

北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目

非洲撒哈拉沙漠以南可再生电力可及性与国际合作发展报告

北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY

2026年1月

北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY

北京大学能源研究院是北京大学下属独立科研实体机构。研究院以国家能源发展战略需求为导向，立足能源领域全局及国际前沿，利用北京大学学科门类齐全的优势，聚焦制约我国能源行业发展的重大战略和科技问题，按照“需求导向、学科引领、软硬结合、交叉创新、突出重点、形成特色”的宗旨，推动能源科技进展，促进能源清洁转型，开展专业及公众教育，致力于打造国际水平的能源智库和能源科技研发推广平台。

气候变化与能源转型项目

北京大学能源研究院于 2021 年 3 月启动了气候变化与能源转型项目，旨在助力中国应对气候变化和推动能源转型，实现 2030 年前碳达峰和 2060 年前碳中和的目标。该项目通过科学研究，设立有雄心的目标，制定清晰的路线图和有效的行动计划，为政府决策提供建议和支持。

该项目积极推动能源安全、高效、绿色和低碳发展，加速化石能源消费的减量化直至退出。该项目具体的研究领域涵盖宏观的能源与环境、经济和社会的协调综合发展；化石能源消费总量控制；能源开发利用技术创新；电力部门向可再生能源为主体的系统转型；推动电气化；高耗能部门的低碳绿色发展；可持续交通模式；区域、省、市碳中和模式的示范推广；散煤和塑料污染治理；碳中和与碳汇；碳市场；社会公正转型等。

系列报告

碳中和下重塑“西电东送”——陕西、甘肃发展定位研究（2025）
碳双控政策下陕西省绿氢产业发展分析（2025）
碳双控政策下陕甘区域能源-产业协同发展路径与效益评估（2025）
基于东软载波胶州工业园区智能微电网项目的深度剖析
分布式光伏高质量发展（2025）
湖南省电力系统支撑能力建设与低碳转型协同发展路径研究（2025）
绿证绿电市场与可再生能源电力消纳的协同研究（2025）
非洲转型矿产资源开发利用与国际合作战略研究（2025）
中国散煤综合治理研究报告2025（2025）
山东省分布式光伏高质量发展的开发模式和市场机制研究（2025）
碳中和下重塑“西电东送”陕西、甘肃发展定位研究（2025）
青岛微电网典型案例研究：基于东软载波胶州工业园区智能微电网项目的深度剖析（2025）
湖南省电力系统支撑能力建设与低碳转型协同发展路径研究（2025）
山东省供热行业低碳高质量发展路径研究（2025）
碳-电-证市场协同发展政策路径分析（2025）
面向碳达峰碳中和的新能源发展调节支撑研究（2025）
面向双碳目标与电力保供的煤电定位调整、布局优化与转型路径研究（2025）
双碳目标下中国钢铁行业电气化发展研究报告（2025）
福建省双碳目标下的电力行业低碳转型和深度脱碳路径优化研究（2025）
福建省清洁能源高质量发展战略研究（2025）
“双碳”目标下煤炭基地省份重大生产力布局调整——以山西为例（2024）
鄂尔多斯低碳转型及案例研究（2024）
推动燃气发电发展 支持碳中和目标实现（2024）
走向公正转型的未来：绿色转型对中国不同区域的影响（2024）
湖南省风光储蓄融合发展的策略方案（2024）
江苏省电力灵活性调节资源发展优先级级路径分析（2024）
华东四省一市电力清洁转型与安全保供路径与方案研究（2024）
促进西北地区产业转型升级和新能源就地消纳协同发展（2024）
碳达峰碳中和下西北“西电东送”重塑研究（2024）
青岛市微电网发展研究-基于典型示范项目的调查（2024）
陕西省微电网发展研究-基于典型示范项目的调查（2024）
中国散煤综合治理研究报告2024（2024）
绿证绿电市场与可再生能源电力消纳的协同研究（2024）
基于灵活调峰和稳定供热前提下的山东省30万千瓦级煤电机组优化思路（2024）
非道路移动机械领域的绿色低碳发展路径研究（2024）
双碳背景下湖南省电力系统灵活能力优化分析研究（2023）
福建省双碳目标与行动路线图研究报告（简版）（2023）
中国散煤综合治理研究报告2023（2023）
山东省中小燃煤电厂低碳高质量发展路径分析（2023）
走向公正转型的未来：中国绿色转型对就业的影响（2023）
“十四五”推动能源转型实现碳排放达峰（2022）
中国散煤综合治理研究报告2022（2022）
中国散煤综合治理研究报告2021（2021）

非洲撒哈拉沙漠以南可再生电力可及性与国际合作发展报告

编写成员：温灵、李雪玉、杨富强、朱泓

2026 年 1 月

目录

◎ 第一章 前言 ……1

1.1 研究背景与意义 ……1

1.2 研究目标 ……2

1.3 研究方法与内容 ……2

◎ 第二章 非洲电力可及性现状 ……3

2.1 无电人口与电力差距 ……3

2.2 能源结构与转型特征 ……9

2.3 资源禀赋与利用 ……13

◎ 第三章 核心挑战——资源、开发、需求的结构性错配 ……24

3.1 地理错配 ……24

3.2 装机分布错配 ……24

3.3 经济与模式上错配 ……25

◎ 第四章 离网分布式光伏与小型水电是最适配路径 ……26

4.1 离网解决方案正在成为非洲电气化的核心驱动力 ……26

4.2 离网光伏与小型水电项目更契合非洲农村的现实需求 ……28

4.3 技术上已有项目经验 ……29

4.4 主要国际伙伴在促进非洲电力可及性的角色与模式比较 ……31

4.5 离网项目“来的快，去得也快”落地困境 ……34

◎ 第五章 构建“中欧非+N”多层级治理与合作框架促进离网项目落地……38

5.1 总体理念与目标定位……38

5.2 多层级治理与合作框架……39

5.3 “三阶段、多方合作”解决方案……45

5.4 阶段性推进路径:“先规则、再示范、最后扩大推广”……48

5.5 潜在首批试点国家的遴选逻辑与优先对象……49

◎ 第六章 政策建议……57

6.1 建立稳定、透明且适应性强的政策与监管框架……57

6.2 强化制度化的多边国际合作机制……58

6.3 创新融资模式与风险分担机制……58

6.4 优先推动本地能力建设与产业链培育……59

6.5 增强社区参与与社会普惠性……60

◎ 参考文献……62

本报告谨向康开宇、王为权、李霞等专家在本课题研究工作中所给予的支持与贡献表示诚挚感谢!

第一章 前言

1.1 研究背景与意义

“电力可及”是联合国可持续发展目标 7（SDG7）的核心内容，经过 10 年的努力，非洲却仍然是全球能源贫困最严重的地区[1]。能源短缺不仅是基础民生问题，更直接制约教育、医疗、工业发展和社会公平。缺乏稳定电力供应的学校难以保障教学质量，医疗机构设备无法正常运转，弱势群体（如妇女、儿童和残疾人）长期依赖传统生物质燃料，健康与生活质量受到严重威胁[2]。能源贫困已成为制约区域社会经济发展的结构性障碍，并逐渐加剧城乡差距与区域不平衡。

非洲人口约占全球的 19%，但电力需求仅占 3.1%，且大多数无电人口集中在撒哈拉以南非洲。尽管部分地区电气化水平有所提升，撒哈拉以南非洲仍有约 5.67 亿人口缺乏电力，占全球无电人口的 85% 以上，其中农村人口占比高达 75%[3]。北非和南非共和国已基本实现全民电气化，但中部、东部和西部非洲的农村地区仍面临显著的电力可及性差距，成为当前减少无电人口进程中最突出的制约因素。鉴于主电网延伸在成本和周期上难以奏效，需要引入更具灵活性的技术路径与制度方案。

与此同时，非洲拥有全球最为丰富的可再生能源禀赋。其太阳能资源位居世界首位，刚果河与尼罗河蕴藏巨大的水电潜力，东非裂谷地带地热资源丰富，南部及北非沿海具备优越的风能条件。然而，“资源富集与开发不足”的反差依然突出。当前可再生电力结构仍以水电为主，太阳能与风能发展起步较晚，且项目分布高度集中于少数国家，凸显了非洲能源转型的巨大潜力与现实困境[2]。

因此，提升撒哈拉以南非洲的可再生电力可及性，既是实现区域经济社会可持续发展的必要条件，也是推动全球气候目标与能源公平的重要组成部分。如何在资金不足、制度不健全、技术与人才短缺的背景下，探索因地制宜的发展路径，已成为国际社会和非洲各国共同面对的重大课题。

1.2 研究目标

本报告聚焦撒哈拉以南非洲的可再生电力可及性发展，旨在通过系统分析现状、挑战与机遇，提出务实的合作架构与解决方案。具体目标包括：

1. 评估非洲可再生电力现状、资源禀赋以及无电人口分布，识别电力可及性的客观条件与关键短板；
2. 探索适合撒哈拉以南非洲农村与偏远地区的可再生电力技术路径，评估其在解决电力普及瓶颈中的潜力与可行性；
3. 识别制约电力可及性项目落地的关键障碍，包括治理、融资、社区参与和技术运维等方面的结构性问题，提出针对性破解策略；
4. 构建以“中欧非 +N”为核心的开放式多边合作架构，整合各方资源，推动能源、融资与产业协同发展，实现从电力普及到本地化产业生态的可持续发展；
5. 为非洲国家政府、国际伙伴及相关利益方提供可操作的政策建议，促进合作模式的落地与推广。

1.3 研究方法与内容

为实现上述目标，本报告采用定量分析与定性评估相结合的综合研究方法。通过对国际与区域能源数据库的数据统计与比较分析，辅以典型国家案例研究和政策文件评估，从多层次、多角度探讨撒哈拉以南非洲可再生能源可及性的现实状况与发展路径。具体而言：

1. 通过国际能源署（IEA）、国际可再生能源署（IRENA）和非洲能源委员会（AFREC）等权威来源的数据，分析非洲电力结构演变、可再生能源装机容量变化趋势，以及水能、太阳能、风能、地热和生物质的分布与开发现状；
2. 结合无电人口分布图、电网现状图和电气化水平演变图，评估撒哈拉以南非洲的电力普及挑战与特点；
3. 研究离网光伏与小型水电项目的实践经验，选取中国、美国、欧盟国家案例，讨论主要国家在可及性项目中的角色与经验；
4. 剖析项目落地困境，包括政策不稳定性、社区参与不足、财务缺口和技术运维短板，通过文献综述和专家观点进行系统性诊断；
5. 设计合作框架、解决方案、实施路径，并嵌入创新机制如项目参与积分、电价分账、和资源支持等，提出行动建议，提高方案的可操作性和可持续性。

第二章 非洲电力可及性现状

2.1 无电人口与电力差距

2.1.1 SSA 无电人口成为全球电力可及性的主要短板地区

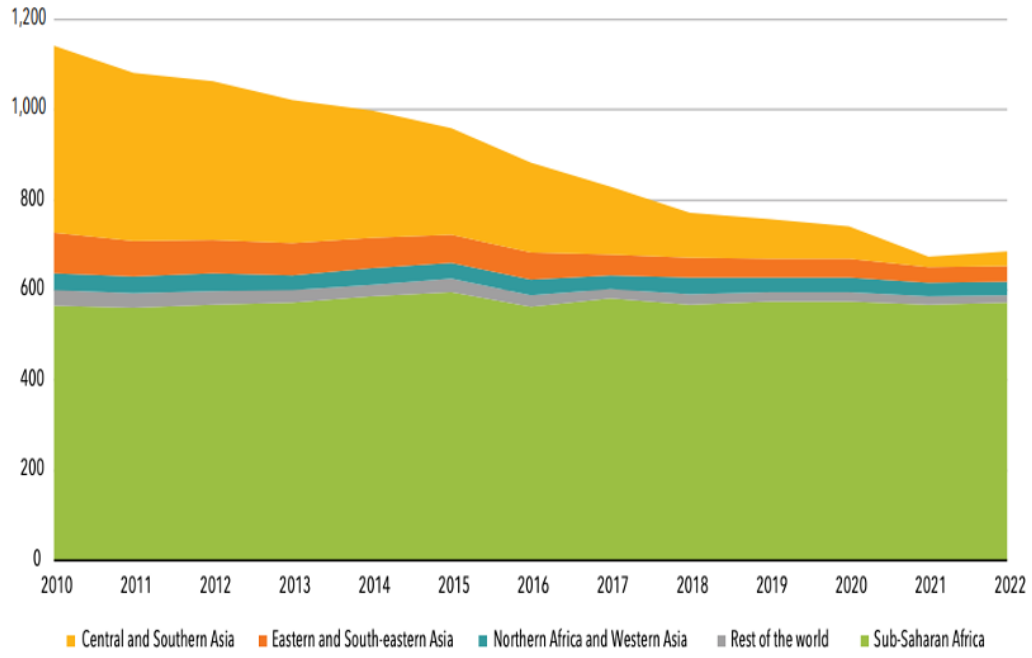


图 2-1：全球无电人口趋势图

图片来源：世界银行

全球在提升电力可及性方面取得了显著进展。截至 2023 年，约 92% 的人口已获得电力服务，全球无电人口降至 6.85 亿，见图 2-1[3]。然而，这一总体成就弱化了区域间日益突出的发展不平衡问题的呈现。当前一个显著趋势是，全球能源贫困正高度集中于撒哈拉以南非洲，区域分化态势愈发明显。

区域对比分析揭示了这一结构性失衡的深层根源。中亚和南亚地区在过去十年间实现了历史性突破，未通电人口从 2010 年的 4.14 亿人锐减至 2023 年的 2700 万人，基本完成电力普及目标。与之形成鲜明对照的是，撒哈拉以南非洲的进展依然缓慢。该地区在全球无电人口中的占比已从十年前的约 50% 上升至当前的 85%，成为实现可持续发展目标第七项（SDG7）的主要瓶颈。

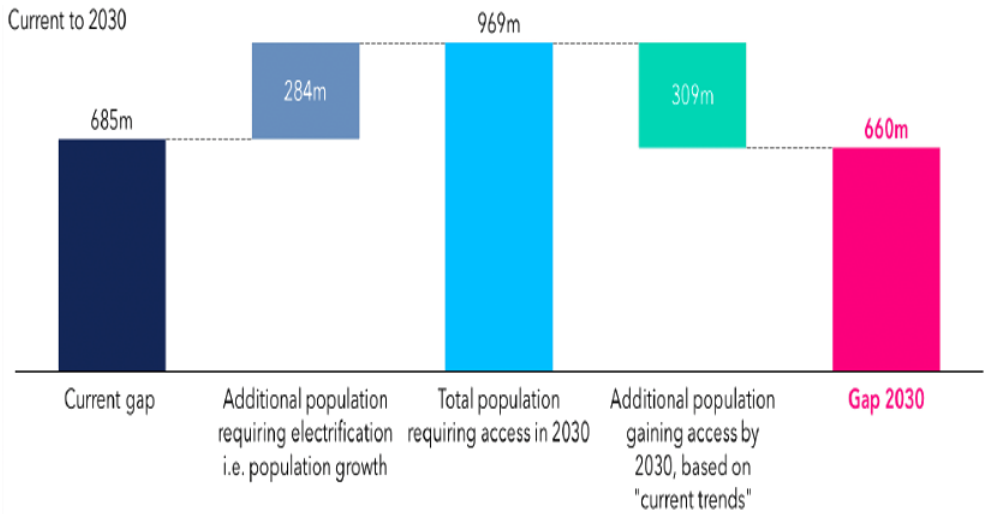


图 2-2：2030 年前全球电力可及性缺口变化趋势

图片来源：GOGLA，2024

问题的关键在于，电气化进程长期落后于人口增长速度，尤其是在广大农村地区。截至 2023 年，撒哈拉以南非洲仍有约 4.5 亿农村居民处于无电状态。快速的人口增长抵消了电力覆盖扩张的成效，使区域电气化率长期停滞。尽管外部援助与投资承诺规模不断增加，但受制于项目落地率低、配套基础设施不足及需求侧能力有限，整体进展依然缓慢，尚未实现可持续电力可及性的实质性突破。

基于当前趋势的模型预测表明，若缺乏更有力的政策干预和资源投入，到 2030 年全球仍将有约 6.6 亿人无法获得电力，其中绝大部分集中于撒哈拉以南非洲[4]。这意味着，若行动迟缓，全球电力可及性的绝对缺口不仅难以弥合，甚至可能进一步扩大。因而，将政策重心与国际资源优先配置于撒哈拉以南非洲，已成为全球消除能源贫困、加速实现联合国可持续发展目标 7（SDG7）的关键任务与紧迫优先。

2.1.2 中部、东部和西部三大区域合计占无电人口四分之三

北非和南非共和国等经济较为发达地区电网线路密集、覆盖范围广，电力可及性长期保持在较高水平。相比之下，撒哈拉以南非洲，尤其是中部地区，电网分布明显稀疏，许多偏远乡村和内陆区域电力基础设施薄弱，供电覆盖极为有限。刚果民主共和国、乍得和中非共和国等国的电网密度远低于其他区域平均水平，反映出区域间基础设施建设的显著不均衡。

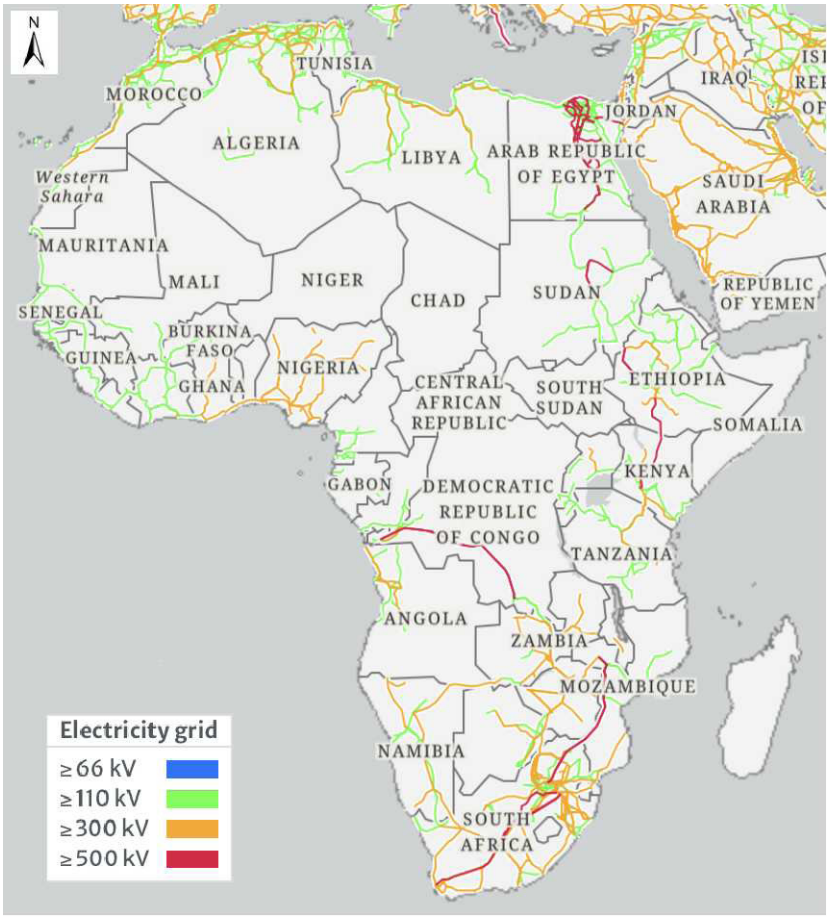


图 2-3：非洲大陆电网现状

图片来源：Global Wind Atlas

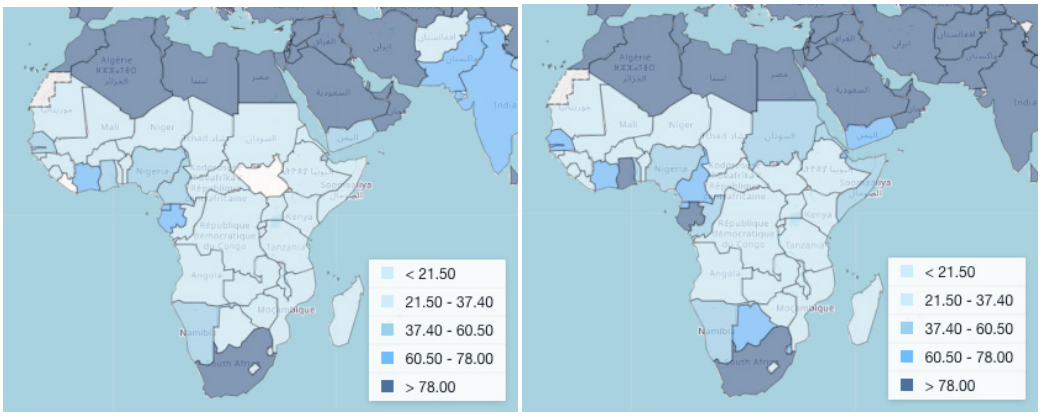
从无电人口的空间分布来看，未来非洲电力普及工作的重点不仅在提升整体电气化水平，更需聚焦人口规模大、电网延伸不足的中部、东部和西部。根据世界银行数据，到 2022 年，非洲整体约 6 亿人口缺乏电力，其中中部、东部和西部三大区域合计占比超过四分之三。在中部非洲，无电人口总数约 1.26 亿，其中刚果民主共和国就超过 9000 万，成为非洲无电人口最集中的国家；东非地区约有 1.75 亿人未通电，主要集中在埃塞俄比亚（约 6300 万）、乌干达（约 3300 万）和坦桑尼亚（约 4000 万）；西

非约有 1.55 亿人缺乏电力，尼日利亚以约 5800 万位居首位。南部非洲部分国家亦存在较大规模的电力可及性缺口，莫桑比克、马达加斯加与赞比亚合计无电人口超过 7000 万[5]。北非国家与南非共和国已基本实现全民通电，无电人口几乎可以忽略。

