



**中国环境与发展国际合作委员会
专题政策研究报告**

**“一带一路” 助推可持续发展进程
创新机制**

中国环境与发展国际合作委员会

2023 年 7 月

专题政策研究项目组成员

(中外组长、成员、支持专家及协调员姓名、单位、职务/职称)

中外组长*:

郭敬	中方组长、“一带一路”绿色发展国际联盟理事长
凯文	外方组长、波士顿大学教授，波士顿大学全球发展政策中心主任
张建宇	中方副组长、“一带一路”绿色发展国际联盟咨询委员会国际协调员、“一带一路”绿色发展国际研究院执行院长

中外成员*:

Cecilia Han Springer	波士顿大学全球发展政策中心能源气候专家
Tsitsi Musasike	南部非洲开发银行高级能源专家
张志强	国家应对气候变化战略研究和国际合作中心对外合作交流部主任
陶冶	国家发展和改革委员会能源研究所可再生能源发展中心副主任、副研究员
李彦	国家应对气候变化战略研究和国际合作中心对外合作交流部副主任
庞骁	生态环境部对外合作与交流中心副主任专家、高级工程师
李东雅	国家发展和改革委员会能源研究所国际能源合作中心助理研究员
张孟岩	国家应对气候变化战略研究和国际合作中心对外合作交流部研究助理
张敏	生态环境部对外合作与交流中心副室主任、高级工程师
于晓龙	生态环境部对外合作与交流中心高级项目主管、工程师
黎祉君	生态环境部对外合作与交流中心实习生

协调员:

蓝艳	生态环境部对外合作与交流中心副处长、高级工程师，中方协调员
朱琳	波士顿大学全球发展政策中心研究员，外方协调员

顾问:

周国梅	生态环境部国际合作司司长
张玉军	生态环境部对外合作与交流中心主任
李忠	国家发展和改革委员会能源研究所副所长
谢飞	财政部政府和社会资本合作中心首席技术顾问
索尔海姆	世界资源研究所高级顾问、联合国前副秘书长
张洁清	自然资源保护协会北京代表处首席代表

* 本专题政策研究项目组联合组长、成员以其个人身份参加研究工作，不代表其所在单位，亦不代表国合会观点。

龙 迪	欧洲环保协会亚洲区主任兼北京代表处首席代表
雷红鹏	儿童投资基金会（英国）全球气候项目主任
郭慎宇	洛克菲勒兄弟基金会北京代表处首席代表
吴思缙	红杉气候基金会总裁
邹 骥	能源基金会首席执行官兼中国区总裁
Kuda Ndhlukula	南部非洲发展共同体可再生能源与能源效率中心执行主任
Timothy Afful-Koomson	非洲开发银行首席气候融资官
René Gomez-Garcia	拉丁美洲开发银行高级主管
Maria E. Netto	泛美开发银行金融市场主管与气候变化专家
Paulo Esteves	巴西金砖国家政策中心项目协调员
Amar Bhattacharya	布鲁金斯学会高级研究员
Jari Vayrynen	世界银行项目组长
Farid Ahmed Khan	伊斯兰开发银行国别业务经理
Diah Asri	印度尼西亚大学气候变化研究中心研究员
Christoph Nedophil	复旦大学泛海国际金融学院绿色金融与发展中心主任
Régis Marodon	法国开发署可持续金融高级顾问
Stephany Griffith Jones	哥伦比亚大学教授
Chris Humphrey	英国海外发展研究院助理研究员
Joe Thwaites	世界资源研究所助理研究员
Bernice von Bronkhorst	世界银行气候变化全球主管
Jeffrey Sachs	哥伦比亚大学
Jennifer Turner	威尔逊中心中国环境论坛
Yunnan Chen	英国海外发展研究院
Shuang Liu	世界资源研究所
Rogério Studart	世界资源研究所拉丁美洲前气候资源主管
Samantha Attridge	英国海外发展研究院
Wei Shen	英国萨塞克斯大学
Daniel Kammen	加州大学伯克利分校
Joanna I. Lewis	乔治城大学沃尔什外交学院

执行摘要

2021年9月21日，在第七十六届联合国大会一般性辩论上，中国国家主席习近平宣布，将大力支持发展中国家能源绿色低碳发展，不再新建境外煤电项目。此后，**可再生能源已成为推进共建“一带一路”绿色发展的关键领域**。2023年是“一带一路”倡议提出十周年，“一带一路”绿色发展领域合作面临重大机遇。

在前几期研究的基础上，本报告将回顾和总结中国发展可再生能源过程中的政策与实践经验，梳理探讨共建“一带一路”重点地区的可再生能源合作基础与启示，提出“一带一路”绿色低碳发展可持续融资的最佳实践与合作需求，进而对“一带一路”绿色发展领域整体合作机制进行梳理，并综合提出相关政策建议。

报告第一章从绿色发展领域合作机制角度梳理了共建“一带一路”绿色发展领域合作的进展、需求与前景展望，并从绿色金融角度分析了共建“一带一路”可再生能源项目的趋势与面临的挑战，认为在中国资金支持下，亚太和欧洲的太阳能和风能累计产能从2010年开始几乎呈线性增长，但仍存在大量融资缺口。从融资角度，“一带一路”可再生能源合作项目容易出现**开发前期条件不足**的问题，如缺乏当地的环境评估、金融建模、市场研究等评估内容。同时，有关项目还可能遇到**缺少早期开发阶段的预可行性资金、缺乏电网等输电基础设施、开发商难以签署承购协议**等挑战。

报告第二章从**合作政策**角度识别出东南亚、中亚、非洲、拉美等重点区域内国家发展可再生能源的政策目标、实际基础、面临障碍与需求，并通过总结回顾中国可再生能源政策演进路径，梳理了中国可再生能源发展的**总量目标政策、财税金融政策、固定电价政策、保障性收购政策**等政策工具，以及“渔光互补”“农光互补”“光伏治沙”等**光伏+等创新应用场景**，强调**开发性金融**在扩大可再生能源的生产和安装方面的重要作用。本章还总结提出了**强化目标引导、优化补贴政策、简化准入程序、改善投资环境、多渠道优化消纳、加强国际合作**等可再生能源政策经验，并针对中亚、非洲和拉美等地区提出了针对性合作建议。

报告提出了以下政策建议：

一、加强“一带一路”可再生能源投融资机制创新，推动建立可再生能源项目支持体系。

一是建立项目预可行性研发基金，为预可行性研究和项目准备阶段成本提供资金支持。可参考中国可再生能源发展高效的决策机制，提升“一带一路”绿色项目资金使用效率，有效填补发展中国家资金缺口。**二是建立可供可再生能源开发商访问的预可行性融资选项数据库**，以帮助各方获取信息、适配资源，最大限度地提升共建“一带一路”国家有关项目融资能力。**积极向库内项目提供可再生能源融资组合**，可包括

融资+设计、采购、施工（EPC+F）、国际金融机构转贷、主权财富基金、“一带一路”可再生能源债券、国际开发基金、境外产业基金、国际银团贷款等多样化融资支持。三是依托现有国际合作平台推动可再生能源投资对接，制定区域合作战略政策与行动计划；推动形成国际参与及互认的“一带一路”可再生能源合作标准、规范和指南；加强数字化赋能绿色发展；为“一带一路”沿线新兴可再生能源市场提供技术援助和能力建设合作，培训更多的中小型可再生能源开发商，提升沿线国家接受投资能力。推动“一带一路”沿线国家行业组织和利益相关方多元对接，建立绿色转型专业合作网络。

二、加强“一带一路”绿色发展各领域合作机制间的协同增效，推动建立有利于“一带一路”绿色领域合作的政策环境。

一是加强“一带一路”合作既有平台在绿色发展重点领域的纵向统筹与横向协调。针对跨部门合作的重点领域，尝试利用国家“一带一路”建设总体协调机制，加强重点领域的沟通及交流频次，统筹推动“一带一路”绿色发展各领域合作，构建主体丰富的合作网络。二是改进“一带一路”海外绿色发展领域合作项目开发的政策环境。推进海外投资审批制度改革，形成有利于绿色项目的新的差异化审批制度，将企业绿色能源投资纳入企业绩效体系，并适当放宽绿色能源海外投资的业绩要求；建立“一带一路”气候投融资与绿色信贷体系，适当降低低碳投资项目融资成本；鼓励金融监管机构采取政策激励绿色金融发展。

三、开展“一带一路”创新性项目示范，支持为共建“一带一路”国家提供量身定制的可持续发展解决方案。

一是利用现有合作平台统筹各方资源，打造可再生能源等领域的“一带一路”绿色合作示范项目。结合高效的跨部门协调机制与金融机构的绿色投融资渠道，为示范项目的规划、设计、融资、落地提供全过程的支持，形成对沿线国家有影响力和辐射效应的示范项目，撬动当地绿色配套政策制定与本土化绿色产业的发展。二是探索开展“光伏+”等创新应用场景的示范合作，探索符合发展中国家特点的光伏项目盈利模式。支持“光伏+”项目的前期可行性研究与建设运营，在共建国家开展光伏+农业、光伏+养殖业、光伏+工业园区等复合型可再生能源项目的示范试点。针对发展中国家电费收取困难等能源项目普遍面临的挑战，积极探索通过光伏配套产业盈利等创新盈利模式，加强可再生能源项目的普及推广。

.....

关键词：“一带一路”，绿色发展，可再生能源，绿色金融

目 录

引言.....	1
一、“一带一路”绿色低碳发展可持续融资的最佳实践与需求.....	1
(一) “一带一路”绿色低碳发展国际合作机制的发展.....	1
1. 生态环境双边合作机制稳定高效发展	1
2. 绿色低碳领域多边合作机制促进多元沟通交流	2
(二) “一带一路”沿线国家绿色能源投资现状.....	2
1. 绿色能源投融资	2
2. 中国海外绿色能源投资	3
3. 中国太阳能和风能海外融资	3
4. 未来投融资需求	6
5. “一带一路”绿色能源投融资项目管理需求	7
(三) 促进“一带一路”能源项目绿色低碳发展的创新融资机制	8
1. 可再生能源项目开发生命周期	8
2. 发展中国家绿色低碳带路能源项目所面临的融资挑战	9
二、共建“一带一路”国家可再生能源发展政策、需求与模式创新	12
(一) 共建“一带一路”重点地区可再生能源发展政策目标、实践基础与需求识别.....	12
1. 东南亚地区可再生能源发展政策目标、实践基础与需求识别	13
(1) 东南亚地区主要国家可再生能源发展政策目标	13
(2) 东南亚地区主要国家可再生能源发展实践基础	14
(3) 东南亚地区主要国家可再生能源发展需求识别	14
2. 中亚地区可再生能源发展政策目标、实践基础与需求识别	15
(1) 中亚地区主要国家可再生能源发展政策目标	15
(2) 中亚地区主要国家可再生能源发展实践基础	15
(3) 中亚地区主要国家可再生能源发展需求识别	16
3. 非洲地区可再生能源发展政策目标、实践基础与需求识别	16
(1) 非洲地区主要国家可再生能源发展政策目标	16
(2) 非洲地区主要国家可再生能源发展实践基础	17
(3) 非洲地区主要国家可再生能源发展需求识别	17
4. 拉美地区可再生能源发展政策目标、实践基础与需求识别	18
(1) 拉美地区主要国家可再生能源发展政策目标	18
(2) 拉美地区主要国家可再生能源发展实践基础	18
(3) 拉美地区主要国家可再生能源发展需求识别	20
(二) 中国可再生能源发展政策演进、模式创新.....	20
1. 中国可再生能源发展政策演进	21
(1) 早期技术开发阶段	21
(2) 规模化发展阶段	22
(3) 全球化发展阶段	23
2. 中国可再生能源发展政策工具	24
(1) 总量目标政策	24

(2) 财税金融政策.....	26
(3) 固定电价政策.....	26
(4) 保障性收购政策.....	26
3. 积极探索可再生能源的复合开发利用模式.....	26
(1) 光伏发电+渔业.....	27
(2) 光伏发电+农业.....	28
(3) 光伏+畜牧养殖.....	28
(4) 光伏治沙.....	29
4. 中国“多效协同”创新可再生能源发展模式.....	29
(三) 中国可再生能源发展经验对共建“一带一路”国家的启示.....	30
1. 中国可再生能源发展经验.....	30
2. 针对共建“一带一路”国家可再生能源发展的共性建议.....	31
3. 针对部分共建“一带一路”国家或地区可再生能源合作的差异化建议.....	32
(1) 面向中亚地区的国际合作.....	32
(2) 面向非洲和拉美地区的国际合作.....	33
三、“一带一路”助推可持续发展进程创新机制的政策建议.....	34
(一) 加强“一带一路”可再生能源投融资机制创新，推动建立可再生能源项目支持体系.....	34
(二) 加强“一带一路”绿色发展各领域合作机制间的协同增效，推动建立有利于“一带一路”绿色领域合作的政策环境.....	34
(三) 开展“一带一路”创新性项目示范，支持为共建“一带一路”国家提供量身定制的可持续发展解决方案.....	35
附录 A：“一带一路”主要共建及沿线国家最新 NDC 文件中承诺温室气体减排及可再生能源发展目标	37
附录 B：部分可为可再生能源项目提供预可行性融资的资金机制.....	52

引言

2023 年是“一带一路”倡议提出十周年，“一带一路”绿色发展合作将步入新的阶段，面临重大机遇。同时，全球应对气候变化、能源安全、生态环境保护等方面挑战交织叠加，“一带一路”助推可持续发展的进程需要更多机制性创新。随着应对气候变化成为国际共识，叠加地缘政治冲突造成的能源安全风险，越来越多的国家选择发展自身可再生能源产业，以更加低碳、安全、可持续的方式保证自身的能源供给。共建“一带一路”国家多数为发展中国家，在新冠疫情造成全球范围内的经济低迷背景下，推进绿色低碳的可再生能源领域的经贸、技术和投资合作，是促进共建“一带一路”国家经济复苏、帮助中低收入国家摆脱经济困境、改善共建“一带一路”国家和地区的营商环境、加强共建国家经贸和外交联系的不二选择。

2021 年 9 月 21 日，在第七十六届联合国大会一般性辩论上，中国国家主席习近平宣布，将大力支持发展中国家能源绿色低碳发展，不再新建境外煤电项目。可再生能源成为绿色丝绸之路建设的关键领域。在前几期研究的基础上，本报告将重点对“一带一路”可再生能源合作进行探讨，梳理提出“一带一路”绿色低碳发展可持续融资的最佳实践与合作需求，进而对“一带一路”绿色发展领域整体合作机制进行梳理，并综合提出相关政策建议。

一、“一带一路”绿色低碳发展可持续融资的最佳实践与需求

（一）“一带一路”绿色低碳发展国际合作机制的发展

作为全球生态文明建设的重要建设者、参与者、引领者，中国与共建“一带一路”国家在生态环境保护、绿色低碳发展等领域建立了稳定的国际合作机制。依托多级别对话及沟通机制，中国与“一带一路”沿线主要国家、区域组织之间建立了稳定、务实的双边合作机制，并呈现多层次、宽领域的特点。与此同时，多边机制作为全球应对气候变化国际合作的最佳方案，在绿色“一带一路”建设中引入多元主体、提供多元视角、发出多元声音，为共建国家沟通合作提供平台。此外，次区域生态环境机制正在逐步成为加强周边邻国之间的对话、拓宽区域沟通渠道的重要合作机制，在协同推进流域治理、生态恢复与生物多样性保护方面发挥独特作用。

1. 生态环境双边合作机制稳定高效发展

目前，中国与共建国家及区域组织间建立了稳定、务实的双边合作机制，呈现多层次、

宽领域的特点，互为支撑、共同保障共建国家生态环境合作稳定发展。建立了中国-东盟环境合作论坛、东盟-中日韩环境部长会议等部长级定期会晤机制，为政策协调与信息互通提供直接渠道；与重点区域及合作国家建立如中国-东盟环境保护合作中心（CAEC）、中国-上海合作组织环境保护合作中心（CSEC）、中非环境合作中心（CAECC）等合作机构，支持开展多领域环境保护活动；中国—中东欧国家环保合作机制及中国—太平洋岛国经济发展合作论坛通过项目合作、能力建设等方式为中国与该区域绿色低碳务实合作提供平台；与发展中国家开展应对气候变化南南合作，提升减缓及适应气候变化能力。各类双边机制在生态环境保护具体议题上根据不同合作方的需求各有侧重。

2. 绿色低碳领域多边合作机制促进多元沟通交流

中国与共建“一带一路”国家建立的多边合作机制日新月异，既包含全领域、宽主题的合作平台，也包括聚焦绿色投融资、绿色技术等专业领域的合作机制，为“一带一路”绿色低碳发展引入多元声音。例如，由习近平主席倡议成立的“一带一路”绿色发展国际联盟，是绿色“一带一路”框架下首个国际性环保社会团体，吸引了来自 40 多个国家的 150 多个合作伙伴，推动了共建“一带一路”领域政策对接、交流对话、能力建设、技术交流等一系列务实合作，已经成为国际性、机制性的环境合作平台；“一带一路”绿色投资原则（GIP）已获得共建国家和发达经济体 44 家金融机构参与；绿色丝路使者计划、“一带一路”应对气候变化南南合作计划为 120 多个共建“一带一路”国家培训 2000 余人次气候领域人才。

（二）“一带一路”沿线国家绿色能源投资现状

1. 绿色能源投融资

2022 年，全球低碳能源投资首次达到与化石燃料相同的水平，为 1.1 万亿美元。投资大部分流向了可再生能源（4950 亿美元），其次是电气化交通（4660 亿美元）¹。尽管取得了进展，但要实现将全球升温限制与《巴黎协定》目标保持一致，仍需大幅增加投资，特别是在“一带一路”沿线的中低收入国家。然而，这些国家往往国内投资不足，因此依赖国际金融支持。

中国金融机构在提供跨境绿色能源投资方面发挥了关键作用。鉴于各国对绿色投资的需求日益增长，而多边开发银行的作用日渐式微，中国可发挥经验和技术优势，引领全球可持续发展，不断加大对各国能源、交通和供热系统向低碳转型的支持。这与“一带一路”绿色发展的方向一致，也能为中国可再生能源产业带来经济效益。

¹ BloombergNEF. 'Global Low-Carbon Energy Technology Investment Surges Past \$1 Trillion for the First Time'. 2023. 2022-10-01. <https://about.bnef.com/blog/global-low-carbon-energy-technology-investment-surges-past-1-trillion-for-the-first-time/>.

