindestlohn von 1,62 EUR zurückführen, was ausländische Märkte mit höheren Löhnen attraktiver macht.¹¹³ Der Mangel an Fachkräften ist insbesondere im Energiesektor Fidschis spürbar, wo er den Ausbau und die Modernisierung der Infrastruktur beeinträchtigt. Auch die EFL berichtet, dass qualifiziertes fidschianisches Personal von Ländern mit höheren Löhnen, wie Australien und Neuseeland, "abgeworben" wird. Im Jahr 2022 haben so 20 % ihrer Mitarbeiter, etwa 180 Personen, die EFL bzw. Fidschi verlassen. Trotz der Verfügbarkeit von höherer Bildung an den drei Universitäten bleibt der Fachkräftemangel eine bedeutende Herausforderung.¹¹⁴ Bei der Einführung neuer Technologien wie der Wasserstoffproduktion und -verwertung in Fidschi muss zunächst von einer geringen Verfügbarkeit von Fachkräften ausgegangen werden. Daher ist es erforderlich, entsprechende Fort- und Weiterbildungsmaßnahmen zu gewährleisten.

Aufgrund des Mangels an Expertise, Anlagen dieser Art zu warten, sind Schulungen von Fachkräften vor Ort von essenzieller Bedeutung. Daher möchte die Europäische Delegation eine Umsetzung von Projekten, die aus der Umfeldanalyse resultieren, auf den pazifischen Inseln auf jede mögliche Weise unterstützen.

– Delegation der Europäischen Union in Suva –

Land- und Wasserverfügbarkeit

Auf Fidschi sind 88 % des Landes in traditionellem Grundbesitz und Pacht oftmals der einzige Weg, Land für Projekte zu sichern.¹¹⁵ Die Geomorphologie der Fidschi-Inseln ist sehr unterschiedlich und reicht von großen gebirgigen Inseln bis hin zu winzigen Atollen und Buchten. Die Verfügbarkeit von Wasser variiert dementsprechend von reichlichen Oberflächen- und Grundwasservorkommen der großen gebirgigen Inseln bis hin zur Abhängigkeit von Regenwasser und flachen Süßwasserlinsen auf den abgelegenen Atollinseln.¹¹⁶ Laut Studien haben 94,3 % der Bevölkerung Zugang zu aufbereitetem Trinkwasser.¹¹⁷ Der pro Kopf Wasserverbrauch in Fidschi liegt bei 94,71 m³ pro Jahr.¹¹⁸ Laut dem Asian Development Bank National Water Security Index hat Fidschi einen Wasserversorgungssicherheitsindex von 2 ("Engaged") von 5, wobei 5 das höchste Ranking ist.¹¹⁹ Projekte im kleinerem Maßstab oder solche mit integrierter Meerwasserentsalzung bieten aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Wasser zweifellos vielversprechendere Perspektiven.

Wasserpreise

Die Kosten für Wasser in Fidschi variieren je nach Nutzung und Verbrauch. Im häuslichen Bereich betragen die Gebühren für die ersten 50 Einheiten (1 Einheit = 1.000 L) 0,061 EUR pro Einheit. Für 51-100 Einheiten steigt der Preis auf 0,179 EUR und über 100 Einheiten kostet es 0,341 EUR pro Einheit. Für kommerzielle Nutzer beträgt der Preis 0,430 EUR pro Einheit Wasser. In beiden Fällen wird eine zusätzliche Abwassergebühr von 0,08 EUR

¹¹³ Monika Oldenburg, Gespräch während Reisephase 1 - Deutsches Honorarkonsulat, June 9, 2023.

¹¹⁴ Patel, Prasad, and Rao, Gespräch während Reisephase 1 - Energy Fiji Limited.

¹¹⁵ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

¹¹⁶ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

¹¹⁷ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

¹¹⁸ Knoema, "Fiji - Gesamter Wasserverbrauch pro Kopf," 2020, <https://knoema.de/atlas/Fiji/topics/Wasser/Wasserverbrauch/Gesamter-Wasserverbrauch-pro-Kopf>.

¹¹⁹ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

erhoben. Schulen und Gebetsstätten haben freien Zugang zu den ersten 23 Einheiten Wasser. Es fallen zusätzliche Gebühren für Dienstleistungen wie neue Anschlüsse, Wiederanschlüsse oder Abschaltung sowie ggfs. Wartungen an, die je nach spezifischen Anforderungen variieren können.¹²⁰ Bei Betrachtung künftiger Wasserstofferzeugung für eine kommerzielle Nutzung, wie zum Beispiel für den Export von Wasserstoff und seinen Derivaten, so beläuft sich der Wasserpreis auf Fidschi auf umgerechnet ca. 0,0005 EUR/l. In Deutschland zahlt das produzierende Gewerbe beispielsweise 4 EUR pro Kubikmeter, was 0,004 EUR/l entspricht.¹²¹

2.5.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

In Bezug auf Wasserstofftechnologien und deren Vermarktung existieren auf Fidschi gegenwärtig noch keine gesetzlichen Richtlinien oder regulatorischen Rahmenbedingungen. Allerdings ist geplant, ein spezifisches Regelwerk für den Umgang mit Wasserstofftechnologien zu entwickeln. Bisher sind auf Fidschi noch keine Wasserstoffprojekte realisiert worden. Trotzdem sind in Gesprächen mit lokalen politischen und wirtschaftlichen Stakeholdern ein ausgeprägtes Bewusstsein und Interesse an dieser Technologie festzustellen. Allerdings fehlen in der Industrie noch konkrete Erfahrungswerte. Technische Installationen auf der Insel sind grundsätzlich erlaubt, jedoch ist die derzeitige Einspeisung von Energie aus solchen Quellen in das insulare Energienetz nicht gestattet, was eine netzferne Anwendung von Wasserstofftechnologie derzeit attraktiver macht. Trotz dieser Herausforderungen hat die Diskussion vor Ort deutlich gemacht, dass es ein großes Interesse an der Erschließung von Wasserstoff-Technologie gibt.

¹²⁰ WATER AUTHORITY OF FIJI, "Understanding Your Bill – Water Authority of Fiji," 2021, <https://waterauthority.com.fj/understanding-your-bill/>.

¹²¹ ZfK, "Industriewasser Wird Im Schnitt Ein Cent Teurer," *Zeitung Für Kommunale Wirtschaft*, July 31, 2018, <https://www.zfk.de/wasser-abwasser/wasser/industriewasser-wird-im-schnitt-ein-cent-teurer>.

3 Samoa

3.1 Allgemeines

Samoa ist ein Staat in Polynesien, der die westlichste Gruppe der Samoainseln im Südpazifik umfasst. Die folgende Tabelle gibt einen kurzen Überblick über wichtige Länderfakten zu Samoa, bevor detaillierte Länderinformationen zur allgemeinen Marktstruktur und zum Energiesektor gegeben werden, gefolgt von einem Fokus auf den erneuerbare Energien- und Wasserstoffsektor der Inseln. Abschließend werden vielversprechende Einsatzbereiche für Wasserstofftechnologien vorgestellt.

Hauptstadt	Apia
Bevölkerung	198.000 (2020)
Fläche	2.840 km ² ¹²²
Bevölkerungsdichte	77,03 Einwohner*innen / km ² ¹²³
Anzahl (bewohnter) Inseln	9 (4 davon bewohnt) ¹²⁴
Regierungsform	Parlamentarische Republik
Amtssprachen	Samoanisch und Englisch
Währung	Samoanischer Tala (WST)
Wechselkurs	1 WST = 0,34 EUR
Bruttoinlandsprodukt	783 Mio. EUR (2021) BIP-Wachstum (2021): -2,7 %
Ease of doing business	62,1 auf Rang 98 (2019) ¹²⁵
Korruptionsindex	Keine Angabe



Im Jahr 1962 erlangte Samoa seine Unabhängigkeit von Neuseeland und wurde damit der erste unabhängige pazifische Inselstaat. Die Regierungsform in Samoa ist eine parlamentarische Demokratie, die traditionelle polynesischen Regierungselemente umfasst. Das Einkammerparlament besteht aus 51 Mitgliedern. Die Amtszeit beträgt fünf Jahren. Das passive Wahlrecht steht lediglich den Matai, Oberhäuptern samoanischer Familienclans, zu. Nach den letzten Parlamentswahlen am 09.04.2021 kam es nach einem knappen Überraschungserfolg der Opposition zu monatelangen Blockaden und Auseinandersetzungen über das Wahlergebnis, das mittlerweile gerichtlich bestätigt wurde. Das Parlament wählt das Staatsoberhaupt für eine Amtszeit von fünf Jahren. Seine Stellung ist vergleichbar mit der eines konstitutionell gebundenen Monarchen. Das Staatsoberhaupt bestellt die Premierminister*innen aus den Reihen der Parlamentarier*innen und zwölf Minister*innen für das Kabinett. ¹²⁶

Die sozioökonomischen Indikatoren Samoas liegen im mittleren bis hohen Bereich im Vergleich zu anderen Staaten im pazifischen Raum bei einem HDI im Jahr 2019 von 0,715 (Rang 111 global). Im Gegensatz zu den anderen drei Fokusländern lebt nur ein kleiner Teil der Bevölkerung (18,1 %) im urbanen Raum, Tendenz mit einer jährlichen Stadtfluchttrate von 0,4 % sinkend. ¹²⁷ Samoa hat einen relativ niedrigen Anteil von 10 % Frauen im Parlament, jedoch eine relativ hohe Repräsentation von Frauen in Führungspositionen. ¹²⁸

Nachhaltigkeitsaspekte und Umweltschutz sind tief in der samoanischen Kultur verankert. Laut einer Publikation von Tavana können wissenschaftliche Forschung und Informationen aus ethnobotanischen Ansätzen auf der Grundlage des traditionellen Wissens integriert werden, um ein Modell für nachhaltige Entwicklungsstrategien

¹²² Länderdaten, "Länderdaten Samoa," 2023, <https://www.laenderdaten.info/Ozeanien/Samoa/index.php>.

¹²³ Länderdaten, "Länderdaten Samoa."

¹²⁴ Länderdaten, "Länderdaten Samoa."

¹²⁵ WorldBankData, "Ease of Doing Business Rank."

¹²⁶ Deutsches Auswärtiges Amt, 2024, Samoa: Politisches Porträt - Auswärtiges Amt ([auswaertiges-amt.de](https://www.auswaertiges-amt.de))

¹²⁷ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

¹²⁸ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

zu entwickeln, das für Samoa geeignet ist.¹²⁹ Traditionelles Wissen und das Streben nach einer nachhaltigen Lebensweise, die auch zukünftige Generationen einschließt, sind jedoch bedroht und verlieren zunehmend an Bedeutung in Samoa.¹³⁰

Deutschland und Samoa haben traditionsreiche Beziehungen. Deutsch-Samoa war von 1900 bis 1914 eine deutsche Kolonie. Im Jahr 1914 wurde das Gebiet von neuseeländischen Truppen besetzt und unter deren Militärverwaltung gestellt. Am 1. Januar 1962 wurde Samoa (damals noch Westsamoa, Staatsname wurde im Jahr 1997 geändert) als erstes Land Polynesiens unabhängig.¹³¹

Diplomatische Beziehungen mit Deutschland bestehen seit 1972. Deutschland unterstützt durch seine Beiträge zum „Neighbourhood, Development and International Cooperation Instrument“ (NDICI) der Europäischen Union (EU) die Entwicklung von Samoa. Das Regionalvorhaben „Anpassung an den Klimawandel in der pazifischen Inselregion“ der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) stärkte von 2009-2021 durch Beratungsleistungen die Kapazitäten zur Anpassung an den Klimawandel. Das Projekt wurde vom deutschen Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung in Auftrag gegeben und kofinanziert vom australischen Ministerium für auswärtige Angelegenheiten und Handel sowie der Europäischen Union. Samoa nahm an der UN-Klimakonferenz COP 23 2017 in Bonn teil. Der Inselstaat ist Mitglied der von Deutschland und Nauru gegründeten Freundesgruppe „Klima und Sicherheit“ in den Vereinten Nationen.¹³²

Der Handel zwischen beiden Ländern hat ein relativ geringes Volumen: Der Wert der deutschen Exporte nach Samoa betrug im Jahr 2022 914.000 EUR, die Importe aus Samoa beliefen sich auf 325.000 EUR.¹³³ Die Hauptexporte Deutschlands nach Samoa umfassen zum größten Teil medizinische und pharmazeutische Produkte sowie kleinere Mengen an messtechnischen und chemischen Produkten, sonstigen Bauteilen und IT-Equipment. Die Importe Deutschlands aus Samoa beinhalteten hauptsächlich Früchte und weitere Konsumgüter, elektrische Komponenten und Gummiprodukte sowie kleinere Mengen IT-Equipment, Werkzeuge und weitere Lebensmittel.¹³⁴

3.2 Überblick der Marktstruktur und -entwicklung

Insgesamt verzeichnete die Wirtschaft Samoas von 2013 bis 2019 ein durchschnittliches Wachstum von etwa 2,6 %. Im Jahr 2020 gab es jedoch einen Rückgang des BIP um 3,3 %, der auf einen Masernausbruch Ende 2019 in Verbindung mit der COVID-19-Pandemie ab dem Jahr 2020 zurückzuführen ist. Dies hatte erhebliche Auswirkungen auf verschiedene Wirtschaftsbereiche wie Einzel- und Großhandel, Dienstleistungen, Transport, Bauwesen und Produktion. Insbesondere der Tourismussektor verzeichnete zu dieser Zeit einen starken Einbruch von etwa 89 %. In den beiden darauffolgenden Jahren, 2021 und 2022, sank das BIP ebenfalls um 7,1 bzw. 6 %. Ab August 2022 begann sich die Wirtschaft zu erholen, hauptsächlich durch die Öffnung der Grenzen nach der COVID-19-Pandemie und der Feier des 60. Jahrestags der Unabhängigkeit des Landes, was einen Zustrom von Touristen, Geschäftspartnern und Besuchern zur Folge hatte.¹³⁵ ¹³⁶ Die Asiatische Entwicklungsbank (ADB) prognostizierte ein BIP-Wachstum von 4,8 % für das Jahr 2023 und 2,5 % für das Jahr 2024 (vgl. Darstellung 10, S.36).¹³⁷

¹²⁹ Namulauulu G.V. Tavana, „Traditional Knowledge Is the Key to Sustainable Development in Samoa: Examples of Ecological, Botanical and Taxonomical Knowledge“ (Hawaii: National Tropical Garden, No date given), <http://rio-samoa.mnre.gov.ws/sites/default/files/4-Tavana.pdf>.

¹³⁰ Namulauulu G.V. Tavana, „Traditional Knowledge Is the Key to Sustainable Development in Samoa: Examples of Ecological, Botanical and Taxonomical Knowledge.“

¹³¹ Auswärtiges Amt, „Deutschland Und Samoa: Bilaterale Beziehungen,“ March 30, 2023, <https://www.auswaertiges-amt.de/de/service/laender/samoa-node/-/213764>.

¹³² Auswärtiges Amt, „Deutschland Und Samoa: Bilaterale Beziehungen.“

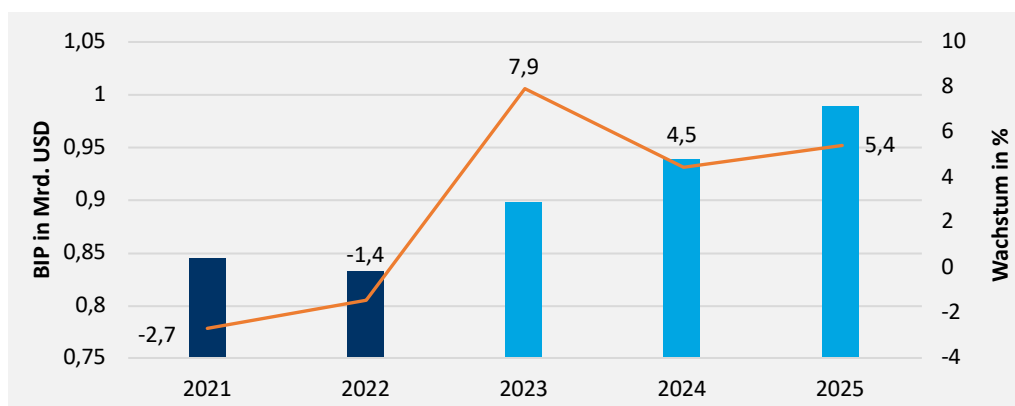
¹³³ Germany Trade & Invest (GTAI), „Handelsdaten.“

¹³⁴ Germany Trade & Invest (GTAI), „Handelsdaten.“

¹³⁵ Samoa Bureau of Statistics, „National Accounts,“ 2023, <https://www.sbs.gov.ws/national-accounts/>.

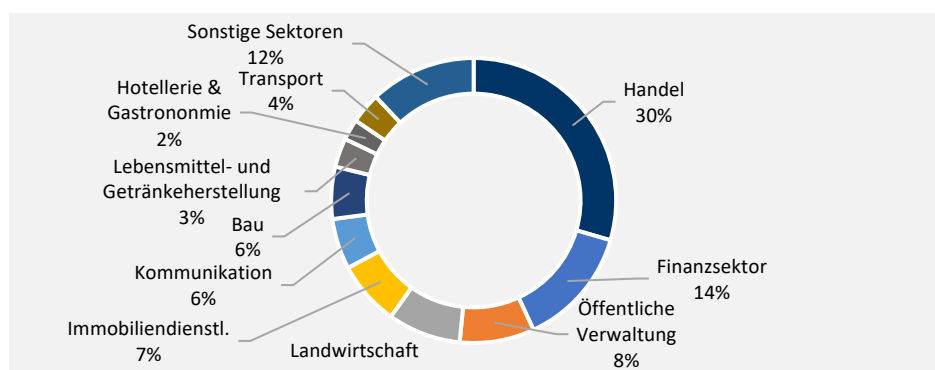
¹³⁶ Asian Development Bank, „Samoa,“ accessed September 19, 2023, <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/27793/sam-2022.pdf>.

¹³⁷ Asian Development Bank, „Economic Forecasts for Samoa,“ accessed September 19, 2023, <https://www.adb.org/countries/samoa/economy>.



Darstellung 10: Wirtschaftliche Entwicklung in Samoa (2021-2025f)¹³⁹

Der Handelssektor trug laut dem Amt für Statistik mit einem Anteil von 30 % den größten Teil zur samoanischen Wirtschaft bei (vgl. Darstellung 11). Gehandelt wurden dabei hauptsächlich Produkte wie Lebensmittel, Getränke, Tabakwaren, Schreibwaren und Baumaterialien.¹⁴⁰ Die Hauptimportgüter Samoas sind Nahrungsmittel, Industriegüter, Maschinen, Konsumgüter und Erdölprodukte. Samoa exportiert Kokosnussprodukte, Kopra, Kakao und Bier.¹⁴¹ Der Handelssektor wird gefolgt vom Finanzsektor mit einem BIP-Anteil von 14 %, sowie der öffentlichen Verwaltung und der Landwirtschaft mit jeweils 8 %. In der Landwirtschaft sind etwa 65 % der samoanischen Bevölkerung tätig.¹⁴²



Darstellung 11: Zusammensetzung der samoanischen Wirtschaft (2019)¹⁴⁴

Der Tourismussektor in Samoa hatte vor der COVID-19-Pandemie im Jahr 2019 einen Anteil von etwa 25 % am BIP und beschäftigte rund 15 % der Arbeitskräfte des Landes. Dennoch steht Samoa vor Herausforderungen bei der Entwicklung dieses Sektors, darunter begrenzter Transportmöglichkeiten und Konnektivität sowohl innerhalb des Landes als auch in die Region.¹⁴⁵ In den Gesprächen der AHK Neuseeland mit dem Hotelbetreiber sowie auch mit den Vertretern der Tourismusbranche wurde betont, dass insbesondere die hohen Kosten für Flugtickets nach Samoa der Branche Sorgen bereiten. Dies resultiert aus einem Mangel an Wettbewerb, da lediglich eine lokale Fluggesellschaft Flüge anbietet. Selbst mit der Unterstützung von Fiji Airways bleibt die Situation unbefriedigend. Trotz dieser Herausforderungen zeigt Samoa ein starkes Engagement für nachhaltigen

¹³⁹ International Monetary Fund (IMF), "World Economic Outlook Database," 2023.

¹⁴⁰ Samoa Bureau of Statistics, "National Accounts."

¹⁴¹ Britannica, "Samoa - Trade," 2023.

¹⁴² Central Intelligence Agency (CIA), "The World Factbook."

¹⁴⁴ Samoa Bureau of Statistics, "National Accounts."

¹⁴⁵ Pacific Private Sector Development Initiative, "Samoa - PACIFIC TOURISM SECTOR SNAPSHOT | NOVEMBER 2021," 2021, <https://pacificpsdi.org/assets/Uploads/PSDI-TourismSnapshot-SAM3.pdf>.

Tourismus und hat verschiedene Pläne und Richtlinien implementiert, um das Wachstum des Sektors zu fördern und sich von den Auswirkungen von COVID-19 zu erholen.¹⁴⁶

Die Regierung bietet ausländischen Investoren die Möglichkeit, in Samoa zu investieren oder geschäftlich tätig zu werden. Ausländischen Investoren ist eine 100 %ige Eigentümerschaft möglich, wobei es einige Einschränkungen, etwa in Bereichen des Einzelhandels und im öffentlichen Verkehrssektor gibt. Die National Investment Policy gibt dabei detaillierte Informationen zu den verschiedenen Optionen und Regulierungen.¹⁴⁷

3.3 Überblick des Energiesektors

Der Energiesektor ist derzeit noch stark von importierten fossilen Brennstoffen abhängig, die vorrangig für die Stromerzeugung und den Transport genutzt werden. Die Electric Power Corporation (EPC), der alleinige Stromversorger des Landes, betreibt ein Netzsystem, das sowohl städtische als auch ländliche Gebiete in Samoa mit Strom versorgt.¹⁴⁸ Neben der netzgebundenen Stromversorgung gibt es auch mehrere kleine netzunabhängige Systeme, hauptsächlich Diesellgeneratoren und Solar-PV-Systeme, die Strom für ländliche Gemeinden und abgelegene Gebiete in Samoa bereitstellen.

Im April 2020 wurde die Afolau Biomass Gasification Power Plant in Betrieb genommen. Die Anlage erzeugt mit einer 750 kW-Anlage jährlich 5 Mio. kWh Strom. Dies wird dem Land Einsparungen von bis zu 1,2 Mio. Litern Diesel pro Jahr ermöglichen, was Kosten von etwa 1 Mio. EUR entspricht. Die CO₂-Emissionen werden um 3,7 Tonnen pro Jahr im Vergleich zu einem Diesellochwerk reduziert. Durch die Nutzung erneuerbarer Energiequellen wie Wasserkraft, Solarenergie und Windenergie durch die EPC konnten die Emissionen um weitere 60 Tonnen pro Jahr reduzieren.¹⁴⁹ Von 2010 bis 2022 wurden in Samoa durch verschiedene Finanzierungen, darunter IMPRESS, YWAM, SFA und die EU, insgesamt 22 gemeindebasierte Biogassysteme installiert.¹⁵⁰

3.3.1 Energiequellen und -verbrauch

Um seinen Energiebedarf decken zu können, greift Samoa größtenteils auf fossile Brennstoffe in Form von importiertem Diesel zurück.¹⁵¹ Dieser stellte 2021 das meistimportierte Produkt Samoas dar und macht 11,2 % der Importe des Landes aus.^{152 153} Die Regierung des Landes hat sich zum Ziel gesetzt, 100 % seiner Energie aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen. Potenziale dafür ergeben sich in den Bereichen Geothermie, Wasserkraft, Wind- und Solarenergie.^{154 155} Um dieses Ziel zu erreichen, ist Samoa jedoch auf internationale Unterstützung angewiesen.¹⁵⁶

¹⁴⁶ Pacific Private Sector Development Initiative, "Samoa - PACIFIC TOURISM SECTOR SNAPSHOT | NOVEMBER 2021."

¹⁴⁷ Government of Samoa, "SAMOA NATIONAL INVESTMENT POLICY STATEMENT," 2022.

¹⁴⁸ Electric Power Cooperation, "Electric Power Cooperation," 2023, <https://www.epc.ws>.

¹⁴⁹ United Nations, "Samoa opens new source of renewable energy", accessed Januar 11, 2023

<https://samoa.un.org/en/100851-samoa-opens-new-source-renewable-electricity>

¹⁵⁰ NATIONAL ENERGY COORDINATION COMMITTEE, "Energy Sector Plan 2023 – 2028," 2023, <https://www.mof.gov.ws/wp-content/uploads/2023/12/Energy-Sector-Plan-2023-2028-English-Version-1.pdf>.

¹⁵¹ Asian Development Bank, "Samoa Going Renewable," accessed September 19, 2023,

<https://www.adb.org/news/videos/samoa-going-100-renewable>.

¹⁵² OEC, "Refined Petroleum in Samoa," accessed September 19, 2023, <https://oec.world/en/profile/bilateral-product/refined-petroleum/reporter/wsm>.

¹⁵³ IRENA, "Energy Profile - Samoa," 2023, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Oceania/Samoa_Oceania_RE_SP.pdf.

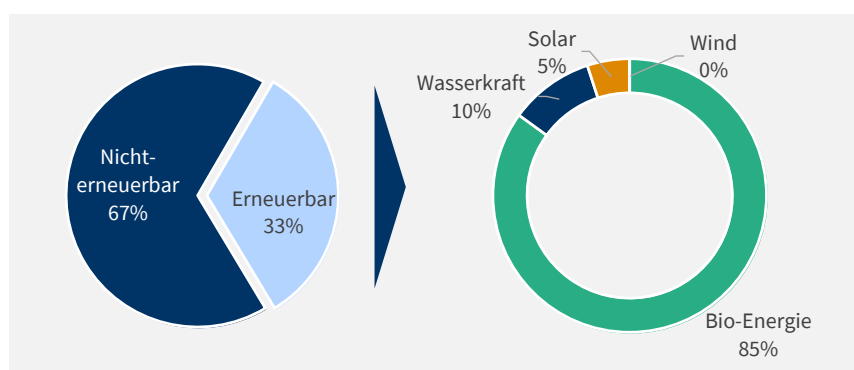
¹⁵⁴ United Nations, "Samoa Opens New Source of Renewable Electricity," accessed September 20, 2023,

<https://samoa.un.org/en/100851-samoa-opens-new-source-renewable-electricity>.

¹⁵⁵ Global Solar Atlas, "Global Photovoltaic Power Potential by Country," accessed September 20, 2023,

<https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study?c=-13.694025,-172.174988,10>.

¹⁵⁶ UNDP Climate Promise, "Samoa," accessed September 19, 2023, <https://climatepromise.undp.org/what-we-do/where-we-work/samoa>.



Darstellung 12: Überblick des Energieangebots in Samoa (2021)

Samoas Energiesektor setzt sich nach Angaben der IRENA zu 33 % aus Energie aus erneuerbaren Energiequellen und zu 67 % aus Energie aus nicht-erneuerbaren Energiequellen zusammen (vgl. Darstellung 12). Die Energieversorgung durch Öl und Diesel stellt einen Großteil der Gesamtenergieversorgung des Landes dar. Der Anteil erneuerbarer Energien setzt sich zu 85 % hauptsächlich aus Bioenergie zusammen, gefolgt von 10 % Wasserkraft und 5 % Solarenergie (vgl. Darstellung 12).¹⁵⁷ 2014 wurden erstmals Windturbinen auf Samoa installiert, welche allerdings vergleichsweise wenig zur Energieversorgung beitragen. Der Aleipata-Windpark umfasst zwei 55 Meter hohe Windturbinen, von denen jede 275 KW Strom erzeugt. Er ist direkt mit dem Stromnetz der Electric Power Corporation verbunden. Das Projekt wurde durch den Abu Dhabi Fund for Development des Pacific Partnership Fund der Vereinigten Arabischen Emirate ermöglicht, der 50 Mio. USD als Zuschuss für erneuerbare Energieprojekte in pazifischen Nationen bereitstellt.¹⁵⁸

3.3.2 Überblick des Stromsektors

Gemäß den Daten der Weltbank hatte im Jahr 2021 etwa 98 % der Bevölkerung Samoas Zugang zur Stromversorgung.¹⁵⁹ Vor der Pandemie war der Strombedarf Samoas über einen Zeitraum von fünf Jahren von 2015 bis 2019 von 0,13 TWh auf 0,15 TWh gestiegen, was einem Wachstum von 15 % entspricht.¹⁶⁰

Der Anteil an erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Quellen zur Stromerzeugung war im Jahr 2021 sehr ausgeglichen, mit einem Anteil an erneuerbaren Energiequellen von 49 % (vgl. Darstellung 13, S.39). 29 % der Gesamterzeugung entfällt auf die Erzeugung von Strom durch Wasserkraftwerke. Solarenergie hatte einen Anteil von 14 % und Bioenergie einen Anteil von 6 % am Strommix aus erneuerbaren Energien. Mit einer produzierten Leistung von ungefähr 0,2 Mio. GWh trägt auch die Windenergie zur Elektrizitätsgeneration bei. Neben dem relativ großen Anteil von erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung, fallen trotzdem noch über 50 % der Erzeugung auf fossile Brennstoffe, welche importiert werden müssen.¹⁶¹

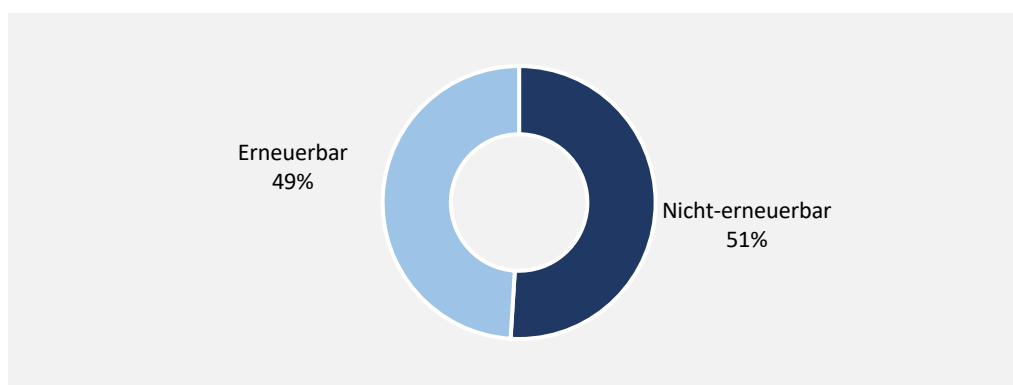
¹⁵⁷ IRENA, "IRENASTAT."

¹⁵⁸ Radio New Zealand, "Samoa Opens Turbine Wind Project," RNZ, August 30, 2014, <https://www.rnz.co.nz/international/pacific-news/253366/samoa-opens-turbine-wind-project>.

¹⁵⁹ WorldBankData, "Access to Electricity (% of Population) - Samoa," accessed September 26, 2023, <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS>.

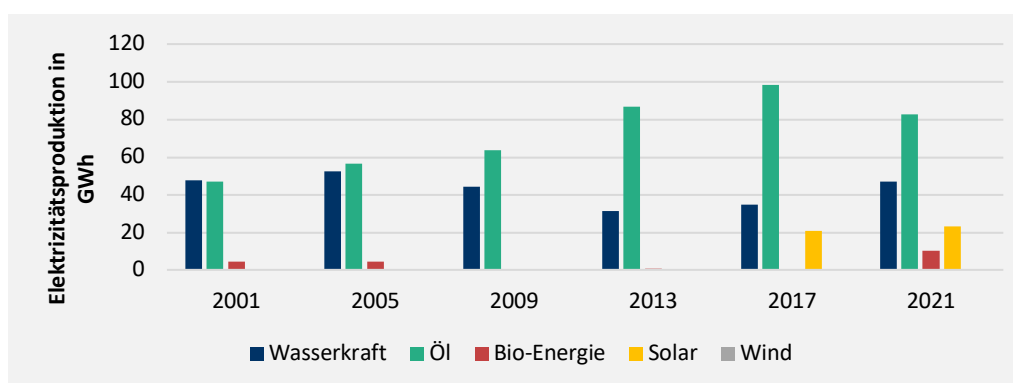
¹⁶⁰ Our World in Data, "Samoa: Energy Country Profile," *Our World in Data*, October 27, 2022, <https://ourworldindata.org/energy/country/samoa>.

¹⁶¹ IRENA, "IRENASTAT."



Darstellung 13: Überblick der Elektrizitätsproduktion (2021)¹⁶³

Wie in Darstellung 14 zu erkennen ist, geht jedoch der Anteil nicht-erneuerbarer Energiequellen zur Stromerzeugung seit 2017 stetig zurück, und wird durch erneuerbare Energiequellen wie Solar-, Wind- und Bioenergie ersetzt. So konnte der Anteil von fossilen Brennstoffen von 64 % im Jahr 2017 auf 51 % in 2021 reduziert werden, wobei zu beachten ist, dass sich der gesamte Energieverbrauch in dem betrachteten Zeitraum um 6 % erhöht hat.¹⁶⁴



Darstellung 14: Entwicklung der Quellen für die Elektrizitätsproduktion (2001-2021)¹⁶⁶

3.3.2.1 Produzenten, Betreiber, Netze

Mit der Deregulierung des Elektrizitätssektors gemäß dem Elektrizitätsgesetz von 2010 wurde die Electric Power Cooperation (EPC) zum einzigen Energieversorger in Samoa. Independent Power Producer (IPP), die Solarenergie nutzen, verkaufen ihren Strom an die EPC, die für Übertragung, Verteilung und Verkauf an die Kunden zuständig ist. Die EPC betreibt acht Wasserkraftwerke auf den Inseln Savaii und Upolu, Solaranlagen auf verschiedenen Inseln, einen Windpark in Vailoa Aleipata und Dieselkraftwerke in Fiaga Upolu und Salelologa Savaii. Ziel ist es, 100 % erneuerbare Energiequellen für die Stromerzeugung zu nutzen. Bislang hat die EPC erfolgreich 99 % der Bevölkerung Samoas an das Stromnetz angeschlossen.¹⁶⁷

3.3.2.2 Regulatorischer Rahmen im Energie- und Strommarkt

Der Samoa Energy Sector Plan 2023-2028 (SESP) legt die strategische Ausrichtung und Schwerpunktbereiche für den Energiesektor im Planungszeitraum fest. Er orientiert sich an der Pacific Regional Infrastructure Facility (PRIF), der Pacific Development Strategy (PDS) und den Sustainable Development Goals (SDGs) der Vereinten Nationen. Die drei Hauptziele des SESP umfassen die Bereitstellung von bezahlbarer, zuverlässiger und nachhaltiger Energie für alle, insbesondere durch den Ausbau erneuerbarer Energien und die Verbesserung der Energieeffizienz. Darüber hinaus soll eine sicherere Energieversorgung durch Diversifikation, Förderung von

¹⁶³ IRENA, "IRENASTAT."

¹⁶⁴ IRENA, "IRENASTAT."

¹⁶⁶ IRENA, "IRENASTAT."

¹⁶⁷ Electric Power Cooperation, "Electric Power Cooperation."

Innovation und Wettbewerb sowie Investitionen in die Energieinfrastruktur gewährleistet werden. Der Plan befasst sich auch mit Elektrizitätsdienstleistungen, dem Verkehrssektor, Erdölprodukten und der Sektorenkoordination. Es wird nach kostengünstigen Optionen zur Stromversorgung, insbesondere in ärmeren Regionen, geforscht.¹⁶⁸

3.3.2.3 Strompreise

Am 1. Juli 2023 wurden rückwirkend neue Stromtarife in Samoa gemäß Abschnitt 20 des Electricity Act 2010 wirksam. Die Electric Power Corporation beantragte beim Regulator die Genehmigung für Einzelhandelspreise, die nun für Regierungseinrichtungen mit Prepaid-Zählern 0,34 EUR pro kWh und für solche mit Induktionszählern 0,35 EUR pro kWh betragen. Diese Tarife bleiben gültig, bis der Regulator den Erlass Nr. 2023 E89 widerruft oder einen neuen Tarif erlässt. Die EPC darf die neuen Preise erst nach Benachrichtigung der Verbraucher erheben. Die 20%ige Reduzierung der Stromrechnung für Wohnhäuser und Geschäfte bleibt bestehen, jedoch wurde ein 20%iger Rabatt für Regierungsministerien, staatliche Unternehmen und Regierungsorgane aufgehoben. Die EPC erwägt aufgrund von Verlusten die Rückkehr zu kostenbasierten Tarifen. Der EPC-Vorstand schlug bereits im letzten Jahr vor, den Rabatt zu streichen, um weitere Verluste zu vermeiden.^{169 170}

Für den Betrieb eines Dieselmotors importiert Samoa Diesel zum Preis von ca. 670.000 EUR pro Woche. Die Apolima Island, ein Teil von Samoa, wird bereits vollständig mit Solarenergie versorgt.

– Electric Power Corporation Samoa –

3.3.2.4 Diesel- und Ölpreise¹⁷¹

Im Jahr 2023 verzeichneten die Petroleumpreise in den Kategorien unverbleites Benzin (ULP), Diesel und Dual Purpose Kerosene für den Hausgebrauch deutliche Schwankungen. Der Preis für alle Petroleumkraftstoffe in Samoa wird monatlich festgelegt. Der Preis für jede Art von Kraftstoff basiert auf dem monatlichen Durchschnitt des täglichen Mean of Platts Singapore (MOPS)-Preises zuzüglich der Frachtkosten und der lokalen Vertriebskosten.

Der ULP-Preis lag im Januar bei 1,137 EUR pro Liter und fiel im Februar auf 1,032 EUR pro Liter. Im Juni erreichte er einen Höchststand von 1,156 EUR pro Liter und fiel im August auf 1,052 EUR pro Liter, stieg dann im Oktober erneut auf 1,168 EUR pro Liter. Der Dieselpreis erreichte im Januar mit 1,348 EUR pro Liter seinen Höchststand, fiel im Februar auf 1,197 EUR pro Liter und erreichte im Juli mit 0,103 EUR pro Liter seinen niedrigsten Stand. Bis Oktober erholte er sich auf 1,251 EUR pro Liter. Der Preis für Dual Purpose Kerosine war im Januar bei 1,187 EUR pro Liter, sank im Februar auf 1,059 EUR pro Liter, erreichte im August mit 0,921 EUR pro Liter seinen Tiefststand und stieg im Oktober auf 1,122 EUR pro Liter.

3.3.3 Überblick der Klima- und Energiepolitik

Samoa hat das ambitionierte Ziel, bis 2025 den gesamten Strombedarf aus erneuerbaren Energien zu decken. Dazu gehören Umweltschutz- und Emissionsreduktionsprojekte, wie die Ausweitung der Mangrovenwälder um 5 %, die Erweiterung der Agroforstwirtschaft um 5 % und die Steigerung der Gesamtwaldfläche um 2 %.¹⁷² Die Klimapolitik Samoas, koordiniert vom Ministerium für natürliche Ressourcen und Umwelt, bildet die Grundlage

¹⁶⁹ Samoa Observer, "New Power Rates for Government Entities," 2023, <https://www.samoaoobserver.ws/category/samoa/105778>.

¹⁷⁰ Electric Power Cooperation, "Electricity Rates," 2023, <https://www.epc.ws/electricity-rates/>.

¹⁷¹ Ministry of Finance - Samoa, "Petroleum Prices – Samoa," 2023, <https://www.mof.gov.ws/services/energy-2/petroleum-prices/>.

¹⁷² United Nations Development Programme, "Samoa - Climate Promise UN," UNDP Climate Promise, 2023, <https://climatepromise.undp.org/what-we-do/where-we-work/samoa>.

für kohärente Maßnahmen zur Bewältigung der Auswirkungen des Klimawandels auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft.¹⁷³

Das Ministerium für Finanzen arbeitet an einer neuen Energiepolitik (5-Jahres-Rahmenprogramm), im Einklang mit der samoanischen Politik für Energie und erneuerbaren Energien bis 2031. Die Zielsetzung ist dabei, bis 2025 100 % Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu produzieren.

– Ministerium für Finanzen –

Der Samoa Climate Change Policy Report 2020 ist ein umfassendes Instrument zur Bewältigung der Herausforderungen des Klimawandels. Das Hauptziel besteht dabei darin, die Klimaresilienz zu stärken, indem ein solider rechtlicher und politischer Rahmen für nationale Regelungsstrukturen geschaffen wird.¹⁷⁴

Die Climate Change Report Card fungiert als präzises nationales Berichtsinstrument. Es konzentriert sich intensiv auf verschiedene Schlüsselaspekte, darunter die Verbesserung des Klimamanagements, die Erweiterung von Kapazitäten zur Klimaanpassung, die Förderung von Forschung und Entwicklung, die Mobilisierung zusätzlicher Klimafinanzierung und die Intensivierung der internationalen Zusammenarbeit. Dieser ganzheitliche Ansatz zeigt Samoas Engagement im Umgang mit den Auswirkungen des Klimawandels und betont die strategischen Maßnahmen, die ergriffen werden, um die nationale Klimaresilienz zu stärken.¹⁷⁵

Das übergeordnete Ziel besteht darin, potenzielle Auswirkungen des Klimawandels umfassend in alle Sektoren zu integrieren, einen koordinierten nationalen Rahmen zu schaffen und einen breiteren Zugang zu verlässlichen Klimawandelinformationen zu ermöglichen. Nachhaltige Finanzmechanismen und ein robuster Governance-Rahmen ergänzen diese Maßnahmen zur Reaktion auf den Klimawandel.¹⁷⁶

Samoa setzt auf internationale Zusammenarbeit, um Herausforderungen wie steigende Ölpreise und eine instabile Stromversorgung zu bewältigen. Partnerschaften mit der Asiatischen Entwicklungsbank, dem Clean Energy Fund, der Europäischen Union und der Regierung von Neuseeland sollen den Bau neuer Wasserkraftwerke und die Sanierung von durch Zyklone beschädigten Anlagen ermöglichen.¹⁷⁷

Die EU stellte für den Zeitraum von 2014-2020 finanzielle Mittel in Höhe von 20 Mio. EUR für Projekte im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit mit Samoa sowie weitere 4,5 Mio. EUR für die Förderung erneuerbarer Energien zur Verfügung. Deutschland unterstützt durch seine Beiträge zum „Neighbourhood, Development and International Cooperation Instrument“ (NDICI) der EU (bis 2021: Europäischer Entwicklungsfonds (EEF)) die Entwicklung von Samoa.¹⁷⁸

Das IMPRESS-Projekt, finanziert von Institutionen wie der Global Environment Facility (GEF), der Europäischen Union (EU) und der GIZ, hat die Aufgabe den Auf- und Ausbau erneuerbarer Energiesysteme in Samoa zu fördern. Beteiligte Ministerien und Organisationen sind das Ministerium für natürliche Ressourcen und Umwelt, das Finanzministerium, die Electric Power Corporation und die Samoa Trust Estates Corporation.¹⁷⁹ Nachstehend eine Aufzählung und Beschreibung einiger ausgewählter Projekte und Initiativen auf Samoa.

¹⁷³ Ministry of Natural Resources and Environment Samoa, „Samoa Climate Change Policy,“ 2020, <https://www.mnre.gov.ws/wp-content/uploads/2021/03/Samoa-Climate-Change-Policy-2020-2030.pdf>.

¹⁷⁴ Ministry of Natural Resources and Environment Samoa, „Samoa Climate Change Policy.“

¹⁷⁵ Ministry of Natural Resources and Environment Samoa, „Samoa Climate Change Policy.“

¹⁷⁶ Ministry of Natural Resources and Environment Samoa, „Samoa Climate Change Policy.“

¹⁷⁷ Asian Development Bank, „Expanding Hydropower in Samoa | Partnership Report 2021,“ Asian Development Bank (ADB), 2021, <https://www.adb.org/multimedia/partnership-report2021/stories/expanding-hydropower-in-samoa/>.

¹⁷⁸ Auswärtiges Amt, „Deutschland Und Samoa: Bilaterale Beziehungen.“

¹⁷⁹ United Nations, „Samoa Opens New Source of Renewable Electricity.“

Tabelle 3: Projekte und Initiativen in Samoa

Projekte/Initiativen	Beschreibung
Renewable Energy Development and Power Sector Rehabilitation Project	Das Projekt zielte darauf ab, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen zu erhöhen und die Resilienz des Stromsektors gegenüber Naturkatastrophen zu stärken. Dazu wurden drei kleine Wasserkraftwerke auf Upolu saniert und drei neue Wasserkraftwerke auf Upolu und Savai'i gebaut. Im Rahmen des Projekts wurden Mitarbeiter*innen der Electric Power Corporation (EPC) bis zu zwei Jahre nach Inbetriebnahme der Anlagen geschult. Das Projekt führte zu größerer Energiesicherheit und Nachhaltigkeit, wobei voraussichtlich 3,6 Mio. Liter Diesel pro Jahr eingespart werden.
IMPRESS Project	Das Projekt hat das Ziel, staatliche, private und ausländische Finanzierungsinstitutionen zu vereinen und zu mobilisieren. Es konzentriert sich darauf, lokale Projekte im Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz bestmöglich zu unterstützen, um nachhaltige Entwicklungen zu fördern und positive sozioökonomische Effekte in Gemeinschaften zu erzielen. Investitionen in erneuerbare Energien umfassen finanzielle Unterstützung für Technologien und Infrastrukturen, die Energie aus Quellen wie Sonne, Wind, Wasser, Erdwärme und Biomasse gewinnen. Hierzu gehören der Bau von Kraftwerken, die Herstellung von Technologien sowie die Entwicklung von Energiespeichersystemen.

Samoa erhielt jüngst Unterstützung von der EU für den Ausbau seiner Wasser- und Abwasserinfrastruktur in Höhe von 13,8 Mio. EUR. Zudem finanziert Japan den staatlichen Fuhrpark mit E-Fahrzeugen, einschließlich der erforderlichen Infrastruktur.

– Ministerium für natürliche Ressourcen und Umwelt –

3.4 Deep-Dive: Verwendung erneuerbarer Energien

Die erneuerbare Energiegewinnung in Samoa hat in den letzten Jahren signifikante Fortschritte gemacht und steht nun an einem entscheidenden Punkt ihrer Entwicklung. Mit einer Kombination aus Wasserkraft, Solar- und Windenergie hat das Land das Potenzial, sich weitgehend selbst zu versorgen und sich von fossilen Brennstoffen zu distanzieren.

3.4.1 Potenzial, bestehende Kapazitäten und Auslastungen

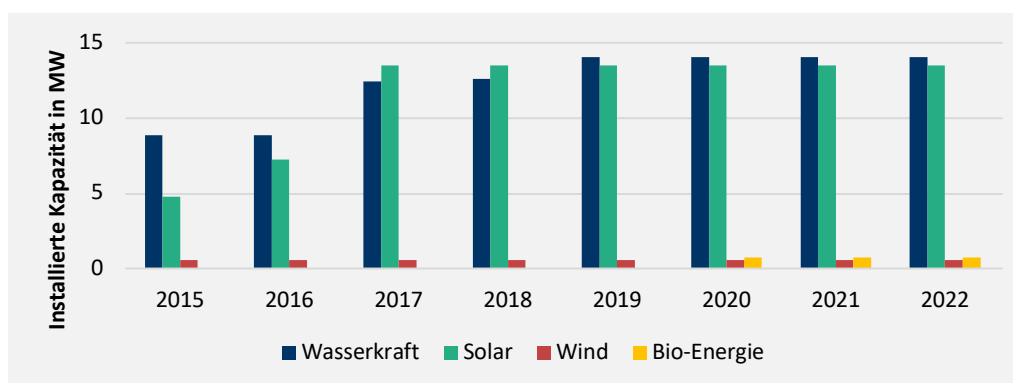
Eine IRENA-Studie zeigt, dass Samoa fast den gesamten Strombedarf aus erneuerbaren Energiequellen decken könnte. Die optimale Kombination von Wasserkraft, Geothermie, Sonnen- und Windenergie könnte bis zu 93 % des Strombedarfs der Insel bereitstellen.¹⁸⁰ Die gebirgige Topografie und regelmäßige Niederschläge bieten bereits teilweise genutztes, aber weiter ausbaufähige Potenziale für Wasserkraft in Samoa. Solarenergie wird durch zahlreiche Projekte, darunter Solaranlagen auf öffentlichen Gebäuden und einen 2,1 MW Solarpark, genutzt. Passatwinde prädestinieren das Land für Windenergieprojekte.¹⁸¹

¹⁸⁰ IRENA, "Renewables Can Supply Nearly 100 of Samoas Electricity Needs," June 16, 2016, <https://www.irena.org/News/articles/2016/Jun/Renewables-Can-Supply-Nearly-100-of-Samoas-Electricity-Needs>.

¹⁸¹ REVE, "Harnessing the Power of Renewable Energy in Samoa | REVE News of the Wind Sector in Spain and in the World," July 3, 2023, <https://www.evwind.es/2023/07/03/harnessing-the-power-of-renewable-energy-in-samoa/92584>.

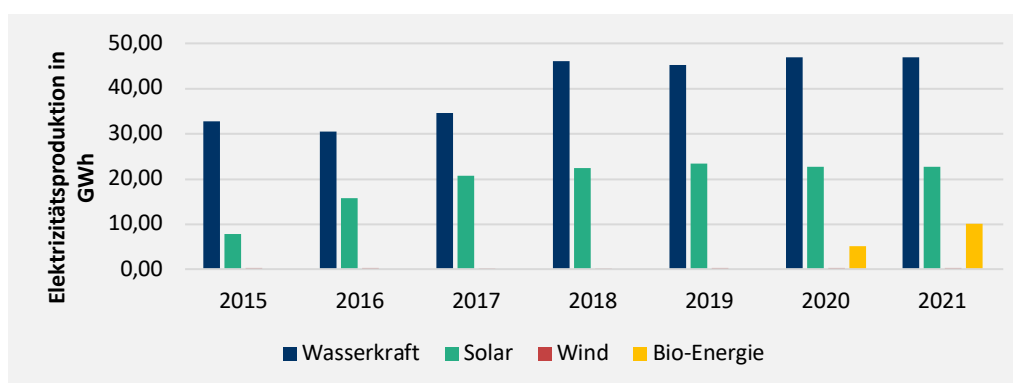
Im Energy Sector Plan 2023–2028 werden Potenziale, Kapazitäten sowie eine gesteigerte Effizienz in der Nutzung in vier Schlüsselstrategien ausführlich beschrieben, die jeweils mit entsprechenden Aktivitäten verknüpft sind.¹⁸²

Der aktuelle Energiemix in Samoa wird maßgeblich von Wasserkraft und Solarenergie bestimmt. Im Jahr 2022 betrug die installierte Kapazität der Wasserkraftanlagen 14,1 MW, während Solarenergieanlagen eine Kapazität von 13,5 MW aufwiesen. Es ist zu beachten, dass die Kapazitäten von Wind- und Bioenergie zur Stromerzeugung im Vergleich dazu eher gering sind und jeweils unter 1 MW liegen. Diese Kapazitäten bleiben seit 2017 weitgehend konstant, wobei insbesondere die Bioenergie erst im Jahr 2020 in die Energielandschaft integriert wurde. Trotz der aktuellen Beschränkungen in den Kapazitäten von Wind- und Bioenergie deutet die Einführung von Bioenergie im Jahr 2020 auf einen möglichen zukünftigen Ausbau und Diversifizierung der erneuerbaren Energiequellen in Samoa hin (vgl. Darstellung 15).¹⁸³



Darstellung 15: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätskapazitäten (2015-2022)¹⁸⁵

Hinsichtlich der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien hat Wasserkraft den größten Anteil, mit einer jährlichen Energiemenge von etwa 50 GWh im Jahr 2021. Solarenergie folgt mit der Hälfte dieser produzierten Energiemenge und einer Menge von 23 GWh im Jahr 2021. Trotz der vergleichsweise niedrigen Kapazität verzeichnet Bioenergie eine jährliche Produktionsmenge von 10 GWh und verdoppelte damit die Menge im Vergleich zum Vorjahr. Windenergie trägt derzeit mit einer Produktionsmenge von 0,2 GWh insignifikant zur Elektrizitätsproduktion bei (vgl. Darstellung 16).¹⁸⁶



Darstellung 16: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion (2015-2021)¹⁸⁸

3.4.2 Deep-Dive: Dezentrale- und netzferne Stromversorgung

Im Jahr 2007 wurde auf der Insel Apolima ein Mini-Netz in Betrieb genommen, eine 13,5-kW-PV-Anlage mit einem Blei-Säure-Batteriespeichersystem. Das System besteht aus gestapelten Wechselrichtern anstelle eines einzigen zentralen Wechselrichters, um die Skalierbarkeit in der Zukunft zu gewährleisten. Die Bewohner

¹⁸² NATIONAL ENERGY COORDINATION COMMITTEE, “Energy Sector Plan 2023 – 2028.”

¹⁸³ IRENA, “IRENASTAT.”

¹⁸⁵ IRENA, “IRENASTAT.”

¹⁸⁶ IRENA, “IRENASTAT.”

¹⁸⁸ IRENA, “IRENASTAT.”

werden nun zu 100 % mit Strom aus diesem Mini-Netz versorgt. Nach dem Erfolg des autarken PV-Systems von Apolima setzt die EPC weiter auf Programme zur Elektrifizierung des ländlichen Raums mit Solarenergie, um abgelegene, noch nicht elektrifizierte Haushalte netzunabhängig mit Strom zu versorgen.¹⁸⁹

3.5 Rahmenbedingungen zur Einführung von Wasserstofftechnologie

Die Einführung von Wasserstofftechnologien ist ein komplexer Prozess, der mehrere Ebenen und Bereiche berücksichtigen muss. Gesellschaftliche Akzeptanz und Verständnis sind ebenso entscheidend wie ökologische Machbarkeit und Nachhaltigkeit. Politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen können die Entwicklung und Umsetzung der Technologien fördern oder hemmen. Daher ist es wichtig, diese Faktoren eingehend zu analysieren, um eine erfolgreiche Integration von Wasserstofftechnologien zu gewährleisten.

Als Reaktion auf den Austausch zwischen der AHK Neuseeland und dem samoanischen Ministerium für Finanzen, hat die Regierung die Entscheidung getroffen, grünen Wasserstoff in die neue Energiepolitik mit aufzunehmen.

– Ministerium für Finanzen Samoa –

3.5.1 Gesellschaft und Umwelt

Arbeitsmarkt

Laut dem Samoa Bureau of Statistics betrug die Anzahl der Arbeitskräfte im Land 2019 68.000. Nach dem samoanischen „Labour Market Survey“ 2019 arbeiten 18.295 Angestellte (davon 61 % Männer und 39 % Frauen) im Privatsektor und 3.997 Angestellte (davon 57 % Frauen und 43 % Männer) im öffentlichen Dienst.¹⁹⁰ Der größte Anteil der Arbeitnehmenden (47 %) ist zwischen 30 und 49 Jahre alt.¹⁹¹ Anteilsmäßig arbeiten die meisten Arbeitnehmer*innen im Service- oder Vertrieb (25 %).¹⁹² Die höchsten Löhne sind im Bereich des verarbeitenden Gewerbes zu erzielen, die niedrigsten in der Land- und Forstwirtschaft sowie Fischerei.¹⁹³

Der überwiegende Teil der Arbeitskräfte im Privatsektor verfügt über einen Sekundarschulabschluss, während 29 % einen Hochschulabschluss vorweisen können. Laut einer Umfrage aus dem Jahr 2019 gaben 571 von 932 Arbeitgebern (61 %) an, dass der Fachkräftemangel eine Herausforderung für ihre Unternehmen darstellt. Die Umfrage ergab zudem, dass etwa 15 % der Arbeitskräfte eine Weiterbildung benötigen, um ihre Aufgaben fachgerecht ausüben zu können. Gemäß Informationen des samoanischen Finanzministeriums ist Arbeitslosigkeit ein bestehendes Problem und insbesondere die saisonale Abwanderung nach Australien und Neuseeland hat negative Auswirkungen auf verschiedene Sektoren. Obwohl sich insgesamt ein Anstieg von Stellenangeboten im Bereich der als "Green Jobs" klassifizierten Arbeitsplätze abzeichnet, lag deren Anteil im Jahr 2019 lediglich bei 3 %.¹⁹⁴

Es wäre ratsam, konkrete Weiterbildungsmaßnahmen in Samoa zu empfehlen, um die erfolgreiche Umsetzung von Projekten im erneuerbaren Energiesektor zu gewährleisten. Dies könnte Schulungen für lokale Fachkräfte, Informationsveranstaltungen für die Gemeinschaft und gezielte Aufklärung beinhalten. Durch diese Maßnahmen könnte nicht nur das Verständnis, sondern auch die aktive Beteiligung und Unterstützung vor Ort gestärkt werden.

¹⁸⁹ Pacific Power Association, "CASE STUDIES FROM INTEGRATING RENEWABLES INTO THE GRID," 2020, <https://www.ppa.org.fj/wp-content/uploads/2020/10/Case-Studies-Guideline-September-2020.pdf>.

