UMWELTSCHUTZ
made in Germany

AHK
Delegation der Deutschen Wirtschaft in Nigeria
Delegation of German Industry and Commerce in Nigeria

Technisch-wirtschaftliche Machbarkeitsstudie: Produktion von grünem Wasserstoff für den Einsatz in netzfernen Anwendungen, Lagos – Nigeria

Herausgeber:

Delegation der deutschen Wirtschaft in Nigeria
2nd floor, No 6. Ojora Close, Off Idowu Martins Street,
Victoria Island, Lagos – Nigeria
info@lagos-ahk.de
https://www.nigeria.ahk.de

Autoren:
Andrew Aryee
Sharon Rehoboth
Emmanuel Chikwado Anene
David Akomolafe

In Zusammenarbeit mit:

Erscheinungsdatum:
Dezember 2022

Bildnachweis:
Gallo Images

Supported by:

Federal Ministry
for the Environment, Nature Conservation,
Nuclear Safety and Consumer Protection

based on a decision of
the German Bundestag

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.

Inhalt

Tabellenverzeichnis 4
Abbildungsverzeichnis 5
Abkürzungsverzeichnis 6
SI-Einheiten 7
Wechselkurs 7
Executive Summary 8
1. Einleitung 9
2. Die Energiesituation in Nigeria 10
2.1 Der nigerianische Energiesektor im Überblick 10
2.2 Die nationale Energiestrategie und die Rolle von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz 11
2.2.1 Die nationale Energiestrategie 11
2.2.2 Die Rolle von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz 12
2.3 Energie- und Klimapolitik 12
2.4 Der nigerianische Elektrizitätssektor – das Erzeugungssegment im Überblick 15
2.5 Der nigerianische Elektrizitätssektor – das Übertragungssegment im Überblick 17
2.6 Der nigerianische Elektrizitätssektor – das Verteilungssegment im Überblick 18
2.7 Der nigerianische Elektrizitätssektor – das netzferne Segment im Überblick 19
2.8 Die Hauptakteure des nigerianischen Elektrizitätssektors 21
3. Potenzial für grüne Wasserstoffproduktion in Nigeria 22
3.1 Potenzial der dezentralen und netzfernen Energieversorgung in Nigeria 23
3.2 Anwendungsbereich und Verwendung von grünem Wasserstoff 23
3.3 Integration der Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie in Mininetzsysteme 24
3.4 Die verfügbaren erneuerbaren Energieressourcen zur Produktion von grünem Wasserstoff in Nigeria im Überblick 24
3.4.1 Nutzbares Potenzial erneuerbarer Energien für die Wasserstoffproduktion in Nigeria 24
3.4.2 Nutzbares Potenzial erneuerbarer Energien für die Wasserstoffproduktion in Nigeria 25
3.5 Quantifizierung der Chancen von grünem Wasserstoff 25

3.6 Die Dynamik des Wasserstoffbedarfs 27
3.7 Der Zukunftsmarkt 28
4. Die Produktion von grünem Wasserstoff für netzferne Anwendungen 29
4.1 Die Standortauswahlmethode 29
4.2 Beschreibung des Standorts 30
4.3 Das Multi-Vektor-Simulationsmodell im Überblick 31
4.3.1 Beschreibung 31
4.3.2 Kennzahlen 31
4.3.3 Merkmale des Multi-Vektor-Simulationsmodells 32
4.3.4 Eingangs- und Ausgangstransformation des MVS 32
4.4 Wirtschaftliche Annahmen 33
4.5 Ergebnisse der technisch-wirtschaftlichen Analyse 35
4.5.1 Ergebnisse der Simulationen für die einzelnen Szenarien 39
5. Finanzierungsmöglichkeiten 46
6. Fazit 48
Quellen 49
Anhänge 51
Anhang 1: Optimierte zusätzliche Kapazitäten auf der Grundlage des Anteils [%] erneuerbarer Energien 51
Anhang 2: Variation der Kennzahl durch ihren erneuerbaren Anteil [%] 52

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Erzeugungskapazität (netzgebunden und netzfern) in Nigeria 10

Tab. 2: Die Erzeugungsunternehmen (GenCos) in Nigeria 16

Tab. 3: Netzferne Netze in Nigeria 20

Tab. 4: Potenzial erneuerbarer Energien in Nigeria im Überblick 25

Tab. 5: Für den Multi-Vektor-Simulator angenommene wirtschaftliche Eingabedaten 34

Tab. 6: Eingangsdaten für den Multi-Vektor-Simulator 35

Tab. 7: Kennzahl für Szenario [I] 39

Tab. 8: Kennzahlen für Szenario [II] 40

Tab. 9: Kennzahlen für Szenario [III] 41

Tab. 10: Vergleich der wichtigsten Kennzahlen für die Szenarien [I], [II] und [III] 42

Tab. 11: Vergleich der Kennzahlen für Beschränkungen des variablen Anteils erneuerbarer Energien 42

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Stromübertragungsnetz in Nigeria (Quelle: NERC) 18

Abb. 2: Versorgungsgebiete der 11 Verteilungsunternehmen in Nigeria (Quelle: NERC) 19

Abb. 3: Struktur des nigerianischen Elektrizitätsmarktes 22

Abb. 4: Schätzung des Wasserstoffbedarfs bis 2050 (Quelle: PwC).....26

Abb. 5: 85-kWp-Solaranlage Gbamu Gbamu.....30

Abb. 6: Wertschöpfungskette des Mininetzes Gbamu Gbamu 31

Abb. 7: Kennzahlen des Multi-Vektor-Simulators 32

Abb. 8: Eingangs- und Ausgangstransformation des MVS 33

Abb. 9: Szenario [I] – Flussdiagramm des Mininetzes Gbamu Gbamu im Status quo 36

Abb. 10: Szenario [II] – 100 % erneuerbare Energieerzeugung aus optimierter Solar-PV-Anlage und Produktion von grünem Wasserstoff zur Stromspeicherung 37

Abb. 11: Szenario [III] – Flussdiagramm für Produktion und Kommerzialisierung von Wasserstoff aus Solar-PV, Wasserstoff-Brennstoffzellen und Wasserstoffverdichter 38

Abb. 12: Vergleich der Stromgestehungskosten für die Szenarien [I], [II] und [III].....44

Abb. 13: Wasserstoffeinspeisung ins Netz 45

Abb. 14: Stromgestehungskosten.....45

Abb. 15: Gespeicherter Wasserstoff.....45

Abkürzungsverzeichnis

H_2	Wasserstoff
BoI	Bank of Industry
WS	Wechselstrom
GS	Gleichstrom
DisCos	Verteilungsgunternehmen (*Distribution Companies*)
EU	Europäische Union
PV	Photovoltaik
GenCos	Erzeugungsunternehmen (*Generation Companies*)
THG	Treibhausgas
LCOE	Stromgestehungskosten (*Levelized Cost of Energy*)
MVS	Multi-Vektor-Simulation
FMPWH	Nigerianisches Bundesministerium für Energie, Bau- und Wohnungswesen (*Federal Ministry of Power, Works and Housing*)
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
$MtCO_2e$	Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente
NERC	Nigerianische Elektrizitätsregulierungskommission (*Nigerian Electricity Regulatory Commission*)
REA	Behörde für ländliche Elektrifizierung (*Rural Electrification Agency*)
RLI	Reiner Lemoine Institut
UNDP	United Nations Development Programme (Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen)
NREEEP	Nationale Richtlinie für erneuerbare Energien und Energieeffizienz (*National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy*)

SI-Einheiten

L	Liter
€	Euro
EUR	Euro
h	Stunde
kg	Kilogramm
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
Mio.	Million
NGN	Naira
GW	Gigawatt
MW	Megawatt
EUR/	Euro pro Liter
GWh	Gigawattstunde
TWh	Terawattstunde
kWp	Kilowatt-Peak
Mio. m^3	Millionen Kubikmeter
/kgH_2	Pro Kilogramm Wasserstoff
TCO_2e/Jahr	Tonnen CO_2-Äquivalente pro Jahr

Wechselkurs

1 EUR	**428,37 NGN**

Executive Summary

Die globalen Energiesysteme erfahren aufgrund von Innovationen und der auf der Grundlage der Technologien für erneuerbare Energien entstehenden Möglichkeiten sowie aufgrund der ehrgeizigen Ziele zur Verringerung der Treibhausgasemissionen zur Bekämpfung der Folgen des Klimawandels eine ständige Weiterentwicklung. Die Stromerzeugung in Nigeria beruht hauptsächlich auf dem Einsatz von Gasturbinen, Wasserkraft und Dieselgeneratoren. Die 2020 verzeichnete Energieerzeugungskapazität belief sich auf etwa 35.700 GWh und lag damit weit unter dem Energiebedarf des Landes in Höhe von 29 TWh. Das Problem des nigerianischen Energiedefizits kann durch den Einsatz netzferner alternativer Energiequellen zur Verbesserung der Stromerzeugung und des Zugangs zu Energie gelöst werden.

Diese Studie konzentriert sich auf die Optimierung der Auslegung von PV-Solaranlagen und die Integration einer Anlage zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in ein bestehendes Netz von Minisolaranlagen. Das für diese Studie ausgewählte Mininetz befindet sich in der Region Gbamu Gbamu im Bundesstaat Ogun im Südwesten Nigerias und wird von einem 53-kW-Dieselgenerator und einer 85-kWp-PV-Solarzelle mit einem 288-kWh-Batteriespeicher gespeist. Mithilfe einer Multi-Vektor-Simulator-Software (MVS-Software) wurden die technisch-wirtschaftliche Machbarkeit und die Skalierbarkeit der Produktion von grünem Wasserstoff als alternativem Brennstoff für das Mininetz untersucht, wobei vier Szenarien formuliert wurden. Szenario [I] ist der derzeitige Ist-Zustand des Mininetzes Gbamu Gbamu, bestehend aus einem Dieselgenerator und einer PV-Anlage. Die Szenarien [II] und [III] basieren ausschließlich auf optimierter Solar-PV und der Integration einer Anlage zur Wasserstoffproduktion, während Szenario [IV] zu 95 % auf optimierter Solar-PV und zu 5 % auf Dieselkraftstoff basiert. Als weitere optimierte Anlagen wurden in dieser Studie ein Elektrolyseur, eine Brennstoffzelle, ein Wasserstoffspeicher sowie ein Verdichter untersucht.

Die Stromgestehungskosten (LCOE, *Levelized Cost Of Electricity*) beliefen sich in Szenario [I] auf 0,24 Euro/kWh bei CO_2-Emissionen von 67.714 Tonnen CO_2e/Jahr, während sich in Szenario [II] die Stromgestehungskosten auf 0,22 Euro/kWh ohne CO_2-Emissionen beliefen. In Szenario [III] beliefen sich die Stromgestehungskosten auf 0,21 Euro/kWh bei null CO_2-Emissionen. In Szenario [IV] gingen die Stromgestehungskosten des Systems jedoch um 34 % zurück, als die Stromerzeugung von 100 % erneuerbare Energien auf 95 % erneuerbare Energien mit den damit verbundenen CO_2-Emissionen umgestellt wurde. Die Sensitivitätsanalyse für die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff im Vergleich zu Diesel ergab für die Szenarien [II] und [III] einen Wert von 1,50 bzw. 1,40 Euro/l.

Diese Studie belegt, dass eine Modifizierung des bestehenden Mininetzes Gbamu Gbamu dahingehend möglich ist, dass es vollständig mit Photovoltaik betrieben werden kann, wobei der überschüssige erneuerbare Strom für die Produktion von grünem Wasserstoff als alternativem Brennstoff für die Anwendung in Mininetzen genutzt wird. Die Nutzung der mittels PV-Paneelen zusätzlich erzeugten elektrischen Energie zur Produktion von grünem Wasserstoff kann die nachteiligen Auswirkungen der Umweltverschmutzung minimieren und die Stromgestehungskosten senken.

1. Einleitung

Nigeria ist aufgrund seiner geografischen, klimatischen und wirtschaftlichen Bedingungen in erheblichem Maß vom Klimawandel betroffen. Dies wird in Zukunft noch stärker der Fall sein, da die Luftverschmutzung in vielen Städten unter anderem durch die PKW- und LKW-Auspuffgase, Rauch aus der offenen Verbrennung von Hausmüll, Dieselgeneratoren und Straßenstaub erheblich ist. Das Land verfügt über empfindliche Ökosysteme, und seine Wirtschaft ist in hohem Maß von seinen Erdgasvorkommen abhängig. Nigeria erfüllt somit fast alle in Artikel 4 des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC, United Nations Framework *Convention on Climate Change*) genannten Merkmale. Dieses sieht eine Stabilisierung der atmosphärischen Treibhausgaskonzentrationen auf einem Niveau vor, das eine gefährliche künstliche Beeinflussung des Klimawandels verhindert, sowie die Veröffentlichung nationaler Aufzeichnungen über nach den jeweiligen Quellen aufgeschlüsselte anthropogene Emissionen.

Nigeria hat das Übereinkommen von Paris unterzeichnet, ein internationales Abkommen zur Bekämpfung des Klimawandels. Hinsichtlich des national festgelegten Beitrags (NDC, *Nationally Determined Contribution*) erfolgt eine Unterscheidung zwischen konditionalen Beiträgen, die die Länder erfüllen müssen, wenn sie internationale Unterstützung erhalten, sowie unkonditionalen Beiträgen, die die Länder je nach ihren verfügbaren Fähigkeiten leisten können. Im Juli 2021 verpflichtete sich Nigeria zu einem unkonditionalen Beitrag zur Verringerung der CO_2-Emissionen um 20 % bis 2030 im „Business as Usual“-Fall und setzte sein konditionales Ziel von 45 % auf 47 % gegenüber den Werten des Jahres 2015 herauf. Zu den vorgeschlagenen energiebezogenen Schlüsselmaßnahmen zur Erreichung des NDC gehören die Beendigung des Abfackelns von Gas bis 2030, das Ziel einer netzfernen Solar-PV von 13 GW (Offiong, 2019), effiziente Gasgeneratoren, eine Steigerung der Energieeffizienz um 2 % pro Jahr (30 % bis 2030) sowie ein verbessertes Stromnetz.

Nigeria ist das erste afrikanische Land, das eine grüne Staatsanleihe auflegt, und das vierte Land weltweit. Mit diesem Fonds sollen drei staatliche Klimainitiativen finanziert werden, nämlich das Programm für Mikroenergieanlagen, das Programm zur Wiederbelebung des Bildungswesens und das Aufforstungsprogramm. Hierzu gehört eine 5-jährige Fazilität in Höhe von 10,6 Milliarden Naira (24,7 Millionen Euro) mit einem Coupon von 13,5 % (nigerianisches Bundesumweltministerium, 2015).

Im Rahmen der COP26 im schottischen Glasgow hatte sich die nigerianische Regierung verpflichtet, die CO_2-Emissionen bis 2060 auf null zu reduzieren und damit CO_2-neutral zu werden. Die Gesamttreibhausgasemissionen Nigerias beliefen sich 2014 auf 492,44 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente ($MtCO_2e$), entsprechend 1,01 % der globalen Treibhausgasemissionen. 38,2 % der Treibhausgasemissionen entfallen auf den Bereich Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft, gefolgt von den Sektoren Energie mit einem Beitrag von 32,6 %, Abfall mit einem Beitrag von 14,0 %, Landwirtschaft mit einem Beitrag von 13,0 % und Industrieprozesse mit einem Beitrag von 2,1 % (USAID, 2019).

Nach den Daten des Climate Data Explorer des World Resources Institute (WRI CAIT) nahmen die Treibhausgasemissionen Nigerias von 1990 bis 2014 um 25 % (98,22 $MtCO_2e$) zu (World Resources Institute, 2015). Die durchschnittliche jährliche Veränderung der Gesamtemissionen betrug 1 %. Für 2020 wurden Minderungsstrategien in Betracht gezogen, die die Einführung von Innovationen im Bereich sauberer und nachhaltiger Technologien beinhalten, darunter beispielsweise Möglichkeiten der Integration von Wasserstoff als Speichertechnologie in die Energieversorgung und direkt als

Kraftstoff. Wasserstoff besitzt somit insbesondere im Mobilitätssektor erhebliches Potenzial für die verbreitete Substitution fossiler Brennstoffe. Aufgrund der hervorragenden Bedingungen für erneuerbare Energien hat Nigeria die Möglichkeit zur sicheren, emissionsarmen und wettbewerbsfähigen Produktion von Wasserstoff. Die nationalen Klimaschutz- und Anpassungsmaßnahmen orientieren sich an der neuen Nationalen Richtlinie zum Klimawandel (NPCC, *National Policy on Climate Change*) mit der Vision eines kohlenstoffarmen, klimaresilienten Nigerias und dem Auftrag, durch Einbindung zahlreicher Stakeholder eine nachhaltige Entwicklung und eine klimasichere Wirtschaft zu gewährleisten.

Die Politik zielt darauf ab, die Anfälligkeit Nigerias für die Auswirkungen des Klimawandels zu verringern, die soziale, wirtschaftliche und ökologische Widerstandsfähigkeit des Landes zu verbessern, die Treibhausgasemissionen zu verringern und ein größeres Bewusstsein für die Auswirkungen des Klimawandels sowie für Anpassungs- und Minderungsmaßnahmen zu schaffen. Weitere Ziele sind die Verbesserung und Stärkung von Forschung, Innovation und Technologieentwicklung, der Transfer und die systematische Überwachung, der Aufbau von Kapazitäten für Klimaschutzmaßnahmen auf nationaler, bundesstaatlicher und lokaler Ebene sowie die Einbeziehung des Klimawandels und seiner Querschnittsthemen in die nationale Entwicklung.

2. Die Energiesituation in Nigeria

2.1 Der nigerianische Energiesektor im Überblick

Energie ist für jede Nation eine wertvolle Ressource, und das Tempo ihrer industriellen Entwicklung hängt weitgehend von ihrer Energieversorgung und -nutzung ab. Die derzeitige Energiesituation Nigerias ist durch ein Ungleichgewicht von Energienachfrage und -angebot gekennzeichnet. 2020 ging die Energieerzeugung auf etwa 35.700 GWh zurück, was im Vergleich zur Stromnachfrage von etwa 29 TWh sehr niedrig war. Dies beschreibt das enorme derzeit bestehende Energiedefizit, das Wachstum und Entwicklung fundamental schwächt und die Mehrheit der Bevölkerung zur Nutzung von Dieselgeneratoren veranlasst hat, sodass sich der Zugang zu Elektrizität aufgrund der ständigen Verteuerung von Dieselkraftstoff sowie der Anschaffungs- und Wartungskosten eines Dieselgenerators verteuert. 2019 hat Nigeria nach Schätzungen der Weltbank Generatoren und Gleichstrommotoren im Wert von insgesamt rund 7,4 Millionen Euro importiert. Die Regierung hat Reformen eingeleitet, um die installierte Leistung zu erhöhen, die aktuellen Herausforderungen im Bereich der Stromerzeugung zu bewältigen und den Zugang zu Elektrizität landesweit auszubauen.