2. 中国海外绿色能源投资

共建“一带一路”成为深受欢迎的国际公共产品和国际合作平台，“绿色能源”是“一带一路”绿色发展合作的重点领域。有数据显示，从 2000-2021 年，中国为海外能源项目提供了 2350 亿美元的开发性融资，超过了多边开发银行同期提供的金额²。2022 年，“一带一路”投融资总额为 678 亿美元，其中超过 1/3（241 亿美元）用于电力、运输和供热部门³。过去数十年，中国企业在能源领域完成了数百笔对外直接投资交易，包括绿地投资（建设新电厂）和并购（收购已有电厂或公司的股份）。

从全球来看，与传统能源相比，中国对可再生能源的融资供给相对较低，这与风险预期较高、对太阳能和风能的需求有限有关。对风险的担忧导致融资成本升高。然而，随着国际政策格局的变化、对气候变化认识的加强以及光伏成本大幅下降，越来越多的接受国要求提供绿色投融资。

中国近年来已经成为可再生能源的重要国际投资方，与 100 多个国家达成了发展低碳发电的协议。可再生能源投融资在“一带一路”相关金融承诺总额中所占份额稳步上升。虽然不同信息来源的数据差异较大，但 2022 年中国金融机构在海外可再生能源领域的投资大致为 60 亿美元⁴⁵⁶⁷。

通过基础设施投资加强互联互通是“一带一路”倡议的重点之一。中国的发展金融机构已经为电网建设与升级和输配电基础设施项目提供了 150 亿美元贷款。此外，中国的发展金融机构向海外能源效率项目提供的贷款也已达到 5.5 亿美元。现代化智能电网基础设施对推动发展中国家可再生能源整合，提升供电可靠性起到不可或缺的作用。除了可再生能源发电，中国还增加了对电池储能的投资。2022 年，中国在匈牙利、德国和美国成功建成了储能项目。

3. 中国太阳能和风能海外融资

中国对海外太阳能和风能项目的支持形式多样。中国企业曾主要作为设备供应商和工

² Boston University Global Development Policy Center. 'China's Global Energy Finance Database'. 2023-03-01. <http://www.bu.edu/cgef>.

³ Nedopil, Christoph. 'China Belt and Road Initiative (BRI) Investment Report 2022'. Green Finance & Development Center. 2023-03-16. <https://greenfdc.org/china-belt-and-road-initiative-bri-investment-report-2022/>.

⁴ Nedopil, Christoph. 'China Belt and Road Initiative (BRI) Investment Report 2022'. Green Finance & Development Center. 2023-03-16. <https://greenfdc.org/china-belt-and-road-initiative-bri-investment-report-2022/>.

⁵ Chen, Xu, Zhongshu Li, Kevin P. Gallagher, and Denise L. Mauzerall. 2021. 'Financing Carbon Lock-in in Developing Countries: Bilateral Financing for Power Generation Technologies from China, Japan, and the United States'. *Applied Energy* 300 (October): 117318. 2023-03-17. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117318>.

⁶ Liu, Haiyue, Yile Wang, Jie Jiang, and Peng Wu. 2020. 'How Green Is the "Belt and Road Initiative"? – Evidence from Chinese OFDI in the Energy Sector'. *Energy Policy* 145 (October): 111709. 2023-03-17. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111709>.

⁷ Zhao, Laijun, Jieyu Liu, Deqiang Li, Yong Yang, Chenchen Wang, and Jian Xue. 2022. 'China's Green Energy Investment Risks in Countries along the Belt and Road'. *Journal of Cleaner Production* 380 (December): 134938. 2023-03-17. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134938>.

程承包商参与有关项目。但近年来，中国企业越来越多参与提供对外直接投资，包括绿地投资和并购等方式。国家开发银行和中国进出口银行这两家中国政策性银行，以及中国各大商业银行，也为有关项目提供贷款、担保、承保和赠款。

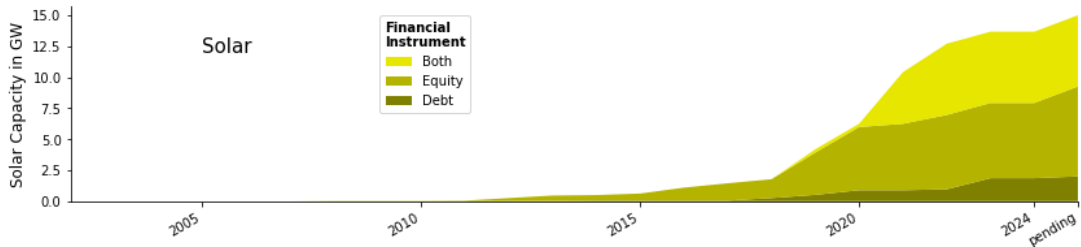


图 1-1a 中方投资的太阳能项目累计产能

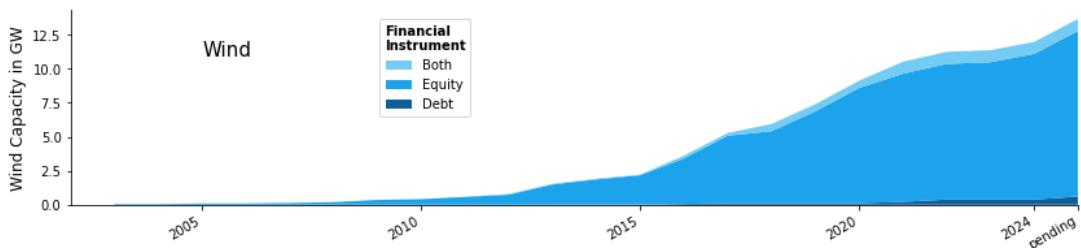


图 1-1b 中方投资的风能项目累计产能

近年来，由中国出资的可再生能源项目大幅增加，总计 25.3 吉瓦。如图 1-1 所示，风能产能可在 2015 年左右开始增长，太阳能产能可在 2018 年开始增长。图中数据包括商业银行、两家政策性银行的债权，以及对外直接投资。其中，6.2 吉瓦是通过贷款融资的，商业银行 5.5 吉瓦，两家政策性银行 0.7 吉瓦；还有 22.7 吉瓦为私营公司融资的股权（数据来自世界资源研究所的中国海外金融数据库⁸及波士顿大学的中国全球能源数据库⁹）。两种融资形式有 3.5 吉瓦重合，代表的是外国直接投资和贷款共同出资的项目数据。太阳能项目占 12.1 吉瓦，风能项目占 13.1 吉瓦。2020 年前，太阳能项目主要通过债权或股权融资，之后大多数项目会同时获取两种融资形式。40% 的太阳能项目为债权融资，83% 通过股权融资，两种形式之间有 23% 的相对较大重叠；而风能项目只有 9% 为债权融资，95% 为股权融资，重叠部分要低得多，仅有 4%。

相对于中方机构的融资承诺，多边开发银行资助了总产能为 39.1 吉瓦的可再生能源项目，其中风能和太阳能约各占一半。因此，相较于中方机构，多边开发银行提供融资的

⁸ Zhao Laijun, Jieyu Liu, Deqiang Li, Yong Yang, Chenchen Wang, and Jian Xue. 2022. 'China's Green Energy Investment Risks in Countries along the Belt and Road'. Journal of Cleaner Production 380 (December): 134938. 2023-03-17. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134938>.
⁹ Boston University Global Development Policy Center. 2022. 'China's Global Power Database'. 2023-03-17. <https://www.bu.edu/cgp/>.

可再生能源产能更大，其中太阳能产能比中方机构高出 7.4 吉瓦，风能高出 6.4 吉瓦¹⁰。

多边开发银行在全球支持了约 241 吉瓦的能源产能（含运营和管线，数据截至 2020 年）。不过多边开发银行对电力部门的总融资承诺在 2010 年就达到了顶峰。自 2010 年以来，中方融资大幅增长。中方金融机构目前为电力项目的顶级融资提供商之一，运营和管线项目装机容量达 151 吉瓦。就构成而言，多边开发银行对可再生能源的融资承诺约占总发电量增量的 18%；来自中方银行机构和投资者的融资占比仅为 6%，虽然这一数字仍在增长。

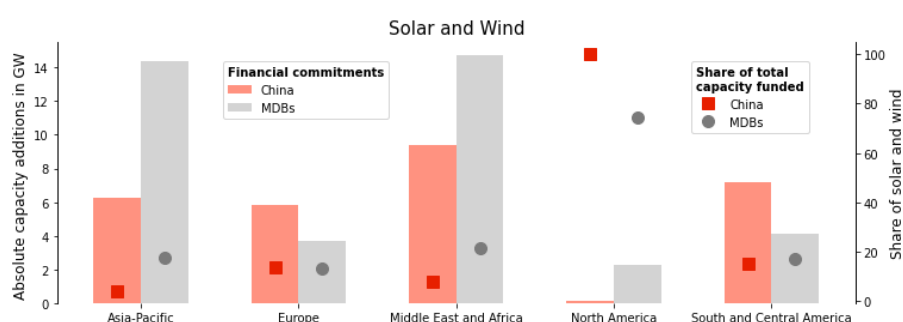


图 1-2 各地区太阳能和风能发电量的融资承诺以及中国或多边开发银行在各地区资助的总发电量中所占份额

尽管各地区之间的投资总额差异很大，中方金融机构和多边开发银行融资承诺的地区分布呈现出相似模式。据图 1-2 所示，中方和多边开发银行的大部分融资都流向了中东和非洲的太阳能和风能项目，而流向北美的金额最少。多边开发银行在亚太地区的参与程度要高得多，而中方机构在欧洲、南美和中美洲支持的可再生能源产能比多边开发银行更多。

图 1-2 还显示了由中国或多边开发银行出资的太阳能和风能项目在各地区新增总发电量中所占份额。在亚太地区，中国提供贷款或股权投资增加的总产能中，仅 4% 为太阳能或风能项目。除北美地区外，多边开发银行在风能和太阳能项目中的投资占比在其他所有地区均高于中国。

中方投资在各地区的太阳能和风能项目间投资占比差别较大。在中东和非洲地区，由于阿联酋的大型太阳能项目等因素，中方投资太阳能发电量比风能发电量大出 104 倍，与该地区丰富的太阳辐射一致。在其他所有地区，中方机构投资的风能项目发电量均大于太阳能项目发电量。

¹⁰ Sauer, Jürgen Michael Thomas, Laura Díaz Anadón, Julian Kirchherr, Judith Plummer Braeckman, and Vera Schulhof. 2022. 'Chinese and Multilateral Development Finance in the Power Sector'. *Global Environmental Change* 75 (July): 102553. 2023-03-17. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2022.102553>.

表 1-1 中国提供融资风能和太阳能发电量最大的国家

地区	主要国家	产能/ MW	地区	主要国家	产能/ MW
亚太	澳大利亚	4504	北美	加拿大	81
	巴基斯坦	848		美国	55
	孟加拉国	420	南美/拉美	巴西	3587
欧洲	英国	1304		墨西哥	1460
	西班牙	703		阿根廷	951
	瑞典	644			
中东及非洲	阿联酋	7461			
	埃塞俄比亚	375			
	南非	321			

中国在各地区投资最多的国家如表 1-1 所示。亚太、中东和非洲地区的投资集中在单个国家，如阿联酋。相对而言，中国的投资在非洲占比较低。

按时间轴来看区域投资，在中国资金支持下，亚太和欧洲的太阳能和风能累计产能从 2010 年开始几乎呈线性增长。中东和非洲以及南美和中美洲的项目自 2015 年起出现快速的指数级增长。2020 年以来，所有地区的新增产能都有所下降。根据现有融资承诺，预计 2024 年将增加产能，大部分产能将流向中东和非洲以及南美和中美洲^{11、12}。

4. 未来投融资需求

要在 2050 年实现全球净零排放，每年全球绿色能源投资要从 2022 年的 1.38 万亿美元增加到 4 万亿美元左右¹³。这就意味着各国计划的能源投资需增加 30%，要从化石能源转向绿色能源。因此，目前仍存在巨大的投资缺口，特别是对于低收入国家，其中许多国家是“一带一路”参与国。

另一种对投资缺口进行量化的方法就是对各国现有投资水平和实现国家自主贡献所需的投资进行对比。全球发展中国家可再生能源投资总需求约为 1 万亿美元（671 GW），其中“一带一路”参与国约为 4690 亿美元¹⁴。

绿色投资的缺口为中国展现在全球可持续发展领域的领导力提供了独特的机遇。中方

¹¹ Zhao, Laijun, Jieyu Liu, Deqiang Li, Yong Yang, Chenchen Wang, and Jian Xue. 2022. 'China's Green Energy Investment Risks in Countries along the Belt and Road'. Journal of Cleaner Production 380 (December): 134938. 2023-03-27. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134938>.

¹² Boston University Global Development Policy Center. 2022. 'China's Global Power Database'. 2023-03-17. <https://www.bu.edu/cgp/>.

¹³ BloombergNEF. 2023. 'Global Low-Carbon Energy Technology Investment Surges Past \$1 Trillion for the First Time'. 2023-03-27. <https://about.bnef.com/blog/global-low-carbon-energy-technology-investment-surges-past-1-trillion-for-the-first-time/>.

¹⁴ Cabré, Miquel Muñoz, Kevin P. Gallagher, and Zhongshu Li. 2018. 'Renewable Energy: The Trillion Dollar Opportunity for Chinese Overseas Investment'. China & World Economy, 26 (6): 27–49. 2023-03-27. <https://doi.org/10.1111/cwe.12260>.

金融机构可以为共建国家提供绿色投资以满足各国不断增长的需求，同时可以积极开发绿色低碳的基础设施。此类绿色投资或可减少数亿吨的二氧化碳排放当量。

此外，中国可为共建国家在绿色低碳领域的研发、设备和基础设施建设提供投融资。绿色交通、绿色建筑和可再生能源技术对资金的需求十分紧迫。高水平的前期投资是加速部署太阳能和风能等低碳技术的关键。如要实现 2050 年净零排放，全球太阳能投资需从每年 1150 亿美元增加到 2370 亿美元，而风能（陆上）投资应从每年 980 亿美元增加到 3890 亿美元。此外，电力系统的结构性挑战也需要加大投资力度，如采取投资电网（从每年 2710 亿美元增加到 6000 亿美元）、储能等灵活性措施（从每年 40 亿美元到 1330 亿美元）。根据中国政府 2022 年 3 月发布的《关于推进共建“一带一路”绿色发展的意见》，中国鼓励企业和金融机构增加对可再生能源、电网、储能设施和绿色交通等领域的合作。

值得注意的是，并非所有国家都需要来自中方同等水平的投资。预计非洲和东南亚等地区的可再生技术电力供应将显著增加，远超当前的装机容量。为满足预期，到 2030 年，非洲和东南亚等地区每年在气候变化方面的投资额需增加 16 倍，而欧洲只需要增加两到三倍。同理，根据国家自主贡献，东亚、南亚和东南亚的投资潜力最大，其次是非洲和拉美¹⁵。对很多“一带一路”国家而言，要在发展绿色能源基础设施的同时满足国家整体发展的需求，外部支持不可或缺。

由于非洲和东南亚地区金融市场不发达、融资成本高，特别是太阳能和风能领域，投资的可持续性不足，易造成气候投融资的阻碍。气候变化提升了投资者的风险意识，进一步增加了可持续投资的障碍。因此，“一带一路”沿线的中低收入国家对来自中方投融资的期待将增加。如果将未来需求与图 1-2 所示的当前投资模式进行对照，中国可考虑增加对非洲国家和东南亚的投融资参与度，同时要重新启动对拉美地区的投资，帮助这些地区走上低碳发展道路。

5. “一带一路”绿色能源投融资项目管理需求

中国发展绿色“一带一路”的成功不仅有赖于投资金额，还取决于每个项目的有效性和周期。对于可再生能源项目的开发，此前几期的绿色“一带一路”方向专题政策研究着重强调了“全生命周期”方法。通过对项目各阶段进行管理，这些最佳实践能够确保海外项目顺利落地。

“全生命周期”方法包括项目选定、设计、实施和收尾四大步骤，囊括项目管理的全过程。在项目准备阶段，需要与政府和社区利益相关方协商，确定最有可能成功的项目类型，处理当地的优先事项，例如，扩大清洁能源和可再生能源在发展中国家的电力供应。

¹⁵ Cabré, Miquel Muñoz, Kevin P. Gallagher, and Zhongshu Li. 2018. 'Renewable Energy: The Trillion Dollar Opportunity for Chinese Overseas Investment'. *China & World Economy*, 26 (6): 27–49. 2023-03-27. <https://doi.org/10.1111/cwe.12260>.

在项目设计阶段，考虑项目开发对受影响社区成员的环境和社会影响，包括土地和水的使用。在项目实施期间，项目经理可与当地供应商建立直接和间接参与的伙伴关系，当地公司为项目运营和维护提供服务，有助于保障项目的长期运行。最后，安全处置项目过程中使用的危险材料和废料。“全生命周期”方法涉及的所有环节至此结束。

为加强合规性，政策制定者和其他实体有多个选项可供参考。中国正积极遵循最佳实践，推动落实“一带一路”绿色发展领域的指南。实践证明，中国的海外贷款与开发性融资项目的共同融资带来了更高的项目完成率、更丰硕的环境成果¹⁶。

（三）促进“一带一路”能源项目绿色低碳发展的创新融资机制

上年度的绿色“一带一路”特别政策研究报告提出了三项促进带路能源项目绿色低碳发展的创新融资机制。第一，建议采用赠款与贷款相结合的混合融资，设立专项赠款或贷款基金，建立“一带一路”PPP项目开发基金，支持中国承包商和投资者参与海外可再生能源项目。第二，鼓励中资金融机构提高综合服务能力，参与项目开发，并根据具体国家的情况推出合适的融资方案。此外，应寻找更加灵活和可持续的绿色金融方案，如树立可持续发展和环境、社会和公司治理（ESG）的理念，开发绿色债券和绿色贷款，继续完善和实施“一带一路”项目绿色发展指南等。第三，在整个项目实施过程中继续支持海外清洁能源投资者，特别是那些拥有长期股权的投资者，如PPP项目投资者。中资企业的利益可以通过一系列外交努力和经济工具得到更好地保护，如加强政府间合作、签署双边投资保护协议、构建多边投资安全机制等。

尽管2022年的绿色“一带一路”专题政策研究中提出了创新性的机制，但“一带一路”沿线许多发展中国家在可再生能源开发项目融资方面仍面临重大挑战。本节阐述了“一带一路”国家在可再生能源项目融资方面遇到的具体阻碍，详细探讨了中方金融机构如何提供创新融资模式。项目准备阶段被识别为发展中国家在开发可再生能源项目过程中的关键障碍，本节特别强调了该阶段的重要性。此外，近年来，“一带一路”愈来愈多地关注小型项目、小规模融资，而本节聚焦于“一带一路”对可再生能源项目初期的针对性支持，与前者方向一致。

1. 可再生能源项目开发生命周期

¹⁶ Lu, Yangsiyu, Cecilia Springer, and Bjarne Steffen. “Collaborating for Sustainable Development: The Role of Cofinancing in Shaping Outcomes of Chinese Lending and Overseas Development Finance Projects.” GCI Working Paper. Boston University Global Development Policy Center, 2023-03-27. <https://www.bu.edu/gdp/2023/04/04/collaborating-for-sustainable-development-the-role-of-cofinancing-in-shaping-outcomes-of-chinese-lending-and-overseas-development-finance-projects/>.