¹⁹⁰ Ministry of Commerce, Industry and Labour, "Samoa Labour Market Survey," 2019, https://www.mcil.gov.ws/storage/2020/08/LMS-2019_28JUL2020_Lite-Version-FINAL-1.pdf.

¹⁹¹ Ministry of Commerce, Industry and Labour, "Samoa Labour Market Survey."

¹⁹² Ministry of Commerce, Industry and Labour, "Samoa Labour Market Survey."

¹⁹³ Ministry of Commerce, Industry and Labour, "Samoa Labour Market Survey."

¹⁹⁴ Ministry of Commerce, Industry and Labour, "Samoa Labour Market Survey."

Land- und Wasserverfügbarkeit

Um Infrastruktur- und Energieprojekte umzusetzen, bedarf es in der Regel zusätzlicher Flächen. Auf Samoa sind 81 % des Landes in traditionellem Grundbesitz.¹⁹⁵ Grundstücke werden in der Regel durch Kompensationserwerb gesichert.¹⁹⁶ Zur Landbeschaffenheit auf Samoa ist weiterhin zu erwähnen, dass die beiden Hauptinseln Savai'i und Upolu vulkanische Inseln mit etwa 40 Flusssystemen sind. Das Terrain der größeren Inseln besteht dabei aus einer schmalen Küstenebene mit vulkanischen, felsigen und zerklüfteten Bergen im Inneren. Die besondere Topografie der Inseln ist beim Landerwerb zu berücksichtigen.

Im Governance-Ranking der Weltbank für die pazifischen Inselstaaten belegt Samoa den ersten Platz bei der Regierungseffizienz, was sich laut Wilson et al. (2022) positiv auf das Wasserressourcenmanagement des Inselstaates auswirkt.¹⁹⁷ Die Wasserressourcen Samoas sind allerdings besonders anfällig für die Auswirkungen des Klimawandels, was sowohl die verfügbare Wassermenge als auch die Wasserqualität beeinträchtigt: In niederschlagsarmen Zeiten kommt es zu Wasserknappheit, und bei Überschwemmungen wurde in der Vergangenheit immer wieder wichtige Infrastruktur beschädigt.¹⁹⁸ Außerdem verunreinigt das Eindringen von Salzwasser durch den Anstieg des Meeresspiegels das Grundwasser.¹⁹⁹ Als Folge von Dürreperioden wurden zeitweise Wasserrationierungen eingeführt.²⁰⁰ Die Samoa Water Authority und unabhängige Wasserwerke versorgen rund 95 % der Bevölkerung mit Leitungswasser, der Rest der Bevölkerung (5 %) ist auf eigene Grundwasserzugänge und kleine Regenrückhaltebecken angewiesen.

Das Ministry of Natural Resources and Environment bestätigte in einem Gespräch mit der AHK Neuseeland während des Besuches im Juli 2023, dass Samoa über reichlich Wasserressourcen aus Grund- und Regenwasser verfüge. Trotzdem ist eine kontinuierliche und sichere Versorgung immer noch eine Herausforderung.²⁰¹ Laut dem Asian Development Bank National Water Security Index hat Samoa einen Wasserversorgungssicherheitsindex von 3 ("Capable") von 5, wobei 5 das höchste Ranking ist.²⁰² Im Gesamtkontext ist eine sorgfältige Überprüfung der Umsetzung von groß angelegten grünen Wasserstoffprojekten erforderlich. Projekte im kleineren Maßstab oder solche mit integrierter Meerwasserentsalzung bieten aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Wasser zweifellos vielversprechendere Perspektiven.

Wasserpreise

Die Samoa Water Authority bietet Haushalten Wasser zu drei verschiedenen Tarifen an, je mehr Wasser gespart wird (geringerer Gesamtverbrauch), desto günstiger ist der Tarif. Wassersparen wird demnach preislich belohnt. Verbraucher*innen mit bis zu 15 m³ Wasserbedarf pro Monat zahlen demnach 0,21 EUR/m³, mit bis zu 40 m³ 0,46 EUR/m³ und bei mehr als 40 m³ Verbrauch dann 0,59 EUR/m³.²⁰³ Gewerbe mit einem monatlichen

¹⁹⁵ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

¹⁹⁶ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

¹⁹⁷ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

¹⁹⁸ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

¹⁹⁹ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

²⁰⁰ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

²⁰¹ "Climate Risk Country Profile Samoa" (World Bank, 2021), https://climateknowledgeportal.worldbank.org/sites/default/files/country-profiles/15821-WB_Samoa%20Country%20Profile-WEB.pdf.

²⁰² Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

²⁰³ Samoa Water Authority, "Water & Wastewater Tariffs," 2023.

Verbrauch von bis zu 40 m³ zahlen einen Tarif von 0,48 EUR/m³ und bei mehr als 40 m³ Verbrauch dann 0,62 EUR/m³.²⁰⁴ In Deutschland zahlt das produzierende Gewerbe beispielsweise 4 Euro pro Kubikmeter.²⁰⁵

3.5.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Auch wenn es in Samoa bisher keine spezifischen Regulierungen und Rahmenbedingungen für die Herstellung, Speicherung, Rückverstromung oder den Export von Wasserstoff gibt, so wurde in den Gesprächen mit der EPC und dem Ministry of Finance darüber informiert, dass das Thema Wasserstoff zukünftig in die Energiepolitik und Rahmengesetzgebung aufgenommen werden soll. Laut mündlicher Aussage während eines Treffens der AHK Neuseeland mit dem Direktor der EPC im Juli 2023 ist es bereits möglich, Strom in das Netz einzuspeisen. Die Tarife werden dabei individuell verhandelt.

Es gibt aktuell keine Wasserstoffprojekte auf den Inseln Samoas, auch wenn Medien von den neuesten Entwicklungen rund um das Thema grüner Wasserstoff berichten (z.B. Samoa Observer über den Bau und die Inbetriebnahme eines wasserstoffangetriebenen Passagierbootes in den USA oder über grüne Wasserstoffpartnerschaften zwischen den Philippinen und Australien).

²⁰⁴ Samoa Water Authority, "Water & Wastewater Tariffs."

²⁰⁵ ZfK, "Industriewasser Wird Im Schnitt Ein Cent Teurer."

4 Cookinseln

4.1 Allgemeines

Die Cookinseln sind ein aus 15 Inseln bestehender Staat im Südpazifik. Die folgende Tabelle gibt einen kurzen Überblick über wichtige Länderfakten zu den Cookinseln, bevor detaillierte Länderinformationen zur allgemeinen Marktstruktur und zum Energiesektor gegeben werden, gefolgt von einem Fokus auf den erneuerbaren Energien- und Wasserstoffsektor der Inseln. Abschließend werden vielversprechende Endsektoren für die Nutzung Wasserstofftechnologien vorgestellt.

Hauptstadt	Avarua
Bevölkerung	18.600 ²⁰⁶
Fläche	242 km ² ²⁰⁷
Bevölkerungsdichte	33,63 Einwohner*innen/km ² ²⁰⁸
Anzahl (bewohnter) Inseln	15
Regierungsform	Parlamentarische Demokratie, in freier Assoziierung mit Neuseeland
Amtssprachen	Rarotonganisch und Englisch
Währung	Neuseeland Dollar (NZD)
Wechselkurs	1 NZD = 0,55€ ²⁰⁹
Bruttoinlandsprodukt	203 Mio. EUR (2021) BIP-Wachstum (2021): -10,4 %
Ease of doing business	Keine Angabe
Korruptionsindex	Keine Angabe



Die Cookinseln sind in zwei Inselgruppen mit einer geschätzten Gesamtbevölkerung von 18.600 Menschen unterteilt. Die Nordgruppe besteht aus sieben dünn besiedelten Korallenatollen, während die Südgruppe aus acht fruchtbaren Vulkaninseln besteht. Etwa 92 % der Bevölkerung leben auf den Inseln der Südgruppe, zu denen auch die Hauptinsel Rarotonga gehört. Für jede der 10 bewohnten Inseln gibt es eine Inselregierung, darunter: Mangaia, Atiu, Mauke, Mitiaro, Aitutaki, Palmerston, Pukapuka/Nassau, Manihiki, Rakahanga und Penrhyn. Die wirtschaftliche Entwicklung wird durch die geringe Größe des Landes, seine Isolation, der Entfernung zu Absatzmärkten sowie durch den Mangel an natürlichen Ressourcen und unzureichende Infrastruktur gebremst.²¹⁰

Auf den Cookinseln leben rund 76 % der Bevölkerung im urbanen Raum. Der Anteil von Frauen in höheren Positionen ist im Vergleich zu anderen Pazifikstaaten deutlich höher.²¹¹ Die kulturelle Identität der Bevölkerung auf den Cookinseln ist tief mit ihrer Umwelt verwurzelt. Laut dem National Environment Service (NES) stellt sie einen wichtigen Teil des Erbes für zukünftige Generationen dar und weist auf ein gewisses Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewusstsein hin, das durch ihre enge Verbundenheit mit der Natur geprägt ist.

Die Cookinseln sind seit August 1965 in einer "freien Assoziation" mit Neuseeland und selbstverwaltet. Aufgrund dieser Vereinbarung besitzen die meisten Cookinsulaner*innen die neuseeländische Staatsbürgerschaft. Die Regierungsform der Cookinseln ist eine souveräne parlamentarische Demokratie mit König Charles III als Staatsoberhaupt, repräsentiert durch S.E. Sir Tom Marsters KBE. Das Einkammerparlament der Cookinseln besteht aus 24 gewählten Mitglieder*innen mit einer Amtszeit von vier Jahren. Zusätzlich existiert ein 15-

²⁰⁶ Asian Development Bank, "Renewable Energy Sector Project," text, Asian Development Bank, 2022, Cook Islands, <https://www.adb.org/projects/46453-002/main>.

²⁰⁷ Länderdaten, "Länderdaten Cook Islands Verkehr," 2023, <https://www.laenderdaten.info/Ozeanien/Cookinseln/verkehr.php>.

²⁰⁸ Länderdaten, "Länderdaten Cook Islands Verkehr."

²⁰⁹ Länderdaten, "Länderdaten Cook Islands Verkehr."

²¹⁰ Asian Development Bank, "Renewable Energy Sector Project."

²¹¹ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

köpfiges Haus der Ariki (Häuptlinge), gegründet im Jahr 1966, bestehend aus sechs Ariki von Rarotonga und neun von den äußeren Inseln. Die Ariki fungieren als Berater der Regierung in Angelegenheiten des Landnutzungsrechts und der Traditionen. Der aktuelle Premierminister ist Mark Brown, der nach den Wahlen 2022 am 11. August 2022 (CKT) als 12. Premierminister der Cookinseln wiedergewählt wurde.²¹²

Deutschland erkannte die Cookinseln im März 2001 als ein selbstverwaltetes Land an. Die diplomatischen Beziehungen zwischen den beiden Ländern wurden am 11. September 2001 aufgenommen.²¹³ Die bilateralen Wirtschaftsbeziehungen mit Deutschland sind begrenzt. Im Jahr 2022 exportierte Deutschland Waren im Wert von 113.000 EUR auf die Cookinseln und importierte Waren im Wert von 121.000 EUR aus dem Land. Zu den Hauptexporten aus Deutschland gehören verschiedene Plastikprodukte, Eisen- und Stahlerzeugnisse, chemische Produkte, Schmuckwaren und IT-Produkte, während die Hauptimporte aus den Cookinseln überwiegend aus Produkten traditionellen Kunsthandwerks bestehen.²¹⁴

Deutschland unterstützt die Entwicklung der Cookinseln durch seine Beiträge zum „Neighbourhood, Development and International Cooperation Instrument“ (NDICI) der Europäischen Union (bis 2021: Europäischer Entwicklungsfonds (EEF)).²¹⁵

4.2 Überblick der Marktstruktur und -entwicklung

Die wirtschaftliche Leistung der Cookinseln vor der COVID-19-Pandemie war beeindruckend, mit einem durchschnittlichen jährlichen Wirtschaftswachstum von 6,75 % in den Jahren 2016 bis 2019 im Vergleich zu 3,43 % im gesamten Pazifikraum. Trotz dieses positiven Trends und dem Erreichen des Status eines Hochlohnlands bei der OECD im Januar 2020, führte die Entwicklung jedoch zu einer eingeschränkten externen, internationalen Finanzierung, gerade als die Cookinseln noch vor erheblichen Entwicklungsproblemen standen.

Ein Beispiel hierfür ist die dringende Notwendigkeit von Investitionen in die öffentliche Infrastruktur des Landes. Die Wirtschaft der Cookinseln verzeichnete vor der Pandemie eine starke Abhängigkeit vom Tourismus, der etwa 65 % des BIP ausmachte. Als zweitwichtigster Sektor folgt die Fischerei. Im Jahr 2020 erlitt die Wirtschaft der Cookinseln erhebliche Einbußen durch den Zusammenbruch des Tourismussektors infolge der COVID-19-bedingten Schließungen. Obwohl die Cookinseln die Ausbreitung des Virus erfolgreich verhinderten, führte die Schließung des Landes zu einem Einbruch der Besucherzahlen und einem etwa 42%igen Rückgang der Steuereinnahmen im Jahr 2021. Dies hatte wiederum Auswirkungen auf das BIP des Landes, das im Jahr 2020 um 5,9 % und 2021 um geschätzte 26 % zurückging.²¹⁶

Der Tourismus bildet das Rückgrat der Wirtschaft der Cookinseln. Laut dem nationalen Statistikamt stellen Hotellerie und Gastronomiegewerbe mit 18 % des BIP den größten Wirtschaftssektor des Landes dar (vgl. Darstellung 17, S.49).²¹⁷ Gemäß Angaben der Pacific Tourism Organisation (SPTO) trug die sektorübergreifende Tourismusindustrie im Jahr 2020 schätzungsweise 66 % zum BIP des Landes bei. Im Jahr 2016 wurde die Beschäftigung im Tourismus auf 2.386 Arbeitsplätze geschätzt, was etwa 34 % der erwerbsfähigen Bevölkerung oder 13,2 % der Gesamtbevölkerung des Landes entspricht.²¹⁸

Trotz dieser Rückschläge wird erwartet, dass das BIP der Cookinseln in den Jahren 2023 und 2024 um 11,2 % bzw. 9,1 % wachsen wird. Die Inflationsraten wurden für 2023 auf 7,7 % und für 2024 auf 2,3 % prognostiziert.²¹⁹

²¹² Australian Government Department of Foreign Affairs and Trade, „Cook Islands Country Brief,“ 2023, <https://www.dfat.gov.au/geo/cook-islands/cook-islands-country-brief>.

²¹³ Auswärtiges Amt, „Deutschland Und Die Cookinseln: Bilaterale Beziehungen,“ March 30, 2023, <https://www.auswaertiges-amt.de/de/service/laender/cookinseln-node/bilateral/226556>.

²¹⁴ Germany Trade & Invest (GTAI), „Handelsdaten.“

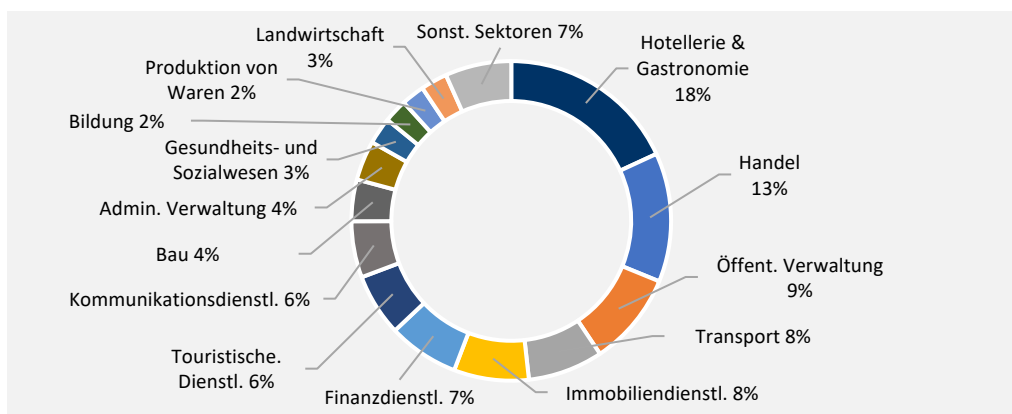
²¹⁵ Auswärtiges Amt, „Deutschland Und Die Cookinseln: Bilaterale Beziehungen.“

²¹⁶ Pacific Private Sector Development Initiative, „Cook Islands | PACIFIC TOURISM SECTOR SNAPSHOT,“ 2021, <https://www.pacificpsdi.org/assets/Uploads/PSDI-TourismSnapshot-COO.pdf>.

²¹⁷ Cook Islands Statistics Office, „National Accounts – (Gross Domestic Product) | Cook Islands Statistics Office,“ 2023, <https://stats.gov.ck/national-accounts/>.

²¹⁸ Pacific Private Sector Development Initiative, „Cook Islands | PACIFIC TOURISM SECTOR SNAPSHOT.“

²¹⁹ Asian Development Bank, „Economic Forecasts for the Cook Islands,“ text, September 20, 2023, Cook Islands, <https://www.adb.org/where-we-work/cook-islands/economy>.



Darstellung 17: Zusammensetzung der Wirtschaft der Cookinseln (2019)²²¹

Ausländische Investitionen in den Cookinseln werden durch den Development Investment Act 1995-1996, die Development Investment Regulations 1996 und die Development Investment Code Order 2003 reguliert. Die Investment Code Order 2003 („Code“) definiert die Politik der Regierung in Bezug auf ausländische Investitionen. Der Code regelt auch Sektoren der Wirtschaft und bestimmte Geschäftstätigkeiten, die ausschließlich Cook-Insulaner*innen reserviert sind. Falls eine Investitionstätigkeit ausschließlich Cook-Insulaner*innen vorbehalten ist, listet Teil E des Codes jedoch Ausnahmen, unter denen ein ausländischer Investor berechtigt sein kann, in dem Sektor zu investieren.²²²

4.3 Überblick des Energiesektors

Die Stromversorgung auf Rarotonga wird durch Te Aponga Uira (TAU) sichergestellt. TAU ist ein staatseigenes Unternehmen, reguliert durch die Cook Islands Investment Corporation. Die Umweltauswirkungen von Energieprojekten werden gemäß dem Environment Act von 2003 vom National Environmental Service überwacht. Erneuerbare Energien werden von einer Abteilung für die Entwicklung erneuerbarer Energien im Büro des Premierministers koordiniert. Die Elektrifizierung ist auf den Inseln vollständig umgesetzt, und es wird kontinuierlich daran gearbeitet, den Anteil erneuerbarer Energien, hauptsächlich Solarenergie, zu erhöhen, um die ambitionierten Ziele einer 100%igen erneuerbaren Energieversorgung zu erreichen.²²³

4.3.1 Energiequellen und -verbrauch

Die Cookinseln sind in hohem Maße von importierten Brennstoffen abhängig, da die Energieversorgung überwiegend auf nicht-erneuerbaren Energiequellen beruht. Diese machten im Jahr 2020 ein Anteil von 92 % der gesamten Energieversorgung aus. Die verbleibenden 8 % der erneuerbaren Energie, verteilten sich auf Bioenergie (69 %) und Solarenergie (31 %) (vgl. Darstellung 18, S.50).²²⁴ Auf den Hauptinseln Rarotonga und Aitutaki sind fast 99 % aller Haushalte an die jeweiligen Stromnetze angeschlossen, 8 % verfügen über zusätzliche Solar-PV-Anlagen und 3 % nutzen kleine Dieselgeneratoren. Auf den äußeren Inseln sind etwa 60 % der Haushalte an das Stromnetz angeschlossen und 43 % verfügen über Solar Home Systeme (SHS). Die derzeitige Stromnachfrage auf den Cookinseln beträgt jährlich etwa 30 GWh und wird bis 2050 auf voraussichtlich 38,5 GWh ansteigen. Die Südgruppe ist das dominierende Lastzentrum, das 98 % des derzeitigen und zukünftigen Bedarfs deckt.²²⁵

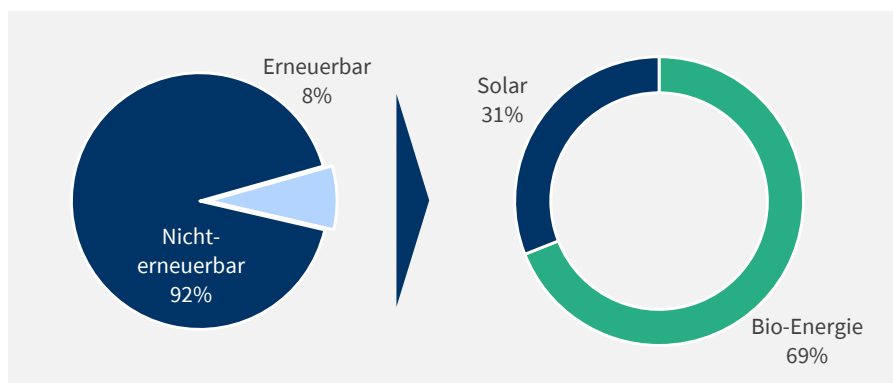
²²¹ Cook Islands Statistics Office, „National Accounts – (Gross Domestic Product) | Cook Islands Statistics Office.“

²²² Business Trade Investment Board Cook Islands, „Rules of Investment,“ July 27, 2020, <https://btib.gov.ck/foreign-investment/rules-of-investment/>.

²²³ Cook Islands Investment Corporation, „Cook Islands Investment Corporation (CIIC),“ November 6, 2019, <https://www.ciic.gov.ck/>.

²²⁴ IRENA, „IRENASTAT.“

²²⁵ Asian Development Bank, „Renewable Energy Sector Project.“

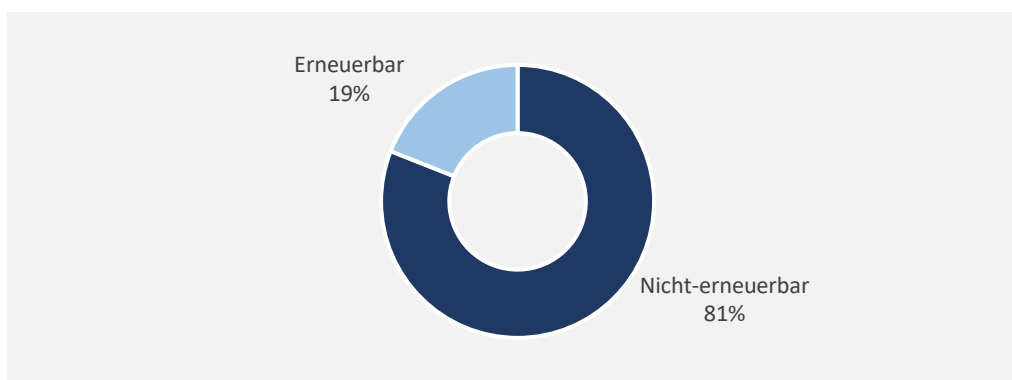


Darstellung 18: Überblick des Energieangebots auf den Cookinseln (2020)²²⁷

4.3.2 Überblick des Stromsektors

Die Cookinseln sind zu 100 % elektrifiziert.²²⁸ Dabei ist die Verlässlichkeit der Versorgung auf den Cookinseln ebenfalls hoch.²²⁹

Trotz der Tatsache, dass im Jahr 2022 noch 81 % der Energieerzeugung durch fossile Brennstoffe erfolgte (vgl. Darstellung 19), ist der Wandel spürbar. Seit 2013 verzeichnet die Solarenergieproduktion ein kontinuierliches Wachstum (vgl. Darstellung 20, S.51).²³⁰



Darstellung 19: Überblick der Elektrizitätsproduktion (2022)²³²

Diese Entwicklung ist ein zentraler Bestandteil des Engagements der Cookinseln im Kampf gegen die globalen Herausforderungen des Klimawandels. Das Bestreben, bis 2030 "vollständige Erneuerbarkeit" zu erreichen, orientiert sich an den Zielen des Pariser Klimaabkommens. Die Bemühungen der Cookinseln gehen über die bloße Umgestaltung der Energieerzeugung hinaus. Ein besonderes Augenmerk liegt zudem auf einem umfassenden Übergang zu erneuerbaren Energien im Verkehrssektor, einschließlich des Aufbaus der dafür erforderlichen Infrastruktur. Hierbei sind Maßnahmen wie die verstärkte Nutzung von Elektrofahrzeugen von entscheidender Bedeutung. Dieser ganzheitliche Ansatz soll nicht nur die Energieautarkie fördern, sondern auch zur Reduzierung von Emissionen beitragen.²³³

²²⁷ IRENA, "Cook Islands Energy Profile," 2023, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Oceania/Cook-Islands_Oceania_RE_SP.pdf?rev=a6a3a5dd530c44e09e6e5f54655cf01d.

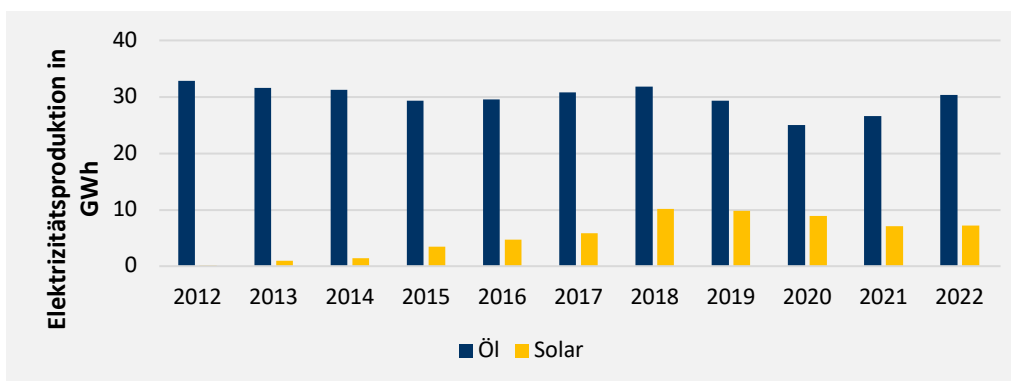
²²⁸ IRENA, "Cook Islands Energy Profile."

²²⁹ IRENA, "Cook Islands Energy Profile."

²³⁰ IRENA, "IRENASTAT."

²³² IRENA, "IRENASTAT."

²³³ Cook Islands News, "Renewable Energy 2030 Commitment," October 17, 2023, <https://www.cookislandsnews.com/internal/national/environment/renewable-energy-2030-commitment/>.



Darstellung 20: Entwicklung der Quellen für die Elektrizitätsproduktion (2012-2022)²³⁵

Lokale Umweltgruppen (NGOs) wie die Te Ipukarea Society betonen die Notwendigkeit, netzgebundene Solaranlagen in Privathaushalten zu integrieren, um das Ziel einer vollständigen Versorgung durch erneuerbare Energien zu unterstützen. Trotz des Fortschritts bei Solarprojekten in abgelegenen Gemeinschaften auf der Pa Enua-Inselgruppe bestehen jedoch Bedenken, ob dieses ambitionierte Ziel tatsächlich erreicht werden kann.²³⁶

4.3.2.1 Produzenten, Betreiber, Netze

Die Bereitstellung von Energiedienstleistungen erfolgt durch staatliche Versorgungsunternehmen auf den Inseln Rarotonga und Aitutaki sowie durch deren Außenstellen auf den Außeninseln. Diese Unternehmen sind vertikal integrierte Elektrizitätsbehörden, die Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Handel von Strom betreiben. Die Vermögenswerte gehören der Cook Islands Investment Corporation, der Holdinggesellschaft der Regierung, in der die staatlichen Unternehmen zusammengefasst und überwacht werden. Durch diese zentralisierte Struktur wird eine effektive Verwaltung und Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur auf den Cookinseln gewährleistet.²³⁷

Die staatlichen Versorgungsunternehmen auf Rarotonga und Aitutaki sowie deren Außenstellen auf den Außeninseln sind maßgeblich für die Sicherstellung der Energieinfrastruktur verantwortlich. Dies beinhaltet nicht nur die Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung, sondern auch den Stromhandel, um eine umfassende Abdeckung der Energiedienstleistungen zu gewährleisten. Die vertikale Integration ermöglicht eine effiziente Steuerung aller Aspekte des Energiemarkts.²³⁸

Der Großteil des Strombedarfs von Rarotonga wird durch ein Dieselmotorkraftwerk gedeckt. Nur 13 % des Stroms werden aus Solarenergie erzeugt, wobei kürzlich ein Solarkraftwerk in der Nähe des internationalen Flughafens in Avarua installiert wurde. Eine Erweiterung ist für 2024 geplant, um einen Anteil von 30 % zu erreichen. Derzeit befindet sich keine andere erneuerbare Energiequelle in Prüfung oder Planung.

– Te Aponga Uira (Energieversorger Cookinseln) –

Alle bewohnten Inseln werden über zentrale Stromversorgungen mit entweder Einphasenstrom (230V) oder Dreiphasenstrom (415V) versorgt. Der Strom wird über ein Verteilungsnetz an die meisten Wohn-, Gewerbe- und Industriekunden geliefert. Te Aponga Uira (TAU), der Energieversorger für Rarotonga, bedient eine Kundenbasis von fast 6.000 Abnehmern, mit einem Verteilernetzwerk von über 290 km. Verteilte erneuerbare Energiegeneratoren sind über das gesamte Netz verstreut und tragen zur Gesamterzeugung bei.^{239 240}

²³⁵ IRENA, "IRENASTAT."

²³⁶ Cook Islands News, "Renewable Energy 2030 Commitment."

²³⁷ Asian Development Bank, "Renewable Energy Sector Project."

²³⁸ Asian Development Bank, "Renewable Energy Sector Project."

²³⁹ Pacific Power Association, "CASE STUDIES FROM INTEGRATING RENEWABLES INTO THE GRID."

²⁴⁰ Te Aponga Uira, "Te Aponga Uira," 2023, <https://teaponga.com/>.

Mit Stand Juni 2017 waren auf den Inseln insgesamt 3,6 MW PV-Anlagen ans Netz angeschlossen, die sowohl Anlagen von TAU als auch von privaten Eigentümern umfassten. Die durchschnittliche Spitzenlast beträgt 5,1 MW bei einem jährlichen Verbrauch von 28 GWh. TAU prognostiziert ein durchschnittliches Lastwachstum von 1,4 % pro Jahr über einen mittleren Zeitraum. Zusätzlich verfügt Rarotonga über ein 11 kV Netzwerk, das in 6 Hochspannungs-(HV) -Speiseleitungen unterteilt ist. Das Verteilernetz erstreckt sich über 90 Km 11kV-Untergrundkabel und 200 Km 415V-Niederspannungsverteilungsleitungen. Diese Infrastruktur ist entscheidend für die Energieverteilung über die Inseln und unterstützt die verstärkte Integration erneuerbarer Energiequellen in das Gesamtsystem.²⁴¹

4.3.2.2 Regulatorischer Rahmen im Energie- und Strommarkt²⁴²

Der regulatorische Rahmen des Energie- und Strommarkts auf den Cookinseln wird durch die "Energy Regulations 2006" abgedeckt, welche sich auf dem "Energy Act 1998" gründen. Diese Vorschriften decken das gesamte Spektrum der Energiemarktregulierung ab. Sie definieren den Lizenzierungsprozess für Elektrizitätsversorger und legen die damit verbundenen Rechte und Pflichten fest. Zudem regeln sie die Ernennung und Qualifikation von Inspektoren und deren Aufgabenbereiche, um die Einhaltung der Standards und die Sicherheit der elektrischen Anlagen zu gewährleisten.

Die Vorschriften spezifizieren detailliert die Anforderungen an die Stromversorgung der Verbraucher, einschließlich der technischen Standards, Tarife und Wartung. Sie beinhalten auch spezifische Bestimmungen zur Ausrüstung für Erzeugungsanlagen und Umspannwerke sowie zur Sicherheit und zum Brandschutz. Die Regeln für die Erdung, für den Arbeitsschutz und sichere Arbeitspraktiken sind ebenfalls klar definiert. Behörden und Lizenznehmer müssen zudem genaue Aufzeichnungen führen und diese prüfen lassen.

Im Jahr 2024 sollen Gespräche über ein neues Klimaschutzgesetz beginnen. Zudem steht die Entwicklung von Vorschriften an, um technische Standardlücken zu schließen. Vorschriften sind insgesamt leichter umzusetzen als Gesetze und müssen sich lediglich auf die Klimaziele der Regierung beziehen.

– Nationale Umweltbehörde –

4.3.2.3 Strompreise²⁴³

Die Cookinseln gehören hinsichtlich der Stromgebühren zu den teuersten Ländern der Welt.²⁴⁴ Hauskunden, die bis zu 60 kWh verbrauchen, zahlen 0,32 EUR pro kWh. Für diejenigen, die zwischen 61 und 300 kWh verbrauchen gilt der Tarif von 0,45 EUR pro kWh, während der Tarif für einen Verbrauch von über 300 kWh 0,46 EUR pro kWh erreicht. Gewerbekunden zahlen einen einheitlichen Tarif von 0,45 EUR pro kWh.

Die jüngst beschlossene Preisänderung tritt vor dem Hintergrund in Kraft, dass internationale Berichte über mögliche weitere Anstiege der Treibstoffpreise diskutiert werden. Das Price Tribunal der Cookinseln hat darauf hingewiesen, dass ihre Preisentscheidungen auf historischen Daten basieren und keine Vorhersagen oder Spekulationen für zukünftige Preise beinhalten. Das Tribunal hat die gesetzliche Verpflichtung, die Preise gemäß dem Control of Prices Act von 1966 festzulegen und ist für die Überprüfung von Handelspraktiken und Preisen zuständig. Das Preistribunal ist eine unabhängige Einrichtung, die gemäß dem Preisregelungsgesetz von 1967 eingerichtet wurde. Das Tribunal trifft sich regelmäßig, um die Höchstpreise für Produkte wie Benzin, Diesel,

²⁴¹ Pacific Power Association, "CASE STUDIES FROM INTEGRATING RENEWABLES INTO THE GRID."

²⁴² Government of the Cook Islands, "Cook Island Energy Regulations 2006," 2006, https://prdrse4all.spc.int/sites/default/files/cook_is_energy_regulations_2006.pdf.

²⁴³ Te Aponga Uira, "Customers to Benefit from Fuel Surcharge Reduction - Te Aponga Uira," July 5, 2023, <https://teaponga.com/customers-to-benefit-from-fuel-surcharge-reduction/>.

²⁴⁴ Cook Islands News, "Cook Islands Electricity among World's Most Expensive," *Cook Islands News* (blog), April 18, 2023, <https://www.cookislandsnews.com/uncategorised/internal/national/local/cook-islands-electricity-among-worlds-most-expensive/>.

Flüssiggas (LPG) und Brot festzulegen. Das Ministerium für Finanzen und Wirtschaft (MFEM) fungiert als Sekretariat für das Preistribunal.²⁴⁵

4.3.2.4 Diesel- und Ölpreise²⁴⁶

Die Treibstoffpreise auf den Cookinseln sind laut der aktuellen Preisregelung des Preisgerichts zum 29. September 2023 gestiegen. Die Großhandelspreise haben sich wie folgt verändert:

- Benzin kostet jetzt 1,46 EUR pro Liter, gegenüber 1,42 EUR zuvor;
- Diesel liegt bei 1,38 EUR pro Liter, zuvor 1,37 EUR;
- LPG kostet nun 2,12 EUR pro Kilo, ein Anstieg von den vorigen 1,97 EUR.

In Bezug auf Einzelhandelspreise: In Rarotonga ist der Preis für Benzin auf 1,61 EUR pro Liter gestiegen, was einen Unterschied von 0,04 EUR darstellt. In Aitutaki erhöhte sich der Preis um 0,06 Cent auf 1,74 EUR pro Liter. Für die restliche Südgruppe beträgt der neue Preis 2,06 EUR pro Liter, was einem Anstieg von 0,04 EUR entspricht. Die Nordgruppe verzeichnet einen Anstieg von 0,04 EUR, mit einem neuen Preis von 2,14 EUR pro Liter für Benzin.

Bei Diesel zeigt sich in Aitutaki ein Preisanstieg von 0,10 EUR, was zu einem Preis von 1,75 EUR pro Liter führt. In Rarotonga stieg der Preis um 0,12 EUR auf 1,54 EUR pro Liter. Für die Südgruppe liegt der neue Preis bei 1,88 EUR pro Liter und für die Nordgruppe bei 1,94 EUR pro Liter.

Die LPG-Preise in Rarotonga und der Südgruppe (mit Ausnahme von Aitutaki) haben ebenfalls zugenommen. Der aktuelle Preis in Rarotonga beträgt 2,65 EUR pro Kilo (ein Anstieg von 0,15 EUR), während in der Südgruppe der Preis von 3,52 EUR auf 3,67 EUR pro Kilo LPG gestiegen ist. Aitutaki hingegen verzeichnete einen Preisrückgang bei LPG von 2,59 EUR auf 2,42 EUR pro Kilo.

Die Energiepreise werden alle drei Monate überprüft. Ein Preistribunal legt die Preise für Gas, Diesel und Öl fest, was zu entsprechenden Anpassungen der Strompreise führt.

– MOTU Villas –

4.3.3 Überblick der Klima- und Energiepolitik

Die Regierung der Cookinseln hat bereits im Jahr 2011 die Renewable Energy Development Division (REDD) ins Leben gerufen. Ihre Aufgabe ist die Umsetzung des Cook Islands Renewable Electricity Chart (CIREC), eines Implementierungsplans, der die Erreichung von 50 % erneuerbarer Elektrizität bis 2015 und 100 % bis 2020 zum Ziel hatte. Der Plan steht im Einklang mit den Zielsetzungen und Kennzahlen des Nationalen Nachhaltigkeitsentwicklungsplans (NSDP), der den Zugang zu erschwinglicher, zuverlässiger, nachhaltiger und alternativer Energie sicherstellen soll.²⁴⁷

Die Umsetzung des CIREC erfolgt durch das Cook Islands Renewable Energy Sector Project (CIRESPP), das 2014 ins Leben gerufen wurde und gemeinsam von der ADB und verschiedenen Spendern finanziert wird. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf den äußeren, isolierteren Inseln.²⁴⁸

²⁴⁵ Te Aponga Uira, "Te Aponga Uira."

²⁴⁶ Cook Island News, "Fuel Prices up Again," *Cook Islands News* (blog), September 30, 2023, <https://www.cookislandsnews.com/internal/national/economy/fuel-prices-up-again/>.

²⁴⁷ Asian Development Bank, "Cook Islands: Renewable Energy Sector Project," text, November 21, 2014, Cook Islands, <https://www.adb.org/projects/46453-002/main>.

²⁴⁸ Asian Development Bank, "Cook Islands : Renewable Energy Sector Project."

Obwohl die ursprünglichen Ziele nicht erreicht wurden, haben die Cookinseln bedeutende Fortschritte gemacht und streben nun im Einklang mit dem Pariser Klimaabkommen eine 100%ige Versorgung durch erneuerbare Energie bis 2030 an. Dieser ambitionierte Plan reflektiert das starke Engagement der Cookinseln für Klimaschutz und nachhaltige Energiepolitik.²⁴⁹

Tabelle 4: Wirtschafts- und Klimastrategien auf den Cookinseln

Wirtschafts- und Klima- strategien	Beschreibung
Renewable Energy Sector Project	Das Projekt im Bereich erneuerbare Energien unterstützt die Umsetzung des Cook Islands Renewable Energy Chart Implementation Plan (CIRECIP), 2012-2020. Dieser Plan hat das Ziel, Strom aus erneuerbaren Energiequellen auf allen bewohnten Inseln bereitzustellen. Es sollen neue Solar-Photovoltaik-Kraftwerke auf sechs Inseln der südlichen Gruppe der Cookinseln errichtet werden. Das Projekt wird zu jährlichen Einsparungen von 1,09 Mio. Litern Diesel und einer jährlichen Reduzierung von 2.930 t CO ₂ -Emissionen führen.
Cook Island Climate Change Country Programme	Dieses Länderprogramm wurde im Rahmen des GCF Readiness and Preparatory Support Program entwickelt. Das Hauptziel des Länderprogramms besteht darin, Prioritäten zu definieren, die vom GCF und anderen Entwicklungspartnern unterstützt werden können, um den Paradigmenwechsel auf den Cookinseln hin zu einer emissionsarmen und klimaresistenten Entwicklung voranzutreiben. Es fungiert als Fahrplan für eine kohärente Zusammenarbeit mit Partnern, um die finanziellen Ressourcen optimal zu nutzen und sicherzustellen, dass sie effizient den nationalen Klima- und Entwicklungszielen entsprechend ausgerichtet werden.

Die ultimativen Ziele der Regierung sind die Reduzierung der Emissionen des Landes, die hauptsächlich in den Sektoren Tourismus und Verkehr entstehen. Darüber hinaus sollen die Stromkosten gesenkt werden - idealerweise auf ein Niveau von 0,226 EUR/kWh.

– Regierung der Cookinseln (Office of the Prime Minister) –

4.4 Deep-Dive: Verwendung erneuerbarer Energien

Erneuerbare Energien auf den Cookinseln stammen hauptsächlich aus Solarenergie und Biomasse. Seit 2011 haben die Cookinseln ein Programm zur Entwicklung erneuerbarer Energien ins Leben gerufen, mit dem Ziel, ihre Energieversorgung zu verbessern und die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Die Umsetzung dieses Programms wurde durch die Regierungen von Japan, Australien und Neuseeland sowie durch die Asiatische Entwicklungsbank unterstützt.²⁵⁰

Die Finanzierung für die Bereitstellung von Solarmodulen mit Batterieunterstützung für die nördlichen Atolle wurde durch ein Hilfsprogramm der neuseeländischen Regierung bereitgestellt und durch die neuseeländische Firma PowerSmart Solar Ltd. durchgeführt. Der erste Solarkomplex auf Rakahanga wurde im September 2014 fertiggestellt. Projekte in Pukapuka und Nassau folgten. Der Bau begann in Tongareva am 23. Februar 2015, und nur 10 Wochen später wurden die Dörfer Omoka und Te Tautua erfolgreich auf Solarenergie umgestellt. Im Juni 2015 waren alle nördlichen Atolle vollständig solarbetrieben, was die Notwendigkeit verringerte, Schiffe während der Zyklonsaison von November bis April zur Versorgung mit fossilen Brennstoffen in den Norden zu

²⁴⁹ Cook Islands News, "Renewable Energy 2030 Commitment."

²⁵⁰ Office of the Prime Minister Cook Islands, "Renewable Energy Development," *Office of the Prime Minister Cook Islands* (blog), 2023, <https://www.pmooffice.gov.ck/our-work/renewable-energy-development/>.

schicken. Eine zweite Phase des Projekts zur Bereitstellung von Solarkraftwerken für Atiu, Mangaia, Mauke und Mitiaro wurde im Juli 2019 erfolgreich abgeschlossen.²⁵¹

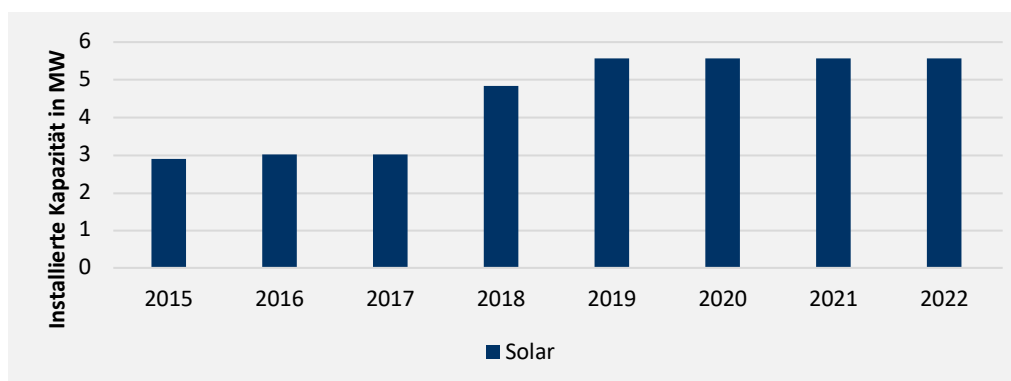
Im Jahr 2014 begann der Bau des 960 kW Te Mana O Te Ra Solarkraftwerks am internationalen Flughafen von Rarotonga. Das Solarkraftwerk wurde im Oktober 2014 in Betrieb genommen.²⁵² Im September 2022 wurden drei Batterie-Energiespeichersysteme mit einer kombinierten Kapazität von 13 MWh auf Rarotonga installiert.²⁵³

4.4.1 Potenzial, bestehende Kapazitäten und Auslastungen

Das Potenzial für die Nutzung von erneuerbaren Energien auf den Cookinseln ist bedeutend und die bereits bestehenden Kapazitäten zeigen eine klare Entwicklung hin zu einer nachhaltigeren Energieversorgung. PV ist derzeit auf allen zwölf bewohnten Inseln des Landes installiert und leistet den Hauptbeitrag zur Erzeugung erneuerbarer Energie.²⁵⁴

Derzeit wird die Kapazität an erneuerbarem Strom ausschließlich durch Solarenergie bereitgestellt. Im Jahr 2022 betrug die Solarenergiekapazität auf den Cookinseln 5,5 MW, was einer Steigerung von knapp 45 % zum Niveau von 2017 entspricht (vgl. Darstellung 21).²⁵⁵

Bezüglich der erneuerbaren Stromproduktion ist Solarenergie folglich ebenfalls die einzige Quelle und war im Jahr 2021 für eine Leistung von ca. 7 GWh verantwortlich. Nach einer Spitzenleistung im Jahr 2018 von über 10 GWh hat die produzierte Leistung seitdem allerdings abgenommen (vgl. Darstellung 23, S.56).²⁵⁶



Darstellung 21: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätskapazitäten (2015-2022)²⁵⁸

Das Cook Islands Renewable Energy Sector Project (CIRESP) ist ein Vorhaben, das darauf abzielt, nachhaltige und umweltfreundliche Stromversorgung sicherzustellen, die Abhängigkeit der Cookinseln von importierten fossilen Brennstoffen zu reduzieren und den Anteil erneuerbarer Energien im Energiemix des Landes zu erhöhen. Das Projekt wird von der Regierung der Cookinseln in Zusammenarbeit mit der Asiatischen Entwicklungsbank (ADB) umgesetzt. Es beinhaltet die Installation von erneuerbaren Energiesystemen in zwei Phasen, einschließlich Solar-Photovoltaik-Systemen, Batteriespeichersystemen und Dieselgeneratoren. Die erste Phase umfasste die äußeren Inseln Atiu, Mitiaro, Mangaia und Mauke, die von einer Dieselstromversorgung auf PV-Batterie-Hybridssysteme umgestellt wurden. Diese vier Inseln verfügen über eine installierte Gesamtkapazität von 1.246 kW PV-Systemen und Batteriespeichern. Die Subprojekte auf Mitiaro und Mauke beinhalteten neue Kraftwerke und Hochgeschwindigkeits-Diesel-Backup-Generatoren, während die moderneren bestehenden

²⁵¹ Cook Islands News, "US\$16m Batteries Store Sun's Energy, Reduce Oil Need," *Cook Islands News* (blog), September 2, 2022, <https://www.cookislandsnews.com/uncategorised/national/environment/us16m-batteries-store-suns-energy-reduce-oil-need/>.

²⁵² Asian Development Bank, "THE COOK ISLANDS STRONGER INVESTMENT CLIMATE FOR SUSTAINABLE GROWTH," 2015, <https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/175293/coo-stronger-investment-climate-psa.pdf>.

²⁵³ Cook Islands News, "US\$16m Batteries Store Sun's Energy, Reduce Oil Need."

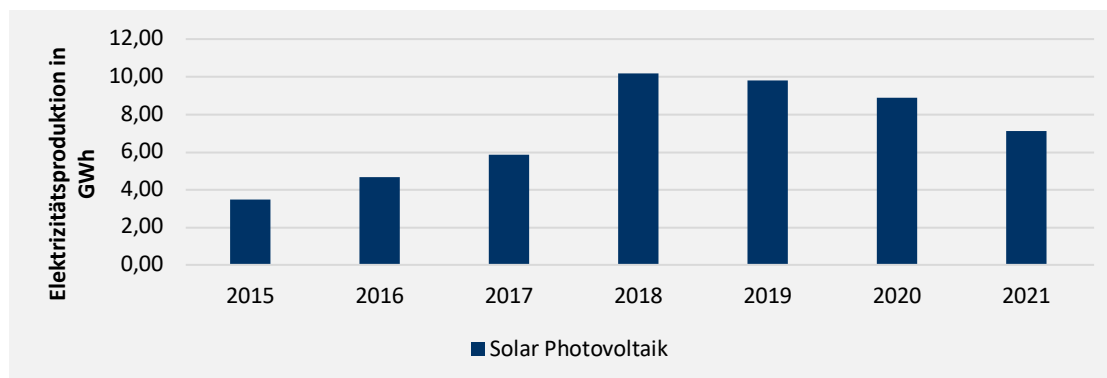
²⁵⁴ Pacific Power Association, "CASE STUDIES FROM INTEGRATING RENEWABLES INTO THE GRID."

²⁵⁵ IRENA, "IRENASTAT."

²⁵⁶ IRENA, "IRENASTAT."

²⁵⁸ IRENA, "IRENASTAT."

Dieselmotoren auf Mangaia und Atiu beibehalten wurden. Das Hinzufügen dieser vier Systeme entspricht einer jährlichen Einsparung von etwa 360.000 Litern Diesel und 960 t Kohlendioxidemissionen.²⁵⁹



Darstellung 22: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion (2015-2021)²⁶¹

Die zweite Phase beinhaltete Initiativen auf den Inseln, Aitutaki und Rarotonga, welche aufgrund der größeren Bevölkerung und des höheren Strombedarfs komplexer waren. Die Stromsysteme mussten aufgerüstet werden, um den Anteil der erneuerbaren Energien erhöhen zu können, ebenso wie Steuerungssysteme und Batteriespeichertechnologie. Die Subprojekte führten dazu, dass die beiden Inseln ihren Anteil an erneuerbarer Energie auf fast 25 % erhöhten. In Aitutaki wurde ein zusätzliches PV-System zusammen mit einem 300-kW-Dieselmotor, einem containerisierten Batterieenergiespeichersystem (BESS) und einer verbesserten Schalttechnik installiert. Für Rarotonga umfasste das Subprojekt die Installation von BESS.²⁶² Das Renewable Energy Sector Project wird zu einer jährlichen Reduktion des Dieselmotors von etwa 1,26 Mio. Litern führen und die Kohlendioxidemissionen um etwa 2.793 t pro Jahr reduzieren. Rarotonga unterhält derzeit über 450 einzelne RE-Generatoren, die in das Netz eingebunden sind und von einem dieselmotortriebenen Kraftwerk in Avatiu angetrieben werden. TAU schätzt, dass es 18 MW an PV in seinem Mix von Generatoren benötigt, um 70 % RE-Beitragsniveau zu erreichen. Derzeit sind 3,6 MW an PV installiert, bestehend aus 1,068 MW netzgekoppelt, 1,711 MW IPPs und 862 kW im Besitz von TAU.²⁶³

Die PV-Systeme in Rarotonga sind über die Insel verteilt (vgl. Darstellung 23, S.57), was für das Netz vorteilhaft ist, da es hilft, Spannungsanstiege auszugleichen und eine Überlastung der Speiseleitungen zu verhindern. Das größte PV-System in Rarotonga, das zum CIREC beiträgt, ist das "Te Mana o Te Ra" (Kraft aus der Sonne), auch bekannt als das Solarprojekt des internationalen Flughafens Rarotonga. Das Projekt wurde 2014 abgeschlossen und umfasste den Bau einer 961 kWp PV-Solaranlage auf dem Dach des Flughafens. Das Projekt wurde 2014 abgeschlossen und umfasste den Bau einer 961 kWp PV-Solaranlage auf dem Flughafen. Das Projekt wurde vom neuseeländischen Ministry of Foreign Affairs and Trade (MFAT) in Übereinstimmung mit dem CIREC und NSDP durchgeführt und ist in der Lage, 5 % des Strombedarfs von Rarotonga zu decken, wobei erwartet wird, dass es den Dieselmotor jährlich um 400.000 Liter reduziert.²⁶⁴

In Zukunft beabsichtigt TAU, zusätzliche 3 MW an PV zu installieren, wobei weitere geplante Kapazitäten vom privaten Sektor stammen sollen. Aktivitäten des privaten Sektors werden durch Power Purchase Agreements (PPAs) verwaltet, zusätzlich zu einer kleinen Zuteilung von skalierten Kunden-PV-Systemen.

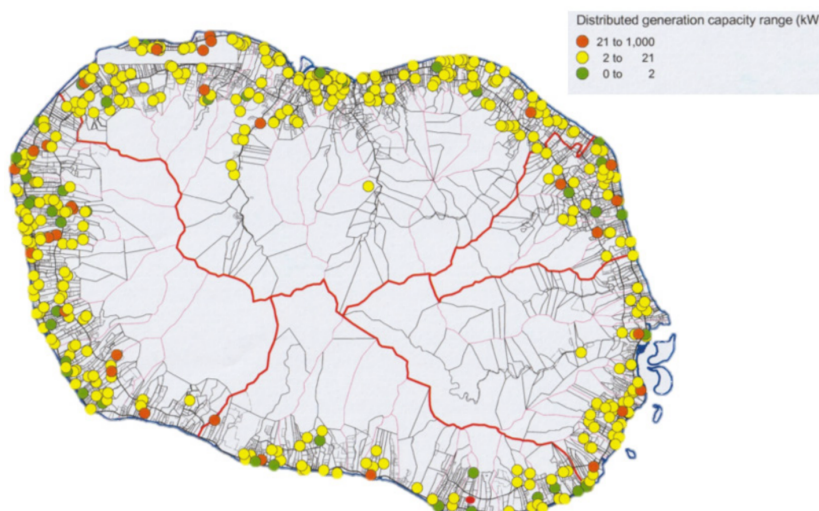
²⁵⁹ Pacific Power Association, "CASE STUDIES FROM INTEGRATING RENEWABLES INTO THE GRID."

²⁶¹ IRENA, "IRENASTAT."

²⁶² Pacific Power Association, "CASE STUDIES FROM INTEGRATING RENEWABLES INTO THE GRID."

²⁶³ Pacific Power Association, "CASE STUDIES FROM INTEGRATING RENEWABLES INTO THE GRID."

²⁶⁴ Pacific Power Association, "CASE STUDIES FROM INTEGRATING RENEWABLES INTO THE GRID."



Darstellung 23: Überblick der Solarkapazitäten auf Rarotonga

Die Regierung untersucht auch RE-Optionen für den Straßenverkehr auf Rarotonga, da der Verkehrssektor 43 % der Gesamtemissionen auf den Cookinseln ausmacht. Elektrofahrzeuge (EVs) werden die Nachfrage nach Strom in Zukunft erhöhen, wobei der EV-Transport auf der Insel stetig wächst und mit über 40 EV-Besitzern auf Rarotonga sowie mehreren auf Aitutaki Potenzial zeigt. AU untersucht die Vorzüge von Ladeinfrastrukturen für Rarotonga, wobei auch der potenzielle Wert für das Rarotonga-Stromnetz durch die Integration erneuerbarer Energie aus Elektrofahrzeugen berücksichtigt wird. Im Jahr 2017 eröffnete TAU ihre 10-kW-PV-Solaranlage, Rarotongas erste elektrische Fahrzeugladestation, die sich auf dem Parkplatz des Hauptsitzes in Avarua befindet. Zuvor konnten EV-Besitzer ihr Fahrzeug nur auf ihrem eigenen Grundstück laden, indem sie ihr Auto an einen Adapter und an eine Haushaltssteckdose anschlossen.²⁶⁵

4.4.2 Deep-Dive: Dezentrale- und netzferne Stromversorgung

Die Energieversorgung von abgelegenen Gebieten auf den Cookinseln erfährt durch innovative Projekte wie das von Infratec durchgeführte und von der Asian Development Bank finanzierte Vorhaben Unterstützung in seiner geplanten Transformation. In den südlichen Gruppen der Cookinseln – Atiu, Mangaia, Mauke und Mitiaro – sind PV-Mini-Grids installiert, die einen beispielhaften Wechsel von traditionellen, fossil betriebenen Systemen zu nachhaltigen, erneuerbaren Lösungen darstellen.²⁶⁶

Mit einer installierten Solarleistung von 1,3 MW aus Solaranlagen und einer Batteriespeicherkapazität von 7,3 MWh wird die elektrische Versorgung der Inseln derzeit so zu etwa 95 % gedeckt. Dies führt zu einer erheblichen Reduktion des Dieseleinsatzes um ca. 360.000 Liter pro Jahr und reduziert die CO₂-Emissionen um etwa 960 t jährlich.²⁶⁷ Dieser Trend wird in Darstellung 25 verdeutlicht. Sie zeigt den kontinuierlichen Aufwärtstrend der Off-Grid Elektrizitätskapazität im Zeitraum von 2015 bis 2022, was die zunehmende Relevanz und Implementierung solcher Systeme veranschaulicht.²⁶⁸

Bei diesen Projekten wird nicht nur auf technologische Innovationen, sondern auch auf die Einbeziehung der lokalen Bevölkerung gesetzt. Durch die Einbindung der Einwohner und den Aufbau von Wissen zur Wartung und zum Betrieb der Systeme wird eine nachhaltige Nutzung und Instandhaltung der Mini-Grids sichergestellt. In den letzten Jahren hat Infratec nicht nur die Mini-Grids entworfen und installiert, sondern auch neue unterirdische Verteilnetzsysteme auf den genannten Inseln eingerichtet. Die vier Solaranlagen erzeugen nun zuverlässig saubere und bezahlbare Energie für fast 1.500 Menschen oder etwa 9 % der Bevölkerung der Cookinseln. Die

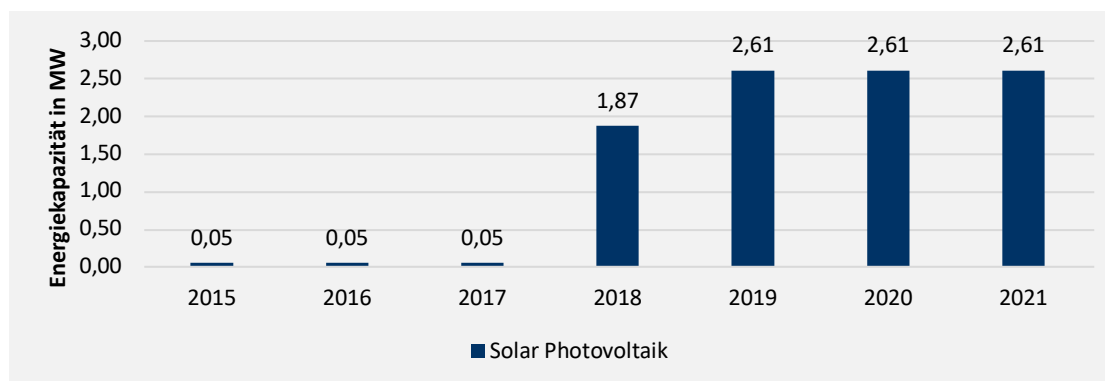
²⁶⁵ Pacific Power Association, "CASE STUDIES FROM INTEGRATING RENEWABLES INTO THE GRID."

