

# “一带一路”国家 可再生能源项目 投融资模式、问题和建议

Investment and Financing Models, Challenges and Recommendations  
of Renewable Energy Projects by Chinese Companies  
in the Belt and Road Countries



2020年1月

本研究报告由清华大学绿色金融发展研究中心与创绿研究院于 2020 年 1 月合作完成。

感谢水电水利规划设计总院、中国金融学会绿色金融专业委员会对本研究提供的大力支持，以及来自电力企业、电力设备制造企业和多家金融机构的专家所提出的宝贵建议和意见：国家电力投资集团中电国际副总经理寿如峰、晶科电力股份有限公司国际项目及结构性融资总监孙以波、中国华电集团香港公司财务总监李远志、国家能源投资集团前副总经理 / 龙源电力前总经理谢长军、北京中佳汇达能源投资有限公司总经理沈光伟、上海电气电站集团商务部长孟海东、信息产业电子第十一设计研究院新能源海外总监董正翔、新特能源股份有限公司海外投资总监曲波、中国能建集团广东设计院投资运营事业部总经理孙小兵、中国电建集团电建国际副总经理王永强、可再生能源处副处长崔旭、天合光能资金总监田宏、中国出口信用保险公司资信评估中心处长王福俭、德意志银行中国（“一带一路”办公室）董事熊伟、中国银行公司金融部总经理耿媛元、高级经理刘宏博、中国工商银行专项融资部全球电力金融处处长信伟彬、产品主管王超和法国外贸银行（香港）债券资本市场部主管刘晨曦等。课题组对本文的观点和存在的问题负责。

### **课题组总顾问：**

马骏 清华大学绿色金融发展研究中心主任、中国金融学会绿色金融专业委员会主任

### **课题组负责人：**

佟江桥 清华大学绿色金融发展研究中心访问学者

### **课题组成员：**

佟江桥 清华大学绿色金融发展研究中心访问学者

白轶雯 创绿研究院执行主任、研究员

刘嘉龙 清华大学绿色金融发展研究中心经济分析师

邵丹青 清华大学绿色金融发展研究中心经济分析师

## Content

<b>Summary</b>	<b>1</b>
<b>1 Investment potential of renewable energy projects in the Belt and Road countries</b>	<b>17</b>
1.1 Superior natural resources endowments	18
1.2 Serious power supply shortage	19
1.3 Rapid reduction of renewable energy costs	19
1.4 The evolvement of policy and planning	19
1.5 The advantages of Chinese investors in renewable energy investments	20
<b>2 Existing renewable energy programs invested by Chinese companies in the Belt and Road countries</b>	<b>21</b>
2.1 The history and scale of Chinese investments	22
2.2 The types of investors and investment forms	22
2.3 The regional distribution of investments	23
2.4 The financial institutions	23
2.5 The investment risks	25
<b>3 The main financing models of renewable energy projects in the Belt and Road countries</b>	<b>27</b>
3.1 Corporate financing	28
3.2 Project financing	28
3.3 Blended financing	30
3.4 The repayment guarantee mechanism of financing for renewable energy projects	31

<b>4</b>	<b>Cases and challenges of renewable energy greenfield investment and financing in the Belt and Road countries</b>	<b>32</b>
4.1	Cases of Chinese-involved investments	41
4.2	Cases of investments involving international capital	44
4.3	Challenges of renewable energy investment and financing by Chinese companies in the Belt and Road countries	47
<b>5</b>	<b>Recommendations for promoting investments and reducing the financing costs</b>	<b>49</b>
5.1	Recommendations for Chinese investment enterprises	50
5.2	Recommendations for Chinese financial institutions	62
5.3	Recommendations for policy makers and regulators	65
	<b>References</b>	<b>73</b>