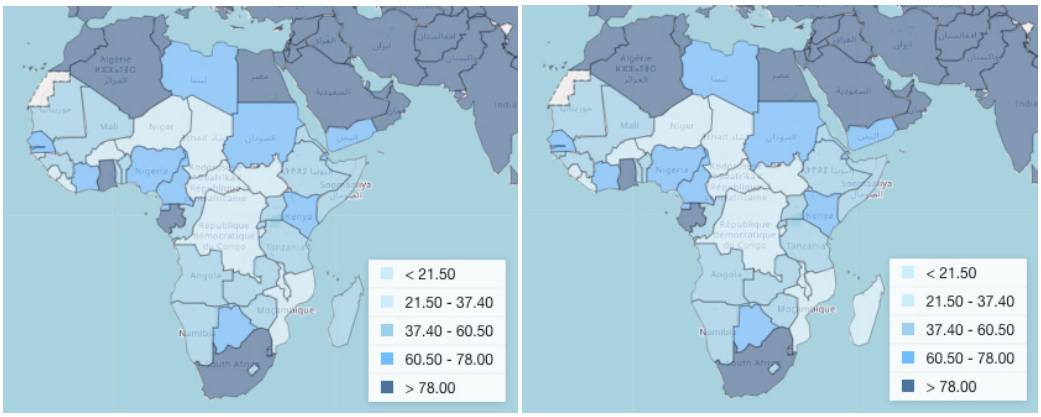
表 2-1：无电人口数量排名前十的国家（2022 年）

国家	人数（千万）
刚果民主共和国	9.0
埃塞俄比亚	6.3
尼日利亚	5.8
坦桑尼亚	4.0
乌干达	3.3
苏丹	2.5
尼日尔	2.1
马达加斯加	2.0
莫桑比克	2.0
布基纳法索	1.8

当前以主电网延伸为核心的电气化推进模式，难以在电力可及性最薄弱的地区发挥实质作用。从电气化水平来看，区域差距更加显著。根据 IEA《Africa Energy Outlook-2023》[6]，2022 年非洲整体电气化率约为 58%，仅为全球平均值的三分之二。其中，北非几乎实现全民通电，南部非洲也保持在较高水平，但撒哈拉以南非洲整体仅约 50%，中部非洲更是低于 21%，凸显出鲜明的区域鸿沟。从长期趋势看（图 2-4），2006 年至 2022 年间，北非及部分南部非洲国家在十多年间基本完成了电力普及，而中部和西部非洲的进展相对缓慢，电气化率长期徘徊在 40% 以下。



（2006 年）　　（2014 年）



（2019 年）　　（2022 年）

图 2-4：2006 年—2022 年非洲电力可及分布图（%/ 人口）

图片来源：世界银行 [4]

2.1.3 城市电气化率 84%，农村仅 37%；中部非洲农村不足 10%

城乡差距是非洲电气化进程中最突出的结构性矛盾。2022 年，非洲城市电气化率已达 84%，而农村仅为 37%，差距接近一倍。北非及部分南部非洲国家已基本实现城乡普及，但撒哈拉以南非洲的农村地区仍是电力可及性的主要短板。具体来看，东非城市电气化率为 81%，农村仅 34%；西非城市达 94%，农村同样仅 34%，其中尼日利亚、尼日尔和马里等国的农村人口占比尤高；中部非洲形势最为严峻，城市电气化率不足 40%，农村长期停留在个位数，刚果民主共和国和乍得的大多数农村居民仍处于无电状态。这一显著的城乡落差表明，非洲未来电气化进程的重点应转向农村与偏远地区。能源接入政策需要根据农村人口分布特征和负荷需求，制定更具针对性的差异化方案，以实现普惠而可持续的电力覆盖。

表 2-2：非洲区域电力可及率（%）

区域	城市	农村
年份	2022	2022
Africa	84%	37%
North Africa	>99%	>99%
Sub-Saharan Africa	80%	28%
Central Africa	40%	4%
East Africa	81%	34%
West Africa	94%	34%
South Africa	96%	92%
Other Southern Africa	79%	24%

2.1.4 公共服务设施是无电人口的优先供电点

在撒哈拉以南非洲的电气化进程中，学校、卫生所、供水站等公共服务设施始终是各国政府与国际援助的重点领域。当前的电气化策略正经历深刻的战略升级，即从单纯的社会援助视角，转向将其视为破解离网微电网商业难题的关键“锚定负荷”（Anchor Load）。在经济层面，公共机构构成了区域电力商业生态的核心支撑。与普通农户极低且波动的支付能力相比，由政府财政或国际援助资金支持的公共机构提供了稳定且可预测的现金流。同时，学校、诊所和水泵主要在日间运行的负荷特征，能直接消纳光伏发电高峰，降低对昂贵储能电池的依赖。根据《2024 全球微电网市场报告》，尽管公共机构和商业用户在微电网总连接数中占比仅约 17%，但其消耗的电量往往超过总量的 50%，是支撑项目营收的关键支柱[7]。因此，优先保障公共设施的稳定供电，不再仅仅是公益投入，而是为后续连接周边贫困农户建立了坚实的经济基础。

与此同时，这种以点带面的策略能通过“辐射效应”实现社会效益的最大化。优先解决一个关键节点的通电，其红利能辐射至周边数千人口。在医疗领域，世界卫生组织（WHO）指出撒哈拉以南非洲 60% 的医疗机构电力供应不稳定，而解决一个基层卫生所的几千瓦电力，就能保障疫苗冷链和夜间急救，其服务半径通常覆盖 1 万至 2 万名社区居民[8]。在教育与民生领域，联合国教科文组织（UNESCO）数据显示该地区 63.1% 的小学无电[9]，为学校通电不仅能点亮课堂，更能使其在夜间转化为社区数字中心；而电力驱动的集中供水点可满足数千人的清洁饮水需求，将妇女儿童从繁重的取水劳动中解放出来。这一趋势表明，非洲电力可及性的路径正在从孤立的设施援建，转变为“优先核心节点、带动周边社区”的更务实、更具韧性的系统性发展模式。

2.2 能源结构与转型特征

2.2.1 以化石能源为主导的电力结构

非洲电力结构呈现出明显的化石能源主导的电力结构现状。2024 年，化石燃料发电占比高达 74.47%，而可再生能源仅占 25.53%，远低于全球平均水平的 41%。这一结构性问题在过去十四年间虽有所改善，但变化速度相对缓慢。

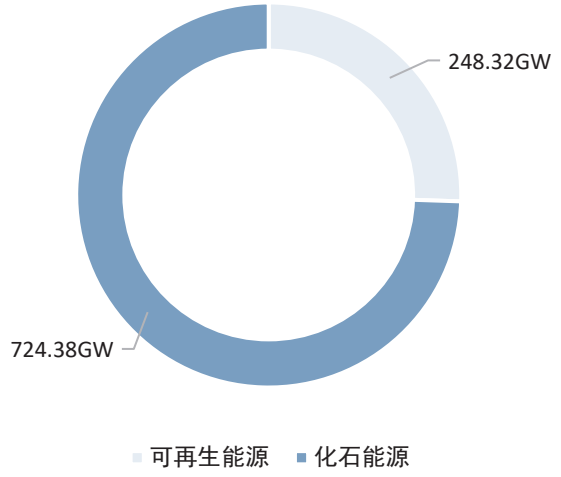


图 2-5：2024 年非洲可再生能源与化石能源发电结构对比

数据来源：Ember[10]

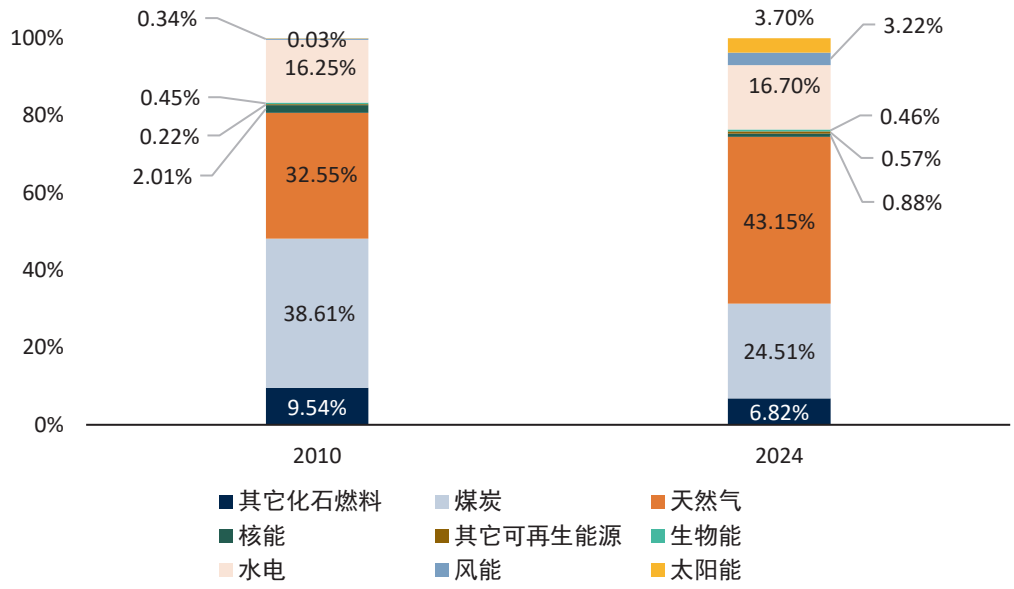


图 2-6：非洲电力结构演变：2010 年 vs2024 年

数据来源：Ember[9]

从 2010 年至 2024 年的十四年间，非洲电力结构虽逐步多元化，但整体仍以化石能源为主。天然气取代煤炭成为最主要的发电来源，其占比从 2010 年的 32.55% 上升至 2024 年的 43.15%，提升了 10.6 个百分点。同期，煤炭发电占比从 38.61% 降至 24.51%，下降 14.1 个百分点，形成明显的“煤转气”趋势。这一变化反映出非洲能源体系正在经历结构性调整，即在资源禀赋、燃料可得性与国际投资导向等因素共同作用下，**天然气逐渐成为电力供应的核心支撑**。与之并行，风能和太阳能也在加快发展，其发电占比由 2010 年的 0.8% 提升至 2024 年的 9.46%，接近总量的十分之一。虽然这一增长表明可再生能源正受到更多政策与资本关注，但整体增速仍不足以改变化石燃料的主导格局。

2.2.2 可再生能源地位持续提升，技术结构多元化发展

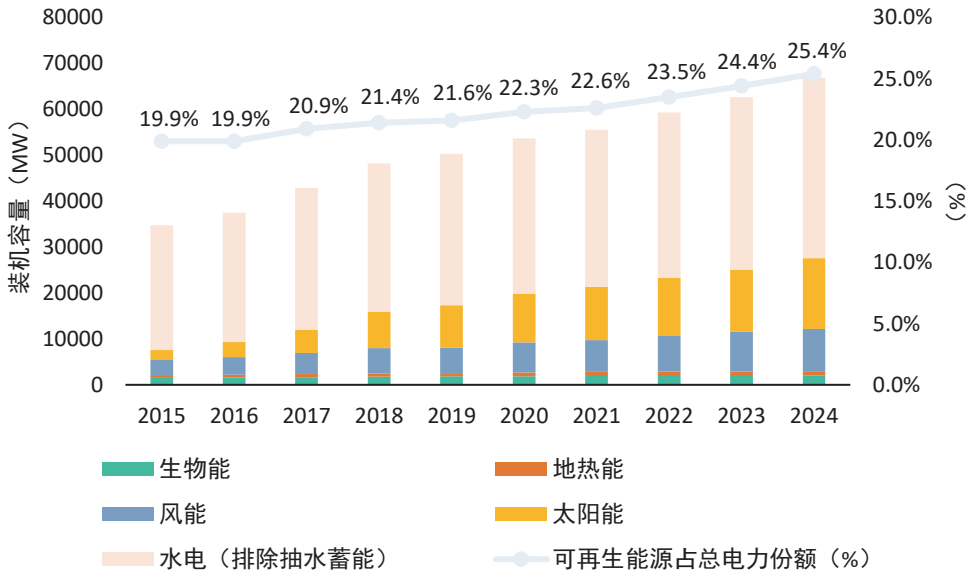


图 2-7：2015—2024 年非洲可再生能源装机容量变化趋势及构成

数据来源：IRENA[11]

可再生能源在非洲能源体系中地位持续提升，结构性转型显著。2015 年至 2024 年间，非洲可再生能源装机容量从 34.8 GW 增长至 66.9 GW，年均复合增长率达 7.6%。这一增长体现出非洲在能源转型方面的强烈政策意愿与显著市场潜力。

从能源结构演变来看，可再生能源在非洲电力体系中的占比由 2015 年的 19.9% 上升至 2024 年的 25.4%，提升了 5.5 个百分点，呈现出加速发展的趋势。尤其自 2017 年起，新增装机增速明显提升，表明政策支持、国际融资与设备成本下降的共同作用正推动可再生能源快速扩张。

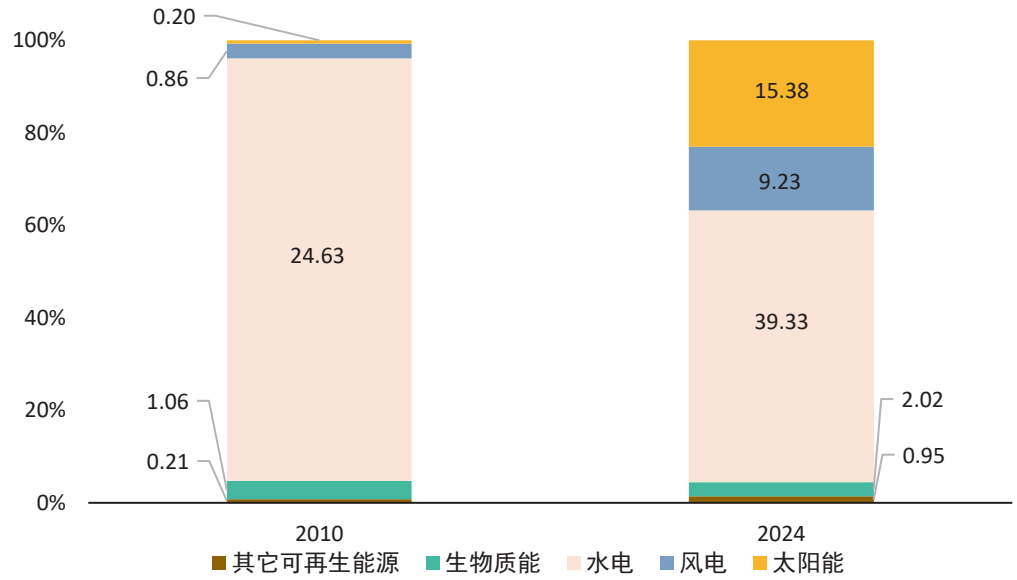


图 2-8：非洲可再生能源装机结构演变：2010 年 vs2024 年

数据来源：IRENA[7]

2.2.3 水电主导地位下降，风能太阳能装机成为可再生能源的主要增量

水电的主导地位正逐步下降，可再生能源技术结构趋于多元化。2024 年，非洲非抽水蓄能水电装机容量达到 39.3 GW，占可再生能源总装机的 58.8%，为新兴技术的发展释放了空间。这一变化既反映了非洲丰富的水力资源禀赋和相对成熟的水电开发体系，也表明能源结构正在向多样化方向演进。

相比之下，生物能和地热能增长相对缓慢。2010—2024 年间，生物能装机从 0.86 GW 增加至 2.02 GW，地热能从 0.21 GW 升至 0.95 GW，分别仅贡献了 2015—2024 年可再生能源总增量的约 1.7% 和 1.0%。这种结构性变化在降低对单一技术依赖风险的同时，也为不同国家根据自身资源禀赋选择最契合的技术路径提供了更大空间。

表 2-3：非洲可再生能源装机容量增长对比（2015 年 vs2024 年）

类别 CAP（GW）	2015 年	2024 年	增量	占总增量比例
风能	3320	9233	5913	18.41%
太阳能	2114	15378	13264	41.29%
水电（排除抽水蓄能）	27230	39325	12095	37.65%
生物能	1484	2015	531	1.65%
地热能	626	947	321	1.00%
总计	34774	66898	32124	100.00%

太阳能与风能已成为非洲可再生能源装机增长的主要驱动力。2015—2024 年间，两者合计新增装机容量 19.2 GW，占可再生能源总增量的 59.7%，成为推动能源结构转型的核心力量。其中，太阳能装机容量从 2.1 GW 激增至 15.4 GW，增长率高达 627%，单项技术贡献 13.3 GW 增量，占总增量的 41.3%；风能装机容量由 3.3 GW 增至 9.2 GW，增长 179%，贡献 5.9 GW。两项技术的快速扩张得益于全球光伏与风电成本的大幅下降、设备制造的规模化效应，以及非洲大陆优越的太阳辐照与风资源条件。

表 2-4：风能 + 太阳能装机容量增量（MW）

	北非 + 南非（19 个国家）	非洲总共
2015	4838	5432
2024	19325	22687
增量	14487	17255
增量占比	83.96%	100.00%

从区域分布来看，非洲太阳能与风能装机增长高度集中于北非与南部非洲。2015—2024 年间，北非与南部非洲共 19 个国家的新增装机容量达到 14.17 GW，占非洲整体增量的 73.9%。相比之下，撒哈拉以南的中部和西部地区增长相对缓慢，对总体增量的贡献有限。

其中，南非共和国、埃及和摩洛哥是最主要的推动力量。三国凭借优越的自然资源禀赋、相对完善的政策与规划体系，以及较强的投资落地能力，带动了非洲太阳能与风能装机规模的快速扩张。这一分布格局表明，区域间在制度成熟度、市场容量与融资可得性方面的差距，正成为非洲新能源发展不平衡的关键因素。

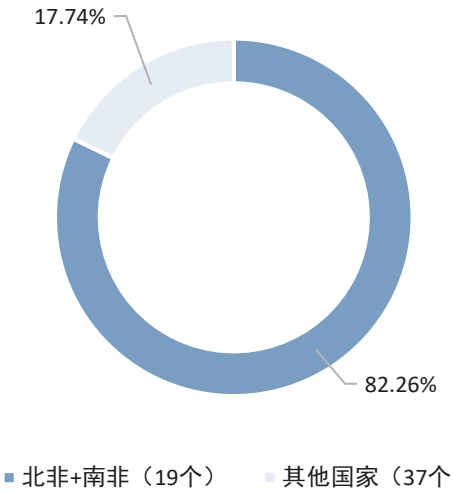


图 2-9：北非与南非共和国太阳能装机增量在全非洲的占比

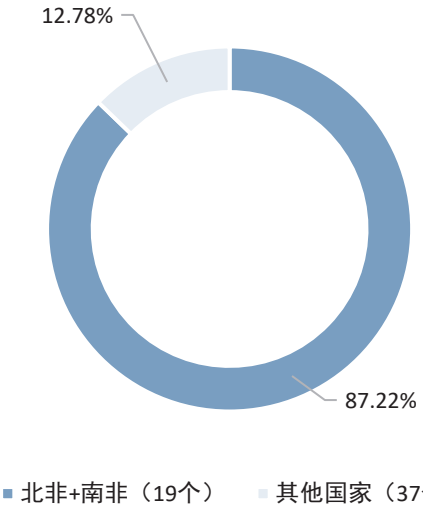
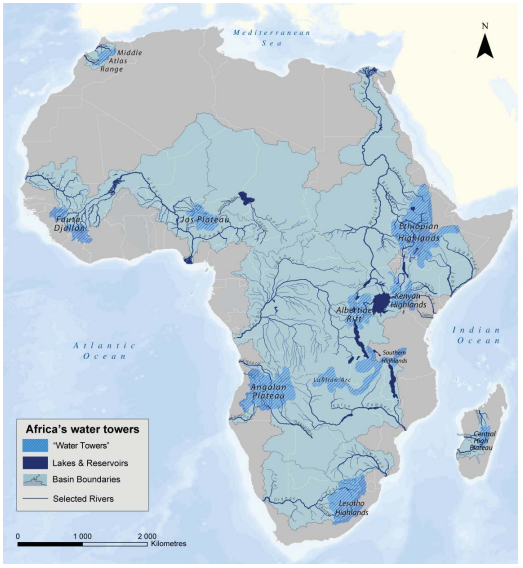


图 2-10：北非与南非共和国风能装机增量在全非洲的占比

2.3 资源禀赋与利用

2.3.1 巨大水能潜力尚未开发

非洲在全球水能资源中占据重要地位。其理论蕴藏量约 4 万亿千瓦时，占全球总量的 10.0%；技术可开发量约 1.75 万亿千瓦时，占 12.3%；经济可开发量约 1 万亿千瓦时，占 12.4%。三项指标均超过全球总量的 10%，表明非洲是世界上水能资源最为富集的大洲之一 [12]。国际能源机构的进一步评估显示，非洲水力发电装机潜力约为 283GW，对应的年均可发电量约 1200TWh，约占全球可开发水力能源资源的 8%。然而，与其资源禀赋相比，非洲水能开发水平仍明显不足，目前实际开发率仅约为 9%，水资源向稳定电力供给转化的效率仍有较大提升空间。



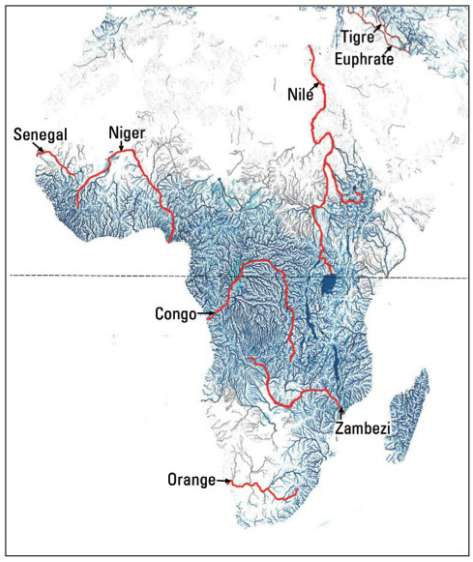


图 2-11：非洲主要流域分布图

图片来源：UNEP[13]、HydroCoop[14]

刚果河流域与尼罗河流域是非洲水能资源的核心集中区。刚果河流域为非洲水能资源最集中的区域，其理论蕴藏量约 2.5 万亿千瓦时，占非洲总量的 62.5%，技术可开发装机容量约 1.5 亿千瓦。其中，下游金沙萨至马塔迪 360 公里河段水能条件尤为优越，河口年均流量高达 4.1 万立方米 / 秒，理论蕴藏量达 8500 亿千瓦时，相当于约 850 座大型水电站的发电能力。尼罗河流域亦具有显著潜力，仅埃塞俄比亚境内的青尼罗河流域，其理论蕴藏量就达 1720 亿千瓦时，经济可开发量约 380 亿千瓦时，已成为东非地区水电开发的重点区域。



图 2-12：非洲可再生水资源总量分布图 - 绿

图片来源：UNEP[12]