²⁶⁶ SEANZ, "Infratec -Solar PV Mini-Grids in the Cook Islands," Sustainable Energy Association of New Zealand, 2017, https://www.seanz.org.nz/infratec_pv_mini-grids_cook_islands.

²⁶⁷ SEANZ, "Infratec -Solar PV Mini-Grids in the Cook Islands."

²⁶⁸ IRENA, "IRENASTAT."

Solaranlagen, unterstützt von einem Batteriespeichersystem, decken etwa 95 % des Energiebedarfs der vier Inseln ab und zuvor von Dieselgeneratoren abhängig waren.²⁶⁹



Darstellung 24: Entwicklung der Off-Grid Energiekapazität (2015-2021)²⁷¹

4.5 Rahmenbedingungen zur Einführung von Wasserstofftechnologie

Um Wasserstofftechnologien erfolgreich in Länder und Kontexte zu integrieren, sind bestimmte Rahmenbedingungen und Voraussetzungen von entscheidender Bedeutung. Ein förderliches Umfeld und die Berücksichtigung bestehender Erfahrungen sind erforderlich. In sozialer Hinsicht ist es wichtig, die Akzeptanz durch Informationskampagnen, Schulungen und Beteiligungsprozesse zu fördern. Umweltaspekte, insbesondere die ökologischen Auswirkungen der Wasserstoffproduktion und -nutzung, sollten berücksichtigt werden. Klar definierte rechtliche Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Anreize sind notwendig, um die Wasserstoffnutzung zu unterstützen. Erfahrungen aus etablierten Wasserstoffmärkten können als Leitfäden dienen. Diese Aspekte bilden die Grundlage für eine erfolgreiche Einführung von Wasserstofftechnologien, die in den folgenden Kapiteln detailliert behandelt werden.

4.5.1 Gesellschaft und Umwelt

Arbeitsmarkt

Im Kontext zum Fachkräftemangel hat sich bei Gesprächen vor Ort herausgestellt, dass Herausforderungen bei der Verfügbarkeit hochqualifizierter Arbeitskräfte in verschiedenen Sektoren bestehen. Die Cookinseln haben einen beträchtlichen Bedarf an Fachkräften, insbesondere in Bereichen Gesundheitswesen, Bildung, Tourismus und Informationstechnologie. Die begrenzte lokale Talentpoolgröße kann zu Engpässen führen, weshalb Maßnahmen zur gezielten Weiterbildung und Qualifizierung von Arbeitskräften erforderlich sind. Investitionen in Schulungen, berufliche Entwicklung und Bildungspartnerschaften können dazu beitragen, die Qualifikationslücken zu schließen und die Beschäftigungsfähigkeit der lokalen Bevölkerung zu stärken.

Nach dem Labour Force Survey (2019) auf den Cookinseln, lag die Arbeitslosenquote 2019 bei nur 1,3 %, wobei die Jugendarbeitslosigkeit deutlich höher liegt (12,6 %).²⁷² 73,6 % der arbeitenden Bevölkerung ging einer Beschäftigung auf Rarotonga, der Hauptinsel nach. Personen, die einen höheren Bildungsabschluss haben, hatten die höchste Erwerbsquote mit 80,2 %. Der Dienstleistungssektor hatte den größten Anteil an der Beschäftigungsquote (85,9 %), gefolgt vom Industriesektor (11,5 %) und dem Agrarsektor (2,6 %).²⁷³ Der Privatsektor war der wichtigste Sektor, der fast zwei Drittel (69,4 %) der Arbeitsplätze stellte, besonders in Rarotonga, wo 75,2 % der erwerbstätigen Bevölkerung im Privatsektor beschäftigt ist.²⁷⁴ Auf den nördlichen Inseln waren hingegen 81,2 % der Erwerbstätigen im öffentlichen Sektor beschäftigt.²⁷⁵

²⁶⁹ Infratec, "Kiwi Company Delivers Sustainable Power for Remote Cook Islands," Infratec, 2017, <https://www.infratec.co.nz/news/kiwi-company-delivers-sustainable-power-for-remote-cook-islands>.

²⁷¹ IRENA, "IRENASTAT."

²⁷² Cook Island Statistics Office, "Cook Island Labour Force Survey 2019," November 2020, https://www.intaff.gov.ck/wp-content/uploads/2021/02/WEB_LFS-Report-2019.pdf.

²⁷³ Cook Island Statistics Office, "Cook Island Labour Force Survey 2019."

²⁷⁴ Cook Island Statistics Office, "Cook Island Labour Force Survey 2019."

²⁷⁵ Cook Island Statistics Office, "Cook Island Labour Force Survey 2019."

Die Identifizierung von Partnern für den Betrieb und die Wartung der Technologie sind Schlüssel zum Erfolg des Projekts. Zudem sind Finanzierung und entsprechende Budgetierung für den Betrieb und die Wartung von Beginn an notwendig. Jährliche Überprüfungen durch ein deutsches Team sind notwendig, falls nicht genügend Expertise auf der Insel gibt.

– Nationale Umweltbehörde –

Land- und Wasserverfügbarkeit

Im Kontext zum Fachkräftemangel hat sich bei Gesprächen vor Ort herausgestellt, dass Herausforderungen bei der Verfügbarkeit hochqualifizierter Arbeitskräfte in verschiedenen Sektoren bestehen. Die Cookinseln haben einen beträchtlichen Bedarf an Fachkräften, insbesondere in Bereichen Gesundheitswesen, Bildung, Tourismus und Informationstechnologie. Die begrenzte lokale Talentpoolgröße kann zu Engpässen führen, weshalb Maßnahmen zur gezielten Weiterbildung und Qualifizierung von Arbeitskräften erforderlich sind. Investitionen in Schulungen, berufliche Entwicklung und Bildungspartnerschaften können dazu beitragen, die Qualifikationslücken zu schließen und die Beschäftigungsfähigkeit der lokalen Bevölkerung zu stärken.

Nach dem Labour Force Survey (2019) auf den Cookinseln, lag die Arbeitslosenquote 2019 bei nur 1,3 %, wobei die Jugendarbeitslosigkeit deutlich höher liegt (12,6 %).²⁷⁶ 73,6 % der arbeitenden Bevölkerung ging einer Beschäftigung auf Rarotonga, der Hauptinsel nach. Personen, die einen höheren Bildungsabschluss haben, hatten die höchste Erwerbsquote mit 80,2 %. Der Dienstleistungssektor hatte den größten Anteil an der Beschäftigungsquote (85,9 %), gefolgt vom Industriesektor (11,5 %) und dem Agrarsektor (2,6 %).²⁷⁷ Der Privatsektor war der wichtigste Sektor, der fast zwei Drittel (69,4 %) der Arbeitsplätze stellte, besonders in Rarotonga, wo 75,2 % der erwerbstätigen Bevölkerung im Privatsektor beschäftigt ist.²⁷⁸ Auf den nördlichen Inseln waren hingegen 81,2 % der Erwerbstätigen im öffentlichen Sektor beschäftigt.²⁷⁹

4.5.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Auf den Cookinseln entwickelt das National Energy Committee (NEC) Strategien für die Einführung nachhaltiger Energietechnologien. Bereits seit 2008 arbeitet das NEC an einem Sustainable Energy Action Plan, der in einem partizipativen Prozess mit Regierungs- und Wirtschaftsvertreter*innen, NGOs und Privatpersonen erstellt wurde.²⁸⁰

Der National Environment Service (NES) ist auf den Cookinseln für die Bewertung von Umwelteinflüssen und Risiken von Projekten zuständig.²⁸¹ Der NES sorgt für die Einhaltung von Umweltvorschriften, die in die Stufen TIER 1 (minimale Umwelteinflüsse), TIER 2 (geringe, nicht signifikante Umwelteinflüsse) und TIER 3 (erhebliche Umwelteinflüsse) unterteilt sind. Zudem überwacht und bewertet der NES-Projekte im Hinblick auf die Einhaltung der umweltrechtlichen Rahmenbedingungen.^{282 283}

Bisher gibt es keine Wasserstoffstrategie oder -regularien auf den Cookinseln. Allerdings importierten die Cookinseln laut dem Observatory of Economic Complexity (OEC) im Jahr 2021 bereits Wasserstoff im Wert von 14.770 EUR. Dieser stammt größtenteils aus Neuseeland, Indonesien und Brasilien und wurde bisher industriell verwertet.²⁸⁴

²⁷⁶ Cook Island Statistics Office, "Cook Island Labour Force Survey 2019."

²⁷⁷ Cook Island Statistics Office, "Cook Island Labour Force Survey 2019."

²⁷⁸ Cook Island Statistics Office, "Cook Island Labour Force Survey 2019."

²⁷⁹ Cook Island Statistics Office, "Cook Island Labour Force Survey 2019."

²⁸⁰ Cook Islands National Energy Committee, "Sustainable Energy Action Plan," December 24, 2009, <https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Cook%20Islands%20Sustainable%20Energy%20Action%20Plan.pdf>.

²⁸¹ NES, "Who Is the National Environment Service (NES)?," June 2022.

²⁸² NES, "Who Is the National Environment Service (NES)?"

²⁸³ NES, "Who Is the National Environment Service (NES)?"

²⁸⁴ OEC, "Hydrogen in Cook Islands," 2021, <https://oec.world/en/profile/bilateral-product/hydrogen/reporter/cok>.

5 Tonga

5.1 Allgemeines

Das Königreich Tonga ist die einzige konstitutionelle Monarchie im Pazifik. Es ist ein Land in Polynesien, der größten Inselregion Ozeaniens, bestehend aus 176 Inseln, von denen 36 bewohnt sind. Die folgende Tabelle gibt einen kurzen Überblick über wichtige Länderfakten zu Tonga, bevor detaillierte Länderinformationen zur allgemeinen Marktstruktur und zum Energiesektor gegeben werden, gefolgt von einem Fokus auf den erneuerbaren Energien- und Wasserstoffsektor der Inseln. Abschließend werden vielversprechende Endsektoren für Wasserstofftechnologien vorgestellt.

Hauptstadt	Nuku'alofa
Bevölkerung	100.200 (2019)
Fläche	750 km ² ²⁸⁵
Bevölkerungsdichte	141,4 Einwohner*innen pro km ² ²⁸⁶
Anzahl (bewohnter) Inseln	169 (davon 36 bewohnt) ²⁸⁷
Regierungsform	Parlamentarische Monarchie
Amtssprachen	Tongaisch und Englisch
Währung	Pa'anga (TOP)
Wechselkurs	1 TOP = 0,39 EUR
Bruttoinlandsprodukt	433 Mio. EUR (2021) BIP-Wachstum (2021): -4,1 %
Ease of doing business	61,4 auf Rang 103 (2019) ²⁸⁸
Korruptionsindex	Keine Angabe



Das Königreich Tonga hat ca. 100.200 Einwohnern, liegt südlich von Samoa, südöstlich von Fidschi und nordöstlich von Neuseeland. Die Inseln sind in vier Hauptgruppen unterteilt – Tongatapu, Ha'apai und Vava'u sowie die Niuas. Die Hauptstadt Nuku'alofa befindet sich auf der Hauptinsel Tongatapu. ²⁸⁹

Tonga ist die einzige konstitutionelle Monarchie im Pazifik. Die Monarchie hat eine über 1.000-jährige Geschichte mit einer Verfassung, die aus dem Jahr 1875 stammt. Nach dem Tod von König George Tupou V im März 2012 wurde sein jüngerer Bruder König und trägt den Titel König Tupou VI. Als Staatsoberhaupt ist der König Oberbefehlshaber der Streitkräfte und wird von einem von ihm ernannten Privy Council (Gremium) beraten. Die Regierungsstruktur umfasst die Exekutive (Kabinett), das Legislativorgan und die Judikative. Im Dezember 2009 wurde eine reformierte Verfassung von der Legislative verabschiedet und im April 2010 umgesetzt. Diese Verfassung reduzierte erheblich die Macht des Königs, die nun auf das Kabinett übertragen wurde. Das Kabinett ist dem Legislativorgan untergeordnet, obwohl der König das Recht hat, zu Gesetzen ein Veto auszusprechen. Die Legislative besteht aus 17 Volksvertretern, neun Adelsvertretern (aus den Inhabern der 33 Adelstitel von Tonga gewählt) und bis zu vier weiteren Mitgliedern, die auf Empfehlung des Premierministers vom König ernannt werden. Der Premierminister wird vom König auf Vorschlag der Legislative ernannt.

Die letzte Wahl fand im November 2021 statt. Im Dezember wurde der Ehrenwerte Hu'akavameiliku zum neuen Premierminister ernannt, nachdem er mit 16 von 26 Stimmen in der Legislative gewählt wurde. Die bilateralen Beziehungen zwischen Deutschland und dem Königreich Tonga sind traditionell freundschaftlich. Der Freundschaftsvertrag zwischen dem deutschen Kaiserreich und Tonga wurde bereits am 01.11.1876 geschlossen.

²⁸⁵ Länderdaten, "Länderdaten Tonga," 2023, <https://www.laenderdaten.info/Ozeanien/Tonga/index.php>.

²⁸⁶ Länderdaten, "Länderdaten Tonga."

²⁸⁷ Länderdaten, "Länderdaten Tonga."

²⁸⁸ WorldBankData, "Ease of Doing Business Rank."

²⁸⁹ Länderdaten, "Länderdaten Tonga."

Diplomatische Beziehungen mit der Bundesrepublik Deutschland bestehen seit 1976. Für Tonga ist die deutsche Botschaft in Wellington/Neuseeland zuständig und in Tonga ist Deutschland durch einen Honorarkonsul vertreten.²⁹⁰

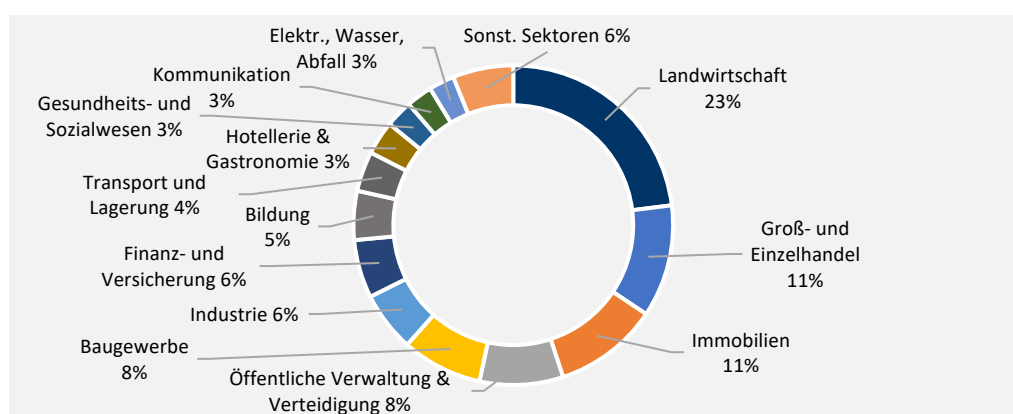
Die bilateralen Wirtschaftsbeziehungen sind schwach ausgeprägt. Im Jahr 2022 betrugen die deutschen Exporte nach Tonga 340.000 Euro; Importe aus Tonga beliefen sich auf 3.000 Euro.²⁹¹

Deutschland unterstützt die Entwicklung des pazifischen Inselstaates durch Beiträge zum „Neighbourhood, Development and International Cooperation Instrument“ (NDICI) der Europäischen Union. Finanzierte Programme umfassen Maßnahmen zur Anpassung an den Klimawandel und den Schutz der biologischen Vielfalt der Meere und Küstenzonen. Es werden auch Kleinstprojekte in verschiedenen Bereichen sowie Hilfsprojekte nach Naturkatastrophen durchgeführt. Tonga ist Mitglied der von Deutschland und Nauru gegründeten Freundesgruppe „Klima und Sicherheit“ in den Vereinten Nationen.²⁹²

5.2 Überblick der Marktstruktur und -entwicklung

Tonga besitzt eine gemischte Wirtschaft mit Landwirtschaft, Fischerei und Tourismus als wichtigste Sektoren. Aus wirtschaftlicher Sicht steht Tonga vor mehreren Herausforderungen, darunter ein Mangel an Ressourcen, ein kleiner Inlandsmarkt und ein begrenzter Zugang zu internationalen Märkten. Die Wirtschaft des Landes ist in hohem Maße von ausländischer Hilfe und den Überweisungen tongaischer Arbeitnehmer*innen aus dem Ausland abhängig. Die tongaische Regierung hat sich um eine Diversifizierung der Wirtschaft bemüht, indem sie neue Branchen wie die verarbeitende Industrie und die Informationstechnologie eingeführt hat. Allerdings fehlt es dem Land an der notwendigen Infrastruktur und den Ressourcen, um diese Industrien erfolgreich zu machen.

293 294



Darstellung 25: Zusammensetzung der tongaischen Wirtschaft (2019)²⁹⁶

Der Landwirtschaftssektor stellt den größten Anteil der tongaischen Wirtschaft dar und trug 2019 mit 23 % zum nationalen BIP bei. Tongas Agrarsektor konzentriert sich hauptsächlich auf den Anbau von Kokosnüssen, Kürbissen, Maniok und Süßkartoffeln. Trotz seiner Bedeutung ist der Sektor mit Herausforderungen wie begrenzten Anbauflächen und den Folgen von Naturkatastrophen konfrontiert.^{297 298} Er wird gefolgt vom Handelssektor und dem Immobiliensektor, beide mit einem Anteil von 11 % (vgl. Darstellung 25).²⁹⁹ Die Landwirtschaft beschäftigt einen großen Teil der Bevölkerung, aber es ist der Dienstleistungssektor,

²⁹⁰ Auswärtiges Amt, „Deutschland Und Tonga: Bilaterale Beziehungen,“ 2023, <https://www.auswaertiges-amt.de/de/service/laender/tonga-node/bilateral/213780>.

²⁹¹ Germany Trade & Invest (GTAI), „Handelsdaten.“

²⁹² Auswärtiges Amt, „Deutschland Und Tonga: Bilaterale Beziehungen.“

²⁹³ Britannica, „Tonga,“ 2023, <https://www.britannica.com/place/Tonga>.

²⁹⁴ World Health Organization, „The Kingdom of Tonga Health System Review,“ 2015.

²⁹⁶ Tonga Statistics Department, „National Accounts,“ 2023, <https://tongastats.gov.to/statistics/economics/national-accounts/>.

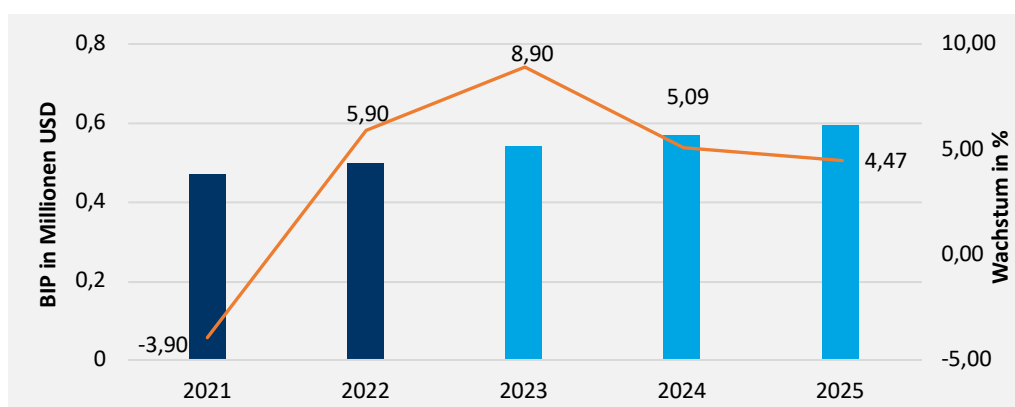
²⁹⁷ Tonga Statistics Department, „National Accounts.“

²⁹⁸ Britannica, „Tonga.“

²⁹⁹ Tonga Statistics Department, „National Accounts.“

insbesondere Tourismus und finanzielle Transaktionen von tongaischen Auswanderern*innen, der die Wirtschaft antreibt.³⁰⁰ Um die Abhängigkeit von einem einzigen Sektor zu reduzieren, fördert die Regierung die wirtschaftliche Diversifizierung und unterstützt Investitionen in Bereichen wie erneuerbare Energien.^{301 302}

Tongas Wirtschaft verzeichnete von 2015 bis 2019 ein durchschnittliches Wachstum von 2,7 %. Das BIP sank 2021 um 4,1 % aufgrund der wirtschaftlichen Auswirkungen von Naturkatastrophen und der COVID-19-Pandemie.³⁰³



Darstellung 26: Wirtschaftliche Entwicklung in Tonga (2021-2025, hellblau: Prognosen)³⁰⁵

2022 erholte sich der Archipel mit einem BIP-Anstieg von 5,9 % und einem prognostizierten Wachstum in Höhe von 8,9 % für 2023³⁰⁷. Diesem Wachstum lag die Grenzöffnung im Jahr 2023 ebenso wie die Wiederaufbaubemühungen zugrunde. Ebenso die Prognose einer weiteren Erholung der Tourismusbranche im Jahr 2024. Eine schnelle Wiederaufnahme dringend notwendiger Infrastrukturprojekte wird erwartet, wie auch die Erholung des landwirtschaftlichen Sektors bis 2024.^{308 309} Laut IMF soll die Wirtschaft von Tonga bis 2027 mit einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 5,3 % pro Jahr expandieren (vgl. Darstellung 26). Die tongaische Regierung hat sich um eine Diversifizierung der Wirtschaft bemüht, indem sie neue Branchen wie die verarbeitende Industrie und die Informationstechnologie eingeführt hat. Das Land mangelt jedoch an der erforderlichen Infrastruktur und den Ressourcen, um diese Industrien erfolgreich zu entwickeln.³¹⁰

Im Februar 2019 verabschiedete das Parlament das Gesetz über ausländische Investitionen, das Änderungen am rechtlichen Rahmen für ausländische Direktinvestitionen vorsieht. Weitere Informationen können auf der Webseite des Attorney General Office Tonga entnommen werden.³¹¹

5.3 Überblick des Energiesektors

Tonga ist eines der am stärksten vom Klimawandel bedrohte Land der Welt. Wie in vielen anderen kleinen Inselentwicklungsstaaten im Pazifik stammt die Energieversorgung Tongas fast ausschließlich aus importiertem

³⁰⁰ Commonwealth Governance, "Economy of Tonga," 2015, <https://www.commonwealthgovernance.org/countries/pacific/tonga/economy/>.

³⁰¹ Britannica, "Tonga."

³⁰² Commonwealth Governance, "Economy of Tonga."

³⁰³ Asian Development Bank, "Asian Development Bank and Tonga: Fact Sheet," 2022, <https://www.adb.org/publications/tonga-fact-sheet>.

³⁰⁵ International Monetary Fund (IMF), "World Economic Outlook Database."

³⁰⁷ Zum Stand des Reports bestanden noch keine offiziellen Zahlen der tongaischen Regierung

³⁰⁸ International Monetary Fund, "World Economic Outlook Database."

³⁰⁹ Tonga Statistics Department, "National Accounts."

³¹⁰ International Monetary Fund, "World Economic Outlook Database."

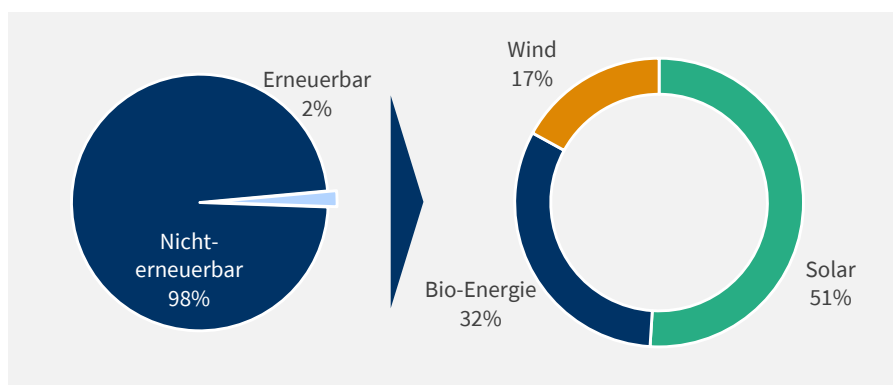
³¹¹ Kingdom of Tonga, "FOREIGN INVESTMENT BILL 2020," 2020, <https://ago.gov.to/cms/images/LEGISLATION/BILLS/2020/2020-0004/ForeignInvestmentBill2020.pdf>.

Diesel. Die Regierung von Tonga hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 einen Anteil von 70 % erneuerbarer Energien an der Energieerzeugung des Landes zu erreichen. Um dies zu erreichen, sind jedoch umfangreiche Investitionen zur Umgestaltung der Energieinfrastruktur des Landes erforderlich.³¹²

5.3.1 Energiequellen und -verbrauch

Tonga ist zur Deckung seines Energiebedarfs in hohem Maße auf importierten Diesel angewiesen. Er macht 98 % der Energieversorgung³¹³ und 25 % der wertmäßigen Importe aus. Tonga hatte sich das ambitionierte Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 den Anteil erneuerbarer Energien auf 50 % zu steigern und bis zum Jahr 2030 vollständig, zu 100 %, auf die Nutzung von erneuerbaren Energien umzustellen. Dafür verfügt das Land über Potenziale zur Energieerzeugung aus Solar-, Wind-, Biomasse- und Geothermie.^{314 315} Aufgrund der Covid-19-Pandemie, eines Vulkanausbruchs und mehrerer starker Wetterereignisse konnten diese Ziele bisher nicht eingehalten werden.

Trotz einer starken Abhängigkeit von nicht-erneuerbaren Energiequellen, vor allem Öl, hat Tonga in den letzten Jahren Fortschritte beim Ausbau erneuerbarer Energien gemacht. Dieses Wachstum resultiert aus der Umsetzung verschiedener erneuerbarer Energieprojekte im Land, wobei Solarenergie mit 51 % den größten Anteil ausmachte, gefolgt von Bioenergie (32 %) und Windenergie (17 %) (vgl. Darstellung 27). Initiativen wie die Installation von Sonnenkollektoren und Biomassekraftwerken trugen zu diesem Erfolg bei. Im Jahr 2019 entfielen 98 % der Energieversorgung auf Öl, während erneuerbare Energien lediglich 2 % ausmachten.³¹⁶



Darstellung 27: Überblick des Energieangebots in Tonga (2020)³¹⁸

Dennoch bleibt Tonga weiterhin stark von nicht-erneuerbaren Energiequellen abhängig. Zwischen 2014 und 2019 verzeichnete Tonga einen Anstieg der Gesamtenergieerzeugung um 43,7 %.³¹⁹

5.3.2 Überblick des Stromsektors

Der Stromsektor in Tonga wird von der Tonga Power Limited (TPL) verwaltet, einziger Stromversorger des Königreichs Tonga, einschließlich der Außeninseln 'Eua, Ha'apai und Vava'u. Die Stromversorgung in Tonga erfolgt überwiegend durch Dieselgeneratoren und nur in begrenztem Umfang durch erneuerbare Energiequellen. Laut Weltbank liegt die Elektrifizierungsrate in Tonga bei 100 %.³²⁰ Die Abhängigkeit von fossilen

³¹² Green Climate Fund, "Tonga Renewable Energy Project under the Pacific Islands Renewable Energy Investment Program," 2023, <https://www.greenclimate.fund/project/fp090>. Green Climate Fund, "Tonga Renewable Energy Project under the Pacific Islands Renewable Energy Investment Program."

³¹³ IRENA, "IRENASTAT."

³¹⁴ Arup, "Tonga Energy Roadmap," 2021, <https://www.arup.com/en/projects/tonga-energy-roadmap>.

³¹⁵ Green Climate Fund, "Tonga Renewable Energy Project under the Pacific Islands Renewable Energy Investment Program." Green Climate Fund, "Tonga Renewable Energy Project under the Pacific Islands Renewable Energy Investment Program."

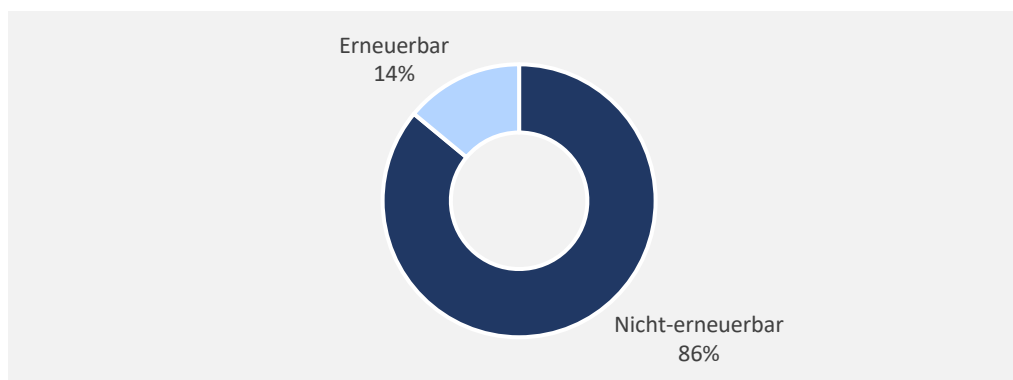
³¹⁶ IRENA, "IRENASTAT."

³¹⁸ IRENA, "Energy Profile - Tonga."

³¹⁹ IRENA, "Energy Profile - Tonga."

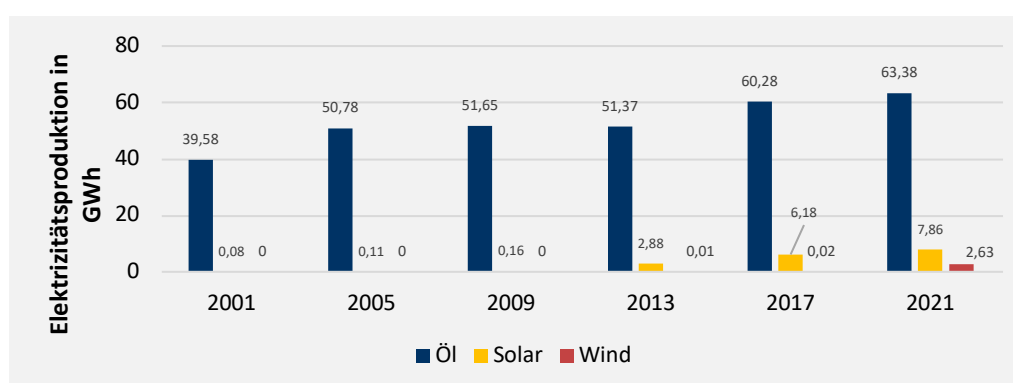
³²⁰ The World Bank, "Elektrifizierungsrate Tonga," graph, Access to electricity (%of population) - Fiji, n.d., <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=FJ>.

Brennstoffen prägte die Elektrizitätslandschaft Tongas über Jahrzehnte hinweg. Bis ins Jahr 2021 wurden dabei 86 % der benötigten Elektrizität aus nicht-erneuerbaren Quellen bezogen, während erneuerbare Energiequellen lediglich einen Anteil von 14 % an der Stromproduktion des Landes hatten (vgl. Darstellung 28).³²¹



Darstellung 28: Überblick der Elektrizitätsproduktion (2021)³²³

Tonga hat in den letzten Jahren strategische Schritte unternommen, um seine Energiequellen zu diversifizieren und nachhaltiger zu gestalten. 2012 war ein entscheidendes Jahr für die Energiepolitik des Landes, als eine Solarfarm in Betrieb genommen wurde, die den Grundstein für die Nutzung von Solarenergie in Tonga legte. Seitdem ist der Beitrag der Solarenergie zur gesamten Elektrizitätsproduktion stetig gestiegen und betrug 2021 mehr als 8 GWh (vgl. Darstellung 39). Diese Entwicklung spiegelt die wachsende Akzeptanz erneuerbarer Energien in der Region wider. Im Jahr 2019 wurde eine weitere wichtige Initiative mit der Eröffnung eines Windparks verwirklicht.^{324 325} Der progressive Ausbau von Solar- und Windenergie stellt nicht nur eine Reaktion auf globale Energieherausforderungen dar, sondern auch eine proaktive Strategie zur Sicherung der zukünftigen Energieversorgung des Landes.



Darstellung 29: Entwicklung der Quellen für die Elektrizitätsproduktion (2001-2021)³²⁷

5.3.2.1 Produzenten, Betreiber, Netze

TPL ist der einzige Stromversorger in Tonga und verantwortlich für die Erzeugung, Verteilung und den Verkauf von Strom an mehr als 25.000 Kunden im gesamten Königreich Tonga, einschließlich der Außeninseln 'Eua, Ha'apai und Vava'u. Diese Inseln begrenzen, gemeinsam mit Tongatapu, auch die vier Netzinfrastukturbereiche, von denen jeder Bereich individuelle Bedingungen und Besonderheiten aufweist.³²⁸

³²¹ IRENA, "Energy Profile - Tonga."

³²³ IRENA, "IRENASTAT."

³²⁴ Tonga Power LTD, "TPL's Renewable Plants," Google My Maps, 2023, <https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1HTjaDA-JWXpCSKQTaXcBP5cDp-e5i6ju>.

³²⁵ IRENA, "Renewable Energy Statistics 2022."

³²⁷ IRENA, "IRENASTAT."

³²⁸ Tonga Power LTD, "Tonga Power Limited," 2023, <https://tongapower.to/index.php/>.

Auf Tongatapu hat das Stromnetz eine Gesamtlänge von 199 km und einen Spitzenbedarf von 10,4 MW. Die Diesellostwerkstkapazität auf Tongatapu beträgt 14,3 MW bei einer erneuerbaren Kapazität von 5,7 MW. Das Tonga Village Network Upgrade-Projekt wurde für die städtischen Gebiete in Tongatapu von TPL bereits abgeschlossen und die letzte Phase des Nuku'alofa Network Upgrade-Projekts läuft derzeit.³²⁹

Für die äußeren Inseln 'Eua, Vava'u und Ha'apai hat TPL das Outer Islands Renewable Energy Project (OIREP) zur Modernisierung der Stromnetzinfrastruktur durchgeführt. Auf 'Eua und Ha'apai ist die Modernisierung der Stromnetze bereits abgeschlossen, während sich die Modernisierung auf der Insel Vava'u derzeit in der Umsetzungsphase befindet. Die Netzlänge für Vava'u beträgt 67 km mit einem Spitzenbedarf von 1,2 MW, einer Diesellostwerkstkapazität von 1,9 MW und einer Kapazität für erneuerbare Energien von 0,5 MW. Die Netzlänge für 'Eua beträgt 12,4 km bei einer Spitzenlast von 0,4 MW, einer Diesellostwerkstkapazität von 0,8 MW und einer erneuerbaren Energiekapazität von 0,2 MW. Die Netzlänge für Ha'apai beträgt 14,5 km mit einer Spitzenlast von 0,5 MW, einer Diesellostwerkstkapazität von 0,7 MW und einer aktuellen Kapazität für erneuerbare Energien von 0,6 MW.^{330 331}

Die Regierung hatte als einen ihrer nationalen Beiträge (National Determined Contributions – NDC) festgelegt, dass die Leitungsverluste bis Ende 2020 um 9 % gesenkt werden sollen, was TPL dank der Umsetzung der Netzausbauprojekte erreicht hat.^{332 333}

Für eine Einspeisung von Solar- und Windenergie sind erhebliche Upgrades des Stromnetzes erforderlich.

– Tonga Power Limited –

5.3.2.2 Regulatorischer Rahmen im Energie- und Strommarkt³³⁴

Das 2021 verabschiedete Energiegesetz legt einen umfassenden regulatorischen Rahmen für den Energiesektor Tongas fest. Es regelt Konzessionsverträge für Energieerzeugung, -verteilung und -lieferung sowie Strompreise. Das Gesetz fördert die Einbindung erneuerbarer Energien und formuliert Ziele zur Energieresilienz und Nachhaltigkeit. Umweltstandards sind enthalten, aber spezifische Details nicht leicht zugänglich.

Das Ministerium für Energie koordiniert den Energiesektor, entwickelt nationale Energiepolitik und überwacht die Fortschritte bei den nationalen Energiezielen. Die Energiekommission reguliert Preise und Produktqualität und verhandelt Konzessionsverträge im Auftrag der Regierung. Das Energieberatungskomitee gibt Empfehlungen zu politischen Zielen, Standards und Vorschriften. Weitere Gremien und Ämter, wie technische Komitees, ein Register für Industrieverbände und ein Komitee für Vermögensverwaltung, wurden unter dem Gesetz geschaffen. Lokale Gemeinschaftsverwaltungen und Durchsetzungsbeamte überwachen Projekte im Energiesektor.

³²⁹ Tonga Power LTD, "Tonga Power Limited."

³³⁰ Tonga Power LTD, "Tonga Power Limited."

³³¹ Center for Excellence in Disaster Management & Humanitarian Assistance, "KINGDOM OF TONGA Disaster Management Reference Handbook," 2023, <https://www.cfe-dmha.org/LinkClick.aspx?fileticket=w6xVhFFdkME%3D&portalid=0>.

³³² Government of Tonga - Ministry of Finance, "Government Announces Continuing Support towards Electricity," 2023, <http://www.finance.gov.to/node/601>.

³³³ Asian Development Bank, "Tonga: Outer Island Energy Efficiency Project," 2013, <https://www.adb.org/projects/46492-001/main>. Asian Development Bank, "Tonga: Outer Island Energy Efficiency Project."

³³⁴ Kingdom of Tonga, "ENERGY ACT 2021," 2021, https://ago.gov.to/cms/images/LEGISLATION/PRINCIPAL/2021/2021-0201/EnergyAct2021_1.pdf.

5.3.2.3 Strompreise und Energiepreise

Die Veränderungen in Tongas Energiesituation sind jüngst besonders prägnant, speziell in Bezug auf Strom- und Energiepreise. Mitte 2023 lagen die Kosten für Treibstoff 72 % über dem Niveau des Vorjahres. Infolgedessen entstehen durch das gegenwärtige Importniveau von Benzin und Diesel für Tonga zusätzliche Treibstoffkosten von 22,9 Mio. EUR.³³⁵ Als Reaktion hat die tongaische Regierung ihre Subventionen zur Linderung der hohen Stromkosten für Haushalte und Unternehmen für das dritte Quartal 2023 fortgeführt.³³⁶

Es gibt einen Tarif für erneuerbare Energien, der alle fünf Jahre berechnet wird. Des Weiteren gibt es auch einen nicht-erneuerbaren Energie Tarif, der alle drei Monate berechnet wird und vom Dieselpreis abhängt.

– Kommission für den öffentlichen Dienst (Regierung Tongas) –

Tonga erlebt erhebliche Strompreisschwankungen aufgrund der Bindung der Elektrizitätserzeugung an die Dieselpreise. Dies stellt eine Belastung für Haushalte und Unternehmen dar, die Schwierigkeiten haben, ihre Energiekosten zu decken. Die hohen Kosten für importierte fossile Brennstoffe und die Anfälligkeit für Naturkatastrophen verschärfen die Situation zusätzlich. Als Lösung erkundet Tonga verstärkt erneuerbare Energiequellen, um die Abhängigkeit von Importen zu reduzieren und Naturkatastrophen besser zu bewältigen. Eine koordinierte Zusammenarbeit von Regierung, Privatsektor und Entwicklungspartnern ist entscheidend, um eine nachhaltige und bezahlbare Energieversorgung für alle Tongaer*innen sicherzustellen.^{337 338}

5.3.3 Überblick der Klima- und Energiepolitik

Wie alle pazifischen Inselstaaten ist auch Tonga stark von den Folgen des Klimawandels betroffen und gilt sogar als eines der gefährdetsten Länder der Welt. Um bildungsbezogene Programme zum Klimawandel umzusetzen und besser zu steuern, wurde 2012 eine nationale Arbeitsgruppe für Bildung zum Klimawandel und Katastrophenrisikomanagement eingerichtet.³³⁹ Als einer der Maßnahmen wurde zum Beispiel das Thema Klimawandel in den Lehrplänen der Grundschulen verstärkt.³⁴⁰ Tonga war auch das erste pazifische Inselnd, das in seiner Forstpolitik Aspekte des Klimawandels integrierte.³⁴¹

³³⁵ New Zealand Ministry of Foreign Affairs and Trade, "Overview of Tonga's Budget 2022/23 - September 2022," New Zealand Ministry of Foreign Affairs and Trade, September 22, 2022, <https://www.mfat.govt.nz/en/trade/mfat-market-reports/overview-of-tongas-budget-202223-september-2022/>.

³³⁶ Tonga Power LTD, "Extension of Government Electricity Price Subsidy for September 2023 Quarter | Tonga Power Limited," 2023, <https://www.tongapower.to/node/187>.

³³⁷ Asian Development Bank, "Tonga: Outer Island Energy Efficiency Project." Asian Development Bank, "Tonga: Outer Island Energy Efficiency Project."

³³⁸ International Co-operative Alliance, "Legal Framework Analysis - National Report of Fiji," 2020.

³³⁹ Pacific Community, "Tonga - SPC/GIZ Coping with Climate Change in the Pacific Islands Region (CCCPir) Programme," 2023, <https://www.spc.int/cccpir/tonga>. Pacific Community, "Tonga - SPC/GIZ Coping with Climate Change in the Pacific Islands Region (CCCPir) Programme."

³⁴⁰ Pacific Community, "Tonga - SPC/GIZ Coping with Climate Change in the Pacific Islands Region (CCCPir) Programme." Pacific Community, "Tonga - SPC/GIZ Coping with Climate Change in the Pacific Islands Region (CCCPir) Programme."

³⁴¹ Green Climate Fund, "Strengthening On-Ground Community Resilience and Sustainability to Climate Change in the Kingdom of Tonga," 2021, <https://www.greenclimate.fund/document/strengthening-ground-community-resilience-and-sustainability-climate-change-kingdom-tonga>. Green Climate Fund, "Strengthening On-Ground Community Resilience and Sustainability to Climate Change in the Kingdom of Tonga."

Die Regierung hat zudem eine Low Emission Development Strategy für 2021-2025 veröffentlicht, in der zahlreiche Maßnahmen und Ziele zur nachhaltigen Entwicklung des Landes aufgeführt sind.³⁴² Die Strategie umfasst die Bereiche Energie, Transport, Abfallwirtschaft und Siedlungen sowie Landwirtschaft, Forstwirtschaft und andere Landnutzung (AFOLU).³⁴³ Im Bereich der Energie besteht beispielsweise das Ziel, bis 2025 vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen, hohe Standards für Technologien und deren Anwendungen zu entwickeln sowie die Bildung im Bereich grüner Arbeitsplätze zu fördern.³⁴⁴

Ziel ist es, bis 2025 einen Anteil von 70 % erneuerbarer Energien zu erreichen, dies ist jedoch unter den derzeitigen Rahmenbedingungen höchst unwahrscheinlich. Zum Zeitpunkt des Gesprächs der AHK Neuseeland mit der TPL wurde ein neuer CEO zur Umsetzung dieser Ziele gesucht.

– Tonga Power Limited & AHK-Einschätzung –

Tonga unternimmt große Anstrengungen, um seine Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern, den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren und seine Bürger*innen mit erschwinglichem Strom zu versorgen.

Das Land hat ehrgeizige Pläne für eine nachhaltige Energiezukunft präsentiert, darunter den Energieeffizienz-Masterplan (TEEMP), das Nationale Zertifikat für nachhaltige Energie (NCSE) und das zweite Nationale Klimaschutzprogramm (NDC). Der TEEMP zielt darauf ab, den Energieverbrauch bis 2030, um über 50 % zu senken, unterstützt von Tonga Power Ltd. und Maßnahmen des Infrastrukturministeriums. Tonga hat einen Fahrplan für das Ziel Nr. 7 für nachhaltige Entwicklung (SDG) erstellt, um den Zugang zu erschwinglicher, zuverlässiger und moderner Energie zu gewährleisten. Die SDG7-Roadmap bietet technologische Optionen und politische Maßnahmen, die zur Erreichung von SDG 7 bis 2030 beitragen sollen. Diese Szenarien werden als Grundlage für Entscheidungen und Maßnahmen dienen, einschließlich der Entwicklung der Tonga Energy Road Map (TERM) Plus 2021-2035.^{345 346}

Zur Erreichung seiner Klimaziele hat Tonga eine Reihe von Initiativen und Projekten entwickelt, welche nachfolgend kurz vorgestellt werden:

Tabelle 5: Wirtschafts- und Klimastrategien in Tonga

Wirtschafts- und Klima-strategien	Beschreibung
Tonga Energy Roadmap 2010-2020	Das Ziel der Tonga Energy Roadmap (TERM) ist es, Tongas Anfälligkeit für Ölpreisschocks zu reduzieren und einen verbesserten Zugang zu alternativen, finanziell und ökologisch nachhaltigen Energiedienstleistungen zu gewährleisten. Empfehlungen umfassen die Optimierung der Erdölversorgungskette, Effizienzsteigerungen bei der Nutzung von Öl zur Produktion von Strom, Maßnahmen zur Verbesserung der

³⁴² Government of Tonga, "Tonga Leds Low Emission Development Strategy 2021-2050," 2021, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/TONGA_LTS_Nov2021.pdf. Government of Tonga, "Tonga Leds Low Emission Development Strategy 2021-2050."

³⁴³ Government of Tonga, "Tonga Leds Low Emission Development Strategy 2021-2050." Government of Tonga, "Tonga Leds Low Emission Development Strategy 2021-2050."

³⁴⁴ Government of Tonga, "Tonga Leds Low Emission Development Strategy 2021-2050." Government of Tonga, "Tonga Leds Low Emission Development Strategy 2021-2050."

³⁴⁵ Tonga Meteorological Service - Department of Climate Change, "Tonga Increased Ambition on Energy and Climate Change Mitigation," 2020, <https://climatechange.gov.to/?p=2857>.

³⁴⁶ United Nations, "Energy Transition Pathways for the 2030 Agenda: SDG 7 Roadmap for Tonga," 2021, <https://www.unescap.org/kp/2021/energy-transition-pathways-2030-agenda-sdg-7-roadmap-tonga>.

	Endverbrauchereffizienz und den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien zur Verringerung der Abhängigkeit vom volatilen Ölmarkt. ³⁴⁷
Tonga Strategic Development Framework (TSDFI) 2015-2025	Das SDFII legt den Schwerpunkt auf den universellen Zugang zu alternativen Energiequellen, einschließlich der Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen, der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiere Ressourcen und der Verbesserung der Energieeffizienz, die für die Vision entscheidend ist. Der TSDFI strebt einen Anteil von 48 % erneuerbarer Energien bis 2018 an, der bis 2025 auf 50 % steigen soll. ³⁴⁸
Tonga Climate Change Policy	Die Strategie zielt darauf ab, bis 2035 ein widerstandsfähiges Tonga zu schaffen, das einen integrierten Ansatz für Anpassung, Katastrophenrisikominderung und Schadensbegrenzung umfasst. Ein Ziel für 100 % erneuerbare Energien bis 2035 wurde skizziert. ³⁴⁹
Renewable Energy Act 2008	Das Gesetz fördert die Entwicklung der erneuerbaren Energien-Industrie in Tonga, überwacht die Behörde für erneuerbare Energien und legt deren Funktionen und Befugnisse fest. Zudem regelt es Vereinbarungen im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien. Der Hauptzweck des Gesetzes besteht darin, einen rechtlichen Rahmen zu schaffen, der ein förderliches Marktumfeld für die Nutzung erneuerbarer Energien in Tonga schafft. ³⁵⁰
Outer Islands Renewable Project	Im Rahmen des Tonga Outer Island Renewable Energy Project (OIREP) werden auf acht Inseln in äußerster Randlage PV-Kraftwerke mit einer installierten Gesamtleistung von 1,25 MWp errichtet. Die Hauptziele dieses Projekts bestehen darin, die starke Abhängigkeit des Königreichs von importierten fossilen Brennstoffen für die Stromerzeugung zu verringern und gleichzeitig den Zugang zu Strom für neue Nutzer zu verbessern. ³⁵¹
Tonga Renewable Energy Project	Das Projekt für erneuerbare Energien in Tonga, eine 53,2 Mio. US-Dollar Initiative, sieht den Bau eines BESS auf der Hauptinsel und der Außeninsel sowie die Installation von fünf Solar-Mini-Netzen auf fünf Außeninseln vor. ³⁵²
Tonga's Second Nationally Determined Contribution (NDC)	Tongas national festgelegter Beitrag (NDC) enthält spezifische Ziele, die darauf abzielen, die Auswirkungen des Klimawandels zu mindern. Eines der Ziele besteht darin, bis 2030 70 % der Elektrizität Tongas aus erneuerbaren Energiequellen zu gewinnen. ³⁵³

Internationale Kooperationen

Tonga arbeitet mit einer Reihe von internationalen Partnern zusammen, um seine Nachhaltigkeitsziele zu erreichen. Dazu gehören unter anderem das Tonga Renewable Energy Project (TREP), welches eine gemeinsame Initiative der tongaischen Regierung, der Asiatischen Entwicklungsbank, dem Green Climate Fund (GCF) und anderen internationalen Partnern ist. Ziel des Projekts ist es, bis 2030 einen Anteil von 70 % erneuerbarer Energien für Tonga zu erreichen, indem BESS, PV- und Windkraftanlagen sowie moderne Netztechnologien auf verschiedenen Inseln installiert werden.^{354 355}

³⁴⁷ Government of Tonga, "Tonga Energy Roadmap 2010-2020," 2010.

³⁴⁸ Government of Tonga, "Tonga Strategic Development Framework 2015-2025," 2015.

³⁴⁹ Tonga Ministry of Meteorology, Energy, Information, Disaster Management, Environment, Climate Change and Communications, "Tonga Climate Change Policy: A Resilient Tonga by 2035," 2016.

³⁵⁰ Government of Tonga, "Renewable Energy Act 2008," 2008.

³⁵¹ Global Environment Facility, "Outer Island Renewable Energy Project," 2016.

³⁵² Asian Development Bank, "Tonga: Renewable Energy Project," 2023, <https://www.adb.org/projects/49450-012/main>.

³⁵³ Kingdom of Tonga, "INTENDED NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTIONS," 2020. Tonga's Second NDC.pdf (unfccc.int)

³⁵⁴ Green Climate Fund, "Tonga Renewable Energy Project under the Pacific Islands Renewable Energy Investment Program." Green Climate Fund, "Tonga Renewable Energy Project under the Pacific Islands Renewable Energy Investment Program."

³⁵⁵ United Nations, "Pacific Islands Renewable Energy Investment Program Announced," 2016, <https://unfccc.int/news/pacific-islands-renewable-energy-investment-program-announced>.

Tonga ist Teil des Pacific Regional Energy and Transport (PRET)-Projekts, das darauf abzielt, nachhaltige und effiziente Energiedienstleistungen bereitzustellen und eine nachhaltige, zuverlässige sowie sichere Transport- und Mobilitätsinfrastruktur in der pazifischen Inselregion zu entwickeln. Das Projekt wird von der Pazifischen Gemeinschaft (SPC) und dem Global Network of Regional Sustainable Energy Centres (GN-SEC) unterstützt.³⁵⁶

Zudem ist Tonga Teil des Pacific Islands Renewable Energy Project (PIREP), einem Programm, das darauf abzielt, den Übergang der pazifischen Inselstaaten und Gebiete von der Dieselstromerzeugung zu erneuerbaren Energiequellen wie Solar-, Wind- und Wasserkraft zu unterstützen. Zu den beteiligten Ländern gehören die Cookinseln, die Marshallinseln, die Föderierten Staaten von Mikronesien, Papua-Neuguinea, Nauru und Samoa. Einige der beteiligten Organisationen sind die ADB, die IRENA, die Rahmenkonvention der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC) und der GCF.^{357 358}

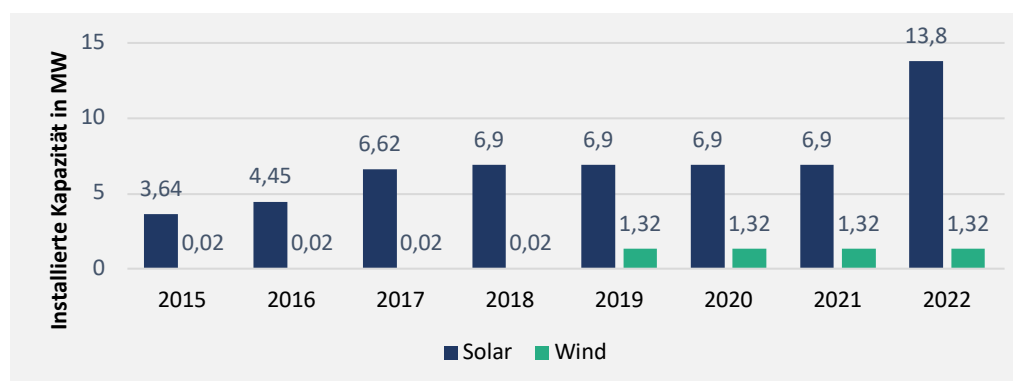
5.4 Deep-Dive: Verwendung erneuerbarer Energien

In Tonga hat sich die Nutzung erneuerbarer Energien in den letzten Jahren zunehmend weiterentwickelt. Obwohl der Großteil der Energieversorgung noch auf fossilen Quellen basiert, vor allem Öl, verzeichnet das Land Fortschritte bei der Integration erneuerbarer Energien.

5.4.1 Potenzial, bestehende Kapazitäten und Auslastungen³⁵⁹

TPL erweitert kontinuierlich sein Portfolio an erneuerbaren Energien durch Einführung von Solar- und erstmalig, großskalierten Windenergieanlagen in Niutoua. Gemeinsam mit der Regierung von Tonga investiert TPL in nachhaltige Energieprojekte, um die Energieziele der Regierung zu erreichen. Diese Projekte sind hauptsächlich von internationalen Spendern finanziert und konzentrieren sich derzeit auf Solar- und Windenergie.

Aktuell wird die Kapazität an erneuerbarer Elektrizität maßgeblich durch Solar- und Windenergie ausgebaut. Im Jahr 2022 wies Solarenergie eine Kapazität von 13,8 MW auf, während die Windenergie eine Kapazität von 1,3 MW verzeichnete. Die Kapazität für Windenergie blieb im Vergleich zum Vorjahr stabil, verdoppelt hat sich allerdings die Kapazität an Solarenergie im gleichen Zeitraum (vgl. Darstellung 30).³⁶⁰



Darstellung 30: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätskapazitäten (2015-2022)³⁶²

Es existiert bereits ein unabhängiges Solarkraftwerk von Singyes Solar mit einer Kapazität von 2 MW. TPL erwirbt den von Singyes erzeugten Strom zu Preisen, die unterhalb der Kosten für Öl liegen. Zudem ist ein weiteres 6 MW Solarprojekt von Sunergise NZ in Planung. Weitere Daten wie z.B. Start des Projektes bzw. Durchführungszeitraum konnten nicht eruiert werden. Die Maama Mai Solaranlage, finanziert durch das NZ Aid

³⁵⁶ PCREEE, "FOURTH PACIFIC REGIONAL ENERGY AND TRANSPORT MINISTERS' MEETING (18-20 SEPTEMBER 2019 - APIA, SAMOA) - TRANSPORT WORKING PAPERS | PCREEE," 2019, <https://pcreee.org/publication/fourth-pacific-regional-energy-and-transport-ministers-meeting-18-20-september-2019-apia>.