基于上述“全生命周期”方法，本节概括了可再生能源项目开发生命周期的不同阶段、各阶段要完成的标准工作或任务范围，以及可再生能源部署的预期结果。要讨论“一带一路”国家可再生能源发展障碍以及克服障碍的解决方案，掌握这些信息是必要前提。

项目开发生命周期一般包括八个阶段：创造有利环境、项目概念性规划、预可行性评估、融资可行性评估、融资关闭/结束、项目建设、运营与维护、停止运营与善后。

表 1-2 以典型太阳能光伏或风能发电项目为例，展示了项目开发的各个阶段，总结了各阶段需要完成的任务和预期成果。

表 1-2 项目开发生命周期

项目阶段	工作任务	预期成果
创造有利环境	制定战略与监管法规	产业白皮书、政策、法律文件
项目概念性规划	进行项目选址或确认项目所在地有足够的太阳能 / 风能资源储备，周围有电网且环境影响小	项目选址和开展可行性调研的决定
预可行性评估	高层对环境风险、电网接入、太阳能 / 风能发电装机容量、太阳能 / 风能资源、能源成本和电价进行评估	开发计划（以经济、高效的方式应对风险），关于开展可行性研究的决定
融资可行性评估	对项目各方面指标进行详细调查，包括：环境与电网接入研究、建设可行性研究、采购与建设成本预估、购电条款与价格等。申请许可或环境执照	先期投资决策（融资结束后如经济情况在可行性评估允许的范围之内，则投入项目建设）
融资关闭 / 结束	选址优化、承包策略与采购、详细的成本预算、购电合同、资金安排	最终投资决策（开始进行建设）
项目建设	由选定的承包商（一个或多个）建设太阳能 / 风能发电厂，由项目所有方的工程师进行设计评估与监督，进行项目投产与验收测试	太阳能 / 风能发电厂投产
运营与维护	根据合同规定的性能水准对太阳能 / 风能发电厂进行运营与维护	太阳能 / 风能发电厂完全运营
停止运营与善后	旧厂拆除 / 土地重新开发	土地复原 / 重新开发

2. 发展中国家绿色低碳带路能源项目所面临的融资挑战

从对项目开发生命周期的分析中不难看出，中国投资机构在“一带一路”国家参与绿色低碳能源项目面临一系列挑战，尤其是在项目开发的前几个阶段。

第一，当地可能不具备项目开发的有利条件。所在国政府必须为项目的开展创造条件。适当的政策是项目成功落地的关键，如制定可再生能源发展目标及可再生能源项目采购透明框架。这些政策能为潜在投资者提供保障，确保项目采购依据现有法律或采购框架进行。

第二，项目所在国可能欠缺开展关键工作的技术能力，比如环境评估、金融建模、市场研究和项目信息记录。大多数发展中国家的可再生能源技术实现商业化或进入市场的时间尚短，相关项目在技术能力方面面临严峻挑战。例如，在可再生能源产业发展的初期，南非等国需要国际技术专家为政府和私营领域顾问提供能力建设。

第三，发展中国家可再生能源项目的前期投资成本高昂。对项目环境影响、电网接入、资源潜力、能源成本和电费进行高层决策或评估可能需要大量资金投入，对发展中国家的初创企业或新入行的企业而言尤其如此。

第四，早期项目开发缺少预可行性资金。在项目开发生命周期的早期阶段，由于仍存在较大风险，潜在投资者往往投资兴趣不大。因此，尽管项目范围划定、选址和原始设计是进行项目准备阶段募资的前提条件，但能够用于这些工作的种子资金往往十分有限。因此，在项目早期，开发商需要自行筹措启动资金或使用多边开发银行或发展金融机构的赠款。

第五，项目开发商尽管可以申请基金支持进行预可行性研究，但往往需要满足苛刻的条件。大部分相关基金都要求开发商提供一部分配套资金，也就是通常所说的“利益共享、风险共担”。

第六，当地通常缺少支持项目开发的相关基础设施。例如，撒哈拉以南非洲地区的项目开发商会遇到无法接入输电网的问题。在撒哈拉以南的非洲国家，能否并网往往取决于电力公司。这就意味着一个太阳能或风能发电项目尽管拥有理想的选址和资源条件，但由于并不在电力公司的优先项目名单之列，因此无法接入电网向外输电。

第七，开发商可能无法签署承购协议。要完成预可行性研究，开发商需要确保获得有指向性的承购意向书。这通常要求开发商能够提供有说服力的资产负债表及相关领域的成功经验以证明其业绩水平。对成熟的大型中资企业来说，这尽管并不是大问题，但可能会使新入行的企业举步维艰。在很多发展中国家，包括可再生能源项目在内的电力基础设施项目可能难以通过电费等传统方式赢利，亟须探索一条适合发展中国家特殊条件的赢利模式。

尽管总体上缺乏对可再生能源项目的初期支持，但可再生能源项目仍有一些现有的预可行性基金和项目准备设施。附录 B 对现有基金和设施进行了梳理，分析了以下特征：投

资者、投资规模、支持的技术、取得的成果、失败之处以及潜在的机会，同时列举了投资项目案例，主要包含支持大量清洁能源技术的全球多边和区域性基金。

有案例表明，多边开发银行在可再生能源项目开发初期可发挥作用，推动克服上述障碍，使项目更加适合于其他融资机构融资。例如，多边开发银行为包括阿根廷、埃塞俄比亚和巴基斯坦在内的国家提供了帮助，制定实施可再生能源的扶持政策 and 采购系统¹⁷。鉴于开发性融资在克服可再生能源发展挑战方面发挥的重要作用，实施“一带一路”创新融资机制可以参考这一经验，以释放发展中国家可再生能源项目的潜力。

¹⁷ Bhandary, Rishikesh Ram, Kelly Sims Gallagher, Amy Myers Jaffe, Zdenka Myslikova, Fang Zhang, Maria Petrova, Angeles Barrionuevo, et al. 2022. 'Demanding Development: The Political Economy of Climate Finance and Overseas Investments from China'. *Energy Research & Social Science* 93 (November): 102816. 2023-03-27. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102816>.

二、共建“一带一路”国家可再生能源发展政策、需求与模式创新

本章介绍了改革开放 40 多年以来，中国可再生能源产业从无到有、从落后到赶超，取得了举世瞩目的成绩，不仅缓解了我国能源供给紧张的局面，为经济腾飞提供了稳定可靠的动力保障，为经济发展的绿色低碳转型奠定了基础，同时也为解决中国偏远及农村地区的贫困和就业问题提供了一条出路。中国的可再生能源发展对于同样处于发展中阶段的共建“一带一路”国家和地区具有很强的借鉴意义。

因此，本章研究首先梳理了共建“一带一路”主要国家的温室气体削减和可再生能源发展目标以及相关的支持政策，并调研了这些国家和地区目前可再生能源产业实践基础及未来需求，结合中国在可再生能源领域发展的政策和实践经验，总结提出了共建“一带一路”国家可再生能源产业发展的启示，以及部分重点国家和地区开展“一带一路”绿色能源合作的启示。

（一）共建“一带一路”重点地区可再生能源发展政策目标、实践基础与需求识别

截至 2023 年 6 月，中国已经同 152 个国家和 32 个国际组织签署了 200 余份“一带一路”合作文件（包括合作协议、合作文件、合作备忘录、谅解备忘录等多种形式），覆盖非洲国家（地区）52 个、亚洲国家（地区）40 个、欧洲国家（地区）27 个、大洋洲国家（地区）11 个、南美洲国家（地区）9 个、北美洲国家（地区）13 个。以全部人口电力可及性比例、农村人口电力可及性、可再生能源比例、中国对其投资额等为指标，本研究首先从共建“一带一路”国家中筛选出可再生能源开发潜力较大、迫切程度较高的国家（表 2-1）。可以发现这些国家主要位于东南亚、中亚、非洲、拉美地区。围绕可再生能源发展目标、政策及实践经验以及可再生能源发展面临的压力与挑战等问题，本研究分别讨论了这些地区的境况，并以中国的政策经验及成熟案例为参考，分析了其他共建“一带一路”国家的可再生能源产业发展需要重点解决的问题和中国（尤其是中国央企需要扮演的角色。

表 2-1 共建“一带一路”国家中潜在可再生能源合作对象筛选准则及结果

指标	数据来源/参考 年份	国家代码
中国对该国投资总额不低于 100 亿美元	中国对外投资数据/2021	KOR、JPN、MYS、SGP、IDN、IND、KAZ、IRQ、NGA、COD、ZAF、RUS、FRA、NLD、DEU、ITA、PER、ARG、CHL

指标	数据来源/参考 年份	国家代码
中国对该国能源部门投资额不低于 10 亿美元	Heritage Foundation/2020	MNG、PHL、KHM、LAO、MYS、MMR、BRN、SGP、VNM、IDN、PAK、IND、BGD、KAZ、ARE、SAU、TUR、SYR、IRQ、IRN、EGY、UGA、NGA、NGA、TCD、MOZ、AGO、ZWE、ZAF、BLR、FRA、DEU、SRB、GRC、ITA、PRT、TTO、GUY、VEN、ECU、PER、ARG、CHL
全部人口电力可及性比例（<50%）	世界银行/2020	SSD、TCD、BDI、MWI、CAF、BFA、COD、SLE、LBR、MOZ、GNB、MDG、TZA、BEN、UGA、ZMB、GIN、RWA、AGO、MRT、LSO、COG、SOM
农村人口电力可及性比例（<50%）	世界银行/2020	GNQ、COD、TCD、CAF、BDI、MOZ、SLE、SSD、MWI、LBR、MDG、ZMB、COG、GNB、MLI、BEN、GIN、TZA、TGO、NGA、DJI、CMR、BWA、GAB、GMB、SOM、UGA、LSO、NAM、ZWE、RWA、ERI、ETH、SDN、CIV、SEN
可再生能源比例较低（<20%）	世界银行/2019	OMN、BHR、BRN、SAU、QAT、TKM、KWT、DZA、IRQ、TTO、ARE、SGP、ATG、IRN、SYR、MDV、SYC、UZB、AZE、KAZ、FSM、FSM、LBY、YEM、MNG、KOR、BRB、ISR、MYS、EGY、LBN、GNQ、UKR、JPN、MLT、BLR、DMA、JOR、NLD、BOL、JAM、BEL、ARM、GRD、ZAF、MAR、ARG、GUY、TLS、CYP、POL、TUN、HUN、TUR、SUR、FRA、VEN、CZE、MKD、LUX、DEU、ITA、SVK、ECU、AFG、GRC、VNM、PAN、IDN、BGR、SLV

1. 东南亚地区可再生能源发展政策目标、实践基础与需求识别

（1）东南亚地区主要国家可再生能源发展政策目标

东南亚地区的国家一直是中国的重要贸易和国际合作伙伴，在可再生能源的合作发展方面同样大有可为。东南亚地区可再生能源资源禀赋有得天独厚的优势，同时又是气候变化脆弱性较高的地区，因此近年来对可再生能源发展的重视程度不断提升。此外，东南亚地区以其廉价的劳动力和土地成本，吸引了可再生能源装备制造业的新一轮全球转移，在可再生能源设备的生产和部署方面也具有较强的产业优势。在东南亚地区主要国家提交更新的国家自主贡献文件（NDC）中，有关国家多将发展可再生能源作为重要的减排手段之一。但根据国际可再生能源机构披露的数据，已有装机容量与其发展目标还有相当大的差距。各个国家针对这一情况，出台了能源白皮书、电力发展规划、国家能源政策、可再生能源发展策略、国家可再生能源政策与行动计划、替代能源发展计划等一系列的政策文件，制定了分阶段的发展目标及相关的支撑政策以引领和支持可再生能源发展。

（2）东南亚地区主要国家可再生能源发展实践基础

东南亚地区各国制定了多种支持政策和激励机制鼓励可再生能源发展，实施清洁化转型。基于不同国情和可再生能源市场成熟度，这些国家广泛实施了上网电价、竞标/拍卖、自消费方案、优惠贷款、资本补贴等多种激励措施。可再生能源发展目标是东南亚国家广泛采用的激励政策，表明了该国发展可再生能源的整体目标。采取上网电价、自消费方案、竞标/拍卖等措施，出台许可机制及技术标准等，主要是为促进可再生能源发电的消纳。税收激励、优惠贷款和资本补贴等财税政策提高了可再生能源项目的回报水平，对可再生能源项目投资具有正面激励作用。“绿证”（绿色电力证书，即绿色电力的电子身份证，是非水可再生能源发电量的确认和属性证明以及消费绿色电力的唯一凭证）机制作为新兴的可再生能源激励手段，正处在尝试和探索阶段。

上网电价制度是东南亚国家面向现阶段最大规模装机容量的、最成熟和最关键的驱动因素，泰国、印度尼西亚、越南、马来西亚和菲律宾等国家在可再生能源发电市场建立初期先后有效实施，并随着当地可再生能源发电技术和成本及当地的可再生能源激励目标的演变，灵活调整上网电价水平，适应不同阶段的发展需求。竞价上网/拍卖等方式促进了可再生能源市场化交易。各国采取了多样化的具体措施，如越南允许发电企业竞价上网、印度尼西亚允许独立发电商直接将可再生能源发电出售给国有输配电公司等。各个国家也为竞价上网等简化了发电审批、市场注册和结算程序。除此之外，投融资政策调动了公共财政、发展银行及相关债券和基金等金融工具对可再生能源的支持，是可再生能源领域通过金融手段促进产业发展的创新实践。尽管东南亚国家可再生能源投资基数较小，但公共财政包括各发展银行占比很大，并且未来将会进一步追加投资，同时金融股权和债务融资的种类有所增加，绿色债券和气候基金等渠道资本也逐渐起步。

（3）东南亚地区主要国家可再生能源发展需求识别

尽管近年来东南亚地区主要国家越来越重视可再生能源的发展，但受限于起步时间和经济发展环境，可再生能源产业仍然存在着诸多问题。

化石能源依赖程度高，清洁发展目标实现难度大。东南亚地区煤炭资源丰富，能源供应以化石能源为主，可再生能源占总能源需求的比重不足 15%，除水能资源较丰富的柬埔寨、老挝、缅甸和越南等国家可再生能源利用以水电为主外，文莱、马来西亚、菲律宾、新加坡、印度尼西亚和泰国等国家可再生能源发电量占比更低。只有泰国和越南太阳能装机达到本国规划的装机，大部分国家的可再生能源发展已经滞后于所制定的计划。从现有的发展趋势推测，东南亚各国实现自身制定的清洁能源发展目标难度较大。

体制机制待完善。可再生能源项目一般需要占用较多的土地资源，而大多数东南亚国家可再生能源发展土地许可程序不甚透明，获取、保留和转让土地使用权的程序复杂，叠

加土地购置期和购置费用等问题，或导致可再生能源项目程序拖延和成本超支。另外，各个国家可再生能源发电并网政策在探索实施阶段复杂多变、上网电价水平频繁变动，影响投资收益率，行业投资效率较低。这些都是东南亚国家发展可再生能源需要从体制、机制方面解决的问题。

开发外送条件不足。可再生能源发电并网是全球普遍存在的问题。资源丰富的地区一般消纳能力有限，可再生能源发电外送严重依赖于电网输送和调节能力。当前东南亚国家整体网架不强，或高压线路较少、或主要以低压为主、或未建立全国统一的电网，跨国和跨境合作尚处于初级阶段，无法为电力需求较大的地区输送清洁的可再生能源电力，限制了可再生能源发展。

投融资困难。政策法规方面，部分东南亚国家相关法规不完善，资本市场不发达，商业风险相对较高。可再生能源项目规模较小、地方金融市场较弱，项目再融资、退出和投资保障不足，对私营部门投资的吸引力较小。

2. 中亚地区可再生能源发展政策目标、实践基础与需求识别

（1）中亚地区主要国家可再生能源发展政策目标

中亚五国——哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦、土库曼斯坦、吉尔吉斯斯坦和塔吉克斯坦五国油气资源丰富，长期以来形成对传统化石能源的依赖。中亚五国一直都是中国能源对外投资的主要目的地国家，中方以援建、参股或承包等多种形式参与了当地能源体系建设，但主要以常规火力发电设施为主。碳中和的目标愿景、保障能源安全和经济结构转型等使以传统油气能源为主的中亚国家也面临能源转型的压力。

中亚五国风、光、水力等可再生能源资源同样丰富，尽管并没有在 NDC 文件中提出明确量化的可再生能源发展目标（见附录 A），但从各国发布的可再生能源发展相关的行动方案和支撑性法律法规来看，替代能源的发展同样是该地区温室气体减排的首要选择。

（2）中亚地区主要国家可再生能源发展实践基础

中亚地区化石能源资源禀赋不同，在可再生能源的规划与发展道路上也有差异。如土库曼斯坦油气资源丰富；东部缺油少气，但可再生能源资源丰富，如哈萨克斯坦水能、风能和太阳能资源丰富，吉尔吉斯斯坦的水力资源和太阳能资源丰富，塔吉克斯坦水力资源丰富，乌兹别克斯坦太阳能资源丰富，且中亚五国在能源转型上有“船小好调头”的特点，具备较大发展潜力。¹⁸

¹⁸ 庞广廉,汪爽,王瑜.中亚能源转型与可再生能源投资合作[J].国际石油经济,2022,30(02):76-83.