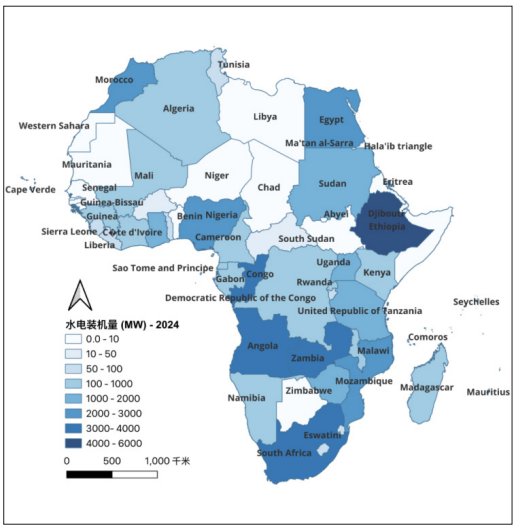


图 2-13：2024 年非洲水电装机国家分布图 - 蓝

数据来源：IRENA2025Statistics，Basemap-UNBoundaries[15]

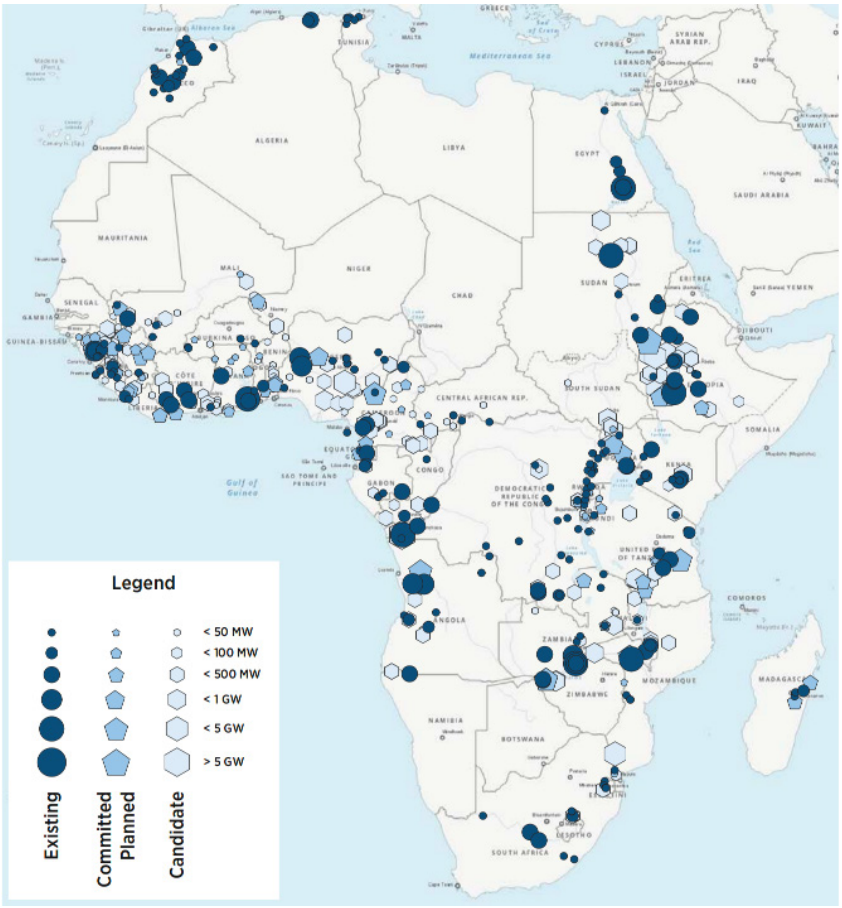


图 2-14：水电站按国家及装机容量规模分类的分布情况

图片来源：IRENA[16]

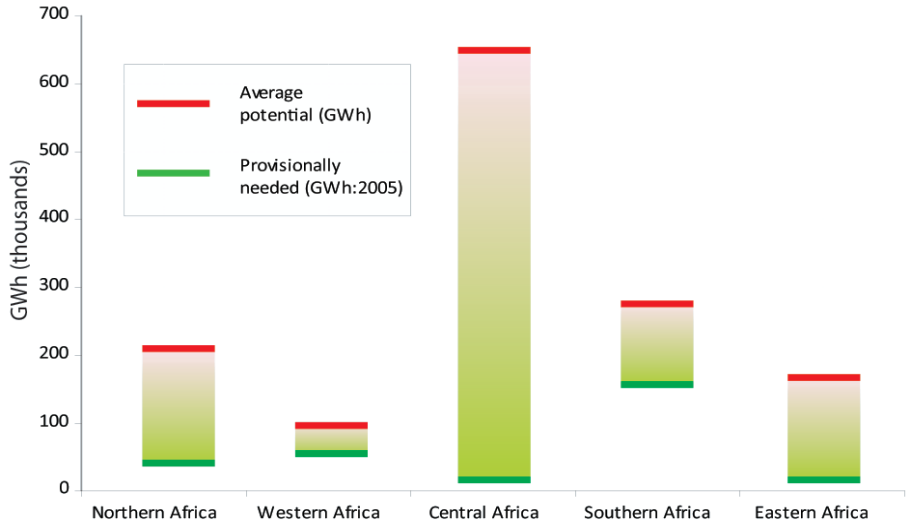


图 2-15：水力发电经济可开发潜力

图片来源：UNEP[12]

水能资源最丰富的中部地区开发滞后。对比发现，刚果河流域所在的中非地区（刚果民主共和国、刚果共和国、中非共和国等）和地理上与其接壤的南苏丹，尽管拥有极其丰富的水能资源，但目前开发程度最低，装机容量大低于 50MW。相比之下，同样拥有较丰富水能资源的埃塞俄比亚、肯尼亚、安哥拉、刚果民主共和国、赞比亚等国已实现了不同程度的开发，装机容量达到 3000MW 甚至更高水平。

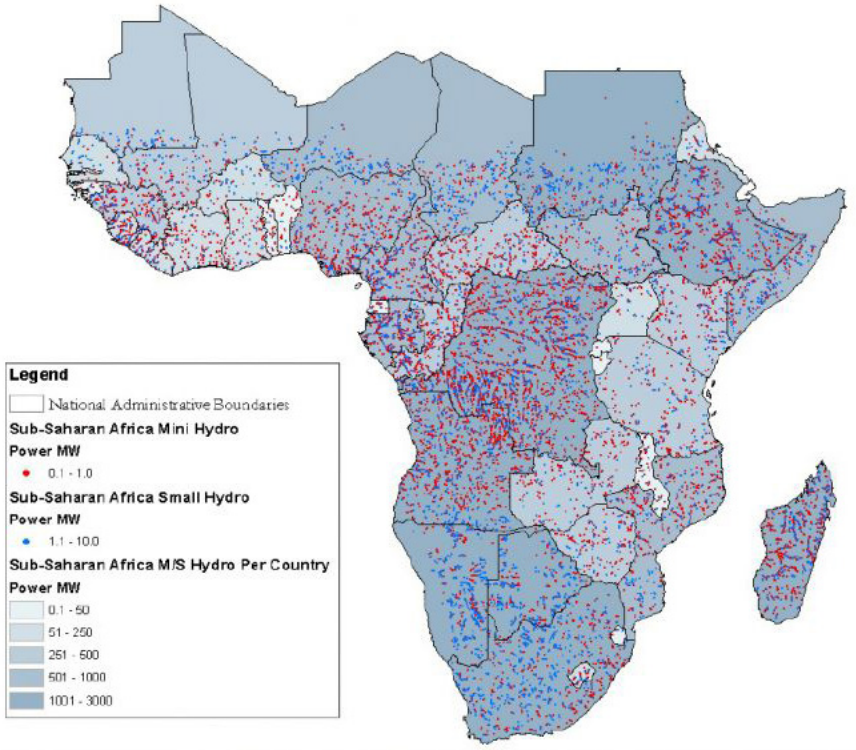


图 2-16：撒哈拉以南非洲小型水电潜力空间分布图

图片来源：国际水电协会 [17]

针对撒哈拉以南非洲开展的小型水电地理空间评估表明，从技术条件看，小型水电在非洲具备较为扎实的可开发潜力基础。相关研究共识别出 15599 个具备开发条件的小型水电站址，对应的技术可开发潜力约为 25.2 GW。其中，装机规模在 0.1–1 MW 的微型水电潜力约 3.4 GW，而 1–10 MW 的小型水电潜力达到 21.8 GW，显示出小水电在容量结构上以中小规模项目为主，具有较强的分布式开发特征 [12]。从空间分布看，小型水电潜力并非均匀分散，而是在中非、南部非洲、东非形成显著集聚，相关区域不仅站址数量密集，单位面积潜力密度也明显高于西非地区。

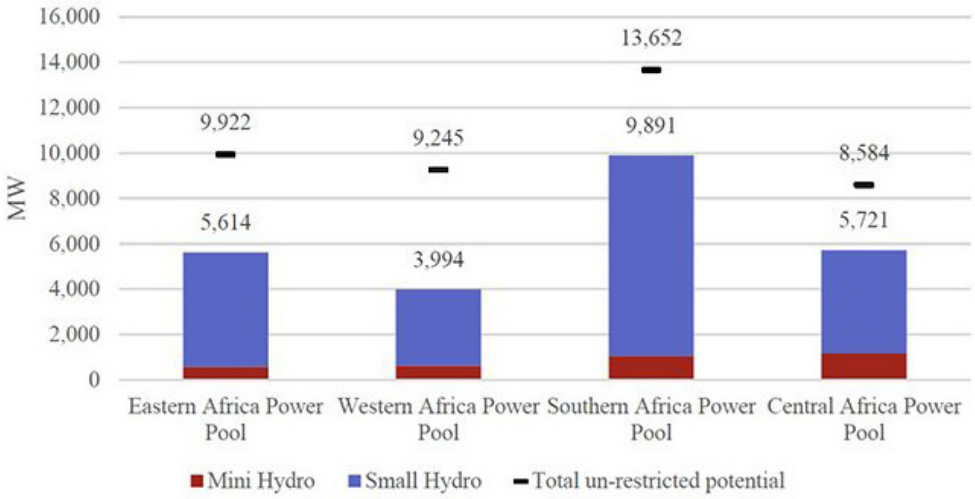


图 2-17：不同区域小型水电潜力

图片来源：国际水电协会 [15]

2.3.2 多数国家几乎都具备分布式光伏利用条件

非洲拥有全球 60% 的最佳太阳能资源 [7]。如图 2-14 所示，该大陆年均太阳辐射量达 2119 千瓦时 / 平方米（kWh/m²），其中北非、西非和南部非洲大多数国家的年均辐射量超过 2100 千瓦时 / 平方米。国际可再生能源机构（IRENA）进一步估算，仅需使用极少比例土地（例如 1% 的土地利用率），即可挖掘约 7900GW 的太阳能技术可开发装机量，显示出巨大的资源潜力 [18]。

在空间分布上，非洲太阳能资源覆盖面广、区域特征明显。撒哈拉沙漠及其周边地区具备全球最强的太阳辐射条件，南部的纳米布沙漠与喀拉哈里高原、埃塞俄比亚高原以及北非沿地中海区域同样具备优越的开发条件。整体来看，除中部热带雨林带外，非洲大多数国家几乎都具备建设大规模光伏电站的自然条件。

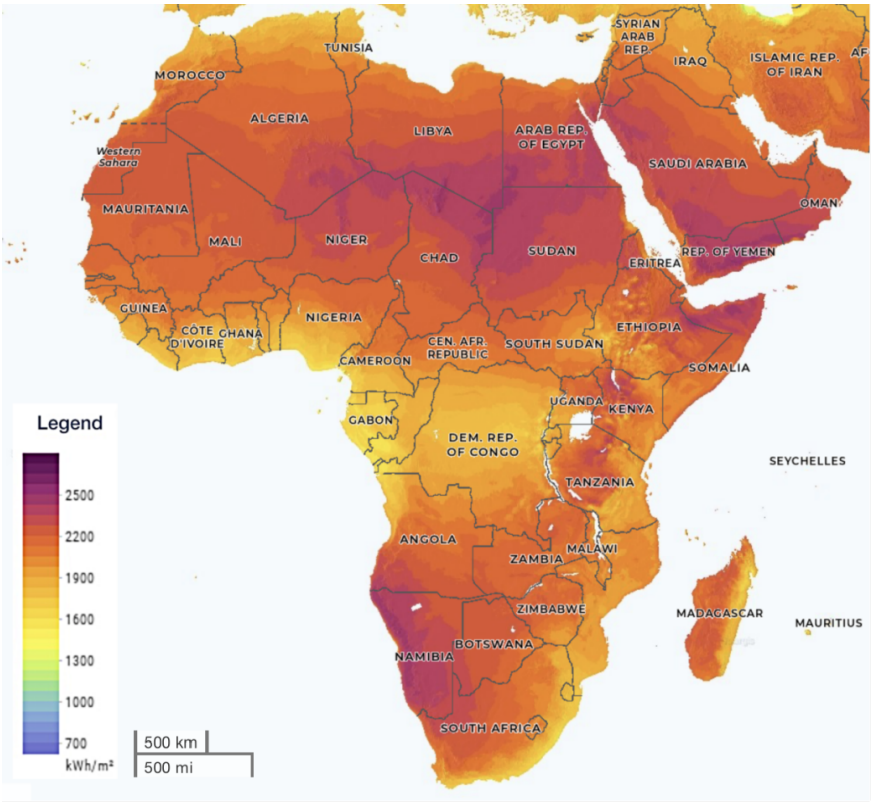


图 2-18：非洲全球水平面太阳辐照量分布图

图片来源：Global Solar Atlas[19]

非洲太阳能装机格局正由少数国家高度集中，逐步向更广泛的区域分布演变。到 2024 年，南非和埃及依然是非洲最大的两个太阳能生产国，两国合计装机容量接近 8.3GW，占大陆总量的一半以上。与此同时，摩洛哥和阿尔及利亚也逐渐形成规模市场，装机容量分别为 934MW 和 462MW。撒哈拉以南地区的肯尼亚、赞比亚、安哥拉、塞内加尔等国也在近年快速跟进，装机容量均超过 200 MW，扩散效应初步显现。整体来看，非洲太阳能发展已从南非、埃及主导的集中式格局，逐步扩展为更多国家参与的多点发展格局。

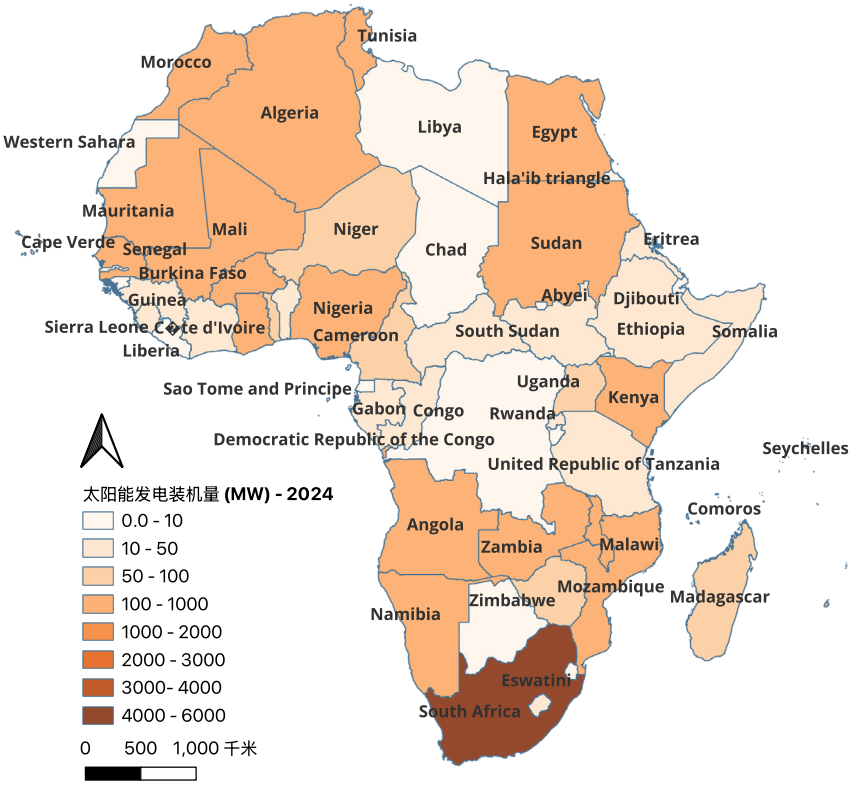


图 2-19：2024 年非洲太阳能发电装机量分布

数据来源：IRENA2025Statistics，Basemap-UN Boundaries

埃及和突尼斯是近年来非洲太阳能扩张最快的国家。 埃及太阳能装机从 2015 年的 36 MW 跃升至 2024 年的 1663 MW，增长超过 46 倍；突尼斯则从 28 MW 增至 773 MW，增长近 27 倍。摩洛哥和南非虽然增速较为平稳，但凭借较高的基数保持了稳健增长。总体而言，2015—2024 年间非洲太阳能总装机容量由约 3 GW 提升至超过 13 GW，十年间扩大逾四倍，其中 2018 年新增装机达 2.9 GW，创下年度增长峰值。

2.3.3 中部非洲在风能开发方面潜力有限

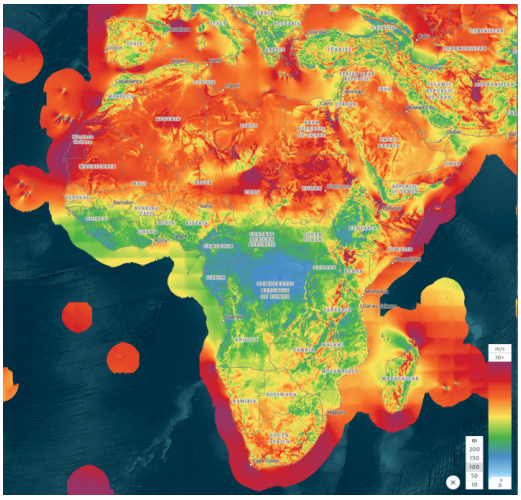


图 2-20：非洲 100m 高度风速分布图

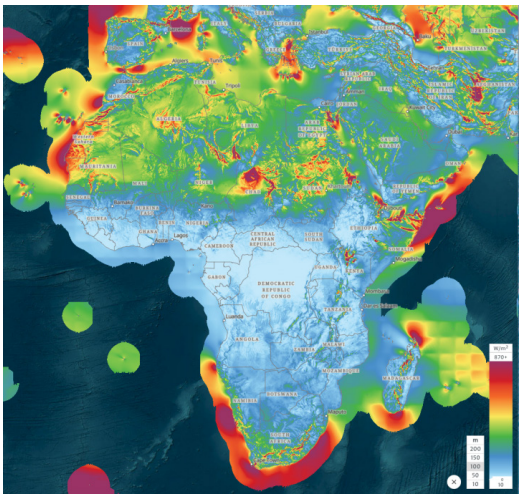


图 2-21：非洲 100m 高度风功率密度分布图

图片来源：Global Wind Atlas[20]

非洲风能资源潜力巨大，但当前装机规模依然有限且集中。 根据国际可再生能源机构（IRENA）估算，非洲风电技术可开发潜力约为 461 GW，其中北非与南部非洲沿海地区具备最优越的风能条件。然而，截至 2024 年，非洲风电装机主要集中在少数国家：南非共和国（3.44 GW）、埃及（2.20 GW）和摩洛哥（2.13 GW）三国合计占全大陆总量的 70% 以上。除肯尼亚（436 MW）和埃塞俄比亚（324 MW）外，其余多数国家装机容量不足 200 MW。

优质风带尚未得到与其潜力相匹配的开发规模。 图 2-16 和图 2-17 显示，非洲最具优势的风带主要分布在大西洋沿岸（西撒哈拉—毛里塔尼亚—塞内加尔）、红海和苏伊士走廊（埃及—苏丹—吉布提—厄立特里亚）、南部非洲西岸（纳米比亚—南非）以及东非裂谷与索马里半岛等区域。这些地区的风速普遍超过 7 米 / 秒，具备建设大型风电场的自然条件。然而，典型国家的实际装机量与资源潜力存在明显反差。阿尔及利亚仅 10MW，纳米比亚 5MW，毛里塔尼亚 137MW。相比之下，形成规模化开发的仍集中在南非、埃及和摩洛哥，突显出“资源富集与开发不足并存”的结构性矛盾。

中部非洲地区风能资源总体有限，规模化开发前景受限。该区域以刚果盆地热带雨林为主，年平均风速普遍低于 5–6 m/s，不具备建设大型风电场的自然条件。尽管局部湖区、山口或沿海地带存在可利用风带，但总体资源禀赋明显弱于北非、西非沿海及南部非洲。结合当地电网覆盖率低、基础设施薄弱等现实条件，中部非洲未来风电开发预计将以小型示范项目或混合微电网为主，而非区域电力结构的核心增长方向。

2.3.4 地热或可成为东非的主要能源

非洲地热能资源主要集中在东非大裂谷系统。据德国联邦地球科学与自然资源研究院（BGR）2016 年数据显示，东非大裂谷地区尚有约 15GW 的可开发潜力未被利用[21]。图 2.12 显示，地热资源主要分布于红海—亚丁湾—东非裂谷带，其中肯尼亚、埃塞俄比亚和坦桑尼亚的地热资源最为集中。



图 2-22：非洲地热资源分布图

数据来源：IRENA2025Statistics

肯尼亚是非洲地热开发程度最高的国家，其潜在可开发容量约 7 GW。2015—2024 年间，非洲地热装机容量从 626 MW 增长至 947 MW，其中肯尼亚贡献了绝大部分（619MW → 940MW），占非洲总装机的 90% 以上。根据肯尼亚国家统计局（KNBS）数据，截至 2017 年底，地热能首次成为肯尼亚第一大发电来源，占全国总发电量的 45.9%[22]。

总体来看，东非裂谷沿线国家凭借稳定的地质活动带与长期开发经验，正在形成以肯尼亚为核心、埃塞俄比亚与坦桑尼亚为潜在后续增长点的地热能发展格局。然而，地热项目普遍面临前期勘探成本高、融资周期长与技术依赖度强等挑战，限制了其在区域能源结构中的规模化扩张。

2.3.5 生物质既是最普遍的能源来源，却又难以转化为电力供给

生物质是非洲最大的最终能源来源。根据非洲能源委员会（AFREC, 2024）数据，2022 年生物燃料（包括生物质与废弃物）在非洲最终能源消费中的占比高达 54%，远高于全球平均水平。生物质在非洲能源体系中扮演着复杂而关键的角色：一方面，它是数亿家庭维系基本生活的主要能源形式；另一方面，由于利用方式仍以低效率、非现代化的直接燃烧为主，也成为制约能源转型与经济现代化的重要障碍。这种依赖在撒哈拉以南非洲的农村地区尤为突出。在中部非洲等现代能源服务严重匮乏的地区，当地居民对木柴、木炭等传统生物质的依赖度超过 70%。这些能源主要用于家庭炊事和取暖等基本生活活动，构成了数亿非洲居民日常能源消费的核心。