³⁵⁷ Tonga Power LTD, "Tonga Power Limited."

³⁵⁸ Matangi, "Electricity Tariff Increase Effective 1 January 2022," 2022, <https://matangitonga.to/2021/0103/Tonga-electricity-tariff-updated>.

³⁵⁹ Tonga Power LTD, "TPL's Renewable Plants."

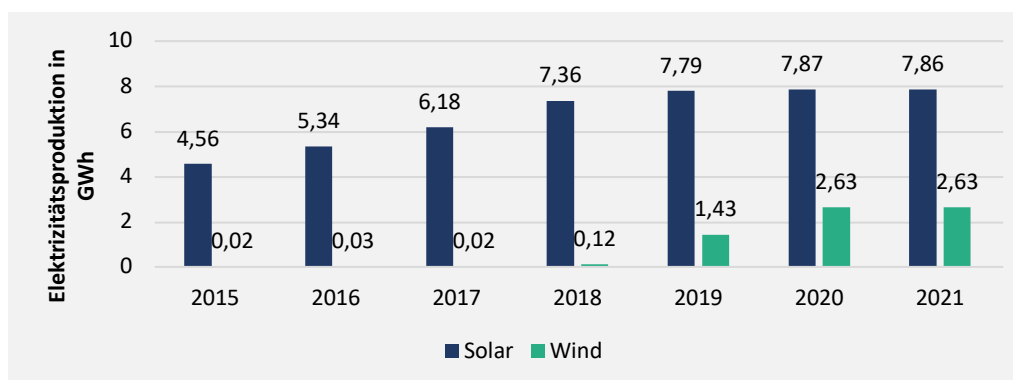
³⁶⁰ IRENA, "IRENASTAT."

³⁶² IRENA, "IRENASTAT."

Programme, produziert seit 2012 durchschnittlich 1.880 MWh Energie pro Jahr und spart dem Land etwa 460.000 Liter Diesel jährlich.³⁶³

Auch Vaini Solar Facility und La'a Lahi Solar Facility tragen zur Diversifikation und Kapazitätserweiterung der erneuerbaren Energien in Tonga bei, wobei Letzteres das erste seiner Art in Vava'u ist. Das Huelo 'o e Funga Fonua Solarprojekt in 'Ohonua, 'Eua, das erste Versorgungsmaßstab erneuerbare Energieprojekt in 'Eua, hat eine Kapazität von 200 kW und spart fast 73.000 Liter Diesel pro Jahr. Darüber hinaus wurde Tongas erstes großskaliertes Windkraftwerk mit einer Kapazität von 1,3 MW im Jahr 2019 fertiggestellt, welches über ein einzigartiges System verfügt, das Wartungskosten reduziert und im Fall von Zyklonen einen besonderen Schutz bietet.³⁶⁴

TPL untersucht ständig weitere zuverlässige und nachhaltige erneuerbare Energiequellen, um den Energiesektor in Tonga weiterzuentwickeln und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu reduzieren. Diese Bemühungen umfassen auch die Unterstützung von kommerziellen und privaten Solarinitiativen durch Bereitstellung von Informationen und technischen Standards. Diese vielseitigen Projekte und Initiativen unterstreichen das Engagement und das immense Potenzial Tongas, den Anteil erneuerbarer Energien signifikant zu erhöhen und ein vielfältigeres, nachhaltigeres und widerstandsfähigeres Energieökosystem aufzubauen. Das Land ist bestrebt, optimal von seinen natürlichen Ressourcen zu profitieren, insbesondere angesichts der vorteilhaften solaren Einstrahlung.³⁶⁵



Darstellung 31: Entwicklung der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion (2015-2021)³⁶⁷

Im Februar 2023 unterzeichnete der König Tongas ein Memorandum of Understanding mit der Small Island Developing States (SIDS) Organisation für nachhaltige Energie und der Firma Seabased zur Entwicklung eines Wellenkraftwerks mit einer Kapazität von 10 MW auf Tongatapu.³⁶⁸

5.4.2 Deep-Dive: Dezentrale- und netzferne Stromversorgung

Tonga steht vor erheblichen Herausforderungen und Möglichkeiten in der Entwicklung seiner dezentralen Energieinfrastruktur. Stromverteilungssysteme sind integraler Bestandteil der Energieversorgung und erfordern in Tonga beachtliche Investitionen. Die Verluste im Netz sind mit 10 % ebenfalls höher als der weltweite Durchschnitt von 5 %. Um die erneuerbaren Energieziele bis 2025 zu erreichen, sind nicht nur zusätzliche Solarphotovoltaik- und Batteriekapazitäten erforderlich, sondern auch bedeutende, klimaresistente Upgrades des Verteilungsnetzwerks. Allerdings sind dezentrale Infrastrukturen in Tonga derzeit sehr begrenzt, mit Solarpumpen als hauptsächliche Technologie (vgl. Darstellung 32, S.71). Trotz der Herausforderungen bei der Finanzierung und dem Ausbau der Kapazitäten ist es entscheidend, in Technologien zu investieren, die die

³⁶³ Tonga Power LTD, "Tonga Power Limited."

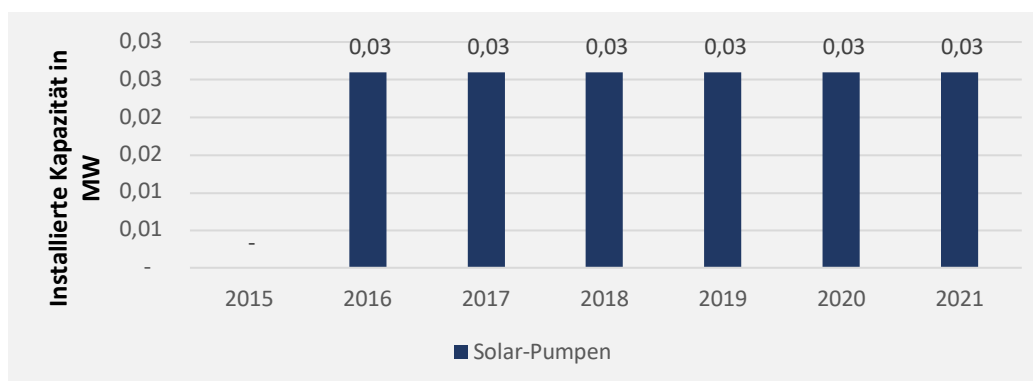
³⁶⁴ Tonga Power LTD, "Tonga Power Limited."

³⁶⁵ Tonga Power LTD, "Tonga Power Limited."

³⁶⁷ IRENA, "IRENASTAT."

³⁶⁸ "The Kingdom of Tonga Chooses Seabased Wave Power for Renewable Transition," 2023, https://www.renewableenergymagazine.com/ocean_energy/the-kingdom-of-tonga-chooses-seabased-wave-20230320#.

Effizienz steigern und den Übergang zu einer dezentralisierten und erneuerbaren Energiezukunft unterstützen.^{369 370}



Darstellung 32: Entwicklung der Off-Grid Elektrizitätskapazität (2015-2021)³⁷²

5.5 Rahmenbedingungen zur Einführung von Wasserstofftechnologie

Im Folgenden werden einige länderspezifische Aspekte aufgeführt, die bei der Einführung von Wasserstofftechnologie in Tonga eine Rolle spielen könnten. Dabei werden gesellschaftliche Aspekte ebenso beleuchtet wie politische Rahmenbedingungen und das Bewusstsein und die Erfahrung im Umgang mit der Anwendung von Wasserstoff in Tonga.

5.5.1 Gesellschaft und Umwelt

Arbeitsmarkt

Für den Aufbau und Betrieb von Wasserstoffanlagen wird entsprechendes Personal benötigt, weshalb im Folgenden ein Blick auf den Arbeitsmarkt Tongas geworfen wird. Die Erwerbsquote lag 2018 laut dem Tonga Statistical Office bei 46,7 % (Männer 56,2 %, Frauen 38,4 %).³⁷³ Personen mit tertiärem Bildungsabschluss wiesen mit 67,9 % die höchste Erwerbsquote auf, gefolgt von Personen mit abgeschlossener Sekundarbildung (48,0 %).³⁷⁴ Geringere Erwerbsbeteiligung wurden bei Personen mit abgeschlossener Grundschulausbildung (39,7 %) und mit weniger als Grundschulausbildung (14,9 %) beobachtet.³⁷⁵ Aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweigen entfiel mit 20,4 % der größte Anteil der Erwerbstätigen auf das produzierende Gewerbe.³⁷⁶ Rund 19,8 % waren in der Land- und Forstwirtschaft, Fischerei und Fischzucht beschäftigt, gefolgt von 9,0 % im Bereich der wirtschaftlichen Dienstleistungen und 8,6 % im Baugewerbe.³⁷⁷ Der größte Beschäftigungssektor für Frauen war das verarbeitende Gewerbe (40,9 %), der größte Beschäftigungssektor für Männer war Land- und

³⁶⁹ Asian Development Bank, "Nuku'alofa Network Upgrade Project: Investment Facility Report," text, 2022, Tonga, <https://www.adb.org/projects/documents/ton-49450-036-ifr>.

³⁷⁰ Tonga Power LTD, "2020 Business Plan," 2021, https://www.tongapower.to/sites/default/files/inline-files/TPL%20Business%20Plan%202020_2025_FINAL_June2020.pdf.

³⁷² IRENA, "Off-Grid Renewable Energy Statistics 2022."

³⁷³ Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Report," 2018, <https://tongastats.gov.to/download/48/labour-force-survey/3268/2018-labour-force-survey-report.pdf>. Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Report."

³⁷⁴ Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Report." Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Report."

³⁷⁵ Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Report." Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Report."

³⁷⁶ Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Report." Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Report."

³⁷⁷ Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Report." Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Report."

Forstwirtschaft und Fischerei (33,8 %).³⁷⁸ Auf den informellen Sektor entfielen 46,8 % der Gesamtbeschäftigung, der höchste Anteil war in der Landwirtschaft zu finden.³⁷⁹

In Gesprächen (z.B. mit Ministerienvertreter*innen oder dem Deutschen Honorarkonsul auf Tonga) wurde immer wieder betont, dass es bei der Einführung von Wasserstofftechnologien entsprechende Berufsausbildungs- und Fortbildungsmaßnahmen geben müsse, da das Wissen über diese Technologie bisher eher begrenzt sei. Laut der tongaischen Electricity Commission ist es sehr schwierig, qualifizierte einheimische Arbeitskräfte zu finden, da es keine Ausbildungskurse im Bereich erneuerbare Energien gäbe. Dies wäre ein Entwicklungsfeld, was bei der Einführung von grüner Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie zu beachten und zu integrieren wäre.

Die Notwendigkeit von entsprechenden Berufsausbildungsmöglichkeiten, von Fachkräften, spielen auf den Inseln eine wichtige Rolle, insbesondere da diese Technologie Wartung erfordern würde.
Die Regierung ist sehr daran interessiert, dies zu unterstützen.

– Kommission für den öffentlichen Dienst (Regierung Tongas) –

Land- und Wasserverfügbarkeit

Eine Besonderheit in Tonga besteht darin, dass 100 % des Landes im staatlichen Besitz ist. Die Pacht vom Staat ist oft die einzige Möglichkeit, Land für Projekte zu sichern. Darüber hinaus muss die vielfältige Topografie der zahlreichen Inseln berücksichtigt werden. Die Inseln erstrecken sich über eine 800 km lange Nord-Süd-Linie in zwei parallelen Ketten: die westlichen Inseln sind vulkanisch (und somit hügelig) und die östlichen sind flache Korallenatolle und von Riffen umgeben.

Die Verfügbarkeit von Wasser variiert zwischen den westlichen und östlichen Inseln. Die großen gebirgigen Inseln schöpfen von reichlichen Oberflächen- und Grundwasservorkommen, während die flachen Atollinseln abhängig von Regenwasser und flachen Süßwasserlinsen sind.³⁸⁰ Obwohl Studien zeigen, dass 94,3 % der Bevölkerung Zugang zu aufbereitetem Trinkwasser haben, berichtet die Electricity Commission von erheblichen Problemen mit der Wasserversorgung in Tonga.

Das Leitungswasser, das vom Tonga Water Board bereitgestellt wird, stammt aus Grundwasserquellen. Aufgrund der hohen Niederschlagsmenge in Tonga wird Regenwasser in der Regel zum Trinken verwendet, während andere häusliche Wasseranwendungen wie Baden, Waschen und sanitäre Einrichtungen mit Leitungswasser versorgt werden.³⁸¹

Die Niederschläge und die anschließende Wiederauffüllung des Grundwassers bestimmen die Wasserverfügbarkeit auf Tonga.³⁸² Laut dem Asian Development Bank National Water Security Index hat Tonga einen Wasserversorgungssicherheitsindex von 3 ("Capable") von 5, wobei 5 das höchste Ranking ist. Auch in Tonga ist die Wasserverfügbarkeit demnach recht standortspezifisch und sollte bei der Entwicklung von Projekten geprüft werden. Bei Standorten mit geringer Wasserverfügbarkeit können Meerwasserentsalzungsanlagen, für die notwenige Wasserversorgungssicherheit sorgen.

³⁷⁸ Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Resport." Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Resport."

³⁷⁹ Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Resport." Tonga Statistics Department, "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Resport."

³⁸⁰ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

³⁸¹ Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

³⁸² Wilson et al., "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries."

Wasserpreise

Neben der Wasserqualität und Versorgungssicherheit sind auch die Kosten für mögliche Wasserstoffprojekte von großer Relevanz. Allerdings sind die Wasserpreise in Tonga in Onlinerecherchen schwer zu identifizieren. Laut einem Resortbetreiber vor Ort liegt der Wassertarif bei 0,0011 EUR/l. In Deutschland zahlt das produzierende Gewerbe beispielsweise 4 Euro pro Kubikmeter, was 0,004 EUR/l entspricht.³⁸³

5.5.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Zurzeit gibt es keine konkreten Regularien im Wasserstoffbereich auf Tonga. Bei der Einführung von grünen Wasserstofftechnologien in Tonga müsste jedoch laut Tonga Power deren Zustimmung eingeholt werden. In der Low Emission Development Strategy der tongaischen Regierung wird aufgeführt, dass Wasserstoff nur auf den größeren Inseln des Landes eine Rolle spielen kann, konkrete Ziele sind allerdings nicht aufgeführt.³⁸⁴

Mithilfe des GCF startete das tongaische Department of Climate Change eine vierjährige Studie zur Erstellung von Richtlinien für emissionsreduzierende Technologien, die im Jahr 2026 fertiggestellt werden soll. Des Weiteren betonte das Finanzministerium im Gespräch mit der AHK Neuseeland, dass europäische Unternehmen grüne Wasserstofftechnologie als Möglichkeit zum Ausgleich von Emissionen im Rahmen eines Emissionshandelssystems auf Tonga anbieten könnten, wies jedoch auch darauf hin, dass bei der Einführung von Wasserstofftechnologie entsprechende Bildungsprogramme erforderlich seien.

Es bestehen aktuell noch keine Wasserstoffprojekte in dem Inselstaat. In einem Zeitungsartikel im Renewable Energy Magazine wird allerdings erwähnt, dass das geplante Wellenkraftwerk Tongas vermutlich genügend stetige Energie liefere, um beispielsweise Meerwasserentsalzungsanlagen oder Elektrolyseure für die Wasserstoffgewinnung zu betreiben.³⁸⁵

³⁸³ ZfK, "Industriewasser Wird Im Schnitt Ein Cent Teurer."

³⁸⁴ Government of Tonga, "Tonga Leds Low Emission Development Strategy 2021-2050." Government of Tonga, "Tonga Leds Low Emission Development Strategy 2021-2050."

³⁸⁵ "The Kingdom of Tonga Chooses Seabased Wave Power for Renewable Transition."

6 Relevante Sektoren

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über relevante Schlüsselsektoren, in denen Potenzial für die Anwendung von grünen Wasserstofftechnologien gesehen wird. Im Fokus steht die Nutzung von grünen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in der dezentralen Energieversorgung zum Ausgleich schwankender Energiequellen und zur Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung. Besonders in netzfernen, insularen oder unzuverlässig versorgten Gebieten können Wasserstofflösungen eine wichtige Rolle spielen. Bisher gibt es jedoch wenige Projekte und Erfahrungen im Bereich Wasserstoffproduktion und -anwendung in den Fokusländern.

6.1 Tourismus (Hotels und andere touristische Objekte)

Der Tourismussektor stellt für alle vier betrachteten Pazifiknationen einen wichtigen Wirtschaftszweig dar. Anteilig am Gesamtumfang (BIP) der jeweiligen Volkswirtschaften betrachtet, ist die Abhängigkeit vom Tourismus auf den Cookinseln am stärksten ausgeprägt (70 %) und befindet sich auch auf Fidschi (30 %) und Samoa (24 %) auf insgesamt hohem Niveau. Tonga folgt den anderen Inselgruppen mit einem Anteil etwa 10 % des BIPs.

In der Tourismusindustrie auf den Pazifikinseln werden häufig netzunabhängige Anlagen wie Dieselgeneratoren, Photovoltaik- (PV) und Solarthermieranlagen eingesetzt, um Hotels und Resorts mit Strom und Warmwasser zu versorgen. Obwohl einige dieser Einrichtungen offiziell an das Stromnetz angeschlossen sind, ist dieser Versorgungsweg, insbesondere in abgelegeneren Gebieten, oft unzuverlässig. Daher sind Backup-Lösungen in praktisch jedem Hotel und Resort auf den pazifischen Inseln vorhanden. Es gibt ebenfalls viele touristische Unterkünfte, die über keinen Netzanschluss verfügen und sich vollständig autark mit Elektrizität versorgen. Neben der Versorgung der Unterkünfte mit Strom werden auch andere Energieformen für den Betrieb vieler touristischen Attraktionen und Aktivitäten benötigt.

Die Integration von Wasserstofftechnologien in die Versorgungswege kann dem Sektor eine dauerhaft zuverlässige Energiezufuhr bei Verwendung fluktuierender Quellen gewährleisten. Wasserstoff kann bei einem Stromüberschuss in Elektrolyseuren erzeugt, gespeichert und bei zusätzlichem Strombedarf in Brennstoffzellen rückverstromt werden. Der Einsatz von Wasserstoff hat zudem das Potenzial, die weit verbreiteten Dieselgeneratoren zu ersetzen und eine emissionsarme Stromversorgung zu ermöglichen. Insbesondere im Bereich des Ökotourismus kann die grüne Wasserstofftechnologie die Lücke zu einer 100 % regenerativen Energieversorgung schließen, die mit reinen PV-Batteriesystemen oft nicht wirtschaftlich zu erreichen ist. Alle vier betrachteten Fokusländer verfügen relativ zu ihrer Größe über einen ausgeprägten Tourismussektor, der von der Wasserstofftechnologie profitieren könnte.

Fidschi

Die Tourismusbranche in Fidschi spielt eine wesentliche Rolle für die wirtschaftliche Dynamik des Landes. Im Jahr 2018 profitierten etwa 1.200 Unternehmen von den Ausgaben der rund 870.309 Besucher*innen, die insgesamt 812 Mio. EUR in die Wirtschaft einbrachten. Mit etwa 119.000 Beschäftigten trägt der Tourismussektor direkt und indirekt zu über 30 % des BIP Fidschis bei. Trotz eines pandemiebedingten Rückgangs der Besucherzahlen hat sich der Sektor rasch erholt. Im April 2023 wurden mit nahezu 77.000 Ankünften sogar die Niveaus der Vor-Pandemiejahre übertroffen.^{386 387} Das WTTC sieht für den Tourismussektor in Fidschi eine vielversprechende Zukunft. Bis 2028 wird erwartet, dass der direkte Beitrag des Tourismus zum BIP um durchschnittlich 5,3 % pro Jahr ansteigen wird.³⁸⁸

Die Expansion des Sektors fördert die Diversifizierung, einschließlich in Bereichen wie dem Ökotourismus und weiteren tourismusbezogenen Aktivitäten. Der Anstieg internationaler Besucherströme kurbelt zudem die Nachfrage nach neuen Produkten, Einrichtungen und Dienstleistungen an, was Möglichkeiten für lokale und ausländische Investitionen schafft.³⁸⁹

³⁸⁶ Fiji Bureau of Statistics, "PROVISIONAL VISITOR ARRIVALS – APRIL 2023."

³⁸⁷ Investment Fiji, "Tourism - Investment Fiji," 2022, <https://www.investmentfiji.org.fj/sector-opportunities/tourism>. Investment Fiji, "Tourism - Investment Fiji."

³⁸⁸ World Travel and Tourism Council (WTTC), "Travel and Tourism Economic Impact 2018 Fiji."

³⁸⁹ Investment Fiji, "Tourism - Investment Fiji." Investment Fiji, "Tourism - Investment Fiji."

Um Investoren zu gewinnen, bietet Fidschi über die fidschianische Steuer- und Zollbehörde attraktive Anreize im Rahmen der Einkommenssteuerverordnungen (Hotelanreize) von 2016. Es stehen zwei Arten von Steueranreizen zur Verfügung: die Standard Allowance ("SA") und das Short Life Investment Package (SLIP) für genehmigte Projekte. Diese bieten eine Einkommenssteuerbefreiung von bis zu 20 Jahren für Gewinne aus dem Hotelbetrieb, abhängig von der Höhe der Kapitalinvestition.³⁹⁰

Während der Geschäftsreise der AHK Neuseeland nach Fidschi bekundeten sämtliche angefragte Ferienanlagen darunter unter anderem das Shangri La Hotel Fiji, Six Senses Fiji, Nukubati Great Sea Reef Resort sehr großes Interesse an dem Einsatz grüner Wasserstofftechnologien.

Die ersten Solarmodule wurden auf der Anlage bereits 1993 installiert, die Energiespeicherung erfolgte damals noch über 88 Gabelstaplerbatterien. Später wurde dieses System durch einen maßgefertigten Wechselrichter aufgerüstet. Aktuell erfolgt der Energieversorgung des Resorts hauptsächlich über Solarenergie und Backup-Dieselelektrogeneratoren. Es besteht großes Interesse an einem Pilotprojekt zur Einbindung grüner Wasserstofftechnologie über ein Mini-Grid.

– Nukubati Great Sea Reef Resort –

Samoa

Trotz des massiven Einbruchs aufgrund der Pandemie, wuchs die Tourismusbranche in Samoa in den letzten Jahren.³⁹¹ Im Jahr vor der Grenzschließung belief sich der Anteil des Tourismus am Bruttoinlandsprodukt auf 24,2 %, und lag damit etwas unter dem Niveau von Fidschi.³⁹² Samoas Grenzen wurden am 1. August 2022 wieder geöffnet und die Regierung hob alle Einreisebeschränkungen auf. Innerhalb eines Monats nach dem Wiederöffnen der Grenzen konnte Samoa bereits 9.456 Ankünfte verzeichnen.

Die Samoa Hotel Association wurde als Verband bereits zu Beratungen der Regierung über die Einbeziehung erneuerbarer Energien in den nationalen Energiemix hinzugezogen, was auf einen großen politischen Einfluss der Branche schließen lässt. Während der Geschäftsreise der AHK Neuseeland nach Samoa bekundete das Tanoa Tusitala Dateline Resort sehr großes Interesse am Einsatz grüner Wasserstofftechnologien.

Das Hotel ist sehr an der Implementierung erneuerbarer Energiequellen und insbesondere an der Nutzung von grünem Wasserstoff als Speichermedium interessiert. Regenwasser wird bereits in großen Tanks gespeichert und im Hotel verwendet.

– Tanoa Tusitala Dateline Resort –

Cookinseln

Die Tourismusbranche brach aufgrund der Covid 19 Pandemie und der damit einhergehenden Schließung der Grenzen fast völlig zusammen. Im Jahr 2012 betrug der Beitrag des Tourismussektors zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) 43 %, und stieg im Jahr 2019, kurz vor der Pandemie, auf 61 %.

Im Jahr 2023, nach einem vollen Jahr offener Grenzen konnte die Tourismusbranche ein starkes Wachstum verzeichnen und sich dem Niveau von 2019 wieder annähern. Neuseeland, als wichtigster Tourismusmarkt, war für 80,5 % der Ankünfte verantwortlich. Ein akuter Arbeitskräftemangel ist ein Risiko, das das Wachstum

³⁹⁰ Seini Tinaikoro and Artika Prasad, "Fiji Hotel and Tourism Industry Investment: Summary of Tax Incentives," 2018, <https://www.sas.com.fj/commercial-law-updates/fiji-hotel-and-tourism-industry-investment-summary-of-tax-incentives>.

³⁹¹ Wikipedia, "Economy of Samoa," 2022, https://en.wikipedia.org/wiki/Economy_of_Samoa.

³⁹² Asian Development Bank, "Asian Development Outlook 2022," 2022, <https://www.adb.org/publications/asian-development-outlook-2022>.

einschränken könnte, obwohl die aktive Anwerbung ausländischer Arbeitskräfte diesen in gewissem Maße mildern sollte.^{393 394}

Während der Geschäftsreise der AHK Neuseeland auf die Cookinseln wurde das Motu Beachfront Villas Resort besucht, welches großes Interesse am Einsatz von grüner Wasserstofftechnologie und einer gemeinsamen Versorgung des Resorts, des angrenzenden Gemeindehauses und der Schule zeigte. Die Cook Islands Tourism Corporation sagte im Gespräch, dass das Konzept von grünen Wasserstoff-Mini-Grid-Systemen der Planung und den Zielen der Korporation entspreche und dass sie dieses unterstütze. Für viele Hotelanlagen wird Potenzial gesehen, wobei besonders eine Gruppe von Hotels und Resorts auf Aitutaki, einer Insel vor der Hauptinsel Rarotonga, hervorgehoben wird. Dort werden viele Anlagen derzeit noch ausschließlich durch Dieselgeneratoren mit Strom versorgt.

Die Resortmanager möchten das Wasserstoffprojekt vorantreiben und ein Pilotprojekt realisieren. Das Projekt würde das Resort, eine Schule und ein Community Center inkludieren. Wassertanks zur Speicherung von Regenwasser und Solarpanels könnten auf der Anlage installiert werden.

– MOTU Beachfront Villas Resort –

Tonga

Die internationalen Tourismuseinnahmen in Tonga sind, gemessen am Bruttoinlandsprodukt, von 2005 bis 2020 stetig auf rund 10 % gestiegen.³⁹⁵ Die Auswirkungen der Corona-Pandemie waren in Tonga in 2022 mit einem Minus von 7,2 % nicht unerheblich.³⁹⁶

Auf Tonga wurde das Tanoa International Dateline Resort während der Geschäftsreise der AHK Neuseeland besucht. Die Betreiber drückten großes Interesse am Einsatz grüner Wasserstofftechnologie aus.

Das Tanoa Dateline Hotel ist bereits an Machbarkeitsstudien mit einem Nachhaltigkeitsberater in Neuseeland beteiligt und arbeitet an einem Rahmenkonzept zur Implementierung erneuerbarer Energien. Auf dem Dach der Anlage wurden Solaranlagen installiert, und es stehen weitere Dachflächen für zukünftige Solarenergieprojekte zur Verfügung. Es besteht insgesamt großes Interesse an einem Pilotprojekt zur dezentralen Versorgung mit Wasserstoff teilzunehmen.

– Tanoa International Dateline Resort –

6.2 Dezentrale Krankenhausstationen

In ländlichen und abgelegenen Gebieten sowie auf weit verstreuten Inseln, insbesondere im pazifischen Raum, spielt die dezentrale Stromversorgung eine entscheidende Rolle für kritische Infrastrukturen wie z.B. Gesundheitseinrichtungen. Oft übernehmen netzunabhängige Anlagen, bestehend aus Solar- und Windkraftanlagen sowie Dieselgeneratoren, die Versorgung. Auf den kleineren Inseln kommt es häufiger zu

³⁹³ Asian Development Bank, "Reviving Cook Islands' Tourism Industry | Partnership Report 2021," Asian Development Bank (ADB), 2022, <https://www.adb.org/multimedia/partnership-report2021/stories/reviving-cook-islands-tourism-industry/>.

³⁹⁴ Asian Development Bank, "Asian Development Outlook September 2023 - The Pacific," 2023, <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/908126/pacific-ado-september-2023.pdf>.

³⁹⁵ Wirtschaftskammer Österreich, "WKO Länderprofil Tonga," August 2023, https://wko.at/statistik/laenderprofile/lp-tonga.pdf?_ga=2.137172592.1376238002.1692172845-1775171727.1692172839&_gl=1*uum728*_ga*MTc3NTE3MTcyNy4xNjkyMTcyODM5*_ga_4YHGVSN5S4*MTY5MjE3MjgzOC4xLjEuMTY5MjE3MjgzONS4wLjAuMA..

³⁹⁶ Länderdaten, "Länderdaten Tonga Gesundheitswesen," 2023, <https://www.laenderdaten.info/Ozeanien/Tonga/gesundheit.php>.

Stromausfällen, die durch gut dimensionierte Energiesysteme mit vielfältigen Produktionsquellen und Speicherkapazitäten vermieden werden könnten. Grüne Wasserstofftechnologien könnten in dezentralen Energiesystemen als Puffer dienen, um einen dauerhaft reibungslosen Betrieb von medizinischen Geräten, Beleuchtung, Kühlung und Belüftung sicherzustellen. Wasserstoff könnte als Erweiterung der bereits vorhandenen Speicherkapazitäten auch den bisherigen Einsatz von Dieselgeneratoren als Notstromaggregate ersetzen. Die Speicher- und Transportfähigkeit von Wasserstoff ermöglicht zudem eine flexible und skalierbare Energieversorgung zwischen den Inseln und Gesundheitseinrichtungen, was besonders in Zeiten von lokalen Nachfragespitzen oder Stromausfällen von Vorteil wäre.

Trotz einer im weltweiten Vergleich leicht unterdurchschnittlichen Gesundheitsversorgung haben die Einwohner der pazifischen Inselstaaten eine hohe Lebenserwartung. Die Anreisezeiten zu medizinischen Versorgungseinrichtungen können dabei zwischen einer Stunde und bis zu einem Tag auf abgelegeneren Inseln variieren und hängen von Art und Verfügbarkeit der benötigten Versorgung ab. Eine verstärkte Dezentralisierung der Gesundheitsversorgung, wie etwa von Fidschi angestrebt, könnte dabei die Anreisezeiten verkürzen, erfordert jedoch eine jederzeit stabile lokale Stromversorgung. Eine zuverlässige und erschwingliche Bereitstellung von Strom in nicht geringen Mengen und unabhängig von Treibstofftransporten, ist besonders für größere und komplexere Gesundheitseinrichtungen von Relevanz. Wasserstofftechnologie könnte, in der richtigen Skalierung und Integration, auch hier einen substanziellen Beitrag zu einer nachhaltigen und zuverlässigen Energieversorgung leisten.

6.3 Transportsektor (Marine, Fährbetrieb)

Grüne Wasserstofftechnologien können die Transformation des Transportsektors in den pazifischen Inseln unterstützen. Die Technologie könnte hier zunächst schrittweise als Ergänzung zu fossilen Kraftstoffen eingesetzt werden, wodurch die Abhängigkeit von importierten Kraftstoffen verringert und Emissionen reduziert werden können. Der Einsatz von Wasserstoff im stark frequentierten Seeverkehr der pazifischen Inselstaaten könnte dazu beitragen, die Umweltverträglichkeit des Sektors zu verbessern und den Schutz des marinen Ökosystems durch geringere CO₂- und Partikelemissionen sowie geringere Lärmbelästigung zu verbessern.

Der Einsatz der Wasserstofftechnologie im Verkehrssektor der vier Inselstaaten ist sowohl für den Land- als auch im Schiffsverkehr relevant. Im Landverkehr sind dabei die Potenziale für den Einsatz von Wasserstoff in Samoa, Fidschi und Tonga aufgrund des größeren Straßennetzes und der flächigeren Inseln höher. Im maritimen Verkehr ist der Einsatz in Samoa vor allem im Kurzstreckenverkehr relevant, während z.B. in Fidschi, Tonga und auf den Cookinseln zum Teil sehr große Distanzen im Langstreckenverkehr zurückgelegt werden müssen.

7 Techno-ökonomische Analyse

Im Rahmen dieser Analyse wurde die Anwendung und Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in der dezentralen Energieversorgung anhand von vier Fallstudien aus dem Tourismussektor untersucht, wobei jeweils ein Fallbeispiel pro Fokusland ausgewählt wurde. Bei der Auswahl der Fallbeispiele sollten möglichst unterschiedliche Charakteristika und Voraussetzungen der Resorts und Hotels abgedeckt werden, um zu verstehen, unter welchen Bedingungen sich der Einsatz von Wasserstofftechnologie in dezentralen Energiesystemen auf den pazifischen Inseln rentiert.

Die folgende Tabelle fasst Grundcharakteristika der ausgewählten Fallbeispiele zusammen.

Tabelle 6: Grundcharakteristika der Fallbeispiele

	Fallbeispiel 1	Fallbeispiel 2	Fallbeispiel 3	Fallbeispiel 4
Land	Fidschi	Samoa	Cookinseln	Tonga
Name Resort/Hotel	Nukubati Great Sea Reef Resort	Tanoa Tusitala Dateline Resort	Motu Beachfront Villas Resort & Kent Community Hall & Titikaveka Schule	Tanoa International Dateline Resort
Bisherige Stromversorgung	Off-Grid: Eigenes Mini-Grid mit PV, Batteriespeicher und Dieselgenerator	On-Grid: Netzstrom mit Dieselgenerator Backup	On-Grid: Netzstrom	On-Grid: Netzstrom mit Dieselgenerator Backup
Zuverlässigkeit der Stromversorgung	für gewöhnlich keine Stromausfälle	ca. einmal pro Monat für 1-3 Stunden Stromausfall	für gewöhnlich keine Stromausfälle	ca. ein- bis zweimal pro Monat für 2-3 Stunden Stromausfall
Dieselpreis Strompreis	1,46 EUR/l	1,03 EUR/l 0,18 EUR/kWh	1,50 EUR/l 0,50 EUR/kWh	1,29 EUR/l 0,36 EUR/kWh
Motivation für Wasserstoff- technologie	100 % Erneuerbar (Öko-Tourismus) sowie höhere Unabhängigkeit von Dieselversorgung- und Preisen	Unabhängigkeit von Dieselversorgung- und Preisen	Hohe Strompreise und Aussicht auf weiteren Anstieg, Umstieg auf eigene Stromversorgung eingebettet in Gemeinde	Unabhängigkeit von Dieselversorgung- und Preisen

Die Fallbeispiele wurden mit möglichst realitätsnahen Daten simuliert. Im folgenden Hintergrundkapitel wird zunächst eine kurze Übersicht des angewandten Simulationstools gegeben und auf die Inputparameter, die für alle Fallbeispiele gelten, eingegangen. Außerdem werden die verschiedenen berechneten Szenarien und Sensitivitätsanalysen, die ein tieferes Verständnis für die mögliche Anwendung von Wasserstoff- und Brennstoffzellensystemen in der Stromversorgung der Resorts geben sollen, erläutert. Danach werden die Ergebnisse für die vier Fallbeispiele präsentiert und diskutiert.

7.1 Hintergrund

7.1.1 Der Multi-Vector-Simulator (MVS)

Erläuterung des MVS

Für die Bewertung der Durchführbarkeit der einzelnen Fallstudien wurde der Multi-Vector Simulator (MVS), ein Energiesystem-Simulations- und -Optimierungstool, eingesetzt. Der MVS ist ein Open-Source-Tool, das die langfristige Investitionsplanung unterstützt, indem es verschiedene Energiesystemkomponenten (z.B.

Photovoltaik, Batteriespeicher, Netzstrom etc.) berücksichtigt und für verschiedene Szenarien die kostengünstigste Energiesystemkonfiguration ermittelt. Die Hauptziele der MVS-Optimierung sind:

- Minimierung der Stromgestehungskosten durch Ermittlung der optimalen Energiesystemkomponenten und der zu installierenden Kapazitäten, die notwendig sind, um den vorgegebenen Gesamtstrombedarf zu decken.
- Optimierung von Investitionen in Erzeugungs- und Speicherkomponenten mit den geringstmöglichen entstehenden Energiekosten.

Struktur des MVS

Der Arbeitsablauf des MVS kann in Form eines Flussdiagramms dargestellt werden (siehe). Prinzipiell gibt es bei der Anwendung des MVS drei konsequente Schritte:

Inputs

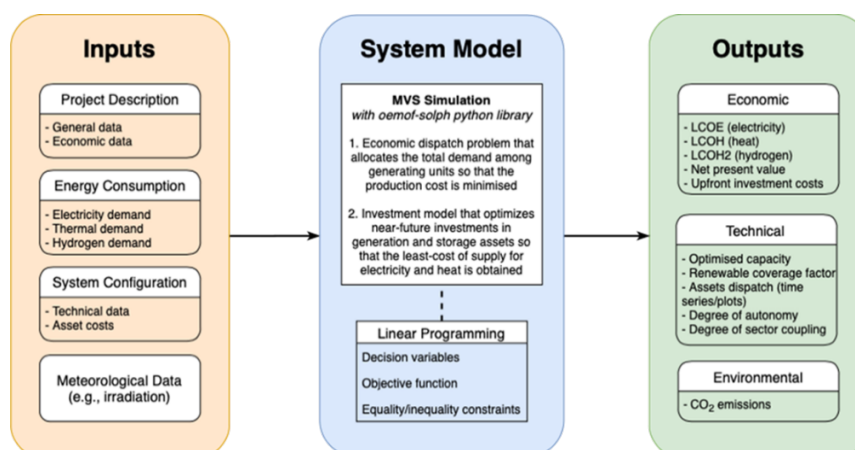
Alle Daten (Projektbeschreibung, Energieverbrauch und Systemkonfiguration) werden hier von den Nutzenden definiert. Neben den zu berücksichtigen Energiesystemkomponenten und deren techno-ökonomischen Daten wie Investitions- und Betriebskosten, Lebenszeiten sowie Effizienz müssen hier insbesondere die spezifischen Zeitreihen der Energieerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen sowie die Lastprofile der Anwendungsfälle als CSV-Dateien hinterlegt werden.

Systemmodell

Das MVS verarbeitet und validiert dann die Input Parameter und führt die Simulation des Energiesystems durch, die auf dem Open-Source-Programmiergerüst oemof-solph basiert. Die Hauptziele der Simulation sind die Minimierung der jährlichen Kosten für die Deckung des Strombedarfs und die Optimierung der Investitionen in Erzeugungs- und Speichereinrichtungen bei minimalen Energiekosten. Zusätzliche Kriterien wie etwa minimale Anteile von erneuerbaren Energien oder maximal zulässige Emissionen können dabei angewendet und von den Nutzenden im MVS hinterlegt werden.

Outputs

Das MVS wertet die Simulationsergebnisse aus, indem es die wichtigsten Leistungsindikatoren (KPIs) des optimierten Energiesystems berechnet. Diese KPIs können in technische, wirtschaftliche und ökologische Indikatoren eingeteilt werden und geben einen Überblick über das optimierte Energiesystem. Diese werden für die einzelnen Fallbeispiele präsentiert und ausgewertet.



Darstellung 33: Flussdiagramm des MVS

Limitationen

Da die Kostenminimierungsgleichung ein lineares Problem ist, werden die Energiesystemkomponenten innerhalb des MVS mit linearen Komponentenmodellen dargestellt. So haben beispielsweise Dieselgeneratoren einen Wirkungsgrad, der nicht von der Last abhängt, Speicher haben einen Ladewirkungsgrad, der unabhängig von ihrem Ladezustand (SOC) ist, und bei Elektrolyseuren wird angenommen, dass sie ohne Hochlaufzeiten arbeiten und mit einem Input (Strom), einem Output (Wasserstoff) und einem konstanten Wirkungsgrad modelliert werden. Zunächst wird der Wasserverbrauch und die Erzeugung von Sauerstoff als potenzielles Nebenprodukt nicht berücksichtigt werden. Es werden so nur die CAPEX, die fixen OPEX und die variablen Kosten

berücksichtigt: Andere Kosten, wie z. B. Wasserkosten, Transportkosten für die Ausrüstung, Kosten für die Wasserfiltrierung usw., werden nicht in das Modell einbezogen. Der Grund hierfür ist, dass das MVS ein Tool zur Erstellung von Vormachbarkeitsanalysen (pre-feasibility) ist. Bei Vormachbarkeitsanalysen ist die Verwendung von vereinfachten Komponentenmodellen, insbesondere bei komplexen Systemen wie einem Elektrolyseur, gängige Praxis. Eine Vormachbarkeitsanalyse ermöglicht eine schnelle und vorläufige Bewertung der Durchführbarkeit eines Projekts und liefert bereits in einem frühen Stadium wertvolle Erkenntnisse darüber, welche Konfiguration eines Energiesystems von Interesse sein könnte. Auch aus Sicht der Modellierung ermöglicht die Vereinfachung der Komponenten eine schnellere Bewertung. Nach der Vormachbarkeitsanalyse zum Erstverständnis für das potenzielle Energiesystemauslegungen, sollte eine wesentlich detailliertere Kosten-, Leistungs- und Risikoanalyse durchgeführt werden.

Link für weitere Informationen zur Funktionsweise und Anwendung des MVS:

- <https://github.com/rl-institut/multi-vector-simulator> (GitHub)
- <https://multi-vector-simulator.readthedocs.io/en/latest/index.html>

7.1.2 Inputs

Wie bereits beschrieben, basiert der MVS auf einer Reihe von Inputparametern für die Energiesystems simulation und Optimierung. Im Folgenden werden die bei allen Fallbeispielen angenommen Werte gelistet. Capital expenditures (CAPEX) sind dabei als Investitionskosten für die Energiesystemkomponenten zu verstehen, während die operational expenditures (OPEX) die Betriebs- und Wartungskosten darstellen.

Tabelle 7: MVS-Inputparameter

Komponente	Parameter	Einheit	Wert	Quelle
PV	CAPEX	EUR/kWp	1100	E4tech für NOW ³⁹⁷
	OPEX	EUR/kWp/a	14,3	E4tech für NOW
	Lebensdauer	a	30	E4tech für NOW
Dieselgenerator	CAPEX	EUR/kW	660	E4tech für NOW
	OPEX	EUR/kWh	19,8	E4tech für NOW
	Lebensdauer	a	10	E4tech für NOW
	Emissionsfaktor	kgCO ₂ eq/L	2,7	Jakhrani et al. ³⁹⁸
Batteriespeicher	CAPEX	EUR/kWh	314	E4tech für NOW
	OPEX	EUR/kWh	7,85	E4tech für NOW
	Lebensdauer	a	10	E4tech für NOW
	State of Charge minimal	%	20	E4tech für NOW
	State of Charge maximal	%	80	E4tech für NOW
	C-Rate	-	1	E4tech für NOW
	Lade-/Entladeeffizienz	%	87	E4tech für NOW
Wasserstoffspeicher	CAPEX	EUR/kgH ₂	350	E4tech für NOW
	OPEX	EUR/kgH ₂ /a	7	E4tech für NOW
	Lebensdauer	a	20	E4tech für NOW
	Lade-/Entladeeffizienz	%	100	E4tech für NOW
Elektrolyseur	CAPEX	EUR/kWp	610	E4tech für NOW
	OPEX	EUR/kWh	18,3	E4tech für NOW
	Lebensdauer	a	20	E4tech für NOW
	Effizienz	%	65	E4tech für NOW
Brennstoffzelle	CAPEX	EUR/kWp	870	E4tech für NOW

³⁹⁷ "Potentialanalyse Zu Technischer Eignung Und Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff- Und Brennstoffzellentechnologien in Verschiedenen Anwendungsbereichen Der Dezentralen/Netzfernen Stromversorgung," Ergebnisbericht (E4tech für NOW GmbH, April 2023), https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/05/H2-in-der-dezentralen-Energieversorgung_Ergebnisbericht_E4tech.pdf.

³⁹⁸ Jakhrani, Abdul & Rigit, Andrew & Othman, Al-Khalid & Samo, Saleem & Kamboh, Shakeel, "Estimation of Carbon Footprints from Diesel Generator Emissions" (Conference Paper: International Conference on Green and Ubiquitous Technology (GUT), July 2012), DOI:10.1109/GUT.2012.6344193.

OPEX	EUR/kWp/a	22,2	E4tech für NOW
Lebensdauer	a	20	E4tech für NOW
Effizienz	%	50	E4tech für NOW

7.1.3 Szenarien

Um verschiedene Energiesystemdesigns und Situationen zu vergleichen, werden für alle vier Fallbeispiele verschiedenen Szenarien berechnet und analysiert:

- **Status quo:** Um zu analysieren, welches Energiesystemsetup Vorteile für die Betreibenden bringen kann, muss zunächst der Status quo verstanden werden. Dieses Szenario versucht deshalb, die jetzige Stromversorgung in den einzelnen Fallbeispielen möglichst realitätsnah abzubilden. Es werden bereits vorhandene nicht-erneuerbare und erneuerbare Anlagen berücksichtigt und die aktuellen Energiepreise (bei Netzstromversorgung) verwendet.
- **100 % erneuerbare Energien (PV, H₂):** In diesem Szenario soll eine Stromversorgung zu 100 % aus erneuerbaren Energien erfolgen. Dabei werden bereits installierte erneuerbare Energieanlagen sowie neue Investitionen in PV oder Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie berücksichtigt.
- **100 % erneuerbare Energien (PV, Batterie, H₂):** In diesem Szenario soll eine Stromversorgung zu 100 % aus erneuerbaren Energien erfolgen. Dabei werden bereits installierte erneuerbare Energieanlagen sowie neue Investitionen in PV, Batteriespeicher sowie Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie berücksichtigt. Im Vergleich zum vorhergehenden 100 % Szenario, basierend auf PV und Wasserstofftechnologie (ohne Batteriespeicher), soll dieses Szenario Aufschluss geben, welche Energiespeichertechnologie (Batterie vs. Wasserstoff) unter Berücksichtigung der vorliegenden Anforderungen und Voraussetzungen des Fallbeispiels profitabel ist und welche Technologiekombinationen günstig sind.
- **Kostenminimierung:** Das Kostenminimierungsszenario zielt darauf ab, die wirtschaftlichste Lösung für potenzielle Investitionen in erneuerbare Technologien für die Fallbeispiele zu ermitteln, wobei Faktoren wie das standortspezifische erneuerbare Energiepotenzial und die Investitionskosten herangezogen werden. In diesem Szenario werden bereits installierte Anlagen berücksichtigt, sowie mögliche neue Investitionen in Dieselgeneratoren und/oder PV für die Stromerzeugung sowie Batteriespeicher und/oder Wasserstofftechnologien (Elektrolyseur, Speichertank, Brennstoffzelle) für die Stromspeicherung in Betracht gezogen.

7.1.4 Sensitivitätsanalyse

Die Ergebnisse aus den Energiesystemsimulationen und –Optimierungen sind stark von den gewählten Inputparametern abhängig und können sich bei Schwankungen z.B. im Dieselpreis oder den Investitionskosten für verschiedene Systemkomponenten stark ändern. Um diese Unsicherheiten zu minimieren, werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Da der Fokus in dieser Studie auf Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien liegt, werden für die Fallbeispiele jeweils die **Sensitivitäten der Investitionskosten für die Wasserstoff- und Brennstoffzellenkomponenten** untersucht. Hierzu wird die Auswirkung, die eine Steigerung oder Minderung der Investitionskosten von jeweils 25 % oder 50 % auf die Energiegestehungskosten berechnet. Dabei wurden die Preissteigerungen bzw. Senkungen gleichzeitig bei allen Wasserstoffkomponentenkosten (Speicher, Brennstoffzelle, Elektrolyseur) angenommen. So kann der Einfluss von Preiserminderungeffekten (z.B. durch eine zunehmende industrielle Komponentenherstellung) oder Preissteigerungseffekte (z.B. zunehmende Ressourcenknappheit) sowie schwankender Preisniveaus auf die Wirtschaftlichkeitsperspektive der Fallbeispiele abgeschätzt werden.

Die Entwicklung der weltweiten Kraftstoffpreise in den letzten Jahren hat gezeigt, dass diese starken Fluktuationen unterliegen und in vielen Ländern sprunghaft ansteigen können. Deshalb wird als zweiter Sensitivitätsparameter für die jeweiligen Fallbeispiele entweder der **Dieselpreis** (im Falle des Off-Grid Resorts Nukubati, Fidschi) **oder der Strompreis** (Samoa, Tonga und Cookinseln als On-Grid Standorte), der durch die Zusammensetzung des Energiemix in den Ländern größtenteils vom Kraftstoffpreis abhängt, gewählt. Auch hier wurden Preissteigerungen und -senkungen von **25 % bzw. 50 %** des ursprünglich modellierten Preisniveaus und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Energiesystemauslegung der Fallbeispiele analysiert.

7.2 Fallbeispiel 1: Fidschi – Nukubati Great Sea Reef Resort

Das Nukubati Great Sea Reef Resort ist ein Vier-Sterne-Resort auf der gleichnamigen Insel Nukubati, nahe der Insel Vanua Levu. Die kleine Insel Nukubati ist nicht an das Stromnetz angeschlossen, sodass sich das Resort

autark über eine Solaranlage, einen Batteriespeicher und einen Dieselgenerator mit Strom versorgt. Erst kürzlich wurden Smart Meter installiert, die bei der weiteren Entwicklung des Energiesystems dessen Auslegung erleichtern sollen. Das Resort verfügt über eine eigene Meerwasserentsalzungsanlage, die zurzeit nur selten in Betrieb ist, da die primäre Wasserressource aus aufgefangenem Regenwasser besteht. Da der Wasserkreislauf eines dezentralen Energieversorgungssystems aus Elektrolyseur (Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff unter Verbrauch von Strom) und Brennstoffzelle (Zusammenführung von Wasserstoff und gefiltertem Luftsauerstoff zu Wasser unter Abgabe von Strom) geschlossen ist, bestehen nur sehr geringe Wasserbedarfe. Sollte Wasserstoff, und damit die Grundlage für die Wiederherstellung von Wasser, dem Kreislauf entnommen werden (z.B. zur Betankung von Fahrzeugen) wäre eine Deckung der zusätzlichen Wasserbedarfe durch Meerwasseraufbereitung vor Ort denkbar. Die Betreiber des Resorts sind sehr an einer nachhaltigen Stromversorgung interessiert und wollen langfristig den Anteil erneuerbarer Energien im System erhöhen.

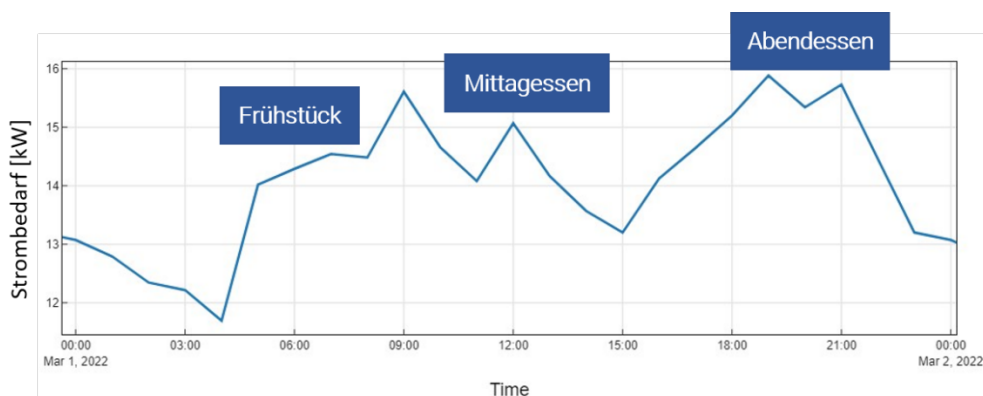
Im Nachfolgenden werden zunächst alle wichtigen Inputparameter für dieses Fallbeispiel vorgestellt. Danach wird ein kurzer Überblick über die wichtigsten Ergebnisse der Energiesystemmodellierung für das Nukubati Great Sea Reef Resort gegeben.

7.2.1 Stromverbrauch

Die Lastabschätzung für das Nukubati Great Sea Reef Resorts basiert auf dem manuellen Ablesen des Strombedarfs in einem Zeitraum von 24 Stunden durch Mitarbeiter*innen des Resorts. Der tägliche Bedarf folgt dabei einem konsistenten Muster, welches stark an die Zubereitung der Mahlzeiten und Küchenaktivitäten gekoppelt ist. Darstellung 35 zeigt beispielhaft einen solchen Verlauf. Im Folgenden eine Aufschlüsselung der wichtigsten Ereignisse im Lastprofil:

- 5:30 Uhr: Die Küche nimmt ihren Betrieb auf
- 7:00 - 10:00 Uhr: Frühstücksservice
- 12:00 Uhr: Beginn der Zubereitung des Mittagessens
- 12:30 Uhr - 13:30 Uhr: Mittagessen
- 17:00 Uhr: Beginn der Vorbereitungen für das Abendessen
- 19:30 Uhr - 22:00 Uhr: Abendessen

Die blauen Markierungen in Darstellung 34 haben die Lastspitzen, die diesen Ereignissen entsprechen hervor.



Darstellung 34: Tägliches Lastprofil Nukubati Great Sea Reef Resort

Die dargestellten Daten stellen ein typisches tägliches Verbrauchsmuster für das Resort dar, wobei von einer Vollbelegung ausgegangen wird. Laut Rücksprache mit den Betreibenden können je nach Belegungsgrad leichte Abweichungen auftreten, allerdings sind diese minimal. Laut Angaben des Resorts sind daneben keine merklichen Unterschiede zwischen Wochentagen und Wochenenden zu berücksichtigen. Das Tagesprofil wird aufgrund der mangelnden Verfügbarkeit von Langzeitmessungen oder Stromrechnungen (kein Netzanschluss) als Grundlage für die Erstellung eines Jahresprofils verwendet. Die wichtigsten Bedarfscharakteristika sind in der nachstehenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 8: Lastbedarfe Nukubati Great Sea Reef Resort

Parameter	Einheit	Wert
Lastspitze	kW	15,9
Durchschnittliche Last	kW	14,1
Jahresverbrauch	kWh	123.506

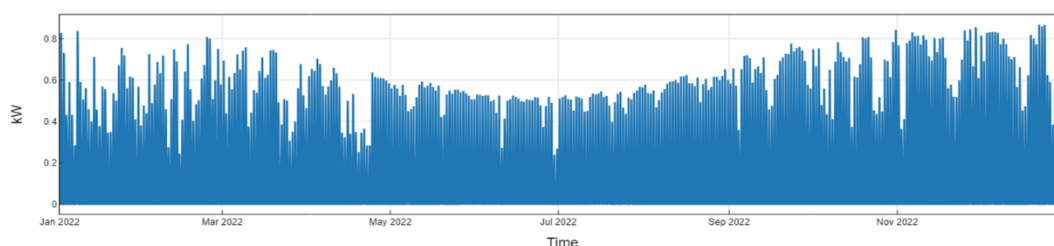
7.2.2 Solarpotenzial

Das Online-Tool "Renewables.ninja"³⁹⁹ wurde verwendet, um die mögliche stündliche Stromerzeugung von PV-Anlagen am Standort des Nukubati Great Sea Reef Resorts zu berechnen. Das Tool berücksichtigt Wetterinformationen und -daten, insbesondere die Sonneneinstrahlung, und wandelt diese mit Hilfe des GSEE-Modells (Global Solar Energy Estimator) in Stromerzeugung um (vgl. Pfenninger und Staffell, 2016).⁴⁰⁰ Die gewählten Koordinaten entsprechen dem Standort des Resorts, und die optimalen Neigungs- und Azimutwinkel wurden basierend auf diesen Koordinaten berechnet. Sie sind in der untenstehenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 9: Solarpotenzial Nukubati Great Sea Reef Resort

Koordinaten (Lat., Long.)	-16.463846, 179.020674
Neigungswinkel	18,3 °
Azimut Winkel	0 ° (geo. Norden)

Die folgende Darstellung veranschaulicht das spezifische PV-Potenzial im Laufe eines Jahres. Das Jahrespotenzial beträgt 1.521 kWh/kWp, wobei die Spitzenproduktion in den Wintermonaten auftritt und bis zu 0,87 kW/kWp erreicht.