出台可再生能源发展相关的法律法规是中亚五国的一致选择。如哈萨克斯坦出台和修订《支持利用可再生能源法》、建立“支持可再生能源融资结算中心”，颁布详细的可再生能源发展行动计划；吉尔吉斯斯坦制订《可再生能源法》支持可再生能源的发电并网，并免除可再生能源进口设备关税；塔吉克斯坦将水电领域改革、大力建设水电站、提高发电能效和减少输电损耗纳入《塔吉克斯坦至 2030 年前国家发展战略》；乌兹别克斯坦通过颁布《合理使用能源法》《关于进一步发展可再生能源的措施》《结构转型、生产现代化和多样化保障措施纲领（2015—2019 年）》《乌兹别克斯坦 2017—2021 年发展可再生能源纲领》等多个政府文件引导和激励本国可再生能源发展。

此外，各种配套措施也是中亚国家发展可再生能源的基础保障。哈萨克斯坦实施了可再生能源竞拍机制；吉尔吉斯斯坦颁布总统令，全力进行优势能源的研究和推广工作，建立能源开发中心；土库曼斯坦于 2014 年成立了太阳能专业研究中心，2020 年推进节能计划，制定出各州太阳能和风能发电方案。

（3）中亚地区主要国家可再生能源发展需求识别

中亚五国的资源和能源禀赋非常不均衡，有水无油与有油无水问题突出。苏联时期中亚地区能源一体化发展的历史遗留问题叠加地区水油资源严重不均，中亚五国在能源供需上存在的争议与分歧以及能源独立面临着巨大的挑战，是中亚国家能源系统低碳化转型进程终需要通过体制机制设计来解决的重要问题。

减少地缘冲突、维护地区安全，是可再生能源发展必需的政治和经济背景保障。美军撤离阿富汗后，中亚各国需要花费更多的精力和财力维护地区力量平衡。受新冠疫情影响，中亚地区经济下滑、货币贬值、通货膨胀、失业率高等问题愈发严重，进一步激化了地区安全形势。因此，中亚国家需要维护地区稳定和平，为光伏、水电等可再生能源发展提供良好的营商环境。

3. 非洲地区可再生能源发展政策目标、实践基础与需求识别

（1）非洲地区主要国家可再生能源发展政策目标

非洲大陆整体资源储量丰富，北部非洲以利比亚、尼日利亚、阿尔及利亚、安哥拉、苏丹、埃及、乍得为代表的国家拥有丰富的油气资源，而广大非洲地区的太阳能和风能资源都十分丰富。但非洲的经济发展却极度不平衡，北部非洲国家得益于油气出口或技术水平优势，经济发展水平相对较高；但多数国家仍然未能摆脱贫困，尤其是撒哈拉以南的广大非洲地区。能源贫困进一步加剧了经济发展的困境。但无论是为分担全球能源低碳转型造成的受益损失的北部油气产出国，还是为刺激经济发展的南部非洲国家，都不约而同选择发展可再生能源。与经济发展不均衡的情形相似，非洲南部地区和北部地区在可再生能

源发展目标方面也存在很大差距——北部非洲地区有坚实的经济基础作为支撑，发展目标也更加有雄心；但南部非洲受限于经济发展水平，首先应当解决能源的可及性问题，因此可再生能源目标较低，更多的是示范项目（见附录 A）。

（2）非洲地区主要国家可再生能源发展实践基础

为达成可再生能源发展目标，非洲各国采取了一系列的政策措施，主要包括¹⁹：

取消化石燃料补贴。到 2020 年底，非洲已有埃及、埃塞俄比亚、加纳、摩洛哥、卢旺达和多哥等国家承诺或开展化石燃料补贴改革，这既能减轻补贴给政府财政带来的沉重负担，又有助于摆脱发展对化石燃料的依赖，减轻政治腐败、社会不公。

引入碳定价机制。经济较为发达的南非采用碳定价机制，覆盖了能源使用产生的二氧化碳排放量的 41% 以上，解决了化石燃料的使用产生的负外部性问题，为可再生能源发展带来新的机遇。

降低化石燃料投资。埃及和南非都承诺放弃使用煤炭，国际社会也承诺停止资助包括非洲在内的煤电站建设。同时，随着太阳能和风能竞争力的增强，燃煤发电厂的融资成本大幅上升，再加上国际及当地环保组织的压力，大量煤电项目被搁置或取消，为可再生能源发展腾出空间。

通过消纳保障措施和财税手段促进可再生能源投资。埃塞俄比亚、塞内加尔、赞比亚、摩洛哥和南非等国家通过实行上网电价和竞拍等结构化采购机制，同时辅以融资支持（如补贴和赠款）、降低风险和技术援助手段，吸引可再生能源的私人投资。肯尼亚减免了用于生产太阳能设备的原材料进口关税，对太阳能产品进口实行零关税和零增值税政策，增强了当地太阳能产业的竞争力。

（3）非洲地区主要国家可再生能源发展需求识别

非洲可再生能源开发依然存在诸多方面的挑战²⁰：

可再生能源产业基础薄弱。由于非洲缺乏可再生能源产业基础，配套产业几乎没有，导致很多配套设施均需从海外运输过去，由此导致项目建设成本大大增加，降低了项目的投资回报率。

电网基础设施有待完善。可再生能源输送电力有赖于完善的输变电网。除北非和非洲南端之外，其他地区每个国家电网线路非常少，并且主要服务于首都和少数大城市，可再

¹⁹武芳.非洲可再生能源的发展与中非可再生能源合作[J].对外经贸实务,2022,No.401(06):4-8.

²⁰王涛,崔媛媛.非洲风能开发利用的潜能、现状及前景[J].中国非洲学刊,2020,1(02):117-136.

再生能源发电难以接入输变电网，导致生产出的电输送不出去，无法支撑可再生能源的进一步发展。

非洲多数国家可再生能源政策连贯性较差。除了南非等少数国家有较详细的能源规划和能源政策，多数国家缺少稳定连贯的政策，这使非洲地区在吸引可再生能源的创业与投资方面面临较大困难。

人才短缺。在非洲，不仅能够从事可再生能源开发的专业技术人员少之又少，就连能进行设备维护的人员也严重不足，此情况极大限制了非洲可再生能源可持续开发利用。可再生能源的研究、生产、维护等从业人员极少，越是先进的设备（主要为进口）损耗就越快。非洲需要从提高总体教育水平、消除职业教育歧视和偏见等方面着手，解决可再生能源领域人力资源匮乏的问题。

资金匮乏。非洲多数国家自有可用于可再生能源开发的资金匮乏，而可再生能源开发需要大量资金保障，但非洲国家投资环境欠佳，所能吸引的投资非常有限。因此，非洲国家需要盘活国际和当地企业投资，提高科研经费、外国专家经费、生产领域投资水平，为可再生能源产业进一步发展注入活力。

市场化程度低。由于电力的高额税收，非洲各国政府普遍以国有企业对其进行垄断式开发与管理，这虽然有利于一定规模的资源汇聚，但也导致开发低效的问题和一定程度的行政命令式管理，一些可再生能源项目建设和运营难以高效推进。

4. 拉美地区可再生能源发展政策目标、实践基础与需求识别

（1）拉美地区主要国家可再生能源发展政策目标

拉美国家普遍为可再生能源发展制定了目标，特别是长期的发展目标，对可再生能源的生产、消费或者装机容量目标进行清晰定位，以制定长期、可靠的政策来吸引开发商投资于可再生能源领域，同时这也表明了一个国家对发展可再生能源的承诺。尽管拉美地区大多数国家未在 NDC 文件中明确其可再生能源发展目标（见附录 A），但大多数国家也在国内政策文件中根据自身的发展潜力、技术水平、投资预期和政治意愿，制订了一定阶段的可再生能源发展目标和计划，引导可再生能源的发展。

（2）拉美地区主要国家可再生能源发展实践基础

拉美地区大多数国家也根据自身的发展潜力、技术水平、投资预期和政治意愿，制订了一定阶段的可再生能源发展目标和计划，引导可再生能源的发展。为了实现可再生能源发展目标，部分拉美国家如阿根廷、哥伦比亚、智利、洪都拉斯、墨西哥等都颁布了可再生能源法。此外，大多数的拉美国家还通过了地热能法、生物质能法等针对特殊

能源资源的多个专项立法，期望为可再生能源的健康发展提供完善的法律框架。拉美国家针对可再生能源发展的政策工具主要集中在拍卖制、上网电价、配额制、净计量、财政激励等方面，意在从数量和价格两个方面支持可再生能源的发展²¹。

拍卖制。拉美国家越来越多采用拍卖制，推动了可再生能源的发展。目前共有 13 个拉美国家实行拍卖制，但形式各有不同，如乌拉圭是装机容量竞标，秘鲁是发电量竞标，危地马拉则是二者都有。拉美各国的拍卖制也在不断完善，如秘鲁、乌拉圭、巴西、哥斯达黎加、危地马拉、尼加拉瓜和巴拿马等国实行了保证金制度，降低了拍卖制开发商中标而过度压低价格可能造成项目建设无法完成或者延期的风险。

上网电价。因为担心在消费端对低收入者进行补贴的同时再通过上网电价对生产端进行补贴，会使国家财政不堪重负，只有阿根廷、多米尼加、洪都拉斯、巴拿马、乌拉圭、尼加拉瓜、巴西、厄瓜多尔等国进行了这种尝试，大多数拉美国家尚不普遍。

配额制。配额制要求电力公司必须满足最低的可再生能源目标，一般配套采取“绿证”制度实施。拉美国家实施可再生能源配额制的国家主要是智利，从 2010 年起新的电力生产合同要包含 5%的可再生能源，这一比重从 2014 年开始直到 2025 年每年提高 0.5 个百分点，到 2025 年装机容量在 200 兆瓦以上的电力公司必须有 20%的发电量来自可再生能源。

净计量。净计量政策允许消费者自己安装可再生能源生产系统，并把所发电力纳入电网以减少其购电量。拉美地区实施这一政策的国家包括巴西、墨西哥、厄瓜多尔、智利、哥伦比亚、哥斯达黎加、巴拿马、乌拉圭等国，其中，巴西主要针对 1 兆瓦以下的小规模发电用来零售的消费者，而哥斯达黎加向个人消费者开放了净计量，额度为其年电力消费的电量。

财政激励。大部分拉美国家采用税收减免政策，如免除增值税（如阿根廷、哥伦比亚、乌拉圭、智利等 9 个国家）、所得税（如巴西、智利、巴拿马等 6 个国家）、免除了燃料税（如阿根廷、危地马拉、洪都拉斯和乌拉圭等 10 个国家）、进出口税（如阿根廷、巴西、厄瓜多尔、洪都拉斯等国）。阿根廷、哥伦比亚和墨西哥等 5 个国家还实施了加速折旧政策以鼓励可再生能源投资。此外，许多拉美国家还成立了公共基金来支持能源的可持续发展。

²¹ 焦玉平,蔡宇.能源转型背景下中拉清洁能源合作探析[J].拉丁美洲研究,2022,44(04):117-135, 157-158.

（3）拉美地区主要国家可再生能源发展需求识别

拉美国家的可再生能源在快速发展的同时也面临着各种障碍，包括技术障碍、市场障碍和社会障碍²²。

技术障碍。拉美国家可再生能源发展面临的技术障碍主要体现在信息不充分和并网障碍两方面。信息不充分是指拉美国家政府在国际组织、非政府组织、私人顾问公司等协助下，做了有关可再生能源的资源、技术、地形地貌、土地利用、电网转型等基础评估工作，但这些数据并未公开。并网障碍是指可再生能源发电的间歇性特点影响并网和供电的稳定性，对电力系统的管理提出了挑战。

市场障碍因素包括准入限制、交易成本、合约风险、对传统化石能源的补贴、融资工具匮乏及政治经济不稳定。拉美地区不同国家电力市场对私人或独立电力生产商的开放程度差别很大，对国际和当地投资者不甚友好。拉美地区可再生能源的市场和项目规模都相对较小，这会造成交易成本上升，对投资者的吸引力不大。由于缺乏履行合同的法律强制性，独立电力生产商和公用电力部门电力合同面临较大的不确定性和风险。拉美地区大多数国家仍然对传统化石能源给予直接或间接的补贴，主要支持化石能源发电，对可再生能源发展则不利。可再生能源项目的投资回报期通常超出负债融资时间要求，且不满足权益融资的高股本比例要求，难以通过这些方式获得融资，公共和私人部门也少有提供具有竞争力的金融产品。

社会障碍包括公众认知误区、安于现状的心态、邻避效应及人力资源缺失。拉美国家民众普遍认为只有传统的大规模电力生产才能解决电力需求问题，可再生能源的小型化和分布式特点无法适应和满足电力需求，对可再生能源的成本、机会和环境影响缺乏了解；化石能源主导了拉美国家能源消费，一些国家习惯于维持这种现状；当地社区居民出于对人们的健康、环境质量和经济发展带来负面影响的担忧，反对在其附近建设大型可再生能源项目；缺乏经过合格训练的可再生能源人力资源，可能会影响可再生能源发电项目的管理及应用，甚至可再生能源政策设计。

（二）中国可再生能源发展政策演进、模式创新

进入 21 世纪以来，中国可再生能源促进政策逐渐起步并发展成熟，形成了以《可再生能源法》为核心，同时涵盖总量目标、财税金融、固定电价和保障性收购等政策措施的可再生能源政策工具体系（图 2-1），为推动可再生能源的稳健发展提供了强有力的支撑。

²² 魏蔚.拉美国家发展可再生能源的政策与最佳实践[J].拉丁美洲研究,2016,38(06):77-94, 156-157.

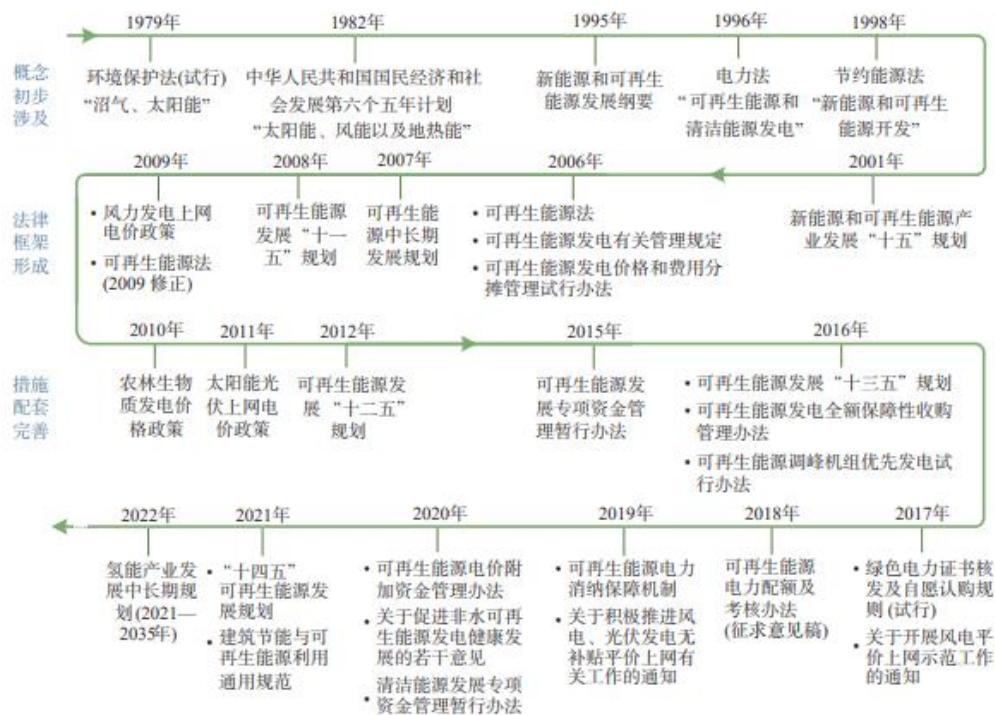


图 2-1 中国可再生能源政策演进路径²³

1. 中国可再生能源发展政策演进

目前，中国在太阳能和风能制造方面处于全球领先地位。太阳能和风能行业的发展得益于中国工业实力不断增强，国内能源需求逐步扩大。中国的太阳能和风能产业呈现出不同的增长模式。本节重点关注太阳能和风能发电早期技术开发、规模化发展和全球化发展三个阶段的政策演变。

(1) 早期技术开发阶段

1995 年，《电力法》正式鼓励和支持利用可再生能源发电，包含了太阳能和风能。太阳能方面，2000 年，西部大开发战略确定了农村电气化议程；2002 年，“光明工程计划”拨款 26 亿元用于太阳能生产安装，“送电到乡”工程实现近 20 兆瓦光伏装机容量。2001 年，“十五”规划明确对太阳光伏电池组件的年生产能力提出要求。2003 年颁布的《高新技术产品目录》鼓励外商从事太阳能，为潜在的市场进入者提供税收优惠。这些早期政策建议将太阳能与农村电气化和发展联系起来。与之相对应的是 1988 年的“火炬计划”和 1986 年设立的国家高技术研究发展计划（简称“863 计划”），为高新技术产业提供资金，吸引有国外机构经验的中国顶尖研究人才。

²³ 於世为,孙亚方,胡星. “双碳”目标下中国可再生能源政策体系完善研究[J].北京理工大学学报(社会科学版),2022,24(04):93-102.

中国风能产业是由中央、地方共同推动的。在中央政府资助下，早期研发成功了中国第一台 200 千瓦风机。1992 年至 1995 年，中国从丹麦 Bonus 和 NTK 公司引进了 300 千瓦风力机技术。1995 年，国家印发《新能源和可再生能源发展纲要（1996—2010）》，正式制定了风能和太阳能的税收减免、电价补贴和示范项目等措施(World Bank 2001)。1996 年，国家制订“乘风计划”，重点引进和整合国外先进技术(Urban and Nordensvard 2013)。

1997 年 9 月发布的《可再生能源中长期发展规划》设定了 2010 年可再生能源发电量占全部发电量 10%的引导性目标。2000 年是需求驱动风电部署的转折点，“国债风电”项目为 80 兆瓦国产风力发电机组提供融资，同时“十一五”能源发展专项规划，重点支持大型示范项目和本地创新。在外部专业知识和研发融资的推动下，早期规划为风电发展奠定了基础。表 2-2 对这一时期的风能和太阳能相关产业政策进行了归纳。

表 2-2 支持中国风能和太阳能产业早期技术发展的政策

技术	时期	政策
太阳能	1995—2005	《新能源和可再生能源发展纲要（1996—2010）》（1995），《电力法》（1995），西部大开发战略（2000），“十五”规划（2001），“光明工程计划”（2002），“送电到乡”工程（2002），《高新技术产品目录》（2003）
风能	20 世纪 80 年代—2003	“火炬计划”（1988），“863 计划”（1986），《新能源和可再生能源发展纲要》（1995），“乘风计划”（1996），《可再生能源中长期发展规划》（1997），“国债风电”项目（2000），“十五”规划（2002），《高新技术产品目录》（2003）

信息来源：根据公开信息整理

（2）规模化发展阶段

类似于早期发展阶段，当地风能和太阳能龙头企业的成长也受益于不同因素。在太阳能领域，2005—2008 年间，地方生产激励和早期需求端措施的出台，推动了光伏发电产业规模化发展。2005 年，国家发改委启动了太阳能组件和电池生产的“专项工程”；2006 正式实施的《可再生能源法》（2009 年进行修订）规定了电网企业全额收购可再生能源发电。2007 年《可再生能源中长期发展规划》进一步规定了太阳能和风能装机容量占全部发电量的比重目标(Campbell 2014)。在政策的推动作用下，多家光伏行业龙头企业完成了在全球市场的首次公开募股。

2001 年，金风科技从瑞士 REpower 获得了 750 千瓦涡轮机的许可权，并于 2004 年与德国公司 Vensys 合作设计了 1.2 兆瓦风机。欧洲一些小型公司与中国公司建立了合资企

业，包括南通航天万源安迅能、湘电达尔文、瑞能北方风电和哈尔滨哈飞威达和银河艾万迪斯等(Lewis 2007; Zhang et al. 2009)。2006 年，中国提出增强自主创新能力，自主创新作为国家战略在“十一五”规划中占据重要地位(Nahm 2017)。表 2-3 对这一阶段的风能和太阳能相关政策进行了归纳。

表 2-3 支持中国风能和太阳能产业规模化发展的政策

技术	时期	政策
太阳能	2005 — 2008	《可再生能源法》（2005），“十一五”规划（2006），《可再生能源中长期发展规划》（2007）
风能	2003 — 2008	风电特许权项目（2003），《可再生能源法》（2005），《可再生能源中长期发展规划》（2007）

信息来源：根据公开信息整理

（3）全球化发展阶段

2008 年后，国家政府优先考虑风能和太阳能领域的需求导向型增长，注重提升现有龙头企业的效率，积极实施拉动内需政策，带动太阳能组件消费(Zhang and Gallagher 2016)。2009 年，实施“太阳能屋顶计划”和“金太阳示范工程”，为 2011 年制定全国统一的太阳能光伏发电标杆上网电价奠定了基础。2013 年，工信部制定了绩效标准和产能要求，例如，规定制造商必须投入至少 3%的收益用于研发(Ball et al. 2017)。到 2015 年，中国国内太阳能装机容量已达 43500 兆瓦。