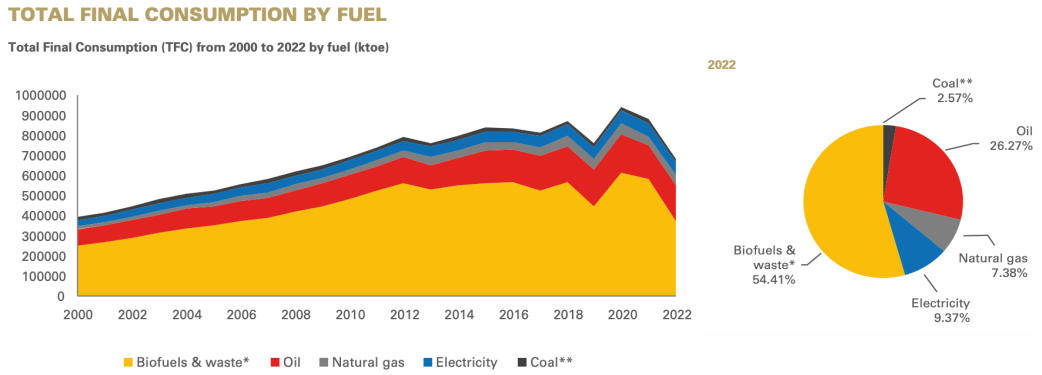


图 2-23：非洲最终能源消费份额（2022 年）

图片来源：AFREC[23]

生物质的现代化利用发电明显不足。非洲生物质能源的现代化利用水平仍然偏低。截止 2024 年，非洲生物质发电装机总量仅约 2,015 MW，规模有限且分布高度集中。埃塞俄比亚（310 MW，占 15.4%）、南非（265 MW，占 13.2%）和苏丹（199 MW，占 9.9%）三国合计贡献近 40% 的装机容量；埃及、斯威士兰、津巴布韦、肯尼亚、乌干达、毛里求斯和留尼汪等国维持在百 MW 左右，合计约 37%；其余国家总和不足 25%。

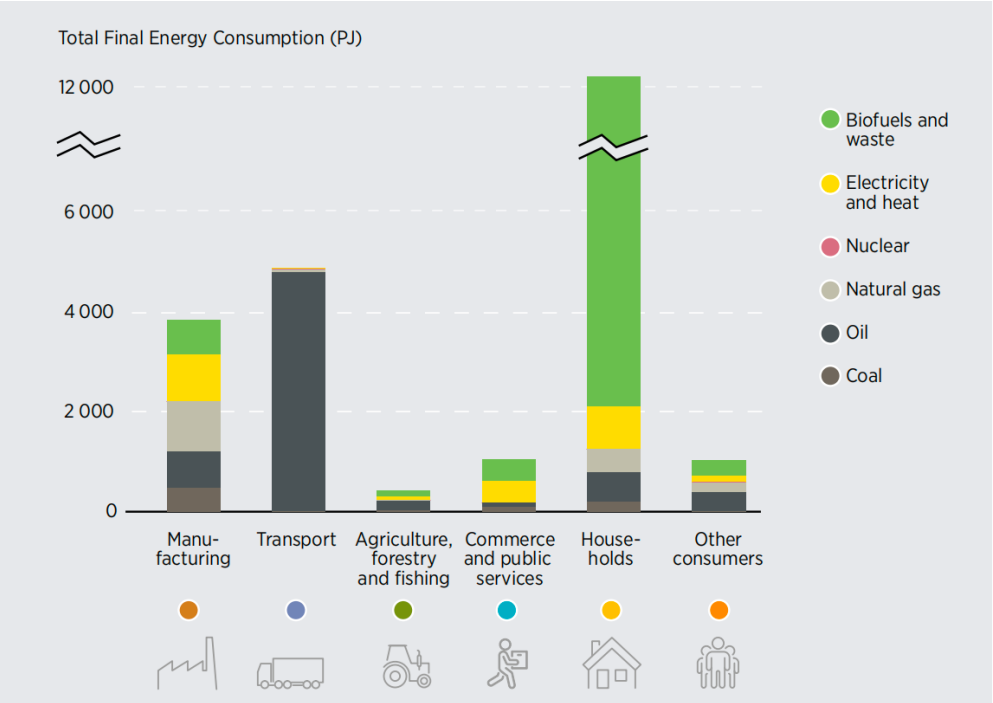


图 2-24：2018 年非洲最终能源消费用途

图片来源：IRENA[9]

这种落后的用能结构带来了严峻的社会与环境问题。对薪柴的过度依赖加剧了森林砍伐和土地退化，而室内燃烧产生的空气污染每年导致非洲数十万妇女和儿童过早死亡。收集薪柴的重担也主要落在妇女和女童身上（每天需要花费 6 小时），剥夺了她们受教育和参与经济活动的时间。

更关键的是，该结构几乎完全缺失能够支持生产性活动的能源。目前，电力等现代能源在农村的应用大多局限于夜间照明、手机充电等基础需求，无法支持农业灌溉、农产品加工、小型手工作坊等能创造价值的经济活动。正如联合国可持续发展目标第七项（SDG7）所强调的：“仅仅提供基础照明的电力接入不足以推动经济发展。只有当电力供应提升到可以支持生产性用途时，能源才真正成为发展的杠杆。” 当前非洲生物质的利用现状，使其恰恰停留在了维持生存的最低层面，而未能成为撬动农村经济增长和实现现代化的有力工具。

第三章 核心挑战——资源、开发、需求的结构性错配

非洲大陆能源贫困与资源潜力的反差，问题不仅仅是“开发不足”、“发电总量”，还在于能否打通“最后一公里”，让阳光、风能等资源真正转化为贴近农户的电力服务。

3.1 地理错配

首先，地理上的错配构成了非洲电力可及性的最直观障碍。非洲最优质的水能资源高度集中于刚果河和尼罗河流域，而顶级的太阳能与风能资源则主要分布在人口稀少的沙漠或沿海地带。这些资源分布区域与数亿无电人口的聚居地之间存在显著的空间分离，导致“资源”与“需求”难以在地理上匹配。

这种错配使依赖大规模、远距离输电的传统集中式电网拓展模式在经济上难以维系。对于许多偏远地区而言，电网延伸不仅投资成本高昂、用电负荷不足、维护难度大，而且回报周期漫长，难以吸引公共或私营资本的持续投入。物理上的障碍同样突出。输电线路的能量损耗率在非洲平均高达 16%，显著高于其他发展中经济体约 9% 的水平 [24]，同时，线路也极易受到自然环境与人为破坏的影响。在复杂地形、气候条件多变以及安全治理能力有限的地区，这类基础设施的可靠性和运行稳定性进一步受到制约。

3.2 装机分布错配

地理错配的后果，直接反映在新能源装机容量的区域分布上。非洲的可再生能源装机，尤其是商业化程度较高的项目，主要集中在经济较发达、电网基础设施完善的北非和南非共和国。相较之下，中部、东部和西部非洲这些无电人口最为集中的地区，尽管拥有丰富的可再生能源资源潜力，却新增装机有限、开发程度明显滞后。

这种“装机集中—需求分散”的结构性矛盾，勾勒出非洲能源发展的不均衡格局。少数电力中心国家（如南非共和国）正在从煤电向新能源转型，而广大能源可及性不足的区域则仍停留在基础电力接入阶段。资本与技术资源持续向相对成熟的市场集中，使真正需要能源驱动经济与社会发展的地区被边缘化，从而在空间分布上形成了可再生能源布局与电力需求之间的系统性错位。

3.3 经济与模式上错配

经济与商业模式上的错配，从根本上加剧了非洲电气化进程的不平衡。当前非洲的电力系统仍以化石能源为重要组成，其技术路径、运营体系与商业模式本质上是为服务城市工业中心和高密度人口区而设计的。这种集中式大电网模式强调规模经济与标准化供电，却难以以低成本、灵活方式满足农村地区分散化、小规模、低负荷的用能需求。结果往往表现为城市供电能力的巩固，而农村电气化率的提升仍十分有限。传统“先建大电网、再逐步覆盖”的发展路径在非洲实践中已显示出明显局限。电网投资回报周期长、用户密度低和需求不确定性高，使该模式难以适应当前的社会经济结构与能源转型目标。

因此，非洲电力普及的关键突破口在于构建一种能够克服结构性错配的新能源发展范式。该范式应超越传统的集中式逻辑，转向更加分布式、模块化和本地化的能源体系，使本地资源与本地需求能够直接匹配，从而实现经济可行、社会包容与环境可持续的多重目标。

第四章 离网分布式光伏与小型水电是最适配路径

4.1 离网解决方案正在成为非洲电气化的核心驱动力

根据国际可再生能源机构（IRENA, 2024）的最新统计，非洲已成为全球离网太阳能应用的核心区域。约 60% 的离网太阳能系统部署在非洲大陆，总装机容量达 517 MW，惠及超过 7300 万人[25]。从技术构成看，非洲离网电力市场以太阳能技术为主体，主要包括太阳能灯、太阳能家庭系统和太阳能迷你电网；与此同时，在具备水文资源条件的地区，小型和微型离网水电持续发挥重要补充作用，为部分社区提供更加稳定的电力供给。前两者以低成本和便捷性满足了分散家庭的基本照明和小电器用电需求，而迷你电网则能够支撑小型社区，提供更高级别的能源服务[5]。相比之下，小型离网水电在山区和河流密集地区往往承担“准基荷电源”的角色，与光伏系统形成互补。

	全球（兆瓦）	非洲（兆瓦）
太阳能灯（<11 W）	95.872	35.130
太阳能家庭系统（SHS 11-50 W）	151.329	63.575
太阳能家庭系统（SHS >50 W）	169.428	121.501
太阳能迷你电网	472.891	296.378
总数	889.52	516.584

图 4-1：已安装的离网太阳能系统（2021 年）

图片来源：IRENA[16]

从发展趋势看，非洲离网可再生能源部署在 2020—2021 年间实现了全球最快增速（+7.6%、+7.9%）。尽管此后受宏观经济和融资环境影响，扩张速度有所放缓，但 2023 年仍有约 5840 万人首次获得电力服务，显示出离网系统在缩小电力可及性差距、推动非洲电气化进程的核心作用。

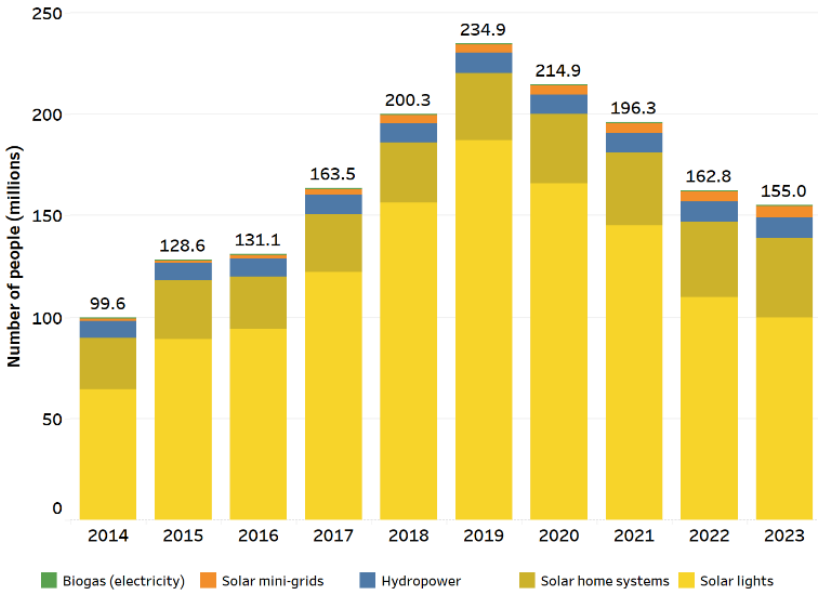


图 4-2：2014–2023 年通过不同离网可再生能源技术获得电力服务的人口数量变化（百万人）

图片来源：IRENA[16]

离网方案不仅在技术上可行，而且在面对宏观经济波动时更具韧性。2020 到 2022 年间，分散式能源解决方案贡献了撒哈拉以南非洲 55% 的新连接——即便在疫情和通胀冲击下。2022 年和 2023 年，非洲市场依然售出了超过 5000 万个离网太阳能产品。

Year-on-year change in number of beneficiaries						
Region	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Africa	5.5%	7.3%	7.6%	7.9%	3.0%	0.8%
Asia	-0.4%	-0.4%	-0.8%	-0.8%	-0.8%	-0.5%
C Am & the Carib	0.4%	0.2%	-0.4%	-0.1%	-0.3%	-0.2%
Middle East	-3.5%	15.3%	-17.8%	9.3%	-18.4%	-10.1%
Oceania	7.9%	1.7%	2.2%	6.5%	50.1%	14.9%
South America	5.4%	0.1%	0.1%	0.0%	-0.1%	0.0%

图 4-3：2018–2023 年各地区离网可再生能源受益人口年度变化率

图片来源：IRENA[16]

4.2 离网光伏与小型水电项目更契合非洲农村的现实需求

在非洲多样化的能源禀赋中，太阳能与水电是最普遍且具开发潜力的两类资源。由于电网延伸速度缓慢，大量无电人口集中在农村和偏远地区，离网可再生能源系统正成为最具可行性的电气化途径。相较于大型集中式电站，离网光伏与小型水电在建设周期、基础设施依赖和部署灵活性方面具有显著优势，能够绕开电网覆盖不足的瓶颈，为分散社区提供经济、可靠且可持续的电力供应。

表 4-1：可再生电力技术适配性比较

技术类型	成本 LCOE,USD/kWh	建设周期（年）	基础设施需求	适合区域	优势	局限性
大型水电	0.03–0.06	5–10	高：大坝 + 输电网	中非、东非河流区	成本低、稳定、可调度	投资巨大、建设周期长、生态影响
集中式光伏	0.03–0.06	1–2	中：土地 + 电网	北非、西非、南非	成本低、建设快	电网依赖强、间歇性
陆上风电	0.03–0.08	2–4	中高：电网 + 选址	东非裂谷、南部沿海	成熟度高、潜力大	受风资源限制、需并网
海上风电	0.08–0.12	5–7	高：港口 + 并网	南非沿海、西非少量区域	潜力大、规模化	成本高、技术门槛高
生物质能	0.05–0.15	1–3	中：燃料 + 设施	西非、东非农牧区	本地资源利用、供能多样化	依赖稳定燃料、规模受限
地热能	0.05–0.09	4–7	高：勘探 + 地热厂	东非裂谷带	稳定供电、可基荷	勘探风险高、投资大

表 4-2：离网可再生电力技术适配性比较

技术类型	成本 LCOE,USD/kWh	建设周期	基础设施需求	适合区域	优势	局限性
离网光伏（含储能）	0.20–0.40	数天 – 数周	低：小规模面板 + 电池	普遍适配，尤其是农村与偏远地区	快速部署、维护简便、成本下降趋势明显	夜间需储能、初始投资仍是障碍
小水电（离网）	0.05–0.15	数月 –1 年	中：河流 + 小型水利设施	山区、河流密集区	成本低、寿命长、供电稳定	地点依赖强、枯水季供电不足

从成本与建设条件来看，集中式太阳能与风电虽具备大规模发电与成本优势，但依赖完善的输电网络及较长的建设周期；而离网光伏与小型水电项目更契合非洲农村的现实需求。离网光伏系统（含储能）通常可在数天至数周内完成部署，适用于分散居民点与偏远地区，当前度电成本约为 0.20–0.40 美元 /kWh。虽然仍高于集中式电站，但随着组件与储能价格持续下降，其经济性正在快速改善。

小型水电在东非裂谷和中非河谷等河流资源丰富地区表现突出，通常以低成本、分布式方式支撑农村电气化和小型工业发展。总体而言，离网光伏与小型水电构成了最契合非洲农村场景的可再生电力组合，为解决电力可及性“最后一公里”问题提供了现实路径。

4.3 技术上已有项目经验

通过对现有项目的梳理，可以发现几个显著特征。首先，国际合作是推动离网项目落地的重要力量，中国和欧盟均是当前非洲离网项目的主要参与方。中国企业在设备供应与工程建设方面占据主导地位，依托成熟的光伏制造与 EPC 能力，为多个国家提供整套离网系统解决方案；欧盟则在政策机制设计、项目融资与能效标准化方面具有优势，通过 GET Invest、ElectriFI、AEEP 等计划支持本地私营企业的发展。两者的参与模式在一定程度上互为补充，共同推动了非洲离网可再生能源市场的形成与扩展。

表 4-3：非洲离网项目（不完整统计）

项目名称	国家 / 区域	牵头机构	资金来源	装机规模 (MW)	受益人口	进度	商业模式	现状 / 重点
M300 计划	多国（撒哈拉以南）	中国电建、当地政府	中国政策性银行 +PPP	300 MW（规划）	>1,000,000	部分实施中	微电网 + 光伏	对非洲国际电气化规划
Desert to Power	西非 / 萨赫勒 11 国	非洲开发银行（AfDB）	AfDB+EIB+ Green Climate Fund	10,000 MW（规划）	250,000,000	进行中	大规模集中式 + 分布式	区域能源一体化
DARES	多国	欧盟	EU Development Fund	不定	>5,000,000	已落地多个子项目	分布式 + 输电网	需求侧电力优化
KOSAP	肯尼亚	肯尼亚能源部 + 世界银行	World Bank (IDA)	20 MW+	1,000,000+	实施中	微电网 +PAYGO 太阳能	满足高人口电气化需求
We light	马达加斯加 / 马里等	ENGIE+Axian+ Norfund	欧盟、私营资本	~5 MW	250,000	建设中	商业微电网	与农户和中小企业合作
M-KOPA	肯尼亚、乌干达、尼日利亚	M-KOPA	私营资本 + 风投	<1 MW 分布式	6,000,000+ 用户	已成熟	PAYGO 家庭光伏	金融普惠 + 用户支付能力
BBOXX	多国	BBOXX	私营资本 +DFID+AfDB	<10 MW 分布式	2,500,000+ 用户	已成熟	PAYGO	政策合作 + 标准建设
d.Light	多国	d.Light	私营资本 +Impact 投资	<5 MW 分布式	1,000,000+	实施中	PAYGO	金融普惠
Off-Grid Market Development Fund	马拉维等	世界银行 +USAID	IDA/USAID	不定	数百万	实施中	市场开发基金	支持小企业融资

其次，已实施的项目在不同技术路径和规模层级上形成了多样化组合，覆盖了从宏观到微观的多种应用场景。这既包括为特定工业区或乡镇集群供电的大型独立光伏或风电站，也包括为整个村庄或社区提供稳定电力的村级微电网，更涵盖了为偏远地区单个家庭提供基础用电的太阳能户用系统（SHS）。这种多样性证明，离网技术具备高度的灵活性和场景适应性，能够根据不同地区的人口密度、经济水平和用能需求，提供量身定制的解决方案。

最后，项目的实施模式呈现出政府主导与市场驱动并行的特点。一方面，许多国家的政府通过设立农村电气化机构，将离网方案纳入国家能源发展规划，并借助国际发展

援助资金，主导实施了一系列大型离网电站和微电网示范项目。另一方面，私营部门，尤其是本土初创企业和国际能源公司，正通过纯粹的商业化运作，在太阳能户用系统和小型商用微电网领域展现出强大的活力和创新能力，例如“即用即付”（Pay-As-You-Go）等金融模式的成功，极大地降低了用户的进入门槛。

4.4 主要国际伙伴在促进非洲电力可及性的角色与模式比较

非洲离网可再生能源领域的发展，并非由单一力量推动，而是一个由不同国际伙伴在其各自战略框架的指引下，在不同层面协同或独立发力的动态过程。通过分析在非洲大陆上最具代表性的离网光伏与小型水电项目实践，可以清晰地看到欧盟国家、中国和美国各自扮演了不同的、且往往是高度互补的角色，共同构成了非洲离网能源发展的全景图。

4.4.1 欧盟国家

欧盟及其成员国在非洲离网能源领域主要扮演了“综合发展伙伴”与“全生命周期支持者”的角色，其贡献的核心方式是将其深厚的在地网络、成熟的治理经验与多元化的金融工具相结合，提供一种更为全面、注重长期可持续性的综合解决方案。 这一模式的旗舰载体是欧盟的“全球门户”（Global Gateway）战略和各成员国（如德国、法国）的双边发展合作署。与美国模式相比，欧盟的“全球门户”更强调与非洲伙伴在制度建设、技术标准和社会融合等层面的深度协同，旨在将能源项目作为推动更广泛社会经济发展的有机组成部分。

从贡献的角度来看，欧盟模式的最大价值在于为非洲离网市场提供了“深度”和“广度”的支持，有效弥补了单纯市场化模式的不足，其成效在三个层面尤为显著。 其一，在制度与政策层面，欧盟通过技术援助，系统性地支持非洲伙伴构建现代化的能源治理框架。 一个标志性的案例是由德国国际合作机构（GIZ）代表德国政府和欧盟在尼日利亚实施的“能源支持计划”（Nigerian Energy Support Programme, NESP）。该计划为尼日利亚联邦电力部及其下属机构（如电力监管委员会 NERC）提供了长期的、嵌入式的技术咨询。此项合作的一个关键成果，是直接支持了尼日利亚 2017 年微电网法规的制定与实施，该法规目前被国际社会广泛认为是为私营部门投资创造清晰、可预期法律环境的非洲最佳实践范例之一[26]。其二，在项目标准化与能力建设层面，欧盟致力于提升项目的可复制性和本地运维能力。 法国开发署（AFD）在布基纳法索支持的“Yeleen”农村电气化项目，就是一个典型的例子。该项目不仅支持建设太阳能微电网，还包含了对本地电力公司 SONABEL 员工进行微电网运营与维护的系统性培训，

并通过引入标准化的技术方案和合同文件，极大地降低了未来同类项目的开发成本和难度[27]。其三，在金融工具的多元化与精细化层面欧盟通过混合融资有效撬动了私人资本，其中“电力化融资倡议”（ElectriFI）是其核心工具之一。 根据其《2024 年年度报告》，截至 2023 年底，ElectriFI 已签约投资 1.77 亿欧元，撬动了 21 亿欧元的后续私人投资，为超过 1600 万人口提供了新增或改善的电力接入。它通过向私营离网能源企业提供早期的、高风险的股权或次级债投资，扮演了“第一损失”资本的角色。例如，ElectriFI 对尼日利亚的微电网开发商 Okra Solar 的投资，不仅为其提供了急需的扩张资本，更关键的是，这一欧盟背景的投资为该公司提供了强大的信用背书，帮助其在后续成功获得了来自商业投资者更大规模的融资[28]。