Darstellung 35: Jährliches Solarpotential für das Nukubati Great Sea Reef Resort

7.2.3 Standortspezifische Input Parameter

Da das Nukubati Great Sea Reef Resort netzfern betrieben wird, gibt es bereits ein mit einer Solaranlage und Dieselgenerator betriebenes Mini-Grid für die Versorgung der Hotelanlage. Die bereits installierten Energiesystemkomponenten wurden bei der Simulation berücksichtigt und sind in der folgenden Tabelle aufgelistet. Die Angaben basieren dabei auf den Informationen, die durch das Resort bereitgestellt wurden. Auch der Dieselpreis ist von den Betreibern des Resorts übermittelt worden. Für die finanzielle Kalkulation benötigt der MVS daneben die weighted average cost of capital (WACC), die auf einer Analyse der Asian Development Bank für Fidschi basieren.

³⁹⁹ Imperial College London, ETH Zürich, "Renewables.Ninja - Solar Photovoltaic Power (PV)," Webpage and data provider, 2023, <https://www.renewables.ninja/>.

⁴⁰⁰ S. Pfenninger and I. Staffell, "Long-Term Patterns of European PV Output Using 30 Years of Validated Hourly Reanalysis and Satellite Data" (Energy Journal, 2016), <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216311744?via%3Dihub>.

Tabelle 10: Inputparameter Nukubati Great Sea Reef Resort

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Weighted average cost of capital (WACC)	%	6,04	Alpha Spread, verifiziert von Resort ⁴⁰¹
Dieselpreis	EUR/l	1,46	Resort
Installierter Dieselgenerator	kW	62,5	Resort
Installierte PV	kWp	86	Resort
Installierter Batteriespeicher	kWh	110	Resort
Installierter Wechselrichter	kW	35	Resort

7.2.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Das Nukubati Great Sea Reef Resort würde von einer Ergänzung durch Wasserstofftechnologie als Langzeit- oder saisonalem Speicher profitieren. Die Stromgestehungskosten könnten gegenüber dem Status quo um 42 % gesenkt werden. Der Break Even Point würde nach ca. 7 Jahren erreicht sein. Das kostenminimierende System sieht eine Kombination aus PV und Dieselstromerzeugung vor, wobei Solarstromproduktion dominant ist. Der Batteriespeicher in Kombination mit dem Wasserstoffspeicher ist dabei zentral, um kurz- und langfristige Schwankungen auszugleichen und die Energiesicherheit herzustellen.

Im Folgenden werden die Ergebnisse für drei berechnete Szenarien zusammenfassend dargestellt. Die nachstehende Tabelle listet dabei zunächst die Energiesystemkomponenten und die für die jeweiligen Szenarien erfordernten Kapazitäten auf. Die für jedes Szenario erfordernten Gesamtkapazitäten können dabei als erster Wert in den jeweiligen Zellen gefunden werden, während der zweite Wert (im Falle bereits vorhandener Infrastruktur) die vom MVS für das jeweilige Szenario als optimal berechnete zusätzliche Kapazität repräsentiert.

Tabelle 11: Evaluation Nukubati Great Sea Reef Resort

Komponente (Einheit)/ Szenario	Dieselgenera- tor (kW)	PV (kWp)	Batteriespeicher (kWh)	Elektrolyseur (kW)	Brennstoffzelle (kW)	Wasserstoffspeicher (kg H ₂)
Status quo	62,5/-	86/-	110/-	-	-	-
Kostenmini- mierung	- /4*	138/52	201/91	31	6	13
100 % EE (PV, H ₂)	- /-	228/142	110/-	97	16	62
100 % EE (PV, Bat, H ₂)	- /-	151/65	278/168	26	5	46

Im Szenario insgesamt installierte/zusätzlich zu installierende Kapazität

* Hierbei handelt es sich nicht um die zusätzlich erforderliche Dieselgeneratorkapazität, sondern die für das Szenario notwendige verbleibende Dieselgeneratorkapazität.

Neben den Auslegungsparametern sind wirtschaftliche Indikatoren wie Stromgestehungskosten, Gesamtinvestitionskosten und Investitionskosten zu Projektbeginn wichtig und in der Analyse der verschiedenen Szenarien zu berücksichtigen, ebenso wie resultierende erneuerbare Energieanteile, entstehender Überschussstrom und CO₂-Emissionen. Ein weiterer wichtiger Indikator ist der Break Even Point für deren Berechnung der Status quo mit den Investitionskosten einschließlich der Betriebs- und Wartungskosten der anderen Szenarien verglichen wird und der Auskunft darüber gibt, nach wie vielen Jahren des Betriebs des

⁴⁰¹ Alpha Spread, "FIJ Current Discount Rate," October 9, 2023, <https://www.alphaspread.com/security/asx/fij/discount-rate>.

Energiesystems sich die Anfangsinvestitionen rentieren. Diese Parameter sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst und in Darstellung 36 wird die Berechnung des Break Even Points visualisiert.

Tabelle 12: Szenarien Parameter Nukubati Great Sea Reef Resort

Kennzahl (Einheit)/ Szenario	LCOE (€/kWh)	EE-Anteil (%)	Kapitalwert (NPV) ⁴⁰² (€)	Initiale Investitions- kosten ⁴⁰³ (€)	Betriebs-/ Wartungsk osten (€/a)	Break Even Point ⁴⁰⁴ (a)	Überschuss -strom (MWh/a)	CO ₂ Emissionen (kgCO ₂ eq/a)
Status quo	0,25	46	356.953	0	26.781	-	48,3	43.366
Kostenmini- mierung	0,15	93	206.258	117.777	7.063	7	25,1	4.441
100 % EE (PV, H ₂)	0,21	100	294.396	250.853	5.817	13	80,0	0
100 % EE (PV, Bat., H ₂)	0,19	100	264.846	192.406	5.500	10	43,5	4.854

Die Stromgestehungskosten sind im Vergleich zu anderen Off-Grid-Projekten mit 0,15 – 0,25 EUR/kWh sehr gering, da im Fall des Nukubati Resort bereits über eine Solaranlage, Batteriespeicher, Wechselrichter und ein Dieselgenerator verfügt, die die initialen Investitionskosten und damit auch die Stromgestehungskosten geringhalten.

Gegenüber dem Status quo können in der Kostenminimierung die Stromgestehungskosten signifikant reduziert werden. Die Investitionskosten zu Projektbeginn liegen durch die zusätzlich zu installierenden PV-Module, Batteriespeicherergänzung und Wasserstoffkomponenten beim kostenminimierten Szenario bei 118.000 EUR, wobei der Break Even Points bereits nach sieben Jahren erreicht wird. Im 100 % Erneuerbare Energie Szenario (PV und Wasserstofftechnologie) wird nach 13 Jahren der Break Even Point erreicht.

In jedem Szenario kommt es zu einer signifikanten Senkung der CO₂-Emissionen, trotz des bereits hohen Anteils erneuerbarer Energien im System (mit 92 % deutlich über dem landesweiten Durchschnitt). Generierter Überschussstrom kann in diesem Fallbeispiel jedoch nicht ins Stromnetz eingespeist werden, da sich das Resort in einem netzfernen Gebiet befindet. Dieser könnte allerdings zum Betrieb der (bereits installierten, aber selten genutzten) Meerwasserentsalzungsanlage genutzt werden, die sowohl Wasser für die Wasserstoffproduktion als auch Trinkwasser für das Resort und den Verkauf produzieren könnte.

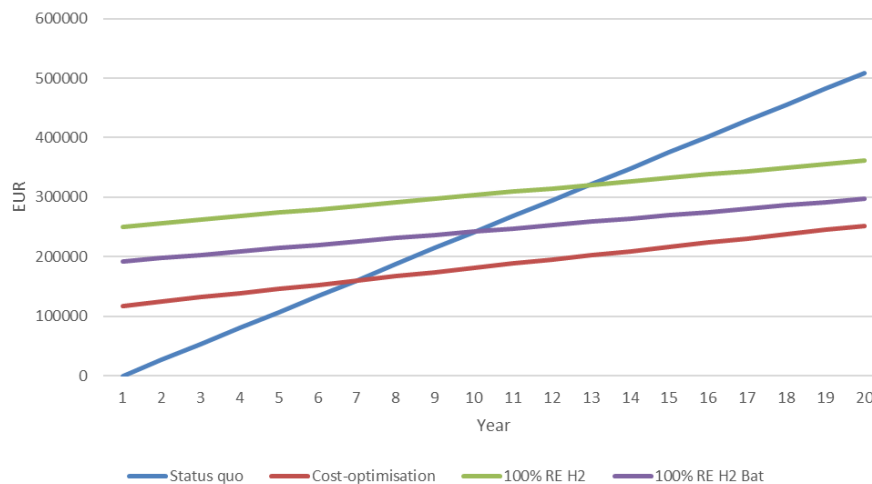
In jedem Szenario handelt es sich im Idealfall um einen geschlossenen Wasserstoffkreislauf, bei Annahme eines ‚worst case‘ Szenarios mit einem Wasserbedarf von 9 l pro Kilogramm produzierten Wasserstoff⁴⁰⁵, ergäbe dies eine Wassermenge von etwa 13.266 l pro Jahr (ca. 36 l pro Tag) im kostenminimierten Szenario. Analog würden für das 100 % erneuerbare Szenario (PV, Batteriespeicher und Wasserstofftechnologie) 11.376 l pro Jahr (ca. 31 l pro Tag) und für 100 % Erneuerbare Szenario ohne Batteriespeicher 35.541 l pro Jahr (ca. 97 l pro Tag) benötigt werden.

⁴⁰² Auf eine Projektlaufzeit von 20 Jahren gesehen, inkl. Anfangsinvestitionskosten, Wiederbeschaffungskosten, Betriebs- und Wartungskosten, Treibstoffkosten unter Berücksichtigung des Diskontierungssatzes

⁴⁰³ Beinhaltet Kosten für alle Energiesystemkomponenten zu Beginn des Projektes (Zeitpunkt 0 Jahre), exklusive Transport- und Installationskosten

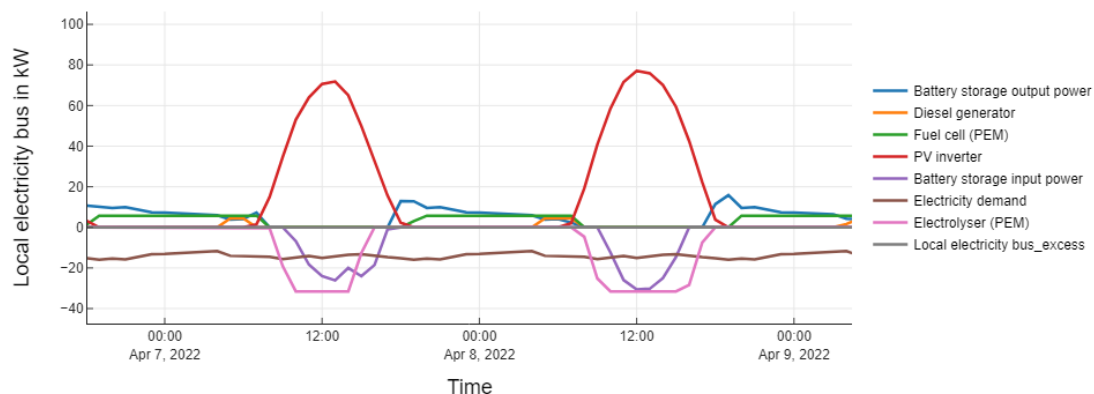
⁴⁰⁴ Basiert auf einem Vergleich der Anfangsinvestitionen sowie Betriebs- und Wartungskosten (inkl. Treibstoffkosten) über die Jahre

⁴⁰⁵ Zentrum Wasserstoff Bayern, „Wasserstoff-FAQs,“ n.d., <https://h2.bayern/infothek/faqs/>.



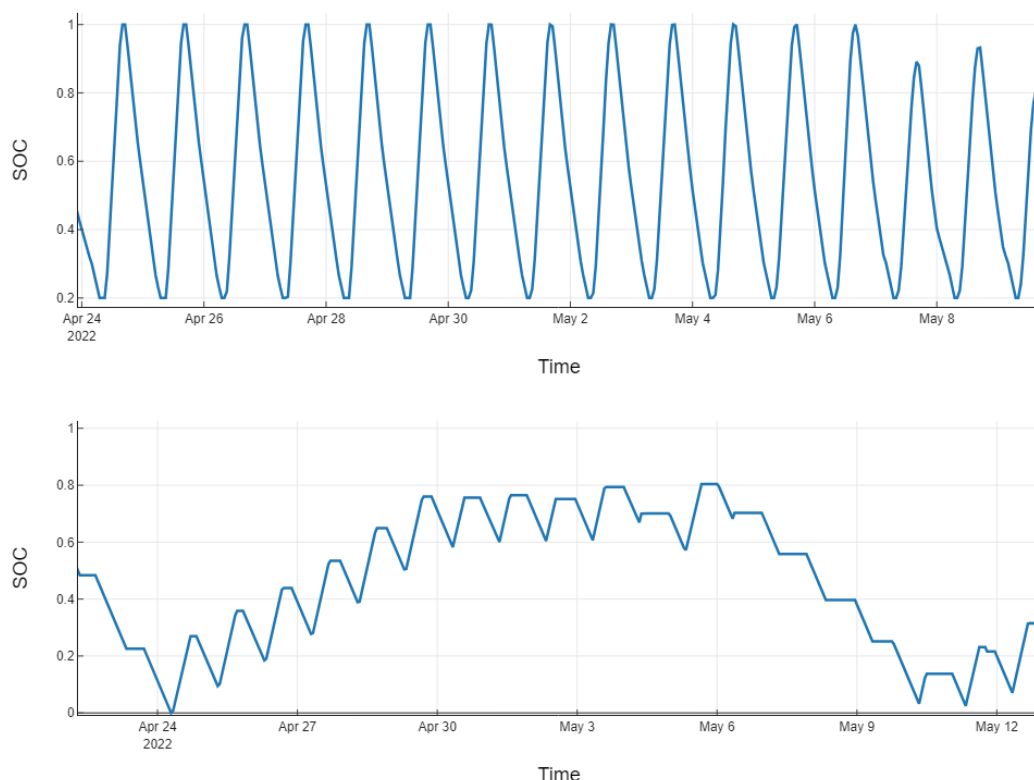
Darstellung 36: Visualisierung der Berechnung des Break Even Points

Die folgenden Darstellungen sind ein Auszug aus der Ergebnisseite des MVS und geben einen Einblick in die Funktionsweise der optimierten Energiesysteme. Zunächst wird der Energiefluss des Systems inklusive aller Komponenten über drei Tage hinweg für das kostenminimierende Szenario in Darstellung 37 gezeigt. Während der Strombedarf (siehe braune Linie, Electricity demand) tagsüber größtenteils von der Solaranlage gedeckt wird (siehe rote Linie, PV inverter), wird der Bedarf nachts zunächst von der Batterie (blaue Linie, battery storage output) gedeckt, dann kommt die Brennstoffzelle (grüne Linie, fuel cell) hinzu sowie kurz vor Sonnenaufgang der Dieselgenerator (orange Linie). Bei geringerer Solareinstrahlung steigt der Einsatz von Dieselgenerator und Brennstoffzelle prinzipiell an. Neben der Bedienung des Strombedarfs lädt die Solaranlage tagsüber die Batterien und lässt den Elektrolyseur Wasserstoff produzieren.



Darstellung 37: Exemplarische Visualisierung des Stromflusses über drei Tage für das Nukubati Great Sea Reef Resort

Um die unterschiedlichen Betriebscharakteristika und Funktionen der beiden Speichertechnologien (Batterie und Wasserstoff) genauer analysieren und vergleichen zu können, werden im Folgenden die jeweiligen Speicherstände über einen Zeitraum von einer Woche dargestellt. Während der Batteriespeicher (erste Abbildung) täglich etwa demselben Muster folgt (tagsüber laden, nachts entladen), sind die Schwankungen beim Wasserstoffspeicher (untere Abbildung) schwächer ausgeprägt. Vor allem am 7. Mai und den folgenden Tagen lässt sich der funktionale Unterschied zwischen den beiden Speichertechnologien beobachten. Während der Batteriespeicher für den kurzfristigen Ausgleich von starkem Tag/Nacht-Schwankungen sorgt, kommt der Wasserstoffspeicher zum Tragen, wenn die Solareinstrahlung über ganze Tage hinweg geringer ausfällt und somit ein kritischer Ladezustand der Batteriespeicher erreicht wird. Nun greift der Wasserstoffspeicher und über die Brennstoffzelle wird der gespeicherte Wasserstoff rückverstromt. Demnach kann Wasserstofftechnologie für dieses Anwendungsbeispiel als langfristiger und saisonaler Speicher für das System von Vorteil sein.



Darstellung 38: State of charge (SOC) des Batteriespeichers (oben) und des Wasserstoffspeichers (unten) über eine Woche

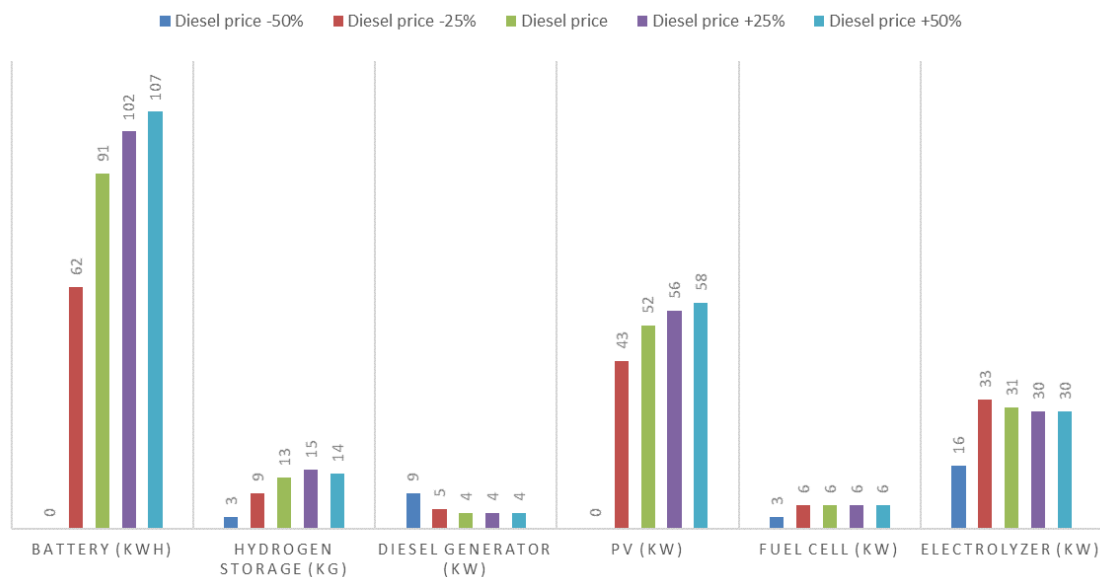
7.2.5 Sensitivitätsanalyse

7.2.5.1 Dieselpreis

Zunächst wurde der Einfluss des Dieselpreis auf die Simulationsergebnisse untersucht. Bei einem Dieselpreis von 1,46 EUR/l für dieses Fallbeispiel auf Fidschi ergeben sich die folgenden Änderungen im Dieselpreis für die verschiedenen Sensitivitätsfälle (25 % und 50 % höhere sowie niedrigere Dieselpreise):

- +50 % => 2,19 EUR/l
- +25 % => 1,83 EUR/l
- Status Quo = 1,46 EUR/l
- -25 % => 1,01 EUR/l
- -50 % => 0,73 EUR/l

Simuliert im MVS für das kostenminimierende Szenario laufen, ergeben sich die in der folgenden Grafik visualisierten Ergebnisse. Dargestellt sind jeweils die zusätzlich zum bestehenden System zu installierenden Kapazitäten der jeweiligen Systemkomponenten. In grün (jeweils mittig) ist das Referenzszenario (Kostenminimierung) zum Vergleich dargestellt.

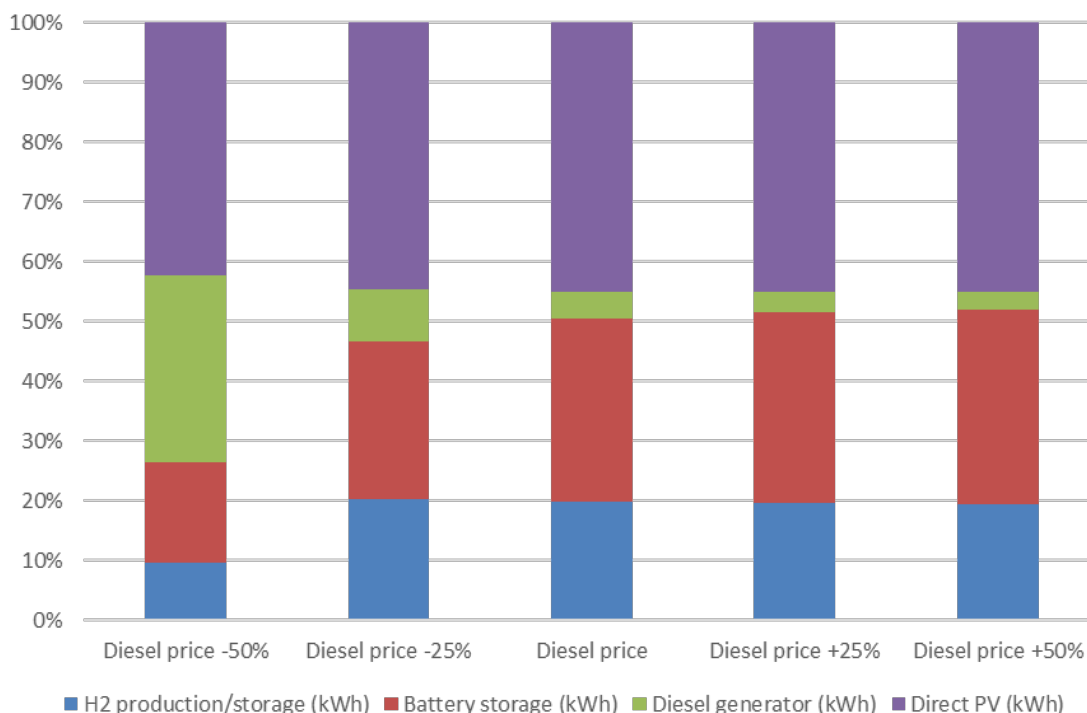


Darstellung 39: Optimierte zusätzliche Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Dieselpreisschwankungen

Der Aufbau neuer lokaler Wasserstoff- und Elektrolyseurtechnologie wird der Sensitivitätsanalyse zufolge somit in sämtlichen Fällen zur Kostenminimierung empfohlen. Abgesehen vom (unwahrscheinlichen) Fall sehr stark zurückgehender Kraftstoffpreise bewegt sich die installierte Leistung dabei auf relativ konstantem Level. Abgesehen vom -50 % Sensibilitätsfall wird daneben auch ein starker Ausbau der bisherigen Batteriekapazitäten empfohlen. Diese steigen -analog zum Dieselpreis- bis zu einer Verdopplung der aktuell verfügbaren Kapazitäten (110 kWh) im teuersten Preisregime an. Hohe Einsparungspotenziale bestehen dazu laut Modell auch durch einen Zubau von Solarleistung. Dieser wird demnach bereits ab einem Dieselpreis von 25 % unter dem heutigen Niveau zur Kostenoptimierung empfohlen. Insgesamt schwankt die Zusammensetzung des Energiesystems bei Preissteigerungen weniger als bei Preissenkungen.

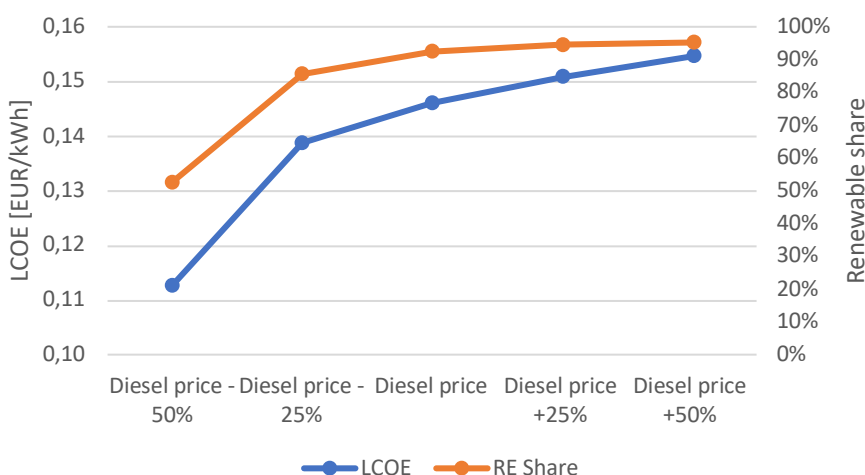
Dass die Dimensionierung der Wasserstofftechnologie von den Preisschwankungen des Dieselpreises dagegen weitgehend unangetastet bleibt, ist in der Funktionsweise der Wasserstofftechnologie als Langzeitspeicher begründet. Im Vergleich dazu wird der Batteriespeicher, der eher kurzfristige Schwankungen ausgleicht, stärker vom Einsatz des Dieselgenerators beeinflusst.

Die folgende Abbildung stellt grafisch den prozentualen Anteil der einzelnen Systemkomponenten an der Deckung des Strombedarfs dar. „Direct PV“ bezieht sich auf den PV-Strom, der direkt in das System eingespeist wird, ohne dass er in den Batteriespeicher oder den Elektrolyseur zur Wasserstoff Produktion geleitet wird.



Darstellung 40: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Dieselpreisschwankungen

Auch hier wird deutlich, dass die Wasserstoffkomponenten, aber auch die PV-Direktverstromung und Batteriespeicherspeisung von Dieselpreisschwankungen weitestgehend unangetastet bleiben. Bei einer Preissenkung um 50 % des Dieselpreises erhöht sich die Verwendung von Diesel zur Stromerzeugung erheblich, während beide Speichertechnologien entsprechend weniger zur Stromversorgung beitragen. Als letzte Darstellung dieser Sensitivitätsanalyse ist die Entwicklung der Stromgestehungskosten und des erneuerbaren Energieanteils im System visualisiert.



Darstellung 41: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des erneuerbare Energie Anteils bei Dieselpreisschwankungen

Die Stromgestehungskosten (LCOE) schwanken zwischen 0,11 - 0,15 EUR/kWh. Im Falle dauerhaft niedriger Kraftstoffpreise steigt demnach die Attraktivität der bestehenden Generatorinfrastruktur und die LCOE bewegen sich auf relativ geringem Niveau. Infolge moderater Preissteigerungen (von -50 auf -25 %) erhöhen sich dabei

neben der LCOE auch die kostenminimierenden Anteile Erneuerbarer Energieträger signifikant, was die Vulnerabilität eines dieselbasierten Energiesystems ggü. Externer Schocks (höherer Ölpreise) unterstreicht. Der Anteil der erneuerbaren Energien am System liegt im Bereich von 53 % - 95 % (je höher die Dieselskosten, desto höher der erneuerbare Energieanteil).

7.2.5.2 Investitionskosten Wasserstofftechnologie

Für die Berechnung der Sensitivitäten bezüglich Schwankungen der Investitionskosten in Wasserstofftechnologie wurden ebenfalls Preiserhöhungen und –rückgänge von 25 % bzw. 50 % angenommen.

Dabei ergeben sich folgende Änderungen der CAPEX Kosten:

Wasserstoffspeicher (ursprünglicher Preis bei 350 EUR/kg):

- +50 % => 525 EUR/kg
- +25 % => 438 EUR/kg
- -25 % => 263 EUR/kg
- -50 % => 175 EUR/kg

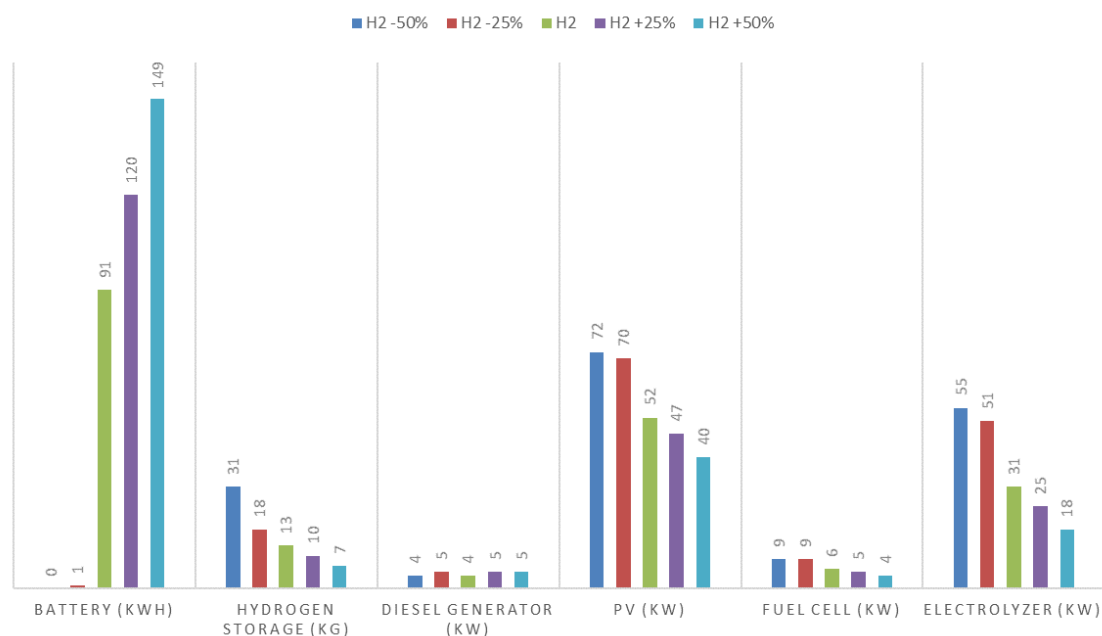
Elektrolyseur (ursprünglicher Preis bei 610 EUR/kW):

- +50 % => 915 EUR/kW
- +25 % => 763 EUR/kW
- -25 % => 458 EUR/kW
- -50 % => 305 EUR/kW

Brennstoffzelle (ursprünglicher Preis bei 870 EUR/kW):

- +50 % => 1.305 EUR/kW
- +25 % => 1.088 EUR/kW
- -25 % => 653 EUR/kW
- -50 % => 435 EUR/kW

Analog zur Sensitivitätsanalyse des Dieselpreises wurde die Entwicklung der Kapazitäten der einzelnen Systemkomponenten bei Preisschwankungen der Investitionskosten der Wasserstoffkomponenten dargestellt. Auch hier wurde das Referenzszenario (Kostenminimierung) in Grün dargestellt.



Darstellung 42: Optimierte zusätzliche Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten

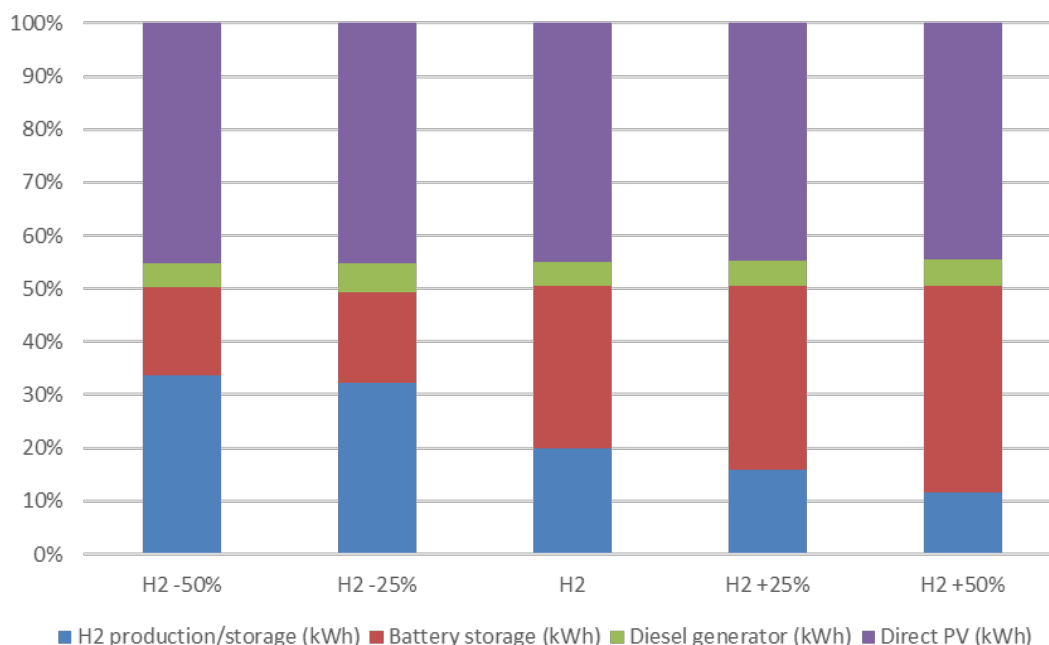
Wenn die Preise für Wasserstoffkomponenten um 25 % oder mehr sinken, werden zusätzlich zu installierende Batteriespeicherkapazitäten unbedeutend. Wenn die Investitionskosten steigen, sinkt die zusätzlich zu installierende PV-Kapazität und der Batteriespeicher wird größer. Wenn die Preise für Wasserstoffkomponenten

gegenüber dem aktuellen Preis steigen, ist neben dem größeren Batteriespeicher auch eine größere Dieselgeneratorkapazität erforderlich.

Mit steigenden Wasserstofftechnologiekosten sinkt die zusätzlich zu installierende Kapazität der PV-Anlage, während der Batteriespeicher und Dieselgenerator größer zu dimensionieren ist. Das ist der Fall, weil der Wasserstoffspeicher signifikant reduziert wird und somit Schwankungen im System verstärkt durch den Batteriespeicher und den Einsatz des Dieselgenerators ausgeglichen werden müssen. Der Wasserstoffspeicher wird vor allem durch Überschussstrom der Solaranlage gefüllt, weshalb diese mit steigenden Wasserstofftechnologiekosten auch kleiner dimensioniert werden kann.

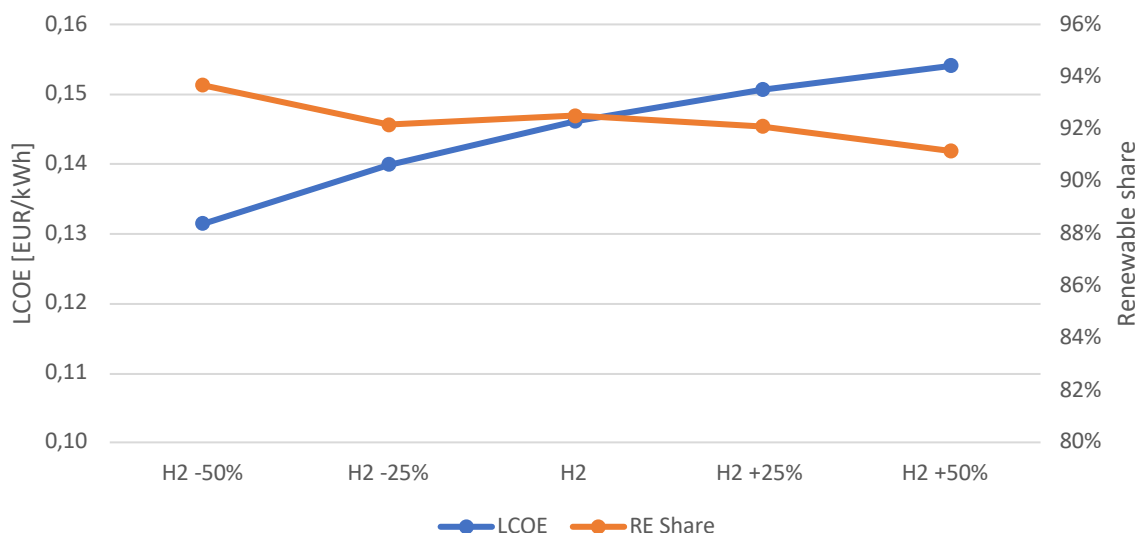
Insgesamt lässt sich sagen, dass vor allem das Zusammenspiel von Batteriespeicher- und Wasserstofftechnologie durch Preisschwankungen der Wasserstofftechnologie beeinflusst wird und entsprechend korreliert. Je günstiger die Wasserstofftechnologie, desto größer ist auch deren Rolle als Ausgleich von Last- und Stromproduktionsschwankungen und spiegelt sich in den zu installierenden Kapazitäten wider.

Dies wird auch an folgender Abbildung deutlich: Der Anteil der Direktverstromung (aus dem PV-System und dem Dieselgenerator, ohne Zwischenspeicherung) bleibt bei variierenden Investitionskosten der Wasserstoffkomponenten weitestgehend konstant, während der Anteil der Strombereitstellung aus dem Wasserstoffspeicher bei steigenden Investitionskosten schrittweise durch den Batteriespeicher ersetzt wird bzw. sich bei sinkenden Kosten erhöht.



Darstellung 43: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten

Die Schwankungen der Wasserstofftechnologieprieße haben zunächst einen geringen Einfluss auf die resultierenden Stromgestehungskosten und den Anteil erneuerbarer Energien im System. Dies kann in diesem Fallbeispiel mit der aktuell relativ kleinen Größe des Wasserstoffsystems gegenüber der Solaranlage und dem Batteriespeicher erklärt werden. Die Schwankungen der Stromgestehungskosten liegen zwischen 0,13 - 0,15 EUR/kWh, der erneuerbare Energieanteil liegt zwischen 91 % - 94 %.



Darstellung 44: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils erneuerbarer Energien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten

Im Vergleich zur vorherigen Sensibilitätsanalyse zeigt sich in diesem Fallbeispiel eine höhere Volatilität im Falle schwankender Dieselpreise, sowohl in Bezug auf die LCOE als auch den Anteil erneuerbarer Energien am Strommix. Dies unterstreicht die größere Resilienz autarker, H₂- und EE-basierter Systeme gegenüber externen Preisschwankungen in diesem Anwendungsfall.

7.2.6 Fazit

Das Nukubati Great Sea Reef Resort würde von der Ergänzung durch Wasserstofftechnologie als Langzeit- oder saisonalem Speicher sowie von zusätzlichen PV und Batteriespeichern in seinem Mini-Grid profitieren. Das optimierte System aus PV, Batteriespeicher, Wasserstofftechnologie und Dieselgenerator würde die Stromkosten um 42 % senken. Beide 100 % Erneuerbare Energie Szenarien beinhalten die Anwendung von Wasserstofftechnologie und versprechen eine Kostenreduzierung im Vergleich zum Status Quo.

Dieselpreisschwankungen wirken sich nur geringfügig auf das Energiesystemdesign aus, erst bei einer Dieselpreissenkung um -50 % ändert sich das Design signifikant. Dies hängt mit dem bereits hohen Anteil erneuerbarer Energien im kostenminimierten System zusammen: Wenn wenig Diesel im System ist, haben Preisschwankungen einen geringeren Einfluss auf die Systemgrößen. In allen Sensitivitätsfällen spielt die Wasserstofftechnologie eine Rolle, aber die optimierte Größe nimmt deutlich ab, wenn der Dieselpreis um 25 % oder mehr sinkt. Die Batteriespeicherkapazität wird am stärksten von variierenden CAPEX für Wasserstofftechnologie beeinflusst und nimmt mit steigenden Preisen zu. Es wird eine Kombination aus Batteriespeicher und Wasserstofftechnologie gewählt, bei der der Anteil des Batteriespeichers mit den CAPEX für Wasserstofftechnologie korreliert.

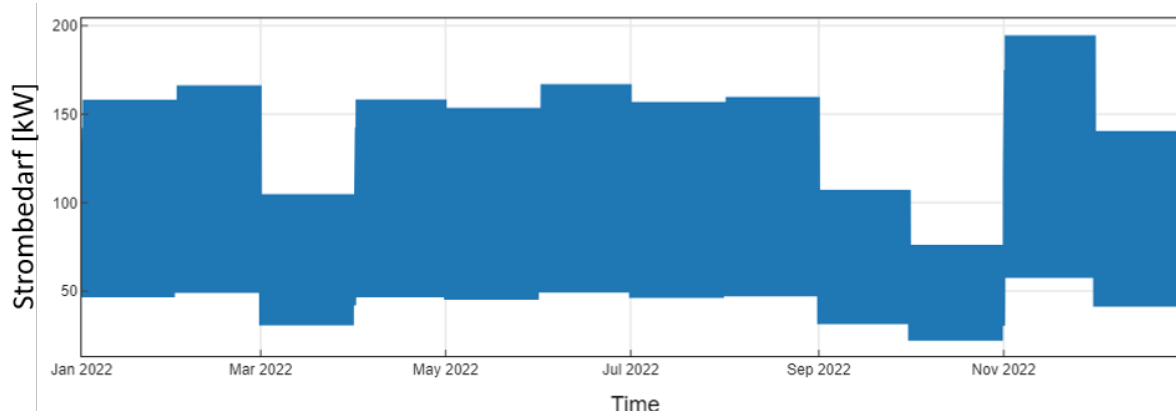
7.3 Fallbeispiel 2: Samoa – Tanoa Tusitala Dateline Resort

Das Tanoa Tusitala Dateline Resort in Apia auf Upolu (eine der beiden Hauptinseln Samoas) ist ein Vier-Sterne-Resort, welches an das Stromnetz angeschlossen ist und einen Backup Dieselgenerator besitzt der bei gelegentlich vorkommenden Netzstromausfällen (1-3 Stunden pro Monat) operiert.

Im Nachfolgenden werden zunächst alle wichtigen Input Parameter für dieses Fallbeispiel vorgestellt. Danach wird ein kurzer Überblick über die wichtigsten Ergebnisse der Energiesystemmodellierung für das Resort gegeben.

7.3.1 Stromverbrauch

Die Lastabschätzung für das Tanoa Tusitala Dateline Resort basiert auf einer vom Resort zur Verfügung gestellten monatlichen Stromrechnung für den Zeitraum von einem Jahr. Auf dieser Grundlage wurde unter Annahme von drei Lastspitzen pro Tag (Frühstück, Mittagessen und Abendessen) ein möglicher Lastgang simuliert. Die folgende Darstellung visualisiert die monatlichen Schwankungen im Stromverbrauch des Resorts.



Darstellung 45: Jährlicher Lastgang für das Tanoa Tusitala Dateline Resort

Die wichtigsten Bedarfscharakteristika sind in der untenstehenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 13: Lastbedarf Tanoa Tusitala Dateline Resort

Parameter	Einheit	Wert
Lastspitze	kW	195
Durchschnittlicher Verbrauch	kW	94
Jahresverbrauch	kWh	819.444

7.3.2 Solarpotenzial

Das Online-Tool "Renewables.ninja"⁴⁰⁶ wurde verwendet, um die stündliche Stromerzeugung von PV-Anlagen für den Standort des Tanoa Tusitala Dateline Resorts zu berechnen. Das Tool berücksichtigt Wetterinformationen und -daten, insbesondere die Sonneneinstrahlung an spezifischen Standorten, und wandelt sie mit Hilfe des GSEE-Modells (Global Solar Energy Estimator) in Stromerzeugung um (Pfenninger und Staffell, 2016).⁴⁰⁷ Die gewählten Koordinaten entsprechen dem Standort des Resorts, und die optimalen Neigungs- und Azimutwinkel wurden basierend auf diesen Koordinaten berechnet. Sie sind in der untenstehenden Tabelle aufgeführt.

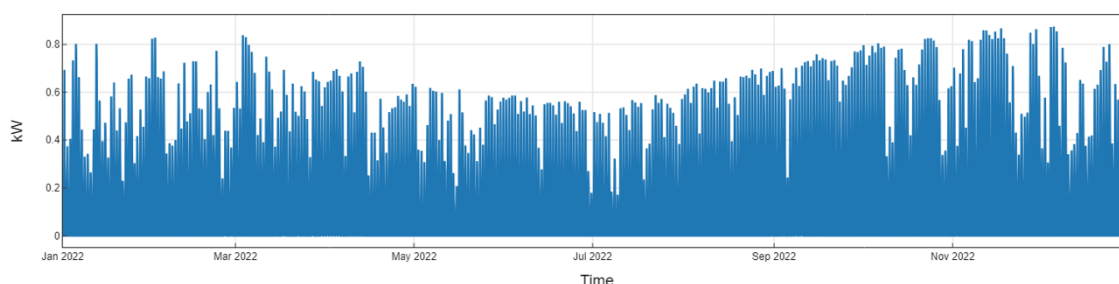
Tabelle 14: Solarpotenzial Tanoa Tusitala Dateline Resort

Koordinaten (Lat., Long.)	-13.827496509496823, -171.77341280421797
Neigungswinkel	16,1 °
Azimut Winkel	0 ° (geo. Norden)

Die folgende Darstellung veranschaulicht das spezifische PV-Potenzial im Laufe eines Jahres. Das Jahrespotenzial beträgt 1.489 kWh/kWp, wobei die Spitzenproduktion in den Wintermonaten auftritt und bis zu 0,87 kW/kWp erreicht.

⁴⁰⁶ Imperial College London, ETH Zürich, "Renewables.Ninja - Solar Photovoltaic Power (PV)."

⁴⁰⁷ S. Pfenninger and I. Staffell, "Long-Term Patterns of European PV Output Using 30 Years of Validated Hourly Reanalysis and Satellite Data."



Darstellung 46: Jährliches Solarpotential für das Tanoa Tusitala Dateline Resort

7.3.3 Standortspezifische Input Parameter

Die zur Berechnung der Szenarien wichtigen standortspezifischen Input Parameter sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Die Angaben basieren dabei auf den Informationen, die durch das Resort bereitgestellt wurden bzw. auf Online-Recherche. Zusätzlich ist es wichtig zu berücksichtigen, dass das Resort regelmäßig (ca. einmal pro Monat) Stromausfälle von 1-3 Stunden erfährt, die es mit dem eigens dafür installierten Dieselgenerator überbrückt.

Tabelle 15: Inputparameter Tanoa Tusitala Dateline Resort

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Weighted average cost of capital (WACC)	%	9,22	ADB ⁴⁰⁸ , verifiziert von Resort
Strompreis	EUR/kWh	0,18	Abrechnung bereitgestellt von Resort
Dieselpreis	EUR/l	1,01	Abrechnung bereitgestellt von Resort
Installierter Dieselgenerator	kW	62,5	Fotos bereitgestellt vom Resort

7.3.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Das Tanoa Tusitala Dateline Resort würde derzeit nicht von der Anwendung von Wasserstofftechnologie profitieren. Allerdings könnte der derzeitige Strompreis (unter Berücksichtigung der Stromausfälle und deren Überbrückung durch den Dieselgenerator) um 13 % gesenkt werden, wenn das Resort PV und Batteriespeicher installieren würde, um den Generator teilweise zu ersetzen. Nach ca. 7 Jahren hätte sich diese Investition ausgezahlt (Break Even Point). Sollte sich der Strompreis auf Samoa erhöhen oder die Investitionskosten für Wasserstofftechnologie reduzieren, wird die Anwendung von Wasserstofftechnologie auch für das Tanoa Tusitala Dateline Resort wirtschaftlich. Auch bei Bestrebungen einer 100 % erneuerbaren Energieversorgung würde sich Wasserstofftechnologie als Ergänzung zum Batteriespeicher aus wirtschaftlicher Sicht empfehlen.

⁴⁰⁸ Renewable Energy Development and Power Sector Rehabilitation Project (RRP SAM 46044), "Financial Analysis," 2022, <https://www.adb.org/sites/default/files/linked-documents/46044-002-fa.pdf>.

Im Folgenden werden die Ergebnisse für drei berechnete Szenarien zusammenfassend dargestellt. Die folgende Tabelle listet dabei zunächst die Energiesystemkomponenten und deren Kapazitäten der jeweiligen Szenarien auf.

Tabelle 16: Evaluation Tanoa Tusitala Dateline Resort

Komponente (Einheit)/ Szenario	Dieselgenera- tor (kW)	PV (kWp)	Batteriespeicher (kWh)	Elektrolyseur (kW)	Brennstoff- zelle (kW)	Wasserstoff- speicher (kg H ₂)	Netzstrom (Lastspitze) (kW)
Status quo	62,5	-	-	-	-	-	195
Kostenmini- mierung	57	232	6	31	6	13	195
100 % EE (PV, H ₂)	-	1.617	-	656	195	500	-
100 % EE (PV, Bat,H ₂)	-	1.166	1.680	230	51	427	-

Neben den Auslegungsparametern sind wirtschaftliche Indikatoren wie Stromgestehungskosten, Gesamtinvestitionskosten und Investitionskosten in der Analyse der verschiedenen Szenarien zu berücksichtigen. Daneben ebenso relevante Kennzahlen wie die Anteile erneuerbarer Energien, entstehender Überschussstrom und CO₂ Emissionen. Ein weiterer wichtiger Indikator ist der Break Even Point (Wirtschaftlichkeitsschwelle), für deren Berechnung der Status quo mit den Investitionskosten einschließlich der Betriebs- und Wartungskosten der anderen Szenarien verglichen wird und der Auskunft darüber gibt, nach wie vielen Jahren des Betriebs des Energiesystems sich die Anfangsinvestitionen rentieren. Diese Parameter sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst und in Darstellung 47 wird die Berechnung des Break Even Points visualisiert.

Tabelle 17: Szenarienparameter Tanoa Tusitala Dateline Resort

Kennzahl (Einheit)/ Szenario	LCOE (€/kWh)	EE-Anteil (%)	Kapitalwer- t (NPV) ⁴⁰⁹ (€)	Initiale Investition s-kosten ⁴¹⁰ (€)	Betriebs-/ Wartungsk osten (€/a)	Break Even Point ⁴¹¹ (a)	Überschus- s-strom (MWh/a)	CO ₂ Emis- sionen (kgCO ₂ eq/ a)
Status quo	0,185	0	1.360.702	0	147.333	-	0	170.654
Kosten- minimieru ng	0,161	39	1.188.626	294.776	99.286	7	50	110.969
100 % EE (PV, H ₂)	0,381	100	2.807.069	2.522.812	42.934	-	738	0
100 % EE (PV, Bat,H ₂)	0,345	100	2.538.416	2.144.002	38.186	-	421	0

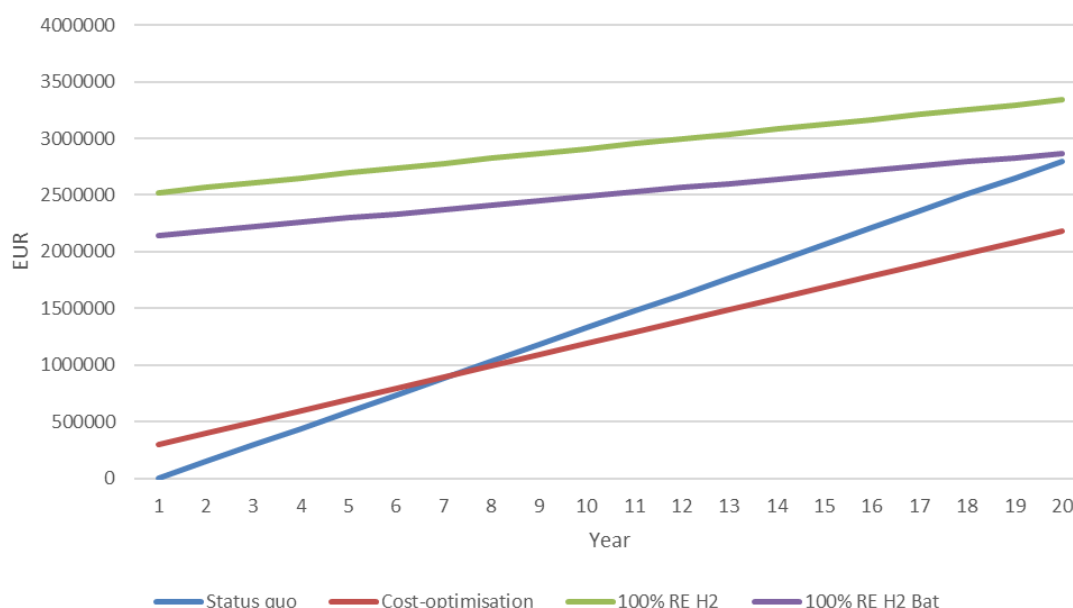
Die Stromgestehungskosten liegen für dieses Fallbeispiel zwischen 0,16 EUR/kWh und 0,38 EUR/kWh. Nur das kostenminimierende Szenario kann die Stromgestehungskosten dabei gegenüber dem Status quo senken (um 13 %). Bei beiden 100 % Erneuerbare Energie Szenarien werden Wasserstoffkapazitäten installiert, allerdings weisen diese deutlich erhöhte Stromgestehungskosten im Vergleich zur derzeitigen Stromversorgung auf. Es

⁴⁰⁹ Auf eine Projektlaufzeit von 20 Jahren gesehen, inkl. Anfangsinvestitionskosten, Wiederbeschaffungskosten, Betriebs- und Wartungskosten, Treibstoffkosten unter Berücksichtigung des Diskontierungssatzes

⁴¹⁰ Beinhaltet Kosten für alle Energiesystemkomponenten zu Beginn des Projektes (Zeitpunkt 0 Jahre), exklusive Transport- und Installationskosten

⁴¹¹ Basiert auf einem Vergleich der Anfangsinvestitionen sowie Betriebs- und Wartungskosten (inkl. Treibstoffkosten) über die Jahre

wird in diesen beiden Szenarien auch kein Break Even Punkt erreicht, d.h. die Investitionskosten für eine 100 % erneuerbare Energieversorgung amortisieren sich gegenüber der Netzstromversorgung unter den derzeitigen Preisen nicht. Bei dem kostenminimierenden Szenario wird der Break Even Punkt dagegen nach ca. 7 Jahren erreicht (wie in der folgenden Darstellung visualisiert).



Darstellung 47: Visualisierung der Berechnung des Break Even Points

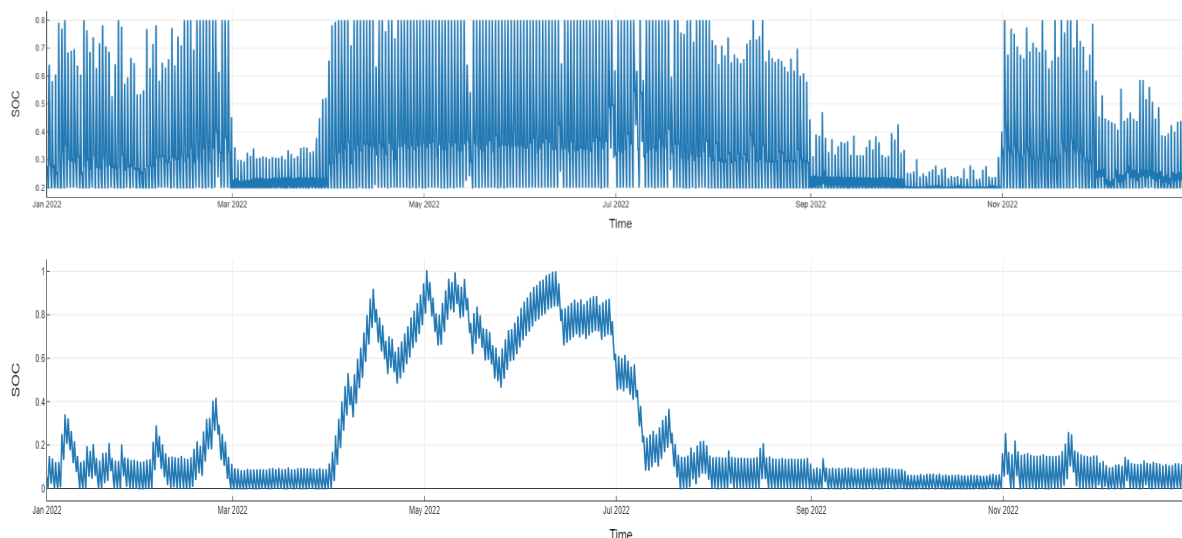
Im Vergleich zum Status quo können die CO₂ Emissionen im kostenminimierten Szenario leicht gesenkt werden. Es entsteht Überschussstrom, der perspektivisch anderweitig genutzt werden könnte (Netzeinspeisung bei entsprechenden Regularien oder Betrieb einer Meerwasserentsalzungsanlage). Für die Wasserstoffproduktion wird in diesem Fallbeispiel mit einem angenommenen Wasserbedarf von 9 l pro Kilogramm produziertem Wasserstoff⁴¹² eine Wassermenge von etwa 101.070 l (ca. 277l pro Tag) im 100 % erneuerbare Energie Szenario (PV, Batteriespeicher und Wasserstofftechnologie) benötigt und für 100 % Erneuerbare basierend auf PV und Wasserstofftechnologie 208.530 l pro Jahr (ca. 571 l pro Tag). Diese Werte beziehen sich wieder auf ein ‚worst case‘-Szenario und im Idealfall bleibt das Wasserstoffsystem ein geschlossener Zyklus.

Bei Betrachtung der Anteile der einzelnen Systemkomponenten an der Kostenverteilung (Annuitäten)⁴¹³ für das kostenminimierende Szenario, so wird deutlich, dass der Batteriespeicher den größten Kostenpunkt darstellt (71 %), gefolgt vom Wasserstoffspeicher (23 %). Der Wasserstoffspeicher weist deutlich höhere Kosten als der Elektrolyseur und die Brennstoffzelle auf, da Wasserstoff langfristig gespeichert wird und der Speicher dementsprechend groß dimensioniert werden muss.