## 目录

摘要	1
<b>1</b> “一带一路”可再生能源项目投资的发展前景	17
1.1 优异的自然禀赋条件	18
1.2 严重的能源电力短缺	19
1.3 成本的快速下降	19
1.4 发展的政策规划支持	19
1.5 中国企业参与投资的优势	20
<b>2</b> “一带一路”可再生能源项目中国企业投资现状	21
2.1 投资历史和规模	22
2.2 投资主体和形式	22
2.3 地域分布	23
2.4 金融机构	23
2.5 投资风险	25
<b>3</b> “一带一路”可再生能源项目的主要融资模式	27
3.1 公司融资	28
3.2 项目融资	28
3.3 混合式融资	30
3.4 可再生能源项目融资的偿还保证机制	31

<b>4</b>	<b>“一带一路”可再生能源绿地项目投融资案例和问题</b>	<b>32</b>
4.1	中资参与的项目案例	41
4.2	国际资本参与投资的项目案例	44
4.3	“一带一路”可再生能源项目投融资遇到的一些问题	47
<b>5</b>	<b>促进投资和降低融资成本的建议</b>	<b>49</b>
5.1	针对中资投资主体的建议	50
5.2	针对金融机构的建议	62
5.3	针对政府和监管部门的建议	65
	<b>参考文献</b>	<b>73</b>

## Summary

Promoting a green and low-carbon energy transition along the BRI countries is essential for greening BRI investments, and it is also the key to improve the ecological environment of BRI countries, address climate change, and support sustainable development globally. With the trend of energy decarbonization worldwide, many BRI countries have shifted towards renewable energies in their national energy strategies. A considerable number of BRI countries have abundant solar radiation and wind resources, thus they have huge potential to develop renewable energies. In recent years, with the decline of photovoltaic module prices and continuous improvement of conversion efficiency, the cost of photovoltaic power generation has been greatly reduced, and the cost of power generation from other renewable energy sources is also falling. The rapid reduction of renewable energy costs means less dependence on subsidies, improved predictability of cash flow and a substantial increase of economically viable resources. Consequently, it will also attract more and more investors and financial institutions to participate in the development and financing of renewable energy projects in the BRI countries.

Chinese companies' investment in BRI renewable energy projects can be traced back to more than a decade ago. However, compared with the domestic investment scale of PV and wind power projects, as well as the long-term market potential of BRI countries, the equity investment by Chinese companies in renewable energy projects in BRI countries is still at a very early stage with huge potential for more engagement at a larger scale in the future.

This report analyzes representative cases of renewable energy projects invested by Chinese companies in BRI countries, including Power China's Dawood wind power project in Pakistan, China Power International Development's Zhanatas wind power project in Kazakhstan, China Power International Development's Binh Thuan wind power project in Vietnam, State Power Investment Corporation's Mozula wind power project in Montenegro, China Longyuan Power's De Aar wind power project in South Africa, Zonergy's Jinnah PV project in Pakistan, Goldwind's Helios wind power project in Argentina, Canadiansolar's Pirapora photovoltaic power project in Brazil, Canadiansolar's Cafayate photovoltaic power project in Argentina, Jinko Solar's San Juan photovoltaic power project in Argentina, Jinko Solar's Sweihan photovoltaic power project in Abu Dhabi. Based on these cases, the report summarizes the financing models of BRI renewable energy projects as follows:

- (1) Chinese policy bank or commercial banks provide recourse loans with export credit insurance by China Export Credit Insurance Corporation (SINOSURE), (Pakistan Wind Power, Pakistan PV, Vietnam PV, Argentina PV projects);

- (2) Multilateral development institutions lead non-recourse syndicated loans formed by local or international banks (Kazakhstan Wind Power, Kazakhstan PV, Argentina PV, Ukraine PV, Mexico PV projects);
- (3) Non-recourse syndicated loans formed by local or international commercial banks (Montenegro Wind Power, South Africa Wind Power, Brazil PV, United Arab Emirates PV, Malaysia PV projects);
- (4) The financing during the construction period is advanced by the contractor, while the bank provides receivables factoring as a short-term financing. When a power station goes completely into commercial operation, the contractor then seeks medium/long-term financing (Vietnam PV project);

Among these models, the non-recourse financing model is generally applicable to countries with high sovereign credit ratings and relatively developed local financial markets. In this model, the power purchase agreement of the project usually has complete terms and gets sovereign guarantee from the host country. In many cases, foreign institutions or multilateral development institutions are also involved in the local market. Additionally, the financing characteristics of renewables are different from those of traditional power infrastructure projects. Renewable power projects have short construction period, yet strict requirements on timelines and roadmaps. Therefore, renewable energy projects can adopt different financing models for the projects' construction and operational periods respectively.