Tab. 1: Erzeugungskapazität (netzgebunden und netzfern) in Nigeria

Energiequelle	Installierte Leistung (MW)
Gasturbine	11.972
Wasserkraft	2.062
Windenergieanlage	10
Solar	7
Sonstiges/Diesel	2.333

Quelle: Datenblatt Power Africa in Nigeria

Eine der von der Regierung eingeleiteten Initiativen ist die Privatisierung von sechs Stromerzeugungs- und elf Stromverteilungsunternehmen in Nigeria, wobei die Transmission Company of Nigeria (TCN) vollständig im Staatsbesitz steht. Trotz dieser Maßnahmen haben sich die Qualität und der Zugang der Bevölkerung zur Stromversorgung nur unwesentlich verbessert. Es gibt jedoch private und staatliche Organisationen, die den Aufbau von Mininetzen fördern, um die Stromnachfrage insbesondere in unterversorgten, überwiegend ländlichen Gebieten zu decken. Der Strategie- und Umsetzungsplan für die Elektrifizierung des ländlichen Raums (RESIP, *Rural Electrification Strategy and Implementation Plan*) 2015 kommt zu dem Schluss, dass für ländliche Siedlungen Mininetzlösungen in der Regel kostengünstiger sind als der Ausbau der nationalen Netzinfrastruktur (nigerianisches Bundesministerium für Energie, Bau- und Wohnungswesen, 2016). Derzeit konzentrieren sich die Maßnahmen zur Förderung der Stromerzeugung in Nigeria auf Mininetze, die auf erneuerbaren Energiequellen wie Photovoltaik, Bioenergie und Wasserkraft basieren.

In den letzten Jahren hat die Nutzung von Solar-PV-Anlagen in ländlichen Gebieten stetig zugenommen. Nach Angaben der Rural Electrification Agency (REA) beläuft sich die Gesamtleistung der von dieser Behörde an ausgewählten Standorten in Nigeria installierten Solar-Home-Systeme (SHS) auf 22.244 kW, womit sich die Gesamtzahl der mit Strom versorgten Verbraucher in diesen Einzugsgebieten auf 695.190 erhöht. Vom privaten und öffentlichen Sektor werden bereits Projekte zur Entwicklung von Minisolarnetzen realisiert, um die nigerianische Prognose von 500 MW installierter Solar-PV bis 2025 zu erfüllen.[1]

2.2 Die nationale Energiestrategie und die Rolle von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz

2.2.1 Die nationale Energiestrategie

Die Welt befindet sich im Übergang zu saubereren Energieformen, und Nigeria möchte sich diesem Übergang anschließen. Der Auftrag für die Regierung besteht darin, erschwingliche und saubere Energie bereitzustellen und gleichzeitig im Einklang mit den Zielen für nachhaltige Entwicklung (SDG, *Sustainable Development Goals*) 6 und 11 nachhaltige Städte und Gemeinden zu schaffen.

In Nigeria haben 90 Millionen Menschen keinen Zugang zum Stromnetz, sodass eine Reihe von Unternehmen und Privathaushalten eigene Diesel-/Benzingeneratoren betreibt, um ihren eigenen Strom zu erzeugen. Um in Nigeria den Zugang der Bevölkerung zu Strom zu verbessern, ist die Formulierung und Umsetzung einer Nationalen Stromversorgungsstrategie erforderlich. Um den wachsenden Strombedarf in Nigeria zu decken, muss die derzeitige betriebliche Netzkapazität von 6 GW jedoch im Durchschnitt um das 6,7-Fache erhöht werden. Der Maßnahmenplan zur Verwirklichung dieser nationalen Strategien sieht die folgenden Maßnahmen vor:

- Stärkung des institutionellen Rahmens für den Betrieb und die regulatorischen Aspekte der Elektrizitätswirtschaft

[1] Nigerianischer Masterplan für erneuerbare Energien, IEA/IRENA-Datenbank „Renewable policies“ 2013

- Festlegung eines realistischen kostenorientierten Tarifs, der Anreize für private Investitionen im Energiesektor bietet
- Stärkung des Übertragungsnetzes und Förderung des Ausbaus des Verteilungsnetzes, um den Verbrauchern eine stabile und zuverlässige Stromversorgung zu ermöglichen
- Regulierung der Einfuhrzölle auf Material und Ausrüstungen für die Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung über die gesamte Stromversorgungskette, um Investitionen in Komponenten zur Stromerzeugung und deren lokale Produktion zu fördern
- Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung
- Förderung der netzfernen Stromerzeugung und -versorgung in abgelegenen isolierten Gebieten
- Förderung von Ausbildungseinrichtungen im Land als Haupttreiber für die Entwicklung von Humankapital im Energiesektor

2.2.2 Die Rolle von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz

Die Treibhausgasemissionen und die globale Erwärmung könnten eingedämmt werden, wenn konventionelle Energiequellen schrittweise durch erneuerbare Energietechnologien ersetzt würden. In Nigeria wird das Potenzial von Solar-PV auf etwa 32.456 TWh/Jahr und von Windenergieanlagen (mit einem Kapazitätsfaktor von 20 %) auf 12.867 TWh/Jahr geschätzt (Internationale Agentur für erneuerbare Energien, 2014). Darüber hinaus verfügt Nigeria über geschätzte Biomasseressourcen von 144 Millionen Tonnen pro Jahr und weitere erneuerbare Energiequellen wie Erdwärme, Wasserkraft und Meeresenergie, die ein enormes Potenzial für die Energiegewinnung besitzen.

Erneuerbare Energiequellen tragen erheblich zur Energiesicherheit bei, indem sie hochwertigen und zuverlässigen Strom weitgehend unterbrechungsfrei liefern. Einer der Hauptvorteile liegt darin, dass die erneuerbaren Energiequellen ständig nachwachsen, da die Unerschöpflichkeit dieser Ressourcen und die Möglichkeit, auch in Zukunft Energie zu gewinnen, gewährleistet sind. Dies stellt einen erheblichen Vorteil gegenüber der herkömmlichen netzgebundenen Versorgung dar, die häufig durch menschliche und umweltbedingte Ursachen gestört wird.

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind von entscheidender Bedeutung, da sie bei gleichbleibender (Nutz-)Leistung zur Senkung des Energieverbrauchs beitragen. Darüber hinaus sollen die CO_2-Emissionen von schweren industriellen Elektrowerkzeugen, gewerblichen Betrieben, Haushaltsgeräten sowie Heizungs- und Kühlanlagen minimiert werden.

2.3 Energie- und Klimapolitik

Nigeria ist wie viele Regionen der Welt vom Klimawandel betroffen. Der Klimawandel ist ein komplexes Umweltproblem, bei dem sein langfristiger, ungewisser Zeitrahmen, das Ausmaß seines Auftretens, die unterschiedlichen Auswirkungen und Vulnerabilitäten sowie Gleichheit und Gerechtigkeit innerhalb der globalen Machtasymmetrien eine Rolle spielen. Die nigerianische Regierung ist sich nicht nur der potenziell verheerenden Auswirkungen des Klimawandels auf die sozioökonomische und ökologische Entwicklung des Landes und der Folgen für das Wohlergehen der Bevölkerung bewusst, sondern beabsichtigt auch, die klimabedingten Entwicklungsherausforderungen durch geeignete politische und institutionelle Maßnahmen besser zu bewältigen. Ziel ist es hierbei nicht nur, den Klimawandel im Rahmen der Entwicklungsprioritäten zu

berücksichtigen, sondern auch, die Umsetzung von Umweltschutz- und Anpassungsmaßnahmen auf allen Regierungsebenen für eine klimaverträgliche nachhaltige Entwicklung zu fördern.

2013 verabschiedete der Federal Executive Council – das nigerianische Kabinett – eine umfassende Richtlinie zum Klimawandel (nigerianisches Bundesumweltministerium, 2013), die sowohl eine Strategie zur Reaktion auf den Klimawandel als auch eine Maßnahme zur Förderung der Einführung klimafreundlicher Praktiken darstellt. Die Nationale Richtlinie zum Klimawandel (NPCC, *National Policy on Climate Change*) enthält einen Überblick über ihren Kontext, ihre Leitprinzipien, damit zusammenhängende regulatorische und politische Dokumente sowie den aktuellen Stand der Umsetzung insbesondere für die Stakeholder im Bereich der netzfernen erneuerbaren Energien.

Einige der wichtigsten Punkte der NPCC-Strategie für den Energiesektor sind:

- Diversifizierung des Energiemix des Landes mit einem zunehmenden Anteil erneuerbarer und anderer Quellen, die saubere Technologien nutzen
- Unterstützung der Haushalte bei der Ergreifung der notwendigen Maßnahmen für eine effiziente Energienutzung im Haushalt
- Förderung gezielter Forschung im Bereich kohlenstoffarmer Technologien und erneuerbarer Energien
- Überprüfung der Umsetzung der bestehenden nationalen Energiepolitik sowie von bestehenden nationalen Plänen und Vorschriften, um sicherzustellen, dass diese zur Verringerung von Treibhausgasemissionen beitragen

2015 führte die nigerianische Bundesregierung zudem die Nationale Richtlinie für erneuerbare Energien und Energieeffizienz (NREEEP, *National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy*) ein. Diese definiert die Strategie der Regierung für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz des Landes, um die langfristige Entwicklung Nigerias voranzutreiben. Das allgemeine Ziel der Richtlinie lässt sich wie folgt zusammenfassen:

- Erstellung einer Roadmap mit dem Ziel eines umfassenden Zugangs zu modernen und sauberen Energieressourcen, zur Verbesserung der Energiesicherheit und zur Erreichung der Klimaziele
- Anerkennung der nationalen Bedeutung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen durch Förderung der Entwicklung, des Betriebs und der Wartung sowie der Modernisierung neuer und bestehender Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen
- Erklärung, dass der Anteil des aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Stroms in Nigeria auf ein Niveau gesteigert werden soll, das die Ziele der ECOWAS-Regionalpolitik für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Energieeffizienz bis 2020 und darüber hinaus erreicht oder übertrifft
- Erklärung, dass die Energieeffizienz eine große, kostengünstige und zu wenig genutzte nigerianische Energieressource ist, die Einsparungen bei Energiekosten, Möglichkeiten für mehr Arbeitsplätze, verbesserte industrielle Wettbewerbsfähigkeit und geringere Luftverschmutzung bietet
- Erkenntnis, dass Armutsbekämpfung und Umweltschutz durch die nach wie vor bestehende Vorherrschaft und ineffiziente Nutzung von Erdöl und Erdgas behindert werden
- Aufnahme von Bestimmungen für die Erzeugung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz in staatliche Grundsatzerklärungen und Pläne sowie Anerkennung der

Bedeutung von Rahmenbedingungen für private Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz
- Erfordernis der Ausarbeitung eines nationalen Maßnahmenplans für erneuerbare Energien und Energieeffizienz und Festlegung eines Zeitrahmens für die Umsetzung
- Empfehlung, dass die Unterzeichner dieser Richtlinie bei der Ausarbeitung der Maßnahmenpläne zusammenarbeiten und sich gemeinsam um die Erreichung der verbindlichen Endziele bemühen
- Verpflichtung des nigerianischen Bundesministeriums für Energie, Bau und Wohnungswesen, die Entwicklung eines Integrierten Ressourcenplans (IRP) zu fördern und die kontinuierliche Überwachung und Überprüfung der Umsetzung und Wirksamkeit der im Rahmen der nationalen Grundsatzerklärung vorgeschriebenen Maßnahmenpläne sicherzustellen
- Erleichterung der Schaffung eines Rahmens für die nachhaltige Finanzierung von Projekten und Programmen in den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz in Nigeria

Die Nationale Richtlinie zum Klimawandel und die Nationale Richtlinie für erneuerbare Energien und Energieeffizienz sehen mehrere einschlägige energie- und klimapolitische Instrumente vor, darunter beispielsweise:

- die Nationale Umweltrichtlinie 1989
- das Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, 1992
- die Nationale Energierichtlinie 2003
- den Masterplan für erneuerbare Energien (REMP, *Renewable Energy Master Plan*) 2006
- den Vierten Sachstandsbericht (AR4, *Fourth Assessment Report*) des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC, *Intergovernmental Panel on Climate Change*) 2007
- die Nationale Anpassungsstrategie und den Nationale Aktionsplan (NASPA, *National Adaptation Strategy and Action Plan*)
- den national festgelegten Beitrag (NDC) von Nigeria 2015

Darüber hinaus wurde 2016 die Gesetzgebung für die Nigerianische Elektrizitätsregulierungskommission (NERC, *Nigerian Electricity Regulatory Commission*) für Mininetze verabschiedet, um die Investitionsmöglichkeiten zu verbessern und ein förderliches Umfeld für die Entwicklung netzferner Stromnetze zu schaffen.

Ein Mininetz wird nach seiner Stromerzeugungskapazität (zwischen 0 kW und 1 MW) klassifiziert und kann entweder als Insel- oder als Verbundnetz betrieben werden. Eine Leitlinie für Mini-Inselnetze bis zu 100 kW sieht einen Antrag auf Betriebsgenehmigung oder eine Registrierung des Mininetzes bei der Nigerianischen Elektrizitätsregulierungskommission vor. Für Projekte zwischen 100 kW und 1 MW ist jedoch eine Genehmigung für Mini-Inselnetze vorgeschrieben. Im Fall eines Miniverbundnetzes ist zwingend eine Genehmigung der Regulierungsbehörde zu beantragen und ein trilateraler Vertrag mit der Gastgemeinde und einem zugelassenen Verteilungsnetzbetreiber eines Stromversorgungsunternehmens abzuschließen. Nigeria bietet weltweit eine der größten Chancen für Investitionen in netzferne Anlagen. Die nigerianische Behörde für ländliche Elektrifizierung (REA, *Rural Electrification Agency*) schätzt, dass netzferne Alternativen zur netzgebundenen Stromversorgung ein Marktpotenzial von ca. 9,2 Milliarden Euro jährlich bieten.[2]

Die Nigerianische Elektrizitätsregulierungskommission hat darüber hinaus die folgenden Vorschriften für eine Lenkung von Investitionen im netzfernen Sektor erlassen:

[2] REA: Nigeria's Annual Mini Grid Electricity Investment Opportunities Reach EUR 9.2bn – Rural Electrification Agency

- Die Regeln für netzferne Stromverteilungsnetze (IEDN, *Independent Electricity Distribution Networks Regulations*) 2012 gelten für netzferne Verteilungsnetze in Siedlungen, die nicht oder nur unzureichend von einem bestehenden Verteilungsunternehmen versorgt werden. Unterschieden wird hierbei zwischen netzfernen ländlichen und städtischen Stromverteilungsinselnetzen sowie eingebetteten netzfernen Stromverteilungsnetzen.
- Das 2006 verabschiedete Gesetz zur Reform des Elektrizitätssektors sieht Initiativen für die Versorgung ländlicher Gebiete durch netzferne Stromversorgungslösungen vor.
- Ziel der 2017 gestarteten Initiative zur Förderung der Wirtschaft (EEI, *Energizing Economies Initiative*) ist die Bereitstellung netzferner Lösungen für kleine Unternehmen im Privatsektor insbesondere auf Märkten und in Einkaufszentren mit Pilotprojekten im Sura-Komplex (Bundesstaat Lagos), dem Sabon-Gari-Markt (Bundesstaat Kano) und dem Ariaria-Markt (Bundesstaat Abia).

2.4 Der nigerianische Elektrizitätssektor – das Erzeugungssegment im Überblick

1886 wurden die ersten beiden Stromgeneratoren zur Versorgung der damaligen Kolonie Lagos installiert. Durch Gesetz wurde 1951 die Electricity Corporation of Nigeria (ECN) und 1962 die Niger Dams Authority (NDA) für die Entwicklung der Wasserkraft gegründet. Die National Electric Power Authority (NEPA), die 1972 aus der Zusammenlegung der beiden Organisationen hervorging, ist für die Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung für das ganze Land zuständig. Im Zuge der Reform des Energiesektors 2005 wurde die NEPA entflochten und in Power Holding Company of Nigeria (PHCN) umbenannt.

Darüber hinaus wurde im März 2005 das Gesetz zur Reform des Elektrizitätssektors (EPSR, *Electric Power Sector Reform*) verabschiedet, um privaten Unternehmen die Beteiligung an der Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung zu ermöglichen. Die Regierung hat die PHCN in 11 Verteilungsunternehmen (DisCos), sechs Erzeugungsunternehmen (GenCos) und ein Übertragungsunternehmen (TCN) entflochten. Mit dem Gesetz wurde gleichzeitig auch die Nigerian Electricity Regulatory Commission (NERC) als unabhängige Regulierungsbehörde für den Sektor geschaffen.

Die Bundesregierung hat derzeit ihre sämtlichen Anteile an den sechs Erzeugungs- und 60 % ihrer Anteile an den elf Verteilungsunternehmen an private Betreiber verkauft. Der Staat ist jedoch nach wie vor Eigentümer der Übertragungsnetze.

Derzeit sind 23 Kraftwerke in Betrieb, die an das Stromnetz angeschlossen sind (siehe Tabelle 2). Nach Angaben von Power Africa von USAID verfügte Nigeria über eine installierte Stromerzeugungsleistung von etwa 14.000 MW, von denen 7.000 MW mechanisch für die Erzeugung zur Verfügung standen und etwa 4.000 MW in Betrieb waren. Hierbei entfielen 84 % der Stromerzeugungskapazität auf nicht erneuerbare Energiequellen und die restlichen 16 % auf erneuerbare Quellen wie Wasser-, Solar-, Wind und Bioenergie.

Tab. 2: Die Erzeugungsunternehmen (GenCos) in Nigeria

Lfd. Nr.	GenCo	Standort (Staat)	Installierte Leistung (MW)	Typ	Stand der Privatisierung
1	Afam IV-V Power Plc	Rivers	966[3]	Gas	100 % verkauft (Transcorp)
2	Sapele Power Plc	Delta	1.020[4]	Gas	51 % verkauft (Eurafric Power)
3	Egbin Power Plc	Lagos	1.320[5]	Gas	100 % verkauft (Sahara Group)
4	Ughelli Power Plc	Delta	972[6]	Gas	100 % verkauft (Transcorp)
5	Kraftwerk Kainji	Niger	760[7]	Wasserkraft	Langfristige Konzession
6	Kraftwerk Jebba	Niger	578[25]	Wasserkraft	Langfristige Konzession
7	Shiroro Power Plc	Niger	600[25]	Wasserkraft	Langfristige Konzession
8	Kraftwerk Alaoji	Abia	107[25]	Gas	Nationales integriertes Energieprojekt (NIPP, *National Integrated Power Project*)
9	Kraftwerk Ihovbor	Edo	451[8]	Gas	NIPP
10	Kraftwerk Calabar	Cross River	563[25]	Gas	NIPP
11	Kraftwerk Egbema	Imo	338[25]	Gas	NIPP
12	Kraftwerk Gbarain	Bayelsa	225[25]	Gas	NIPP
13	Kraftwerk Olorunsogo I	Ogun	676[9]	Gas	NIPP
14	Kraftwerk Omotosho	Ondo	451[25]	Gas	NIPP
15	Kraftwerk Omoku II	Rivers	225[25]	Gas	NIPP
16	Kraftwerk Sapele II	Delta	451[10]	Gas	NIPP
17	Kraftwerk Aba	Abia	140[11]	Gas	Unabhängiger Stromerzeuger (IPP, *Independent Power Producer*)

[3] TranscorpPower https://transcorppower.com/

[4] Sapele Power Plc http://www.sapelepower.com/about_us.php

[5] Egbin https://egbin-power.com/about-us/

[6] Symbion http://www.symbion-power.com/nigeria/

[7] NERC https://nerc.gov.ng/indicator.php/home/nesi/403-generation

[8] NDPHC http://ndphc.net/ihovbor

[9] NDPHC http://www.ndphc.net/olorunsogo

[10] NDPHC http://www.ndphc.net/sapele

[11] NERP https://nerp.org.ng/power-plants/aba-power-station/

18	Kraftwerk Geregu	Kogi	434[25]	Gas	NIPP
19	Kraftwerk Ibom	Akwa Ibom	190[12]	Gas	IPP
20	Kraftwerk Okpai	Delta	480[13]	Gas	IPP
21	Kraftwerk Azura Edo	Edo	461[14]	Gas	IPP
22	Kraftwerk Afam VI	Rivers	650[15]	Gas	IPP
23	Kraftwerk Omuku	Rivers	150[16]	Gas	IPP

2.5 Der nigerianische Elektrizitätssektor – das Übertragungssegment im Überblick

Der wichtigste Player für netzgebundene Stromerzeugung in Nigeria sind die Erzeugungsunternehmen. Dieser Strom wird über die von der Transmission Company of Nigeria (TCN) betriebenen Übertragungsleitungen geleitet, bevor er von den Verteilungsunternehmen an die einzelnen Umspannwerke verteilt wird. Die TCN wurde 2005 gegründet und erhielt am 1. Juli 2006 die Übertragungslizenz. Die lokalen Stromübertragungsnetze arbeiten mit einer primären Übertragungsspannung von 330 kV. Die TCN besteht aus dem Übertragungsdienstleister, der in erster Linie für den Bau und die Instandhaltung von Umspannwerken und Übertragungsleitungen zuständig ist, dem Marktbetreiber, der für die Umsetzung der Marktvorschriften zuständig ist, und dem Netzbetreiber, der das Übertragungssystem zuverlässig und sicher betreibt.