风能产业也积极部署需求拉动激励措施。2008 年后，中国政府通过减税、免税提高国内企业投资的积极性。2009 年，国家发展改革委发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，对国内企业实行增值税退税政策(NDRC, 2009)。2010 年，工信部颁布规定，重点支持自主研发 2.5 兆瓦及以上风电整机(Kang et al. 2012; Nahm 2017)。与此同时，行业龙头企业进军海外，通过并购不断建立专业领域。例如，金风科技于 2009 年收购德国 Vensys，中航惠腾于 2014 年收购荷兰 CTC 公司(Dai et al. 2014)。表 2-4 对中国可再生能源产业全球化阶段相关政策进行了归纳。

表 2-4 支持中国风能和太阳能产业全球化阶段的政策

技术	时期	政策
太阳能	2008 年至今	“太阳能屋顶计划”（2009），“金太阳示范工程”（2009），上网电价（2011）
风能	2008 年至今	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（2009），上网电价（2011）

信息来源：根据公开信息整理

2. 中国可再生能源发展政策工具

经历了几十年的探索、学习和创新，中国的可再生能源促进政策逐渐系统、成熟和完善，为可再生能源产业的发展提供了坚实的制度保障。在总量目标政策的稳定引领以及财税金融政策、固定电价政策、保障性收购政策的保驾护航下，中国的可再生能源产业取得了长足的进步：风电、太阳能等可再生能源装机容量均为世界第一，成为“可再生能源第一大国”；可再生能源技术装备水平显著提升，关键零部件基本实现国产化，相关新增专利数量居于国际前列，并构建了具有国际先进水平的完整产业链；中国可再生能源的发展，包括技术水平的提升以及市场规模扩大带来的成本下降，使得可再生能源的开发利用门槛大幅度降低，这为可再生能源在世界范围内的蓬勃发展作出巨大贡献²⁴。

（1）总量目标政策

总量目标政策指为可再生能源的资源开发与利用制定具体战略目标和发展规划的政策，涵盖可再生能源行业发电设备生产、基础设施建设、发电计划和并网利用等各个环节未来一定时期内的发展目标、建设布局、重点任务和创新发展方式等，是中国可再生能源发展的纲领性政策。非化石能源或可再生能源发展目标一直是中国能源结构改革及经济发展绿色低碳转型的核心，并且在不同阶段的政策文件中提出了循序渐进的目标，支撑逐步实现中国能源供给侧的可持续转型。

专栏：中国主要政策文件中可再生能源发展目标

政策文件	文号/发布时间	发展目标
《可再生能源中长期发展规划》	发改能源〔2007〕2174 号	今后十五年我国可再生能源发展的总目标是：提高可再生能源在能源消费中的比重，解决偏远地区无电人口用电问题和农村生活燃料短缺问题，推行有机废弃物的能源化利用，推进可再生能源技术的

²⁴ 人民日报海外版. 中国引领全球可再生能源发展[EB/OL].2023-04-27. http://www.nea.gov.cn/2019-08/21/c_138326148.htm.

政策文件	文号/发布时间	发展目标
		产业化发展。充分利用水电、沼气、太阳能热利用和地热能等技术成熟、经济性好的可再生能源，加快推进风力发电、生物质发电、太阳能发电的产业化发展，逐步提高优质清洁能源在能源结构中的比例，力争到 2010 年使可再生能源消费量达到能源消费总量的 10%，到 2020 年达到 15%。因地制宜利用可再生能源解决偏远地区无电人口的供电问题和农村生活燃料短缺问题，并使生态环境得到有效保护。按循环经济模式推行有机废弃物的能源化利用，基本消除有机废弃物造成的环境污染。积极推进可再生能源新技术的产业化发展，建立可再生能源技术创新体系，形成较完善的可再生能源产业体系。到 2010 年，基本实现以国内制造设备为主的装备能力。到 2020 年，形成以自有知识产权为主的国内可再生能源装备能力
《可再生能源发展“十三五”规划》	发改能源〔2016〕2619 号	2020、2030 年非化石能源占一次能源消费比重分别达到 15%、20%。到 2020 年，全部可再生能源年利用量 7.3 亿吨标准煤。其中，商品化可再生能源利用量 5.8 亿吨标准煤。到 2020 年，全部可再生能源发电装机 6.8 亿千瓦，发电量 1.9 万亿千瓦时，占全部发电量的 27%。到 2020 年，各类可再生能源供热和民用燃料总计约替代化石能源 1.5 亿吨标准煤。到 2020 年，风电项目电价可与当地燃煤发电同平台竞争，光伏项目电价可与电网销售电价相当。结合电力市场化改革，到 2020 年，基本解决水电弃水问题，限电地区的风电、太阳能发电年度利用小时数全面达到全额保障性收购的要求
《可再生能源发展“十四五”规划》	发改能源〔2021〕1445 号	按照 2025 年非化石能源消费占比 20%左右任务要求，大力推动可再生能源发电开发利用，积极扩大可再生能源发电利用规模。2025 年，可再生能源消费总量达到 10 亿吨标准煤左右。“十四五”期间，可再生能源在一次能源消费增量中占比超过 50%。2025 年，可再生能源年发电量达到 3.3 万亿千瓦时左右。“十四五”期间，可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过 50%，风电和太阳能发电量实现翻倍。2025 年，全国可再生能源电力总量消纳责任权重达到 33%左右，可再生能源电力非水电消纳责任权重达到 18%左右，可再生能源利用率保持在合理水平。2025 年，地热能供暖、生物质供热、生物质燃料、太阳能热利用等非电利用规模达到 6000 万吨标准煤以上
强化应对气候变化行动——中国国家自主贡献	2015 年	到 2030 年的自主行动目标：二氧化碳排放 2030 年左右达到峰值并争取尽早达峰；单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 60%—65%，非化石能源占一次能源消费比重达到 20%左右，森林蓄积量比 2005 年增加 45 亿立方米左右
中国落实国家自主贡献	2021 年	到 2030 年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65% 以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右，森林

政策文件	文号/发布时间	发展目标
成效和新目标新举措		蓄积量将比 2005 年增加 60 亿立方米，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上

（2）财税金融政策

财税金融政策是指通过财政贴息、税收优惠、资金补贴和贷款支持等方式，从财政和金融等方面支持可再生能源发展的相关政策，通过降低可再生能源产业的生产成本和投融资门槛，缓解可再生能源发展早期在技术和成本等方面的竞争劣势，促进了可再生能源产业尤其是市场上中小微企业的快速成长。

（3）固定电价政策

固定电价政策是为某一段时期内不同可再生能源技术、发电项目的上网电价或上网电价调整而制定的规定或方案，还包含可再生电力价格形成机制、电价改革方案和电网输配等方面的政策。

（4）保障性收购政策

保障性收购政策是对可再生电力的并网、调度支持、促进消纳等而制定的相关措施和办法，旨在提高可再生能源在能源消费总量中的比重，确保目标规划类政策提出的预期任务和承诺的兑现。

此外，还有一系列的规范性文件对可再生能源的资源开发和并网过程或可再生能源产品及其配套基础设施的生产运营过程作出了详细的规定，不仅涉及行业的监测预警、规程编制和评价体系等，还覆盖产业基础环节（原材料、发电设备、运营及终端应用）的技术规范与标准，是保障可再生能源相关产业持续健康发展的基础。

3. 积极探索可再生能源的复合开发利用模式

在可再生能源发展的实践中，中国政府积极推动可再生能源的复合开发利用模式与多元化创新应用场景，如“光伏+综合行动”，支持光伏产业和现代农业、林业、畜牧业、渔业、荒漠化治理、建筑一体化、绿氢制造甚至乡村振兴行动等融合发展，提高土地综合利用效率，帮助当地居民改善生计，助力实现碳达峰碳中和目标。

中国政府发布的《“十四五”现代能源体系规划》²⁵提出，因地制宜发展“光伏+”综合利用模式，推动光伏治沙、林光互补、农光互补、牧光互补、渔光互补，实现太阳能发电与生态修复、农林牧渔业等协同发展。《“十四五”可再生能源发展规划》²⁶提出积极推

²⁵ <https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/23/5680759/files/ccc7dffca8f24880a80af12755558f4a.pdf>

²⁶ 国家发改委等.《“十四五”可再生能源发展规划》[EB/OL].2021-10-21,
<https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202206/P020220602315650388122.pdf>

进“光伏+”综合利用行动，鼓励农（牧）光互补、渔光互补等复合开发模式。国家能源局还提出到 2025 年，农光互补、渔光互补等光伏发电复合开发规模达到 1000 万千瓦以上²⁷。

共建“一带一路”国家多为发展中国家，在实现绿色转型的同时，需要兼顾转型的公正性与弱势群体的保护，在转型中推动经济发展、农村地区减贫、增加绿色就业与改善居民生计。一些“光伏+”的开发利用模式打开了可再生能源应用的想象空间，**拓宽了可再生能源的盈利模式**，并具有一定的可复制性，对共建“一带一路”国家绿色转型有一定借鉴意义。

（1）光伏发电+渔业

将光伏发电与渔业养殖相结合，在渔业养殖场上方搭建光伏发电组件。上层光伏发电；下层水域主要养殖贝类蟹类水产品，实现水面资源的高效利用，提升单位面积水域的经济价值。在特别炎热的夏季，光伏板对水域的水产品还有一定的保护作用，实现经济效益和环境效益的双赢。

案例:温州泰瀚 550 兆瓦渔光互补项目

泰瀚 550 兆瓦渔光互补项目坐落于温州浙南产业集聚区瓯飞围区内的滩涂上，总装机容量 550 兆瓦占水域面积约 4.7 平方千米，工程共安装 142.8 万片光伏组件，排列组成 24 个区块进行发电（图 2-2）。

该新能源项目目前已并网发电，年平均发电量达 6.5 亿度，并网后温州电网清洁能源发电装机容量将提升约 26%。按照每户家庭年用电量 5000 度计算，6.5 亿度电可满足 13 万户家庭的全年用电。在节能减排方面，相当于减少 23.52 万吨煤炭用量，减排 64.8 万吨二氧化碳。



图 2-2 浙江温州泰瀚渔光互补项目（图片来源：浙江新闻网²⁸）

²⁷ 国家能源局.关于政协第十三届全国委员会第五次会议第 00454 号（农业水利类 039 号）提案答复的函(EB/OL) 2022-08-04.http://zfxgk.nea.gov.cn/2022-08/24/c_1310668797.htm

²⁸ 新华网. 上可发电 下可养鱼 温州这个新能源项目可满足 13 万家庭年用电[EB/OL].2021-12-17.
http://www.news.cn/2021-12/17/c_1128174890.htm. <https://zj.zjol.com.cn/video.html?id=1778620&height=720>

（2）光伏发电+农业

中国很多地区都开展了光伏发电与各类农业生产结合“农光互补”新型应用场景的项目试点与运营，例如在稻田、梯田、温室大棚等场景铺设光伏板进行发电。相关项目需要注意兼顾当地光照资源情况和土地资源情况，统筹光伏板清洁与农业用水，根据农作物的情况设计光伏系统，确保农作物产量不受影响。一些“农光互补”项目在光伏板下种植弱光农作物；一些项目与温室大棚结合，种植花卉、蔬菜、经济作物，提升土地产出效益，有效促进农民增收。这种模式可以提升单位土地资源的经济价值，同时为农产品二次加工提供能源保障，一定程度上增加农业产业竞争力，相关设备的维护也增加了当地绿色就业水平。图 2-3 是甘肃东乡县考勒乡坡根村“农光互补”光伏发电项目。

此外，也有渔业养殖项目探索将光伏大棚与“鱼菜共生”技术相结合，将蔬菜种植与渔业养殖结合，养鱼过程中产生的排泄物、残饵等，通过沉淀、过滤和有益微生物转化成蔬菜生长所需的养分，从而将水中的废物变废为宝。养鱼的水经过植物根系的吸收净化，再重新注入鱼池，从而实现了水资源的循环利用。



图 2-3 甘肃东乡县考勒乡坡根村“农光互补”光伏发电项目²⁹

（3）光伏+畜牧养殖

光伏发电与畜牧养殖的结合是比较常见的应用方式。一些项目在平整开阔无遮挡、光照条件好的地区，利用农牧业大棚、畜舍棚顶及大棚、畜舍之间的空间安装光伏组件，饲养牛羊等大型牲畜。还有一些禽类养殖项目，利用鹅等禽类的饲草性，为光伏电站清除杂草。光伏清洁能源的特性也保证了电站运营环保无污染，在为边远牧区提供电力的同时有助于维持牧区生态系统平衡。

²⁹ 中国政府网. 甘肃东乡：“农光互补”助力乡村振兴[EB/OL].2021-05-13. https://www.gov.cn/xinwen/2021-05/13/content_5606266.htm#1

（4）光伏治沙

荒漠化地区往往光照资源充足、地势平坦，非常适合光伏发电，但存在风沙缺水等天然挑战，为光伏设备维护增加了难度。中国在治沙方面取得的成就获得全世界认可，塞罕坝林场的荒漠化治理事迹曾获得联合国环境领域最高荣誉“地球卫士奖”。中国沙化土地面积连续 20 年持续减少、程度持续减轻，实现了由“沙进人退”到“绿进沙退”的历史性转变。在此基础上，中国正在积极探索在荒漠化地区建立光伏电站，推动光伏与治沙的协同增效。光伏板可以遮光挡风，减少了土壤水分蒸发，有效降低了风速；在板下、板间种植固沙植物、经济作物，加强生物固氮作用，起到固沙效果，并增加土壤肥力，稳固流沙、抵御风沙。在内蒙古库布齐沙漠建设的一个光伏电站项目利用 19.6 万块光伏板拼接成的“骏马图形电站”，面积达 130 万平方米，获得了吉尼斯世界纪录认证（图 1-3）³⁰。



图 2-4 内蒙古自治区库布齐沙漠中的“骏马”光伏电站

4. 中国“多效协同”创新可再生能源发展模式

可再生能源是绿色低碳能源，是中国多轮驱动能源供应体系的重要组成部分，对于保障能源安全、改善能源结构、保护生态环境、应对气候变化、实现经济社会可持续发展同样具有重要意义。

可再生能源惠民利民成果丰硕，为全面建成小康社会贡献绿色力量。过去十年，中国扎实推进无电地区电网延伸，提前完成“三区三州”、抵边村寨农网改造升级，有效改善 210 多个国家级贫困县群众生产生活用电条件。积极实施可再生能源独立供电工程，累计让上

³⁰ 国资委. 中国能建承建骏马电站通过吉尼斯世界纪录认证[EB/OL]. 2019-07-17.
<http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c11740820/content.html>

百万无电群众用上绿色电力，圆满解决无电人口用电问题。2012年以来，贫困地区累计开工建设大型水电站 31 座，为促进地方经济发展和移民脱贫致富作出贡献。创新实施光伏扶贫工程惠及 415 万户贫困户，每年产生发电收益 180 亿元，相应设置公益岗位 125 万个，光伏扶贫已成为中国产业扶贫的精品工程和十大精准扶贫工程之一。同时，新能源成为拉动投资、带动就业、促进西部地区经济社会发展的重要力量。2022 年中国新增风电、光伏发电投资超过 5000 亿元，风电、光伏发电产业领域就业人数达到 260 万人，产业链上下游年缴纳税费达到 1200 亿元。以青海海南州千万千瓦级新能源基地为例，2021 年实现税收 9 亿元，已成为拉动海南州经济社会发展的主引擎。

减污降碳成效显著，为生态文明建设和绿色低碳发展提供支撑。可再生能源既不排放污染物，也不排放温室气体，是天然的绿色低碳能源。2021 年，中国可再生能源开发利用规模达到 5.3 亿吨标准煤，折合替代原煤 10.5 亿吨，相当于近三年中国煤炭年均进口量的 3.5 倍，同时减少二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物排放量分别约达 20.7 亿吨、40 万吨和 45 万吨，是中国减污降碳和保障能源安全的坚实力量。同时，中国积极推进城乡有机废弃物等生物质能清洁利用，促进人居环境改善；积极探索沙漠治理、光伏发电、种植养殖相结合的光伏治沙模式，推动光伏开发与生态修复相结合，实现可再生能源开发利用与生态文明建设协调发展、相得益彰。

国际合作不断拓展，为携手应对气候变化作出中国贡献。作为全球最大的可再生能源市场和设备制造国，中国持续深化可再生能源领域国际合作。水电业务遍及全球多个国家和地区，光伏产业为全球市场供应了超过 70% 的组件。可再生能源在中国市场的广泛应用，有力促进和加快了可再生能源成本下降，进一步推动了世界各国可再生能源开发利用，加速了全球能源绿色转型进程。与此同时，近年来中国在共建“一带一路”国家和地区可再生能源项目投资额呈现持续增长态势，积极帮助欠发达国家和地区推广应用先进绿色能源技术，为高质量共建绿色“一带一路”贡献了中国智慧和力量。

（三）中国可再生能源发展经验对共建“一带一路”国家的启示

1. 中国可再生能源发展经验

尽管面临诸多挑战，中国的绿色低碳转型框架和路径为全球可持续发展转型提供了可供参考的路径。中国愿意以“一带一路”倡议为契机，与沿线国家分享经验、帮助其消除对传统高碳增长模式的依赖，追求更低排放、低污染的创新、高效的发展道路，推动全球低碳发展转型。在“走出去”的进程中，中国凭借全球领先的制造能力和优质产能、相对充裕的资本能力以及庞大的国内市场潜力，通过深化全球供应链布局 and 专业化分工，加强可再生能源技术研发和商业模式方面的创新，继续降低可再生能源技术应用成本，扩大全球

范围内相关技术和产品的市场空间，减少温室气体排放，促进经济繁荣和创造就业机会，实现全球经济的再平衡。

在国内风能和太阳能制造业取得成功后，中国企业扩大了对海外制造业的投资。对外的太阳能制造投资既受到国际关税的驱动，也受到进入全球需求中心的激励。例如，通过在土耳其与当地公司建立合资企业，晶科能源可以供应欧洲、中东和北非市场，并向快速增长的土耳其太阳能市场本身供应组件。这也使得土耳其当地的制造商能够向成熟的中国领导者学习，并以较低的成本为当地的太阳能项目投资者提供组件。

相比之下，风能的供应链全球化程度仍然较低。风电机组设备运输成本更高，生产更复杂。共建“一带一路”国家之间不断增长的需求可能会带来扩大的机会，特别是随着组件变得越来越模块化和轻量化。例如，金风科技在通过进口供应市场 20 年后，2022 年在巴西开设其首个制造工厂。目前，当地对可再生能源的需求推动了中国开发银行的项目融资，随着需求的增长，这种项目融资可以通过制造设施来补充，以服务当地市场。在能源需求增长的关键领域进行进一步的制造业投资，可能是一个具有成本效益的战略，对中国企业和当地的经济体都有利。