In addition, the report also examines several renewable energy investments by international companies, and conducts a comparison with the cases of Chinese companies. These projects include Scatec Solar's Redsol PV Project in Malaysia, B.GRIMM Power's Dau Tieng PV Project in Vietnam, Prime Road Alternative's Kampong Chhnang PV Project in Cambodia, World Bank's Renewable Energy Project in Bangladesh, Scatec Solar's Boguslav PV Project in Ukraine, NBT / Total Eren's Syvash Wind Power Project in Ukraine, United Green Energy's PV Project in Kazakhstan, Enel's Villanueva PV Project in Mexico, Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado's (JEMSE) Cauchari Solar PV Project in Argentina, Lake Turkana Wind Power (LTWP) Project in Kenya and Neoen's PV Project in El Salvador. By comparison, the report finds that Chinese investments seldom apply blended financing with multilateral development institutions, and rarely adopts complete non-recourse project financing.

According to the interviews with Chinese investment companies and financial institutions, at present Chinese companies face the following financing challenges when investing in renewable energy projects in BRI countries.

- (1) **The delaying of domestic funds withdrawal leads to insufficient funding capacity for overseas investment.** This is due to the serious delayed payment of subsidies to domestic renewable energy projects. Wind power/photovoltaic power plant operators, and equipment manufacturing and project construction companies are all facing the challenges of insufficient funding, which is especially true for private companies.
- (2) **Increasingly intensive competition of project bidding.** In recent years, an increasing number of countries have changed the process of selecting investors for renewable energy projects from previously fixed-price bilateral negotiation to competitive bidding, which intensifies the competition of project bidding and causes a rapid decline in electricity prices. Chinese enterprises face fierce competition from domestic, international and local enterprises from host countries. Based on the cost structure of renewable energy, the level of project financing costs is an important factor that determines the competitive bidding ability and the return on investment.
- (3) **Lack of sovereign guarantees from host countries.** Due to the high debt levels of some BRI countries, it is difficult to provide sovereign guarantees for the financing of power projects, including renewable energy projects. In some high-risk countries, especially those with weak purchasing power, the lack of sovereign guarantee of host country means higher investment risks and financing costs.
- (4) **Insufficient support from credit insurance agencies.** The development of BRI renewable energy projects are still in the early stage, and Chinese domestic financial institutions are still learning. Due to information gap, financing generally requires mortgages and guarantees, financing institutions face difficulties on making further breakthroughs due to a lack of sufficient information in evaluating project and host country risks. Moreover, many national loans and export credit insurance quotas have been allocated to overseas thermal power project investments. In some countries that have high-risk, and have the urgent requirements on project insurance to obtain financing, the coverage of export credit insurance is insufficient, which makes it difficult for project implementation.
- (5) **High financing costs and short financing periods.** The cost of borrowing foreign currency funds from Chinese banks is higher than from international financial institutions, so the loan interest rates from Chinese banks are higher and automatically disadvantaged. Lending banks usually require borrowers to get export credit insurance from SINOSURE which increase additional financing costs. Although the loans underwritten by SINOSURE can reduce actual risk exposure of the banks, the interest rates are still not competitive. In addition, Chinese domestic corporate financing always relies on

short-term loans, rather than medium/ long-term loans.