然而，这种注重全面、深度介入的“伙伴式”模式，也决定了其内在的挑战与局限性。 首先，项目的执行效率和速度可能不及其他模式。由于其流程高度注重全面的尽职调查、严格的环境与社会影响评估（ESIA）以及多方利益相关者的协商，单个项目的启动和决策周期可能相对较长。其次，其强烈的规范和标准倾向，虽然保证了项目质量，但在某些情况下也可能因“水土不服”而增加项目的成本和复杂性，未必完全适应所有非洲国家的本地市场环境和技术吸收能力。最后，欧盟及其成员国的援助与投资，有时会受到其内部复杂的政治协调和预算审批流程的影响，导致资金的到位速度和规模存在一定的不确定性。因此，对欧盟贡献的总体评价是：它成功地扮演了市场的“护航者”和“压舱石”，确保了项目发展的质量和可持续性，但在应对非洲市场对“速度”和“规模”的迫切需求方面，其模式的灵活性和效率有待进一步提升。

4.4.2 中国

中国在非洲离网能源领域主要扮演了“核心建设者”与“效率赋能者”的角色，其贡献的核心方式是依托其强大的全产业链优势和丰富的工程实践，为非洲实现大规模电气化提供高性价比的物质基础和高效的项目执行能力。 这一模式的顶层设计源自《中非合作论坛》（FOCAC）和“一带一路”倡议，特别是在 2021 年将“绿色发展工程”列为重点后，中国在非洲可再生能源领域的参与得到了进一步强化。与美、欧模式相比，中国更侧重于通过提供可靠、可负担的硬件设备和快速的基础设施建设，直接解决能源供给的“硬缺口”问题。

从贡献的角度来看，中国模式的最大价值在于，它从根本上解决了非洲离网能源发展的“经济可行性”和“建设速度”两大核心难题， 其贡献主要体现在两个层面。其一，在硬件成本层面，中国通过全产业链优势，系统性地降低了离网能源的技术门槛。作为全球最大的可再生能源设备制造国，中国生产的光伏组件、储能电池和逆变器等核心硬件，价格比国际平均水平低 15%-20%[29]。对于价格高度敏感的非洲农村市场而言，这种成本优势是所有离网太阳能解决方案（无论是户用系统还是微电网）能够得以推广的根本前提。可以说，非洲大陆上数千万受益于离网太阳能的家庭，都直接或间接地得益于中国制造所带来的成本下降。其二，在工程实践层面，中国企业的优势不仅体现在大型集中式能源项目建设上，更在离网与分布式能源领域积累了丰富且具备可复制性的实施经验。依托成熟的 EPC 项目管理体系和全流程工程组织能力，中国企业在非洲多国承建了大量中小型及微型能源项目，能够在复杂环境下实现较低成本、较短周期的交付。

在分布式水电领域，一个具有代表性的案例是卢旺达。该国政府将尼亚巴隆哥河流域微型水电开发作为其农村电气化战略的重要组成部分，中国企业（如中国水利电力对外公司等）深度参与了多个装机规模在 2MW 至 10MW 之间的小型水电站建设。这类项目通常布局于主电网尚未覆盖的山区，直接为当地村庄、学校、诊所及茶叶加工厂等农业企业提供稳定电力，属于典型的离网或弱网解决方案，在促进农村生产性用能方面发挥了关键作用。

除水电外，在多边开发机构主导的离网电力项目中，中国企业亦逐步形成了可复制的实践路径。在世界银行主导的多边合作框架下，中国国家电网所属中国电力技术装备有限公司与南京南瑞继保工程技术有限公司组成联合体，承建了了埃塞俄比亚甘贝拉州离网光伏电站示范项目。该项目于 2021 年 3 月竣工，光伏装机容量为 175 千瓦，设计年发电量约 80 万千瓦时，可为当地 400 余户居民提供稳定的清洁电力供应。该项目是世界银行“点亮非洲（Lighting Africa）”发展计划的重要组成部分，也是世界银行在埃塞俄比亚首批 12 个离网光伏试点电站之一。该批试点项目总投资约 1400 万美元，重点覆盖主电网难以延伸的偏远地区。

然而，这种以“硬件和工程为先导”的模式，在特定领域也面临其挑战与需要补强的环节。 首先，中国企业在项目前期的社会与环境影响评估（ESIA）以及社区深度沟通方面，相比经验丰富的欧洲，其能力和经验尚在积累过程中。其次，尽管中国的技术标准已得到广泛应用，但在与国际通行的认证体系和电网规范进行无缝对接方面，仍存在一定的“软联通”障碍。最后，中国的融资模式（多为开发性贷款）虽然规模大、效率高，但在提供项目早期的高风险勘探资金或撬动更广泛国际私人资本的混合融资方面，其工具箱的多元化程度有待进一步丰富。因此，对中国贡献的总体评价是：它成功地扮演了非洲离网能源革命的“发动机”和“压路机”，以无可比拟的效率和成本优势为整个进程铺平了道路，但在确保道路的“交通规则”（国际标准）和“社区和谐”（社会融合）方面，引入具备不同优势的国际伙伴，将使其贡献发挥出更大的效用。

4.4.3 美国

美国在非洲离网能源领域主要扮演了“市场催化者”与“规则塑造者”的角色，其核心方式是通过顶层政策杠杆撬动私营部门投资，而非直接进行大规模的基础设施建设。 这一模式的载体是“电力非洲”（Power Africa）倡议，其内在的政策逻辑是一个系统性的“去风险化”工程。它并非直接承担投资主体，而是通过多机构协作，动用其金融、制度和协调三大杠杆，为私营部门“拆除”其在非洲市场面临的风险地雷。具体而言，美国国际开发署（USAID）承诺约 17.85 亿美元，主要用于技术援助与政策引导；千年挑战公司（MCC）承诺约 15.03 亿美元，侧重于大规模基础设施投资和制度建设；而美国国际开发金融公司（DFC，前身为 OPIC）则承诺约 25 亿美元，通过贷款、担保和政治风险保险等金融工具为资本“兜底”，以撬动更大量的私人资本进入市场 [30]。

在这一战略框架下，美国对非洲离网能源领域的贡献主要体现在为市场化运作创造前端条件，其成效在两个层面尤为显著。 在制度与能力建设层面，美国通过系统性的技术援助推动电力部门改革，为离网能源市场的市场化运作创造前端条件。以尼日利亚为例，Power Africa 通过、尼日利亚电力部门项目（Nigeria Power Sector

Programme, PA-NPSP），在 2018—2023 年间持续为该国电力部门改革提供技术与事务支持，重点加强电力市场的营商环境并提升私营部门参与度。该项目不仅为国家电气化计划（NEP）及相关电力改革方案提供政策与交易层面的技术支持，还通过面向离网企业（包括迷你电网开发商）的业务发展支持与知识产品，增强了本地离网市场主体的实施与扩展能力，从而间接降低了私营资本进入离网能源领域的制度性障碍[31]。其二，在商业模式层面，美国通过风险投资和影响力投资，成为了离网行业商业模式创新的关键催化剂。 目前主导户用光伏市场的“即用即付”（PAYG）模式，正是由 D.light、Greenlight Planet 等具有深厚美国创业背景的公司所开创，并获得了来自美国影响力投资基金（如 Acumen Fund）等机构至关重要的早期融资。这种模式巧妙地将移动支付平台（如肯尼亚的 M-Pesa）与远程设备锁定技术相结合，成功克服了农村消费者面临的最大障碍——太阳能系统高昂的前期购置成本。

然而，这种聚焦于“顶层设计”和“资金杠杆”的模式，也决定了其贡献的局限性，具体表现在实际投入、执行效率和成果评估三个层面。 首先，该模式在深入农村社区、解决最末端人口普惠用能方面的实际投入相对不足。例如，其体系内专责社区与农村项目的美国非洲发展基金会（USADF），其可再生能源项目赠款总额仅约 200 万美元，这与前述机构的资金体量形成鲜明对比。其次，该模式存在“承诺强、落实弱”的执行偏差。一份美国国际开发署监察长办公室的审计报告指出，截至 2017 年，倡议涉及的四家美国机构合计承诺资金接近 58 亿美元，但同期实际拨款尚不足 10 亿美元[24]。最后，其对成果的评估与实际落地效果之间存在偏差。该审计报告同时披露，在 2017 年报告的“新增电力接入”成果中，超过七成的接入仅为太阳能灯，其提供的电力远不足以支撑农业加工或小型商业等任何形式的生产性用能。虽然该项目在 2025 年受到美国当期政党叫停，对美国贡献的总体评价是：它成功地扮演了市场的“点火者”，但在推动火焰深入到最广大的“干柴”（即农村普惠用能）层面，以及确保火焰持续稳定燃烧（项目长期实效）方面，其模式本身存在内在的局限性。

4.5 离网项目“来的快，去得也快”落地困境

尽管分布式光伏与小型水电已被证明是非洲农村电气化的最优技术路径，但审视过往三十年的发展历程可以发现，一个持续存在的现实是大量以此为基础的可再生能源项目，普遍面临着“来得快，去得也快”的困境，其背后是多重结构性瓶颈的叠加效应。许多项目在完成物理安装后，便因缺乏一个能够支撑其长期运转的生态系统而迅速衰败。这种“建得起来，却运不下去”的落差，揭示了以往解决方案在顶层设计上的普遍缺陷[5]。这些失败并非孤立的技术事件，而是运营、维护、金融、治理与社会因素系统性失调的必然结果。

4.5.1 宏观层面的治理与政策框架不健全

政策缺乏稳定性与持续性带来首要障碍。非洲国家的政治环境差异显著， 许多非洲国家的能源政策频繁调整，极大地增加了项目投资的长期风险。南非、摩洛哥和肯尼亚等国政治稳定，政策框架清晰，能有效吸引投资。然而，利比亚、南苏丹和刚果（金）等国长期受政治动荡困扰，能源基础设施发展受阻。特别是利比亚，自 2011 年内战以来，政治分裂导致能源政策难以实施，外资因安全问题撤离，太阳能发电等新能源项目停滞，从 2004 年至 2022 年，太阳能发电增长为零，近 45 年未取得实质进展。尼日利亚在过去十年中能源政策多次变更，缺乏连贯性，削弱了投资者的信心。更为普遍的是，行政审批效率低下与部门协调不畅进一步延缓了项目进度。即使在政策相对稳定的国家，繁琐的行政流程和部门间的协调不畅也严重延缓了项目进度。例如，在肯尼亚，一个可再生能源项目的审批平均需要耗时 18 个月。

比政策不稳和行政低效更深层的问题，是许多国家能源监管体系中根深蒂固的“电网中心主义”偏见。许多非洲国家的能源政策和监管体系仍围绕着传统的集中式电网进行设计，导致针对离网系统的许可流程、技术标准和电价监管往往模糊不清或完全缺失[32]。非洲 - 欧盟能源伙伴关系（AEEP）的一份报告强调，对于微电网投资者而言，一个关键的政策风险是来自国家电力公司的“电网延伸的威胁”。在缺乏明确规划和补偿机制的情况下，国家主电网的意外到来会使其投资血本无归，这种不确定性极大地抑制了在电网边缘地区的投资[33]。这种不确定的监管环境和制度性偏见，极大地增加了私营部门开发者的项目风险和交易成本，是阻碍市场健康发展的核心障碍。

此外，缺乏统一的产品质量标准监管，导致了“劣币驱逐良币”的市场乱象，侵蚀了行业发展的信任基础。由于缺乏强制性的质量认证体系（如 VeraSol 认证），大量低质、廉价的仿冒光伏产品充斥市场。根据世界银行与 GOGLA 联合发布的《2024 全球离网太阳能市场趋势报告》，当前非洲市场上经过质量认证的产品份额仅占约 27%。未经验证的劣质产品泛滥引发了严重的“市场破坏效应”（Market Spoilage）。产品过早失效不仅造成用户的经济损失，更导致消费者对整个太阳能技术的信任崩塌，这种信任危机已成为阻碍市场规模化的关键壁垒之一[34]。这种无序竞争环境使得坚持合规、采用高质量标准的正规企业在价格战中处于劣势，不仅难以获得合理的投资回报，更导致了优质产能的被迫退出，阻碍了市场的良性健康发展。

4.5.2 项目与当地社区的利益联结薄弱，导致普遍的“主人翁意识”缺失和需求错配

许多项目采用自上而下的规划方式，未能充分评估和响应社区用户的实际用能需求，特别是能够创造经济价值的生产性用能需求，导致电力供应与本地经济发展脱节[35]**。**联合国开发计划署（UNDP）的一份报告中，将缺乏社区所有权和参与度列为能源项目失败的关键原因。报告分析指出，当项目被视为外部“礼物”时，社区缺乏维护资产的动力；相反，那些从规划阶段就让社区参与决策、在运营中让社区获益（如通过就业或收入分成）的项目，其可持续性则显著更高[36]。因此，当社区仅被视为被动的电力消费者而非项目的共同所有者和受益者时，能源项目便无法有效融入本地社会经济体系，从而

削弱了其长期运营所必需的社会可持续性。

利益共享机制的缺位直接引发了项目资产的安全危机。在撒哈拉以南非洲的许多偏远地区，光伏组件和储能电池属于高价值资产。由于缺乏将社区利益与项目运营挂钩的机制（如电费收益分红或雇佣当地安保），当地居民往往将这些设施视为与己无关的“外部资产”。这导致了普遍的盗窃与人为破坏问题，电池被盗、光伏板被拆卸或因纠纷被蓄意破坏的现象频发。正如行业实践所证明的，技术层面的围栏和监控往往难以防范内部风险，只有通过利益共享建立起“社区利益共同体”，让居民意识到“保护设备就是保护自己的收入”，才能真正形成有效的社会化防范体系，保障昂贵的离网资产免受侵害。

4.5.3 缺乏能够覆盖全生命周期成本的商业可持续性

宏观融资困境。 非洲农村能源项目存在巨大的资金缺口。世界银行数据显示，撒哈拉以南非洲每年约 300 亿美元的能源投资需求，实际到位资金仅为三分之一。根据《2023 年非洲发展动态》报告的估计，到 2030 年，非洲的可持续融资缺口约为 1.6 万亿美元，而非洲大陆每年需要约 1940 亿美元的额外资金，才能到 2030 年实现可持续发展目标[37]。这种年度可持续融资缺口相当于非洲 2021 年国内生产总值（GDP）的 7% 和投资的 34%。年度差距不到全球金融资产的 0.2% 和非洲持有的金融资产的 10.5%。

同时，本地金融市场极度不成熟，缺乏长期债券、绿色债券等现代金融工具。据国际金融公司（IFC）统计，非洲绿色债券市场的规模仅占全球市场的 1%，使得项目难以获得长期、稳定的本地资金支持。

在此宏观融资缺口之外，**汇率波动与资金回流限制是制约商业可持续性的关键结构性因素。**非洲离网能源项目普遍存在项目的初始资本支出与融资成本主要以美元或欧元等外币计价，而运营期的电费收入则完全依赖当地货币的问题。在宏观经济波动环境下，这种财务结构极易受到冲击。根据国际货币基金组织（IMF）发布的《撒哈拉以南非洲地区经济展望》，2022 年至 2023 年间，该地区多个主要经济体的货币对美元贬值幅度超过 30%[38]。对于外国投资者而言，这意味着即便项目在本地运营层面实现了名义盈利，其经汇率折算后的实际收益也会大幅缩水，甚至导致实际投资回报率转负。更为严峻的是，货币贬值往往伴随着外汇短缺与管制措施，导致投资者面临利润无法兑换为外币并汇回母国的流动性风险。这种汇率风险与资本管制的双重约束，极大地抑制了国际私营资本在非洲市场的长期投资意愿。

微观收入的“生存能力差距”。目前，非洲离网能源领域的资金投入严重依赖国际公共融资，这种资金通常是一次性的，难以覆盖长期的运营支出和未来的设备重置成本[39]。而在项目层面，单一依靠用户电费又难以覆盖全生命周期成本。世界银行在其发布的权威报告《服务五亿人口的微电网》中明确指出了“生存能力差距”（Viability Gap）的存在。报告通过市场分析估计，为了实现财务上的可持续性，超过 90% 的现有和规划中的非洲农村微电网项目都需要某种形式的结果导向型补贴（Results-Based subsidies）来弥补用户电费收入与全部成本之间的鸿沟[40]。 如果电价无法在用户可负担性与收回成本之间取得平衡，项目将不可避免地走向亏损，最终削弱项目的持续运营能力，并降低私人资本参与的积极性[41]。

4.5.4 技术与运维体系的缺失，导致了资产的过早劣变，脆弱的本地生态系统

其背后是整个本地产业与技术生态的系统性脆弱。这一困境可以从表层现象到深层根源，分解为三个相互关联的层面。

首先，表层现象是普遍的技术性失败。 许多项目，尤其是以捐赠为主导的模式，将资源过度集中于前期的设备采购和安装，而低估了贯穿项目整个生命周期的运营与维护（O&M）需求[42]。 一项针对非洲光伏项目失败原因的系统性综述研究明确指出，技术组件的过早失效（特别是电池和控制器）、不当的安装质量以及缺乏预防性维护是导致系统性能低下甚至完全停运的最主要直接原因[43]。

其次，导致上述技术失败的直接原因是本地运维能力的缺失。当本地化的备件供应链、专业的技术人员以及标准化的维护流程缺位时，即便是微小的设备故障也无法得到及时修复，最终累积成整个系统的瘫痪[29]。这一运维能力缺失的背后，是两个更深层次的结构性短板：

1. 本地专业技术人才极度匮乏。根据联合国教科文组织《2021 年科学报告》，撒哈拉以南非洲每百万人口仅拥有约 99 名研究人员，与欧盟同期的近 5000 名形成鲜明对比[44]。这导致项目日常运维高度依赖昂贵的外籍专家，并阻碍了可持续的本地技术能力建设。这种宏观短缺迫使企业承担起基础技能培训的重任，但却面临着难以规避的投资风险。由于缺乏成熟的劳动力市场约束机制，员工的高流动性使得企业难以通过长期雇佣锁定培训回报，面临着承担培训成本却流失熟练劳动力的困境。这一结构性矛盾对于中小企业尤为突出。虽然中小企业凭借其灵活性和在地网络，是执行“最后一公里”社区项目的最佳主体之一，但其抗风险能力相对薄弱，无法像大型企业那样通过规模效应摊薄人才流失的沉没成本。这种困局表明，基础技术工人的培育本质上属于行业基础设施建设的范畴，当前将其成本完全转嫁给私营部门的做法是不可持续的，亟需通过公共资金或政策干预来纠正这一错配。

2. 非洲可再生能源产业高度依赖进口。国际可再生能源署（IRENA）在其《2022 非洲可再生能源展望》中指出，非洲在光伏产业链中的角色目前十分有限，核心部件的制造仍然是一个重大挑战[45]。即便是积极推行本地化政策的旗舰项目，如摩洛哥的 Noor 光热电站，其本地含量也主要集中在建筑和钢结构上，而核心技术部件则是进口的，未能从根本上带动本地产业的技术升级与扎根。

最后，这两个深层短板共同构成了问题的根源：一个未能实现本地化、无法自我维持的产业与技术生态系统。 这个生态系统的脆弱性，使得非洲的离网能源项目在面对最基本的技术挑战时也缺乏韧性，最终导致了资产的过早劣变和项目的普遍失败。

第五章 构建“中欧非+N”多层级治理与合作框架促进离网项目落地

5.1 总体理念与目标定位

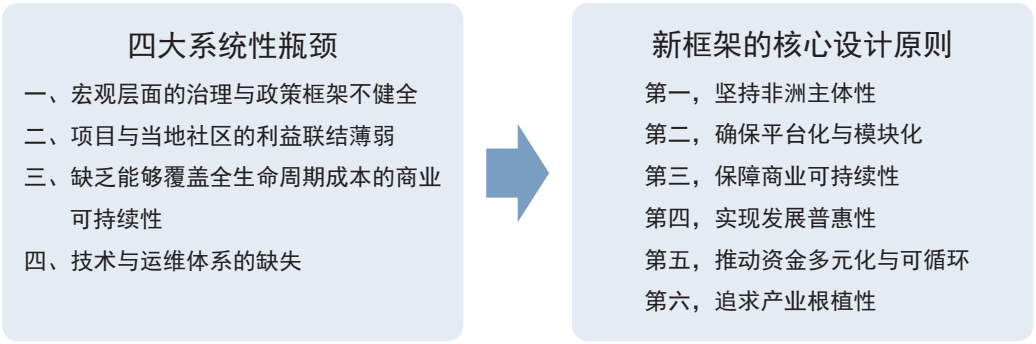


图 5-1：非洲可再生能源可及性的新设计原则

从前文对非洲离网可再生能源项目“来得快、去得也快”这一系统性失败现象的分析可以看出，问题并非源于技术路径本身，而是长期存在于治理结构、商业机制、社会嵌入与产业生态等多个层面的结构性失配。要破解这些反复出现的失败模式，合作框架必须在顶层理念上实现根本性转向，从“以项目交付为中心”转向“以长期运行与本地能力形成为中心”。基于上述认识，本报告提出了合作新框架必须遵循的六大核心设计原则，直接回应四大系统性瓶颈：

第一，坚持非洲主体性。合作必须以非洲国家和社区的真实需求为导向，并始终致力于增强其自主发展的能力。所有外部伙伴的角色都是赋能而非主导，最终目标是确保

非洲伙伴成为项目主导者和最终所有者。

第二，确保平台化与模块化。合作框架应保持其内在的开放性与灵活性。这意味着，外部伙伴的组合并非固定不变，而是可根据不同非洲国家的国情、特定项目的需求以及各伙伴的比较优势，进行灵活的、模块化的配置。

第三，保障商业可持续性。机制设计必须能够确保所有商业参与方，都能获得合理的、与其投入和风险相匹配的长期回报。这不仅包括对电价机制和补贴方式的合理设计，也包括通过风险分担、结果导向型支持和多边金融工具，缓释汇率波动、资本回流限制等非商业风险，从而避免项目在初期补贴退出后迅速失去运营能力。这是吸引高质量私营部门参与并确保项目长期稳定运营的先决条件。

第四，实现发展普惠性。机制设计必须将非洲政府的宏观发展目标（如工业化、增加就业）与当地社区的微观利益（如增加收入、提升技能）置于核心位置。衡量项目成功的标准，不仅在于发电量，更在于其能否让政府和社区成为最主要的受益者。

第五，推动资金多元化与可循环。合作应积极引入赠款、股权、债权等多种形式的资金，以适应项目不同阶段的需求。同时，应通过创新的机制设计（详见第四章），探索公共与开发性资金的部分或全部回收与滚动再利用，以提升资金的使用效率和覆盖范围。