Die TCN wird nach wie vor vollständig vom Staat kontrolliert und ist damit der einzige im Staatsbesitz befindliche Akteur in der Stromwertschöpfungskette. Der Strom muss über die TCN von den Erzeuger- zu den Verteilungsunternehmen transportiert werden. Die theoretische Gesamtlänge des nigerianischen Übertragungsnetzes beträgt, wie in Abbildung 1 dargestellt, etwa 20.000 km und stellt das schwächste Glied des nigerianischen Stromnetzes dar. Seine Schwachstelle ist die veraltete Infrastruktur, sodass mit etwa 5.300 MW (KPMG, 2016) nur etwa die Hälfte der installierten Stromerzeugungskapazität transportiert werden kann (Beratergruppe Energie des Vizepräsidenten, 2015), wobei das Netz jedoch zusammenbricht, sobald die regelmäßig übertragene Megawattleistung erhöht wird. Um die von den Erzeugerunternehmen erzeugte Leistung in vollem Umfang übertragen zu können, muss das Übertragungsnetz ausgebaut werden.

[12] Ibom Power https://www.ibompower.com/

[13] Eni https://www.eni.com/en-NG/what-we-do/mid-downstream/power.html

[14] Azura Edo https://azuraedo.com/

[15] GEM WIKI https://www.gem.wiki/Afam_VI_power_station

[16] FIPL http://fipl-ng.com/plants/#omoku-plant

Abb. 1: Stromübertragungsnetz in Nigeria (Quelle: NERC)

2.6 Der nigerianische Elektrizitätssektor – das Verteilungssegment im Überblick

Das nigerianische Stromverteilungsnetz besteht aus primären und sekundären Verteilungssystemen. Das primäre Verteilungssystem wird auf Spannungsebenen zwischen 11 und 33 kV betrieben. Große Stromverbraucher wie Zementfabriken, Raffinerien, Stahlwerke und Brauereien sind wegen des hohen Stromverbrauchs ihrer Großanlagen an dieses System angeschlossen. Im Gegensatz zum primären Verteilungssystem erfolgt die sekundäre Verteilung bei niedrigen Spannungen von 230 und 460 V für ein- bzw. dreiphasige Netze. Innerhalb des Landes gibt es 11 Verteilungsunternehmen, die in allen Bundesstaaten tätig sind. Diese Verteilungsunternehmen sind in Abbildung 2 dargestellt, nämlich:

- Abuja
- Benin
- Eko
- Enugu
- Ibadan
- Ikeja
- Jos
- Kaduna
- Kano
- Port Harcourt
- Yola

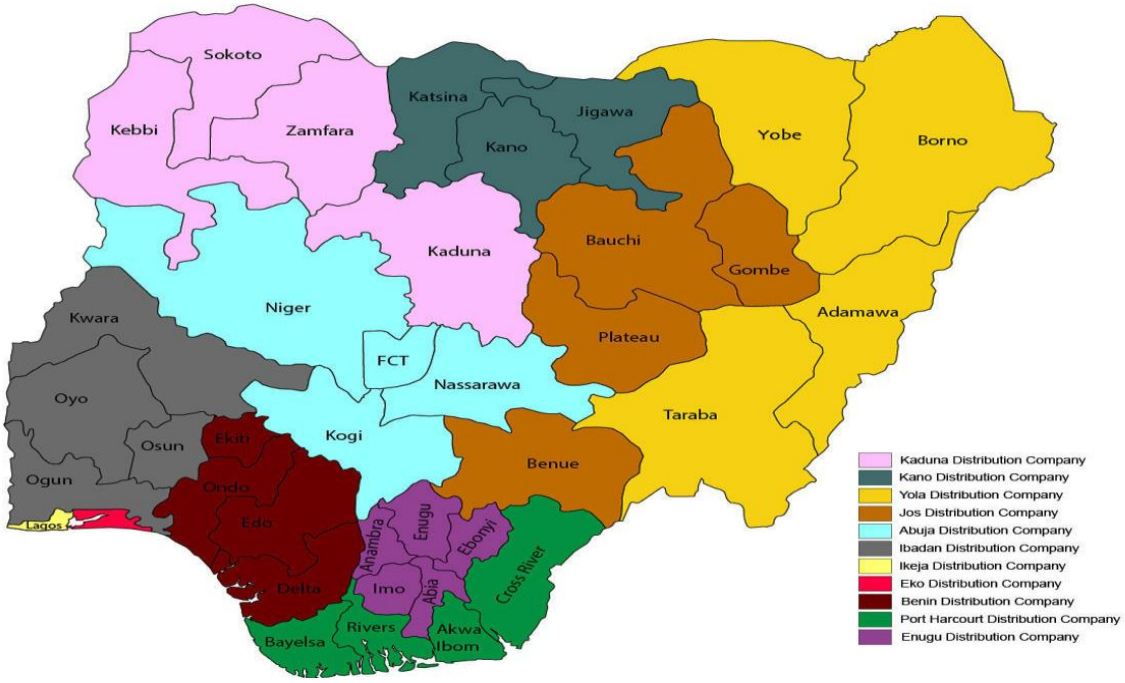


Abb. 2: Versorgungsgebiete der 11 Verteilungsunternehmen in Nigeria (Quelle: NERC)

2.7 Der nigerianische Elektrizitätssektor – das netzferne Segment im Überblick

Nigeria ist mit mehr als 200 Millionen Einwohnern und einem Wirtschaftsvolumen von rund 397 Milliarden Euro das bevölkerungsreichste Land Afrikas. 2018 hatten nur 36 % der Landbewohner Zugang zu Strom, gegenüber 55 % landesweit. Die Bürger, die über einen Netzanschluss verfügen, sehen sich regelmäßig mit täglichen Stromunterbrechungen konfrontiert, weshalb viele von ihnen alternative Methoden zur Sicherung einer zuverlässigen Stromversorgung bevorzugen. Aufgrund des instabilen Stromnetzes kam es zu einer starken Entwicklung der netzfernen Energieversorgung, wodurch Nigeria zu einem der besten Märkte weltweit für die Einrichtung von Mininetzsystemen wurde.

2020 konnte Nigeria durch den Bau von 30 Solar-Mininetzprojekten mehr als 40.000 Menschen mit Strom versorgen. Zuvor wurden die meisten der vor zwei Jahrzehnten eingerichteten Mininetze mit Dieselmotoren gespeist. Heute werden sie aus erneuerbaren Energiequellen gespeist, wobei Photovoltaik die vorherrschende Technologie ist.

Mit Mitteln aus Direktinvestitionen und von Geberorganisationen haben Unternehmen des Privatsektors in Nigeria überwiegend hybride Mininetze errichtet. In Nigeria weist der Markt für die Entwicklung von Mininetzen eine höhere Besiedlungsdichte als andere Länder auf. Die meisten Mininetze bleiben unter der Genehmigungsgrenze von 100 kW und sind daher unreguliert. Tabelle 3 zeigt drei Beispiele für derartige netzferne Standorte in Nigeria.

Tab. 3: Netzferne Netze in Nigeria [17] [18] [19]

Netzferne Netze	Dorf Bisanti	Gbamu Gbamu	Idi-Ita/Onibambu
Geldgeber	BOI, UNDP, IEEE	EU, GIZ, FMPWH	BoI
Staat	Niger	Ogun	Osun
Auftragnehmer	GVE	Rubitec Solar	Arnergy Solar
Energiequelle	Solar-PV	Solar-PV und Dieselgenerator	Solar-PV
Leistung (kWp)	40	85	24
Stromverbraucher	200 Haushalte im Dorf Bisanti	550 Haushalte in Gbamu Gbamu	200 Haushalte in Idi-Ita/Onibambu
Jährlicher Strombedarf (kWh)	200.000	550.000	200.000
Jährlicher Wärmebedarf (kWh)	102.000	280.500	102.000

Der weltweite Ruf nach erneuerbaren Energiequellen nimmt zu, was angesichts der anhaltenden negativen Auswirkungen der globalen Erwärmung und des Klimawandels verständlich ist. Mininetze für erneuerbare Energien sind daher heutzutage eine sehr wirksame Strategie zur Verringerung der globalen Erwärmung und zur Sicherstellung der jederzeitigen Verfügbarkeit erschwinglicher und sauberer Energie. Nigeria besitzt einen nachhaltigen Markt für die Erzeugung und Verteilung von Energie durch auf erneuerbarer Energie basierenden Mininetzen, gestützt durch die weltweite Erkenntnis der Schädlichkeit von Treibhausgasemissionen und die Besorgnis hinsichtlich des Klimawandels sowie die Tatsache, dass mehr als 55 % der Nigerianer Zugang zu sauberer Energie benötigen.

Aus politischer Sicht hat die Regierung zahlreiche Programme und Anreize für den Einsatz erneuerbarer Energien eingeführt. Diese Politik spiegelt sich in der Nationalen Elektrizitätsrichtlinie (NEPP, *National Electric Power Policy*) und in der Nationalen Richtlinie für erneuerbare Energien und Energieeffizienz (NREEEP, *National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy*) wider.

Die folgenden Anreize werden im Rahmen der NREEEP angeboten:

i) zweijährige Zollbefreiung für die Einfuhr von für Projekte im Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz eingesetzten Ausrüstungen und Materialien
ii) Möglichkeit zinsgünstiger Darlehen und Sonderdarlehen für Projektentwickler aus dem Fonds für erneuerbare Energien für Projekte zur Versorgung mit erneuerbaren Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz
iii) Lobbying gegenüber der Regierung zur Schaffung eines geeigneten wirtschaftlichen Instruments, das Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien Sonderkonditionen für Preisgestaltung und Verkaufspreise einräumt

[17] GVE https://gve-group.com/portfolio/bisanti-village-mini grid-project/

[18] Rubitec https://www.thenef.org/wp-content/uploads/2019/04/Nigeria-Energy-Forum-Dev-of-85KwP-Gbamugbamu-v2.pptx

[19] Orient Energy Review https://www.orientenergyreview.com/news/nigerias-bol-inaugurates-24kw-solar-power-plant/

iv) steuerliche Anreize für Hersteller von Anlagen für erneuerbare Energien und energieeffizienten Geräten sowie deren Zubehör. Diese Anreize umfassen:
   (1) eine fünfjährige Steuerbefreiung für Hersteller ab dem Zeitpunkt des Produktionsbeginns
   (2) eine fünfjährige Steuerbefreiung für Dividendenerträge aus Investitionen in inländische erneuerbare Energiequellen

Um die Elektrifizierung nachhaltig voranzutreiben, die Gestehungskosten zu senken und eine angemessene Versorgungsqualität zu gewährleisten, sind erneuerbare, dezentrale Energiequellen heute ein etablierter Standard für die Versorgung von Verbrauchern über Mininetze. Aufgrund der naturgemäßen Schwankungen der Stromerzeugung durch die verwendeten erneuerbaren Energiequellen, die unter Umständen auch von lokalen klimatischen Besonderheiten (beispielsweise Regenzeit) abhängig sind, steigt die Bedeutung von Lösungen, die kurze, mittlere und lange Überbrückungszeiten und eine saisonale Energiespeicherung ermöglichen. Mithilfe von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien können bestehende Diesel-Mininetze dekarbonisiert werden. Die Kombination von erneuerbaren Energiequellen und Batterien kann die Versorgungssicherheit autonomer Systeme über einen längeren Zeitraum gewährleisten und ist auf höhere Leistungsklassen skalierbar. Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien stellen im Vergleich zum Netzausbau eine schnelle und sichere Option für die Energieversorgung dar (Bundesumweltministerium, 2021).

2.8 Die Hauptakteure des nigerianischen Elektrizitätssektors

Die derzeitige Marktstruktur umfasst die wichtigsten Akteure, d. h. Erzeugungsunternehmen, die Transmission Company of Nigeria, Verteilungsunternehmen, Stromgroßhändler, Gasunternehmen, Geldgeber und Stromverbraucher.

Die Nigerian Electricity Supply Industry (NESI) ist ein Gremium, in dem die wichtigsten Akteure des nigerianischen Elektrizitätssektors vertreten sind. Abbildung 3 zeigt die in der NESI vertretenen Akteure:

- Nigerianisches Bundesministerium für Energie
- Nigerianische Elektrizitätsregulierungskommission (NERC, *Nigerian Electricity Regulatory Commission*)
- Erzeugungsunternehmen (GenCos)
- Transmission Company of Nigeria (TCN)
- Verteilungsunternehmen (DisCos)
- Nigerian Bulk Electricity Trading Plc (NBET)
- Gas Aggregation Company of Nigeria
- Nigerianische Behörde für das Elektrizitätsmanagement (NEMSA, *Nigerian Electricity Management Service Agency*)

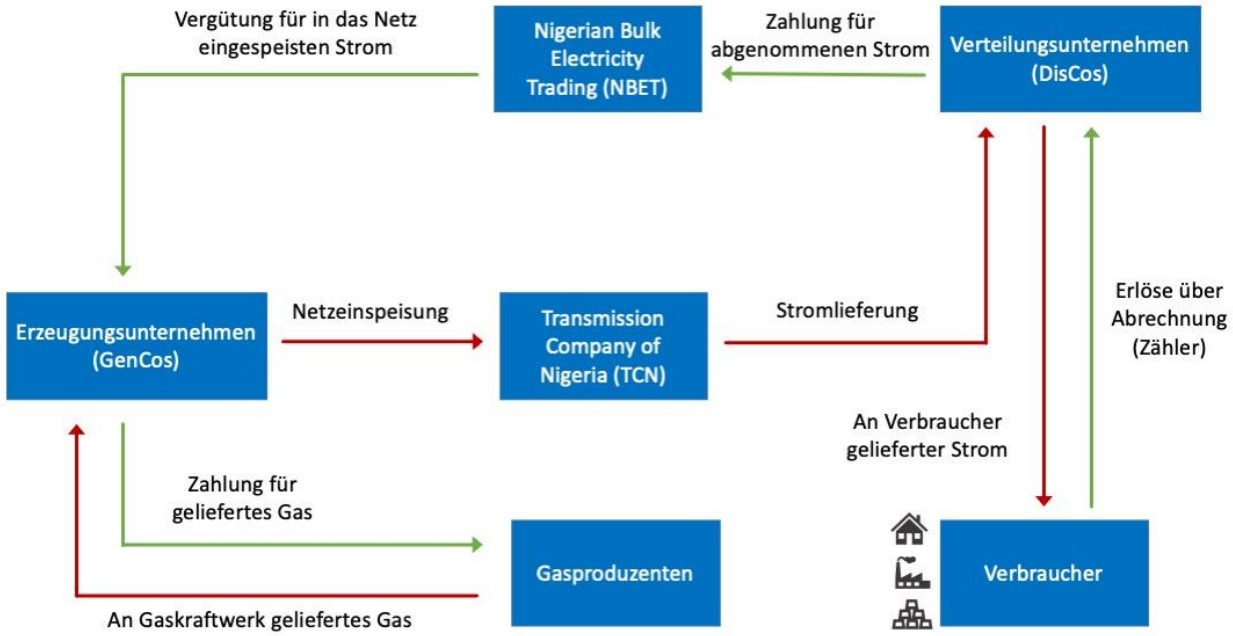


Abb. 3: Struktur des nigerianischen Elektrizitätsmarktes

3. Potenzial für grüne Wasserstoffproduktion in Nigeria

Nigeria weist ein großes Potenzial für die Produktion von grünem Wasserstoff auf, da das Land über erneuerbare Energie- und Wasserressourcen im Überfluss verfügt. Aufgrund seiner geografischen Lage hat Nigeria eine hohe Sonneneinstrahlung, was eine Voraussetzung für die Gewinnung von Solarenergie ist. Hierbei ist die Menge an grünem Wasserstoff, die in Nigeria insgesamt produziert werden kann, von Region zu Region unterschiedlich. Der nördliche Teil des Landes ist beispielsweise mit mehr als 2.000 kWh/m² einer stärkeren Sonneneinstrahlung ausgesetzt als andere Teile des Landes. Der Norden Nigerias verfügt somit über ein höheres Potenzial für die Gewinnung von Solarenergie, die für den Betrieb von Elektrolyseuren zur Produktion von grünem Wasserstoff benötigt wird. Nigeria verfügt weiterhin über gewaltige Süßwasserressourcen von etwa 286.200 Millionen Kubikmetern, die jedoch auch unterschiedlich auf die verschiedenen Regionen des Landes verteilt sind, wobei der Süden im Vergleich zum Norden mehr Wasser besitzt.

Trotz der Fülle dieser für die lokale Produktion von grünem Wasserstoff zur Verfügung stehenden Ressourcen schränken Faktoren wie die Kosten für die Infrastruktur, eine relativ geringe Zahl kommerziell wettbewerbsfähiger netzferner Elektrolyseure sowie mangelndes Fachwissen über die Integration von für verschiedene erneuerbare Energiequellen geeigneten Konstruktionen das Produktionspotenzial deutlich ein. Generell wird Nigeria zusätzlich zu den bereits vorhandenen Ressourcen auch eine lokale Fertigung von Elektrolyseuren sowie Technologien für erneuerbare Energien benötigen, um die grüne Wasserstoffproduktion voranzutreiben.

Der Einsatz von Wasserstoff-Brennstoffzellen im Rahmen der Re-Elektrifizierung ist eine vielversprechende langfristige Option für die saisonale Erzeugung und Speicherung erneuerbarer Energie. Im Prinzip wird grüner Wasserstoff mithilfe von aus einer erneuerbaren Energiequelle wie Photovoltaik erzeugtem Gleichstrom produziert, der elektrochemische Reaktionen in einem Elektrolyseur auslöst und dabei Wassermoleküle in Wasserstoff und Sauerstoff spaltet. Der Wasserstoff wird gesammelt und zur weiteren Verwendung gespeichert. Die Verwendung von Wasserstoff in Brennstoffzellen ermöglicht eine langfristige Energieversorgung, ist wartungsärmer, erzeugt weniger Lärm und ist umweltfreundlich. Die Produktion von grünem Wasserstoff in Nigeria kann nicht nur einen Beitrag zur weltweiten Dekarbonisierung der Energiesysteme leisten, sondern insbesondere auch die jahrzehntelange Energiekrise in Nigeria lösen und die lokale Produktion von grünem Wasserstoff für den Export möglich machen.