- (6) **Hard to operate project financing, while corporate financing leads to heavy debt burden.** Project financing requires banks to be equipped with sufficient risk assessment capacity. At present, Chinese banks rarely support BRI renewable energy projects by non-recourse or limited recourse project financing. According to the existing corporate financing model, Chinese companies need to guarantee their overseas projects, which occupies a large percentage of available credit resources and results in limited subsequent financing capabilities, especially for private companies that cannot get sufficient bank credit lines.
- (7) **Little cooperation with international commercial financial institutions, multilateral development institutions, and local financial institutions.** These institutions have relatively rich experience of risk assessment on countries and projects. They adopt project financing models more widely, and do not require additional insurance from export credit agency for loans, which can reduce overall financing costs. Due to the lack of experience with such cooperation, Chinese-investors have failed to take full advantage of policy incentives as well as preferential loans from international multilateral development institutions and financial institutions in the countries where the projects are located.
- (8) **Lack of cooperation with long-term investment institutions.** When the project operates for a period of time and achieves stable returns, the project owner should consider selling equity or earning power to international pension funds, sovereign funds, insurance companies, and other long-term investment institutions in order to accelerate the return of funds and increase liquidity. However, currently the connection between these long-term funds and renewable energy projects in BRI countries is weak, especially for those projects invested by China.

Based on the study and analysis of the above cases, in order to broaden the financing channels for Chinese enterprises when participate in the investment of BRI renewable energy projects and reduce financing costs in the future, the report proposes the following recommendations for Chinese investment enterprises, Chinese financial institutions and Chinese governments/regulators respectively.

### **Recommendations for Chinese investment enterprises:**

- (1) **Strengthen the project selection criteria and process, to guide the investment decision by principles.** China has built the world's largest wind power and PV installation

capacity, but the actual rate of return on investments for many projects is far below expectations. BRI project development could learn from the lessons of previous investments which made ill-informed decisions blindly.

- (2) **Enable BRI renewable energy projects to get financed by the stock market, reduce debt-levels, and attract institutional investors who can manage long-term capital.** In recent years, several renewable energy companies have raised funds through IPOs in their BRI countries' projects investment, such as AZURE (2016) in India and NEON (2018) in France. After the listing, stock prices have performed well and Chinese-funded institutions can learn from this financing model.
- (3) **Enhance the cooperation with international long-term funds.** Globally, more and more institutional investors and renewable energy project funds have adopted ESG investment concepts. The existing asset portfolio of funds is gradually being divested from the fossil fuel industry, and renewable energy projects along the BRI can be regarded as a new investment direction for divested funds. Chinese-funded institutions could consider jointly launching more BRI green investment funds with international capital. Project owners could consider selling equity and earning power to various types of infrastructure funds globally, such as pension funds, insurance companies and other institutions to speed up the return of funds.
- (4) **Strengthen the blended financing cooperation with multilateral development institutions.** To achieve the goal of the Paris Agreement, multilateral development institutions are gradually increasing their support for financing renewable energy projects in developing countries. The positive political influence of multilateral institutions can help projects mitigate risks and increase credibility. Chinese commercial banks could adopt the AB loan model with multilateral institutions, to share the priority creditor status of multilateral institutions.
- (5) **Take full advantage of the financing and risk control capabilities of foreign commercial financial institutions.** Some foreign banks have been developing projects in developing countries of respective regions for a long time, so they have stronger risk control capabilities than Chinese counterparts. As such, it is more possible to adopt non-recourse or limited recourse financing models, which help reduce financing costs. Chinese-funded financial institutions should participate in projects which can make full use of financing channels such as syndicated loans initiated by foreign institutions through existing green investment and financing platforms, to attract lower-cost funding sources.

- (6) **Expand financing channels for bonds.** Bonds usually have longer maturities than bank loans, which could reduce maturity mismatches. Issuing BRI green project bonds should be encouraged, especially for the issuance of lower-cost green bonds in European and British markets.