第六，追求产业根植性。合作的最终目标不应止步于建设电力设施，而必须通过系统性的技术转移、本地化培训和供应链培育，致力于在非洲大陆上逐步建立起一个能够自我维持、并具备长远竞争力的可再生能源产业生态。

5.2 多层级治理与合作框架

5.2.1 层级与框架

非洲能源可及性的根本性突破，必须从传统的“项目逻辑”向综合性的“生态系统逻辑”实现战略升级。历史经验表明，依赖孤立、碎片化的项目投资，即便在技术层面取得短期成效，也往往因缺乏与国家治理、金融体系、产业发展及社区需求的系统性衔接而难以持续。当前，不协调的跨国政策削弱了长期投资的确定性，分散的资金渠道降低了资源配置效率，而与本地经济脱节的援助模式则未能形成可持续的内生动力。

鉴于此，本报告提出的综合战略框架旨在构建一个多层次、多主体协同的能源发展生态系统，将电力普及从单一的基础设施建设任务，提升为推动国家治理现代化、金融创新、本土产业升级与社会包容性增长的系统性工程。这一转型的核心在于，系统统筹政策、资本、技术与社会要素，形成一个能够自我强化、自我学习的可持续能源治理体系。



图 5-2：“中欧非 +N”多层级治理与合作框架

为实现这一系统性转变，本框架设计了一个包含六个核心层级的有机整体，各层级通过自上而下的战略传导和自下而上的动态反馈，确保行动的一致性与适应性：

1. 顶层战略层，确立整体方向与治理规则。通过健全的政策与法律框架、监管体系和国际合作协调机制，为下层行动设定宏观规则、统一标准、协调政策，提供制度确定性与信任基础。

2. 金融平台层，承担“资源汇聚”与“风险分担”的职能。通过政府基金、多边开

发银行、商业资本及混合融资平台等多元渠道，为能源项目建立稳定、透明的资金通道。

3. 实施应用层，明确外部融资和公共财政的优先投向。将金融资源转化为具体的解决方案（如独立户用系统、微电网等），并明确公共财政投入的战略性角色，即精准地作用于市场环境建设（政策法规、能力建设等）、供给侧培育（初期示范、产业引导等）和需求侧激活（提升用户负担能力、激发有效需求等）三大领域。

4. 支持激励层，提供政策与金融工具支撑。除补贴、担保、税惠等传统工具外，还引入创新性制度机制，通过“积分制激励”、“资源价值的信用增强”和“产业园区”三大机制，以降低投资风险、增强市场吸引力和激发长期投资。

5. 行动执行层，聚焦多主体协同执行，包括政府部门、企业、社会组织与学术机构的分工合作。通过联合行动与责任共担，保障项目的落地与可持续运维。

6. 接受与反馈层，构成体系的社会闭环。通过社区组织和用户反馈，将真实需求、项目效果与实践经验反馈至上层政策与金融体系，形成持续改进与学习型治理机制。

5.2.2 三大核心机制

（一）中欧非 +N 合作平台：制度协调主轴

中欧非 +N 合作机制位于顶层战略层，是整个体系的制度协调主轴。其核心功能在于通过多边对话与政策协同，打通不同地区的政策与市场边界，实现标准互认、数据共享与长期信任建设。

1. “中欧非”是整个平台的核心“骨架”

（1）非洲是战略的制定者与环境的营造者，也是项目的最终所有者与价值的创造者

非洲联盟（AU）及其下属的区域经济共同体与各国政府，是整个合作的战略方向制定者和制度环境营造者。首先，非洲联盟通过《2063 年议程》等顶层设计，为大陆的能源转型和工业化发展设定了总体目标，这是所有外部合作必须遵循和服务的宏观框架。其次，各国政府的核心角色在于，利用其主权优势，将本报告提出的合作范式转化为具体的、可操作的国家政策。这包括制定专门的《离网可再生能源投资激励法案》以吸引投资；以及设立跨部门协调小组，为产业园区的落地扫清行政障碍等。

国家层面负责“顶层设计”，那么项目的成败最终将取决于地方层面的参与。本地的社区、NGO 和私营企业，是项目的直接受益者和长期价值的共同创造者。首先，本地社区不仅是能源的使用者，更应成为项目收益的直接分享者。通过特定的制度安排，社区成员可以在收益分配、设施管理和运营监督中拥有更大参与度，从而把能源项目转化为促进地方发展的长期动力。其次，本地 NGO 凭借深厚的社会信任与广泛的基层网络，是连接外部伙伴与社区需求的关键桥梁。在项目前期，它们能够协助开展需求调研和社会风险评估；在项目实施过程中，承担沟通协调与能力建设任务；在后期阶段，则在社

会影响评估和社区监督中发挥重要作用。最后，本地私营企业与创业者是实现“产业根植性”的关键力量。它们能够围绕能源设施的建设和运行，发展电力安装、运维服务、计费管理、电器销售与维修等一系列配套产业，使电力消费转化为可持续的经济活动，推动能源项目从“建设完成”走向“经济循环”。

（2）中国能够提供可靠的硬件和落地执行力

首先，中国作为全球主要的可再生能源设备制造国，拥有从原材料到系统集成的完整产业链。这一产业结构带来了显著的成本效益，能够最大限度地降低初始建设成本。根据国际可再生能源署（IRENA）的数据，中国制造的太阳能组件价格比国际平均水平低约 15% ~ 20%。在实践中，如埃塞俄比亚和肯尼亚的风电项目中，中国企业提供的设备成本比欧美同行低约 30%。

此外，中国企业在全球范围内积累了丰富的 EPC（工程、采购、建设）项目管理经验。面对非洲农村能源项目这类复杂的、紧迫性的基础设施工程，这种高效的项目执行能力至关重要。例如，安哥拉凯水电站从开工到投产仅用时 5 年，较同类国际项目缩短了 2-3 年；在肯尼亚和埃塞俄比亚建设的太阳能电站，从签约到并网的周期比西方企业平均缩短了 30%。这种快速将规划转化为实际电力的“中国速度”，对于满足非洲大陆紧迫的能源需求至关重要。而这种项目执行能力，确保了平台基础设施能够被按计划建立起来。

（3）欧盟伙伴能够提供深度的在地治理与全生命周期管理能力

首先，欧盟与非洲基于历史文化形成的紧密联系，以及在教育、医疗等多领域的持续援助合作，极大地增强了双方的政治互信，降低了政策协调成本。这种深厚关系为可再生能源项目合作奠定了坚实基础：一是语言与制度相通（法语区、英语区）使沟通与合规更顺畅；二是欧洲对地方政府制度的熟悉有助于快速穿过许可、环评、用地与取水等关键环节；三是长期的社区教育与医疗援助形成稳定的社会信任背书，学校和诊所也常作为离网系统的“锚定负荷”；四是与本地 NGO、企业与高校 / 技校的常态化合作，便于开展技工培训、用户教育与后续运维协同。

其次，其成熟的项目标准化与运维体系，通过统一的技术方案、标准的交付流程和完善的监测服务，极大地提升了离网项目的可复制性与融资可得性。前端通过统一的技术方案与文档口径减少设计差异与培训成本；建设阶段按标准流程与质量控制快速交付；运营阶段依托统一的监测与服务承诺体系、在地服务点与备件保障，稳定供电并降低停运风险。

再者，欧盟在分布式电价设计方面积累了丰富经验，能够将成熟的“计量—结算—回收”体系转化为适应非洲本地的可操作机制。一是分层电价与锚定负荷合约相结合，对居民实行可负担的生命线电量与阶梯电价，对学校、诊所、灌溉站等公共与生产性用电签订中长期合约，以稳定现金流并形成交叉补偿；二是以智能计量与预付费 / 移动支付为主渠道，辅以统一账期和违约处理机制，降低抄表与坏账成本，确保结算可预测；三是设置公共机构预算托管与结果导向型补贴，通过教育、卫生等预算项下的定期支付及对接多边能效补助，降低初期电价与设备替换成本。

2. 角色 N 是“肌肉与血液”，也是平台能力的动态补充

“+N”并非指某一类固定参与主体，而是“中欧非”三方合作平台中预留的开放性接口，用以在不同阶段、不同议题下，引入具备特定能力的外部参与方。其功能在于补充平台在政策设计、技术标准、社会治理、融资工具等方面的能力缺口。

第一，补强顶层治理与政策设计能力。“+N”伙伴，特别是那些拥有丰富国际发展经验的机构，可以协助非洲东道国政府设计符合国际最佳实践的、公平透明的电价机制、并网标准和监管框架，从而为平台的顺利运作创造一个稳定、可预期的外部制度环境。

第二，提供国际标准与公信力背书。在产品质量认证、项目环境与社会影响评估以及碳资产核证等领域，引入国际公认的第三方机构作为“+N”伙伴，能够极大地提升项目的国际公信力。这不仅有助于项目获得更广泛的国际融资，也能确保项目执行符合可持续发展的最高标准。

第三，深化社区沟通与社会影响管理。许多欧洲的开发机构和国际非政府组织在非洲特定国家和社区拥有数十年的在地工作经验和信任网络。将他们作为“+N”伙伴引入，可以进行更深入、更具文化敏感性的社区沟通、需求评估和信任建设，从而有效化解第二章所剖析的社会经济瓶颈。

第四，提供多元化与风险缓释的融资工具。“+N”伙伴可以提供与平台构建者商业或开发性贷款形成功能互补的金融工具，如用于项目前期可行性研究的赠款、不以短期财务回报为首要目标的影响力投资，以及能够有效降低私营部门投资风险的政治风险担保等。

（二）资源支撑型产业协同机制：经济与产业支撑核心

资源支撑型产业协同机制位于支持激励层，是本架构的经济与产业核心。其目标是将非洲国家的资源禀赋优势与多方产业链能力相结合，构建“资源—产业—市场”的联动体系。该机制包含三项关键设计：

一是园区化与组团出海机制。通过共建联合产业园区或区域合作平台，鼓励新能源相关企业（如电池、光伏组件、储能系统等）以产业集群方式进入非洲市场，形成上下游互补的产业生态。一方面有助于降低企业单独进入高风险市场所面临的信息不对称、合规成本与基础设施成本，另一方面也有利于推动本地配套产业发展，提高资源国对产业链环节的嵌入程度。

二是基于资源价值的信用增强机制。在不直接以矿产资源或采矿权作为抵押物的前提下，可通过矿业公司长期购电协议（PPA）、稳定的矿产税收收入预期、加工与供应协议等可预测现金流安排，作为项目融资的重要信用支撑。例如，矿业企业与新能源项目之间签订的长期 PPA 可锁定用电需求和收入来源，显著降低项目的市场风险；同时，与矿业活动相关的税收或费用收入在结构化设计后，可作为偿付能力评估的重要参考。这类“现金流导向型”信用增强方式，有助于在提升项目可融资性的同时，降低政治风险与操作复杂度。

三是积分激励机制。企业可根据其在早期项目中的技术创新贡献、社会与环境影响、本地能力建设等方面的综合表现获得积分，这些积分可在后续项目投标、融资支持、政

策评优或产业园区入驻等环节中转化为优先权或加分项。由政府部门或多边机构牵头建立统一的信用档案与评估体系，确保积分规则公开透明、过程可追溯，避免主观性和碎片化操作。

通过上述机制，能源合作从以单一项目为导向的投资模式，升级为以产业协同和长期发展为目标的系统性合作模式。非洲国家不仅能够延伸本地初级加工与制造链条，提高资源利用附加值，也有助于增强其在全球能源转型产业体系中的参与度；相关能源企业则可在获得稳定资源供给的同时，形成更具确定性的市场预期，实现风险可控条件下的互利共赢。

（三）社区与用户反馈机制：社会循环闭环

社区与用户反馈机制是确保整体框架能够长期有效运行的重要社会基础，其核心在于避免能源合作演变为封闭的、自上而下的指令型系统，而是构建一个开放的、以人为本的服务与治理生态。在项目设计与实施过程中，本地社区不仅是能源服务的接受者，更应成为利益相关方和共同参与者，其需求、用能特征与发展诉求需要被持续、系统地纳入项目决策与运行过程。

在具体制度设计上，强制性的社区参与机制应被构建为利益共享与责任共担的整体。一方面，通过制度化安排，使社区能够直接参与项目运营并分享相应收益，例如在电价结构中引入社区分账机制、参与碳减排收益或绿色金融收益分成，以及优先吸纳当地居民参与项目建设、运维与日常管理；另一方面，收益获取需与明确的责任安排相挂钩，引导社区在设备保护、基础运维与用能秩序维护等方面承担相应义务，从而在经济激励与项目可持续性之间形成正向反馈。

在能力建设与就业衔接方面，可探索定向就业导向的本地人才培养机制。由政府部门或项目协调机构负责组织与选拔学员，企业提供技术师资与实操培训资源，社区推荐并输送学员参与培训，形成“政府组织、企业授课、社区参与”的协同培养模式。培训内容围绕新能源系统安装、运行维护、数据监测及基础管理等实际岗位需求设置，培训合格人员可直接进入项目相关岗位，或参与后续园区与能源服务体系中的就业与外包服务，实现从技能培训到稳定就业的有效衔接。

同时，社区层面的需求反馈应覆盖不同类型的终端用能场景，包括学校、医疗机构、灌溉系统等公共服务设施的用电需求，以及居民在生产与生活中对能源可负担性、可靠性与使用意愿的实际情况。通过常态化的用户反馈渠道与社区协商机制，及时对能源供给方案、服务模式与价格设计进行调整，确保能源解决方案能够真正嵌入本地社会经济运行体系。

通过上述机制设计，终端用户满意度、社区获得的实际发展收益以及本地治理与运维能力的提升，得以共同构成衡量能源项目成效的重要标准，为项目提供必要的社会合法性与长期生命力，并在技术、经济与社会层面形成相互强化的循环闭环。

5.3 “三阶段、多方合作”解决方案

为了实现从“输血”到“造血”再到“共同造血”的三阶段演进，解决方案并非割裂的，而是前后衔接、层层递进的有机整体。这一路线图确保了项目能够根据市场发展的自然规律，从易到难、从点到面地逐步深化。

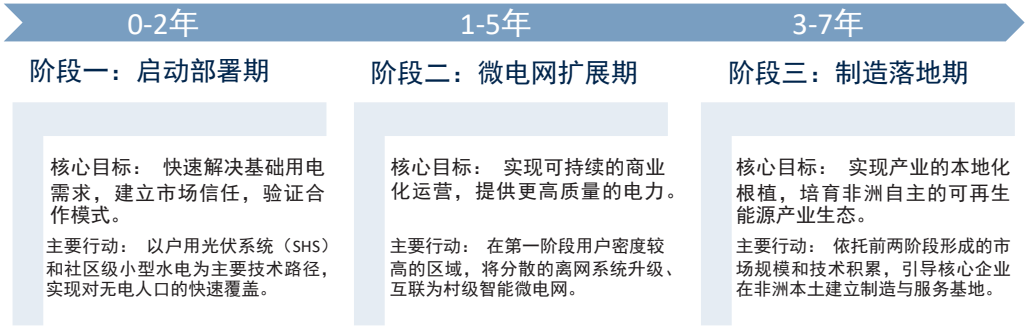


图 5-3：“三阶段、多方合作”解决方案

5.3.1 角色分工

本方案在角色分工上采取“平台型角色统筹 + 本地中小企业实施 + 多边资金支持 + 政府准入保障”的分工模式，明确区分各方在标准制定、融资组织与项目落地中的职能边界。

在顶层设计与资金组织层面，平台型企业（以中国企业为例）承担核心统筹职能，主要负责制定统一的技术与服务标准、组织整体项目管理，并对接多边开发机构、政策性金融工具或发展援助资金，形成项目启动所需的初期融资结构。相关融资以低息贷款、结果导向型补贴或混合融资为主，由平台企业统一对接和管理，从而降低单个项目和中小实施主体直接面对国际融资市场的门槛与风险。

在资金安排上，采取以公共资金降风险、多边与发展金融机构放大规模、市场与影响力资金补位的多层次融资结构。不同类型资金承担差异化功能，共同支撑项目在高不确定性条件下的快速启动。其中，政府及公共资金主要发挥风险缓释与引导作用。非洲国家政府通过提供项目准备资金、税费减免或结果导向型补贴等，降低项目前期的不确定性与制度风险；双边合作资金和相关发展援助资金则用于支持标准制定、项目前期设计和能力建设，为后续规模化融资创造条件。多边开发银行及政策性金融机构是本阶段

的结构化资金主体，其通过提供主权或准主权贷款、风险分担工具及混合融资安排，为项目建立稳定的长期资金来源，并为商业资本进入提供信用背书。国家开发银行、区域性发展银行等机构在此过程中，可通过与平台型企业的合作，对符合标准的项目组合进行统一融资，从而降低单个项目的融资成本。来自影响力投资基金、气候基金及国际基金会等渠道的耐心资本则主要投向商业资本难以覆盖的环节，包括早期示范项目、社区参与机制、本地能力建设以及社会与环境影响管理。这类资金通常以次级资本、可转股工具或技术援助形式进入，为整体融资结构提供缓冲空间。社区与终端用户的资金参与，更多体现在后续的接入费、电费支付及社区发展基金的滚动使用上，其核心作用在于增强项目的社会融合和长期运维可持续性，而非承担系统性财务风险。

在市场准入与质量控制层面，由平台企业牵头，会同非洲主管部门及“+N”合作伙伴，前置统一的市场准入与最低技术标准，明确系统性能、安全规范、数据接口和售后服务要求。只有符合该标准体系的产品和实施主体，方可进入项目支持范围并获得相关激励资格，从制度上防止低质量设备和非规范服务在早期市场中造成“劣币驱逐良币”的问题。

在具体实施与服务交付层面，项目的安装部署、终端分销、售后运维和用户培训等工作，原则上由符合标准要求的本地中小企业承担。这类主体在体系中并非临时外包方，而是被明确定位为解决“最后一公里”问题的核心实施单元，通过授权实施、标准化培训和绩效考核，嵌入整体项目体系。本地中小企业主要包括三类主体，一是具备基础电力或机电安装能力的本地工程服务商；二是已在社区层面开展能源、通信或耐用品销售的本地经销商与服务网点；三是受过职业培训的青年群体创办的小型能源服务企业。这类企业通常规模较小，但熟悉本地市场需求、具备与社区的长期互动关系，能够在售后服务、用户培训和问题响应方面提供高频、低成本的支持，是解决“最后一公里”问题的实施主体。

在激励与长期预期层面，本阶段引入了“项目参与积分”这一核心机制，以激励各类企业参与利润空间有限但战略意义重大的初期市场建设。该机制旨在将企业的短期市场开拓成本，转化为获取长期市场准入优势的战略投资。企业每完成一套标准化户用系统安装、一个社区级小型水电或微型电源点建设，或在本地技术人员的合规培训中授课，即可获得相应积分。该积分将作为一种长期期权，与企业在第三阶段获得产业园区入驻优先权、税收优惠以及政府订单资格直接挂钩，从而将短期市场开拓成本转化为中长期发展机会。

在此分工下，作为项目的最终所有者和受益者，非洲伙伴在其中扮演着不可或缺的核心角色。非洲地方政府负责提供项目落地所必需的行政许可、协调土地使用权并保障施工环境的安全，是项目得以启动的“准入开关”。当地社区可通过参与设备的简单安装工作获得劳务收入，并为项目方提供关于本地需求的直接反馈。而 NGO 等伙伴，则可发挥在地网络优势，负责协助进行社区沟通、需求评估和社会环境影响评价，为项目的顺利落地建立社会信任基础。

5.3.2 阶段任务

阶段一：启动部署期——信任建立与市场切入（预计 0-2 年）

在总体分工框架下，启动部署期以平台型企业与公共资金为主要推动力量，本地中小企业开始系统性进入实施体系。此阶段的核心目标是在尽可能低的成本和风险条件下，快速回应基础用电需求，同时在当地市场中建立初始信任基础并验证多方合作模式。其重点在于实现“从 0 到 1”的突破，即在短期内显著提升电力可及率，并同步积累真实的用户用电数据与初步的本地运营能力，为后续规模化扩展奠定基础。

阶段二：微电网扩展期——可持续运营的实现（预计 1-5 年）

随着用户密度和用电需求的增长，项目进入以实现商业可持续性为目标的第二阶段。 在第一阶段用户集中、用电需求旺盛的村庄，将分散的电源点进行升级和互联，构建村级智能微电网。此阶段的目标是提供能够支持小型商业和农业生产的、更高质量的电力，实现“从 1 到 N”的规模化扩展。

为系统性破解财务瓶颈，在平台企业统筹和政府制度支持下，本阶段引入一套组合式金融机制，包括电价分账机制、碳收益共享机制以及以稳定现金流为基础的信用增强安排。其中，智能计量和分账体系保障运营现金流的透明分配；经国际标准核证的碳减排收益为项目提供第二收入来源；而以矿业长期购电协议（PPA）或可预测财政收入为基础的信用支持工具，则在不直接抵押资源的前提下，撬动多边和发展金融机构参与。

在这一阶段，非洲国家政府在既有分工中发挥更加突出的制度性驱动作用。其核心职责在于完善微电网运营监管框架，提供清晰、稳定的政策环境，并通过资源型信用支持工具增强项目的可融资性。平台型企业继续提供整体技术解决方案，特别是智能能量管理与计费平台；具备相应能力的外部合作伙伴在电价设计、融资结构安排和风险分担等方面提供专业支持。本地社区则通过电价分账机制中的社区发展基金，逐步从项目参与者转变为运营收益的直接分享者。

阶段三：制造落地期——“授人以渔”的实现（预计 3-7 年）

在前两个阶段形成足够规模且可预期的市场需求后，合作重心转向产业的本地化根植。在既有分工框架下，本阶段的目标是在区域中心城市规划并建设“中欧非 +N 可再生能源合作示范园区”，推动制造、维修和服务环节在非洲本地落地。此前在第一阶段中通过“项目参与积分”机制表现突出的企业，将被授予优先入驻园区的资格。**在**此设立光伏组件封装、储能电池组装、小型水电设备维修乃至智能电表生产线。

示范园区作为公私合营（PPP）模式下的产业载体，集成制造、认证和人才培养等功能，旨在实现“非洲制造、中国效率、国际标准”的愿景。平台型企业负责生产线引入与初期运营管理；具备国际认证与标准制定能力的外部合作机构承担产品检测、质量认证与合规支持；以及当地政府主导职业技术培训中心，大规模培养本地高级技术工人和管理人才，同时提供定向职业通道。