3.1 Potenzial der dezentralen und netzfernen Energieversorgung in Nigeria

Ein großer Teil der nigerianischen Bevölkerung hat nur begrenzten oder überhaupt keinen Zugang zu Strom aus dem nationalen Netz. Die dezentrale und netzferne Energieversorgung ist die optimale Lösung, um Energie zu vergleichsweise geringen Kosten bereitzustellen, da der Ausbau der Strominfrastruktur zur Verbesserung des Zugangs zu Elektrizität vor allem aufgrund fehlenden Kapitals noch nicht abgeschlossen ist. Nach Angaben von SE4ALL sind in Nigeria derzeit etwa 171.635 Verbraucher an netzferne Energieversorgungsnetze angeschlossen. Bis 2023 sollen 10.000 Mininetze mit einer Leistung von jeweils 100 kW installiert werden, jedoch werden diese auch nur 30 % des Energiebedarfs decken. Nigeria ist einer der attraktivsten Märkte für netzferne Anwendungen in Afrika und bietet somit ein günstiges Umfeld für die Erforschung der netzfernen Energieversorgung sowie eine vorhandene Quelle von Open-Source-Daten mit Tools zur Unterstützung der Planung netzferner Lösungen. Um die Umsetzung der netzfernen Energieversorgung insbesondere für Organisationen, die an der Entwicklung von Mininetzen in Nigeria arbeiten, zu fördern, hat SE4ALL mehr als 3,2 Millionen netzferne Gebäude kartiert.

Die Integration netzferner Stromversorgung bedeutet Marktchancen in Höhe von 9,2 Milliarden Euro für Mininetze, wodurch Haushalte und Unternehmen, die in Nigeria noch mit eigenen Dieselgeneratoren arbeiten, etwa 4,4 Milliarden Euro pro Jahr einsparen würden. Dies zeigt das enorme Potenzial für den Ausbau von Mininetzen zur Deckung von Energieangebot und -nachfrage in Nigeria.

3.2 Anwendungsbereich und Verwendung von grünem Wasserstoff

Wasserstoff wird in Nigeria bereits in kleinem Maßstab produziert und im Energiesektor eingesetzt. Transcorp Ughelli Power erzeugt vor Ort Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser und nutzt diesen zur Kühlung, da die Wicklungen der schweren Generatoren enorme Mengen an Wärme abgeben. Andere Unternehmen wie NewX entwickeln aktiv blaue und grüne Wasserstoffprojekte.

Ein weiterer Anwendungsbereich für die Verwendung von grünem Wasserstoff in Nigeria ist die Zementindustrie. Die Herstellung von Zement ist ein energieintensiver Prozess, der üblicherweise mit fossilen Brennstoffen betrieben wird. Trotz einer ausreichenden Anzahl von Zementfabriken im Land wird erwartet, dass die Nachfrage nach Zement weiter steigen wird, da er ein wesentlicher Bestandteil der Infrastrukturentwicklung des Landes ist. Mit steigender Nachfrage nimmt auch die Menge der für die Klinkerproduktion benötigten fossilen Brennstoffe zu, auf die rund 40 % der CO_2-Emissionen bei

der Zementherstellung entfallen. Wasserstoff kann als eine der Hauptkomponenten für einen grünen Übergang in der nigerianischen Zementindustrie eingesetzt werden. Neben der Nutzung von Wasserstoff zur Stromerzeugung in der Zementindustrie bietet auch die große Menge Abwärme der Produktionsanlagen eine Möglichkeit zur lokalen Wasserstoffproduktion.

Ein weiterer Anwendungsbereich für grünen Wasserstoff sind Solar-Mininetze. Die meisten Solar-Mininetze in Nigeria sind in der Regel mit einem Batteriespeicher verbunden, was mit Problemen wie Gewicht und Platzbedarf der Batterie, relativ geringer Energiedichte und einem Dieselgenerator zur Notstromerzeugung einhergeht. Der Einsatz von Wasserstoff als alternativem Brennstoff für Mininetze stellt eine Lösung für die Probleme dar, die durch andere kohlenstoffbasierte Energiequellen entstehen.

Der Verkehrssektor in Nigeria basiert auf Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor. Hauptgrund dafür ist, dass Nigeria ein erdölproduzierendes Land ist und die meisten der dort betriebenen Fahrzeuge im Ausland hergestellt werden. 2021 begann Nigeria mit der einheimischen Entwicklung von mit Erdgas betriebenen Verbrennungsmotoren und ebnete damit den Weg für eine mögliche Anwendung von Wasserstoff im nigerianischen Transportsektor.

3.3 Integration der Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie in Mininetzsysteme

Angesichts zunehmender Zuverlässigkeit und Energiesicherheit, die die Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie bietet, besteht großes Potenzial für ihren Einsatz als Reserveenergiequelle für Mininetze in Nigeria. SE4ALL hat eine interaktive Karte zur Lokalisierung von Mininetzen entwickelt, um Möglichkeiten zur Wasserstoff-Brennstoffzellenintegrationen durch Mininetze zu identifizieren. Bei der Betrachtung von Mininetzen für die Integration mit Wasserstoff-Brennstoffzellen muss jedoch in der Umgebung des Mininetzes Wasser als Ausgangsmaterial für einen Elektrolyseur zur Wasserstoffproduktion vorhanden sein.

Neben der Schaffung eines Zugangs zu Energie erschließt die Integration der Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie Möglichkeiten zur Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff in der Umgebung des Mininetzes. Das Potenzial von grünem Wasserstoff zur Erschließung ungenutzter Potenziale an netzfernen Standorten für ländliche Gemeinden wird den Zugang zu bezahlbarer, zuverlässiger und moderner Energie für alle durch ein dezentrales hybrides Mininetzsystem mit Notstromversorgung durch eine Brennstoffzelle sicherstellen.

3.4 Die verfügbaren erneuerbaren Energieressourcen zur Produktion von grünem Wasserstoff in Nigeria im Überblick

3.4.1 Nutzbares Potenzial erneuerbarer Energien für die Wasserstoffproduktion in Nigeria

Die International Renewable Energy Agency hat 2014 das PV-Potenzial in Nigeria mithilfe einer GIS-basierten Methode quantifiziert. Unter Berücksichtigung aller für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch Photovoltaik geeigneten Gebiete wurde geschätzt, dass Nigeria ein Stromerzeugungspotenzial von 32.456 TWh/Jahr besitzt. Da die Preise für Solarmodule in den letzten zehn Jahren um 96 % gesunken sind, bestehen ermutigende Aussichten, das reichhaltige nigerianische Solarenergiepotenzial von schätzungsweise 32.456 TWh/Jahr zu nutzen. Neben dem PV-Potenzial Nigerias wird das Potenzial für konzentrierte Solarenergie auf 10.045 TWh/Jahr und das Potenzial für

Windenergieanlagen mit einem Kapazitätsfaktor von 20 % auf 12.867 TWh/Jahr geschätzt; siehe Tabelle 4. Dem nigerianischen Masterplan für erneuerbare Energien (REMP, *Renewable Energy Master Plan*) zufolge werden die in Nigeria genutzten Energieressourcen aus Biomasse auf rund 144 Millionen Tonnen/Jahr geschätzt. Diese werden hauptsächlich in Form von Brennholz genutzt und decken etwa 37 % des nigerianischen Energiebedarfs.

Tab. 4: Potenzial erneuerbarer Energien in Nigeria im Überblick

Technologie	Solar- und Windpotenzial (TWh/Jahr)
Solar-PV	32.456
Konzentrierte Solarenergie	10.045
Windkraftanlage, Kapazitätsfaktor 20 %	12.867

3.4.2 Nutzbares Potenzial erneuerbarer Energien für die Wasserstoffproduktion in Nigeria

Wasser spielt in vielen Bereichen menschlicher Aktivitäten eine Schlüsselrolle und ist auch für die Produktion von Wasserstoff unerlässlich. Nach den British Geological Survey Water Statistics wird das gesamte erneuerbare Grundwasser in Nigeria auf 87.000 Millionen Kubikmeter/Jahr geschätzt.[20] Auch wenn Nigeria über große Wasservorkommen verfügt, muss die für die Wasserstoffproduktion verfügbare Wassermenge auch noch genug Wasser für den menschlichen Verbrauch, der sich nach UN-Angaben auf 50 bis 100 Liter pro Kopf und Tag beläuft, für den Bedarf von Industrie und Kommunen sowie für Landwirtschaft und Bewässerung übrig lassen.

Etwa 9 l Wasser werden benötigt, um 1 kg Wasserstoff und 8 kg Sauerstoff als Nebenprodukt zu erzeugen. Würde die gesamte heutige Wasserstoffproduktion von rund 70 Millionen Tonnen Wasserstoff durch Elektrolyse erzeugt, wären hierfür 617 Millionen Kubikmeter Wasser nötig, was 1,3 % des weltweiten Wasserverbrauchs im Energiesektor entspricht (IEA, 2016).

Weniger als 0,1 % des weltweit produzierten Wasserstoffs wird mittels Wasserelektrolyse gewonnen, und der auf diese Weise produzierte Wasserstoff wird in der Regel auf Märkten genutzt, auf denen hochreiner Wasserstoff benötigt wird. Zusätzlich zu dem durch Wasserelektrolyse produzierten Wasserstoff entstehen etwa 2 % des gesamten weltweiten Wasserstoffs als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse bei der Produktion von Chlor und Natronlauge.

3.5 Quantifizierung der Chancen von grünem Wasserstoff

Es gibt mehrere Möglichkeiten für die Nutzung von grünem Wasserstoff in Nigeria. Wie bereits festgestellt, werden in den meisten Mininetzen des Landes Dieselgeneratoren als zusätzliche Stromquelle verwendet. Die zusätzliche Nutzung von Wasserstoff in diesen Mininetzsystemen stellt daher eine Möglichkeit zur billigeren Stromerzeugung dar. Darüber hinaus ermöglicht die Einbeziehung von grünem Wasserstoff in Mininetzsystemen den Aufbau von Kapazitäten und die Schaffung von Arbeitsplätzen, was wiederum zur wirtschaftlichen Entwicklung beiträgt.

[20] Knoema Nigeria Renewable groundwater, 1958-2021 - knoema.com

Es wird erwartet, dass mehr Ladestationen für Wasserstoff-Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge an Mininetzstationen zur Verfügung stehen werden, an denen grüner Wasserstoff produziert wird. Um jedoch die Nutzung dieser Fahrzeuge in Nigeria zu erleichtern, muss in Mininetzen produzierter grüner Wasserstoff eine wegbereitende Rolle als Kraftstoff übernehmen. In Mininetzstationen produzierter grüner Wasserstoff wird Nigeria die Möglichkeit bieten, umweltfreundlichen Verkehr zu fördern, da die Kosten für die Inbetriebnahme eines Mininetzes im Vergleich zur Inbetriebnahme einer zentralen Wasserstoffproduktionsanlage relativ gering sind.

Mithilfe erneuerbarer Ressourcen produzierter grüner Wasserstoff ist ein vielversprechender Beitrag zur Deckung des künftigen Energiebedarfs der Welt. Die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff ist derzeit allerdings noch eine Herausforderung, was in erster Linie daran liegt, dass die zugrunde liegenden Kosten und die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energiequellen je nach Standort sehr unterschiedlich sind.

Nach Angaben von PricewaterhouseCoopers (PwC) wird die Nachfrage nach Wasserstoff bis 2030 konstant steigen und sich vor allem ab 2035 noch weiter beschleunigen; siehe Abbildung 4 (PwC, 2022).

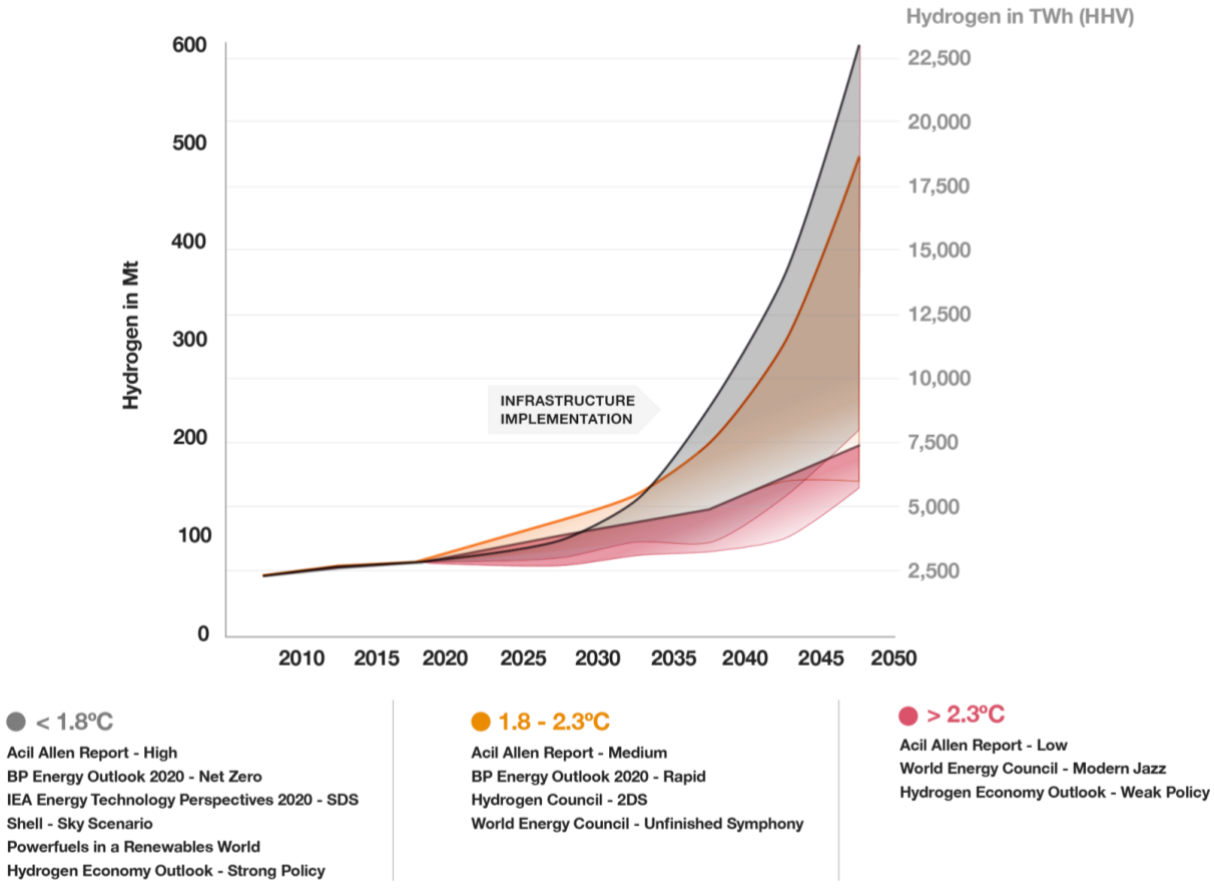


Abb. 4: Schätzung des Wasserstoffbedarfs bis 2050 (Quelle: PwC)

Der Wasserstoffbedarf könnte sich bis 2050 je nach den globalen Klimazielen und der Entwicklung sektorspezifischer Aktivitäten, Energieeffizienzmaßnahmen, direkter Elektrifizierung und dem Einsatz von Technologien zur Kohlenstoffabscheidung zwischen 150 und 500 Millionen Tonnen pro Jahr

bewegen. Die attraktivsten Märkte für die Produktion von grünem Wasserstoff sind Regionen, in denen erneuerbare Ressourcen im Überfluss und zu niedrigen Kosten vorhanden sind. In Teilen des Nahen Ostens, Afrikas, Russlands, der Vereinigten Staaten von Amerika und Australiens könnte grüner Wasserstoff für 3 bis 5 Euro/kg produziert werden. In Europa schwanken die Produktionskosten zwischen 3 und 8 Euro/kg. Das untere Ende dieser Spannen kann am ehesten an Standorten erreicht werden, die Zugang zu kostengünstigen Anlagen für die Nutzung erneuerbarer Energien haben. Die Produktionskosten werden jedoch mit der Zeit sinken, da auch die Kosten für erneuerbare Energien kontinuierlich sinken, Größenvorteile erzielt, Lehren aus laufenden Projekten gezogen und technologische Fortschritte realisiert werden. Grüner Wasserstoff wird somit wirtschaftlicher werden. Die Herausforderung besteht darin, diese Trends zu antizipieren und rechtzeitig darauf zu reagieren.

3.6 Die Dynamik des Wasserstoffbedarfs

Die Faktoren, die die Nachfrage nach Wasserstoff weltweit steigen lassen, sind die Energiesicherheit und das Streben nach einer dekarbonisierten Wirtschaft durch eine saubere Energiewende. 2020 importierte Nigeria Wasserstoff im Wert von 11,2 Millionen US-Dollar.[21] Für importierten Wasserstoff besteht zwar keine bekannte Anwendung in der Stromerzeugung, jedoch wird er in der Düngemittelproduktion, der Lebensmittel- und Metallverarbeitung sowie der Erdölraffination eingesetzt. Mit dem zunehmenden weltweiten Einsatz von Wasserstoff in der Stromerzeugung und im Verkehrssektor wird auch der Wasserstoffbedarf in Nigeria steigen. Der Plan für die Energiewende in Nigeria (*Nigeria Energy Transition Plan*) geht davon aus, dass sich bis 2050 der Wasserstoffbedarf des Landes für die Stromerzeugung auf 46 TWh und für die zentrale Wasserstoffproduktion auf 34 GW belaufen wird.

Die Projektionen des Wasserstoffbedarfs schwanken aufgrund unterschiedlicher zentraler Annahmen in der Modellierung zum Teil erheblich.

Die wichtigsten Unterschiede sind:

- die Entwicklung der wirtschaftlichen Aktivitäten
- der weltweite Energiebedarf
- die Entwicklung der Preisgestaltung für Strom aus erneuerbaren Energiequellen
- die Nutzungsintensität innerhalb der verschiedenen Sektoren
- der Einsatz von Technologien wie Elektrifizierung oder Kohlenstoffabscheidung, -nutzung und -speicherung
- die Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen

Viele Studien prognostizieren aus verschiedenen Gründen ein begrenztes, aber stetiges Wachstum des Wasserstoffbedarfs bis 2030.

Zunächst befinden sich die derzeit im Bau und in Betrieb befindlichen Wasserstoffprojekte fast ausschließlich in der vorkommerziellen Phase und haben nur begrenzte Elektrolyseurkapazitäten (in der Regel deutlich unter 50 MW). Die vorgeschlagenen Anlagen weisen größere Elektrolyseurkapazitäten von 100 MW oder mehr auf, sind aber kleiner als die derzeitigen Anlagen zur Produktion von grauem Wasserstoff.

Weiterhin wird der Aufbau der Infrastruktur für groß angelegte Wasserstoffaktivitäten wie Pipelines und Export- oder Importterminals viele Jahre in Anspruch nehmen, da Planung und Bau einer Pipeline

[21] Hydrogen in Nigeria | OEC - The Observatory of Economic Complexity

etwa sieben bis zwölf Jahre dauern. Im Idealfall wird die erforderliche Infrastruktur parallel zur wachsenden Wasserstoffnachfrage zu sinkenden Kosten realisiert, damit Wasserstoff bis 2030 in den erforderlichen Mengen gehandelt und transportiert werden kann. Alle mittel- und hochambitionierten Szenarien gehen von einem stärkeren Wasserstoffbedarf ab 2030 und einem weiteren starken Anstieg ab 2035 aus.

3.7 Der Zukunftsmarkt

Der nigerianische Wasserstoffmarkt ist noch nicht voll entwickelt. Um den Markt in vollem Umfang zu erschließen, müssen „Hydrogen Valleys" geschaffen werden. Dies wird die lokale Nachfrage stärken und gleichzeitig eine exportorientierte Industrie unterstützen, was sich auf die nigerianische Wasserstoffwirtschaft auswirkt. Der Wasserstoffmarkt in Nigeria wird konventionelle Wasserstoffverbraucher aus der verarbeitenden Industrie bedienen, die auf umweltfreundlicheren Wasserstoff umsteigen wollen. Es wird erwartet, dass das Wachstum der zentralen Wasserstoffproduktionskapazitäten bis 2050 etwa 34 GW betragen wird, wobei der dezentrale Wasserstoffmarkt voraussichtlich früher in Gang kommen wird.