Um die unterschiedlichen Betriebscharakteristika und Funktionen der beiden Speichertechnologien (Batterie und Wasserstoff) genauer analysieren zu können, werden im Folgenden jeweils eine Darstellung der Speicherstände über ein Jahr dargestellt. Während der Batteriespeicher (oben) starke Tagesschwankungen (Amplituden) und nahezu täglich tiefe Entladezustände aufweist, ist der Wasserstoffspeicher im Tagesverlauf weniger tief entladen, weist aber über den Jahresverlauf starke Änderungen auf. Vor allem zwischen Mai und Juli wird der Wasserstoff ins System rückverstromt, da zu diesem Zeitpunkt die Solarstrahlung geringer ist und der Batteriespeicher öfter kritische Ladezustände erreicht. Auch in diesem Fallbeispiel dient die Wasserstoffspeicherung also vor allem dem saisonalen Ausgleich der solaren Potentialschwankungen in diesem Szenario.

⁴¹² Zentrum Wasserstoff Bayern, „Wasserstoff-FAQs.“

⁴¹³ Die Annuität berücksichtigt sowohl Anfangsinvestitionen aber auch Betriebs- und Wartungskosten sowie gegebenenfalls notwendige Ersatzinvestitionen



Darstellung 48: Visualisierung des State of Charge (SOC) des Batteriespeichers (oben) und des Wasserstoffspeichers (unten) für das 100 % Erneuerbare Energie Szenario (PV, Batterie, Wasserstoff) über ein Jahr

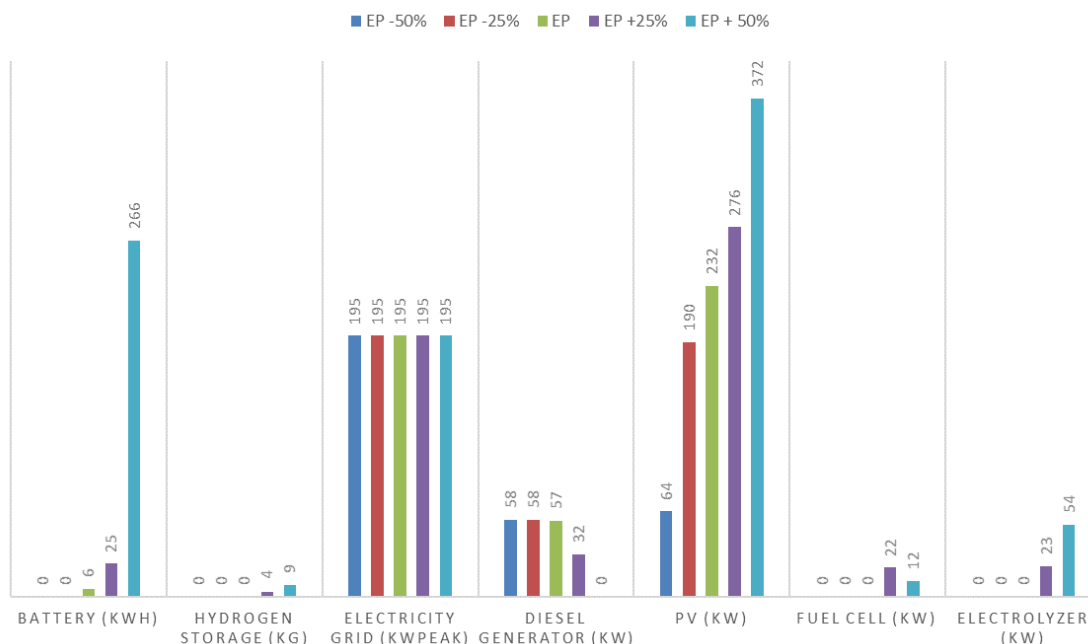
7.3.5 Sensitivitätsanalyse

7.3.5.1 Strompreis

Zunächst wurde der Einfluss des Strompreises auf die Simulationsergebnisse untersucht. Bei einem Strompreis von 0,178 EUR/kWh für dieses Fallbeispiel auf Samoa ergeben sich die folgenden Änderungen im Strompreis für die verschiedenen Sensitivitätsfälle (Strompreise von 25 % und 50 % über- bzw. unterhalb des derzeitigen Niveaus):

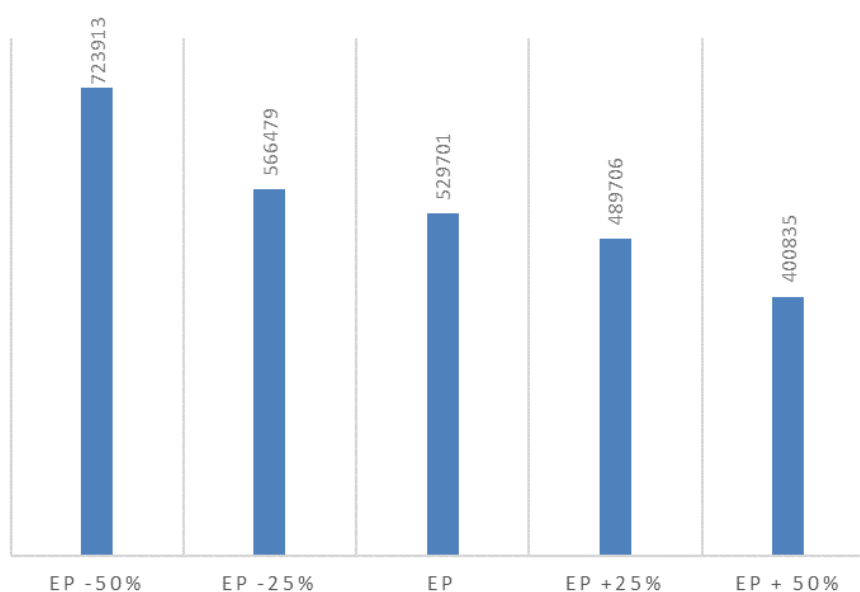
▪ +50 %	=>	0,22 EUR/kWh
▪ +25 %	=>	0,27 EUR/kWh
▪ Status quo	=>	0,178 EUR/kWh
▪ -25 %	=>	0,13 EUR/kWh
▪ -50 %	=>	0,09 EUR/kWh

In der Simulation im MVS für das kostenminimierende Szenario ergeben sich die in der folgenden Grafik visualisierten Ergebnisse. Dargestellt werden jeweils die Kapazitäten der jeweiligen Systemkomponenten. In grün (jeweils mittig) ist das Referenzszenario (Kostenminimierung) zum Vergleich dargestellt.



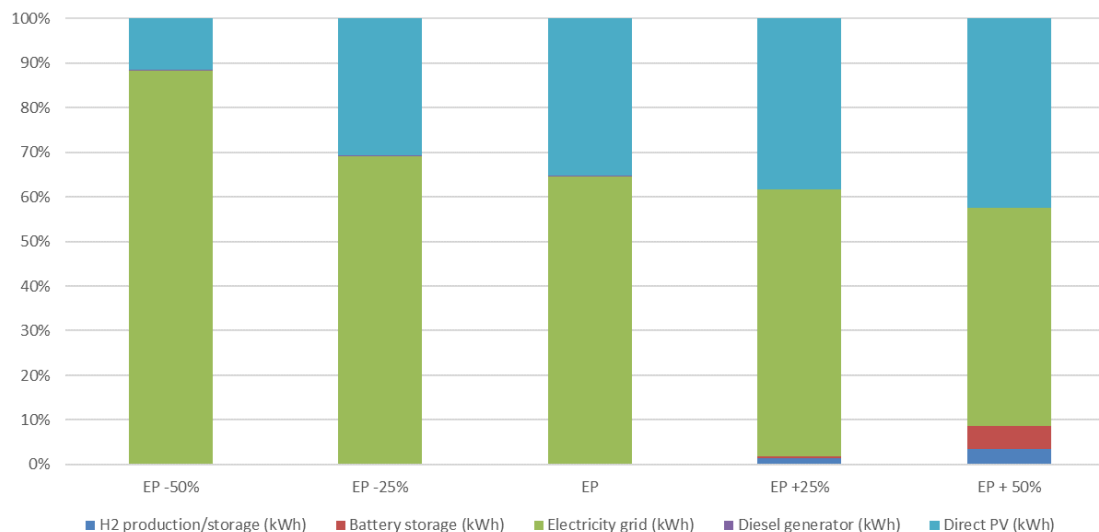
Darstellung 49: Optimierte Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Strompreisschwankungen

Die größten Veränderungen der Kapazitäten sind bei der PV und Batteriespeicherkomponente zu sehen. Mit steigenden Strompreisen (electricity prices – EP) steigen diese stark, mit sinkenden Strompreisen nehmen auch deren Kapazitäten ab. Bei Strompreissteigerungen (z.B. um 25 %) wird das Energiesystem um Wasserstofftechnologie erweitert. Die Spitzenlast wird in allen Sensitivitätsfällen aus dem Netz bezogen. Wenn der Strompreis auf Samoa sinkt, ist die wirtschaftlichste Option für das Resort die Installation einer Solaranlage (64 kW bzw. 190 kW) und der Betrieb eines Diesel-Backup-Generators von 58 kW. Speichertechnologien sind dann nicht mehr vorgesehen. Anstelle des Backup-Diesलगenerators wird ab einem Strompreisanstieg von 50 % mehr Speichertechnologie (vor allem Batterie aber auch Wasserstoff) sowie signifikant mehr PV-Kapazität empfohlen. Der Anteil des Netzstrombezugs für die vier Sensitivitätsfälle sowie das Referenzszenario (EP, kostenminimierendes Szenario) sind in der folgenden Darstellung visualisiert. Der Bezug von Netzstrom bewegt sich dabei analog zu Preiserhöhungen bzw. -rückgängen in der öffentlichen Stromversorgung.



Darstellung 50: Netzstrombezug in kWh für die berechneten Sensitivitätsfälle (Strompreisschwankungen)

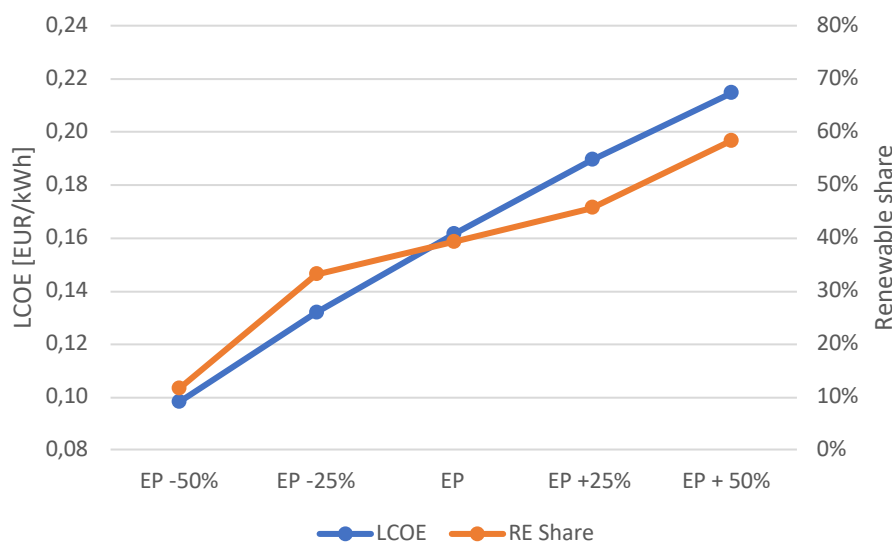
Die folgende Abbildung stellt den prozentualen Anteil der einzelnen Systemkomponenten an der Deckung des Strombedarfs dar. „Direct PV“ bezieht sich auf den PV-Strom, der direkt in das System eingespeist wird, ohne dass er in den Batteriespeicher oder den Elektrolyseur zur Wasserstoff Produktion geleitet wird.



Darstellung 51: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Strompreisschwankungen

Auch hier wird deutlich, dass der Großteil des Strombedarfs in allen Szenarien aus dem Netz gespeist wird. Je höher der Strompreis, desto geringer wird allerdings dieser Anteil und desto größer wird der Anteil an PV Direktverstromung (größeres PV-System). Speichertechnologien kommen hier erst bei Strompreissteigerungen von >25 % zum Einsatz und spielen auch in diesen Fällen nur marginale Rollen in der Deckung des Strombedarfs.

Als letzte Darstellung dieser Sensitivitätsanalyse ist die Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils der erneuerbaren Energie im System visualisiert.



Darstellung 52: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils der erneuerbaren Energie bei Strompreisschwankungen

Die Stromgestehungskosten schwanken zwischen 0,10 - 0,21 EUR/kWh (linearer Anstieg der LCOE mit dem Strompreis). Der Anteil der erneuerbaren Energien am System bewegt sich im Bereich von 12 % - 58 % (Relevanz steigt mit höheren Strompreisen) und damit vergleichsweise gering.

7.3.5.2 Investitionskosten Wasserstofftechnologie

Für die Berechnung der Sensitivitäten bezüglich Schwankungen in den Investitionskosten der Wasserstofftechnologie wurden ebenfalls Preiserhöhungen und -senkungen von 25 % und 50 % angenommen. Das ergibt folgende Änderungen der CAPEX Kosten:

Wasserstoffspeicher (ursprünglicher Preis bei 350 EUR/kg):

- +50 % => 525 EUR/kg
- +25 % => 438 EUR/kg
- -25 % => 263 EUR/kg
- -50 % => 175 EUR/kg

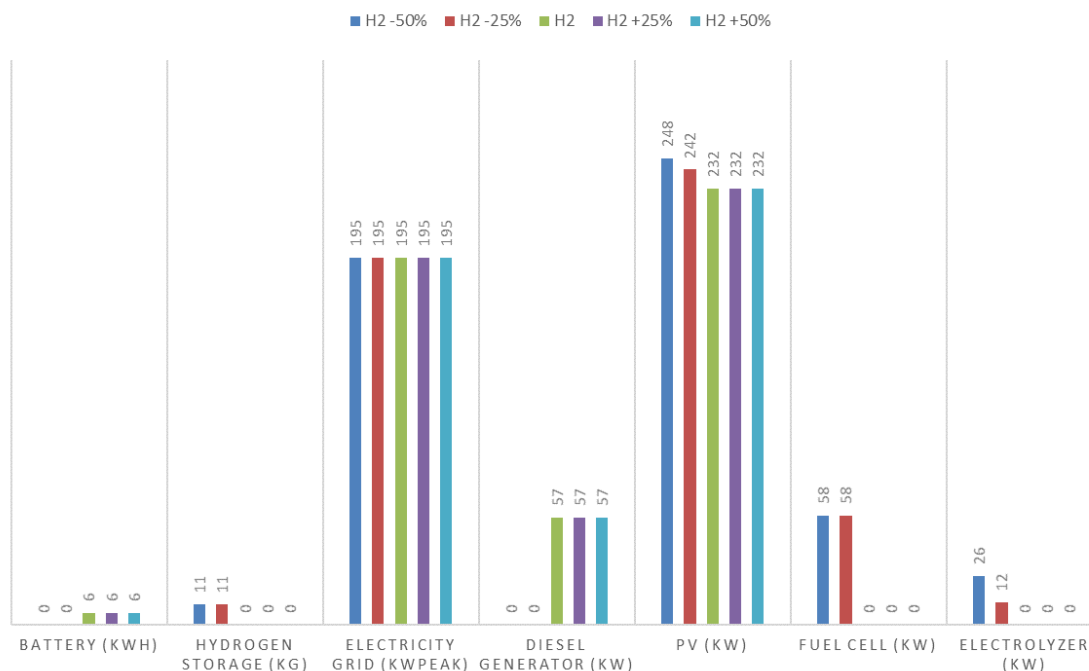
Elektrolyseur (ursprünglicher Preis bei 610 EUR/kW):

- +50 % => 915 EUR/kW
- +25 % => 763 EUR/kW
- -25 % => 458 EUR/kW
- -50 % => 305 EUR/kW

Brennstoffzelle (ursprünglicher Preis bei 870 EUR/kW):

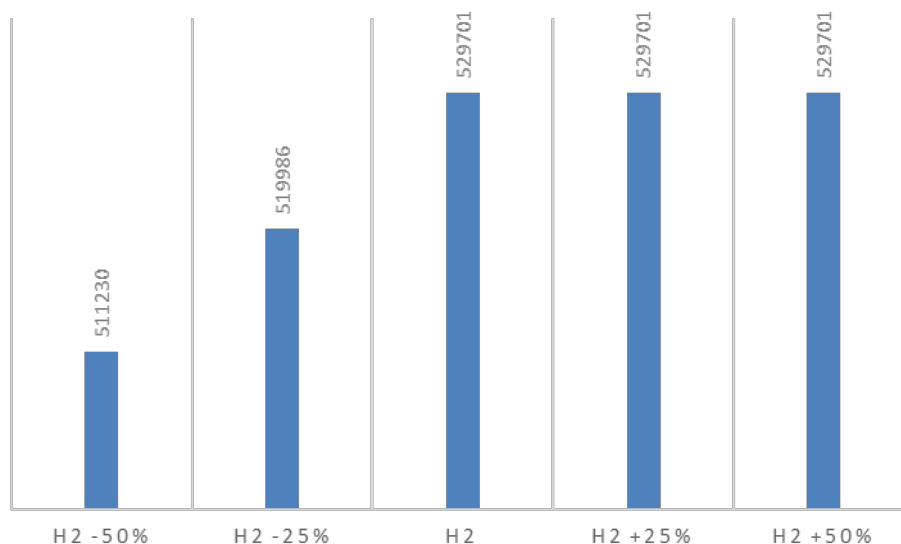
- +50 % => 1.305 EUR/kW
- +25 % => 1.088 EUR/kW
- -25 % => 653 EUR/kW
- -50 % => 435 EUR/kW

Analog zur Sensitivitätsanalyse des Strompreises wurde die Entwicklung der Kapazitäten der einzelnen Systemkomponenten bei Preisschwankungen in den Investitionskosten der Wasserstoffkomponenten dargestellt. Auch hier wurde das Referenzszenario (Kostenminimierung unter Status quo Preisen) in grün dargestellt.



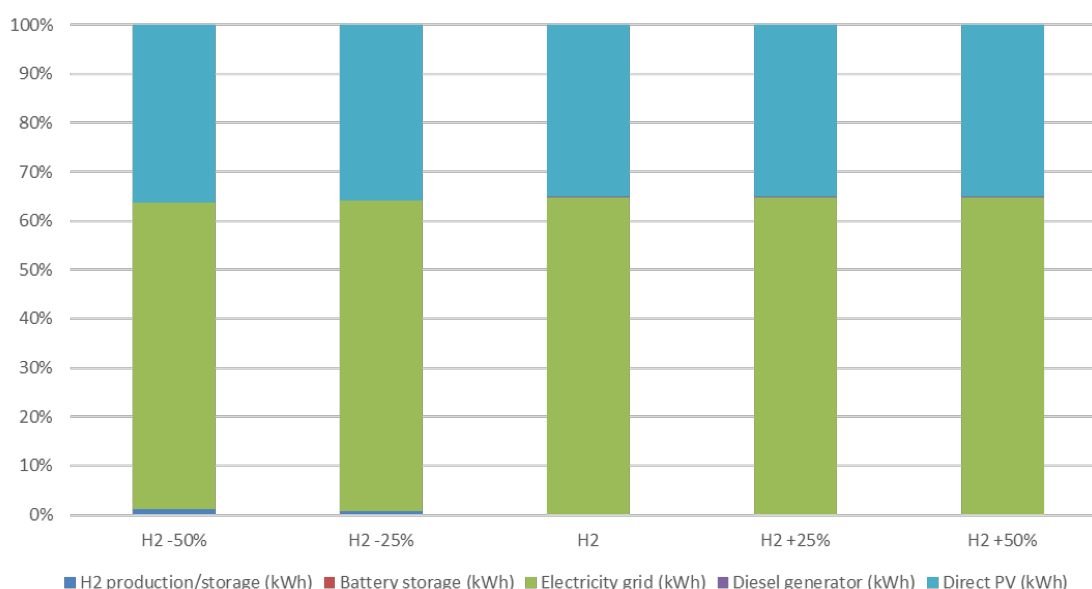
Darstellung 53: Optimierte Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten

Wenn die Preise für Wasserstoffkomponenten um 25 % oder mehr sinken, spielt Wasserstofftechnologie in diesem Fallbeispiel eine Rolle und wird Teil des empfohlenen Energiesystems als Ersatz für den Batteriespeicher und als Ergänzung der PV-Anlage und des Netzstrombezuges. Auch hier wird in allen Sensitivitätsfällen die Spitzenlast aus dem Netzstrom gespeist. Bei Betrachtung des Netzstrombezuges in kWh (folgende Darstellung) wird deutlich, dass mit sinkenden Komponentenkosten der Wasserstofftechnologie der Anteil des Netzstrombezuges sinkt (erhöhte Speisung aus zwischengespeicherter Wasserstoffrückverstromung).



Darstellung 54: Netzstrombezug in kWh für die berechneten Sensitivitätsfälle (Investitionskosten Wasserstoffkomponenten)

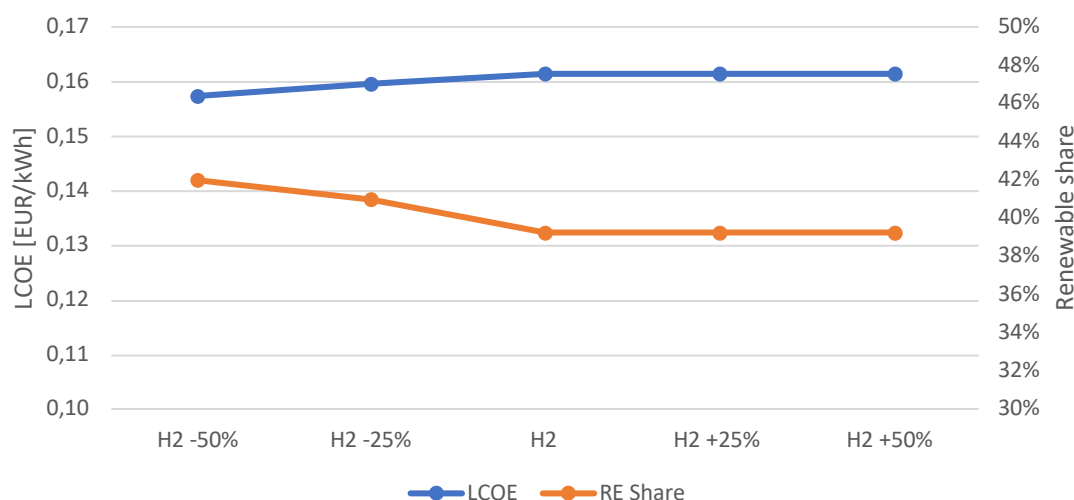
Dies wird auch anhand der folgenden Darstellung untermauert. Während der Anteil an Speisung aus dem Stromnetz mit sinkenden Wasserstoffkomponentenkosten leicht zurückgeht, steigt die Speisung aus der Brennstoffzelle.



Darstellung 55: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten

Die folgende Darstellung zeigt abschließend die Entwicklung der Stromgestehungskosten sowie des Anteils erneuerbarer Energie für die Sensitivitätsfälle. Es wird deutlich, dass die Stromgestehungskosten bei steigenden

oder sinkenden Wasserstoffkomponentenkosten vergleichsweise geringe Schwankungen zeigen. Der Anteil erneuerbarer Energie schwankt dabei zwischen 39 % und 42 % und im Vergleich zu den Strompreissensitivitäten geringer. Vergleichend lässt sich sagen, dass Schwankungen im Strompreis in diesem Fallbeispiel stärkere Einflüsse auf die Wirtschaftlichkeit bzw. die Systemkomponentenauslegung haben.



Darstellung 56: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils erneuerbarer Energie bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten

7.3.6 Fazit

Die derzeit kosteneffizienteste Lösung für das Tanoa Tusitala Dateline Resort auf Samoa ist die Installation einer PV-Anlage und eines kleinen Batteriespeichers als Ergänzung des Netzstroms und des Backup-Dieselmotors. Dieses Zusammenspiel könnte die aktuellen Strompreiskosten des Resorts um ca. 13 % senken. Beide 100 % Erneuerbare Energie Szenarien beinhalten Wasserstofftechnologie, würden die Stromkosten allerdings im Vergleich zum derzeitigen System (Netzstrom und Backup Dieselmotor) um etwa 100 % erhöhen. Wenn der Stromtarif steigt (z.B. um 25 %), wird die Anwendung der Wasserstofftechnologie wirtschaftlich sinnvoll und der Netzstrombezug wird durch PV, Batteriespeicher, Wasserstofftechnologie und den Backup Dieselmotor ergänzt. Wenn die Kosten für die Wasserstoffkomponenten sinken (z.B. um 25 %), ersetzt die Wasserstofftechnologie den Dieselmotor und den Batteriespeicher im System komplett.

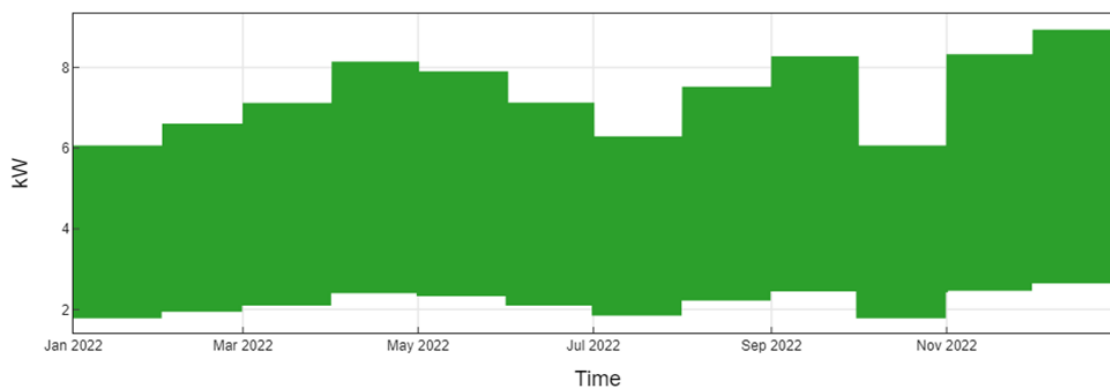
7.4 Fallbeispiel 3: Cookinseln – Motu Beachfront Villas Resort

Das Motu Beachfront Villas Resort befindet sich auf Rarotonga, der größten der Cookinseln. In unmittelbarer Nachbarschaft befindet sich die Kent Community Hall (ca. 100 m entfernt) und die Titikaveka Schule (ca. 200 Meter entfernt). Aufgrund der hohen Strom- und Dieselpreise suchen die Betreiber des Resorts nach alternativen Lösungen für ihre Stromversorgung und wollen ein Gemeinschaftsprojekt starten, indem sie das Resort, die angrenzende Schule und das Gemeindezentrum in ein gemeinsames Mini-Grid einbinden. Derzeit beziehen diese drei Institutionen Netzstrom, welcher sehr zuverlässig ist und keine Ausfälle zu verzeichnen hat. Im Nachfolgenden werden zunächst alle wichtigen Input Parameter für dieses Fallbeispiel vorgestellt. Danach gibt es einen kurzen Überblick über die wichtigsten Ergebnisse der Energiesystemmodellierung für das Resort.

7.4.1 Stromverbrauch

7.4.1.1 Motu Beachfront Villas Resort

Die Lastabschätzung für das Motu Beachfront Villas Resort basiert auf einer vom Resort zur Verfügung gestellten monatlichen Stromrechnung für den Zeitraum von einem Jahr. Auf dieser Grundlage wurde unter Annahme von zwei Lastspitzen pro Tag (Frühstück und Einbruch der Dunkelheit/Rückkehr der Gäste) ein möglicher Lastgang simuliert. Die folgende Darstellung visualisiert die monatlichen Schwankungen im Stromverbrauch des Resorts basierend auf der vorliegenden Stromabrechnung.



Darstellung 57: Jährlicher Lastgang für das Motu Beachfront Villas Resort

Die wichtigsten Bedarfscharakteristika des Stromverbrauchs sind in der untenstehenden Tabelle aufgeführt.

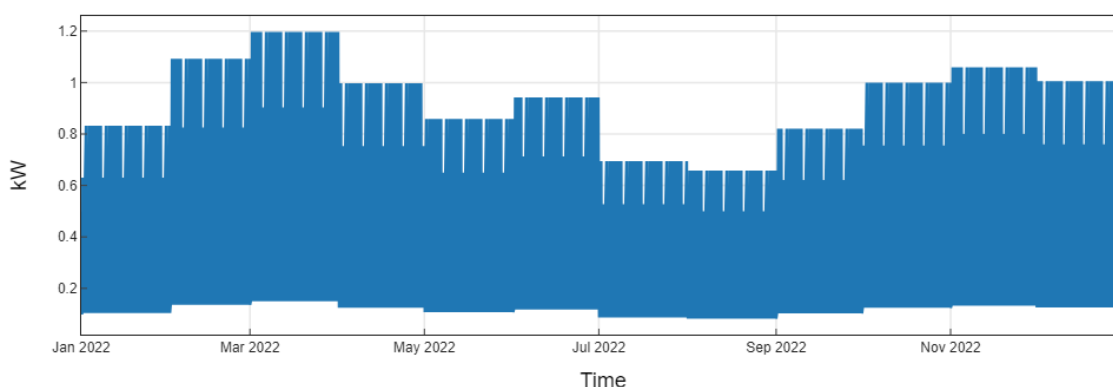
Tabelle 18: Lastbedarf Motu Beachfront Villas Resort

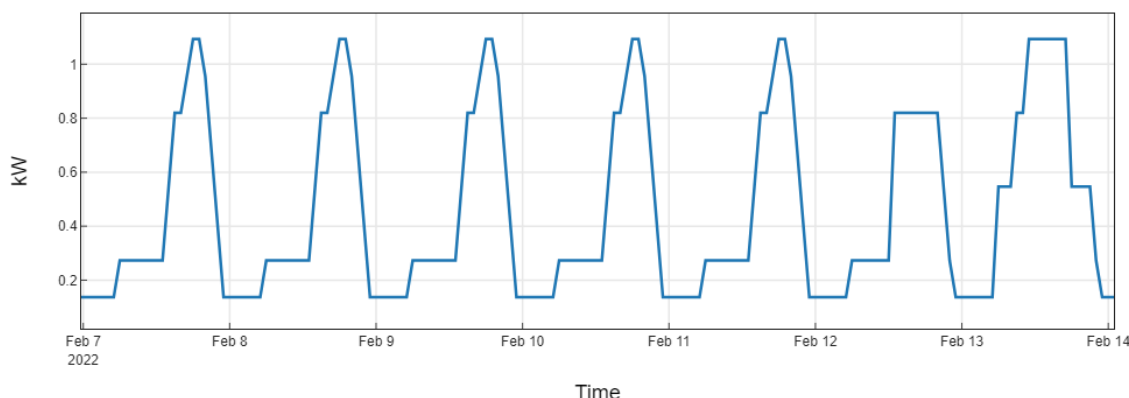
Parameter	Einheit	Wert
Lastspitze	kW	8,9
Durchschnittlicher Verbrauch	kW	4,7
Jahresverbrauch	kWh	40,864

7.4.1.2 Kent Community Hall (Gemeindezentrum)

Die Lastabschätzung für das Gemeindezentrum basiert auf einer zur Verfügung gestellten monatlichen Stromrechnung für den Zeitraum von einem Jahr.

Auf dieser Grundlage wurde ein möglicher Lastgang simuliert. Dabei wurde die Annahme getroffen, dass sich der Verbrauch wochentags erstmals um 14:30 Uhr erhöht (Aktivitäten von Schüler*innen) und dann am Abend die Lastspitze gegen 19:00 Uhr gibt (Aktivitäten der Erwachsenen und Gemeindetreffen) erreicht wird. Für das Wochenende wurde angenommen, dass sich der Stromverbrauch bereits früher am Tag steigert und es sonntags generell mehr Aktivitäten als am Samstag gibt. Die folgenden Darstellungen visualisieren die monatlichen Schwankungen im Stromverbrauch des Gemeindezentrums basierend auf der vorliegenden Stromabrechnung (oben) und den angenommenen Lastgängen von Wochentagen und Wochenenden (unten).





Darstellung 58: Jährlicher Lastgang (oben) und wöchentlicher Lastgang (unten) für die Kent Community Hall

Die wichtigsten Bedarfscharakteristika des Stromverbrauchs des Gemeindezentrums sind in der untenstehenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 19: Lastbedarf Kent Community Hall

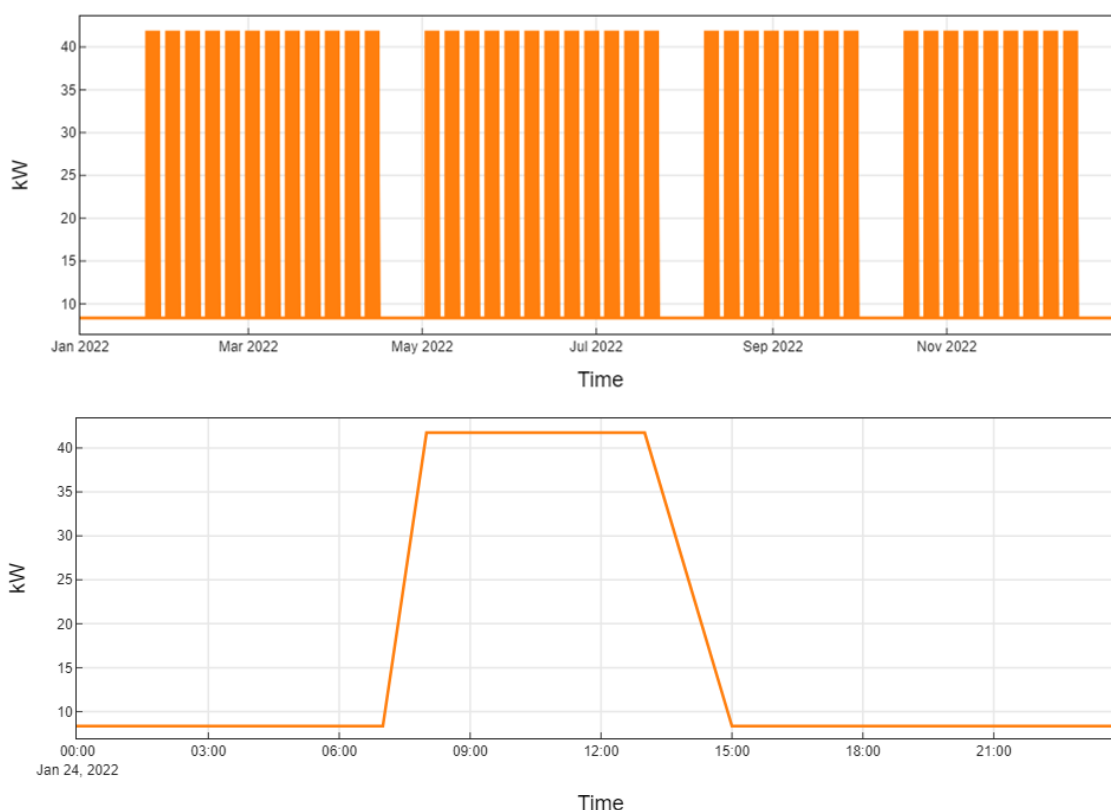
Parameter	Einheit	Wert
Lastspitze	kW	1,2
Durchschnittlicher Verbrauch	kW	0,39
Jahresverbrauch	kWh	3,416

7.4.1.3 Titikaveka Schule

Für die Lastabschätzung der Titikaveka Schule lagen weder eine Stromabrechnung noch sonstige Angaben vor. Lediglich die Unterrichtszeiten von 8:00 bis 14:30 Uhr und die Anzahl der Schüler*innen (120) waren bekannt. Laut einer Studie benötigt jede*r Schüler*in ca. 2,5 m² Platz im Klassenzimmer und die Schulgröße berechnet sich infolgedessen aus der doppelten Anzahl dieses Platzbedarfes (für die Bibliothek, Sporträume etc.).⁴¹⁴ Für 120 Schüler*innen ergibt sich demnach eine Gesamtfläche der Schule von 600 m². Unter Annahme von Zahlen des Herfordshire Councils, dass eine Schule einen Stromverbrauch von ca. 196 kWh/m² pro Jahr hat, ergibt sich ein Jahresverbrauch von 117.600 kWh.⁴¹⁵ In die Erstellung des Schullastprofils wurden des Weiteren die staatlichen Ferienzeiten der Cookinseln berücksichtigt. Damit ergaben sich die in der folgenden Darstellung visualisierten Lastprofile für die Titikaveka Schule.

⁴¹⁴ Waheed Sarfraz Malik, "Planning a New School," The International Educator, May 26, 2015, <https://www.tieonline.com/article/1615/planning-a-new-school>.

⁴¹⁵ Herfordshire Council, "Guide for Schools on Energy Savings and Carbon Reduction," 2020, <https://www.herefordshire.gov.uk/downloads/file/21182/guide-for-schools-on-energy-savings-and-carbon-reduction#:~:text=In%20the%20UK%20110kWh%2Fm2,is%20196kWh%2Fm2%2Fyear>.



Darstellung 59: Jährlicher Lastgang (oben) und täglicher Lastgang (unten) für die Titikaveka Schule

Die wichtigsten Bedarfscharakteristika des Stromverbrauchs des Gemeindezentrums sind in der untenstehenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 20: Lastbedarf Titikaveka Schule

Parameter	Einheit	Wert
Lastspitze	kW	41,7
Durchschnittlicher Verbrauch	kW	13,4
Jahresverbrauch	kWh	117.600

7.4.2 Solarpotential

Das Online-Tool "Renewables.ninja"⁴¹⁶ wurde verwendet, um die stündliche Stromerzeugung von PV-Anlagen für den Standort des Motu Beachfront Villas Resorts zu berechnen. Das Tool berücksichtigt Wetterinformationen und -daten, insbesondere die Sonneneinstrahlung an spezifischen Standorten, und wandelt sie mit Hilfe des GSEE-Modells (Global Solar Energy Estimator) in Stromerzeugung um (Pfenninger und Staffell, 2016).⁴¹⁷ Die gewählten Koordinaten sind der Standort des Resorts, und die optimalen Neigungs- und Azimut Winkel wurden anhand des Standorts berechnet und sind in untenstehender Tabelle aufgeführt.

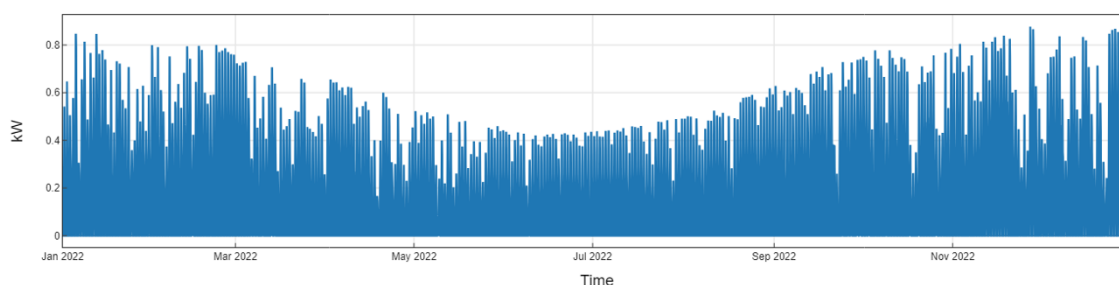
Tabelle 21: Motu Beachfront Villas Resort

Koordinaten (Lat., - Long.)	-21.271524967753574, - 159.75873575301432
Neigungswinkel	21,9 °
Azimut Winkel	0 ° (geo. Norden)

⁴¹⁶ Imperial College London, ETH Zürich, "Renewables.Ninja - Solar Photovoltaic Power (PV)."

⁴¹⁷ S. Pfenninger and I. Staffell, "Long-Term Patterns of European PV Output Using 30 Years of Validated Hourly Reanalysis and Satellite Data."

Die folgende Darstellung veranschaulicht das spezifische PV-Potenzial im Laufe eines Jahres. Das Jahrespotenzial beträgt 1.401 kWh/kWp, wobei die Spitzenproduktion in den Wintermonaten auftritt und bis zu 0,88 kW/kWp erreicht.



Darstellung 60: Jährliches Solarpotential für das Motu Beachfront Villas Resort

7.4.3 Standortspezifische Input Parameter

Die zur Berechnung der Szenarien wichtigen standortspezifischen Inputparameter sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Die Angaben basieren dabei auf den Informationen, die durch das Resort bereitgestellt wurden und eigener Recherche.

Tabelle 22: Inputparameter Motu Beachfront Villas Resort

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Weighted average cost of capital (WACC)	%	6,622	ADB ⁴¹⁸ , verifiziert von Resort
Strompreis	EUR/kWh	0,50	Abrechnung bereitgestellt von Resort
Dieselpreis	EUR/l	1,50	Abrechnung bereitgestellt von Resort

7.4.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Für die Stromversorgung des Motu Beachfront Villas Resort, der Kent Community Hall und der Titikaveka Schule ist die Installation einer PV-Anlage, eines Batteriespeichers und Wasserstofftechnologie als Ergänzung zur Netzstromversorgung rentabel, da dies die Stromkosten langfristig um 53 % senken würde. Der Break Even Point wird dabei bereits nach 5 Jahren erreicht.

Im Folgenden werden die Ergebnisse für drei berechnete Szenarien zusammenfassend dargestellt. Die folgende Tabelle listet dabei die relevanten Energiesystemkomponenten und deren in den jeweiligen Szenarien installierten Kapazitäten auf.

⁴¹⁸ Asian Development Bank (ADB), "Economic and Financial Analysis," 2022, <https://www.adb.org/sites/default/files/linked-documents/50110-001-efa.pdf>.

Tabelle 23: Evaluation Motu Beachfront Villas Resort

Komponente (Einheit)/ Szenario	Dieselgenera- tor (kW)	PV (kWp)	Batteriespeicher (kWh)	Elektrolyseur (kW)	Brennstoff- zelle (kW)	Wasserstoff- speicher (kg H ₂)	Netzstrom (Lastspitze) (kW)
Status quo	-	-	-	-	-	-	51
Kosten- minimierung	-	185	127	42	8	18	51
100 % EE (PV,H ₂)	-	340	-	95	38	116	-
100. % EE (PV,Bat,H ₂)	-	253	270	28	8	103	-

Neben den Auslegungsparametern ist es wichtig, wirtschaftliche und ökologische Indikatoren in der Analyse der verschiedenen Szenarien zu berücksichtigen. Diese Parameter sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst und in Darstellung 61 wird die Berechnung des Break Even Points visualisiert.

Tabelle 24: Szenarien Parameter Motu Beachfront Villas Resort

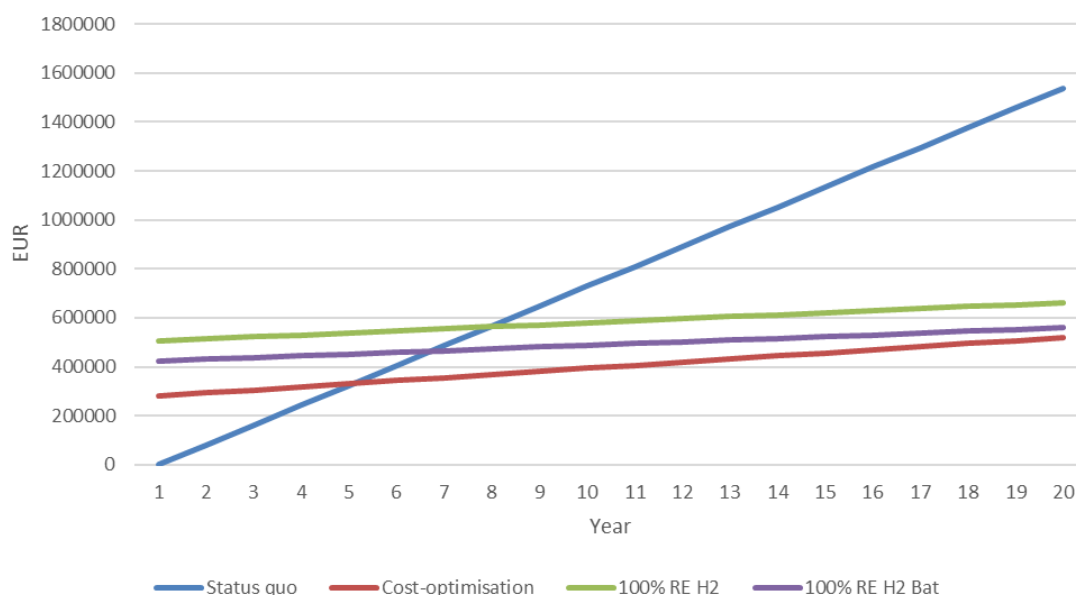
Kennzahl (Einheit)/ Szenario	LCOE (€/kWh)	EE-Anteil (%)	Kapitalwert (NPV) ⁴¹⁹ (€)	Initiale Investitions- kosten ⁴²⁰ (€)	Betriebs-/ Wartungs- kosten (€/a)	Break Even Point ⁴²¹ (a)	Überschuss- strom (MWh/a)	CO ₂ Emissionen (kgCO ₂ eq/ a)
Status quo	0,50	0	883.399	0	80.940	-	0	33.509
Kosten- minimierung	0,23	94	411.709	281.010	12.560	5	40,8	3.259
100 % EE (PV,H ₂)	0,32	100	561.058	505.540	8.255	8	179,3	0
100 % EE (PV,Bat,H ₂)	0,28	100	502.124	423.361	7.152	7	117,6	0

Die Stromgestehungskosten (LCOE) liegen in diesem Fallbeispiel zwischen 0,23 EUR/kWh und 0,50 EUR/kWh, wobei alle berechneten Szenarien die Stromkosten gegenüber der derzeitigen Stromversorgung senken können. Beide 100 % Erneuerbare Energie Szenarien beinhalten Wasserstofftechnologie und führen durch die hohen Strompreise vor Ort langfristig zu Kosteneinsparungen im Vergleich mit dem Status Quo. Der Break Even Point wird bereits nach 5 Jahren im kostenminimierenden Szenario erreicht, bei den Erneuerbare Energie Szenarien nach 7 Jahren (PV, Batterie, Wasserstofftechnologie) bzw. 8 Jahren (PV und Wasserstofftechnologie), wie in nachfolgender Abbildung dargestellt.

⁴¹⁹ Auf eine Projektlaufzeit von 20 Jahren gesehen, inkl. Anfangsinvestitionskosten, Wiederbeschaffungskosten, Betriebs- und Wartungskosten, Treibstoffkosten unter Berücksichtigung des Diskontierungssatzes

⁴²⁰ Beinhaltet Kosten für alle Energiesystemkomponenten zu Beginn des Projektes (Zeitpunkt 0 Jahre), exklusive Transport- und Installationskosten

⁴²¹ Basiert auf einem Vergleich der Anfangsinvestitionen sowie Betriebs- und Wartungskosten (inkl. Treibstoffkosten) über die Jahre



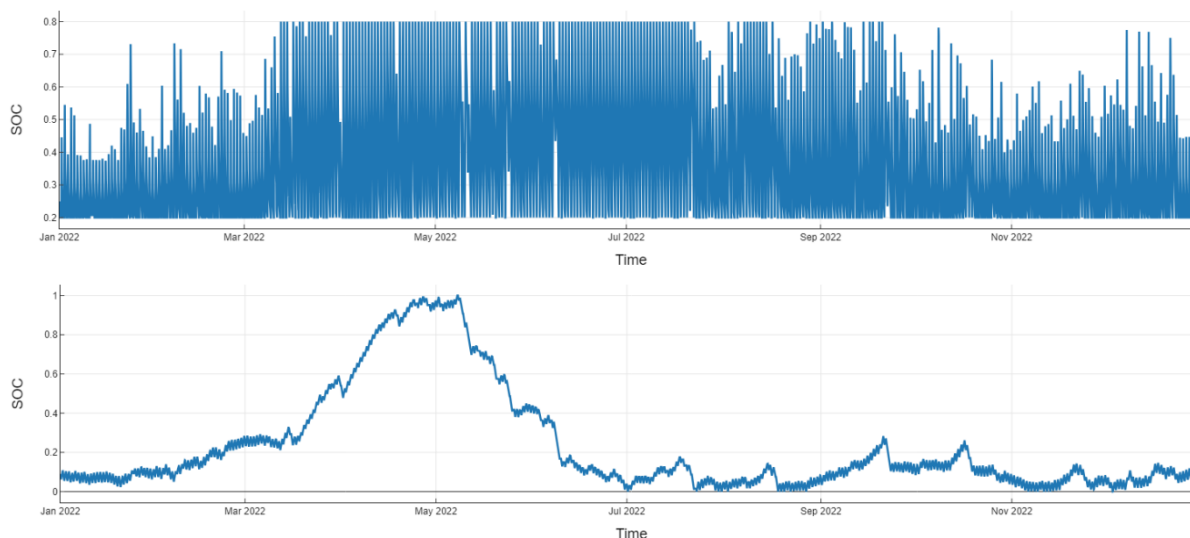
Darstellung 61: Visualisierung der Berechnung des Break Even Points

Im Vergleich zum Status Quo können die CO₂ Emissionen im kostenminimierten Szenario um 90 % gesenkt werden. Es entsteht Überschussstrom, der perspektivisch anderweitig genutzt werden könnte (Netzeinspeisung bei entsprechenden Regularien oder Betrieb einer Meerwasserentsalzungsanlage). In diesem Fallbeispiel wird für die Wasserstoffproduktion bei einem angenommenen (hohen) Wasserbedarf von 9 Litern pro Kilogramm produzierten Wasserstoffs eine Wassermenge von etwa 14.400 Litern (ca. 39 Liter pro Tag) für das Szenario mit 100 % erneuerbaren Energien (PV, Batteriespeicher und Wasserstofftechnologie) benötigt. Für das Szenario mit 100 % erneuerbaren Energien, basierend auf PV und Wasserstofftechnologie, beläuft sich der Wasserbedarf auf 32.670 Liter pro Jahr (ca. 90 Liter pro Tag).

Bei den Anteilen der einzelnen Systemkomponenten an der Kostenverteilung (Annuitäten⁴²²) für das kostenminimierende Szenario steht die Investition in die PV-Anlage an erster Stelle (52 %), gefolgt vom Strompreisanteil (Netzspeisung) mit 21 % und dem Batteriespeicher mit 15 %. Die Wasserstofftechnologie trägt nur mit 12 % zu den Gesamtkosten bei (jeweils 2 % Speicher und Brennstoffzelle und 8 % Elektrolyseur).

Um die unterschiedlichen Betriebscharakteristika und Funktionen der Speichertechnologien (Batterie und Wasserstoff) genauer analysieren zu können, werden im Folgenden die Speicherstände (SOC) der beiden Technologien über ein Jahr dargestellt.

⁴²² Die Annuität berücksichtigt sowohl Anfangsinvestitionen aber auch Betriebs- und Wartungskosten sowie gegebenenfalls notwendige Ersatzinvestitionen



Darstellung 62: Visualisierung des State of Charge (SOC) des Batteriespeichers (oben) und des Wasserstoffspeichers (unten) für das 100 % Erneuerbare Energie Szenario (PV, Batterie, Wasserstoff) über ein Jahr

Ähnlich wie bei den ersten beiden untersuchten Fallbeispielen übernimmt der Batteriespeicher die Funktion, kurzfristige Schwankungen in der Stromerzeugung auszugleichen, während der Wasserstoffspeicher eher saisonale Schwankungen mit einer deutlichen Spitze im Mai ausgleicht.

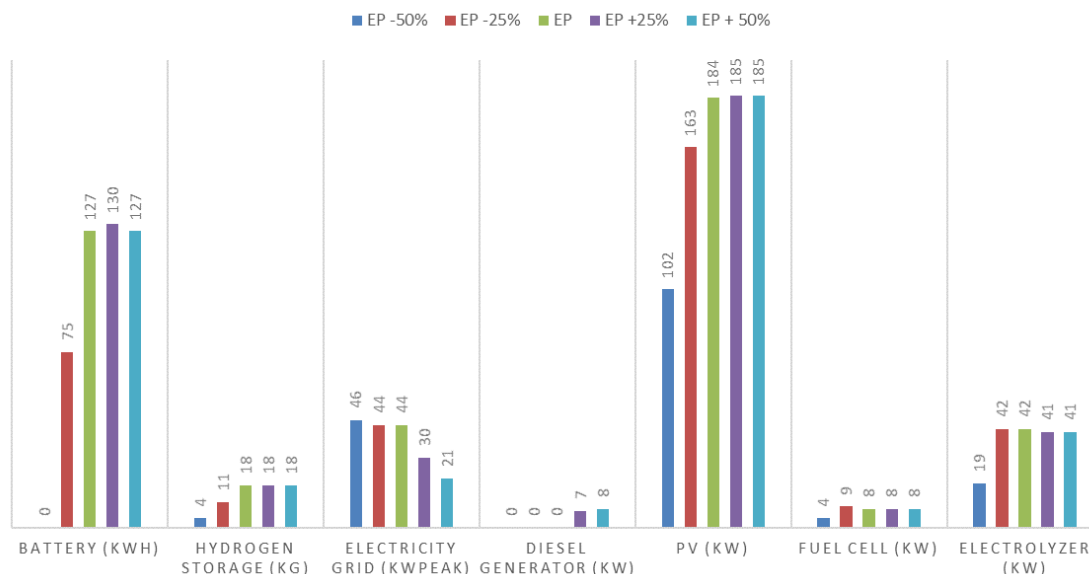
7.4.5 Sensitivitätsanalyse

7.4.5.1 Strompreis

Zunächst wurde der Einfluss schwankender Strompreise (electricity prices – EP) auf die Simulationsergebnisse untersucht. Bei einem aktuellen Strompreis von 0,50 EUR/kWh wie in diesem Fallbeispiel ergeben sich die folgenden Abweichungen (25 % bzw. 50 % höhere oder niedrigere Strompreise):

▪ +50 %	=>	0,75 EUR/kWh
▪ +25 %	=>	0,63 EUR/kWh
▪ Status Quo	=	0,50 EUR/kWh
▪ -25 %	=>	0,38 EUR/kWh
▪ -50 %	=>	0,25 EUR/kWh

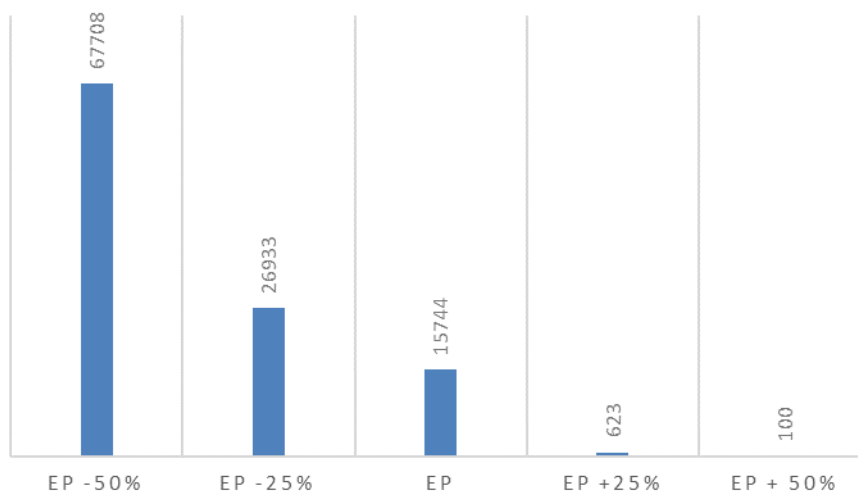
Unter Annahme dieser Werte im MVS für das kostenminimierende Szenario laufen, ergeben sich die in der folgenden Grafik dargestellten Ergebnisse. Visualisiert werden hier die zu installierenden Kapazitäten der jeweiligen Systemkomponenten. Jeweils mittig findet sich das Referenzszenario (Kostenminimierung bei Status quo Preisen) zum Vergleich:



Darstellung 63: Optimierte Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Strompreisschwankungen

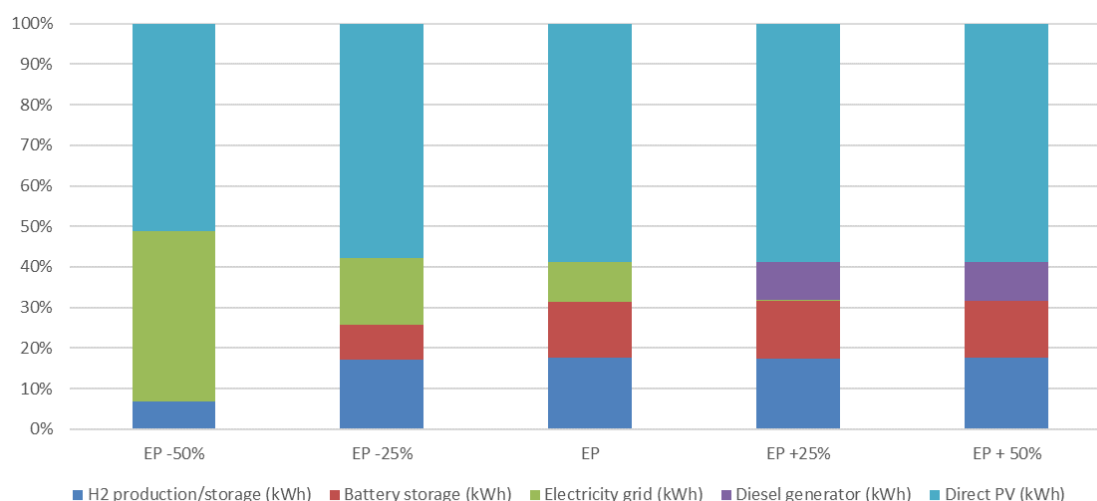
Die größten absoluten Kapazitätsschwankungen sind somit bei der Solaranlage und dem Batteriespeicher zu beobachten. Da bereits im Ausgangsszenario große Kapazitäten dieser Komponenten empfohlen werden, kommt es bei einem Anstieg der Strompreise dabei nur zu geringen Abweichungen vom Status quo, während ihre Rolle bei sinkenden Strompreisen deutlich kleiner dimensioniert wird. Im, beim aktuellen Strommix unwahrscheinlichen, Fall einer Halbierung der Strompreise fallen die Batteriespeicherkapazitäten dabei sogar vollständig aus dem System. Auch bei den Wasserstoffkomponenten, die in den sonstigen Sensitivitätsfällen zumeist ähnlich groß dimensioniert werden, gibt es bei einer solchen drastischen Strompreisreduktion deutliche Einschnitte. Der Neubau eines Dieselgenerators wird vom Modell nur bei ansteigenden Strompreisen empfohlen, wobei hier unbeachtet bleibt, ob der Stromkostenanstieg durch höhere Kraftstoffpreise (und somit auch höheren Betriebskosten für den Generator) hervorgerufen wird.