## Recommendations for Chinese financial institutions:

- (1) **Chinese financial institutions should strengthen their ability to analyze and manage the environmental and climate risks, reduce the support for coal power projects in BRI countries and free up resources to support the development of renewable energy projects.** For various reasons, many Chinese financial institutions still provide loan support for coal power projects in BRI countries. However, due to the substantial decrease of the cost of renewable energy and increasing new restrictive policies on high-carbon emission industries from more countries, coal power projects may face the risk of becoming non-performing loans or stranded assets in the upcoming five to ten years. According to the recommendations from the Central Bank's Green Finance Network (NGFS)<sup>1</sup>, Chinese financial institutions and regulators should conduct stress tests on the environmental and climate risks of BRI coal power projects. On this basis, they should make plans for reducing the risk of coal power projects as soon as possible, and in the meantime, scale up financing resources to renewable energy projects.
- (2) **List renewable energy development as a key supporting industry for greening the BRI, and provide concessional loans and financing.** Chinese financial institutions should learn from the cases of Japanese and Korean financial institutions which provide low-interest loan support for their advantageous nuclear power manufacturing exports, and help the domestic companies explore and expand overseas markets. It is recommended that the Export-Import Bank of China strengthen its support of Preferential Loans and Preferential Export Buyer's Credit for renewable energy projects. Meanwhile, regarding providing more low-cost funding sources for domestic policy bank and commercial banks, the report proposes to further expand the scale and coverage of foreign exchange reserve entrusted loans pilot projects, and promote a diverse application of foreign exchange reserves.
- (3) **SINOSURE should reduce the underwriting for coal power projects, and more actively support Chinese enterprises and financial institutions' investment of renew-**

<sup>1</sup> Central Banks and Supervisors' Network for Greening the Financial System (NGFS). It is jointly organized by the central banks and supervisors from eight countries, including China, France, and Germany. The current membership totals more than 50 countries. In April 2019, NGFS published a comprehensive report entitled "Climate Risk lead to Financial Risk", calling on global financial regulators and financial institutions to strengthen environmental climate risk analysis.

**able energy projects in BRI countries.** SINOSURE should prioritize the support for renewable energy projects in their underwriting portfolio, increase the insurance coverage, extend the insurance period, lower the acceptance policy threshold, moderately reduce the rate, optimize the quotation mechanism, and especially lessen the requirements for guaranteed measures for non-sovereign projects of renewable energy projects.

- (4) **Improve banks' risk assessment mechanism for renewable energy projects.** Banks should incorporate the specific characteristics of the renewable energy industry and individual projects in the projects' risk assessment process, instead of overemphasizing country risks and ignoring the objective assessment of industry and project risks. Meanwhile, the risk assessment of BRI projects should not be influenced by the potential risk of deferred payment of electricity price subsidies for Chinese renewable energy projects that many Chinese financial institutions are quite familiar with. Actually, many BRI countries confirm the one-stage feed-in tariff determined after the bidding of renewable energy projects, which is totally different from China's two-stage tariff subsidy settlement mechanism. So the risk from arrears in revenue of electricity fees of BRI projects is relatively small.
- (5) **Encourage Chinese financial institutions to speed up engagement in BRI countries, further understand local markets and policy environments, and create conducive conditions for non-recourse and structured financing.** Many Chinese banks lack project financing capability, due to their limited capacity of conducting due diligence study and insufficient understanding of local policies and market conditions. We suggest Chinese financial institutions establish branches in BRI countries to build up their capacity.

## Recommendations for policy makers and regulators:

- (1) **Help BRI countries improve renewable energy development policy frameworks and provide capacity building for renewable industry.** Policy framework and industry capacity building is the cornerstone for a country to continuously drive infrastructure development and attract international capital. Some BRI countries' photovoltaic and wind power purchase terms are not accepted by international financial institutions and enterprises, which makes project financing difficult and costly. As an important part of BRI cooperation, China should invest more resources and work with international organizations to help regions with great potential for renewable energy development (such as Central Asia and Southeast Asia) to improve relevant policy frameworks (such as modifying controversial power purchase clauses), and to improve

financing conditions for renewable energy projects in these countries.