在此阶段，非洲国家政府与本地实体作为产业根植的最终承载方，提供土地、税收与规划支持，并推动园区发展与国家工业化战略协同。随着本地能力的持续提升，园区

的运营与技术岗位将逐步移交给经系统培训的本地团队，实现产业生态的自主、可持续发展。非洲本地的大学和职业技术学院则与园区内的培训中心深度合作，建立产学研一体化的人才培养通道，确保知识和技能的本土化。

5.4 阶段性推进路径：“先规则、再示范、最后扩大推广”



图 5-4：实施路径图

为推动本合作范式从制度设计走向可操作、可复制的实践，本报告提出一条循序渐进、以试点验证为核心的阶段化实施路径。该路径以制度先行、示范验证和规模推广为基本逻辑，通过阶段性成果的持续积累，逐步降低合作风险并放大实施效果。

第一步，成立“中欧非 +N 可再生能源合作试点工作组”，完成制度与规则准备。 建议由非洲联盟、中国政府、欧盟相关机构以及主要多边开发银行共同发起，成立一个高层级的试点工作组，作为本合作范式的制度协调与推进组。该工作组的核心任务并非直接实施项目，而是在启动阶段集中完成制度和规则层面的准备工作，包括制定统一的合作操作指南、标准化合同范本、技术与服务最低标准，以及首批试点项目的遴选原则与评估框架。最终产出一套可操作的制度文件和项目准入规则体系，为示范项目的启动提供明确、可预期的制度基础。

第二步，在制度框架下启动首批示范项目，验证合作机制与商业模式。在试点工作组的协调与监督下，基于第一阶段形成的遴选标准，优先选择 2-3 个政策环境相对成熟、政府合作意愿明确、且具备一定可再生能源资源条件的非洲国家，启动首批示范项目。示范项目在技术路径上应覆盖分布式光伏和小型水电等不同类型，在实施层面由平台型企业统筹技术方案与融资对接，本地中小企业承担具体落地和运维服务，以全面检验本合作范式在不同应用场景下的可行性。最后获得可运行的示范项目、真实的用电与运营数据，以及经实践检验的实施流程和初步商业模式，为后续优化提供经验基础。

第三步，基于示范项目评估结果，优化机制设计并推动规模化复制。 在首批示范项目连续运行 2–3 年后，由试点工作组委托独立第三方机构，对项目的经济可行性、社会影响、环境绩效以及合作机制本身进行系统评估。评估结果将用于识别制度设计与实施过程中的关键瓶颈，并对融资结构、激励机制和治理安排进行针对性优化。在此基础上，以成熟的示范案例为模板，在更多具备条件的非洲国家推进规模化复制和推广，逐步形成可持续运行的区域性合作模式，使合作范式从试点项目扩展为具备长期生命力的制度化合作路径。

5.5 潜在首批试点国家的遴选逻辑与优先对象

鉴于非洲各国在能源政策环境、治理能力和市场成熟度方面差异显著，本合作框架在落地阶段不宜采取全面铺开的方式，而应通过有选择、有节奏的试点推进，以降低初期制度和实施风险。因此，有必要在明确遴选标准的基础上，优先选择一批具备条件的国家启动示范项目，为后续规模化推广积累经验。

5.5.1 试点国家遴选的核心标准

首批试点国家的选择，应重点考察以下四类相互关联的标准：

第 1，政策与监管环境的相对成熟度。优先选择已出台或正在完善离网和分布式能源相关政策框架的国家，特别是对微电网许可、电价机制和电网延伸规则已有明确规定或试点实践的国家。这类国家在制度层面已具备一定“吸收能力”，有利于合作机制的快速落地和政策内化。

第 2，政府合作意愿与执行能力。试点国家应具备明确的电气化战略目标，并在实际执行层面展现出跨部门协调能力和对国际合作的开放态度。这不仅体现在政策文件中，也体现在过往与多边开发机构、国际能源项目合作的实践经验上。

第 3，具备明确、可操作的无电或弱电社区试点场景。鉴于首批试点的核心目标在于验证合作机制和实施路径，而非快速实现大规模覆盖，试点国家不必在国家层面具有最严重的电力可及性缺口。相反，更关键的是其境内是否存在 边界清晰、人口规模适中、用电需求结构明确的无电或弱电社区，能够作为制度、技术与商业模式的验证样本。只要试点社区真实存在、需求清晰、可在可控范围内实施和评估，便足以支撑首批机制测试。

第 4，本地实施基础与市场生态的初步存在。尽管本地能力普遍薄弱，但优先试点国家应至少具备一定数量的本地能源服务企业、技术院校或社区组织，能够作为中小企业实施主体和社区参与的基础。这有助于验证“平台型企业 + 本地中小企业”的合作模式。

第 5，已有成功项目经验与学习基础国家。在同等条件下，应优先选择 已有离网、微电网或小型可再生能源项目成功经验 的国家作为首批试点对象。既有成功项目不仅能够为新一轮合作提供技术和管理层面的学习基础，也有助于增强政府、社区与金融机构对新机制的信心，从而显著降低首批试点的整体失败风险。

5.5.2 基于遴选标准的潜在优先国家类型

首批试点不宜追求数量扩张，首批试点不宜追求数量扩张，而应强调制度可行性、实施质量与模式可复制性。建议采取“少量国家、多样场景”的组合策略，即是在 1-2 个制度条件较为成熟的国家率先启动试点，同时在 1 个制度条件相对薄弱但需求迫切的国家开展对照性示范，以系统检验合作框架在不同制度环境下的适应性。基于上述标准，首批试点国家不宜简单形成单一国家清单，而可根据其制度条件与发展阶段，初步划分为以下三类典型类型。

第一类，制度条件相对成熟的“先行型国家”。

这类国家通常已建立较为清晰的离网或微电网监管框架，在微电网许可、电价机制或私营部门参与等方面具备一定实践基础，并已吸引一定规模的国际或本地私营投资。在此类国家开展试点，有利于优先验证合作框架在制度协同、商业可持续性和多方角色分工方面的可行性，并形成较为规范、可复制的制度与商业样板。例如，东非部分国家在离网政策、电价设计以及私营部门参与机制方面已积累系统性经验，适合作为首批试点中的“制度验证型样本”。

第二类，需求迫切但制度仍在完善中的“过渡型国家”。

这类国家电力可及性水平仍然偏低，农村和偏远地区对离网和微电网解决方案具有显著现实需求，但在监管细则、融资机制或地方执行能力等方面仍存在结构性短板。在此类国家开展规模适中、政策协同程度较高的示范项目，有助于检验本合作框架在制度补位、能力建设与风险缓释方面的实际效果，并评估其在较弱制度环境下的适应性。

第三类，当前阶段暂不具备试点条件的国家。

部分国家受持续冲突、政局高度不稳定或政府治理能力严重受限等因素影响，尚不具备开展离网或微电网试点项目所需的基本制度和安全条件。例如，长期处于武装冲突或政权频繁更迭状态的国家，其能源项目面临极高的政治与运营风险。在此类环境下，即便是规模较小、技术成熟的离网项目，也难以满足多边融资机构和私营投资者的最低风险管理要求。因此，这类国家在短期内并不适合作为机制试点对象，其能源需求更适宜通过人道援助或应急供电方式予以应对。在合作框架已在其他国家得到充分验证、并在更稳定的制度环境中形成成熟模式之后，方可在条件改善的前提下，将其逐步纳入中长期电力普及议程。

5.5.3 试点国家案例

在首批试点国家选择上，本报告并未采用单一类型国家集中推进的策略，而是有意选取制度条件、宏观风险与发展阶段存在显著差异的代表性国家，以检验“中欧非 +N”合作框架在不同现实约束条件下的适应性与可复制性。在这一思路下，塞内加尔与埃塞俄比亚构成了一组具有鲜明对照意义的试点组合。

具体而言，塞内加尔代表的是制度与金融环境相对成熟、宏观风险可控、政策连续性较强的“先行型试点国家”。其货币体系稳定，离网与微电网领域已形成较为系统的政策安排与实践积累，整体监管环境的可预期性较高，适合用于优先验证商业模式、融资机制与多边协同规则在低金融摩擦条件下的可行性与运行效率，并为后续规模化推广提供基准性样板。

与之形成对照的，埃塞俄比亚则代表了能源需求极为迫切、资源禀赋突出，但货币与外汇约束长期存在的“过渡型试点国家”。尽管其能源转型战略明确、政府推动力度强、离网与微电网同样具备较为丰富的实践基础，但持续的汇率波动、外汇短缺及执行环境复杂性，使其更适合作为检验合作框架中风险分担机制、政策性金融工具、结果导向补贴以及能力建设安排在高约束环境下是否真正有效的关键场景。

通过在这两类国家同步开展试点，一方面可以在低风险环境中尽快跑通机制、形成可复制模板，另一方面也能够在高约束情境下识别制度短板与风险边界，从而避免将合作框架简单等同于条件最优国家的成功经验。这种“一稳一难、相互参照”的试点组合，有助于提升本合作范式在更广泛非洲国家情境中的适用性和现实可信度。

（一）塞内加尔

在首批试点国家遴选中，塞内加尔可被视为典型的制度条件相对成熟、宏观风险可控、具备离网实践基础的沿海型国家。

1. 政治与宏观环境稳定，为试点机制提供清晰安全边界

从宏观政治环境看，塞内加尔在撒哈拉以南非洲国家中具有突出的稳定性优势。自 1960 年独立以来，塞内加尔未经历政变或内战，历次政权更替均通过民主选举完成，是西非少数保持长期政治连续性的国家之一。2024 年新总统法耶（Bassirou Diomaye

Faye）上任后，进一步强调青年就业、本地产业发展与对外投资合作，为中长期能源与基础设施项目提供了相对可预期的政策环境。

在货币与金融层面，塞内加尔作为西非经济与货币联盟（WAEMU）成员国，使用与欧元挂钩的 CFA 非洲法郎。这一制度性安排显著降低了汇率大幅贬值风险，使其在非洲国家中具备较高的宏观金融稳定性，有利于缓解离网和微电网项目中普遍存在的“外币融资—本币回收”结构性风险。这一特征对于试点阶段验证商业模式和融资机制尤为关键。

2. 可再生能源资源条件优越，离网需求与政策导向清晰

从资源禀赋看，塞内加尔具备发展离网和分布式可再生能源的天然条件。全国年均日照时数超过 3000 小时，太阳能资源在西非沿海国家中处于较高水平。根据国际可再生能源署（IRENA）数据，截至 2024 年，塞内加尔可再生能源装机容量约为 481MW，占全国电力装机的 28.7%，其中太阳能增长尤为显著，由 2014 年的 9MW 提升至 2024 年的 273MW。

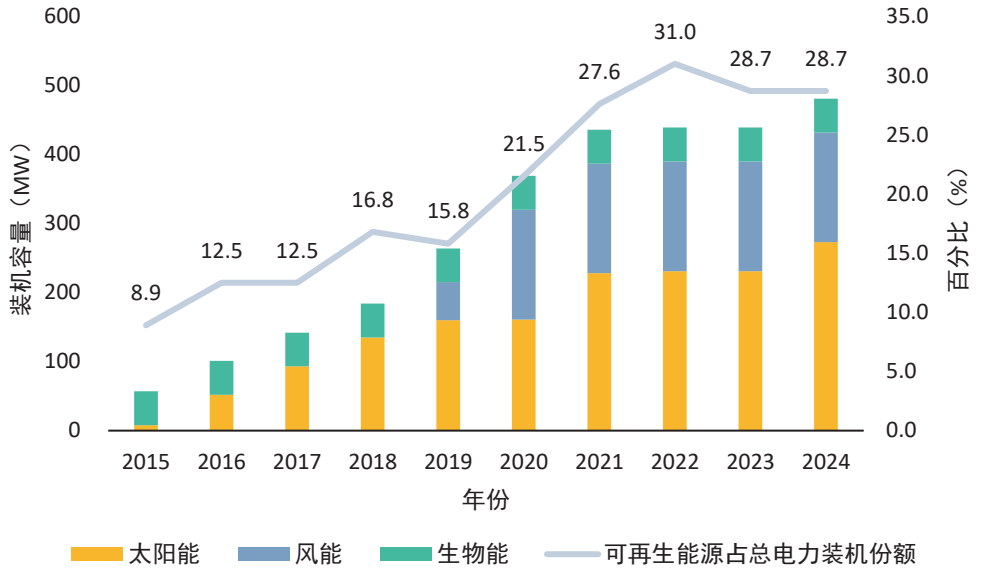


图 5-5：塞内加尔电力系统中可再生能源装机规模及占比提升趋势（2015—2024 年）

在政策层面，塞内加尔于 2023 年与德国、法国、欧盟、英国和加拿大签署《公正能源转型伙伴关系协议》（JETP），明确提出到 2030 年将可再生能源在能源结构中的占比提高至至少 40%，为新能源与分布式电力发展提供了清晰的中长期政策指引。目前，塞内加尔已投运多座太阳能电站，如位于 Malicounda 的太阳能电站（一期装机 22MW，2016 年并网），在技术和商业层面均具有示范意义。在电力可及性方面，塞内加尔整体电力覆盖率已提升至约 75%（2022 年），首都达喀尔及周边都市区接入率高

达 97%，但城乡差距依然显著，农村地区电力接入率仅约 55%。截至 2024 年，塞内加尔总人口约 1857 万人，其中约一半居住于农村地区。正因如此，政府已明确将离网和分布式太阳能系统作为缩小区域差距的重要工具，而非单纯依赖主电网延伸。这种“有选择地发展离网”的政策取向，为试点框架提供了现实且稳定的落地场景。

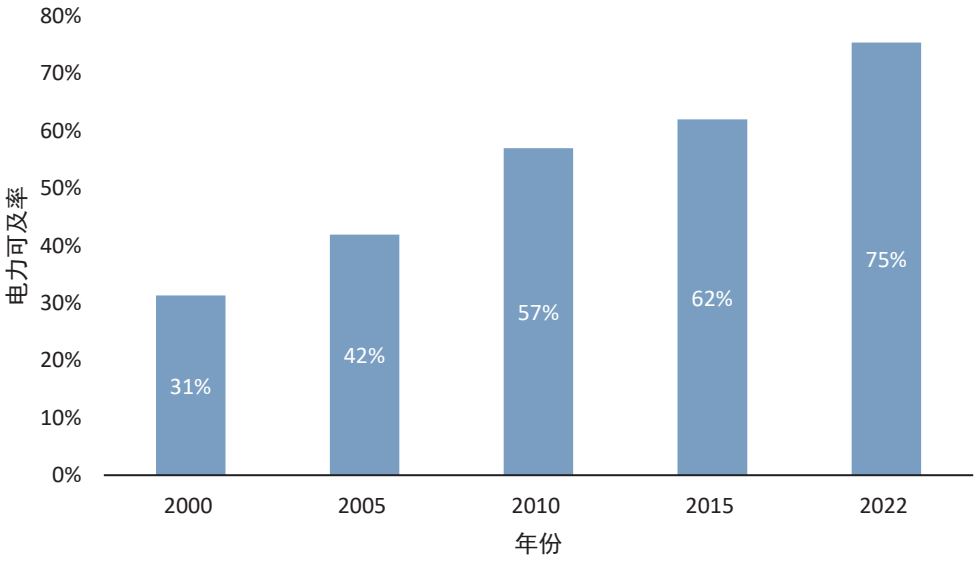


图 5-6：2000 年 -2022 年塞内加尔电力可及率

3. 离网与微电网已有实践基础，具备机制验证与复制价值

与部分尚处于政策探索阶段的国家不同，塞内加尔在离网和微电网领域并非从零起步。根据彭博新能源财经（BloombergNEF）和多边机构统计，截至 2020 年前后，塞内加尔已部署约 227 个微型电网项目，在非洲国家中处于前列。其中，至少 63 个项目是在德国国际合作机构主导的能源发展计划（EnDev）框架下建成，形成了相对成熟的项目管理、社区接入和技术运维经验。全国性太阳能公共照明计划自 2016 年启动以来，已部署超过 10 万盏太阳能路灯，覆盖 400 多个城镇，显著改善了道路、学校和公共空间的夜间照明条件。此外，2023 年 10 月，在欧盟与塞内加尔政府支持下，由塞内加尔农村电气化机构（ASER）实施的 Naouré 太阳能项目正式投运，为 78 个村庄提供可持续电力服务。这些实践为在试点阶段进一步引入社区参与、生产性用能和商业可持续机制提供了现实基础。

4. 中塞合作基础扎实，有利于多边合作框架快速启动

在外部合作条件方面，塞内加尔与中国保持长期、稳定的合作关系。2016 年，中广核欧洲能源公司与意大利 Chemtech Solar 公司共同出资收购塞内加尔 Malicounda 太阳能电站项目 90% 的股权，该项目一期 22MW 已并网运行，成为塞内加尔发展清洁能源的重要示范工程。2024 年 9 月，中国商务部与塞内加尔工业和贸易部签署关于推动绿色发展领域投资合作的谅解备忘录，为后续在可再生能源和相关产业领域深化合作奠定了政策基础。

此外，中国企业已深度参与塞内加尔高速公路、机场、BRT、体育场和国家大剧院等重大基础设施建设，在当地政府和社会层面具备较高的认知度与信任基础。塞内加尔政府亦在 Diamniadio 经济特区等区域为外资企业提供进口设备免关税、税收优惠和通关便利，为后续在能源装备、运维服务和轻度加工环节开展合作创造了良好制度条件。结合其沿海区位优势和区域枢纽地位，相关试点项目不仅可服务本国无电或弱电社区，也有潜力为周边西非国家提供可复制的政策和商业模式样板。

（二）埃塞俄比亚

作为东非地区人口规模最大、可再生能源资源最为丰富的国家之一，埃塞俄比亚在首批试点国家中具有鲜明的“对照性”特征。与制度与金融环境相对稳健的塞内加尔不同，埃塞俄比亚的突出特点在于能源需求极为迫切、资源禀赋高度集中，但货币、外汇与执行环境约束长期存在。正因如此，其更适合作为检验合作框架在高约束环境下适应性和风险缓释能力的“过渡型试点国家”。

1. 能源转型战略连续、政策取向清晰

在能源政策层面，埃塞俄比亚政府长期保持高度一致的战略方向。现任总理阿比自 2018 年 4 月上任以来，持续推进国内改革进程并显著扩大对外开放力度。政府实施以增强内生增长动能为核心的经济改革计划，降低外商投资准入门槛，扩大外资可进入领域，并配套实施税收减免等激励措施，持续改善投资环境，推动经济和社会的长期稳定发展。

自 2000 年以来，政府将能源基础设施建设视为国家发展核心议题之一，陆续出台《国家电气化计划》（National Electrification Program, NEP）和《能源发展战略计划》，明确提出通过集中式发电与离网解决方案并行推进，提高全国电力普及率并推动能源结构多元化。根据 NEP 规划，埃塞俄比亚力争到 2025 年实现全国电力接入率约 65%，并显著提升农村地区电气化水平。同时其积极参与《巴黎协定》及全球气候治理进程，长期在非盟、多边气候对话及非洲气候合作平台中发挥重要作用，将可再生能源发展与减缓和适应气候变化目标相结合，体现出较强的政策连续性与国际责任意识。

2. 货币与外汇环境脆弱，商业可持续性面临结构性挑战

在宏观金融环境方面，埃塞俄比亚与塞内加尔形成鲜明对比。埃塞俄比亚本币比尔长期承受显著贬值压力。2008/2009 财年，1 美元约兑 10.1 比尔，而到 2022 年底已贬值至约 52.96 比尔；2024 年 6 月，1 美元兑 57.7 比尔，1 欧元兑 61.9 比尔。外汇长期短缺已成为制约投资和项目运营的结构性问题。这种货币与外汇环境，使离网和微电网项目面临典型的“外币融资—本币收入—汇兑受限”三重风险。设备和融资成本以美元或欧元计价，而运营收入以比尔结算，且利润汇回和进口备件受外汇配额限制。这一现实决定了埃塞俄比亚的离网项目无法依靠单一市场机制实现商业闭环，而必须高度依赖政策性金融、担保和风险共担安排。因此，该国成为检验合作框架中多边金融协同、出口信用保险和结果导向补贴等机制是否真正有效的关键试点。

3. 电力可及性持续提升，但农村离网需求仍然突出

从资源条件看，埃塞俄比亚被誉为“东非水塔”，拥有青尼罗河、阿瓦什河等多条大型河流，水电开发潜力巨大。同时，风能、太阳能和地热资源储量丰富，其中地热被

认为是全球最具潜力的市场之一。目前，埃塞俄比亚的可再生能源结构以水电为主。根据国际可再生能源机构（IRENA）的数据，2024 年，水电装机量占该国总电力装机容量的 90%，生物能约 5%，太阳能仅 0.35%。其中离网能源中，离网分布式光伏为主要驱动力，约 22.55MW，离网水电约为 1.28MW。

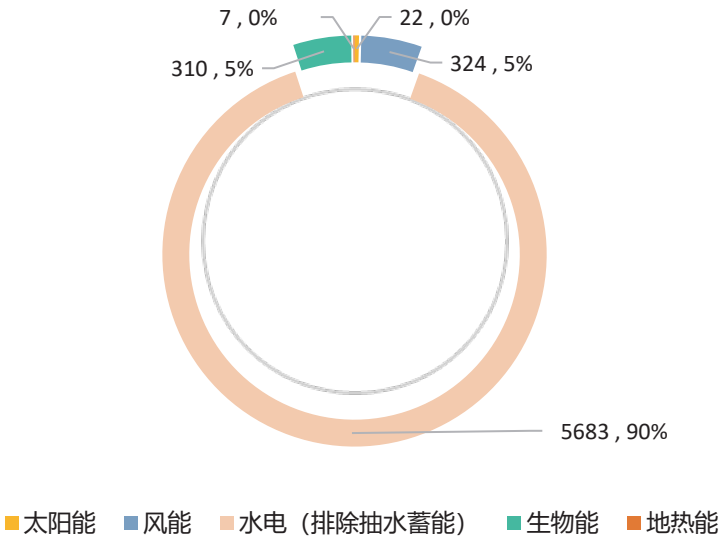


图 5-7：2024 年埃塞俄比亚可再生能源装机结构构成（MW）

在电力可及性方面，埃塞俄比亚近年来虽取得显著进展，根据世界银行数据，2022 年全国电力覆盖率已接近 50%，较 2000 年提高约 44 个百分点，是非洲电力接入人口增长最快的国家之一。然而，由于人口基数庞大、地理条件复杂，偏远农村和边缘地区仍面临严重的供电不足问题，主电网延伸在中短期内难以全面覆盖。与塞内加尔“有选择地发展离网”不同，埃塞俄比亚的离网和微电网建设具有明显的刚性补位属性。在地理条件复杂、人口高度分散的地区，主电网在中短期内难以覆盖，离网解决方案成为唯一现实路径。