Im Gegensatz zum zuvor betrachteten Fallbeispiel mit Netzanschluss (Samoa) kommt es in diesem Fall auch zu Schwankungen der aus dem Netz gespeisten Lastspitzen, da der Anteil der vom Netz gedeckten Lastspitzen bei einem weiteren Anstieg der, auf den Cookinseln bereits sehr hohen, Netzstromkosten sinkt. Dies lässt sich auch auf den Gesamtverbrauch aus dem Netz übertragen, wie die folgende Abbildung zeigt.



Darstellung 64: Netzstrombezug in kWh für die berechneten Sensitivitätsfälle (Strompreisschwankungen)

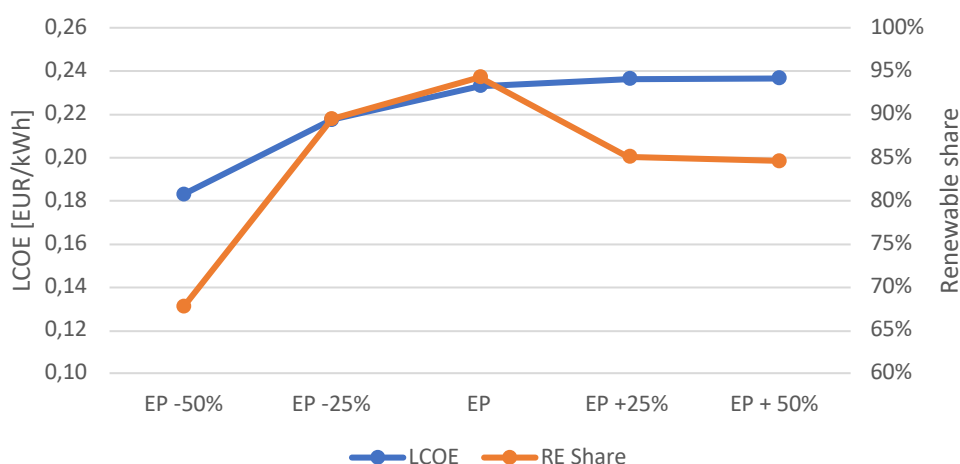
Die folgende Abbildung stellt den prozentualen Anteil der einzelnen Systemkomponenten an der Deckung des Strombedarfs dar. „Direct PV“ bezieht sich auf den PV-Strom, der unmittelbar in das System eingespeist wird, ohne dass er in den Batteriespeicher oder den Elektrolyseur zur Wasserstoffproduktion geleitet wird.



Darstellung 65: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Strompreisschwankungen

In jedem der dargestellten Fälle wird der größte Anteil des Strombedarfs so unmittelbar durch die PV-Anlage gedeckt. Bei sinkenden Strompreisen steigt dabei der Anteil der Netzstromversorgung, bei steigenden Strompreisen wird dieser Anteil zunehmend durch einen Mix aus Batteriespeicher, Dieseldgenerator und Wasserstofftechnologie ersetzt. Der durch Wasserstofftechnologie gedeckte Anteil bleibt, außer im Falle stark einbrechender Strompreise, in den meisten betrachteten Fällen konstant.

Als letzte Darstellung dieser Sensitivitätsanalyse ist die Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils erneuerbarer Energie im System visualisiert.



Darstellung 66: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils erneuerbarer Energie bei Strompreisschwankungen

Die LCOE bewegen sich zwischen 0,18 und 0,24 EUR/kWh (je höher der Strompreis, desto höher die Stromgestehungskosten). Aufgrund der zunehmenden Unabhängigkeit des Systems bleiben diese bei steigenden Strompreisen jedoch dabei nahezu konstant.

Der Anteil erneuerbarer Energieträger bleibt im Bereich von 65 % - 94 %, mit dem höchsten Anteil im Status quo. Durch das Einsetzen eines Dieselgenerators (Problem möglicher Korrelationen oben beschrieben) sinkt dieser Anteil bei hohen Strompreisen wieder, bleibt bei einer weiteren Preissteigerung aber konstant.

7.4.5.2 Investitionskosten Wasserstofftechnologie

Analog zur Sensitivitätsanalyse der Strompreise wurden die Auswirkungen von Preisschwankungen bei den Wasserstoffkomponenten auf die im System empfohlenen Kapazitäten simuliert. Für die Berechnung der Sensitivitäten wurden dabei ebenfalls Preiserhöhungen und -rückgänge von 25 % und 50 % angenommen. Das ergibt folgende Änderungen der CAPEX Kosten:

Wasserstoffspeicher (ursprünglicher Preis bei 350 EUR/kg):

- +50 % => 525 EUR/kg
- +25 % => 438 EUR/kg
- -25 % => 263 EUR/kg
- -50 % => 175 EUR/kg

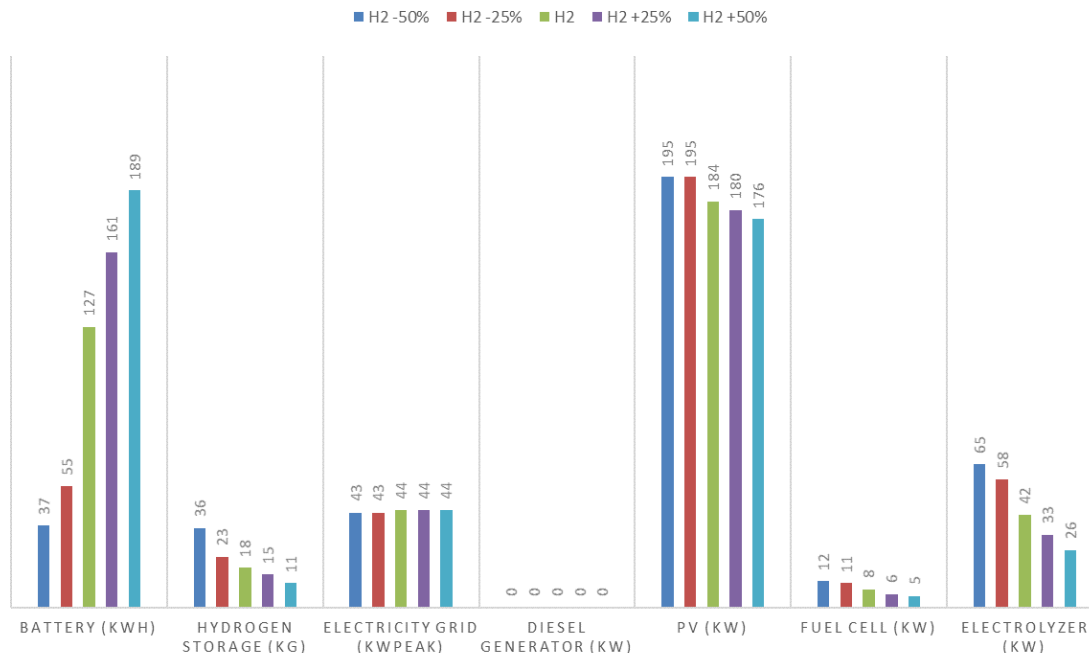
Elektrolyseur (ursprünglicher Preis bei 610 EUR/kW):

- +50 % => 915 EUR/kW
- +25 % => 763 EUR/kW
- -25 % => 458 EUR/kW
- -50 % => 305 EUR/kW

Brennstoffzelle (ursprünglicher Preis bei 870 EUR/kW):

- +50 % => 1.305 EUR/kW
- +25 % => 1.088 EUR/kW
- -25 % => 653 EUR/kW
- -50 % => 435 EUR/kW

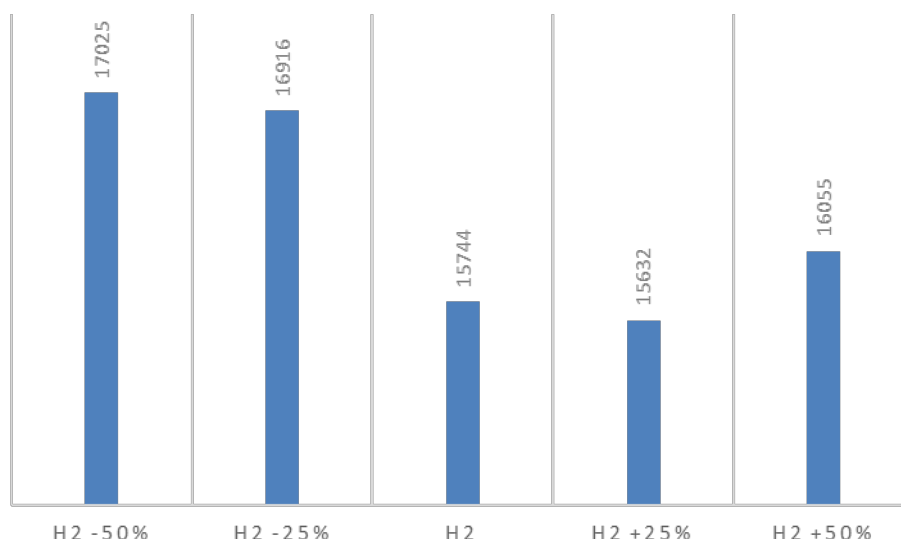
Auch hier wurde das Referenzszenario (Kostenminimierung unter Status quo Preisen) in grün dargestellt:



Darstellung 67: Optimierte Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten

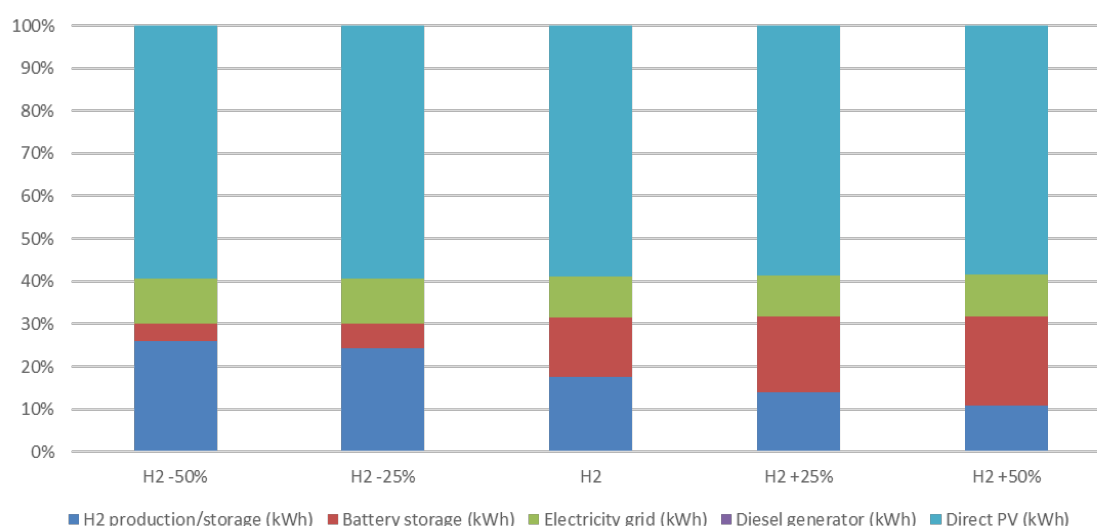
Demnach steigt mit den Investitionskosten in Wasserstofftechnologien der Bedarf an Batteriespeicher als Alternative stark an. Anders als im Fall schwankender Strompreise wird ein Dieselgenerator dagegen in keinem der Fälle neu in das System integriert. Auch die Deckung der Lastspitzen aus dem Netz bleibt im Gegensatz zur

vorherigen Sensitivitätsanalyse weitestgehend konstant. In der folgenden Abbildung der Netzstrombezüge wird deutlich, dass deren Anteile bei einem Preistrückgang der Wasserstoffkomponenten steigen und gleichzeitig bei höheren Investitionskosten zunächst zurückgehen, um dann wieder leicht anzusteigen. Insgesamt kommt es dabei zu Schwankungen von maximal 1.393 kWh.



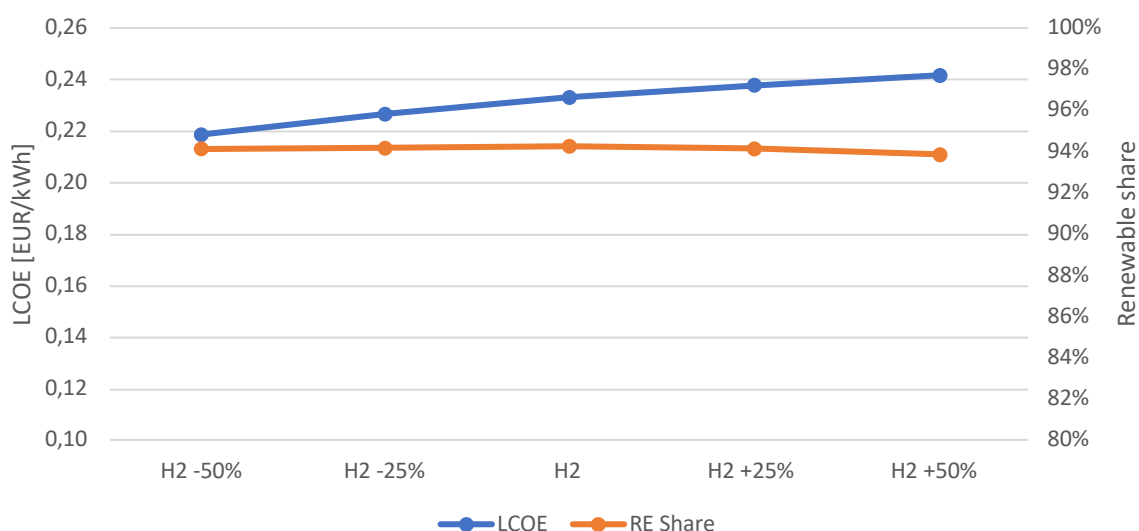
Darstellung 68: Netzstrombezug in kWh für die berechneten Sensitivitätsfälle (Investitionskosten Wasserstoffkomponenten)

Auf das gesamte System bezogen bleibt der Anteil an der Bedarfsdeckung aus dem Stromnetz (grün) somit weitestgehend konstant, ebenso wie die Direktverstromung aus der PV-Anlage. Ausgehend von nahezu gleichen Anteilen im Status quo, verändert sich dagegen die Wahl der Speichertechnologie analog zu den Komponentenkosten in beide Richtungen. Dabei fällt jedoch in keinem der Extremszenarien eine der Technologien vollständig aus dem System, was das Zusammenspiel aus Batterie- und Wasserstoffspeicher unterstreicht.



Darstellung 69: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten

Abschließend zeigt die folgende Darstellung sowohl die Entwicklung der Stromgestehungskosten als auch den Anteil erneuerbarer Energieträger in den jeweiligen Sensitivitätsfällen. Dabei wird deutlich, dass die LCOE weitestgehend konstant (zw. 0,22 und 0,24 EUR/kWh) bleiben und auch bei hohen Komponentenkosten nur gering ansteigen, während der Anteil Erneuerbarer bei 94 % stagniert. Dies verdeutlicht, analog zur vorherigen Darstellung, den konstanten Anteil von Speichertechnologien im System, unabhängig von deren Zusammensetzung.



Darstellung 70: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils der erneuerbaren Energien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten

7.4.6 Fazit

Für die Stromversorgung des Motu Beachfront Villas Resorts, der Kent Community Hall und der Titikaveka Schule ist die Installation eines Systems aus PV, Batteriespeichern und Wasserstofftechnologie rentabel und würde die Stromkosten langfristig mehr als halbieren (- 53 %).

Auch bei Vorhandensein von Batterien und einem Anstieg der Komponentenpreise sehen sämtliche Szenarien einen Einsatz von Wasserstofftechnologien vor. Dabei nimmt die installierte Kapazität jedoch bei stark sinkenden Strompreisen oder hohen Investitionskosten ab, in beiden Fällen werden als Alternative zusätzliche Batteriespeicherkapazitäten installiert.

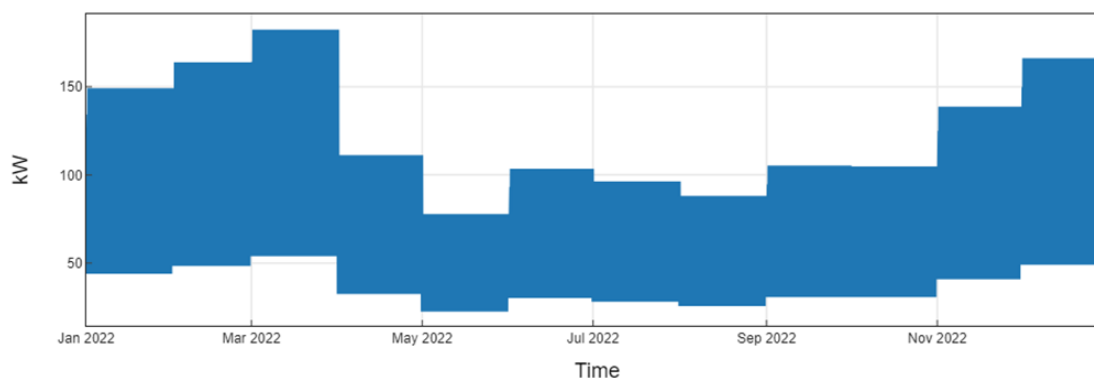
7.5 Fallbeispiel 4: Tonga – Tanoa International Dateline Resort

Das Drei-Sterne Tanoa International Dateline Resort befindet sich in der Hauptstadt von Tonga (Nuku'alofa). Es ist an das nationale Stromnetz angeschlossen, besitzt und betreibt allerdings für gelegentlich vorkommende Netzstromausfälle (ein bis zweimal pro Monat für 2-3 Stunden) einen Backup Dieselgenerator.

Im Nachfolgenden werden zunächst alle wichtigen Input Parameter für dieses Fallbeispiel vorgestellt. Danach gibt es einen kurzen Überblick über die wichtigsten Ergebnisse der Energiesystemmodellierung für das Resort.

7.5.1 Stromverbrauch

Die Lastabschätzung für das Tanoa International Dateline Resort auf Tonga basiert auf einer vom Resort zur Verfügung gestellten monatlichen Stromrechnung für den Zeitraum von einem Jahr. Auf dieser Grundlage wurde unter Annahme von drei Lastspitzen pro Tag (Frühstück, Mittagessen und Abendessen) ein möglicher Lastgang simuliert. Die folgende Darstellung visualisiert die monatlichen Schwankungen im Stromverbrauch des Resorts. Auffällig ist hier der verhältnismäßig geringe Verbrauch im Mai sowie über einen längeren Zeitraum im Sommer (Juli, August, September).



Darstellung 71: Jährlicher Lastgang für das Tanoa International Dateline Resort

Die wichtigsten Bedarfscharakteristika sind in der untenstehenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 25: Tanoa International Dateline Resort

Parameter	Einheit	Wert
Lastspitze	kW	182
Durchschnittlicher Verbrauch	kW	80
Jahresverbrauch	kWh	699.234

7.5.2 Solarpotential

Das Online-Tool „Renewables.ninja“⁴²³ wurde verwendet, um die stündliche Stromerzeugung von PV-Anlagen für den Standort des Tanoa International Dateline Resorts zu berechnen. Das Tool berücksichtigt Wetterinformationen und -daten, insbesondere die Sonneneinstrahlung an spezifischen Standorten, und berechnet sie mit Hilfe des GSEE-Modells (Global Solar Energy Estimator) (Pfenninger und Staffell, 2016⁴²⁴). Die gewählten Koordinaten markieren den Standort des Resorts, und die optimalen Neigungs- und Azimutwinkel wurden entsprechend dieser Koordinaten berechnet. Sie sind in der untenstehenden Tabelle aufgeführt.

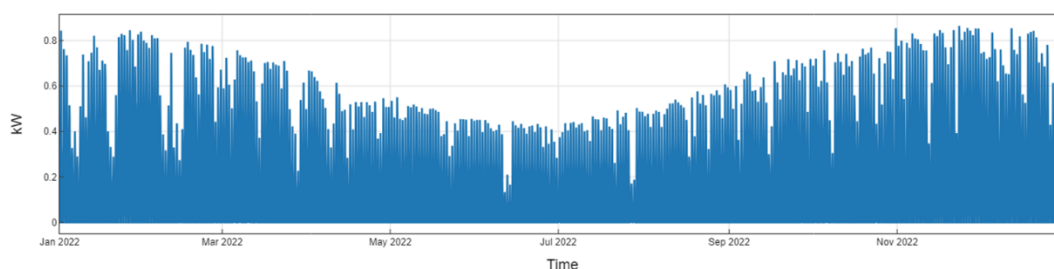
Tabelle 26: Solarpotenzial Tanoa International Dateline Resort

Koordinaten (Lat., - Long.)	-21.134926230726172, - 175.19422982323678
Neigungswinkel	22 °
Azimut Winkel	0 ° (geo. Norden)

Die folgende Darstellung veranschaulicht das spezifische PV-Potenzial im Laufe eines Jahres. Das Jahrespotenzial beträgt 1.515 kWh/kWp, wobei die Spitzenproduktion in den Wintermonaten auftritt und bis zu 0,87 kW/kWp erreicht.

⁴²³ Imperial College London, ETH Zürich, „Renewables.Ninja - Solar Photovoltaic Power (PV).“

⁴²⁴ S. Pfenninger and I. Staffell, „Long-Term Patterns of European PV Output Using 30 Years of Validated Hourly Reanalysis and Satellite Data.“



Darstellung 72: Jährliches Solarpotential für das Tanoa International Dateline Resort

7.5.3 Standortspezifische Inputparameter

Die zur Berechnung der Szenarien wichtigen standortspezifischen Inputparameter sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Die Angaben basieren dabei auf den Informationen, die durch das Resort bereitgestellt wurden bzw. eigener Online-Recherche. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass es im Resort regelmäßig (ca. ein- bis zweimal pro Monat) Stromausfälle von 2-3 Stunden gibt, die mit dem eigens dafür installierten Dieselgenerator überbrückt werden.

Tabelle 27: Inputparameter Tanoa International Dateline Resort

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Weighted average cost of capital (WACC)	%	9,22	ADB ⁴²⁵ , verifiziert von Resort
Strompreis	EUR/kWh	0,36	Abrechnung bereitgestellt von Resort
Dieselpreis	EUR/l	1,29	Angabe von Resort
Installierter Dieselgenerator	kW	350	Angabe von Resort

7.5.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Das Tanoa International Dateline Resort würde von der Installation einer PV-Anlage, eines Batteriespeichers und Wasserstofftechnologie als Ergänzung zum Netzstrombezug profitieren und könnte seine Stromkosten so langfristig um 60 % senken. Der Dieselgenerator wird in diesem Fall nicht mehr benötigt, um die gelegentlichen Stromausfälle zu überbrücken. Der Break Even Point der Investition wäre nach 7 Jahren erreicht.

Im Folgenden werden die Ergebnisse für drei berechnete Szenarien zusammenfassend dargestellt. Die folgende Tabelle listet dabei zunächst die Energiesystemkomponenten und deren Kapazitäten in den jeweiligen Szenarien auf.

Tabelle 28: Evaluation Tanoa International Dateline Resort

Komponente (Einheit)/ Szenario	Dieselpreis (kW)	PV (kWp)	Batteriespeicher (kWh)	Elektrolyseur (kW)	Brennstoffzelle (kW)	Wasserstoffspeicher (kg H ₂)	Netzstrom (Lastspitze)
Status quo	350	-	-	-	-	-	182

⁴²⁵ Asian Development Bank (ADB), "Tonga: Tonga-Fiji Submarine Cable Project," n.d., https://www.adb.org/sites/default/files/evaluation-document/710601/files/pvr-0256_6.pdf.

Kosten- optimierung	-	807	503	232	53	67	182
100 % EE (PV,H₂)	-	1.163	-	542	182	581	-
100 % EE (PV,Bat,H₂)	-	1.075	419	445	109	548	-

Neben den Auslegungsparametern sind wirtschaftliche Indikatoren ebenso wie resultierende Der Anteil erneuerbarer Energie, entstehender Überschussstrom und CO₂ Emissionen in der Analyse zu berücksichtigen. Diese Parameter sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst und in Darstellung 73 wird die Berechnung des Break Even Points visualisiert.

Tabelle 29: Szenarien Parameter Tanoa International Dateline Resort

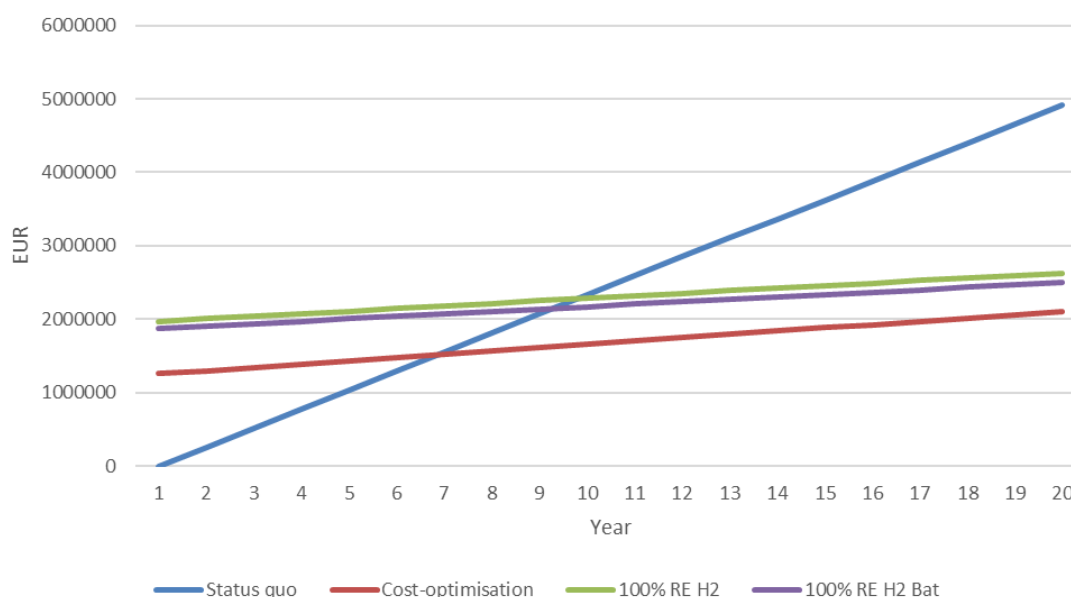
Kennzahl (Einheit)/ Szenario	LCOE (€/kWh)	EE-Anteil (%)	Kapitalwert (NPV) ⁴²⁶ (€)	Initiale Investitions- kosten ⁴²⁷ (€)	Betriebs-/ Wartungs- kosten (€/a)	Break Even Point ⁴²⁸ (a)	Überschuss- strom (MWh/a)	CO ₂ Emissionen (kgCO ₂ eq/a)
Szenario	€/kWh	%	€	€	€/y	a	MWh/a	kgCO ₂ eq/a
Status quo	0,405	0	4.631.585	0	258.805	-	0	146.633
Kosten- optimierung	0,162	95	1.853.940	1.256.188	44.769	7	169	12.455
100 % EE (PV, H ₂)	0,197	100	2.252.070	1.972.248	34.666	10	367	0
100 % EE (PV, Bat,H ₂)	0,193	100	2.202.160	1.872.848	33.070	9	302	0

Die Stromgestehungskosten liegen für dieses Fallbeispiel zwischen 0,16 EUR/kWh und 0,41 EUR/kWh. Das kostenminimierende Szenario kann die Stromgestehungskosten gegenüber dem Status Quo um 60 % senken und benötigt dabei keine Dieselgeneratorkapazität mehr, um die gelegentlichen Netzstromausfälle zu überbrücken. Beide 100 % Erneuerbare Energie Szenarien beinhalten Wasserstofftechnologie und können ebenfalls zu Kosteneinsparungen im Vergleich zur derzeitigen Stromversorgung führen (PV plus Wasserstofftechnologie um 51 % und weitere 2 %, falls ein Batteriespeicher hinzugefügt wird). Die Break Even Points werden, wie in der folgenden Darstellung visualisiert, jeweils nach 7 Jahren (Kostenminimierung), nach 10 Jahren (100 % erneuerbare Energien mit PV und Wasserstofftechnologie) sowie nach 9 Jahren (100 % erneuerbare Energien mit PV, Wasserstofftechnologie und Batteriespeicher) erreicht.

⁴²⁶ Auf eine Projektlaufzeit von 20 Jahren gesehen, inkl. Anfangsinvestitionskosten, Wiederbeschaffungskosten, Betriebs- und Wartungskosten, Treibstoffkosten unter Berücksichtigung des Diskontierungssatzes

⁴²⁷ Beinhaltet Kosten für alle Energiesystemkomponenten zu Beginn des Projektes (Zeitpunkt 0 Jahre), exklusive Transport- und Installationskosten

⁴²⁸ Basiert auf einem Vergleich der Anfangsinvestitionen sowie Betriebs- und Wartungskosten (inkl. Treibstoffkosten) über die Jahre



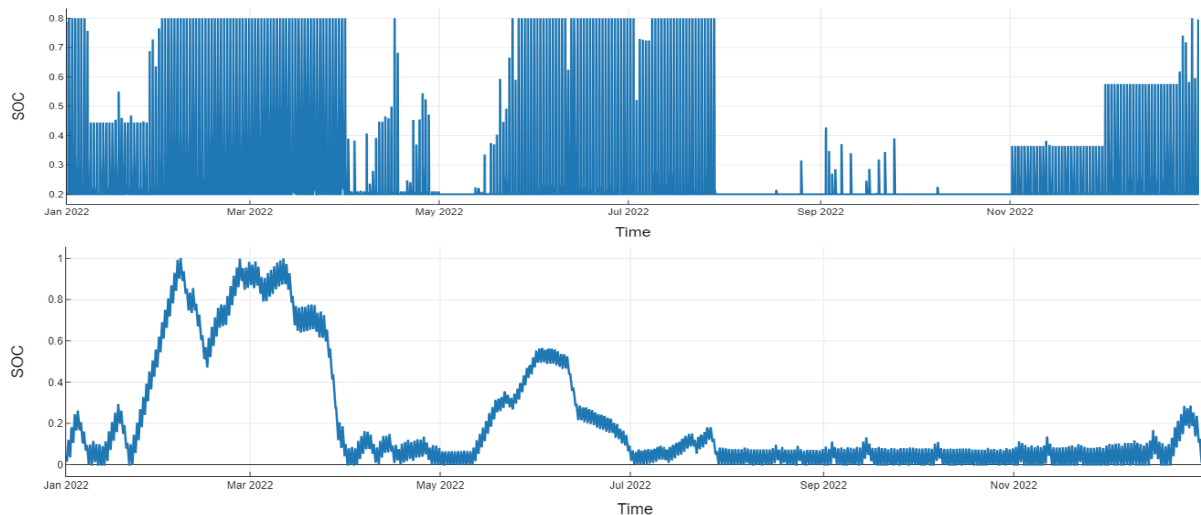
Darstellung 73: Visualisierung der Berechnung des Break Even Points

Im Vergleich zum Status quo können die CO₂ Emissionen im kostenminimierenden Szenario deutlich gesenkt werden (92 %). Dabei entsteht Überschussstrom, der perspektivisch anderweitig genutzt werden könnte (Netzeinspeisung bei entsprechenden Regularien oder Betrieb einer Meerwasserentsalzungsanlage). In diesem Fallbeispiel wird für die Wasserstoffproduktion mit einem angenommenen Wasserbedarf von 9 Litern pro Kilogramm produziertem Wasserstoff eine Wassermenge von etwa 94.743 Litern pro Jahr benötigt. Das entspricht einem täglichen Verbrauch von 260 Litern im kostenminimierenden Szenario, falls der Wasserstoffkreislauf nicht geschlossen betrieben werden kann. Im Szenario mit 100 % erneuerbaren Energien, basierend auf PV, Batteriespeicher und Wasserstofftechnologie, beläuft sich der jährliche Wasserverbrauch auf 151.452 Liter (415 Liter täglich), während im Szenario mit 100 % erneuerbaren Energien ohne Batteriespeicher jährlich 171.828 Liter oder 471 Liter Wasser pro Tag benötigt werden.

Der Großteil der Kosten für die einzelnen Systemkomponenten sowie der Betriebskosten (Annuitäten⁴²⁹) im kostenminimierten Szenario entfällt auf die PV-Anlage (47 %). Diese wird gefolgt von den prognostizierten Kosten für den Netzstrombezug (21 %), Wasserstofftechnologie (17 %) und dem Batteriespeicher mit 15 %.

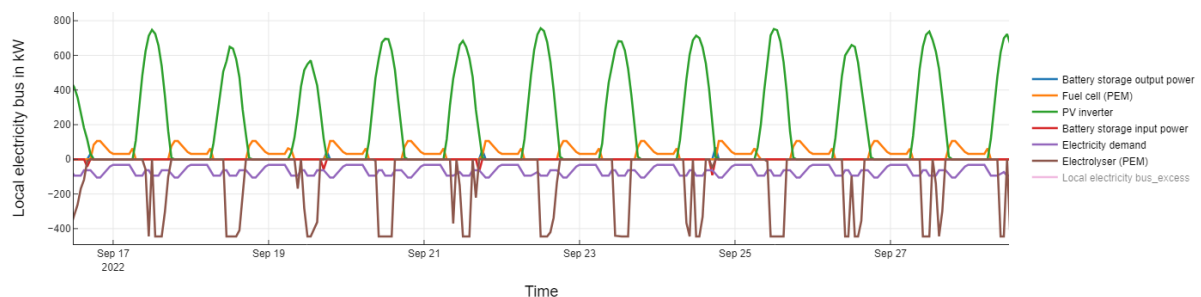
Um die unterschiedlichen Betriebscharakteristika und Funktionen der beiden Speichertechnologien (Batterie und Wasserstoff) genauer analysieren zu können, werden im Folgenden deren Speicherstände (SOC) über ein Jahr dargestellt.

⁴²⁹ Die Annuität berücksichtigt sowohl Anfangsinvestitionen aber auch Betriebs- und Wartungskosten sowie gegebenenfalls notwendige Ersatzinvestitionen



Darstellung 74: Visualisierung des State of Charge (SOC) des Batteriespeichers (oben) und des Wasserstoffspeichers (unten) für das 100 % Erneuerbare Szenario (PV, Batterie, Wasserstoff) über ein Jahr

Während der Batteriespeicher (oben) starke Tagesschwankungen (Amplituden) und nahezu täglich tiefe Entladezustände aufweist, ist der Wasserstoffspeicher im Tagesverlauf weniger tief entladen, weist aber über den Jahresverlauf starke Änderungen auf. Vor allem im März und im Juni wird dabei ein hoher Anteil an Wasserstoff rückverstromt. In beiden Profilen lassen sich ebenfalls starke Rückgänge der Stromversorgung aus den Speichern über den Jahresverlauf feststellen (zweite Maihälfte sowie August/September). Dies liegt am, im Vergleich zum vorhandenen Solarpotential, relativ niedrigen Verbrauch und die dadurch erhöhte solare Direktverstromung. Um dies zu verdeutlichen, sind in der folgenden Darstellung exemplarisch die Stromflüsse für einige Tage im September visualisiert. Der Stromverbrauch (lila) liegt dabei deutlich unter der Stromgeneration aus der Solaranlage (grün).



Darstellung 75: Exemplarische Visualisierung des Stromflusses für einige Septembertage für das 100 % Erneuerbare Szenario (PV, Batterie, Wasserstoff)

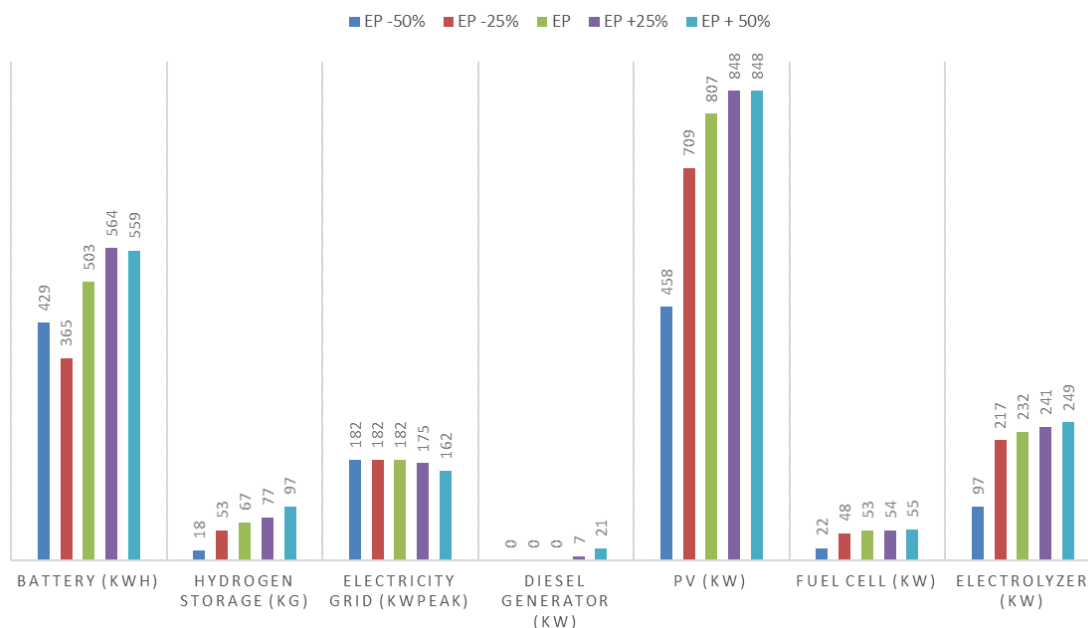
7.5.5 Sensitivitätsanalyse

7.5.5.1 Strompreis

Zunächst wurde der Einfluss von Strompreisschwankungen auf die Simulationsergebnisse untersucht. Bei einem Strompreis von 0,358 EUR/kWh für dieses Fallbeispiel auf Tonga ergeben sich die folgenden Änderungen im Strompreis für die verschiedenen Sensitivitätsfälle (25 % und 50 % höhere sowie niedrigere Strompreise):

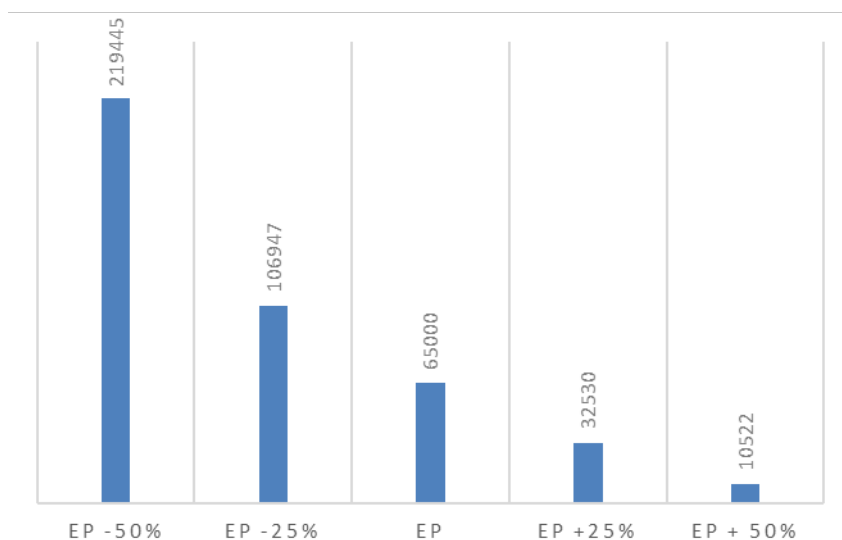
- +50 % => 0,45 EUR/kWh
- +25 % => 0,27 EUR/kWh
- Status Quo = 0,358 EUR/kWh
- -25 % => 0,27 EUR/kWh
- -50 % => 0,18 EUR/kWh

Simuliert im MVS für das kostenminimierende Szenario ergeben sich die in der folgenden Grafik visualisierten Ergebnisse. Dargestellt werden jeweils die Kapazitäten der jeweiligen Systemkomponenten. In grün (jeweils mittig) ist das Referenzszenario unter aktuellen Preisen zum Vergleich dargestellt.



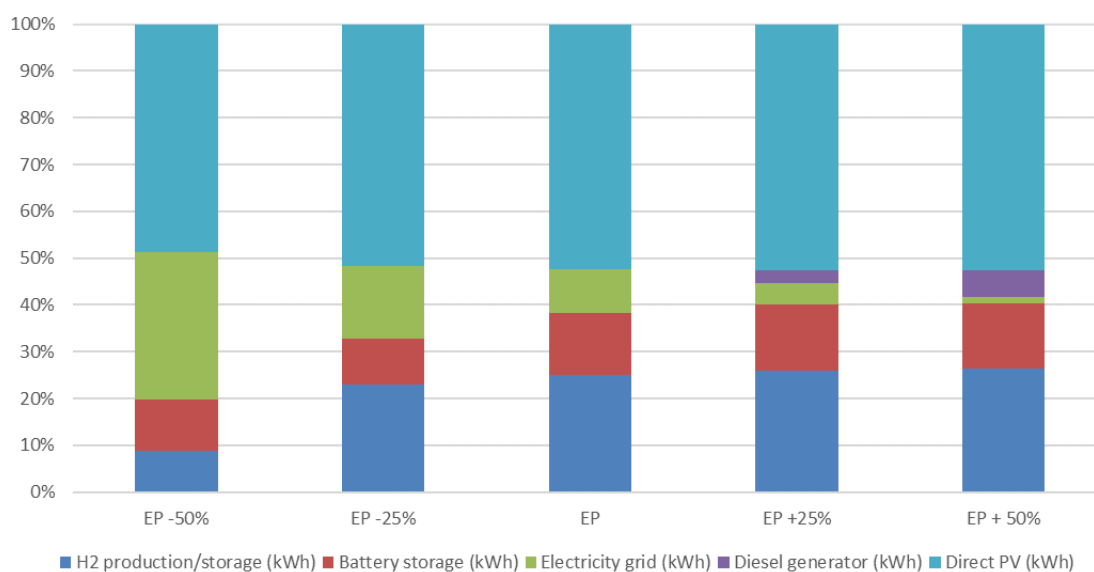
Darstellung 76: Optimierte Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Strompreisschwankungen

Insgesamt sind bei einer Strompreisentwicklung in beide Richtungen Veränderungen in der Dimensionierung des Energiesystems für das Tanoa International Dateline Resort zu erkennen. Die absolut größten Kapazitätsfluktuationen sind dabei bei der PV- und Batteriespeicherkomponente zu beobachten, während die Zusammensetzung des Wasserstoffsystems stark relativ schwankt. Beide Kapazitäten steigen dabei mit höheren Strompreisen (electricity prices – EP), wenn das System autarker wird und der Netzstrombezug sinkt. In diesem Fall kommt auch der Dieselmotor (geringere Lastspitzenabdeckung durch Netzstrom) zum Einsatz, wird im Gegensatz zum bisher installierten Generator jedoch deutlich kleiner dimensioniert. Im Falle zurückgehender Strompreise nehmen v.a. die installierten Wasserstoffkapazitäten sowie die Größe der PV-Anlage ab, der deutlich stärkste Einschnitt erfolgt hierbei bei einer Halbierung des aktuellen Strompreises. Die installierte Batteriespeicherkapazität geht analog dazu zunächst ebenso zurück, steigt jedoch bei -50 % niedrigeren Strompreisen wieder, da nun neben Solar- auch Netzstrom zwischenspeichert wird, um die gelegentlich vorkommenden Stromausfälle überbrücken zu können. Die folgende Darstellung macht deutlich, wie stark der Netzstrombezug insgesamt von Strompreisschwankungen abhängt:



Darstellung 77: Netzstrombezug in kWh für die berechneten Sensitivitätsfälle (Strompreisschwankungen)

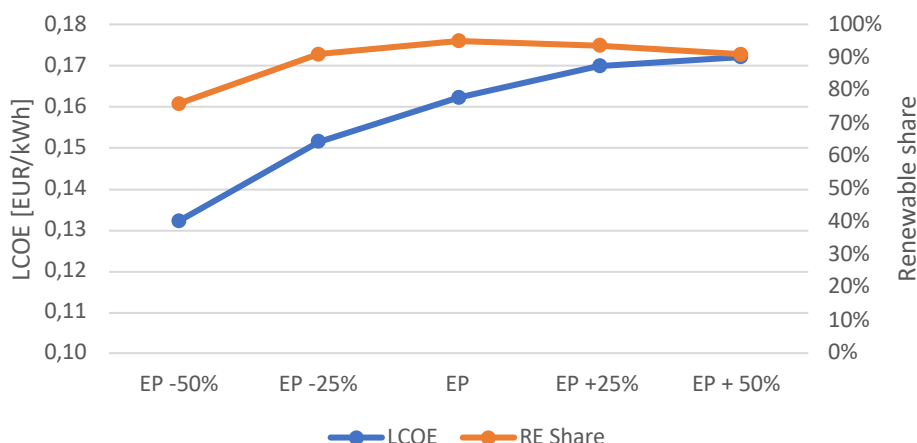
Die folgende Abbildung stellt den prozentualen Anteil der einzelnen Systemkomponenten an der Deckung des Strombedarfs dar. „Direct PV“ bezieht sich auf den PV-Strom, der direkt in das System eingespeist wird, ohne dass er in den Batteriespeicher oder den Elektrolyseur zur Wasserstoffproduktion geleitet wird.



Darstellung 78: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Strompreisschwankungen

Der Großteil des Stromverbrauchs im Tanoa International Dateline Resort wird in allen Szenarien direkt über die PV-Anlage gespeist (türkis). Je niedriger der Strompreis, desto mehr Strom wird aus dem Netz bezogen (grün). Der Anteil der Wasserstofftechnologie (blau) an der Lastdeckung bleibt außer bei einem Strompreis von -50 %, in dessen Fall sein Bedarfsdeckungsbeitrag deutlich geringer ist, weitestgehend gleich.

Als letzte Darstellung dieser Sensitivitätsanalyse ist die Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils des erneuerbaren Energie Systems visualisiert.



Darstellung 79: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils erneuerbarer Energie bei Strompreisschwankungen

Die Stromgestehungskosten schwanken zwischen 0,13 – 0,17 EUR/kWh (je höher der Strompreis, desto höher die Stromgestehungskosten). Der Anteil erneuerbarer Energien im System bleibt mit 80 % bis 94 % relativ hoch. Der höchste Anteil erneuerbarer Energien wird dabei im Status quo erreicht. Bei steigenden Strompreisen sinkt dieser Anteil leicht durch die Integration des Dieselsystems in das System, während er bei sinkenden Strompreisen durch den vermehrten Bezug von Netzstrom etwas stärker abnimmt.

7.5.5.2 Investitionskosten Wasserstofftechnologie

Für die Berechnung der Sensitivitäten bezüglich Schwankungen in den Investitionskosten der Wasserstofftechnologie wurden ebenfalls Preiserhöhungen und –senkungen von 25 % und 50 % angenommen. Das ergibt folgende Änderungen der CAPEX Kosten:

Wasserstoffspeicher (ursprünglicher Preis bei 350 EUR/kg):

- +50 % => 525 EUR/kg
- +25 % => 438 EUR/kg
- -25 % => 263 EUR/kg
- -50 % => 175 EUR/kg

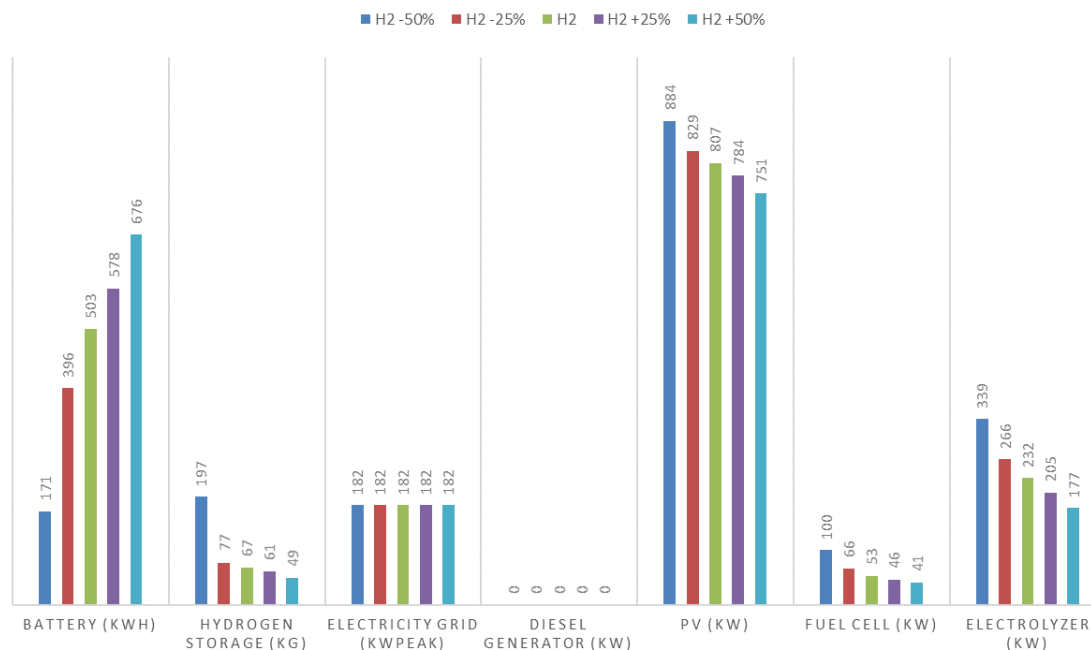
Elektrolyseur (ursprünglicher Preis bei 610 EUR/kW):

- +50 % => 915 EUR/kW
- +25 % => 763 EUR/kW
- -25 % => 458 EUR/kW
- -50 % => 305 EUR/kW

Brennstoffzelle (ursprünglicher Preis bei 870 EUR/kW):

- +50 % => 1.305 EUR/kW
- +25 % => 1.088 EUR/kW
- -25 % => 653 EUR/kW
- -50 % => 435 EUR/kW

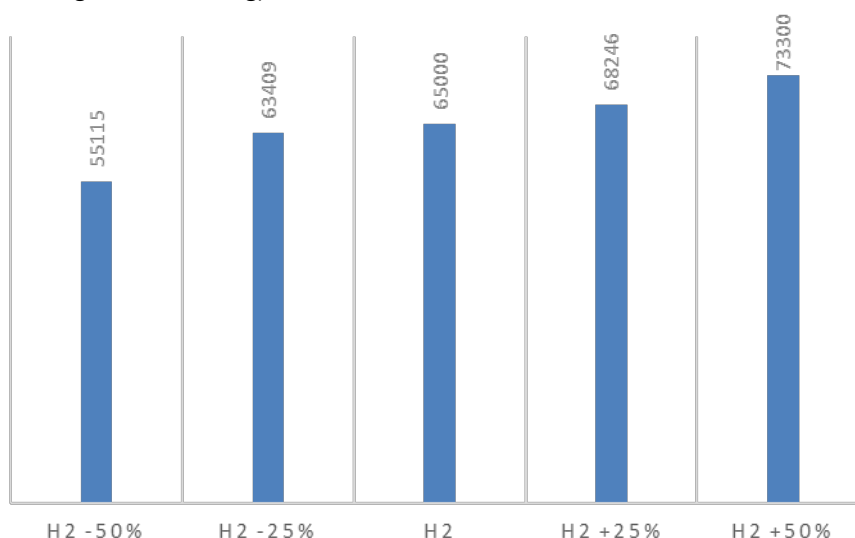
Analog zur Sensitivitätsanalyse des Strompreises wurde die Entwicklung der Kapazitäten der einzelnen Systemkomponenten bei Preisschwankungen in den Investitionskosten der Wasserstoffkomponenten aufgezeigt. Auch hier wurde die Simulation des Referenzszenarios (Kostenminimierung) mit Status quo Preisen in grün dargestellt.



Darstellung 80: Optimierte Kapazitäten der einzelnen Technologien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten

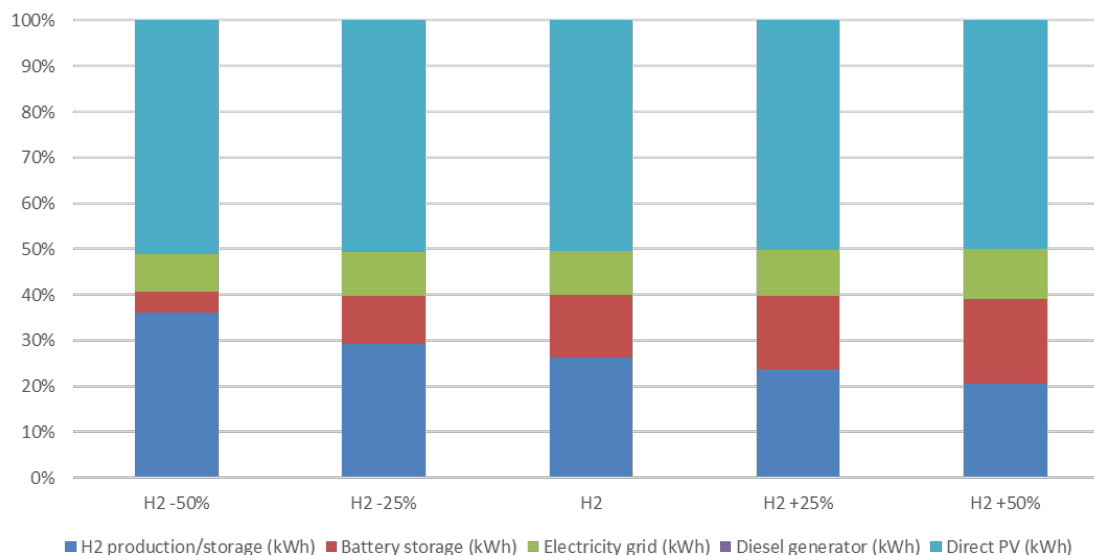
Mit steigenden Kosten für Wasserstofftechnologie sinkt sowohl die Kapazität der Wasserstoffkomponenten als auch die der PV-Anlage. Der Batteriespeicher hingegen wird größer dimensioniert, um den dadurch fehlenden Speicherbedarf zu decken. Sinken die Kosten der Wasserstoffkomponenten, steigt dagegen die Bedeutung der PV-Anlage und Wasserstoffkomponenten und es wird eine entsprechend kleinere Batteriespeicherkapazität empfohlen. Insbesondere bei einem Preiserückgang von 50 % zeigt sich ein deutlicher Trend zu mehr Wasserstoff- und weniger Batteriespeicher. Die Lastspitze (182 kWp) wird in allen Fällen aus dem Netz gedeckt und ein zusätzlicher Dieselgenerator wird in keinem Sensibilitätszenario benötigt.

Während die aus dem Netz bezogene Gesamtmenge leicht abnimmt, wenn die Kosten für Wasserstoffkomponenten zurückgehen, steigt sie mit einer Erhöhung dieser Kosten und das System büßt an Autarkie ein (siehe folgende Abbildung).