Bis 2030 wird die Nachfrage nach Wasserstoff durch zahlreiche Nischenanwendungen in der Industrie sowie im Verkehrs-, Energie- und Gebäudesektor stetig wachsen. Durch sektorübergreifende Kooperationen können neue Allianzen zur Entwicklung von Wasserstoffprojekten gebildet werden. Die Kosten für die Wasserstoffproduktion werden bis 2030 um etwa 50 % und dann bis 2050 etwas langsamer fallen. Bis 2050 werden die Kosten für die Produktion von grünem Wasserstoff in einigen Teilen des Nahen Ostens, Afrikas, Russlands, Chinas, der USA und Australiens voraussichtlich zwischen 1 und 1,5 Euro/kg liegen.[22]

Im selben Zeitraum werden die Produktionskosten in Regionen mit begrenzten erneuerbaren Ressourcen wie großen Teilen Europas, Japans oder Koreas bei etwa 2 Euro/kg liegen, sodass diese Märkte voraussichtlich zu Importeuren von grünem Wasserstoff werden. Und auch Regionen mit guten Bedingungen für erneuerbare Ressourcen, aber einer großen Siedlungsdichte, werden Wasserstoff importieren, da die Erzeugung von grüner Energie für die direkte Nutzung und für eine Umwandlung in Wasserstoff aufgrund knapper Flächen begrenzt ist.

Laut PwC gibt es in vielen großen Ländern wie den USA, Kanada, Russland, China, Indien und Australien Regionen sowohl für eine wettbewerbsfähige als auch eine nicht wettbewerbsfähige Wasserstoffproduktion, was diese Länder veranlassen könnte, einen Inlandsmarkt zu entwickeln. Ähnlich den derzeitigen Öl- und Gas-Hubs werden überall auf der Welt Export- und Import-Hubs entstehen, in Regionen jedoch, die reich an erneuerbaren Energien sind, mit neuen Akteuren.

Aufgrund seines 2019 reduzierten Anteils von 12 % der weltweiten Öl-, 5 % der Kohle- und 16 % der Gaslieferungen wird Russland häufig als Supermacht im Energiesektor bezeichnet und als wichtige Größe in globalen Energiefragen betrachtet. Seit der russischen Invasion in der Ukraine hat die Europäische Union Sanktionen gegen Russland verhängt, die zu einem Preisanstieg bei Energieprodukten und zu extremen Schwankungen der Energiepreise geführt haben. In den ersten beiden Wochen nach der Invasion stiegen die Kosten für fossile Brennstoffe um etwa 40 %, 130 % bzw. 180 %, während die Großhandelsstromkosten parallel zu den Gaspreisen stiegen.

[22] PwC https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html

Da Energie letztlich der Treibstoff jeder Wirtschaft ist, bedeutet dies einen Rückschlag sowohl für Länder, die von Energielieferungen aus Russland abhängig sind, als auch für Länder, die nicht direkt von Russlands Energielieferungen abhängig sind. Zum ersten Mal seit etwa 20 Jahren stand der Euro 1:1 zum Dollar, und die meisten afrikanischen Länder, die bei der Versorgung mit wichtigen Rohstoffen und Lebensmitteln von Europa abhängig sind, spürten infolge des Ukraine-Russland-Krieges negative Auswirkungen.

Um derartige Szenarien in Zukunft zu vermeiden, konzentrieren sich Europa, Afrika, Amerika und sogar Asien auf das Thema Energiesicherheit und beginnen, zunehmend in alternative Brennstoffe wie Wasserstoff zu investieren, da dieser nicht nur die Möglichkeit der Energieunabhängigkeit bietet, sondern auch einen vorteilhaften Beitrag zur Eindämmung des Klimawandels leisten kann.

4. Die Produktion von grünem Wasserstoff für netzferne Anwendungen

4.1 Die Standortauswahlmethode

Zur Erstellung von Simulationsmodellen für die Machbarkeit der Erzeugung, Speicherung und Wiederverwendung von grünem Wasserstoff in Mininetzen wurde eine Standortauswahlmethode angewandt, mit deren Hilfe das geeignete Mininetz ausgewählt werden konnte, um die für die Simulation benötigten Daten und Parameter zu liefern. Die Standortauswahlmethode basierte auf den technischen Erfordernissen der Marktstudie und dem vorgeschlagenen Open-Source-Modell, das zur Durchführung der Simulation für die Einbeziehung von Wasserstoff als Kraftstoff in ein Mininetzsystem erforderlich ist. Die konkreten Auswahlkriterien wurden vom Reiner Lemoine Institut (RLI) für die Erstellung des Profils für den Standort des Mininetzes vorgegeben. Die Auswahlkriterien sind nachstehend aufgeführt:

- Betriebsfähiges Mininetz
- Aktuelle technische Angaben zu den installierten Kapazitäten der einzelnen Technologien, zum Strombedarf etc.
- Ausreichende Größe für die Erzeugung überschüssigen Stroms zum Betrieb des Elektrolyseurs
- Echtzeitnachfrage nach Wasserstoff im nahen Umfeld
- Verfügbarer Ansprechpartner im Projekt

Mithilfe der Auswahlkriterien sollten Potenziale innerhalb der geforderten Rahmenbedingungen ermittelt und untersucht werden können. Um die bestmögliche Auswahl zu treffen, erfolgte eine Überprüfung aller bestehenden und in Betrieb befindlichen Mininetzstandorte in Nigeria über die vom Nigerian Energy Support Programme (NESP) bereitgestellten Plattformen.[23]

[23] Nigeria SE4All Mini grid monitor Dashboard

Der Standort Gbamu Gbamu im nigerianischen Bundesstaat Ogun wurde nach eingehenden Untersuchungen und gemeinsamen Prüfungen durch die Realisierungspartner, das Reiner Lemoine Institut, das Nigerian Energy Support Programme (NESP) sowie die National Organisation Hydrogen and Fuel Cell Technology (NOW GmbH), ausgewählt.

4.2 Beschreibung des Standorts

Das in Abbildung 5 dargestellte Mininetz Gbamu Gbamu ist ein solarbetriebenes 85-kWp-Mininetz, das der Rubitec Solar Nigeria Ltd. gehört und von ihr betrieben wird. Es befindet sich im Bundesstaat Ogun und dort insbesondere im Gebiet Ijebu East.

Abb. 5: 85-kWp-Solaranlage Gbamu Gbamu

Gbamu Gbamu ist eine große Gemeinde mit 550 Haushalten und 5.000 Einwohnern, die hauptsächlich in der Landwirtschaft tätig sind, wozu der Anbau, die Verarbeitung und der Handel mit einer Vielzahl von Nutzpflanzen wie beispielsweise Kakao, Palmen, Kochbananen, Kolanüsse gehören.

Ein auf der Grundlage der Einwohner von Gbamu Gbamu erstellter Systementwurf ergab die folgende Konfiguration des Mininetzes: PV-Anlage mit 85 kWp, Dieselgenerator mit 53 kVA und Niederspannungsnetz mit einer Länge von 5 km, das 80 % der Gemeinde abdeckt.

Die produktive Last des Mininetzes ermöglicht Größenvorteile, die ihrerseits die Rentabilität des Systems verbessern. Abbildung 6 veranschaulicht die Wertschöpfungskette des Mininetzes.

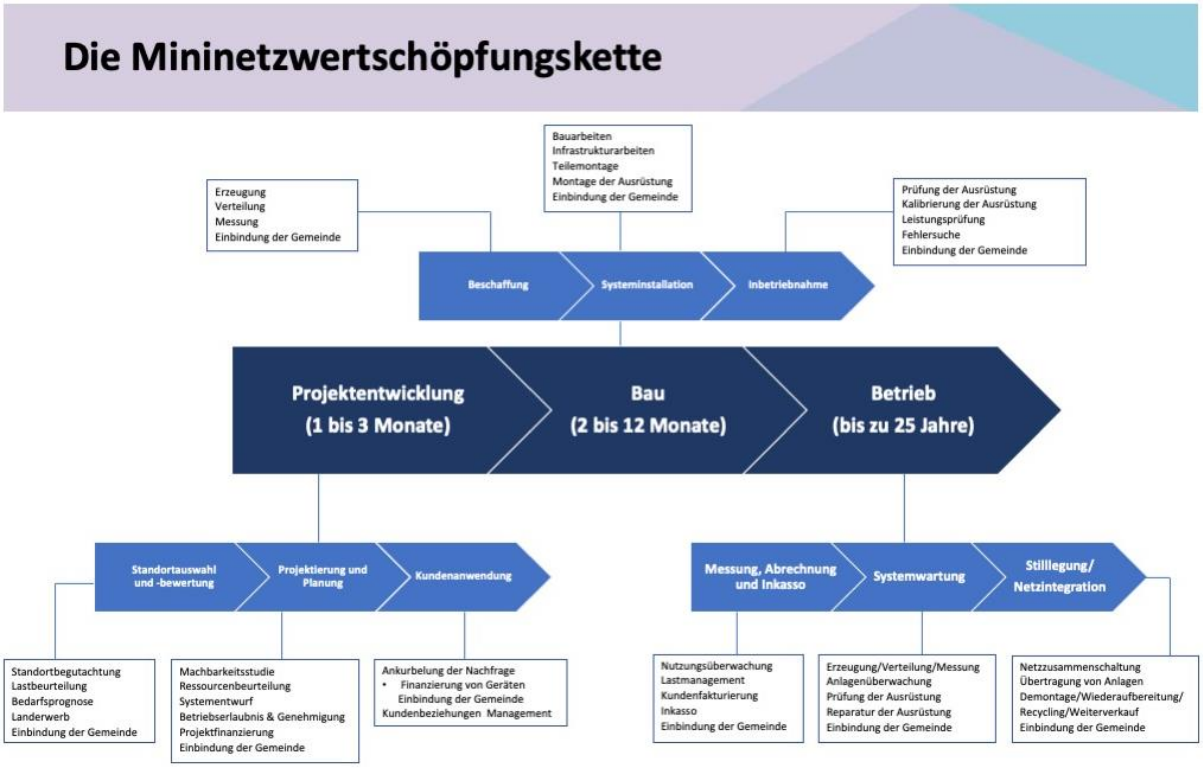


Abb. 6: Wertschöpfungskette des Mininetzes Gbamu Gbamu

4.3 Das Multi-Vektor-Simulationsmodell im Überblick

4.3.1 Beschreibung

Das Multi-Vektor-Simulationsmodell (MVS) wurde im Rahmen des H2020-Forschungsprojekts E-LAND für die Simulation und Optimierung von Multi-Vektor-Energiesystemen entwickelt und dient der langfristigen Investitionsplanung und Dispatch-Optimierung sowie der Leistungsbewertung. Als Ergebnisse liefert es die optimalen Systemkapazitäten und Dispatch-Kurven sowie eine Leistungsanalyse. Aufgrund des vereinfachten Modells eines Energiesystems (beispielsweise ohne elektrotechnische Betriebsbeschränkungen) sollten die Ergebnisse als vorläufige Machbarkeitsanalyse betrachtet werden.

4.3.2 Kennzahlen

Die Kennzahlen für das MVS werden in zwei Kategorien eingeteilt, nämlich wirtschaftliche und technische Indikatoren; siehe Abbildung 7.

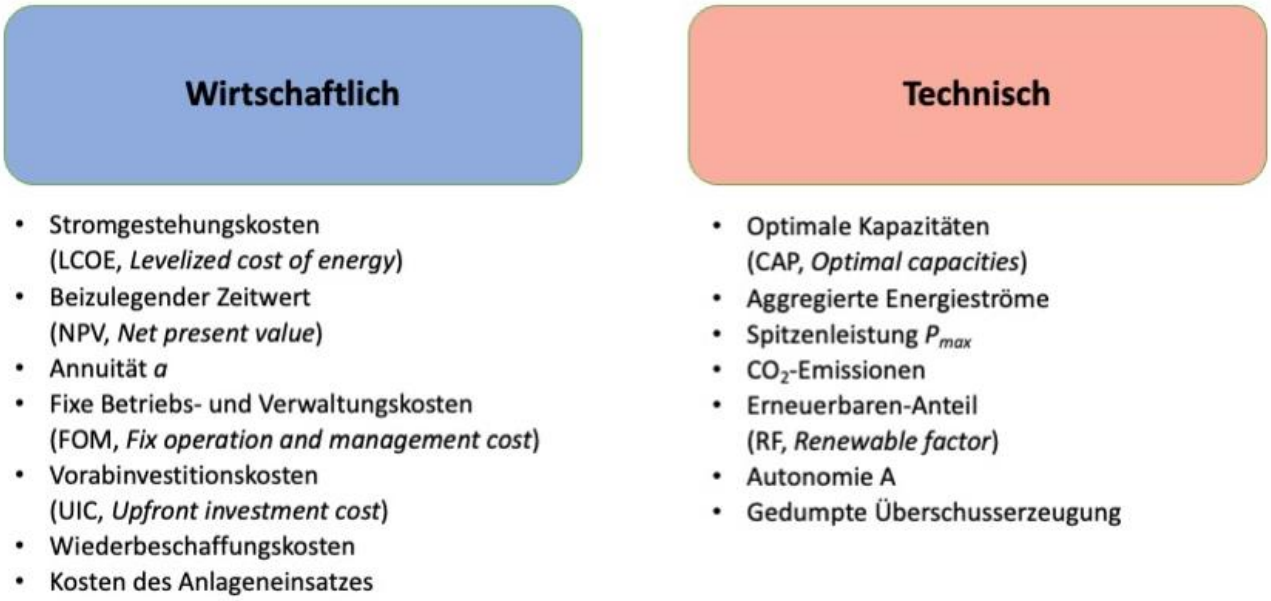


Abb. 7: Kennzahlen des Multi-Vektor-Simulators

4.3.3 Merkmale des Multi-Vektor-Simulationsmodells

Zu den Merkmalen eines typischen MVS-Modells gehören:

- Definition eines adaptiven lokalen Energiesystems (LES)
- Bewertung der Auswirkungen der Sektorkopplung
- mögliche Beschränkungen
- Mindestanteil erneuerbarer Energien
- maximale Emissionen (absolut)
- Mindestmaß an Autonomie
- Netto-Nullenergie-Gemeinde
- Parameter (Energiepreis, Wirkungsgrade etc.) können als Zeitreihen definiert werden
- Spitzenlastpreise für verschiedene Referenzzeiträume
- Berücksichtigung von Erlösen durch Einspeisung ins Stromnetz
- mehrere Bedarfsprofile auf verschiedenen Ebenen des LES
- Ergebnisvisualisierung, Export der Ergebnisse und Bericht im PDF-Format

4.3.4 Eingangs- und Ausgangstransformation des MVS

Abbildung 8 zeigt das Modell der umgewandelten Eingabedaten und Ausgabedaten (Ergebnisse) der für die Studie simulierten Szenarien.

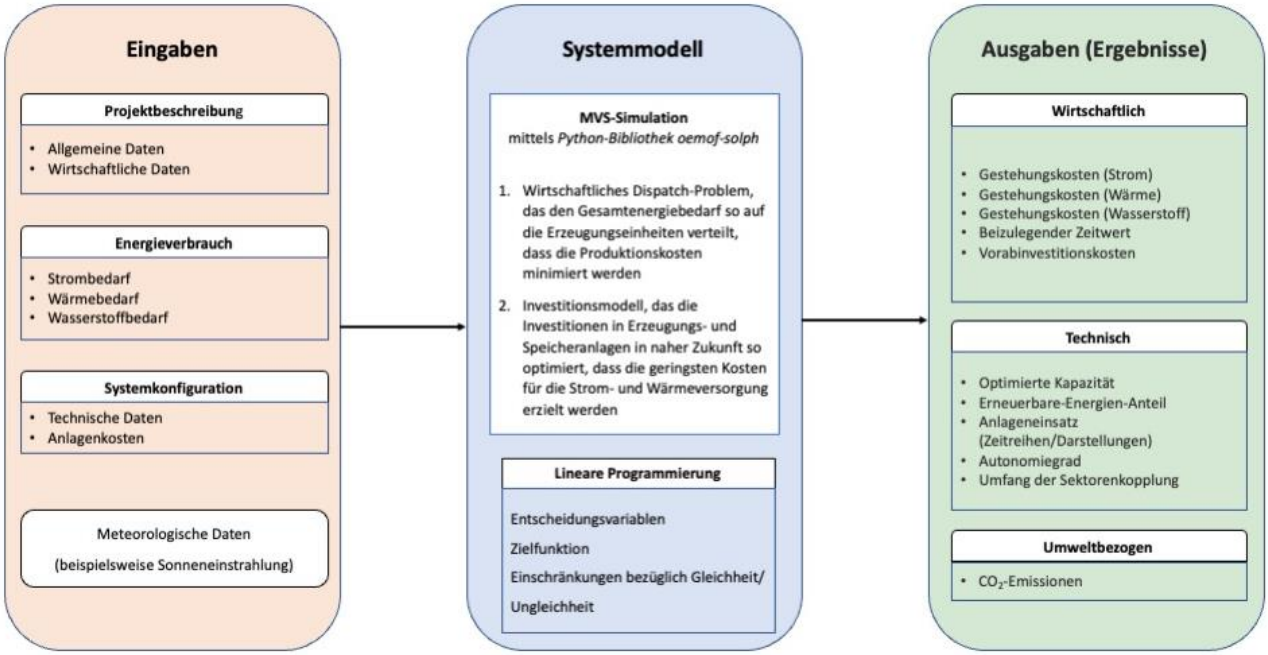


Abb. 8: Eingangs- und Ausgangstransformation des MVS

4.4 Wirtschaftliche Annahmen

Die wirtschaftlichen Annahmen in Tabelle 5 sind die Kostenannahmen für die Komponenten des Solar-Mininetzes einschließlich des Elektrolyseurs und Verdichters. Die Investitions- (CAPEX) und Betriebsausgaben (OPEX), der elektrische Wirkungsgrad der Komponenten sowie die Lebensdauer der Komponenten sind ebenfalls dargestellt.

Tab. 5: Für den Multi-Vektor-Simulator angenommene wirtschaftliche Eingabedaten

	CAPEX (Euro/kW)	OPEX (Euro/kW/Jahr)	Dispatch-Preis (Euro/l)	Elektrischer Wirkungsgrad (%)	Lebensdauer (Jahre)
Elektrolyseur (alkalisch)	36.536 (/kg H2) 728,9 Euro/kW (312.250 Naira/kW)	1.826,6 (/kg H2) (782.500 Naira/kW/Jahr) (5 % der Investitionsausgaben)	-	66,5	25
Brennstoffzelle (alkalisch)	684 Euro (293.000 Naira/kW)	33,8 Euro (14.500 Naira)	-	60	20
Solarpaneel	802 Euro (343.750 Naira)	8,2 Euro (1 % der Investitionsausgaben) (3.517 Naira)	-		25
Solarwechselrichter	231 Euro (99.000 Naira)		-	98	20
Solarkabel, Steckverbinder, Tragkonstruktion	160 Euro (68.750 Naira)	-	-	-	20
Dieselgenerator	32,7 Euro (/l) (14.000 Naira) (/l)	-	Dieselpreis (+ Transport) 1,6	31,8	12
H_2-Speicherkapazität (Gas)	2.243,9 Euro (/kg H2) (961.250 (/kg H2) Naira)	23,4 Euro (/kg H2) (10.036 Naira)	-	-	25
Batteriespeicherkapazität (Lithium-Ionen)	199 Euro (85.250 Naira)	-	-	-	10
Batteriespeichereingang		-	-	98	10
Batteriewechselrichter	616 Euro (264.000 Naira)	-	-	95.8	7
H_2-Verdichter	10.961 Euro (/kg H2) (4.695.500 Naira (/kg H2)) (30 % der Elektrolyseur-investitionen)	-	-	88	25

Tab. 6: Eingangsdaten für den Multi-Vektor-Simulator

Eingangsparameter von Gbamu Gbamu	Kapazität/Kosten
Spitzenlast	38 kW
Tatsächlicher jährlicher Gesamtstrom-bedarf	171.809 kWh/Jahr
Normalisierte Produktionsspitze	0,76 kW/kWp
Spezifische Jahresproduktion	1.021,5 kWh/Jahr
Betriebs- und Wartungskosten	48,088 Euro 20.625.713 Millionen Naira
Anschlusstarif	0,6 Euro/kWh 260 Naira/kWh
H_2-Verkaufspreis	1,4 Euro/kg 600 Naira/kg

4.5 Ergebnisse der technisch-wirtschaftlichen Analyse

Diese Studie untersucht die Integration einer Wasserstoffproduktionsanlage in ein bestehendes Mininetz und soll daraufhin die technisch-wirtschaftliche Machbarkeit einer grünen Wasserstoffproduktion und die Skalierbarkeit für den Einsatz als alternativer Kraftstoff in netzfernen Anwendungen bestimmen. Hierfür wurde das Mininetz Gbamu Gbamu für eine Fallstudie ausgewählt. Derzeit wird das Mininetz Gbamu Gbamu von einer 85-kWp-Solar-PV-Anlage, einem 53-kW-Dieselgenerator und einem 288 kWh großen Batteriespeicher gespeist.