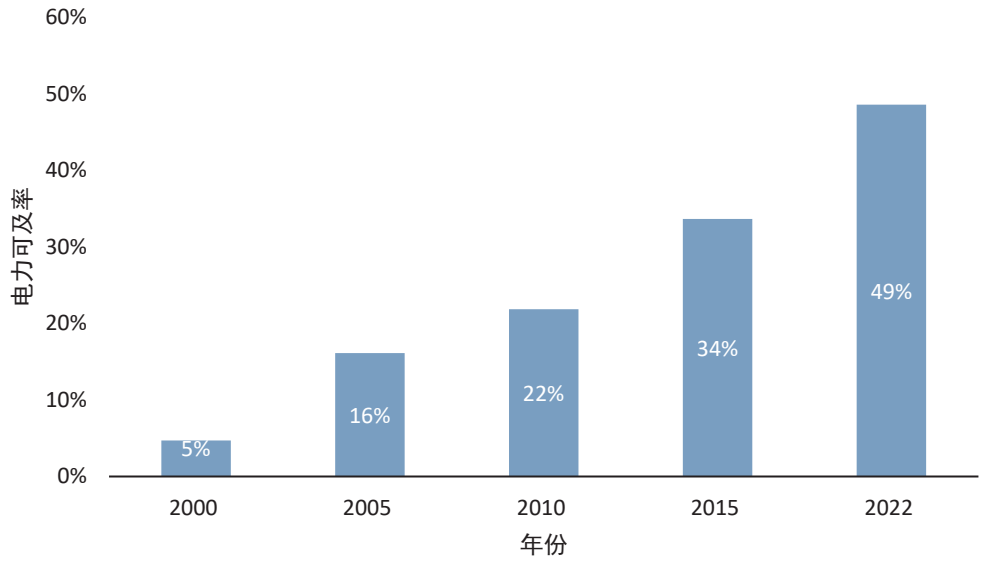


图 5-8：2000 年 -2022 年埃塞俄比亚电力可及率

4. 相关项目已有基础，中埃合作基础扎实

埃塞俄比亚政府在 NEP 框架下积极推动离网太阳能系统部署，并与国际合作伙伴开展多项项目。例如，在比尔及梅琳达·盖茨基金会支持下实施的“太阳能点亮埃塞俄比亚”计划，已为大量偏远家庭提供基本照明和小型用电服务；世界银行支持的 Scaling Solar 计划，以及阿法尔地区大型太阳能项目，也为离网与分布式能源发展奠定了基础。

在此多边合作格局中，中国企业长期深度参与埃塞俄比亚清洁能源和绿色基础设施建设，在风电、水电、光伏及绿色工业园领域积累了大量实践经验。例如中国电建参与建设的阿达玛一期、二期风电项目，东方电气承建的阿伊萨风电项目，以及中地海外、中国土木等企业在光伏开发、绿色工业园（如阿瓦萨零排放工业园）中的实践，体现了埃塞清洁能源资源与中国资金、技术和工程能力的结合。中国企业亦通过中非合作机制，开始在离网微电网层面形成可复制的实践案例。其中，SNNP TUM 新能源微电网项目是具有代表性的实例。该项目位于埃塞俄比亚南方各族州（SNNP）的 TUM 地区，配置 550 千瓦光伏组件，并配备 130 千伏安柴油发电机作为备用电源，同时建设 750 千瓦时磷酸铁锂电池储能系统，形成“光伏—储能—柴油”互补的混合微电网架构，可实现 24 小时稳定供电。该项目年发电量约 88 万千瓦时，已被正式纳入埃塞俄比亚《国家电气化计划》项目清单，成为 NEP 框架下离网微电网模式的示范案例之一。

第六章 政策建议

以往非洲电气化项目之所以难以取得持续成效，根源在于传统“单点推进”模式的局限性。许多项目缺乏与区域规划、产业发展和社会治理的联动，导致电力设施虽建成，却难以实现经济与社会的长期效益。因而，破局的关键在于将电气化从单一项目上升为系统性发展战略——既要解决能源可及性问题，更要通过能源赋能促进社会经济的可持续发展。为加速减少撒哈拉以南非洲无电人口，本报告提出以下政策建议。

6.1 建立稳定、透明且适应性强的政策与监管框架

投资者面临的最大风险往往并非技术或市场本身，而是政策和监管环境的不确定性。为有效吸引私营资本并保障项目长期可持续运行，非洲国家政府应优先为离网及分布式能源领域建立一套清晰、稳定且具备适应性的政策与监管框架，重点应包括：

（1）简化许可流程。针对小型离网项目（如微电网、户用太阳能系统等），设立专门且简化的审批和许可通道，明确主管部门和办理时限，减少多头审批和重复合规要求，从而显著缩短项目开发周期，降低前期制度性成本。

（2）制定国家技术与安全标准。先采纳国际通行的技术与安全标准（如 IEC 等），作为离网和分布式能源产品进入市场的最低准入门槛，同时培育自己的国家、行业标准，以确保设备质量、运行安全和用户权益，从而在提升整体市场质量的同时，增强本地监管体系的技术能力，防止低质量产品扰乱市场秩序。

（3）设计公平且具备可持续性的电价机制。在保障用户可负担性的前提下，允许运营商在覆盖成本并获得合理回报的基础上设定电价结构，同时探索通过财政补贴、交叉补贴或结果导向型支持，对低收入群体和公共服务设施实施定向支持，兼顾社会公平与商业可持续性。

（4）明确“电网延伸”规则。必须在国家层面明确规定，当国家电网延伸至已由微电网或离网系统服务的区域时，对既有运营商在资产处置、补偿机制或并网运行方面的具体规则，以消除“电网延伸不确定性”这一私营投资者普遍关注的核心风险，为长期投资提供明确预期，从而有效释放市场活力。

6.2 强化制度化的多边国际合作机制

面对非洲可再生能源转型所涉及的规模庞大、周期较长且高度复杂的挑战，单边援助或零散的双边合作已难以满足系统性推进的需要。为此，有必要在既有合作基础上，推动建立并制度化一个以“中欧非 +N”为核心的多边合作框架，其中“N”作为开放接口，吸纳其他国际组织、发展金融机构及具备相关能力的私营主体参与，从而形成稳定、可持续的协作机制。这一多边合作平台的功能定位，应超越具体项目层面的融资或执行安排，聚焦于中长期的战略协同与制度协调，作为各类项目和资金进入非洲可再生能源领域的“共同入口”和规则对齐平台。其核心职能可重点体现在以下几个方面。

（1）协调标准与规则，降低跨方合作成本。通过平台机制，推动技术标准、采购流程以及环境与社会治理（ESG）要求的对齐与互认，在尊重各方制度差异的前提下，逐步形成最低共识标准，减少不同资金来源和实施主体之间的制度摩擦，提升项目设计与实施的效率。

（2）联合项目筛选与储备，提升资源配置效率。依托平台建立透明、公开的项目储备与对接机制，对潜在项目开展联合的技术、经济和社会影响评估，引导公共资金、多边资金和私营资本优先投向技术可行、制度风险可控且具备示范效应的项目，避免资源碎片化使用。

（3）促进资金协同与联合融资，放大多元资金效应。在平台框架下，推动不同类型资金在功能上的互补与协同，包括发展援助、气候基金、多边开发银行融资以及市场化资本等，通过混合融资和风险分担机制，为重点项目提供结构化融资支持，在分散单一主体风险的同时，提高整体融资规模与稳定性。

6.3 创新融资模式与风险分担机制

农村电气化项目的核心挑战，在于高昂的前期投资需求与终端用户有限支付能力之间存在显著的生存能力差距。这一问题对本地中小企业而言尤为突出，其既承担具体实施与运维任务，又往往缺乏可用于融资的抵押资产、稳定的信用记录和多元化融资渠道，因而面临更高的进入门槛和运营风险。弥合这一差距，需要超越传统融资模式，针对不同类型市场主体实施差异化的风险分担安排。为此，建议采取以混合金融为核心的融资

策略，通过公共资金、发展性资金与市场化资本的功能互补，系统性降低私营资本，特别是中小企业参与农村电气化项目的门槛和风险。具体工具可包括以下几个方面。

（1）善用公共与优惠资金，降低初期资本压力。通过政府财政补贴、国际发展机构提供的优惠贷款或赠款，对项目前期的资本性支出予以支持，降低整体融资规模需求。其中，可优先将部分优惠资金定向用于支持本地中小企业承担的安装、运维和服务环节，以缓解其现金流压力。

（2）推广“基于结果的融资”，降低中小企业的绩效风险。将部分公共资金与发展援助资金设置为结果导向型支持，在中小企业完成既定连接数量、服务覆盖或运维指标后再行拨付，从而在不增加其前期负担的情况下，激励效率提升和服务质量改进。

（3）建立面向中小企业的风险共担与担保机制。在多边开发银行、国家开发性金融机构或专业担保机构支持下，设立专门面向中小企业的信用担保和风险共担工具，对其在设备采购、项目实施和运营阶段的融资需求提供部分担保或风险分担安排。这类机制可通过组合担保、首损吸收或项目组合担保等方式运作，有效弥补中小企业抵押能力不足的问题，降低其融资成本和违约风险。

（4）部署系统性的风险缓释工具，降低非商业风险暴露。由多边开发银行或专业机构提供政治风险保险、汇率风险对冲和长期贷款担保等工具，重点覆盖中小企业难以自行应对的宏观和制度性风险，从而提升其在不稳定环境下持续运营的能力。

（5）拓展绿色与气候金融渠道，形成长期资金来源。将离网和分布式能源项目与减缓气候变化目标相结合，积极对接绿色债券、碳信用机制和各类气候基金，并通过平台化运作方式，使中小企业能够以项目组合形式间接进入相关融资渠道，避免单个项目规模过小而被排除在外。

在此基础上，建议引入“先驱投资者”激励机制，以增强市场主体在早期阶段承担风险的长期预期。对于率先参与并成功实施基础电力普及阶段项目的企业，尤其是深度参与“最后一公里”建设的中小企业，可通过制度性安排，赋予其在同一区域后续更高价值能源项目（如产业供电、园区开发或并网电站）中的优先参与权或竞标加分。这种机制有助于将一次性、低回报的初期投入转化为可预期的长期发展机会，从而形成激励中小企业持续参与农村电气化建设的正向循环。

6.4 优先推动本地能力建设与产业链培育

外部援助和投资的可持续性，最终取决于本地产业生态的形成。任何电气化战略都必须将本地能力建设作为核心组成部分，而非事后附加。因此，任何电气化战略都必须

将本地能力建设置于核心位置，并通过政府主导的制度性安排加以推进，而非依赖零散、短期的企业培训或事后补偿机制。

（1）建议采取“全球采购”与“本地增值”相结合的务实策略，并由非洲国家政府在其中发挥统筹与引导作用。一方面，应充分认可并利用成熟国际供应链的比较优势，在光伏组件、逆变器、储能电池等技术和资本密集型核心部件领域，鼓励采用来自具备先进制造能力国家的优质产品，以确保项目在起步阶段即具备可靠性、稳定性和成本效率。这是在资源和时间约束下快速推进大规模电气化的现实选择。

（2）政策重点应聚焦于下游服务环节和技能密集型领域的本地能力培育。在这一过程中，政府应作为能力建设的组织者和协调者，统筹规划本地人才培养路径，并将其与实际产业需求和就业岗位直接挂钩。具体而言，可由政府相关部门牵头，联合职业技术院校和行业主管机构，制定标准化的培训大纲和资格认证体系；国际合作伙伴和企业则主要负责提供课程内容、技术教材和实操规范，确保培训与国际技术标准和实际运维需求保持一致。

（3）应通过政策或项目条款，要求参与电气化项目的企业提供定向岗位或实习机会，将培训合格人员直接吸纳至本地化的安装、运维、计费管理和技术服务岗位中。通过“政府组织培训—合作方提供教材—企业提供岗位”的分工模式，逐步形成从技能培养到稳定就业的完整闭环，避免出现“培训结束即流失”的常见问题。

（4）应将本地化服务与运维体系建设纳入国际合作项目的制度安排。具体可在项目招标和合作协议中明确要求国际合作伙伴建立本地技术服务与运维中心，并支持本地中小企业参与销售分销、安装调试以及支架、线缆等基础配套件的组装与供应，推动形成以服务和运维为核心的本地能源产业网络。这样既有助于发挥全球专业分工的技术和成本优势，也有助于非洲国家在政府引导下逐步培育可持续创造就业、具备自我发展能力的本地能源服务生态。

6.5 增强社区参与与社会普惠性

为确保电气化项目能够真正转化为可持续的发展成果，必须从项目设计的源头就系统性嵌入社区参与和社会普惠性原则。这要求项目开发者和政策制定者超越单纯“送电到户”的技术目标，将重点放在通过能源供给改善公共服务、增强生产能力和提升社区整体福祉上，实现从“供电”向“赋能社区”的转变。

（1）建立强制性的社区需求评估机制。在项目规划阶段，要求所有电气化项目必须开展系统化的社区需求评估，并通过公开、可记录的方式与社区成员、基层组织和地方政府进行充分沟通。评估内容应不仅涵盖居民基本生活用电需求，还应重点识别学校、医疗机构、供水与灌溉设施等公共服务设施的用能缺口，以及农业和小商业等生产性用能需求，确保项目设计能够回应社区的真实发展优先事项。

（2）优先保障公共服务设施用电，并协同推进生产性能源应用。在能源配置和系统设计中，应明确将公共服务设施用电置于优先位置，重点支持农业灌溉系统、学校照明与信息化设备、基层医疗机构的医疗设备和冷链设施等关键场景，以最大化电气化项目的社会效益和公共价值。在此基础上，再同步推进农业加工、商业冷藏、小型制造等生产性能源应用，形成以公共服务改善为基础、以经济增收为延伸的用能结构，增强社区对项目的整体获得感。

（3）建立制度化的惠益分享与共同参与机制。通过制度设计，引导社区以多种方式参与项目并分享收益，例如通过土地或资源入股、参与日常运营管理，或设立社区发展基金分享项目收益。相关收益可优先用于支持公共服务设施运行、教育和医疗支出，或用于社区层面的再投资，从而确保电气化带来的经济和社会红利能够被当地居民公平享有，切实改善就业、收入和生活质量。

通过上述机制安排，社区不再仅是电力服务的被动接受者，而是成为项目设计、实施与收益分配中的重要参与方。公共服务设施优先与生产性用途协同推进，有助于增强项目的社会合法性和公共认可度，为电气化项目的长期稳定运行奠定坚实的社会基础。

参考文献

[1] IEA(2021), Tracking SDG7:The Energy Progress Report 2021. https://www.iea.org/reports/tracking-sdg7-the-energy-progress-report-2021PB-InternationalEnergyAgencyLA

[2] Deutsche Welle PY(2023),Fixing Africa's electricity woes needs more than additional power. https://www.dw.com/en/fixing-africas-electricity-woes-needs-more-than-additional-power/a-66417683PB-DeutscheWelleLA-EnglishER-RenewableCapacityStatistica,StatistiquesDeCapaciteRenouvelable,EstadisticasDeCapacidadRebovable,2024

[3] The World Bank(2024), The Energy Progress Report. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jun/IRENA_Tracking_SDG7_energy_progress_2024.pdf

[4] GOGLA (2024), Global Off-Grid Solar Market Report H2 2023. https://gogla.org/reports/semi-annual-solar-market-report/global-off-grid-solar-market-data-jan-june-2023/

[5] The World Bank,Access to electricity(% of population). https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?view=map&year=2006PB-TheWorldBankLA

[6] IEA(2022),Africa-energy-outlook-2022.https://www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2022

[7] SE for ALL(2024),State of the Global Mini-Grids Market Report 2024. https://www.seforall.org/publications/state-of-the-global-mini-grids-market-report-2024

[8] WHO(2023),Energizing health: accelerating electricity access in health-care facilities. https://www.who.int/publications/i/item/9789240066960

[9] UIS DATA BROWSER. https://databrowser.uis.unesco.org/

[10] Ember(2025). https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/?entity=Africa

[11] IRENA (2025), Renewable capacity statistics 2025.https://www.irena.org/Publications/2025/Mar/Renewable-capacity-statistics-2025

[12] “一带一路”框架下非洲主要国家可再生能源投资合作机遇与挑战 .https://www.greenbr.org.cn/cmsfiles/1/titlepic/26be17cc-5f37-4f5d-9804-2626f385ab4c.pdf

[13] UNEP, Africa Water Atlats. https://cisp.cachefly.net/assets/articles/attachments/30912_africa_water_atlas_executive_summary.pdf?utm_source

[14] HydroCoop,The potential roles of major African rivers. http://www.hydrocoop.org/african-rivers-potential-roles/

[15] ICPAC GEOPORTAL. https://geoportal.icpac.net/layers/geonode:afr_g2014_2013_0/layer_export#/

[16] IRENA, Africa renewable electricity profiles for energy modelling database: hydropower.https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Dec/IRENA_Africa_Hydropower_Database_2021.pdf

[17] IHA,A geospatial assessment of small-scale hydropower potential in Sub-Saharan Africa. https://www.hydropower.org/blog/a-geospatial-assessment-of-small-scale-hydropower-potential-in-sub-saharan-africa?utm_source

[18] IRENA and AfDB (2022), Renewable Energy Market Analysis: Africa and Its Regions, https://www.irena.org/publications/2022/Jan/Renewable-Energy-Market-Analysis-Africa

[19] GLOBAL SOLAR ATLAS.https://globalsolaratlas.info/map?c=1.274309,29.707031,4&m=site

[20] GLOBAL WIND ATLAS.https://globalwindatlas.info/zh/

[21] BGR(2016),Regional Project:Geothermal Energy EastAfrica.www.bgr.bund.de/EN/Themen/Zusammenarbeit/TechnZusammenarb/Projekte/Abgeschlossen/Afrika/2029_2016-2066-5_RegionalOstafrika_Geothermie_en.html?nn=1548118

[22] Jinko Solar Signs Agreement with China Huaneng Group for Supplying 2GW Solar Modules to Support Renewable Energy Development in Africa AU-Jinko Solar PY-2024UR. https://www.jinkosolar.com/en/site/newsdetail/2223PB-JinkoSolarLA

[23] ADREC,Key Africa Energy Statistics 2024.https://au-afrec.org/sites/default/files/2025-02/Digital%20KEY%20AFRICA%20ENERGY%20STATISTICS%20EN%20A5%20.pdf?utm_source

[24] Res4Africa,GRIDS4AFRICA. https://res4africa.org/wp-content/uploads/2023/03/Grids4Africa_Position-Paper-2.pdf

[25] IRENA, Off-grid renewable energy highlights 2024. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Dec/Off-grid_renewable_energy_highlights_2024.pdf

[26] GIZ,Nigerian Energy Support Programme (NESP). https://www.giz.de/en/projects/nigerian-energy-support-programme-nesp

[27] Africa Union,Burkina Faso's Yeleen programme. https://sdg7.africa-eu-energy-partnership.org/case-study/eib-kfw-afd-zambia/

[28] ElectriFi - The Electrification Financing Initiative. https://international-partnerships.ec.europa.eu/policies/programming/projects/electrifi-electrification-financing-initiative_en

[29] IEA,Renewable Energy Market Update - June 2023.https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june-2023

[30] U.S. Agency for International Development, Power Africa Coalesced Energy Efforts but Lacked Portfolio-Wide Risk Management and Consistent Measures of Progress. https://oig.usaid.gov/sites/default/files/2019-03/4-698-19-001-P.pdf

[31] The european union global technical assistance facility for sustainable energy,Nigerian market report-May 2024.https://www.ruralelec.org/wp-content/uploads/2024/05/GT081-Nigeria-Market-Report-17052024-1.pdf?utm_source

[32] RES4 Africa Foundation(2021), A review of electricity policy and regulatory frameworks in Africa.https://res4africa.org/wp-content/uploads/2023/06/A-review-of-electricity-policy-and-regulatory-frameoworks-in-Africa.pdf?utm_source

[33] Africa-EU Energy Partnership(AEEP)(2025), AEEP Energy Talks Spotlight – Advancing Rural Electrification in Africa: Scaling Up Regulatory Best Practices to Accelerate Progress in Off-Grid Electrification.https://africa-eu-energy-partnership.org/publications/aeep-energy-talks-spotlight-advancing-rural-electrification-in-africa-scaling-up-regulatory-best-practices-to-accelerate-progress-in-off-grid-electrification/?utm_source

[34] The World Bank(2024),Off-Grid Solar Market Trends Report 2024: Outlook. https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/2024-Off-Grid-Solar-Market-Trends-Report.pdf

[35] Power for All(2020), Powering Jobs Census 2019:The Energy Access Workforce. https://www.powerforall.org/resources/reports-and-research/powering-jobs-census-2019-the-energy-access-workforce/

[36] UNDP(2012), Towards an 'Energy Plus' Approach for the Poor:Areview of good practices and lessons learned from Asia and the Pacific.https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/publications/-Energy-Plus-Approach-for-the-Poor.pdf

[37] OECD(2023), Africa's Development Dynamics 2023:Investing in Sustainable Development.https://www.oecd.org/en/publications/africa-s-development-dynamics-2023_3269532b-en.html

[38] International Monetary Fund(2023),Regional Economic Outlook: Sub-Saharan Africa. https://www.imf.org/-/media/files/publications/reo/afr/2023/april/english/text.pdf

[39] IEA(2023), Financing Clean Energy in Africa.https://www.iea.org/reports/financing-clean-energy-in-africa

[40] The World Bank(2019), Mini Grids for Half a Billion People:Market Outlook and Handbook for Decision Makers.https://www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/mini-grids-for-half-a-billion-people

[41] Sustainable Energy for All(SE for ALL)(2020), The State of the Global Mini-Grids Market Report2020.https://www.seforall.org/publications/the-state-of-the-global-mini-grids-market-report-2020

[42] IRENA(2023), Off-grid renewable energy solutions:Global and regional status and trends.https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jul/IRENA_Off-grid_RE_Solutions_2018.pdf

[43] vanderVeen,A.W.,Alstone,P.,&vanderZwaan,B.(2021).Areviewofthetechnicalandinstitutionalcausesofsolarphotovoltaicsystemunderperformanceandfailureinsub-SaharanAfrica. Renewable and Sustainable Energy Reviews,151,111545.(https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111545

[44] UNESCO(2021), UNESCO Science Report:The race a gainst time for smarter development,p.488.Paris.(https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000377433

[45] IRENA(2022), RenewableEnergyOutlook:Africa.https://www.irena.org/Publications/2022/Jun/Renewable-Energy-Outlook-Africa

排版印制 / 136 7111 7637
mirodesign
米罗空间品牌设计





北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY

2026年1月