Darstellung 81: Netztrombezug in kWh für die berechneten Sensitivitätsfälle (Investitionskosten Wasserstoffkomponenten)

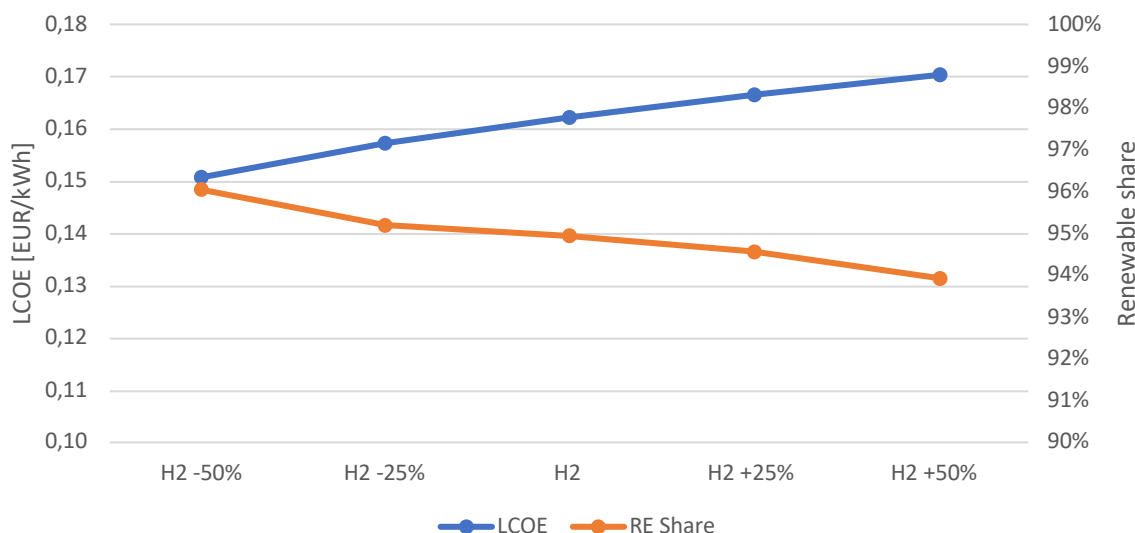
Die folgende Abbildung stellt den prozentualen Anteil der einzelnen Systemkomponenten an der Deckung des Strombedarfs dar. „Direct PV“ bezieht sich auf den PV-Strom, der direkt in das System eingespeist wird, ohne dass er in den Batteriespeicher oder den Elektrolyseur zur Wasserstoffproduktion geleitet wird.



Darstellung 82: Anteil an der Deckung des Strombedarfs bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten

Der Anteil der PV-Direktverstromung bleibt demnach weitestgehend konstant und es gibt lediglich geringe Schwankungen im Netzstromanteil (höhere Wasserstoffkomponentenkosten steigern, wie oben erwähnt, den Netzstrombezug). So bleibt auch der Gesamtanteil der Speichertechnologien an der Bedarfsdeckung weitgehend konstant und es kommt hier lediglich zu Veränderungen in der Art der installierten Technologie: Intuitiv sinken bzw. steigen dabei die Anteile der Wasserstoffkomponenten mit einer Erhöhung bzw. einem Rückgang ihrer Kosten. Dabei ist es interessant zu beobachten, dass der Anteil der Wasserstofftechnologie, selbst bei einer Kostensteigerung von 50 %, nie unter die Hälfte der gesamten installierten Speicherkapazitäten fällt, was die Bedeutung der Technologie als Langzeitspeicher für das System unterstreicht.

Abschließend sind hier die Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils Erneuerbarer dargestellt:



Darstellung 83: Entwicklung der Stromgestehungskosten und des Anteils an erneuerbaren Energien bei Schwankungen der Wasserstoffinvestitionskosten

Die Stromgestehungskosten schwanken nur gering zwischen 0,15 EUR/kWh und 0,17 EUR/kWh, bei höheren Wasserstoffkomponentenpreisen, steigen dabei die LCOE leicht. Der Anteil an erneuerbaren Energien sinkt mit steigenden Wasserstoffkomponentenpreisen, auch hier jedoch lediglich leicht um maximal 2 % bei den betrachteten Fällen.

7.5.6 Fazit

Das Tanoa International Dateline Resort würde von der Installation einer PV-Anlage, eines Batteriespeichers und neuer Wasserstofftechnologien zur Ergänzung des Netzstrombezugs profitieren. Dadurch könnten die Stromkosten der Anlage langfristig um bis zu 60 % gesenkt und ein hoher Anteil an erneuerbaren Energien (95 %) erreicht werden. Der Backup-Dieselmotor würde redundant werden, erst bei einem Strompreisanstieg ab 25 % wären geringe Kapazitäten in dem empfohlenen vorgesehen. Beide 100 % erneuerbare Energien Szenarien beinhalten die Nutzung von Wasserstofftechnologien und versprechen eine Kostenreduktion im Vergleich zur aktuellen Stromversorgung. Die Wasserstofftechnologie spielt in allen Sensitivitätsfällen eine Rolle, ihre Relevanz sinkt lediglich bei einem Einbruch der Strompreise um 50 %. Im Falle zurückgehender Technologiepreise würde Wasserstoff als primärer Systemspeicher genutzt werden und auch bei deutlichen Preissteigerungen fiel sein Anteil an der installierten Gesamtspeicherkapazität nie unter 50 %, während die Relevanz von Batteriespeichern mit sinkenden Investitionskosten für Wasserstoff-komponenten stark zurückgeht.

7.6 Zusammenfassung und Fazit

7.6.1 Schlussfolgerungen aus der Simulation und Analyse der Energiesysteme für die präsentierten Fallbeispiele:

- Das **Nukubati Great Sea Reef Resort (Fidschi)** würde von der Einführung von Wasserstofftechnologien sowie zusätzlichen PV- und Batteriespeichern profitieren. Das kostenminimierende System aus PV, Batteriespeicher, Wasserstofftechnologie und Dieselmotor senkt die Stromkosten dabei um 42 %.
- Die kosteneffizienteste Lösung für das **Tanoa Tusitala Dateline Resort (Samoa)** besteht derzeit in der Installation einer eigenen PV-Anlage sowie eines kleinen Batteriespeichers als Ergänzung zum Netzstrombezug und zum Backup Dieselmotor. Die Stromkosten können damit um 13 % gesenkt werden.

- Für die Stromversorgung des **Motu Beachfront Villas Resorts, der Kent Community Hall und der Titikaveka School (Cookinseln)** ist die Installation einer PV-Anlage, eines Batteriespeichers und Wasserstoffspeichertechnologie als Ergänzung zur Netzstromversorgung zu empfehlen. Die Stromkosten könnten so langfristig um mehr als die Hälfte (53 %) fallen.
- Das **Tanoa International Dateline Resort (Tonga)** würde ebenfalls von der Installation einer PV-Anlage, eines Batteriespeichers sowie Wasserstofftechnologie zur Ergänzung des Netzstrombezugs profitieren und seine Stromkosten dadurch langfristig um 60 % senken. Der vorhandene Dieselgenerator wird im empfohlenen Energiesystem und –mix nicht genutzt.

7.6.2 Schlussfolgerungen für den Einsatz von Wasserstofftechnologien auf den pazifischen Inseln

- Wasserstofftechnologie spielt als saisonaler Speicher im Zusammenspiel mit Batteriespeichern als kurzfristiger Speichertechnologie eine wichtige Rolle für die Stromversorgung auf pazifischen Inseln.
- Die Anwendung von Wasserstofftechnologie ist in 3 von 4 untersuchten Fällen wirtschaftlich rentabel. Die Rentabilität des Einsatzes der Wasserstoffsysteme hängt dabei hauptsächlich von den lokalen Diesel- oder Strompreisen sowie von der Entwicklung der Technologiepreise (Wasserstoffkomponenten, Batterien, PV) ab. Vor allem in Ländern mit hohen Strom- bzw. Dieselskosten ist eine hohe Rentabilität von Wasserstoffanwendungen zu erwarten.
- Rein auf erneuerbaren Energieträgern basierende Systeme besitzen in der Mehrheit der betrachteten Fallbeispiele das Potenzial, die Kosten im Vergleich zur derzeitigen Stromversorgung zu senken. Die berechneten kostenminimierenden Systemkonfigurationen sehen zwar die Nutzung geringer Mengen von Diesel- bzw. /Netzstrom vor, werden größtenteils aber dennoch durch Erneuerbare versorgt (>90 %). Erneuerbare Energieträger und Speichertechnologien sind somit wettbewerbsfähig.

8 Finanzierungsmöglichkeiten

Die pazifischen Inseln sind durch ihre starke Abhängigkeit von teuren und umweltschädlichen fossilen Brennstoffen sowie die ständige Bedrohung durch den Klimawandel besonders motiviert, die Nutzung erneuerbarer Energiequellen und die damit in Zusammenhang stehenden Technologien zu fördern. Die Herausforderung liegt in der Sicherung der Finanzierung für Klimaschutzmaßnahmen und für eine zügige Umstellung der Versorgung auf erneuerbare Energien. Nachfolgend wird eine Auswahl von internationalen Finanzierungsquellen beschrieben.

Finanzierungsquellen und -mechanismen:

- **Internationale Klimafinanzierung:** Wichtige internationale Geldgeber bieten finanzielle Unterstützung für Projekte zur Anpassung an den Klimawandel und die Emissionsminderung. Diese umfassen sowohl globale Fonds als auch spezialisierte zwischenstaatliche Organisationen, die den Übergang zu nachhaltiger Energie fördern und als Plattformen für Zusammenarbeit und Wissensaustausch über erneuerbare Energien dienen.
- **Internationale Finanzinstitutionen:** Global agierende Banken und Entwicklungsorganisationen sind zentrale Anlaufstellen für Kredite und technische Hilfe. Sie spielen eine wichtige Rolle bei der Finanzierung und Implementierung von Klimaschutzprojekten.
- **Bilaterale Kooperationen:** Einige Länder engagieren sich aktiv in der Unterstützung von Klimaschutzprojekten durch bilaterale Vereinbarungen und Programme. Diese beinhalten oft finanzielle und technische Unterstützung für Projekte in bestimmten Regionen.
- **Regionale Organisationen:** Regionale Bündnisse und Gemeinschaften bieten Ressourcen und Unterstützung für Klimaschutzprojekte an. Ihre Rolle ist entscheidend für die Koordination und Umsetzung regionaler Maßnahmen.
- **Private Investoren und Impact-Investoren:** Private Firmen und individuelle Investoren zeigen zunehmendes Interesse an Investitionen in nachhaltige Projekte. Ihre Beiträge erweitern die Finanzierungsmöglichkeiten und unterstützen die Diversifizierung der Geldquellen.
- **Internationale Klimaprogramme:** Verschiedene globale Mechanismen bieten Finanzierungsmöglichkeiten für Emissionsminderungsprojekte. Diese Programme können zusätzliche Anreize für Initiativen im Bereich des Klimaschutzes schaffen.
- **Mikrofinanzierung:** Für kleinere, lokalisierte Projekte sind Mikrofinanzierungsinstitute wichtige Geldgeber. Sie ermöglichen lokalen Gemeinschaften, eigene Klimaschutzprojekte umzusetzen.

Inländische Finanzierung: Nationale Fonds und Budgets einiger Inselstaaten investieren direkt in Klimaschutzprojekte. Diese lokalen Mittel unterstützen die Selbstfinanzierung und Unabhängigkeit von Projekten.

8.1 Übersicht von Finanzierungsquellen

1. **Green Climate Fund**⁴³⁰: Der Grüne Klimafonds (GCF) wurde 2010 als zentrales Instrument der multilateralen Klimafinanzierung gegründet. Ziel ist die Förderung einer emissionsarmen und nachhaltigen Entwicklung durch Projekte zur kohlenstoffarmen Wirtschaft und Anpassung an den Klimawandel. Der GCF arbeitet mit dem privaten Sektor zusammen, um zusätzliche Finanzmittel zu mobilisieren. Rund 50 Länder haben in den Finanzierungsrunden 2014 und 2019 insgesamt 19 Milliarden USD eingezahlt. Damit wurden 228 Projekte finanziert, die Treibhausgase reduzieren und die Anpassung an den Klimawandel unterstützen. Deutschland, einer der Hauptbeitragenden, stellte 2023 bis zu zwei Milliarden EUR bereit.
2. **Environment Facility**⁴³¹ steuert unterschiedliche Fonds, von denen bisher bereits Fidschi, Samoa & Cook Islands profitieren.

⁴³⁰ Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, "Grüner Klimafonds (GCF)," Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, 2023, <https://www.bmz.de/de/themen/klimawandel-und-entwicklung/klimafinanzierung/gruener-klimafonds-48210>.

⁴³¹ "Global Environment Facility," Global Environment Facility, accessed March 4, 2024, <https://www.thegef.org/who-we-are/organization>.

3. **Asia Development Bank - Blended Finance/Australia Climate Finance Partnership**⁴³²: Das ADB-DFAT-Programm fördert mit bis zu 140 Mio. AUD Investitionen in klimaresistente und emissionsarme Lösungen in pazifischen Inselstaaten und Südostasien. Als eigenständiger Treuhandfonds, finanziert von einem einzelnen Geber, zielt es darauf ab, private Sektorinvestitionen in diesen Regionen zu beschleunigen.
4. **Asia Development Bank - Pacific Renewable Energy Programme**⁴³³: Das Programm unterstützt mit bis zu 100 Mio. USD private Sektorinvestitionen in erneuerbare Energieprojekte in pazifischen Entwicklungsmitgliedsländern. Durch Darlehen, Garantien und Akkreditive werden Hindernisse für Investitionen überwunden, um nachhaltige Energiequellen in der Region zu entwickeln.
5. **Australian Infrastructure Financing Facility for the Pacific (AIFFP)**⁴³⁴: Die AIFFP ist eine Initiative der australischen Regierung mit einem Budget von 4 Mrd. AUD für Darlehen und Zuschüsse für Infrastrukturprojekte im Pazifik und in Timor-Leste. Ihr Ziel ist die Unterstützung wesentlicher Infrastrukturbedürfnisse zur Förderung von wirtschaftlicher Entwicklung und Stabilität in der Region.
6. **Market Development Facility (MDF)**⁴³⁵: Die MDF, unterstützt von den Regierungen Australiens und Neuseelands und implementiert von Palladium in Partnerschaft mit Swisscontact, fördert nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung und Armutsbekämpfung. Sie stärkt lokale Märkte und verbessert Lebensbedingungen durch wirtschaftliche Entwicklung.
7. **European Investment Bank**⁴³⁶: Die EIB bietet Finanzierungsoptionen wie Darlehen, Eigenkapital und Blended Finance. Sie unterstützt kleine und mittelständische Unternehmen, innovative Start-ups sowie Forschungs- und Entwicklungsprojekte mittelständischer Unternehmen. Die Darlehen decken bis zu 50 % der Gesamtkosten eines Projekts ab und ermöglichen langfristige Finanzierungen von bis zu 30 Jahren.
8. **EDFI Electrifi**⁴³⁷: Als von der EU finanzierte Blending-Fazilität, verwaltet von der EDFI Management Company, zielt Electrifi darauf ab, private Investitionen zu beschleunigen und den Zugang zu sauberer Energie in Entwicklungsländern zu verbessern. Mit einem Fokus auf risikoreichere Investitionen kombiniert Electrifi technische Unterstützung und Risikokapital, um Investitionen in schwächeren Volkswirtschaften und fragilen Situationen zu ermöglichen.
9. **CAMCO TIDES**⁴³⁸: TIDES ist ein Blended-Finance-Vehikel mit einem Kapitalvolumen von 100 Millionen USD. Der Ansatz zielt darauf ab, erneuerbare Energieprojekte in der Pazifikregion zu fördern. Die Plattform kombiniert öffentliche und private Mittel, um flexible Finanzierungsmöglichkeiten für lokale Entwickler bereitzustellen und um groß angelegte Investitionen in erneuerbare Energien zu unterstützen. In Zusammenarbeit mit der Pacific Community (SPC) strebt TIDES die Förderung technischer und Entwicklungshilfe an. Das gemeinsame Ziel besteht darin, einen menschenzentrierten Ansatz für nachhaltige Entwicklung zu verfolgen und die Ziele für erneuerbare Energien in der Region zu erreichen. Die Pacific Community (SPC) hat ein Sekretariat, das die administrative und operative Arbeit der Organisation leitet und koordiniert. Das Sekretariat ist verantwortlich für die Umsetzung der Programme und Projekte der SPC sowie für die Unterstützung der Mitgliedsländer bei der Erreichung ihrer Entwicklungsziele in verschiedenen Bereichen.
10. **Regionalbüro Ozeanien der Weltnaturschutzunion (IUCN)**⁴³⁹: Das IUCN unterstützt in Zusammenarbeit mit der Global Climate Change Alliance (GCCA+) der Europäischen Union die ökosystembasierte Anpassung (EbA) durch die Umsetzung eines nationalen Meeresraumplans (MSP) und stärkt das Engagement der

⁴³² Asian Development Bank, "Establishment of the Australian Climate Finance Partnership," June 30, 2021, <https://www.adb.org/documents/establishment-australian-climate-finance-partnership>.

⁴³³ Asian Development Bank, "Pacific Renewable Energy Program," 2019, Regional, Cook Islands, Fiji, Micronesia, Federated States of, Kiribati, Nauru, Palau, Papua New Guinea, Marshall Islands, Samoa, Solomon Islands, Timor-Leste, Tonga, Tuvalu, Vanuatu, <https://www.adb.org/projects/52329-001/main>.

⁴³⁴ The Australian Government, "The Australian Infrastructure Financing Facility for the Pacific (AIFFP)," 2023, <https://www.aifffp.gov.au/>.

⁴³⁵ Market Development Facility, "Market Development Facility," Market Development Facility, 2023, <https://marketdevelopmentfacility.org/>.

⁴³⁶ European Investment Bank, "European Investment Bank," 2023, <https://www.eib.org/en/index>.

⁴³⁷ EDFI, "EDFI Electrifi," EDFI, 2023, <https://www.edfi.eu/facility/electrifi/>.

⁴³⁸ The Pacific Community, "Camco Partners with the Pacific Community to Support Sustainable Development in the Pacific," 2023, <https://www.spc.int/updates/news/media-release/2023/02/camco-partners-with-the-pacific-community-to-support-sustainable>.

⁴³⁹ Bundesumweltministeriums, "Die Weltnaturschutzunion (IUCN)," Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, accessed December 1, 2023, <https://www.bmu.de/WS4361>.

Gemeinden für Klimaschutzmaßnahmen. Es werden technische, wirtschaftliche und finanzielle Daten/Informationen zu laufenden und geplanten EE-Projekten (Power and Non-Power) bereitgestellt, einschließlich spezifischer Informationen zu Anwendungen der Biomasse-Energietechnologie in anderen PICs/Small Island Developing States (SIDS).

9 Handlungsempfehlungen

Die Analyse der vier Fallbeispiele zeigt die Standortabhängigkeit für das wirtschaftliche Potenzial von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien zur Speicherung und Rückverstromung auf den pazifischen Inseln auf.

- Das **Nukubati Great Sea Reef Resort (Fidschi)** könnte von der Einführung der Wasserstofftechnologie sowie von zusätzlichen PV- und Batteriespeichern profitieren. Das kostenoptimierte System aus PV, Batteriespeicher, Wasserstofftechnologie und Dieselgenerator könnte die Stromkosten um 42 % senken.
- Die kosteneffizienteste Lösung für das **Tanoa Tusitala Dateline Resort (Samoa)** besteht derzeit in der Installation einer eigenen PV-Anlage sowie eines kleinen Batteriespeichers als Ergänzung zum Netzstrombezug und zum Backup Dieselgenerator. Die Stromkosten könnten damit um 13 % gesenkt werden.
- Für die Stromversorgung des **Motu Beachfront Villas Resort, der Kent Community Hall und der Titikaveka School (Cookinseln)** wäre die Installation einer PV-Anlage, eines Batteriespeichers sowie von Wasserstofftechnologie als Ergänzung zur Netzstromversorgung rentabel, da dies die Stromkosten langfristig um 53 % senken könnte.
- Das **Tanoa International Dateline Resort (Tonga)** könnte ebenfalls von der Installation einer PV-Anlage, eines Batteriespeichers sowie von Wasserstofftechnologie zur Ergänzung des Netzstromverbrauchs profitieren, da dies die Stromkosten langfristig um 60 % senken würde. Der Dieselgenerator würde im empfohlenen Energiesystem und –mix nicht mehr genutzt werden.

Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie kann auf pazifischen Inseln als saisonaler Speicher in Verbindung mit Batteriespeichern für die kurzfristige Stromversorgung eine bedeutende Rolle spielen. In 3 von 4 untersuchten Fällen zeigt sich die Wirtschaftlichkeit der Wasserstofftechnologie. Diese hängt vor allem von den Strom- und Dieselskosten sowie von der Entwicklung der Technologiepreise (Wasserstoffkomponenten, Batterien, PV) ab. In Ländern mit hohen, von fossilen Quellen abhängigen, Energiekosten ist eine besonders hohe Rentabilität der Wasserstofftechnologie zu erwarten.

100 % Erneuerbare Energie Szenarien haben in den meisten betrachteten Fallbeispielen das Potenzial, die Kosten im Vergleich zur derzeitigen Stromversorgung zu senken. Die berechneten kostenoptimierten Systemkonfigurationen würden geringe Mengen an Diesel- bzw. Netzstrom beinhalten, und hohe Anteile erneuerbarer Energie erreichen (90 % und mehr). Erneuerbare Energien sowie Speichertechnologien sind wettbewerbsfähig.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass es in den untersuchten Fallbeispielen ein sehr hohes Potenzial für die Nutzung von PV sowie, je nach Anwendungsfall, von Batteriespeichern und Wasserstofftechnologie gibt. Eine Empfehlung besteht darin, Pilotanlagen zu fördern, um die Anwendbarkeit zu prüfen und detaillierte Betriebsdaten zu generieren. Neben ihrer wirtschaftlichen Attraktivität ist auch der Umweltnutzen solcher erneuerbaren Systeme zu betonen. Insbesondere Speicher spielen eine immer wichtigere Rolle, um eine kontinuierliche Stromversorgung zu gewährleisten und einen bedeutenden CO₂-Einsparungsanteil zu erreichen.

Bei der Förderung von Pilotanlagen zeigt sich ein erhöhtes Potenzial für Projekte in Fidschi und auf den Cookinseln. Dies ist vor allem mit dem politischen Willen und den infrastrukturellen Gegebenheiten vor Ort zu begründen. Darüber hinaus zeigen die untersuchten Szenarien für das Nukubati Great Sea Reef Resort in Fidschi und das Motu Beachfront Villas Resort auf den Cookinseln vielversprechende Ergebnisse, welche das Potenzial für eine Einführung von grünen Wasserstofftechnologien auf diesen Inseln unterstreichen.

Dagegen kann Tonga vor der Durchführung von Pilotprojekten zunächst noch vom Aufbau dafür notwendiger Infrastrukturen profitieren. Das Land hat aufgrund starker Wetterereignisse und einem großen Vulkanausbruch, der gesamte Teile des Landes zerstörte, immense Probleme seine Wirtschaft und Infrastruktur wieder aufzubauen.

Zudem zeigt sich anhand der techno-ökonomischen Analyse, dass auch das untersuchte Resort in Samoa aktuell nicht von der Implementierung von Wasserstofftechnologie profitieren würde.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass erfolgreich durchgeführte Pilotprojekte in der Region als Vorbilder dienen können, um zu ähnlichen Initiativen auf anderen Pazifikinseln zu inspirieren. Dies könnte einen Multiplikatoreffekt für die Verbreitung erneuerbarer Energietechnologien wie grüner Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in der Region auslösen, was zu bedeutenden CO₂-Einsparungen und einer nachhaltigeren Energieversorgung in der gesamten Pazifikregion führen könnte.

Referenzen

- Alpha Spread. "FIJ Current Discount Rate," October 9, 2023.
<https://www.alphaspread.com/security/asx/fij/discount-rate>.
- Arup. "Tonga Energy Roadmap," 2021. <https://www.arup.com/en/projects/tonga-energy-roadmap>.
- Asian Development Bank. "Asian Development Outlook 2022," 2022.
<https://www.adb.org/publications/asian-development-outlook-2022>.
- . "Asian Development Outlook September 2023 - The Pacific," 2023.
<https://www.adb.org/sites/default/files/publication/908126/pacific-ado-september-2023.pdf>.
- . "Cook Islands : Renewable Energy Sector Project." Text, November 21, 2014. Cook Islands.
<https://www.adb.org/projects/46453-002/main>.
- . "Economic Forecasts for Samoa." Accessed September 19, 2023.
<https://www.adb.org/countries/samoa/economy>.
- . "Economic Forecasts for the Cook Islands." Text, September 20, 2023. Cook Islands.
<https://www.adb.org/where-we-work/cook-islands/economy>.
- . "Establishment of the Australian Climate Finance Partnership," June 30, 2021.
<https://www.adb.org/documents/establishment-australian-climate-finance-partnership>.
- . "Expanding Hydropower in Samoa | Partnership Report 2021." Asian Development Bank (ADB), 2021. <https://www.adb.org/multimedia/partnership-report2021/stories/expanding-hydropower-in-samoa/>.
- . "Nuku'alofa Network Upgrade Project: Investment Facility Report." Text, 2022. Tonga.
<https://www.adb.org/projects/documents/ton-49450-036-ifr>.
- . "Pacific Renewable Energy Program," 2019. Regional, Cook Islands, Fiji, Micronesia, Federated States of, Kiribati, Nauru, Palau, Papua New Guinea, Marshall Islands, Samoa, Solomon Islands, Timor-Leste, Tonga, Tuvalu, Vanuatu.
<https://www.adb.org/projects/52329-001/main>.
- . "Renewable Energy Sector Project." Text. Asian Development Bank, 2022. Cook Islands.
<https://www.adb.org/projects/46453-002/main>.
- . "Reviving Cook Islands' Tourism Industry | Partnership Report 2021." Asian Development Bank (ADB), 2022. <https://www.adb.org/multimedia/partnership-report2021/stories/reviving-cook-islands-tourism-industry/>.
- . "Samoa." Accessed September 19, 2023.
<https://www.adb.org/sites/default/files/publication/27793/sam-2022.pdf>.
- . "Samoa Going Renewable." Accessed September 19, 2023.
<https://www.adb.org/news/videos/samoa-going-100-renewable>.
- . "THE COOK ISLANDS STRONGER INVESTMENT CLIMATE FOR SUSTAINABLE GROWTH," 2015.
<https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/175293/coo-stronger-investment-climate-psa.pdf>.
- . "Tonga: Outer Island Energy Efficiency Project," 2013. <https://www.adb.org/projects/46492-001/main>.
- . "Tonga: Renewable Energy Project," 2023. <https://www.adb.org/projects/49450-012/main>.
- Asian Development Bank (ADB). "Economic and Financial Analysis," 2022.
<https://www.adb.org/sites/default/files/linked-documents/50110-001-efa.pdf>.
- . "Tonga: Tonga-Fiji Submarine Cable Project," n.d.
https://www.adb.org/sites/default/files/evaluation-document/710601/files/pvr-0256_6.pdf.
- Australian Government Department of Foreign Affairs and Trade. "Cook Islands Country Brief," 2023.
<https://www.dfat.gov.au/geo/cook-islands/cook-islands-country-brief>.

- Auswärtiges Amt. "Deutschland Und Die Cookinseln: Bilaterale Beziehungen," March 30, 2023.
<https://www.auswaertiges-amt.de/de/service/laender/cookinseln-node/bilateral/226556>.
- . "Deutschland Und Samoa: Bilaterale Beziehungen," March 30, 2023.
<https://www.auswaertiges-amt.de/de/service/laender/samoa-node/-/213764>.
- . "Deutschland Und Tonga: Bilaterale Beziehungen," 2023. <https://www.auswaertiges-amt.de/de/service/laender/tonga-node/bilateral/213780>.
- Belena, Mikaele, and Jeke Vakaloloma Pai. Gespräch während Reisephase 1 - Department of Energy (Ministry of Infrastructure), June 6, 2023.
- Britannica. "Economy of Fiji," 2023. <https://www.britannica.com/place/Fiji-republic-Pacific-Ocean/History>.
- . "Fiji - Cultural Life," 2023. <https://www.britannica.com/place/Fiji-republic-Pacific-Ocean/Cultural-life>.
- . "Samoa - Trade," 2023. <https://www.britannica.com/place/Samoa-island-nation-Pacific-Ocean/People>.
- . "Tonga," 2023. <https://www.britannica.com/place/Tonga>.
- Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung. "Grüner Klimafonds (GCF)." Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, 2023.
<https://www.bmz.de/de/themen/klimawandel-und-entwicklung/klimafinanzierung/gruener-klimafonds-48210>.
- Bundesumweltministeriums. "Die Weltnaturschutzunion (IUCN)." Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz. Accessed December 1, 2023.
<https://www.bmuv.de/WS4361>.
- Business Trade Investment Board Cook Islands. "Rules of Investment," July 27, 2020.
<https://btib.gov.ck/foreign-investment/rules-of-investment/>.
- Center for Excellence in Disaster Management & Humanitarian Assistance. "KINGDOM OF TONGA Disaster Management Reference Handbook," 2023. <https://www.cfe-dmha.org/LinkClick.aspx?fileticket=w6xVhFFdkME%3D&portalid=0>.
- Central Intelligence Agency (CIA). "The World Factbook," 2023. <https://www.cia.gov/the-world-factbook/countries/tonga/>.
- "Climate Risk Country Profile Samoa." World Bank, 2021.
https://climateknowledgeportal.worldbank.org/sites/default/files/country-profiles/15821-WB_Samoa%20Country%20Profile-WEB.pdf.
- Commonwealth Governance. "Economy of Tonga," 2015.
<https://www.commonwealthgovernance.org/countries/pacific/tonga/economy/>.
- Commonwealth Network. "Standards and Regulation in Fiji," 2020.
https://www.commonwealthofnations.org/sectors-fiji/business/standards_and_regulation/#:~:text=Standards%20and%20Regulation%20in%20Fiji%20All%20the%20main,Resources%20Department%20and%20the%20Consumer%20Council%20of%20Fiji.
- Cook Island News. "Fuel Prices up Again." *Cook Islands News* (blog), September 30, 2023.
<https://www.cookislandsnews.com/internal/national/economy/fuel-prices-up-again/>.
- Cook Island Statistics Office. "Cook Island Labour Force Survey 2019," November 2020.
https://www.intaff.gov.ck/wp-content/uploads/2021/02/WEB_LFS-Report-2019.pdf.
- Cook Islands Investment Corporation. "Cook Islands Investment Corporation (CIIC)," November 6, 2019. <https://www.ciic.gov.ck/>.
- Cook Islands Natinal Energy Committee. "Sustainable Energy Action Plan," December 24, 2009.
<https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Cook%20Islands%20Sustainable%20Energy%20Action%20Plan.pdf>.
- Cook Islands News. "Cook Islands Electricity among World's Most Expensive." *Cook Islands News* (blog), April 18, 2023.

- <https://www.cookislandsnews.com/uncategorised/internal/national/local/cook-islands-electricity-among-worlds-most-expensive/>.
- . “Renewable Energy 2030 Commitment,” October 17, 2023. <https://www.cookislandsnews.com/internal/national/environment/renewable-energy-2030-commitment/>.
- . “US\$16m Batteries Store Sun’s Energy, Reduce Oil Need.” *Cook Islands News* (blog), September 2, 2022. <https://www.cookislandsnews.com/uncategorised/national/environment/us16m-batteries-store-suns-energy-reduce-oil-need/>.
- Cook Islands Statistics Office. “National Accounts – (Gross Domestic Product) | Cook Islands Statistics Office,” 2023. <https://stats.gov.ck/national-accounts/>.
- Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). “Oceania,” 2022. <https://www.giz.de/en/worldwide/363.html>.
- Edenhofer, Ottmar, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen, Steffen Schlömer, and Christoph von Stechow. *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, 2011.
- EDFI. “EDFI ElectriFI.” EDFI, 2023. <https://www.edfi.eu/facility/electrifi/>.
- EFL. “Energy Fiji Limited,” 2023. <https://efl.com.fj/>.
- . “Our Customer Care Centres & Key Locations,” 2023. <https://efl.com.fj/about-us/company-information/our-service-regions-depot-map/>.
- Electric Power Cooperation. “Electric Power Cooperation,” 2023. <https://www.epc.ws>.
- . “Electricity Rates,” 2023. <https://www.epc.ws/electricity-rates/>.
- Embassy of the Republic of Fiji in Japan. “Sector Overviews,” 2023. <https://fijiembassy.jp/profile/economy/sectors-overview/>.
- Energy Fiji Limited. “Commercial and Industrial Customers - Electricity Tariffs and Rates.” Energy Fiji Ltd, 2023. <https://efl.com.fj/your-business/electricity-tariffs-and-rates/small-business-tariffs/>.
- . “Private Customers - Electricity Tariffs and Rates.” Energy Fiji Ltd, 2023. <https://efl.com.fj/your-home/electricity-tariffs-and-rates/>.
- . “Ten Year Power Development Plan – EFL,” 2022. <https://fccc.gov.fj/wp-content/uploads/2023/09/10-Year-Power-Development-Plan-for-Energy-Fiji-Ltd-2022-2031.pdf>.
- European Commission. “EDGAR - The Emissions Database for Global Atmospheric Research,” 2022. <https://edgar.jrc.ec.europa.eu/>.
- . “EU Trade Relations with Pacific,” 2022. https://policy.trade.ec.europa.eu/eu-trade-relationships-country-and-region/countries-and-regions/pacific_en.
- European Investment Bank. “European Investment Bank,” 2023. <https://www.eib.org/en/index>.
- Fiji Bureau of Statistics. “Fiji National Accounts - Fiji Bureau of Statistics,” 2022. <https://www.statsfiji.gov.fj/statistics/economic-statistics/national-accounts-gdp.html>.
- . “PROVISIONAL VISITOR ARRIVALS – APRIL 2023,” 2023.
- Fiji Climate Change Division. “FIJI RURAL ELECTRIFICATION FUND,” 2022. https://webmediassp.com/ccportal/wp-content/uploads/2023/02/Infographic-FREF-Overview_Final-2.pdf.
- Fiji Ministry of Communications. “Fiji Legislates 2050 Net-Zero Commitment, Challenges Industrialised Nations to Follow Suit,” 2021. <https://www.fiji.gov.fj/Media-Centre/News/FIJI-LEGISLATES-2050-NET-ZERO-COMMITMENT,-CHALLENGE>.
- Fiji Ministry of Economy. “FIJI LOW EMISSION DEVELOPMENT STRATEGY 2018-2050,” 2018.
- . “Fiji National Climate Finance Strategy,” 2022.
- Fiji Sugar Corporation. “Bio-Projects,” 2014. <https://www.fsc.com.fj/bioproject.html>.

- Fijian Competition and Consumer Commission (FCCC). "New Fuel and LPG Prices for January 2024," 2023. <https://fccc.gov.fj/wp-content/uploads/2023/12/FCCC-Release-New-Fuel-and-LPG-Prices-for-January-2024-vf.pdf>.
- Germany Trade & Invest (GTAI). "Handelsdaten," 2023.
- GGGI. "Launching of Renewable Energy and Green Economy Trainings for Remote Rural Communities in Fiji," 2022. <https://gggi.org/launching-of-renewable-energy-and-green-economy-trainings-for-remote-rural-communities-in-fiji/>.
- Global Environment Facility. "Global Environment Facility." Accessed March 4, 2024. <https://www.thegef.org/who-we-are/organization>.
- Global Environment Facility. "Outer Island Renewable Energy Project," 2016.
- Global Solar Atlas. "Global Photovoltaic Power Potential by Country." Accessed September 20, 2023. <https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study?c=-13.694025,-172.174988,10>.
- Government of Fiji. "Electricity Act 2017," 2017. <https://www.parliament.gov.fj/wp-content/uploads/2017/03/Act-13-Electricity.pdf>.
- . "Electricity Regulations 2019," 2019. <https://fccc.gov.fj/wp-content/uploads/2019/10/LN-8890-Electricity-Regulations-2019-4.pdf>.
- Government of Samoa. "SAMOA NATIONAL INVESTMENT POLICY STATEMENT," 2022.
- Government of the Cook Islands. "Cook Island Energy Regulations 2006," 2006. https://prdrse4all.spc.int/sites/default/files/cook_is_energy_regulations_2006.pdf.
- Government of Tonga. "Renewable Energy Act 2008," 2008.
- . "Tonga Energy Roadmap 2010-2020," 2010.
- . "Tonga Leds Low Emission Development Strategy 2021-2050," 2021. https://unfccc.int/sites/default/files/resource/TON_LTS_Nov2021.pdf.
- . "Tonga Strategic Development Framework 2015-2025," 2015.
- Government of Tonga - Ministry of Finance. "Government Announces Continuing Support towards Electricity," 2023. <http://www.finance.gov.to/node/601>.
- Green Climate Fund. "Strengthening On-Ground Community Resilience and Sustainability to Climate Change in the Kingdom of Tonga," 2021. <https://www.greenclimate.fund/document/strengthening-ground-community-resilience-and-sustainability-climate-change-kingdom-tonga>.
- . "Tonga Renewable Energy Project under the Pacific Islands Renewable Energy Investment Program," 2023. <https://www.greenclimate.fund/project/fp090>.
- Herfordshire Council. "Guide for Schools on Energy Savings and Carbon Reduction," 2020. <https://www.herefordshire.gov.uk/downloads/file/21182/guide-for-schools-on-energy-savings-and-carbon-reduction#:~:text=In%20the%20UK%20110kWh%2Fm2,is%20196kWh%2Fm2%2Fyear>.
- Imperial College London, ETH Zürich. "Renewables.Ninja - Solar Photovoltaic Power (PV)." Webpage and data provider, 2023. <https://www.renewables.ninja/>.
- Infratec. "Kiwi Company Delivers Sustainable Power for Remote Cook Islands." Infratec, 2017. <https://www.infratec.co.nz/news/kiwi-company-delivers-sustainable-power-for-remote-cook-islands>.
- International Co-operative Alliance. "Legal Framework Analysis - National Report of Fiji," 2020.
- International Finance Corporation (United Nations). "EFL and IFC Sign Agreement for Pacific's Largest Solar Project." IFC, 2020. <https://ifcpressreleasesprod.aseprod.ifc.org/all/pages/PressDetail.aspx?ID=17784>.
- International Monetary Fund. "World Economic Outlook Database," 2023. <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2023/April>.
- International Monetary Fund (IMF). "World Economic Outlook Database," 2023.
- International Trade Administration. "Fiji - Country Commercial Guide," 2022. <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/fiji-renewable-energy>.

- . “Fiji - Country Commercial Guide: Standards for Trade,” 2020.
<https://www.trade.gov/country-commercial-guides/fiji-standards-trade>.
- Investment Fiji. “Investment Opportunities | FAQ,” 2024.
<https://www.investmentfiji.org.fj/investment-opportunities/faqs>.
- . “Tourism - Investment Fiji,” 2022. <https://www.investmentfiji.org.fj/sector-opportunities/tourism>.
- IRENA. “Cook Islands Energy Profile,” 2023. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Oceania/Cook-Islands_Oceania_RE_SP.pdf?rev=a6a3a5dd530c44e09e6e5f54655cf01d.
- . “Energy Profile - Fiji,” 2023. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Oceania/Fiji_Oceania_RE_SP.pdf.
- . “Energy Profile - Samoa,” 2023. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Oceania/Samoa_Oceania_RE_SP.pdf.
- . “Energy Profile - Tonga,” 2023. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Oceania/Tonga_Oceania_RE_SP.pdf.
- . “FIJI RENEWABLES READINESS ASSESSMENT,” 2015. <https://islands.irena.org/-/media/Files/IRENA/Sids/Publications/Fiji---Renewables-Readiness-Assessment-Fiji.ashx?la=en&hash=1DD71C88623D12423BC0D8006BC08A3F8A34168B>.
- . “IRENASTAT,” 2023. <https://www.irena.org/Data/Downloads/IRENASTAT>.
- . “Off-Grid Renewable Energy Statistics 2022,” 2022.
- . “Renewable Energy Statistics 2022,” 2022.
<https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2022>.
- . “Renewables Can Supply Nearly 100 of Samoas Electricity Needs,” June 16, 2016.
<https://www.irena.org/News/articles/2016/Jun/Renewables-Can-Supply-Nearly-100-of-Samoas-Electricity-Needs>.
- Isaka, Mirei, Linus Mofor, and Herb Wade. “Renewable Energy Opportunities and Challenges in the Pacific Islands Region.” *Pacific Lighthouses*, IRENA, 2013.
- Jakhrani, Abdul & Rigit, Andrew & Othman, Al-Khalid & Samo, Saleem & Kamboh, Shakeel. “Estimation of Carbon Footprints from Diesel Generator Emissions.” Conference Paper: International Conference on Green and Ubiquitous Technology (GUT), July 2012.
 DOI:10.1109/GUT.2012.6344193.
- Japan International Cooperation Agency. “Fiji,” 2023. <https://www.jica.go.jp/fiji/english/index.html>.
- Kingdom of Tonga. “ENERGY ACT 2021,” 2021.
https://ago.gov.to/cms/images/LEGISLATION/PRINCIPAL/2021/2021-0201/EnergyAct2021_1.pdf.
- . “FOREIGN INVESTMENT BILL 2020,” 2020.
<https://ago.gov.to/cms/images/LEGISLATION/BILLS/2020/2020-0004/ForeignInvestmentBill2020.pdf>.
- . “INTENDED NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTIONS,” 2015.
- Knoema. “Fiji - Gesamter Wasserverbrauch pro Kopf,” 2020.
<https://knoema.de/atlas/Fiji/topics/Wasser/Wasserverbrauch/Gesamter-Wasserverbrauch-pro-Kopf>.
- Länderdaten. “Länderdaten Cook Islands Verkehr,” 2023.
<https://www.laenderdaten.info/Ozeanien/Cookinseln/verkehr.php>.
- . “Länderdaten Fidschi Gesundheitswesen,” 2023.
<https://www.laenderdaten.info/Ozeanien/Fidschi/gesundheit.php>.
- . “Länderdaten Samoa,” 2023. <https://www.laenderdaten.info/Ozeanien/Samoa/index.php>.
- . “Länderdaten Tonga,” 2023. <https://www.laenderdaten.info/Ozeanien/Tonga/index.php>.

- . “Länderdaten Tonga Gesundheitswesen,” 2023.
<https://www.laenderdaten.info/Ozeanien/Tonga/gesundheit.php>.
- Malik, Abdul Q. “Renewables for Fiji – Path for Green Power Generation.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 149 (October 1, 2021): 111374.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111374>.
- . “Renewables for Fiji – Path for Green Power Generation.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 149 (October 1, 2021): 111374.
- Market Development Facility. “Market Development Facility.” Market Development Facility, 2023.
<https://marketdevelopmentfacility.org/>.
- Matangi. “Electricity Tariff Increase Effective 1 January 2022,” 2022.
<https://matangitonga.to/2021/0103/Tonga-electricity-tariff-updated>.
- Ministry of Commerce, Industry and Labour. “Samoa Labour Market Survey,” 2019.
https://www.mcil.gov.ws/storage/2020/08/LMS-2019_28JUL2020_Lite-Version-FINAL-1.pdf.
- Ministry of Finance - Samoa. “Petroleum Prices – Samoa,” 2023.
<https://www.mof.gov.ws/services/energy-2/petroleum-prices/>.
- Ministry of Natural Resources and Environment Samoa. “Samoa Climate Change Policy,” 2020.
<https://www.mnre.gov.ws/wp-content/uploads/2021/03/Samoa-Climate-Change-Policy-2020-2030.pdf>.
- Namulauulu G.V. Tavana. “Traditional Knowledge Is the Key to Sustainable Development in Samoa: Examples of Ecological, Botanical and Taxonomical Knowledge.” Hawaii: National Tropical Garden, No date given. <http://rio-samoa.mnre.gov.ws/sites/default/files/4-Tavana.pdf>.
- NATIONAL ENERGY COORDINATION COMMITTEE. “Energy Sector Plan 2023 – 2028,” 2023.
<https://www.mof.gov.ws/wp-content/uploads/2023/12/Energy-Sector-Plan-2023-2028-English-Version-1.pdf>.
- NES. “Who Is the National Environment Service (NES)?,” June 2022.
- New Zealand Ministry of Foreign Affairs and Trade. “New Zealand - Fiji Statement of Partnership 2022 - 2025,” 2022. <https://www.mfat.govt.nz/en/media-and-resources/new-zealand-fiji-statement-of-partnership-2022-2025>.
- . “Overview of Tonga’s Budget 2022/23 - September 2022.” New Zealand Ministry of Foreign Affairs and Trade, September 22, 2022. <https://www.mfat.govt.nz/en/trade/mfat-market-reports/overview-of-tongas-budget-202223-september-2022/>.
- OECD. “Hydrogen in Cook Islands,” 2021. <https://oec.world/en/profile/bilateral-product/hydrogen/reporter/cok>.
- . “Refined Petroleum in Samoa.” Accessed September 19, 2023.
<https://oec.world/en/profile/bilateral-product/refined-petroleum/reporter/wsm>.
- Office of the Prime Minister Cook Islands. “Renewable Energy Development.” *Office of the Prime Minister Cook Islands* (blog), 2023. <https://www.pmooffice.gov.ck/our-work/renewable-energy-development/>.
- Oldenburg, Monika. Gespräch während Reisephase 1 - Deutsches Honorarkonsulat, June 9, 2023.
- Our World in Data. “Fiji: Energy Country Profile,” 2023.
<https://ourworldindata.org/energy/country/fiji>.
- . “Samoa: Energy Country Profile.” *Our World in Data*, October 27, 2022.
<https://ourworldindata.org/energy/country/samoa>.
- Pacific Community. “Tonga - SPC/GIZ Coping with Climate Change in the Pacific Islands Region (CCCCIR) Programme,” 2023. <https://www.spc.int/cccpir/tonga>.
- Pacific Islands Development Forum. “Island Resilience Initiative,” 2023. <https://www.pidf.int/iri/>.
- Pacific Power Association. “CASE STUDIES FROM INTEGRATING RENEWABLES INTO THE GRID,” 2020.
<https://www.ppa.org.fj/wp-content/uploads/2020/10/Case-Studies-Guideline-September-2020.pdf>.
- Pacific Private Sector Development Initiative. “Cook Islands | PACIFIC TOURISM SECTOR SNAPSHOT,” 2021. <https://www.pacificpsdi.org/assets/Uploads/PSDI-TourismSnapshot-COO.pdf>.

- . “Samoa - PACIFIC TOURISM SECTOR SNAPSHOT | NOVEMBER 2021,” 2021.
<https://pacificpsdi.org/assets/Uploads/PSDI-TourismSnapshot-SAM3.pdf>.
- Patel, Hasmukh, Krishneel Prasad, and Karunesh Rao. Gespräch während Reisephase 1 - Energy Fiji Limited, June 6, 2023.
- PCREEE. “FOURTH PACIFIC REGIONAL ENERGY AND TRANSPORT MINISTERS’ MEETING (18-20 SEPTEMBER 2019 - APIA, SAMOA) - TRANSPORT WORKING PAPERS | PCREEE,” 2019.
<https://pcreee.org/publication/fourth-pacific-regional-energy-and-transport-ministers-meeting-18-20-september-2019-apia>.
- . “Rural Electrification Fund,” 2020.
<https://www.pcreee.org/sites/default/files/event/files/presentations/2%29%20Strategies%20for%20Energy%20Access%20|%20Vineil%20Narayan.pdf>.
- “Potentialanalyse Zu Technischer Eignung Und Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff- Und Brennstoffzellentechnologien in Verschiedenen Anwendungsbereichen Der Dezentralen/Netzfernen Stromversorgung.” Ergebnisbericht. E4tech für NOW GmbH, April 2023. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/05/H2-in-der-dezentralen-Energieversorgung_Ergebnisbericht_E4tech.pdf.
- Prasad, Ravita D., R. C. Bansal, and Atul Raturi. “A Review of Fiji’s Energy Situation: Challenges and Strategies as a Small Island Developing State.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 75 (August 1, 2017): 278–92. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.070>.
- Radio New Zealand. “Samoa Opens Turbine Wind Project.” RNZ, August 30, 2014.
<https://www.rnz.co.nz/international/pacific-news/253366/samoa-opens-turbine-wind-project>.
- Renewable Energy Development and Power Sector Rehabilitation Project (RRP SAM 46044). “Financial Analysis,” 2022. <https://www.adb.org/sites/default/files/linked-documents/46044-002-fa.pdf>.
- Reserve Bank of Fiji. “Leading Fiji to Economic Success,” 2020. <https://www.rbf.gov.fj/>.
- . “Regulatory Framework -Fiji,” 2020. <https://www.rbf.gov.fj/core-functions/financial-system-development/regulatory-framework-2/>.
- . “Revised GDP Growth For The Fijian Economy: 2020 – 2024 (Press Release No 24),” 2021. <https://www.rbf.gov.fj/press-release-no-24-revised-gdp-growth-for-the-fijian-economy-2020-2024/>.
- REVE. “Harnessing the Power of Renewable Energy in Samoa | REVE News of the Wind Sector in Spain and in the World,” July 3, 2023. <https://www.evwind.es/2023/07/03/harnessing-the-power-of-renewable-energy-in-samoa/92584>.
- S. Pfenninger and I. Staffell. “Long-Term Patterns of European PV Output Using 30 Years of Validated Hourly Reanalysis and Satellite Data.” *Energy Journal*, 2016.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216311744?via%3Dihub>.
- Samoa Bureau of Statistics. “National Accounts,” 2023. <https://www.sbs.gov.ws/national-accounts/>.
- Samoa Observer. “New Power Rates for Government Entities,” 2023.
<https://www.samoaoobserver.ws/category/samoa/105778>.
- Samoa Water Authority. “Water & Wastewater Tariffs,” 2023.
- SEANZ. “Infratec -Solar PV Mini-Grids in the Cook Islands.” Sustainable Energy Association of New Zealand, 2017. https://www.seanz.org.nz/infratec_pv_mini-grids_cook_islands.
- Singh, Shalini, Jahangeer A. Bhat, Shipra Shah, and Nazir A. Pala. “Coastal Resource Management and Tourism Development in Fiji Islands: A Conservation Challenge.” *Environment, Development and Sustainability* 23, no. 3 (March 1, 2021): 3009–27. <https://doi.org/10.1007/s10668-020-00764-4>.
- Te Aponga Uira. “Customers to Benefit from Fuel Surcharge Reduction - Te Aponga Uira,” July 5, 2023. <https://teaponga.com/customers-to-benefit-from-fuel-surcharge-reduction/>.
- . “Te Aponga Uira,” 2023. <https://teaponga.com/>.

- The Australian Government. "The Australian Infrastructure Financing Facility for the Pacific (AIFFP)," 2023. <https://www.aiffp.gov.au/>.
- "The Kingdom of Tonga Chooses Seabased Wave Power for Renewable Transition," 2023. https://www.renewableenergymagazine.com/ocean_energy/the-kingdom-of-tonga-chooses-seabased-wave-20230320#.
- The Pacific Community. "Camco Partners with the Pacific Community to Support Sustainable Development in the Pacific," 2023. <https://www.spc.int/updates/news/media-release/2023/02/camco-partners-with-the-pacific-community-to-support-sustainable>.
- The World Bank. "Access to Electricity (% of Population) - Fiji." World Bank Open Data, 2023. <https://data.worldbank.org>.
- . "Elektrifizierungsrate Tonga." Graph. Access to electricity (% of population) - Fiji, n.d. <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=FJ>.
- . "Fiji: Growing a Renewable Energy Industry While Expanding Electricity Access," 2016. <https://www.worldbank.org/en/news/feature/2016/05/24/fiji-growing-a-renewable-energy-industry-while-expanding-electricity-access>.
- Tinaikoro, Seini, and Artika Prasad. "Fiji Hotel and Tourism Industry Investment: Summary of Tax Incentives," 2018. <https://www.sas.com.fj/commercial-law-updates/fiji-hotel-and-tourism-industry-investment-summary-of-tax-incentives>.
- Tonga Meteorological Service - Department of Climate Change. "Tonga Increased Ambition on Energy and Climate Change Mitigation," 2020. <https://climatechange.gov.to/?p=2857>.
- Tonga Ministry of Meteorology, Energy, Information, Disaster Management, Environment, Climate Change and Communications. "Tonga Climate Change Policy: A Resilient Tonga by 2035," 2016.
- Tonga Power LTD. "2020 Business Plan," 2021. https://www.tongapower.to/sites/default/files/inline-files/TPL%20Business%20Plan%202020_2025_FINAL_June2020.pdf.
- . "Extension of Government Electricity Price Subsidy for September 2023 Quarter | Tonga Power Limited," 2023. <https://www.tongapower.to/node/187>.
- . "Tonga Power Limited," 2023. <https://tongapower.to/index.php/>.
- . "TPL's Renewable Plants." Google My Maps, 2023. <https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1HTjaDA-JWXpCSKQTaXcBP5cDp-e5i6ju>.
- Tonga Statistics Department. "National Accounts," 2023. <https://tongastats.gov.to/statistics/economics/national-accounts/>.
- . "Tonga Labour Force Survey (TLFS 2018) Analytical Report," 2018. <https://tongastats.gov.to/download/48/labour-force-survey/3268/2018-labour-force-survey-report.pdf>.
- Transparency International. "Corruption Perceptions Index." Transparency International, 2021. <https://www.transparency.org/en/cpi/2021>.
- Tropik Wood Industries. "Tropik Wood Industries Ltd," 2023. <https://www.tropik.com.fj/>.
- UNDP Climate Promise. "Samoa." Accessed September 19, 2023. <https://climatepromise.undp.org/what-we-do/where-we-work/samoa>.
- United Nations. "Energy Transition Pathways for the 2030 Agenda : SDG 7 Roadmap for Tonga," 2021. <https://www.unescap.org/kp/2021/energy-transition-pathways-2030-agenda-sdg-7-roadmap-tonga>.
- . "Pacific Islands Renewable Energy Investment Program Announced," 2016. <https://unfccc.int/news/pacific-islands-renewable-energy-investment-program-announced>.
- . "Samoa Opens New Source of Renewable Electricity." Accessed September 20, 2023. <https://samoa.un.org/en/100851-samoa-opens-new-source-renewable-electricity>.
- United Nations Development Programme. "Samoa - Climate Promise UN." UNDP Climate Promise, 2023. <https://climatepromise.undp.org/what-we-do/where-we-work/samoa>.

- Waheed Sarfraz Malik. "Planning a New School." The International Educator, May 26, 2015.
<https://www.tieonline.com/article/1615/planning-a-new-school>.
- WATER AUTHORITY OF FIJI. "Understanding Your Bill – Water Authority of Fiji," 2021.
<https://waterauthority.com.fj/understanding-your-bill/>.
- Wikipedia. "Economy of Samoa," 2022. https://en.wikipedia.org/wiki/Economy_of_Samoa.
- Wilson, Marc, Gordon Nanau, Milika Sobey, and Semi Latowa. "Political Economy of Water Management and Community Perceptions in the Pacific Island Countries," 2022.
<https://asiafoundation.org/wp-content/uploads/2022/10/Political-Economy-of-Water-Resources-Management-and-Community-Perceptions-in-the-Pacific-Island-Countries.pdf>.
- Wirtschaftskammer Österreich. "WKO Länderprofil Tonga," August 2023.
https://wko.at/statistik/laenderprofile/lp-tonga.pdf?_ga=2.137172592.1376238002.1692172845-1775171727.1692172839&_gl=1*uom728*_ga*MTc3NTE3MTcyNy4xNjkyMTcyODM5*_ga_4YHGVSNS5S4*MTY5MjE3MjgzOC4xLjEuMTY5MjE3Mjg0NS4wLjAuMA..
- World Food Programme. "Workbook: Fiji Agriculture Statistics Online Data Library," 2020.
https://analytics.wfp.org/t/Public/views/FijiAgricultureStatisticsOnlineDataLibrary/HomePage?%3Adisplay_count=n&%3Aiid=6&%3Aorigin=viz_share_link&%3AshowAppBanner=false&%3AshowVizHome=n&%3AisGuestRedirectFromVizportal=y&%3Aembed=y#2.
- World Health Organization. "The Kingdom of Tonga Health System Review," 2015.
- World Travel and Tourism Council (WTTC). "Travel and Tourism Economic Impact 2018 Fiji," 2018.
- WorldBankData. "Access to Electricity (% of Population) - Samoa." Accessed September 26, 2023.
<https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS>.
- . "Ease of Doing Business Rank." World Bank Data, 2019.
<https://data.worldbank.org/indicator/IC.BUS.EASE.XQ?end=2019&start=2019&view=map>.
- Zentrum Wasserstoff Bayern. "Wasserstoff-FAQs," n.d. <https://h2.bayern/infothek/faqs/>.
- ZfK. "Industriewasser Wird Im Schnitt Ein Cent Teurer." *Zeitung Für Kommunale Wirtschaft*, July 31, 2018. <https://www.zfk.de/wasser-abwasser/wasser/industriewasser-wird-im-schnitt-ein-cent-teurer>.