Für eine umfassende Analyse der Produktion von grünem Wasserstoff für die Verwendung als alternativem Kraftstoff wurden vier Szenarien betrachtet.

1. **Szenario [I] (Status-quo-Szenario)** – Dieselgenerator und Solar-PV-Zellen mit Batteriespeicheranlagen

2. **Szenario [II]** – 100 % erneuerbare Energieerzeugung aus optimierter Solar-PV und Produktion von Wasserstoff zur Stromspeicherung[24]

3. **Szenario [III]** – 100 % erneuerbare Energieerzeugung aus optimierter PV. Zusätzliche Option für die Speicherung von Strom in Form von Wasserstoff sowie Kommerzialisierung überschüssigen Wasserstoffs

4. **Szenario [IV]** – 95 % Stromerzeugung aus Solar-PV und 5 % mittels Dieselgenerator

[24] Siehe Anhang für verschiedene Varianten des Anteils [%] erneuerbarer Energien

I. Szenario [I] – Dieselgenerator und Solar-PV mit Batteriespeicher (Status-quo-Szenario)

Das technische Konzept für Szenario [I] besteht im Wesentlichen aus den folgenden Komponenten:

- Solar-PV-Mininetz (Kapazität 85 kWp)
- Wechselrichter
- Lithium-Ionen-Batteriespeicher (Kapazität 288 kWh)
- Dieselgenerator (Leistung 53 kW)

Der Dieselgenerator und die Solar-PV-Anlage mit Batteriespeicher wurden jeweils mit Soll-Leistung betrieben. Bei dem von der Solar-PV-Anlage erzeugten Strom handelt es sich in erster Linie um Gleichstrom (GS), der vom Wechselrichter in Wechselstrom (WS) umgewandelt wird. Die an die PV-Anlage angeschlossene Batteriespeicheranlage wird in Zeiten überschüssiger Solar-PV-Erzeugung geladen und gleicht Zeiten geringer Stromerzeugung durch die Solar-PV-Anlage aus. Der Dieselgenerator dient als Notstromquelle, wenn weder Solar-PV noch Energie aus der Batterieanlage zur Verfügung stehen. Abbildung 9 zeigt das Flussdiagramm des Status-quo-Szenarios für das Mininetz Gbamu Gbamu.

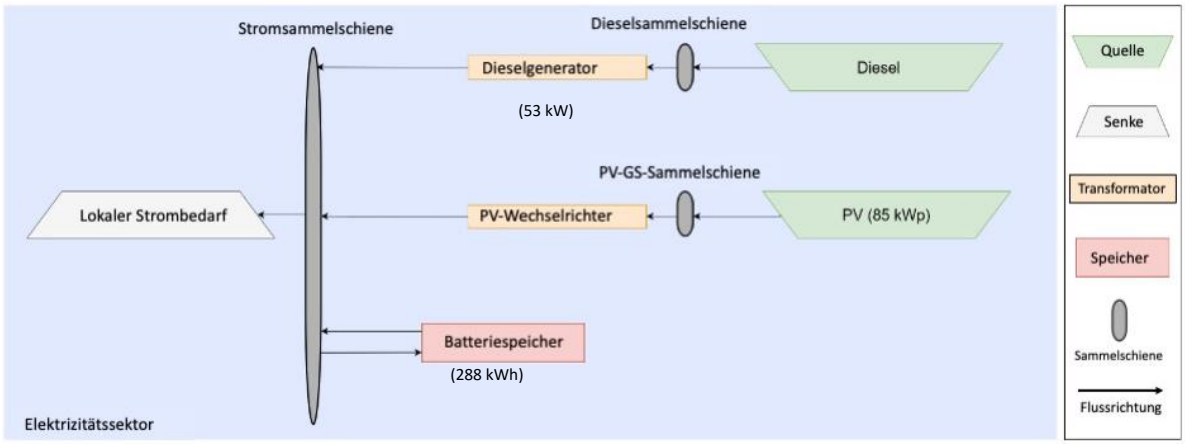


Abb. 9: Szenario [I] – Flussdiagramm des Mininetzes Gbamu Gbamu im Status quo

II. Szenario [II] – 100 % erneuerbare Energieerzeugung aus optimierter Solar-PV und Produktion von grünem Wasserstoff zur Stromspeicherung

Szenario [II] basiert auf einer Simulation, während Szenario [I] ein bereits voll funktionsfähiges Projekt ist. Mithilfe der Multi-Vektor-Simulation wurde die Leistung des Energiesystems einschließlich der langfristigen Investitionsplanung und Dispatch-Optimierung für die Produktion von grünem Wasserstoff simuliert und optimiert.

Das technische Konzept für Szenario [II] besteht aus den folgenden Komponenten:

- vorhandene Solar-PV-Anlage(85 kWp)
- optimierte Solar-PV-Anlage (191 kWp)
- Batteriespeicher (288 kWh)
- Wechselrichter
- Elektrolyseur (0,6 kg H_2)
- Brennstoffzelle (12 kW)
- H_2-Speicher (30 kg H_2)

In Szenario [II] wurden zusätzlich zu den bereits vorhandenen Kapazitäten der Batterie und der Solar-PV-Anlage weitere Kosten berücksichtigt, indem zusätzlich optimierte Solar-PV-Anlagen mit 191 kWp als Ersatz des Dieselgenerators einbezogen wurden. Diese Modifikation eröffnet eine Option für die Produktion von grünem Wasserstoff mithilfe eines Elektrolyseurs sowie der Speicherung überschüssiger Energie. In Szenario [II] wird jedoch keine optimierte Lithium-Ionen-Batterie installiert, da Wasserstoff wirtschaftlich sinnvoller ist.

Eine Optimierung der Kapazitäten erfolgte für den Elektrolyseur auf 0,6 kg, für die Brennstoffzelle auf 12 kW und für den Wasserstoffspeicher auf 30 kg. Die optimierte Solar-PV-Anlage erzeugte Strom für die Gemeinde, wobei überschüssiger Strom zum Betrieb des Elektrolyseurs zur Produktion von grünem Wasserstoff genutzt wurde. In Zeiten knappen Stroms wird der erzeugte Wasserstoff zum Ausgleich von Fehlmengen zur Stromerzeugung in die Brennstoffzelle eingespeist; siehe nachstehend das Flussdiagramm in Abbildung 10.

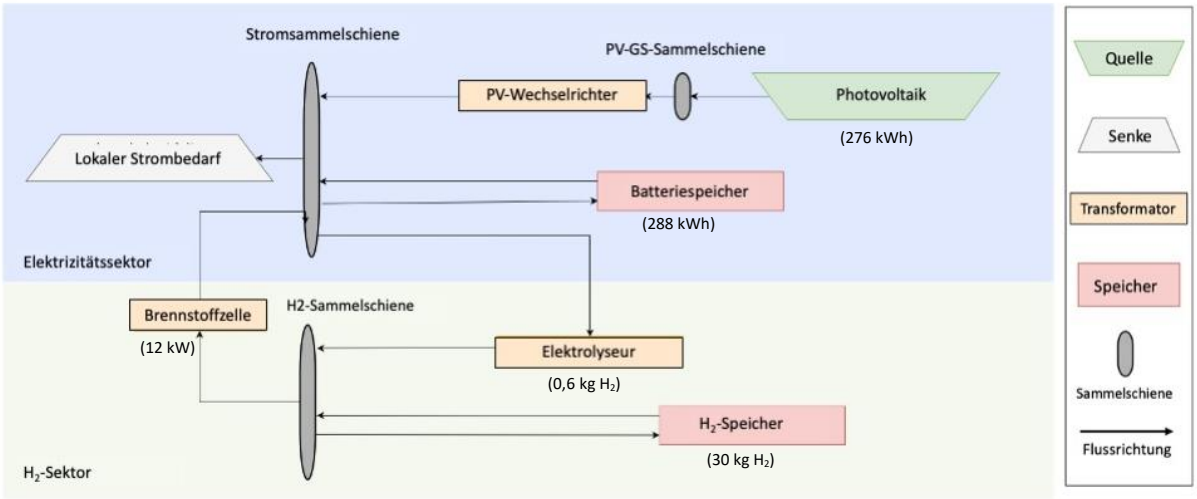


Abb. 10: Szenario [II] – 100 % erneuerbare Energieerzeugung aus optimierter Solar-PV-Anlage und Produktion von grünem Wasserstoff zur Stromspeicherung

III. Szenario [III]: 100 % erneuerbare Energieerzeugung aus optimierter Solar-PV-Anlage. Zusätzliche Option für die Stromspeicherung in Form von Wasserstoff sowie Kommerzialisierung überschüssigen Wasserstoffs

Die technischen und wirtschaftlichen Daten für die Simulation von Szenario [III] wurden Tabelle 5 und Tabelle 6 entnommen. Abbildung 11 zeigt den Systemaufbau mit den folgenden Hauptkomponenten:

- vorhandene Solar-PV-Anlage (85 kWp)
- optimierte Solar-PV-Anlage (191 kWp)
- Elektrolyseur (0,6 kg H_2)
- H_2-Speicher (30 kg H_2)
- Brennstoffzelle (12 kW)
- H_2-Verdichter (0,12 kg H_2)

In Szenario [III] berücksichtigt die Simulation zusätzlich eine Wasserstoffverdichteranlage, die weitere Marktchancen für zusätzliche Erlöse aus der Kommerzialisierung des überschüssig produzierten Wasserstoffs eröffnet. Der Systemaufbau ist realisierbar, wenn die derzeitige PV-Kapazität mit zusätzlichen optimalen Kapazitäten der Solar-PV-Anlage auf 191 kWp, des Elektrolyseurs auf 0,6 kg H_2, der Brennstoffzelle auf 12 kW, des Wasserstoffspeichers auf 30 kg H_2 und des Verdichters auf 0,12 kg H_2 verbunden wird. In Szenario [III] wird jedoch keine optimierte Lithium-Ionen-Batterie installiert, da Wasserstoff wirtschaftlich sinnvoller ist.

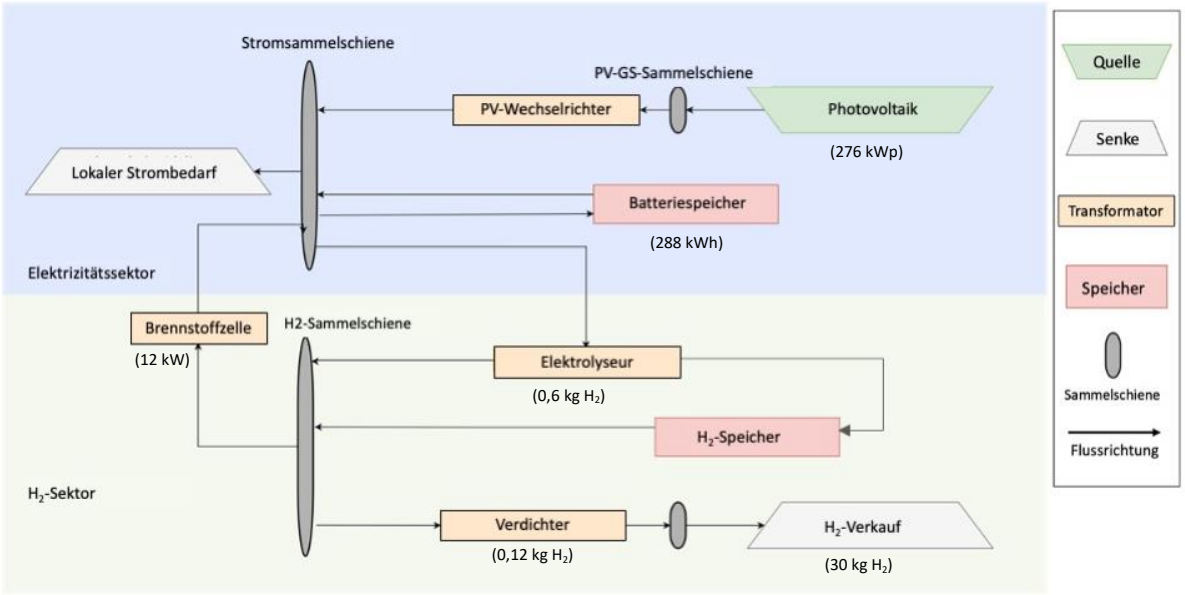


Abb. 11: Szenario [III] – Flussdiagramm für Produktion und Kommerzialisierung von Wasserstoff aus Solar-PV, Wasserstoff-Brennstoffzellen und Wasserstoffverdichter

Da in Szenario [III] nach der Kommerzialisierung von Wasserstoff und der Energiespeicherung ein Überschuss an erneuerbarer Energie aus der optimierten Solar-PV-Anlage zu erwarten ist, musste ein Weg zur Minimierung dieses Überschusses gefunden werden. Infolgedessen wurde das Szenario [IV] untersucht, um Möglichkeiten zu prüfen, den Überschuss von aus Solar-PV erzeugtem erneuerbaren Strom zu verringern und gleichzeitig die Investitionskosten zu senken.

IV. Szenario [IV] – Reduzierung des Stroms aus der Solar-PV-Anlage von 100 % auf 95 % mit 5 % Stromerzeugung mittels Dieselgenerator

In diesem Szenario beläuft sich der Anteil erneuerbarer Energien im System auf 95 %. Es erfolgte eine Optimierung der Kapazitäten für die Solar-PV-Anlage auf 156 kWp, für die Brennstoffzelle auf 5 kWp, für den Wasserstoffspeicher auf 6 kg H_2 und für den Elektrolyseur auf 17 kW.

Die verbleibenden 5 % entfielen auf den Dieselgenerator. Die Verwendung eines Dieselgenerators in Szenario [IV] führt jedoch zu CO_2-Emissionen, die in den Szenarien [II] und [III] vollständig vermieden wurden. Ungeachtet dessen bietet diese Variante das Potenzial, sowohl die Stromgestehungskosten als auch die überschüssige Stromerzeugung zu senken.

4.5.1 Ergebnisse der Simulationen für die einzelnen Szenarien

Eines der Ziele dieser Studie besteht darin, die Tragfähigkeit der Stromversorgung aus erneuerbaren Energiequellen in Zeiten von Stromengpässen zu ermitteln. Dafür muss sichergestellt werden, dass sowohl die technische Konstruktion als auch die wirtschaftlichen Analysen des Mininetzsystems tragfähig sind. Daraufhin wurde die Systemkonstruktion mithilfe des Multi-Vektor-Simulators (MVS), der Kennzahlen und der Sensitivitätsanalyse analysiert. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse ist nachstehend dargestellt.

Szenario [I] – Kennzahlen

Tab. 7: Kennzahl für Szenario [I]

Kennzahl	Parameter
Stromgestehungskosten	0,24 Euro/kWh 102 Naira/kWh
Beizulegender Zeitwert	226.125,08 Euro/Jahr 114 Millionen Naira/Jahr
Vorabinvestition	0
Wiederbeschaffungskosten über die Gesamtlebensdauer	261.456,218 Euro/Jahr 112 Millionen Naira/Jahr
Jährliche Betriebs- und Wartungskosten + Tarif[25]	0,2 Millionen Naira/Jahr 466,9 Euro/Jahr
Dieselverbrauch des Generators	27.700 l/Jahr
Erneuerbare-Energien-Anteil	25 %
Emissionen	74.791 kg CO_2e/Jahr
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	86.752 kWh/Jahr
Stromerzeugung aus Diesel	88.088 kWh/Jahr
Überschüssige Erzeugung	0
Anteil des Überschusses bei Erzeugung aus erneuerbaren Energien	0
Jährlich erzielte Erlöse	106.119,476 Euro/Jahr 45.458.400 Naira/Jahr

Die errechneten Kennzahlen wurden mithilfe des Multi-Vektor-Simulators gewonnen, wobei die Ergebnisse für die jährlich erzielten Erlöse auf den im Folgenden dargestellten Gleichungen [1], [2] und [3] basieren:

$$\mathrm{YR} = \mathrm{AG} \times \mathrm{CT} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad [1]$$

wobei YR (*Yearly Revenue*) für die jährlich erzielten Erlöse, AG (*Annual Generation*) für die jährliche Stromerzeugung und CT (*Connection Tariff*) für den Anschlusstarif stehen.

Wie aus den in Tabelle 7 ermittelten Kennzahlen ersichtlich, weist das Szenario [I] aufgrund der Grundlastfähigkeit von Diesel keine überschüssige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf, wobei im Vergleich zu den Ergebnissen der Szenarien [II] und [III] die Stromgestehungs- und

[25] Betriebs- und Wartungskosten + Erlöse (beispielsweise Anschlusstarif)

Wiederbeschaffungskosten über die Lebensdauer allerdings höher sind. Zusätzlich zur Lärmbelästigung durch den Dieselgenerator entstehen CO_2-Emissionen in Höhe von 74.791 kg CO_2e/Jahr, die im Fall der Szenarien [II] und [III] nicht anfallen.

Szenario [II] – Kennzahlen

Die Kennzahlen für Szenario [II] sind in Tabelle 8 aufgeführt. Die jährlichen Erlöse wurden mathematisch nach Gleichung [2] geschätzt.

$$YR = [(\mathrm{AG} - \mathrm{EG}) \times \mathrm{CT}] \quad \text{[2]}$$

YR (*Yearly Revenue*) steht für die jährlich erzeugten Erlöse, AG (*Annual Generation*) für die jährliche Stromerzeugung, EG (*Excess Generation*) für den erzeugten Überschuss und CT (*Connection Tariff*) für den Anschlusstarif.

Tab. 8: Kennzahlen für Szenario [II]

Kennzahl	Parameter
Stromgestehungskosten	0,23 Euro/kW 96 Naira/kWh
Beizulegender Zeitwert	249.784 Euro/Jahr 107 Millionen Naira/Jahr
Vorabinvestition	249.784 Euro/Jahr 107 Millionen Naira/Jahr
Wiederbeschaffungskosten der Anlage über die Gesamtlebensdauer	254.452 Euro 109 Millionen Naira
Jährliche Betriebs- und Wartungskosten + Tarif[26]	-39.685,30 Euro/Jahr - 17 Millionen Naira/Jahr
Dieselverbrauch des Generators	0
Erneuerbare-Energien-Anteil	100
CO_2-Emissionen der Anlage	0
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	281.825 kWh/Jahr
Stromerzeugung aus Diesel	0
Überschüssige Erzeugung	62.052 kWh/Jahr
Anteil des Überschusses bei Erzeugung aus erneuerbaren Energien	22 %
Jährlich erzielte Erlöse	133.391,647 Euro/Jahr 57.140.980 Naira/Jahr

Da kein Dieselgenerator verwendet wird, sind die Stromgestehungskosten in Szenario [II] um 6 Naira/kWh (0,01 Euro/kWh) niedriger als in Szenario [I], da keine Betriebs- und Wartungskosten für den Dieselgenerator anfallen.