中国可再生能源产业进步首先得益于相对丰富的资源潜力和相对完善的工业生产体系。在此基础上，战略上高度重视、较为完善的支撑政策体系为可再生能源产业的起步和繁荣提供了坚实的保障。此外，中国巨大的可再生能源技术和产品市场与中国不断增强的制造业能力构成良性循环。注重研发、资本、市场、产品多要素的整合，不断学习国际先进可再生能源技术及管理经验，提升自主创新水平，在全球价值链中逐步走向高端。

开发性金融在资助共建“一带一路”国家扩大可再生能源的生产和安装方面可以发挥重要作用。根据中国的经验，发展融资可以缩小当地企业的能力和可再生能源目标之间的差距，给新进入市场的企业提供时间来扩大业务。制造业是资本密集型的，发展融资可以帮助当地企业解决高额的前期资本成本，一旦设施投入使用，就可以收回成本。借鉴中国国内的经验，发展融资可以促进面临更高风险和资本成本的新兴可再生能源技术的安装。例如，国家开发银行支持了江山的林光互补发电项目和龙羊峡太阳能水电站，这是中国第一个太阳能水电混合光伏发电项目，为处于示范阶段的技术提供了重要支持。随着中国的太阳能成本达到电网平价，未来中国将更注重发展的太阳能发电创新应用模式，例如，在沙漠戈壁荒漠地区开展大规模新能源发电项目建设。这些新的多用途发展模式可以从发展融资中受益，并有可能被引入中国的绿色 BRI 海外合作中。

2. 针对共建“一带一路”国家可再生能源发展的共性建议

强化目标引导。及时更新国家能源计划，通过翔实的资源调查为各类可再生能源设定适当的发展目标，并适时调整。

优化补贴政策。完善以平准化度电成本附加溢价的上网电价，以激励市场投资，同时，随着新能源发展逐步进入商业化阶段，扶持和补贴机制应逐步淡出可再生能源政策和管理理念，最终形成政府政策引导与绿色电力市场机制有机结合的政策体系。

简化准入程序。建立清晰透明的可再生能源信息管理系统，优化补贴申请和分配程序，政府可通过该系统及时掌握发电信息和建设情况，并调整行业政策，完善开发权获取制度。同时，提供开放式访问平台以便跟踪和监督申请流程，确保可持续发展，并通过定期审查和调整避免暴利。

改善投资环境。进一步简化投资准入程序，完善相关法律法规，降低投资准入门槛，改善地方一级的资本获取途径，吸引绿色债券和气候基金等多渠道资金，以减轻投资风险。政策法规方面，制定完善且明确的法律和监管框架，实施标准化、透明且符合国际标准的合同标准及流程，提高项目风险回报率。

多渠道优化消纳。通过创新混合多能互补应用形式，协调电网规划与电源建设，制定电源与输电、分布式发电与配电“双”协调规划，保障电网的安全稳定运行。加强跨国联网，形成统一互联电网，依靠特高压交直流输电系统实现清洁能源的大范围优化配置，利用电网互联优势解决资源与需求错配问题，为可再生能源大规模开发和跨国消纳提供有利条件。

加强国际合作。通过加强可再生能源国际合作，如制定技术规范、建立技术应用示范项目、科技合作基地等，发展氢燃料电池、电动汽车和船舶、生物燃料以及用于高效节能炉灶的生物质颗粒燃料等清洁能源应用技术，通过人才联合培养有效提升区域可再生能源发展技术水平。

3. 针对部分共建“一带一路”国家或地区可再生能源合作的差异化建议

（1）面向中亚地区的国际合作

中亚作为重要的资源地，在世界能源政治格局中的地位不断上升。同时，中亚的安全局势受到国际及区域地缘政治形势的影响，可再生能源项目开发要密切关注政治形势，做好风险防控。项目投资方要了解国外政治形势，研究当地法律法规和政策条款，做好风险评估。

另外，在与第三方开展广泛的合作中开发中亚可再生能源，实现区域能源的互联互通。例如，与欧亚经济联盟合作、在上海合作组织框架内加强绿色能源合作，实施《上合组织成员国可再生能源利用合作协议》《上合区域内贸易发展联合行动计划》《上合组织基础设施发展纲要》等文件，通过多方利益制衡，提高可再生能源项目开发和运行的安全性。

重点开展氢能领域的技术研发与贸易合作，帮助中亚国家将油气转化为氢气，还可帮助中亚国家缓解水资源与能源矛盾，帮助中亚建立水电站、水库进行季节性抽水蓄能，发展电解水制氢进行氢储能，实现水资源和能源双重储存，满足能源与水资源多重需求。

（2）面向非洲和拉美地区的国际合作

协助非洲和拉美地区开展能力建设，主动参与 IEA、IRENA 等国际机构发起的合作项目，帮助非洲制定可再生能源发展的长期规划和具体配套措施，包括发展目标、财税政策、技术转移支持政策、标准体系等，以保证政策的连续性和稳定性；借助“应对气候变化南南合作‘十百千’倡议”“‘一带一路’应对气候变化南南合作”等合作平台，培训发展可再生能源需要的专业人才，同时提升当地对可再生能源的认识水平和接受程度。

解决非洲和拉美地区融资难题。联合非洲发展银行、世界银行以及应对气候变化基金等，利用政策性银行，进行金融创新，搭建投融资平台，建立专项基金，为非洲及拉美国家发展可再生能源提供融资保障，解决多数国家资金匮乏的问题。

三、“一带一路”助推可持续发展进程创新机制的政策建议

（一）加强“一带一路”可再生能源投融资机制创新，推动建立可再生能源项目支持体系

推动共建“一带一路”国家能源绿色低碳发展，是助推其实现可持续发展的重要手段，其核心是加强可再生能源的投融资。目前，很多共建“一带一路”国家特别是其中的发展中国家都面临发展可再生能源的巨大资金和技术缺口，而中国恰恰有这方面的合作需求和产能优势。对此，提出以下政策建议：

一是通过创新性举措，撬动和激活可再生能源市场化合作。为“一带一路”绿色发展类项目设立预可行性支持系统。建立项目预可行性研发基金，为预可行性研究和项目准备阶段成本提供资金支持，为共建“一带一路”统筹部门提供参考，撬动项目开发进程。中国设立的一些双多边基金审批效率更高、资金协调流程更为便捷，可以充分参考有关决策机制，大幅提升“一带一路”绿色项目资金使用效率，填补发展中国家资金缺口。与共建“一带一路”国家携手，建立可供太阳能和风能项目开发商访问的预可行性融资选项数据库，以助更好地了解 and 适配现有资源，将最大限度地提升共建“一带一路”国家有关项目融资能力。积极向库内项目提供可再生能源融资组合，可包括融资+设计、采购、施工（EPC+F）、国际金融机构转贷、主权财富基金、“一带一路”可再生能源债券、国际开发基金、境外产业基金、国际银团贷款等多样化融资支持。

二是依托现有国际合作平台推动可再生能源投资对接。促进可再生能源跨境研究和磋商，制定区域合作战略政策与行动计划。推动形成国际参与及互认的“一带一路”可再生能源合作标准、规范和指南，形成多层次的可再生能源国际标准合作体系。推进数字化风电、数字化 EPC、数字化电站运维、数字化培训等能力建设，加强数字化赋能绿色发展。为“一带一路”沿线新兴可再生能源市场提供技术援助和能力建设合作，为其培训更多的中小型可再生能源开发商，提升沿线国家接受投资能力。推动“一带一路”沿线国家行业组织和利益相关方多元对接，建立绿色转型专业合作网络。

（二）加强“一带一路”绿色发展各领域合作机制间的协同增效，推动建立有利于“一带一路”绿色领域合作的政策环境

目前，大多数共建“一带一路”合作国家还在经济发展与碳排放增长的高速轨道上，在“一带一路”框架下开展充分有效的环境与气候合作是发展中国家增进互信、减少分歧、开展合作的基石，也将为全球气候治理作出重要贡献。在“一带一路”十年的合作实践中，中国政府建立了共建“一带一路”合作的统筹规划管理机制，同时与共建“一带一路”国

家在环境、能源、绿色金融、交通基建等关键领域建立了相对独立的对话机制与合作平台。上述机制均是推动共建“一带一路”绿色发展的重要推动力量。对此，提出以下政策建议：

一是加强“一带一路”合作既有平台在绿色发展重点领域的纵向统筹与横向协调。目前，与绿色“一带一路”相关多双边、次区域、产能合作等机制基本相对独立地开展工作，信息互通有限，不利于全方位促进“一带一路”发展中国家绿色转型。应针对跨部门合作的重点领域，尝试利用国家“一带一路”建设总体协调机制，加强绿色基础设施、绿色能源、绿色交通、绿色产业、绿色金融、绿色科技等重点领域的沟通及交流频次，统筹推动“一带一路”绿色发展各领域合作，继续完善多领域、多层级的沟通与合作机制，定期开展政策研讨，构建信息共享机制。将更多非国家行为主体纳入合作范畴，构建主体丰富的合作网络。

二是改进“一带一路”海外绿色发展领域合作项目开发的政策环境。推进海外投资审批制度改革，形成新的差异化审批制度，促进绿色能源投资便利化；将企业绿色能源投资纳入企业绩效体系，并适当放宽绿色能源海外投资的业绩要求；建立“一带一路”气候投融资与绿色信贷体系，适当降低低碳投资项目融资成本；鼓励金融监管机构破除绿色融资相关桎梏、促进外部性的内部化，以激励绿色金融的发展；搭建并完善绿色能源投资信息化服务体系，形成海外投资风险评估和预警系统。

（三）开展“一带一路”创新性项目示范，支持为共建“一带一路”国家提供量身定制的可持续发展解决方案

找到适合自己的可持续发展道路，实现绿色、低碳、可持续的发展，是人类的唯一选择，也是发展中国家必须回答的课题。此前，绿色“一带一路”专题政策研究报告已提出了绿色“一带一路”和实现联合国可持续发展议程的密切关系。未来，“一带一路”绿色发展领域合作可以也应当为共建国家实现绿色、低碳、可持续的发展带来重要机遇与解决方案。为此，提出以下政策建议：

一是利用现有合作平台统筹各方资源，打造可再生能源等领域的“一带一路”绿色合作示范项目。在此前政策建议的基础上，推动中国政府与共建国家共同打造一批“一带一路”绿色合作示范项目，结合高效的跨部门协调机制与金融机构的绿色投融资渠道，为示范项目的规划、设计、融资、落地提供全过程的支持，形成对沿线国家有影响力和辐射效应的示范项目，为发展中国家提供符合当地实际情况的绿色解决方案，撬动当地绿色配套政策制定与本土化绿色产业的发展。

二是探索开展“光伏+”等创新应用场景的示范合作，探索符合发展中国家特点的光伏项目盈利模式。在上述示范项目基础上，特别加强可再生能源领域项目的示范作用。支

持“光伏+”项目的前期可行性研究与建设运营，在共建国家开展光伏+农业、光伏+养殖业、光伏+工业园区等复合型可再生能源项目的示范试点。在这些应用场景下，针对发展中国家电费收取困难等能源项目普遍面临的挑战，积极探索通过光伏配套产业盈利等创新盈利模式，加强可再生能源项目的普及推广。

附录 A：“一带一路”主要共建及沿线国家最新 NDC 文件中承诺温室气体减排及可再生能源发展目标

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
韩国	KOR	2030 年在 2018 年基础上减排 40%	—
蒙古国	MNG	2030 年比 2010BAU 情景减排 22.7%，有条件的 CCS 和废弃物转化成能源的技术实施，减排 44.7%	能源生产部门减排 8340.5Gg CO ₂ -eq（包括可再生能源使用和能源生产效率提升）
菲律宾	PHL	2030 年比 BAU 情景（3340.3MtCO ₂ e）减排 75%（其中 2.71%无条件，72.29%有条件）	—
柬埔寨	KHM	2030 年比 BAU 情景（125.2MtCO ₂ e）减排 42%，其中能源部门减排 40%	2030 年能源结构中可再生能源比例达到 25%
老挝	LAO	无条件目标：2030 年比基准情景减排 60%（62,000ktCO ₂ e），	无条件目标：水电装机容量达到 13GW；有条件目标：太阳能和风能装机容量达到 1GW，生物质能装机容量达到 300MW
马来西亚	MYS	相对于 2005 年，GDP 碳强度降低 45%	—
缅甸	MMR	无条件减排目标为 244.52Mt，加上有条件减排目标总量为 414.75MtCO ₂ e	可再生能源（光和风）的比例增加到 53.5%（从 2000MW 增加到 3070MW）
泰国	THA	为 555MtCO ₂ e	—
文莱	BRN	2030 年相对于 2015 年 BAU 情景（29.5MtCO ₂ e）排放量降低 20%；2035 年前工业部门总体排放量降低	2035 年可再生能源发电达到总装机容量的 30% 以上
新加坡	SGP	2030 年前排放达峰，并且 GHG 排放降低到 60MtCO ₂ e 左右	2030 年 PV 装机容量达到 2GWp（2020 年水平为 350MWp），发电量达到总电力需求的 3%
越南	VNM	无条件减排目标为 15.8%，有条件目标为 43.5%（BAU 情景为 2030 年排放量为 927.9MtCO ₂ e）	水电装机容量达到 22022MW（其中小水电达到 3674MW），风电装机容量达到 630MW，生物质能达到 570MW，太阳能（包括屋顶太阳能）达到 16491MW
印度尼西亚	IDN	无条件减排目标为 31.89%，有条件减排目标为 43.20%	新能源和可再生能源在一次能源结构中的比例达到 23%（2025 年）、31%（2030 年）

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
		(BAU 情景为 2030 年排放量约 2.869GtCO ₂ e)	
巴基斯坦	PAK	50%的有条件目标, 15%的无条件目标 (BAU 情景为 1603MtCO ₂ e)	60%的可再生能源, 30%的电动汽车
马尔代夫	MDV	BAU 情景为 3,284.92GgCO ₂ e, 有条件减排目标为 26%	可再生能源占比提高到 15%
尼泊尔	NPL	电力部门 2050 年实现碳中和、2030 年前实现可再生能源占比 70%	清洁能源发电的装机容量达到 15000MW, 其中微型和小型水电、太阳能、风能和生物质能的比例达到 5%-10%
斯里兰卡	LKA	无条件目标为 4.0%, 有条件目标为额外的 10.7%	2030 年可再生能源发电占发电总量的 70%; 可再生能源装机容量再 BAU 情景的基础上增加 3867MW, 无条件目标为 950MW, 有条件目标为 2917MW
孟加拉国	BGD	无条件减排目标为 27.56Mt, 有条件减排目标为额外 61.9Mt (BAU 情景为 2030 年 GHG 排放 409.4MtCO ₂ e)	无条件目标: 实施可再生能源项目 911.8MW, 其中上网太阳能 581MW, 风能 149MW, 生物质能 20MW, 生物气 5MW, 新型水电 100MW; 有条件目标: 实施可再生能源项目 2277MW, 其中上网太阳能 2277MW, 风能 597MW, 生物质能 50MW, 生物气 5MW, 新型水电 1000MW, 太阳能微网 56.8MW, 垃圾焚烧发电 128.5MW
哈萨克斯 坦	KAZ	无条件目标: 2030 年比基准年 (1990 年) 减排 15%, 有条件目标: 比基准年减排 25%; 比 BAU 情景减排 34% (无条件目标)	—
吉尔吉斯 斯坦	KGZ	无条件目标: 2030 年相对于基准年 (1990 年, 1.378 亿吨 CO ₂ e——不包括 LULUCF 部门, 1.172 亿吨 CO ₂ e——包括 LULUCF 部门) 减排 35%; 有条件目标: 2030 年相对于基准年减排 35%	—
塔吉克斯 坦	TJK	无条件目标: 2030 年不超过 1990 年水平的 60%—70% (人均排放 1.9-2.2tCO ₂ eq), 有条件目标:	—

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
		2030 年不超过 1990 年的 50%—60%（人均排放 1.5—1.9tCO ₂ eq）	
土库曼斯坦	TKM	GDP 碳强度（PPP）降低为 2000 年的 47%	—
乌兹别克斯坦	UZB	GDP 碳强度在 2010 年基础上降低 35%	可再生能源发电量占比在 2030 年前达到至少 25%，为实现此目标，建设新的可再生能源设施 10GW，其中太阳能 5GW，风能 3GW，水电 1.9GW
阿富汗	AFG	在 BAU 情景的基础上减排 13.6%	农村人口的 25%转向替代和可再生能源（目前水平为 15%）
阿曼	OMN	2030 年相对于 BAU 情景减排 7%（BAU 情景为 125.254MtCO ₂ e），4%的承诺为无条件目标，3%的承诺为有条件目标	—
阿塞拜疆	AZE	在基准年 1990 年基础上减排 35%（减排 25.666Gg CO ₂ e——不包含 LULUCF，24.374Gg CO ₂ e——包含 LULUCF）	—
巴林	BHR	—	可再生能源装机容量达到 5%，2035 年达到 10%
卡塔尔	QAT	相对于 BAU 情景，2030 年减排 25%（BAU 情景为 2019 年情景）	—
科威特	KWT	相对于 BAU 情景（基准年为 2015 年），2035 年减少 7.4%的温室气体排放	提高清洁能源比例，努力增加 2030 年来自可再生能源的需求
黎巴嫩	LBN	相对于 BAU 情景，减排 20%（无条件目标）/31%（有条件目标）	电力需求中 18%来自可再生能源，热力需求中 11%来自于可再生能源（无条件目标）；电力需求中 30%来源可再生能源，热力需求中 16.5%来自可再生能源（有条件目标）
沙特阿拉伯	SAU	在基准年（2019 年）基础上减排 278Mt CO ₂ e	2030 年可再生能源占能源结构的 50%
土耳其	TUR	相对于 BAU 情景减排 21%（246Mt CO ₂ e）	2030 年太阳能发电装机容量达到 10GW，风电装机容量达到 16GW，充分挖掘水电潜力，建成一座核电站
叙利亚	SYR	—	2030 年可再生能源比例在电力生产中达到 10%（在国际援助条件下）