Szenario [II] weist insofern einen Wettbewerbsvorteil auf, als der Überschuss bei Erzeugung aus erneuerbaren Energien 22 % der gesamten erzeugten Menge beträgt, sodass etwa 62.052 kWh/Jahr an überschüssiger Erzeugung für eine mögliche Nutzung und für zusätzliche Erlöse zur Verfügung

[26] Betriebs- und Wartungskosten + Erlöse (beispielsweise Anschlusstarif)

stehen. In diesem Fall wurde der Überschuss zur Herstellung von Wasserstoff verwendet, der gespeichert und ins Netz eingespeist wird. CO_2-Emissionen fallen ebenfalls nicht an.

Szenario [III] – Kennzahlen

Die Ergebnisse für Szenario [III] sind in Tabelle 9 zusammengefasst. Die jährlichen Erlöse wurden allerdings mathematisch nach Gleichung [3] geschätzt.

$$\mathrm{YR} = [(\mathrm{AG} - \mathrm{EG}) \times \mathrm{CT}] + [\mathrm{H2S} \times \mathrm{H2P}] \quad \text{..... [3]}$$

YR (*Yearly Revenue*) steht für die jährliche Erzeugung, AG (*Annual Generation*) für die jährliche Erzeugung, EG (*Excess Generation*) für den erzeugten Überschuss, CT (*Connection Tariff*) für den Anschlusstarif, H_2S (*Hydrogen Sold*) für den verkauften Wasserstoff und H_2P (*Hydrogen Price*) für den Preis pro kg Wasserstoff.

Tab. 9: Kennzahlen für Szenario [III]

Kennzahl	Parameter
Stromgestehungskosten	0,21 Euro/kW 90 Naira/kWh
Beizulegender Zeitwert	235.768 Euro 101 Millionen Naira
Vorabinvestition	252.108 Euro 108 Millionen Naira
Wiederbeschaffungskosten der Anlage über die Gesamtlebensdauer	254.443 Euro 109 Millionen Naira
Jährliche Betriebs- und Wartungskosten + Tarif[27]	-42.019,70 Euro/Jahr -18 Millionen Naira/Jahr
Dieselverbrauch des Generators	0
Erneuerbare-Energien-Anteil	100
CO_2-Emissionen der Anlage	0
Erneuerbare Erzeugung (jährliche Erzeugung)	281.825 kWh/Jahr
Überschüssige Erzeugung	50.686 kWh/Jahr
Anteil des Überschusses bei Erzeugung aus erneuerbaren Energien	18 %
Wasserstoffproduktion	605 kg
Wasserstoffverkaufspreis	600 Naira/kg
Jährlich erzielte Erlöse[28]	141.137,661 Euro/Jahr 60.459,140 Naira/Jahr

Wie aus Tabelle 9 ersichtlich, sind in Szenario [III] die Stromgestehungskosten trotz hoher Anfangsinvestitionskosten von 108 Millionen Naira (252.108 Euro) niedriger als in den Szenarien [I] und [II]. Grund hierfür ist der 18-prozentige Überschuss an erneuerbarer Energie, der zur Produktion

[27] Betriebs- und Wartungskosten + Erlöse (beispielsweise Anschlusstarif und Verkauf von Wasserstoff)

[28] Einschließlich jährliche Wasserstoffverkäufe

von Wasserstoff genutzt wird, der wiederum ins Netz eingespeist oder für zusätzliche Erlöse exportiert werden kann.

Tab. 10: Vergleich der wichtigsten Kennzahlen für die Szenarien [I], [II] und [III]

Kennzahl	SZENARIO [I]	SZENARIO [II]	SZENARIO [III]
Dieselverbrauch	27.700 l/Jahr	0	0
Erneuerbare-Energien-Anteil	27 %	100 %	100 %
Emissionen	67.714 Tonnen CO_2e/Jahr	0	0
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	86.752 kWh/Jahr	281.825 kWh/Jahr	281.825 kWh/Jahr
Überschüssige Erzeugung	0 kWh/Jahr	62.052 kWh/Jahr	50.686 kWh/Jahr
Jährlich erzielte Erlöse	106.119,476 Euro/Jahr 45.458,400 Naira/Jahr	133.391,647 Euro/Jahr 57.140,980 Naira/Jahr	141.137,661 Euro/Jahr 60.459,140 Naira/Jahr

Szenario [IV] – Kennzahl für Beschränkungen des variablen Anteils erneuerbarer Energien

Tab. 11: Vergleich der Kennzahlen für Beschränkungen des variablen Anteils erneuerbarer Energien

Kennzahl	100 % EE-Anteil	95 % EE-Anteil	90 % EE-Anteil	85 % EE-Anteil	80 % EE-Anteil
Stromgestehungskosten (Naira/kWh)	90	59	53	51	50
Beizulegender Zeitwert (Millionen Naira)	101	66	59	57	56
Vorabinvestition (Millionen Naira)	108	69	57	49	42
Wiederbeschaffungskosten über die Gesamtlebensdauer (Millionen Naira)	109	109	109	109	109
Jährliche Betriebs- und Wartungskosten + Tarife (Millionen Naira/Jahr)	-18	-17	-16	-15,5	-15
Dieselverbrauch	0	1.365	2.605	3.852	5.134
Erneuerbare-Energien-Anteil (%)	100	95	90	85	80
Emissionen (kg CO_2e/Jahr)	0	3.687	7.032	10.400	13.862

Diese Sensitivitätsanalyse soll den Unterschied zwischen Szenarien mit mehrheitlich erneuerbaren Energiequellen, allerdings unter Einbeziehung geringer Mengen nicht erneuerbarer Energiequellen (Diesel), und einem Szenario mit 100 % erneuerbaren Energiequellen aufzeigen. Bei der Analyse von auf einer Beschränkung des variablen Anteils erneuerbarer Energien basierenden Fällen konnte festgestellt werden, dass die Stromgestehungskosten des Systems um 34 % von 100 % auf 95 % erneuerbare Energien und nur um 10 % von 95 % auf 90 % erneuerbare Energien sinken. Allerdings müssen die Kapazitäten aller Wasserstoffanlagen deutlich erhöht werden, um ein Szenario mit 100 % erneuerbaren Energien zu erreichen (siehe nachfolgend):

- Der Elektrolyseur steigt um 76 % von einem Anteil bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 95 % auf 100 % und um 42 % bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 90 % auf 95 %.
- Die Brennstoffzelle steigt um 140 % bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 95 % auf 100 % und um 67 % bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 90 % auf 95 %.
- Die H_2-Speicherung steigt um 400 % bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 95 % auf 100 % und um 50 % bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 90 % auf 95 %.

Eine optimale Lösung für Gbamu Gbamu könnte darin bestehen, eine kleine Menge an Reservediesel mit einem PV- oder H_2-Speichersystem mit einem Anteil von 95 % erneuerbarer Energie zuzulassen.

Sensitivitätsanalyse durch Variation der Dieselpreise für die Szenarien [I], [II] und [III]

Ziel ist es, herauszufinden, ab welchem Dieselpreis Wasserstoff zu einer wettbewerbsfähigen Alternative für das Mininetz wird. Hierfür werden die Finanzkennzahlen des Status-quo-Szenarios mit steigendem Dieselpreis mit den Finanzkennzahlen der Szenarien [II] und [III] verglichen.

Die rote Gerade in Abbildung 12 veranschaulicht Szenario [I], das einen kontinuierlichen Anstieg des Dieselpreises und somit auch einen proportionalen Anstieg der Stromgestehungskosten zeigt, sodass Szenario [I] keine attraktive Option ist. Die Szenarien [II] und [III] sind durch die blaue bzw. violette Gerade dargestellt. Die Stromgestehungskosten für die beiden Szenarien [II] und [III] blieben unverändert, da kein Diesel zur Stromerzeugung benötigt wurde, da in beiden Szenarien 100 % erneuerbare Energien zur Stromerzeugung aus Photovoltaik und Wasserstoff genutzt werden. Somit entfielen die mit dem Betrieb des Dieselgenerators verbundenen Betriebs- und Wartungskosten.

Die Vergleichsanalyse ergab, dass Wasserstoff wettbewerbsfähig wird, wenn der Dieselpreis über 625 Naira/l (1,50 Euro/l) für Szenario [II] und 600 Naira/l (1,40 Euro/l) für Szenario [III] liegt.

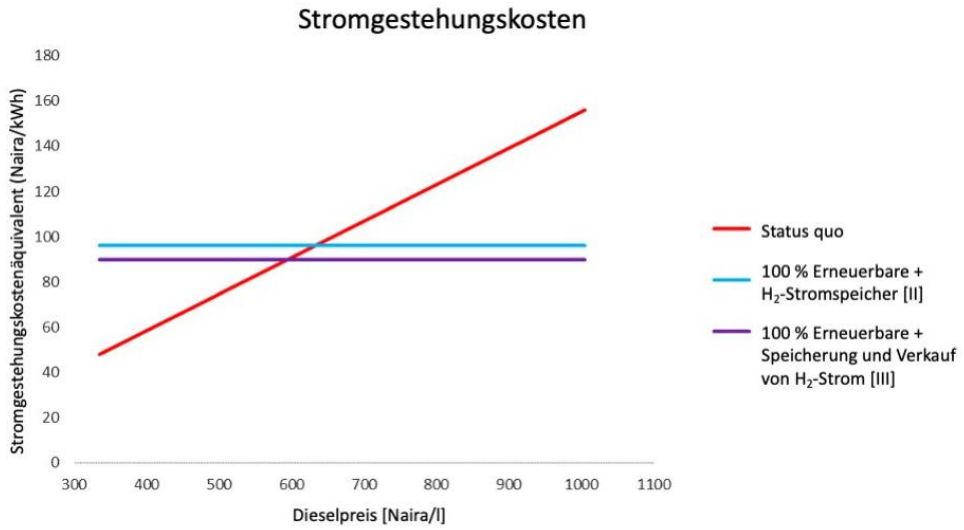


Abb. 12: Vergleich der Stromgestehungskosten für die Szenarien [I], [II] und [III]

Sensitivitätsanalyse durch Variation des Wasserstoffverkaufspreises für Szenario [II]

Ziel ist es, die Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises unter den spezifischen Bedingungen des Szenarios [III] zu zeigen, bei dem Wasserstoff für eine Einspeicherung produziert und dann ins Netz eingespeist oder für den Verkauf exportiert wird. Hierbei wurden die drei Hauptfragen untersucht:

- Wie viel Wasserstoff wird verkauft?
- Wie hoch ist der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien an der Überschusserzeugung?
- Was sind die Stromgestehungskosten?

Zu diesem Zweck wurde die Sensitivitätsanalyse mit Wasserstoffpreisen zwischen 200 Naira/kg (0,47 Euro/kg) und 2.000 Naira/kg (4,70 Euro/kg) durchgeführt.

Aus Abbildung 13 ist ersichtlich, dass bei einem Wasserstoffverkaufspreis ab 600 Naira/kg (1,40 Euro/kg) mehr Wasserstoff ins Netz eingespeist wird. Die Einspeisung von Wasserstoff bleibt bei steigenden Wasserstoffpreisen bis 2.000 Naira/kg (4,67 Euro/kg) konstant und steigt anschließend. Grund hierfür ist, dass der Verkaufspreis für Wasserstoff mit zunehmenden Kapazitäten an Wasserstoffanlagen wettbewerbsfähiger wird. Die Stromgestehungskosten sinken daher mit konstanter Geschwindigkeit; siehe Abbildung 14. Abbildung 15 zeigt auch, dass die insgesamt gespeicherte Menge an Wasserstoff schwankt, aber für alle Verkaufspreise zwischen 1.500 und 2.000 kg liegt, was bedeutet, dass keine direkte Korrelation zwischen dem Anstieg des Wasserstoffpreises und der gespeicherten Wasserstoffmenge besteht.

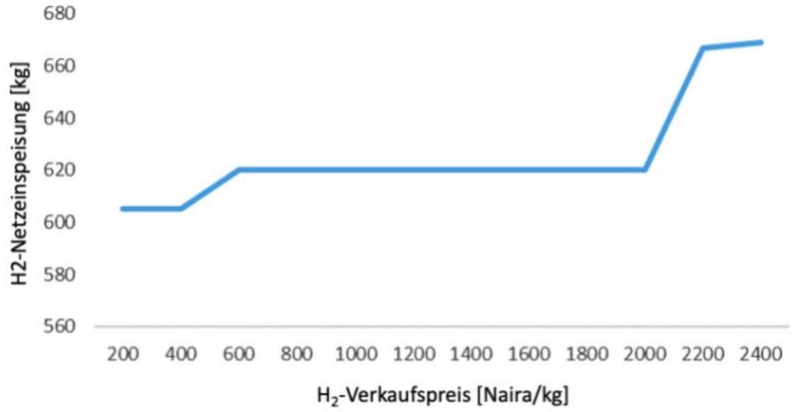


Abb. 13: Wasserstoffeinspeisung ins Netz

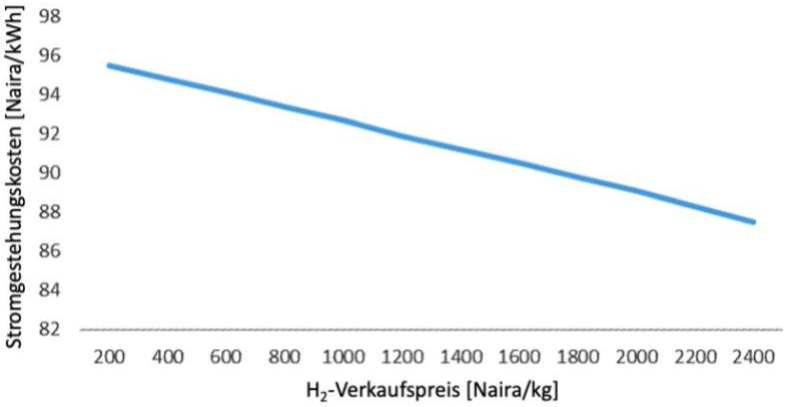


Abb. 14: Stromgestehungskosten

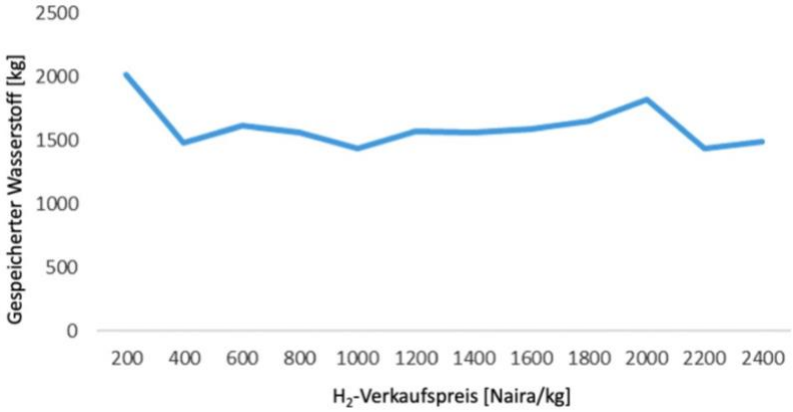


Abb. 15: Gespeicherter Wasserstoff

5. Finanzierungsmöglichkeiten

Die meisten Finanzierungsmodelle für grüne Energieprojekte in Nigeria sind in Form von Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung sowie Zuschüssen erhältlich. Um eine qualitativ hochwertige Entwicklung von Wasserstoffunternehmen zu erreichen, ist es von entscheidender Bedeutung, die Effizienz ihrer Finanzierung zu erhöhen.

Die Idee der Erzeugung von grünem Wasserstoff als Energiequelle zur Gewährleistung der Energiesicherheit in Nigeria ist nicht neu und war Gegenstand zahlreicher Diskussionen. In letzter Zeit haben die nigerianische Regierung, die Afrikanische Entwicklungsbank, private Finanzunternehmen und internationale Organisationen ambitioniert grüne Projekte in Nigeria unterstützt und Mittel für grüne Energieprojekte einschließlich grüner Wasserstoffproduktionsanlagen bereitgestellt. Einige der verfügbaren Mittel für grüne Wasserstoffprojekte in Nigeria werden im Folgenden dargestellt.

Sustainable Energy Fund for Africa (SEFA)

Der Sustainable Energy Fund for Africa stellt Finanzmittel für Alternativen zu fossilen Grundlastkraftwerken wie beispielsweise Wasserstoff bereit. Die Afrikanische Entwicklungsbank verwaltet den als SEFA bezeichneten Sonderfonds mehrerer Geber, der Finanzmittel für Investitionen des Privatsektors in erneuerbare Energien bereitstellt. Der Schwerpunkt liegt auf drei Finanzierungskonzepten, nämlich Zuschüssen für die Projektvorbereitung, Kapitalbeteiligungen und Unterstützung für den Umweltschutz. Der Zuschuss für die Projektvorbereitung bietet finanzielle und technische Unterstützung, um die Vorbereitung und die Vorinvestitionsaktivitäten für wirtschaftlich tragfähige kleine bis mittlere Projekte des Privatsektors im Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz zu erleichtern und so die für den Abschluss der Finanzierung erforderlichen Investitionen einzuwerben. Der Fonds hat ein Volumen von 1 Million US-Dollar. Allerdings ist eine Mindestkofinanzierung von 30 bis 50 % erforderlich.

Als Voraussetzung für die Vergabe von SEFA-Mitteln müssen die erforderlichen Projektvorbereitungsphasen wie beispielsweise Machbarkeitsstudien, Folgenabschätzungen, Due-Diligence-Kosten, Rechtskosten für Power Purchase Agreements (PPA) und Konzessionsverträge abgeschlossen sein. Im Anschluss daran werden die förderfähigen Projekte ausgewählt und genehmigt.

Finanzierung der nachhaltigen Nutzung natürlicher Ressourcen und Energie (SUNREF, *Sustainable Use of Natural Resources and Energy Finance*) Nigeria

Hauptziel von SUNREF Nigeria ist die Verbesserung des Zugangs zu kostengünstigen Finanzierungen für Energieprojekte in Nigeria. Gemeinsam mit der United Bank for Africa (UBA) und der Access Bank plc bietet SUNREF Nigeria dem privaten Energiesektor wettbewerbsfähige Kredite und technische Unterstützung bei der Strukturierung ihrer grünen Investitionen, um die Möglichkeiten der grünen Finanzierung nutzen zu können. Die förderfähige Kreditsumme beläuft sich auf einen Gegenwert von maximal 10.000.000 US-Dollar pro Projekt.

Als Voraussetzung für die Gewährung von SUNREF-Mitteln müssen alle Kreditkonditionen die Standardkreditvergabekriterien der Partnerbank in Bezug auf Kreditwürdigkeit und Einhaltung nationaler Rechtsvorschriften erfüllen.

Grüner Klimafonds (GCF, *Green Climate Fund*)

Der Grüne Klimafonds bietet finanzielle Unterstützung durch eine flexible Kombination von Zuschüssen, Krediten zu Vorzugsbedingungen, Bürgschaften oder Eigenkapitalinstrumenten für Investitionen des Privatsektors in Energieprojekte in Nigeria. Er ist der weltweit größte Klimafonds und

eine wichtige Komponente des historischen Pariser Abkommens. Der GCF wurde gegründet, um Nigeria und andere Entwicklungsländer dabei zu unterstützen, ihre national festgelegten Beiträge zu erreichen und einen emissionsarmen und klimaresilienten Weg einzuschlagen. Mit einem gestrafften Genehmigungsverfahren konzentriert sich der Fonds auf Projekte mit erheblichem Klimaauswirkungspotenzial und -beitrag. Die GCF-Beiträge für klimaresiliente Entwicklungsprojekte belaufen sich auf bis zu 25 Millionen US-Dollar. Die Mittel können durch Einreichung von Finanzierungsvorschlägen abgerufen werden.