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
亚美尼亚	ARM	2030 年相对于 1990 年水平减排 40%	2030 年将可再生能源在能源生产中的份额翻倍，亚美尼亚在现有太阳能装机容量 59.7MW 基础上，在 2030 年前达到 1000MW 目标。绿色能源的份额在发电结构中的比例至少达到 15%
伊拉克	IRQ	2030 年比预期情景实现总排放量 1%—2%的减排	促进可再生能源技术本地化，特别是太阳能方面
以色列	ISR	无条件目标：2030 年相对于 2015 年减排 27%（相当于减排 81.65MtCO ₂ e），2050 年相对于 2015 年减排 85%	可再生能源发电比例 2025 年达到 20%，2030 年达到 30%
约旦	JOR	相对于 BAU 情景，2030 年减排 31%（BAU 情景排放为 43989Gg CO ₂ e）	2030 年可再生能源发电比例提高到 35%。AAWDCP 项目 185MW 太阳能光伏。引进 100MW 和 300MW 集中式太阳能发电厂（CSP）
塞浦路斯	CYP	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%
埃及	EGY	相对于 BAU 情景（214740Gg CO ₂ e），2030 年减排 33%	按照 Egypt's Integrated Sustainable Energy Strategy 2035 规划，增加可再生能源装机容量，使其对发电贡献达到 42%的目标（2035 年）。2030 年前，可再生能源装机容量达到 40%
苏丹	SDN	相对于 BAU 情景，能源部门（不包括生物质能）减排 38%（BAU 为 33181563t CO ₂ e），森林和生物质能部门减排 45%（BAU 情景为 29450936t CO ₂ e），废弃物部门减排 20%（BAU 情景为 6394907 t CO ₂ e）	大规模太阳能和风电场上网（代替 5056GWh 化石燃料发电），居民、农业和工业部门独立或微网（代替 1529GWh 网电），水电（代替 37GWh 网电）
突尼斯	TUN	相对于 2010 年水平，碳强度下降 45%（国际支持条件下目标为 55%）	—
阿尔及利亚	DZA	相对于 BAU 情景，GHG 排放降低 7%（无条件目标）、22%（有条件目标）	2030 年可再生能源发电比例达到 27%
摩洛哥	MAR	2030 年相对于基准情景（2010 年，基准排放水平为 72979kgCO ₂ e）减排 45.5%（包含有条件目标），其中无条件目标为 18.3%	到 2030 年实现 52%的装机电力来自可再生能源，其中 20%来自太阳能，20%来自风能，12%来自水能

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
肯尼亚	KEN	相对于 BAU 情景（143MtCO ₂ eq）减排 32%	—
南苏丹	SSD	相对于 BAU 情景减排 109.87Mt CO ₂ e，增加碳汇 45.06 Mt CO ₂ e	未来 10 年，计划 6 座水电站（2635.5MW）、太阳能发电 57MW、风能 11.41MW、生物质能发电站 5.7MW,2030 年可再生能源（包括水电）将达到 92%（不包括水电为 3%）
埃塞俄比亚	ETH	无条件目标为绝对排放水平为 347.3MtCO ₂ e（比 BAU 情景减排 14%），有条件目标为绝对排放水平降至 125.8Mt（减排 68.8%）。能源部门减排 15Mt（无条件目标）/10.5Mt（有条件目标）	增加使用可再生非并网能源照明居民数量
索马里	SOM	相对于 BAU 情景减排 30%（BAU 情景为 107.39MtCO ₂ e）	—
吉布提	DJI	相对于 BAU 情景减排 40%（相当于 2Mt CO ₂ e），如果有国际支持的话（有条件目标），还可以进一步减排 20%	无条件目标：建设埃塞俄比亚的高压输电线路（埃塞俄比亚电力 90%来自于可再生能源），60MW 的海上风电项目、三家风电场（预计工 250MW）、地热能热泵（储量 1200MW）。有条件目标：埃塞俄比亚高压输电项目 250MW，及其他与可再生能源无关的目标。进一步目标（研究中）：生物质能 10MW、潮汐发电厂 5MW、陆上风电项目 30MW
坦桑尼亚	TZA	相对于 BAU 情景减排 30-35%（大约 138—153Mt CO ₂ e）	地热能（潜力 650MW），平均日照时长 9 小时，水能潜力 4.7GW（装机容量仅 562MW），大多数部分国土风能满足开发要求（风速 0.9-9.9m/s）。五年计划 The Five Year Development Plan II (FYDP II)指出 2020/2021 年可再生能源和绿色能源比例达到 50%、2025/2026 年达到 70%（包括液化石油气）
乌干达	UGA	无条件目标为 8.78 MtCO ₂ e（相当于 BAU 情景的 5.9%），有条件目标为 27.97MtCO ₂ e（相当于 BAU 情景的 18.8%）	2015—2030 年新增装机容量：水电 756.8MW，蔗渣发电 25MW，太阳能发电 20MW，风电 20MW（电力能源替代减排量 0.0003Mt CO ₂ e）
卢旺达	RWA	无条件目标：相对于 BAU 情景减排 16%（大约 1.9Mt CO ₂ e），有条件目标：额外减排 22%（2.7Mt）	无具体目标

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
布隆迪	BDI	相对于 BAU 情景（2015 年一切照旧），2030 年减排 23%，其中无条件目标 3%（1958GgCO ₂ e），有条件目标 20%（14897GgCO ₂ e）	增加水电装机容量（已安装 45.4MW，19.25 正在公私合营的框架下开发，300kW 的微型电站正在私人开发）；提高光伏装机容量（其中 7.5MW 已安装，50 个公共机构正在开发 200kW 的离网太阳能光伏）；促进沼气池在学校的使用
塞舌尔	SYC	排放降低到 817kt CO ₂ e（相对于 BAU 情景减排 26.4%）	2030 年可再生能源比例达到 15%。37.4MW 太阳能光伏来满足电动汽车需求
尼日利亚	NGA	相对于 BAU 情景，减排 20%（无条件目标）47%（有条件目标）（BAU 情景为 453Mt CO ₂ e）	上网可再生能源比例达到 30%（新增装机容量——大水电 12GW，小水电 3.5GW，太阳能光伏 6.5GW，风电 3.2GW），离网可再生能源 13GW（微网 5.3GW，太阳能家庭系统和路灯 2.7GW，自发电 5GW）
毛里塔尼亚	MRT	2030 年相对于 BAU 情景（2018 年照常情景）减排 11%，需要比 BAU 情景减排 92%才能实现经济的碳中和	2030 年可再生能源份额达到 50.34%，引入绿氢和沙漠发电可再生能源比例达到 93%
塞内加尔	SEN	与 BAU 情景（2010 年）相比，2025 年和 2030 年分别减排 5%和 7%	NDC 战略行动：到 2030 年实现太阳能累计装机容量 235 兆瓦、风电 150 兆瓦、水电 314 兆瓦；2030 年可再生能源注入总功率 699 兆瓦；2019 年电网可再生能源发电装机（不包括水电）渗透率达到 13.68%；安装 6.18MWp 作为太阳能电气化推广的一部分，在互联网之外的孤立系统级别。NDC+战略行动：到 2030 年实现 100 兆瓦的太阳能、100 兆瓦的风能、50 兆瓦的生物质能和 50 兆瓦的 CSP 的额外装机容量；注入总计 300 兆瓦的额外可再生能源容量，使可再生能源总量（CDN 和 CDN+）达到 999 兆瓦；在双热电厂（油/气）和 320 兆瓦燃煤金达尔电厂与联合循环燃气电厂中以天然气代替石油，这将在 2025 年至 2030 年之间带来 600 兆瓦的天然气装机总量；到 2022 年，可再生能源（不包括水电）在电力系统中的普及率达到 18%；2025 年农村太阳能电气化：2292 个地方通过迷你网络；4356 个地区太阳能家庭系统（SHS）
冈比亚	GMB	无条件目标：森林和能源部门减排 169 GgCO ₂ e（相当于相对于 BAU 情景减排 2.6%）；有条件目标：所有	—

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
圣多美和普林西比	STP	部门减排 3121 GgCO ₂ e（相当于相对于 BAU 情景减排 47.2%） 相对于 2012 年的 BAU 情景减排 27%，相当于减排 109kTCO ₂ e _q	国家电网中可再生能源比例达到 50%，装机容量达到 49MW，其中太阳能 32.4MW，水电 14MW，生物质能 2.5MW
布基纳法索	BFA	相对于 BAU 情景，2025 年减排 10.77%（无条件目标）/5.47%（有条件目标），2030 年减排 19.60%（无条件目标）/9.82%（有条件目标），2050 年减排 15.50%（无条件目标）/18.93%（有条件目标）	在 Koudougou (20 MWp) 和 Kaya (10 MWp) 建设容量为 30 MWp 的太阳能发电厂，包括加固 220 km 网络（Yeleen）；在 Essakane 建设容量为 15 MWp 的光伏太阳能发电厂；在 Matourkou 建设功率为 14 MWp、储能为 6 MWh 的光伏太阳能发电厂（KFW）；扎格头里太阳能光伏电站扩建工程（17MWp）；在公共建筑中采购和安装太阳能设备的项目；在 Dori (Yeleen) 建设光伏太阳能发电厂，功率为 6.29MWp (Yeleen)；在 Diapaga 建设容量为 2.2 MWp (Yeleen) 的光伏太阳能发电厂；在 Gaoua 建设功率为 1.13 MWp (Yeleen) 的光伏太阳能发电厂；离网 CSPS 的太阳能项目；300 个农村地区的社会社区基础设施太阳能系统电气化项目；在瓦加杜古建设光伏太阳能发电厂，功率为 43 MWp（瓦加西北）（叶林）。
贝宁	BEN	相对于 BAU 情景（基于对 2010—2017 年观测到的历史趋势的部门活动数据的预测），2021—2030 年期间减排排放 20.15%	计划中的可再生能源开发（建设水力发电站；Dogo bis（128 兆瓦和 337 吉瓦时/年）；沃萨（60.2 兆瓦和 188.2 吉瓦时/年）和贝特鲁（18.8 兆瓦和 57 吉瓦时/年）安装太阳能光伏电站总容量 112 MWp，15MW 生物质燃料部门的结构）。无条件贡献：发电站水电（电力和其他基础设施，占投资的 51.5%）+ 太阳能 87 MW（DEFISSOL、MCA II 和其他）+ 4 兆瓦生物质能部门的结构 + 促进生物质发电 30% 的投资。有条件贡献：水力发电厂（总土木工程占投资的 48.5%）+ 太阳能 25 MW + 生物质 11 MW + 生物质发电推广（70%）
加纳	GHA	无条件减排目标：24.6Mt CO ₂ e；有条件减排目标：额外的 39.4Mt CO ₂ e	可再生能源渗透率 10%
科特迪瓦	CIV	与参考情景（2012 年作为基准年）相比，2030 年减排	可再生能源比例提高到 45%

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
		30.41%（计入有条件目标为98.95%）	
利比里亚	LBR	无条件减排目标：相对于BAU 减排 11187Gg CO ₂ e（减排 10%），有条件减排目标：额外减排 4537Gg CO ₂ e（54%）	装备 100MW 的可再生能源电厂，并且负荷率达到 40%（年生产电能 300GWh）；发展大型离网小水电和采用电力购买协议的上网小水电，装机容量 20MW；水电出力达到 50GWh/年，负荷率达到 50%；发展大型太阳能光伏（支持建设总计 10MW 的光伏电厂，2025 年年出力达到 2GWh）
塞拉利昂	SLE	2030 年减排 10%（2050 年减排 25%）	有条件目标：离网微电网可获得比例提高 27%，太阳能离网系统可获得比例提高 10%
几内亚	GIN	2030 年与基准年份（2018 年）相比，无条件目标为减排 9.7%，有条件目标为减排 17.0%（不包含 LULUCF 部门）	2025 年可再生能源占比 70%，2030 年占比达到 80%
几内亚比绍	GNB	相对于 BAU 减排 30%（其中 10%是无条件目标）（BAU 情景为 18.2MtCO ₂ e）	可再生能源在发电结构中的比例从 5%提高到 58%，其中 40%来源于水电，其他来源于太阳能光伏和风电（可再生能源装机容量从目前的 3MW 提升到 90MW）
佛得角	CPV	无条件目标：相对于 BAU 情景减排 18%（相当于减排 180000tCO ₂ eq）；有条件目标：相对于 BAU 减排 24%（相当于减排 242000tCO ₂ eq）	2025 年风电装机容量达到 51.4MW，太阳能达到 63.0MW；2030 年风电装机容量达到 91.2MW，太阳能达到 160.6MW
尼日尔	NGA	相对于 BAU 情景减排 20%（无条件目标）；减排 47%（有条件目标）	30%的上网电量来源于可再生能源（12GW 的新建大水电、3.5GW 的小水电、6.5GW 的太阳能光伏、5GW 自发电）
乍得	TCD	无条件目标：与 BAU 情景（与 2010—2018 年政策情景照常）相比，2030 年减排幅度为 0.5%；有条件目标：与 BAU 情景相比减排 19.3%	确定的优先选择包括促进和支持使用沼气和太阳能等可再生能源的措施。提高可再生能源在能源结构中的份额：增加可再生能源对电网的贡献；推广用于农村电气化的解决方案；推进具有社会性质的可再生能源电气化项目；加强当地的可再生能源技术技能并改进市场控制程序
中非共和国	CAF	无条件目标：2025 年和 2030 年分别比趋势情景（根据 2010 年推算）减排 9.03%和 11.82%；有条件目标：2025	2025 年和 2030 年太阳能照明装备家庭比例达到 5%和 50%，2025 年太阳能灶装备家庭比例达到 5%

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
		年和 2030 年分别比趋势情景（根据 2010 年推算）减排 14.64%和 20.28%	
刚果民主共和国	COD	与 BAU 情景相比减排 21%（其中有条件目标为 19%，无条件目标为 2%）	利用可再生能源实现农村、城郊和城市地区的电气化；增加可再生能源在国家能源结构中的比例
加蓬	GAB	2030 年，森林部门的总排放量控制在 3040 万吨，总清除量达到 1.525 亿吨，能源和农业部门排放量控制在 380 万吨；2050 年及之后保持碳中和	2030 年水电装机容量达到 260MW，2050 年达到 630MW。在国际原主席啊，2030 年增加 115MW 的并网太阳能光伏发电厂和 33 万个太阳能热水器
莫桑比克	MOZ	在 2020—2025 年减排 40Mt	新建水电 67.995MW，风电 240MW，太阳能光伏 258.913MW；新建 50000 个太阳能光伏或风电照明系统
赞比亚	ZMB	有条件目标：2030 年相对于基准年 2010 年减排 25%（相当于 20000Gg CO ₂ eq）——在 2015 年接受国际援助的水平下，在替代的国际支持下减排 47%（相当于 38000Gg CO ₂ eq）	—
安哥拉	AGO	2025 年无条件目标：相对于 2015 年 BAU 情景减排 15%，有条件目标：25%；2030 年无条件目标为减排 21%，有条件目标为 36%	无条件目标：生物质能装机 500MW，小水电 100MW，大水电 700MW，大规模光伏 104MW，小型光伏 100MW，小型工业光伏 2MW，风电场 100MW；有条件目标：生物质能装机 500MW，小水电 150MW，大水电 2050MW，大规模光伏 104MW，小型光伏 187MW，小型工业光伏 2MW，NAMA 小型光伏 15MW，风电场 100MW
津巴布韦	ZWE	相对于 BAU 情景（基于 2011、2015、2017 及考虑了 Covid-19 的影响）下 2030 年人均碳排放 2.3tCO ₂ eq 减排 40%	—
博茨瓦纳	BWA	以 2010 年为基准年，2030 年减排 15%	—
纳米比亚	NAM	2030 年在 BAU（24.167MtCO ₂ e）情景基础上减排 91%（主要依靠	太阳能光热路线图-20000 个太阳能热水器，太阳能屋顶光伏系统 45MW，REFIT120MW 太阳能光伏，嵌入式发电 13MW 太阳能光伏，

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
		AFOLU)，其中无条件目标 77%，有条件目标 14%	Muburu 20MW 光伏、20MW 太阳能 IPP 电厂，Baynes 水电 600MW 中 300MW，Luderitz 风电 40MW 和 50MW IPP 风电场，生物质能电厂 40MW
南非共和国	ZAF	2025 年排放量在 398-510MtCO ₂ e，2030 年排放量在 350-420MtCO ₂ e	截至 2020 年 3 月，批准了 112 个可再生能源 IPP 项目，4 个大型和 3 个小型工 6422MW 装机容量，4201MW 的可再生能源装机容量已经并网，吸收投资 ZAR209.7M，下一个十年，NDC 需要更大的投资项目，大约 ZAR 860M 到 920M
莱索托	LSO	无条件目标：2030 年在 BAU（2000 年情景）基础上减排 10%，有条件目标：2030 年额外在 BAU 基础上减排 25%	提高清洁能源可及性，2015 年达到 35%，2020 年达到 40%，2030 年达到 50%
马达加斯加	MDG	2030 年在 BAU 情景（2000 年）基础上减排 14%（30MtCO ₂ ），LULUCF 吸收量增加 61MtCO ₂	加强可再生能源（水能和太阳能）从现在水平的 35%提高到 79%
科摩罗	COM	与 BAU 情景相比，2030 年减排 442kt CO ₂ e	继续开发光伏电站项目；启动第一个地热阶段（勘探钻井和作业钻井）；
马拉维	MWI	无条件目标：2040 年相对于 BAU 情景（2017 年）减排 6%，约等于 2.1MtCO ₂ e；有条件目标：2040 年相对于 BAU 情景额外再减排 45%，约减排 15.6MtCO ₂ e	列出了水电上网、离网小光伏、大型光伏上网、风电上网等可再生能源的投资需求，但是没有具体的装机容量或出力水平
爱沙尼亚	EST	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）
拉脱维亚	LVA	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）
立陶宛	LTU	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）
摩尔多瓦	MDA	2030 年减排相当于相对于基准年（在 NDC ₂ 中核算为 44.9Mt）的 100%（实现净零排放）	2020 年终端能源消费的 17%来自于可再生能源

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
波兰	POL	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）
捷克	CZE	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）
斯洛伐克	SVK	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）
匈牙利	HUN	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）
阿尔巴尼亚	ALB	2030 年比 2016 年的排放量增加 20.9%，相对于 BAU 情景（2016 年）减排 16828ktCO ₂ e	假定通过实施 Albanian National Renewable Energy Action Plan 达到了 Energy Community Treaty 的承诺，在 2020 年达到 38%的可再生能源目标，2030 年的可再生能源目标被制定为 42.5%
保加利亚	BGR	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）
波斯尼亚和黑塞哥维那	BIH	无条件目标：2030 年相对于 2014 年减排 12.8%（相对于 1990 年减排 33.2%），有条件目标：2030 年相对于 1990 年减排 17.5%（相对于 1990 年减排 36.8%）。2050 年减排目标为相对于 2014 年减排 50.0%（无条件）和 55.0%（有条件），相对于 1990 年减排 61.7%（无条件）和 65.6%（有条件）	2030 年前，完成 1050MW 的替代能源/新型煤电厂建设
黑山	MNE	相对于基准年（1990 年），2030 年至少减排 35%	水电 58.5+172MW，出力 50+213GWh；风电场 54.6+100MW，出力 150+277GWh；太阳能电厂 250+50+10MW，出力 450+90+18GWh
克罗地亚	HRV	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）
罗马尼亚	ROU	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
北马其顿	MKD	2030 年相对于 BAU 情景减排 7603Gg CO ₂ e（欧盟整体目标）	终端能源总消费中可再生能源比例达到 38%，电力总生产中可再生能源比例达到 66%，终端供热和制冷中可再生能源比例达到 45%，交通部门终端能源消费中比例达到 10%
塞尔维亚	SRB	2030 年相对于 2010 年减排 13.2%，相对于 1990 年减排 33.3%	—
斯洛文尼亚	SVN	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）
希腊	GRC	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）
意大利	ITA	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）
马耳他	MLT	2030 年相对于 1990 年水平至少减排 40%（欧盟整体目标）	2030 年可再生能源在终端能源消费中的比例至少达到 32%（欧盟整体目标）
巴布亚新几内亚	PNG	相对于 2015 年净排放（1,716.46 Gg CO ₂ eq）基础上减排 38%	将可再生能源装机容量占发电总装机容量在 2015 年 30%的基础上提升至 78%
萨摩亚	WSM	2030 年在 2007 年排放水平的基础上减排 26%（减排 91Gg CO ₂ e），其中能源部门在 2007 年的基础上减排 30%（减排 53Gg CO ₂ e）	2025 年达到 100%的可再生能源发电
汤加	WSM	2030 年在 2007 年排放水平的基础上减排 26%（减排 91Gg CO ₂ e），其中能源部门在 2007 年的基础上减排 30%（减排 53Gg CO ₂ e）	2025 年达到 100%的可再生能源发电
基里巴斯	KIR	无条件目标：相对于 BAU 预测情景（基于 2000-2014 年历史数据预测），2025 年减排 13.7%,2030 年减排 12.8%；有条件目标：2025 年额外减排 48.8%，2030 年额外减排 49%（2025、2030	当地和目前国际援助的减排选项：南部 Tarawa 1.3MW 上网光伏，岛外和农村电气化（离网光伏）；需要新的、额外的国际援助的项目：最大化利用可再生能源和能源效率

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
		年分别达到减排 60%和 61.8%)	
密克罗尼西亚联邦	FSM	—	截至 2030 年，可再生能源发电比例超过 70%，电力生产产生的二氧化碳排放比 2000 年水平降低至少 65%
斐济	FJI	在基准年（以 2013 年预测基准线情景 2030 年排放达到 2341ktCO ₂ e）的基础上，能源部门 2030 年减排 30%，其中 10%为无条件目标，20%为有条件目标	2030 年可再生能源电力生产（上网电力）达到 100%
所罗门群岛	SLB	相对于基于 1994-2010 年排放的 BAU 预测情景，2025 年减排 55347.31tCO ₂ e，2030 年减排 246793.73tCO ₂ e	无条件可再生能源项目：光伏装机容量 7794kW，水电 15000kW；有条件的可再生能源发展目标：水电 10650MW，光伏 4224982kW，地热能 150MW。
萨尔瓦多	SLV	2030 年之前将年度温室气体排放量减少到 819 到 640ktCO ₂ e 之间，年度温室气体减排目标为 485 到 306ktCO ₂ e 之间	到 2030 年，可再生能源的装机容量将比 2019 年（基准年）增加 50%，达到 2222 兆瓦，这意味着可再生能源在国家装机容量矩阵中占 64%。在基准年，可再生能源的装机容量为 1482 兆瓦（可再生能源在国家能源矩阵中的份额为 66%）；到 2025 年，可再生能源的装机容量将比 2019 年（基准年）增加 14%，达到 1684 兆瓦，这意味着可再生能源在国家装机容量矩阵中的份额为 58%。在基准年，可再生能源的装机容量为 1482 兆瓦（可再生能源在国家能源矩阵中占 66%）。到 2030 年，86.1%至 85.7%的电力来自可再生能源，而 2019 年可再生能源的发电量为 70%。到 2025 年，83.7%至 82.7%的电力来自可再生能源，而 2019 年可再生能源的发电量为 70%。
尼加拉瓜	NIC	BAU 情景下预计 2030 年温室气体产生的排放量达到 7700 万吨 CO ₂ e，减排目标为 8%（排放量控制在 7100 万吨），增强雄心情景减排目标为 10%（排放量控制在 6900 万吨）	2030 年可再生能源（如太阳能、风能和生物质能）发电比例提高到 60%（与 2007 年相比，比例增加 35%）
古巴	CUB	无整体减排目标	2030 年可再生能源的发电量占比达到 24%（甘蔗生物质能：14%，风能+太阳能光伏+水电：10%）

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
多米尼加	DMA	2030 年相对于 2014 年排放水平减排 45%	2030 年实现 100%的可再生能源使用（主要是地热能）
牙买加	JAM	2030 年相对于 2005 年的 BAU 预测情景减排 25.4%（无条件目标）至 28.5%（有条件目标）	—
巴巴多斯	BRB	2025 年：相对于 BAU 情景 20%的减排（无条件目标），35%的减排（有条件目标）；2030 年：相对于 BAU 情景 35%的减排（无条件目标），70%的减排（有条件目标）	有条件目标：电力结构中 95%的可再生能源
特立尼达和多巴哥	TTO	2030 年相对于 BAU 情景（2013 年）减排 30%（无条件目标）/额外减排 15%（有条件目标）	—
格林纳达	GRD	相对于 2010 年排放水平减排 40%	—
安提瓜和巴布达	ATG	2040 年实现净零排放	有条件目标：2030 年电力部门本地资源中 86%来自可再生能源，100MW 装机容量的可再生能源发电上网、50MW 农村可再生能源装机容量并且可以卖给电力承购商，社会投资者拥有 100MW 可再生能源装机容量，20MW 风电装机容量，政府设施用电 100%来自可再生能源
圭亚那	GUY	有条件目标：2025 年可再生能源比例达到 100%	无条件目标：在圭亚那腹地构建满足国家电网和乡村能源需求的风、光、生物质能和水电能源结构；有条件目标：2025 年可再生能源比例达到 100%
苏里南	SUR	覆盖了六个排放部门中的四个，分部门目标	无条件目标：2030 年可再生能源电力比例达到 35%
委内瑞拉	VEN	2030 年温室气体排放量比基准情景减少 20%	促进发电矩阵的变化，以利于使用可再生能源。通过纳入新能源来扩大这一能源矩阵
厄瓜多尔	ECU	相对于基准线情景（能源、农业、工业加工和废物处理部门的基准年为 2010 年，USCUSS 部门的基准年为 2008 年），2025 年减排目标为 9%（无条件目标）/20.9%（有条件目标）	促进可再生能源的使用（水力发电站、非常规可再生能源——促进风能、太阳能和垃圾填埋沼气的利用）

国家	国家代码	减排目标	可再生能源发展目标
秘鲁	PER	2030 年温室气体净排放量不超过 208.8MtCO ₂ e（无条件目标）/179.0MtCO ₂ e（有条件目标）	—
玻利维亚	BOL	在 2030 年前努力将国家发电矩阵过渡到以可再生能源为基础的系统；提高能源效率以及全面和可持续的森林管理，以促进减少温室气体排放	2030 年 79%的能源消费来自于可再生能源电厂（占装机容量的 50%）；2030 年 19%的能源消费来自基于替代能源的发电厂（占装机容量的 13.25%）
乌拉圭	URY	无条件目标：2030 年 CO ₂ 减排 9267Gg，CH ₄ 减排 818Gg，N ₂ O 减排 32Gg，HFC 减排 10%；有条件目标：2030 年 CO ₂ 减排 960Gg，CH ₄ 减排 61Gg，N ₂ O 减排 2Gg，HFC 减排 5%	2030 年利用可再生电力盈余取代工业、贸易和服务部门的一部分化石燃料，特别是替代燃料油消费量的 20%；水泥行业的 6%的石油焦消耗由稻壳或其他低排放或零排放燃料替代
阿根廷	ARG	2030 年净二氧化碳当量排放量不超过 3.59 亿吨	—
智利	CHL	2030 年排放不超过 95MtCO ₂ e，2025 年达峰，2020—2030 年碳排放预算不超过 1100MtCO ₂ e，2050 年实现碳中和	碳中和情景中，可再生能源替代淘汰 5500MW 火电站

信息来源：根据各国提交 NDC 文件自行制作（<https://unfccc.int/NDCREG>），“/”表示未在 NDC 文件中明确提及该方面的具体目标。

附录 B: 部分可为可再生能源项目提供预可行性融资的资金机制

基金	来源	目的	已成功/失败项目	资金规模	拨款(是/否)	备注
项目开发基金	南非财政部	为政府项目预可行性研究提供资金, 如聘请政府顾问对 PPP 项目进行开发	该基金针对旨在提供政府服务的项目; 已经申请聘请政府顾问开发 RSA PPPs	待确定	是	大多针对 PPP 项目
全球环境基金 (GEF)	南非开发银行等获得认证的机构	早期开发资金	部分资金指定用于 RSA 的小规模 IPP 项目, 用于支持中小企业进行可行性研究。款项尚未支付。拨款批准与款项支付延迟	待确定	是	环境项目、生物多样性、可持续城市与交通
绿色基金 (GF)	南非开发银行	预可行性研究、项目准备、项目实施资金	新基金。项目目前正在尽职调查	5 亿南非兰特	是	可再生能源、可持续废物管理、可持续水资源管理、能源效率
能源与环境伙伴关系信托基金 (EEP Africa)	能源与环境伙伴关系信托基金 (EEP Africa)	EEP Africa 为博茨瓦纳、布隆迪、肯尼亚、莱索托、马拉维、莫桑比克、纳米比亚、卢旺达、塞舌尔、南非、坦桑尼亚、乌干达、赞比亚和津巴布韦等国的创新清洁能源项目提供早期资金和催化融资	2018 年至 2020 年, EEP Africa 批准了 67 个项目的融资申请, 包括 14 个国家的 9 个技术领域。承诺赠款与应偿还赠款总计 2600 万欧元	待确定	是	9 个技术领域

基金	来源	目的	已成功/失败项目	资金规模	拨款(是/否)	备注
InfraCo Africa	InfraCo Africa	向需要获取融资支持降低风险与成本的早期项目进行直接投资	开发了 27 个项目直至融资关闭。在这些项目中, 已经成功退出 5 个项目, 目前正在监督剩余项目的建设运营。共投资 2 亿美元, 为 34 个项目提供支持	2 亿美元	是	发电、输电配电工程, 网外可再生能源发电项目优先
IFC 全球基础设施项目开发基金 (IFC InfraVentures)	国际金融公司	全球基础设施项目开发基金旨在提高发展中国家银行可担保项目数量, 包括提供初期风险资本和成熟的项目开发支持, 以解决前沿市场基础设施项目私人投资所面临的阻碍	2013-2015 年间与通用电气、Craftskills 公司和基贝托能源共同投资 3.2 亿美元建设装机容量为 100MW 的肯尼亚基贝托风电项目 肯尼亚 100MW 风电项目 马里 40MW 水电项目 马里 33MW 太阳能光伏发电项目	1.5 亿美元	否	风电、太阳能、天然气、水电
种子资本援助基金 (SCAF)	种子资本援助基金 (SCAF)	帮助低碳项目开发商和企业从主流能源投资方获取企业发展支持和种子资本融资	在亚洲和非洲成立 7 个投资基金, 可再生能源开发项目资本总额达 52 美元	7.9 亿美元	是	低碳项目

参考文献

- [1] Ameli, Nadia, Olivier Dessens, Matthew Winning, Jennifer Cronin, Hugues Chenet, Paul Drummond, Alvaro Calzadilla, Gabriel Anandarajah, and Michael Grubb. Higher Cost of Finance Exacerbates a Climate Investment Trap in Developing Economies[J]. *Nature Communications*, 2021, 12 (1): 4046. <https://doi.org/10.1038/s41467-021-24305-3>.
- [2] Bhandary, Rishikesh Ram, Kelly Sims Gallagher, Amy Myers Jaffe, Zdenka Myslikova, Fang Zhang, Maria Petrova, Angeles Barrionuevo, et al. Demanding Development: The Political Economy of Climate Finance and Overseas Investments from China[J]. *Energy Research & Social Science*, 2022, 93(November): 102816. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102816>.
- [3] BloombergNEF. 2023-03-17. Global Low-Carbon Energy Technology Investment Surges Past \$1 Trillion for the First Time[EB/OL]. 2023-03-25. <https://about.bnef.com/blog/global-low-carbon-energy-technology-investment-surges-past-1-trillion-for-the-first-time/>.
- [4] Boston University Global Development Policy Center. 2022a. China's Global Energy Finance Database[EB/OL]. 2023-03-01 <http://www.bu.edu/cgef>.
- [5] ———. 2022b. 'China's Global Power Database'[EB/OL]. 2023-03-17. <https://www.bu.edu/cgp/>.
- [6] Cabré, Miquel Muñoz, Kuda Ndhlukula, Tsitsi Musasike, Daniel Bradlow, Kogan Pillay, Kevin P. Gallagher, Yunnan Chen, J. Loots, and Xinyue Ma. Expanding Renewable Energy for Access and Development: The Role of Development Finance Institutions in Southern Africa[EB/OL]. Boston University Global Development Policy Center, 2020. <https://www.bu.edu/gdp/2020/11/16/expanding-renewable-energy-for-access-and-development-the-role-of-development-finance-institutions-in-southern-africa-2/>.
- [7] Cabré, Miquel Muñoz, Kevin P. Gallagher, and Zhongshu Li. 2018. Renewable Energy: The Trillion Dollar Opportunity for Chinese Overseas Investment[J]. *China & World Economy* 26 (6): 27–49. 2023-03-27. <https://doi.org/10.1111/cwe.12260>.
- [8] Chen, Xu, Zhongshu Li, Kevin P. Gallagher, and Denise L. Mauzerall. Financing Carbon Lock-in in Developing Countries: Bilateral Financing for Power Generation Technologies from China, Japan, and the United States[J]. *Applied Energy*. 2021 300 (October): 117318. 2023-03-17. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117318>.
- [9] Egli, Florian. 2020. Renewable Energy Investment Risk: An Investigation of Changes over Time and the Underlying Drivers[J]. *Energy Policy* 140 (May): 111428. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111428>.
- [10] Energy Information Administration. 2021. International Energy Outlook 2021[R]. 2023-03-05. <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/index.php>.
- [11] Gu, Alun, and Xiaoyu Zhou. 2020. Emission Reduction Effects of the Green Energy Investment Projects of China in Belt and Road Initiative Countries[J]. *Ecosystem Health and Sustainability* 6 (1): 1747947. 2023-04-06. <https://doi.org/10.1080/20964129.2020.1747947>.
- [12] IPCC. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change[R]. In *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change*. Vol. [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. 2022. Cambridge, UK and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

- [13] IRENA. World Energy Transitions Outlook[R]. 2021.
<https://www.irena.org/publications/2021/March/World-Energy-Transitions-Outlook>.
- [14] Jun, Ma, and Simon Zadek. Decarbonizing the Belt and Road Initiative: A Green Finance Roadmap[EB/OL]. Tsinghua PBCSF. 2019. <https://www.ukchinagreen.org/publication/decarbonizing-the-belt-and-road-initiative-a-green-finance-roadmap/>.
- [15] Kong, Bo, and Kevin P. Gallagher. Inadequate Demand and Reluctant Supply: The Limits of Chinese Official Development Finance for Foreign Renewable Power[J]. *Energy Research & Social Science*. 2021 71 (January): 101838. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101838>.
- [16] Li, Zhongshu, Kevin P. Gallagher, and Denise L. Mauzerall. China's Global Power: Estimating Chinese Foreign Direct Investment in the Electric Power Sector[J]. *Energy Policy*, 2020, 136 (January): 6.2111056. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111056>.
- [17] Liao, Jessica C. Talking Green, Building Brown: China-ASEAN Environmental and Energy Cooperation in the BRI Era[J]. *Asian Perspective* . 202246 (1): 21–47. <https://doi.org/10.1353/apr.2022.0001>.
- [18] Lin, Boqiang, and François Bega. China's Belt & Road Initiative Coal Power Cooperation: Transitioning toward Low-Carbon Development[J]. *Energy Policy*, 2021, 156 (September): 112438. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112438>.
- [19] Liu, Haiyue, Yile Wang, Jie Jiang, and Peng Wu. 2020. How Green Is the “Belt and Road Initiative”? – Evidence from Chinese OFDI in the Energy Sector[J]. *Energy Policy*, 2020, 145 (October): 111709. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111709>.
- [20] Lu, Yangsiyu, Cecilia Springer, and Bjarne Steffen. Collaborating for Sustainable Development: The Role of Cofinancing in Shaping Outcomes of Chinese Lending and Overseas Development Finance Projects[EB/OL]. GCI Working Paper. Boston University Global Development Policy Center, 2023. <https://www.bu.edu/gdp/2023/04/04/collaborating-for-sustainable-development-the-role-of-cofinancing-in-shaping-outcomes-of-chinese-lending-and-overseas-development-finance-projects/>.
- [21] Nedopil, Christoph. China Belt and Road Initiative (BRI) Investment Report 2022[EB/OL]. Green Finance & Development Center. 2023. <https://greenfdc.org/china-belt-and-road-initiative-bri-investment-report-2022/>.
- [22] Ray, Rebecca. Small Is Beautiful: A New Era in China's Overseas Development Finance?[EB/OL]. Boston University Global Development Policy Center, 2023. <https://www.bu.edu/gdp/2023/01/19/small-is-beautiful-a-new-era-in-chinas-overseas-development-finance/>.
- [23] Sauer, Jürgen Michael Thomas, Laura Díaz Anadón, Julian Kirchherr, Judith Plummer Braeckman, and Vera Schulhof. Chinese and Multilateral Development Finance in the Power Sector[J]. *Global Environmental Change*, 2022,75 (July): 102553. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2022.102553>.
- [24] Songwe, Vera, Nicholas Stern, and Amar Bhattacharya. Finance for Climate Action: Scaling up Investment for Climate and Development[R]. Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment. 2022. <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/publication/finance-for-climate-action-scaling-up-investment-for-climate-and-development/>.
- [25] Steffen, Bjarne, and Tobias S. Schmidt. A Quantitative Analysis of 10 Multilateral Development Banks' Investment in Conventional and Renewable Power-Generation Technologies from 2006 to 2015[J]. *Nature Energy*, 2019, 4 (1): 75–82. <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0280-3>.
- [26] World Bank. China-Renewable Energy Development Project[EB/OL]. World Bank. 2001. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/141941468769238481/pdf/multi0page.pdf>.

- [27] Zhao, Laijun, Jieyu Liu, Deqiang Li, Yong Yang, Chenchen Wang, and Jian Xue. 2022. China's Green Energy Investment Risks in Countries along the Belt and Road[J]. *Journal of Cleaner Production* 380 (December): 134938. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134938>.
- [28] Zhou, Lihuan, Ziyi Ma, Shuang Liu, Xinyue Ma, Kevin Acker, Margaret Myers, Deborah Brautigam, and Kevin Gallagher. 2022. China Overseas Finance Inventory Database[EB/OL]. *World Resources Institute*. <https://doi.org/10.46830/writn.21.00003>.
- [29] 庞广廉,汪爽,王瑜.中亚能源转型与可再生能源投资合作[J].国际石油经济,2022,30(02):76-83.
- [30] 武芳.非洲可再生能源的发展与中非可再生能源合作[J].对外经贸实务,2022,No.401(06):4-8.
- [31] 王涛,崔媛媛.非洲风能开发利用的潜能、现状及前景[J].中国非洲学刊,2020,1(02):117-136.
- [32] 魏蔚,拉美国国家发展可再生能源的政策与最佳实践[J].拉丁美洲研究,2016,38(06):77-94,156-157.
- [33] 焦玉平,蔡宇.能源转型背景下中拉清洁能源合作探析[J].拉丁美洲研,2022,44(04):117-135,157-158.