Exportinitiative Umweltschutz

Das deutsche Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) fördert im Rahmen der Exportinitiative Umweltschutz (EXI) Maßnahmen zum Export von grüner und nachhaltiger Umweltinfrastruktur. Ziel ist die Förderung, Verbreitung und Stärkung von Wissen und Anwendungen von Umwelt-, Ressourcenschutz- und Effizienztechnologien sowie die Entwicklung innovativer (grüner) Infrastrukturen in Ländern mit Unterstützungsbedarf.

Antragsberechtigt sind Organisationen, Verbände, Wirtschaftsunternehmen, Hochschulen und außeruniversitäre Forschungseinrichtungen in Deutschland sowie deutsche Technologieunternehmen im Bereich der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Unternehmen und Institutionen werden beim ersten Schritt in einen neuen Markt sowie bei der Entwicklung und Umsetzung von Projekten im Bereich der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie für den lokalen Einsatz unterstützt.

Grüne Staatsanleihe Nigeria (*Nigeria Sovereign Green Bond*)

Die Grüne Staatsanleihe Nigeria wird im Rahmen einer Partnerschaft zwischen der International Finance Corporation (IFC) und der Nigerian Exchange Group (NGX Group) gefördert. Diese Zusammenarbeit soll die Emission von grünen, sozialen und Nachhaltigkeitsanleihen steigern, den Wissensaustausch mit Marktteilnehmern erleichtern und die Ausbildung und Entwicklung lokaler Prüfer für grüne Anleihen unterstützen. Der Markt für grüne Anleihen beläuft sich derzeit auf 133,8 Millionen US-Dollar.

Als Voraussetzung für den Zugang zu Grünen Staatsanleihen müssen die förderfähigen Projekte den Vorgaben für technischen, finanziellen, klimatischen und wirtschaftlichen Nutzen entsprechen. Die förderfähigen Projekte werden aus den Haushaltsmitteln der nigerianischen Bundesregierung ausgewählt. Projekte, die alle Auswahlkriterien erfüllen, werden vor Auszahlung der Mittel vom Präsidenten genehmigt und in den jährlichen Staatshaushalt aufgenommen.

6. Fazit

Diese Studie belegt, dass eine Modifizierung des bestehenden Mininetzes Gbamu Gbamu dahingehend möglich ist, dass es vollständig mit Solar-PV betrieben werden kann, wobei der überschüssige erneuerbare Strom für die Produktion von grünem Wasserstoff als alternativem Brennstoff für die Anwendung in Mininetzen genutzt wird.

Die Stromgestehungskosten beliefen sich in Szenario [I] auf 0,24 Euro/kWh bei CO_2-Emissionen von 67.714 Tonnen CO_2e/Jahr, während sich in Szenario [II] die Stromgestehungskosten auf 0,22 Euro/kWh ohne CO_2-Emissionen beliefen. In Szenario [III] beliefen sich die Stromgestehungskosten auf 0,21 Euro/kWh bei null CO_2-Emissionen. In Szenario [IV] gingen die Stromgestehungskosten des Systems jedoch um 34 % zurück, als die Stromerzeugung von 100 % erneuerbaren Energien auf 95 % erneuerbare Energien mit den damit verbundenen CO_2-Emissionen umgestellt wurde.

Aufgrund der bei Dieselgeneratoren anfallenden Betriebs- und Wartungskosten stellen die Szenarien mit 100 % erneuerbaren Energien und Wasserstoff als Stromspeicher eine finanziell machbare Lösung dar. Ab etwa 1,50 Euro/l wird Wasserstoff als Stromspeicher zu einer wettbewerbsfähigen Alternative zu Diesel. Die Einbeziehung der Wasserstoffproduktion für die Kommerzialisierung aus überschüssiger erneuerbarer Erzeugung erhöht ab etwa 1,40 Euro/l die Rentabilität des Systems und lässt es zu einer wettbewerbsfähigen Alternative zu Diesel werden.

Die Verwendung von Wasserstoff in Brennstoffzellen ermöglicht eine langfristige Energieversorgung, ist wartungsärmer, erzeugt weniger Lärm und ist umweltfreundlich. Die Produktion von grünem Wasserstoff in Nigeria kann nicht nur einen Beitrag zur weltweiten Dekarbonisierung der Energiesysteme leisten, sondern insbesondere auch die jahrzehntelange Energiekrise in Nigeria lösen und die lokale Produktion von grünem Wasserstoff für den Export möglich machen.

Nigeria befindet sich in einer ausgezeichneten Position, um auf dem aufstrebenden globalen Markt für saubere Wasserstoffenergie eine wichtige Rolle zu übernehmen, verfügt das Land doch über eine Fülle von lokal verfügbaren erneuerbaren Energie- und Wasserressourcen. Trotz der reichlich vorhandenen Ressourcen für die lokale Produktion von grünem Wasserstoff schränken jedoch Nachteile wie Infrastrukturkosten, die relative Knappheit an kommerziell wettbewerbsfähigen netzfernen Elektrolyseuren, mangelndes technisches Fachwissen und andere Faktoren das Produktionspotenzial ein. Aufgrund der spezifischen Eigenschaften von grünem Wasserstoff bedarf es darüber hinaus einer speziellen Speicher- und Transportinfrastruktur, was deutschen und anderen ausländischen Investoren Geschäftsmöglichkeiten bietet.

Quellen

A. Adebisi, Faruk Yusuf, Grace Ogolo, Z. Akinjogbin, Iniobong Abiola-Awe, Julius Olurinola, Mamuddeen Talba, I. Dioha, Oyedapo Adoye, John Achukwu, C. Longtar, Sunday Wuyep, Waziri Lasu, Olisa Okoli, Obi Onyia, T. Aliyu, J. Adekunle und Albert Okorogu. (2015). National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy.

Advisory Power Team Office of the Vice President, Bundesregierung von Nigeria, in Verbindung mit P. A. (2015). Nigeria Power Baseline Report. https://mypower.ng/wp-content/uploads/2018/01/Baseline-Report.pdf

All-On, USADF-all on Nigeria off-grid energy challenge. USADF-All On Nigeria Off-grid Energy Challenge | (all-on.com)

All-On, (2022). Start-ups yearly grant funding. $80,000 Grant Funding Awarded To Eight Clean-Energy Start-ups From 2022 NCIC/All On Incubation Program | (all-on.com)

Awosope, C. A. (2014). Nigeria Electricity Industry: Issues, Challenges and Solutions. Public Lecture Series, 3(2), 1-37. cuments.covenantuniversity.edu.ng/Covenant%20University%20-%20Public%20Lectures/7.%20Nigeria%20Electricity%20Industry%20Issues,%20Challenges%20and%20Solutions%20(2.37MB).pdf

Chinwuko Emmanuel C., Mgbemena, C. O., Aguh, P. S. und Ebhota, W. S. (2011). Electricity Generation and Distribution in Nigeria: Technical Issues and Solutions. International Journal of Engineering Science and Technology, 3, 7934–7941. https://www.researchgate.net/publication/267029542

Federal Ministry for the Environment, N. C. und N. S. (2021). Fuel cells for distributed power supply. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/09/NOW-BMU-Factsheet_Mini grids.pdf

Federal Ministry of Environment. (2015). Nigeria Nationally Determined Contribution. https://www.all-on.com/media/publications/simplified-guides-to-nigerias-energy-access-policies-and-regulations/_jcr_content/par/textimage.stream/1595008955689/a94ef1211f1d310eb7a46a00b27ecc7d263e3c53/policy-guides-summary.pdf

Federal Ministry of Environment. (2013). National Policy on Climate Change. https://www.all-on.com/media/publications/simplified-guides-to-nigerias-energy-access-policies-and-regulations/_jcr_content/par/textimage.stream/1595008849973/dc8fea0b5aef03ead699def51ac37ec5be56b8e1/national-policy-on-climate-change-npcc.pdf

Federal Ministry of Power Works and Housing. (2016). Rural Electrification Strategy and Implementation Plan (RESIP). http://rea.gov.ng/wp-content/uploads/2017/09/RESIP.pdf

GIZ. (2017). Fostering Investments for Renewable Energy and Energy Efficiency and Improving Access to Electricity for Disadvantaged, Rural Communities. https://www.giz.de/en/downloads/NESP%20II_Factsheet.pdf

Green Climate Fund, Simplified Approval Process. Simplified Approval Process | Green Climate Fund

Ibe, A. O., Okedu, E. K., und Eng, M. (2009). A Critical Review of Grid Operations in Nigeria. The Pacific Journal of Science and Technology, 10, 486–490. http://www.akamaiuniversity.us/PJST.htm

International Renewable Energy Agency. (2014). REmap 2030, A Renewable Energy Roadmap Report. https://www.irena.org/publications/2014/Jun/REmap-2030-Full-Report

NOW.GMBH.DE. Steps To Funding Support. Funding – NOW GmbH (now-gmbh.de)

KPMG. (2016). A Guide to the Nigerian Power Sector KPMG in Nigeria. https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/ng/pdf/tax/a-guide-to-nigerian-power-sector.pdf

Offiong, P. (Juli 2019). Nigeria Policy Recommendations. Climate Scorecard. https://www.climatescorecard.org/2019/07/nigeria-policy-recommendations/

Patterson, M. G. (1996). What is energy efficiency? Concepts, indicators and methodological issues. Energy Policy, 24(5), 377–390.

PWC. (14. September 2022). The green hydrogen economy Predicting the decarbonisation agenda of tomorrow. https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html

SUNREF, Financial Criteria. General 1 – SUNREF Nigeria

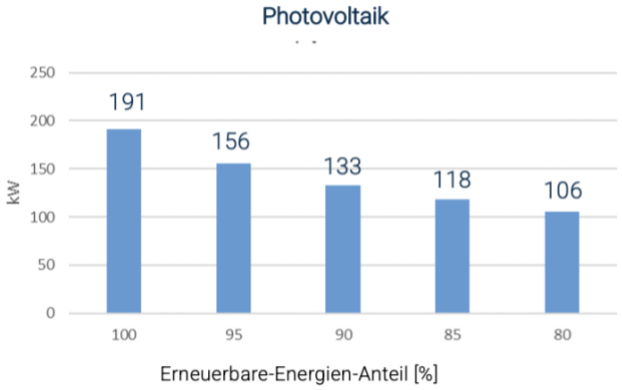
Tuggar, Y. M. (24. April 2018). Opportunities in Nigeria's Bio-fuel Industry. 12th German-Africa Energy Forum. https://nigeriaembassygermany.org/mosaic/_M_userfiles/pdf/Opportunities in Nigerian Bio-fuel Industry.pdf

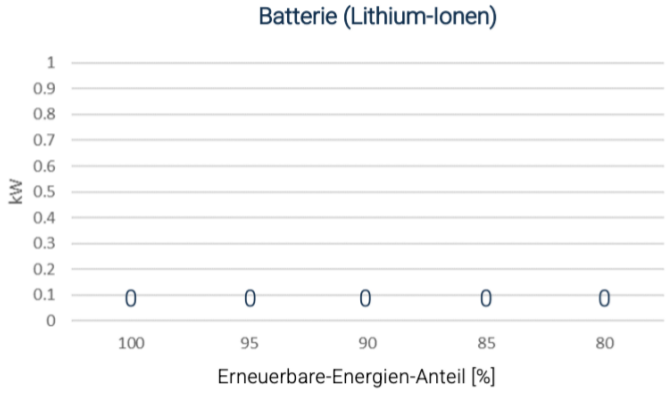
USAID. (2019). Greenhouse Gas Emission in Nigeria. https://www.climatelinks.org/sites/default/files/asset/document/2019_USAID_Nigeria%20GHG%20Emissions%20Factsheet.pdf

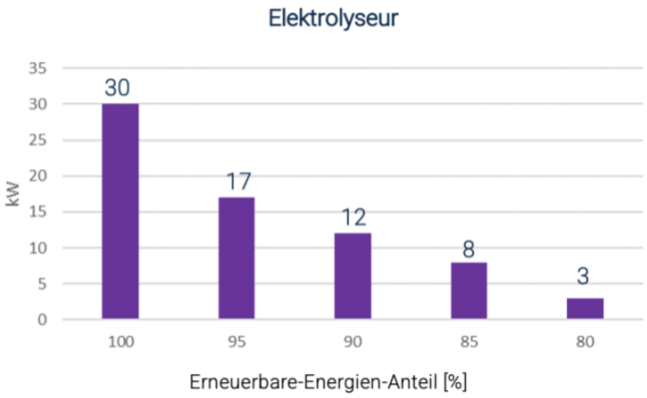
World Resources Institute. (28. Dezember 2015). Climate Watch. https://datasets.wri.org/dataset/cait-country

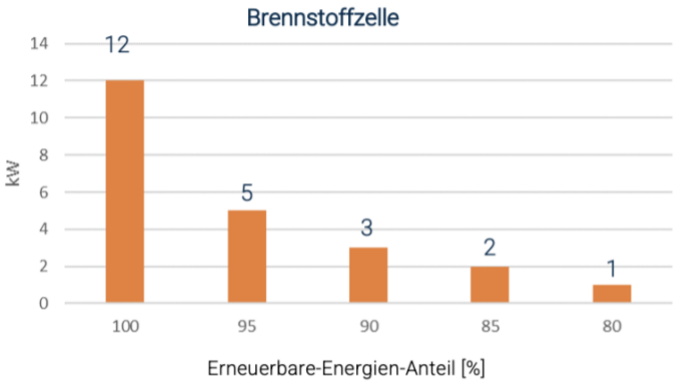
Anhänge

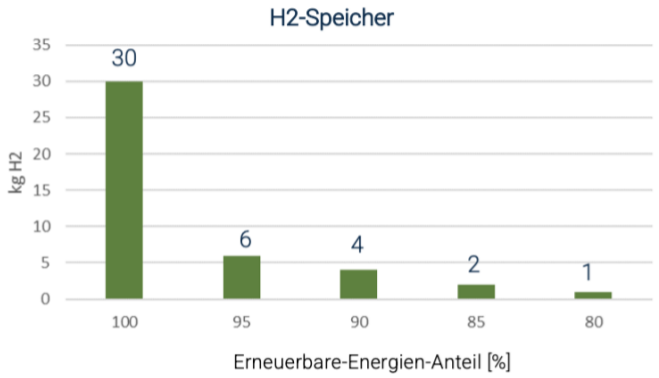
Anhang 1: Optimierte zusätzliche Kapazitäten auf der Grundlage des Anteils [%] erneuerbarer Energien

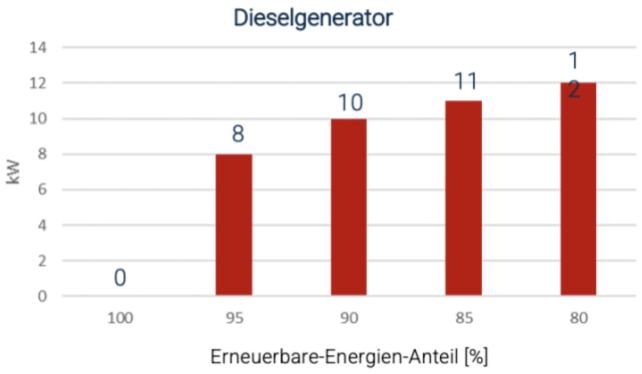
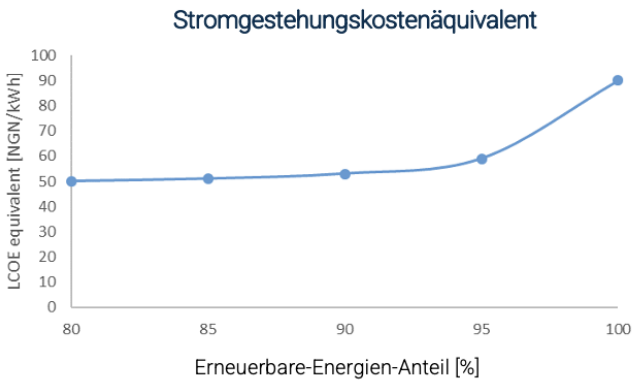
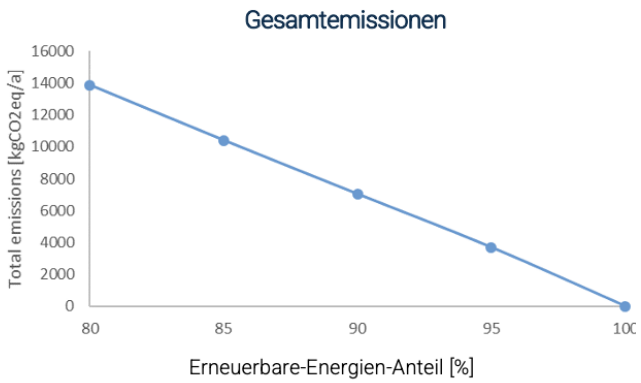
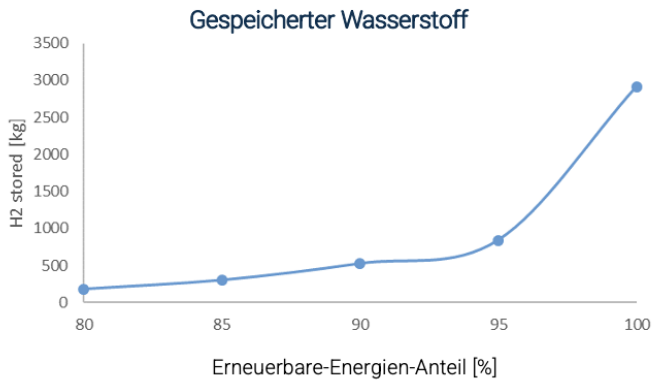
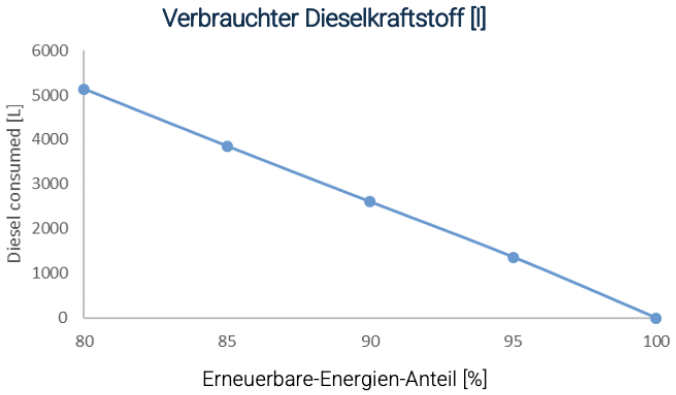
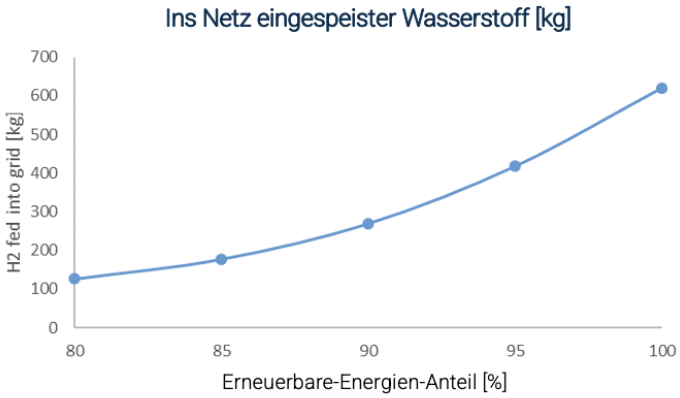












Anhang 2: Variation der Kennzahl durch ihren erneuerbaren Anteil [%]