- (2) **Provide capacity building on green finance for BRI countries.** Most BRI countries have not yet established financial systems that support green industries, including standards that limit investments on polluting, high-carbon industries, and incentives that encourage investments in green industries. China is at the forefront in developing green finance system in the world and has led a series of international cooperation in green finance. It is necessary to invest resources to support BRI countries to establish green finance standards, environmental information disclosure requirements, incentive mechanisms and green financial products such as green credit and green bonds, and help build local green finance policies and product systems that support renewable energy development .
- (3) **Chinese financial institutions should incorporate green credit to BRI countries into MPA and other regulatory assessments.** At present, the People's Bank of China encourages financial institutions to develop green credit domestically, when conducting the macro-prudential assessment (MPA) for banking financial institutions. However, the assessment mechanism does not covered financing services for overseas renewable energy projects yet. Therefore, it is recommended that the MPA assessment system is modified to cover Chinese banks' overseas green credit balance and growth rate, to strengthen regulatory incentives for BRI green investment.
- (4) **Build a special fund to support BRI green investment.** Institutions such as the AIIB and Silk Road Fund initiated by China focus on supporting infrastructure investment in BRI countries, rather than the green investment field specifically. As green investment in BRI countries totals more than \$ 1 trillion per year, we recommend that China and international partners jointly launch a special fund to support the BRI renewable energy projects and green industries.
- (5) **Chinese carbon trading markets could consider accepting the carbon emission reduction credits from the BRI renewable energy projects invested by Chinese institutions.** Most BRI countries have not established carbon-trading markets, so the renewable energy projects and other mitigation projects are not able to enjoy the incentives of carbon trading mechanism. We suggest that when designing or modifying China's carbon trading market system, the eligible carbon emission reduction credits of renewable energy projects invested by Chinese institutions in BRI countries should be considered to be accepted in the CCER system. In terms of the volume, the reductions generated by the BRI renewable energy projects invested by Chinese companies have little impact on the overall scale of China's upcoming national carbon

trading market. However, taking these reductions into the CCER system signifies that China is taking responsibility to help reduce greenhouse gas emissions globally. It can also help generate additional income, increase returns for projects, and reduce risks and financing costs.

### **Other recommendations:**

- (1) Establish industry alliances, improve competitiveness, and create risk sharing mechanisms. Different Chinese investing institutions, including power generation enterprises, equipment manufacturing enterprises, design and engineering construction enterprises, and financial institutions should establish cooperative alliances to share risks and profits.
- (2) Improve the institutional system and capacity building for contract management and supervision of PPP.
- (3) Establish an information sharing platform to disclose latest renewable energy policies and market-related data of BRI countries.
- (4) Expand the signing membership of the BRI Green Investment Principles (GIP). Building on the BRI green projects database initiated by GIP, help reduce the information gap between project owners and funders.
- (5) Accelerate the resolution of various bottlenecks faced by the Chinese Yuan in cross-border use in BRI investment.



## 摘要

推进“一带一路”国家能源结构的绿色化和低碳化转型，是绿色“一带一路”建设的一项核心内容，是改善“一带一路”国家生态环境、应对气候变化和支持全球可持续发展的关键所在。在全世界能源低碳化的趋势下，很多“一带一路”国家的能源战略都纷纷转向发展低碳可再生能源。相当数量的“一带一路”国家具备优异的光照辐射和风力资源条件，发展可再生能源的潜力巨大。近年来，随着光伏组件价格下跌和转换效率不断提高，光伏发电成本大为降低，其它可再生能源的发电成本也在下降。可再生能源成本的迅速降低带来对补贴依赖的减少，现金流可预测性的改善以及经济可开发资源规模的大幅增长，也会吸引越来越多的投资者和金融机构参与“一带一路”国家可再生能源项目开发和融资。

中国企业参与“一带一路”可再生能源项目投资可以追溯到十数年前。对比国内光伏风电项目已投资规模和“一带一路”国家的长远发展潜力，中国企业在“一带一路”国家可再生能源项目的股权投资还处于非常早期的阶段，未来在更大规模上参与的潜力巨大。

本报告对中国企业在“一带一路”国家投资的可再生能源项目中的一些有代表性的案例进行了分析，包括中国电建巴基斯坦大沃风电、中国电力哈萨克斯坦扎纳塔斯风电、中国电力越南平顺风电、国家电力投资集团黑山莫祖拉风电、龙源电力南非德阿风电、中兴能源巴基斯坦真纳光伏、金风科技阿根廷 Helios 风电、阿特斯巴西霹雳波光伏、阿特斯阿根廷卡法亚特光伏、晶科能源阿根廷圣胡安光伏和晶科能源阿布扎比 Sweihan 光伏。通过对上述案例的分析，课题组就“一带一路”可再生能源项目的融资模式总结如下：

- (1) 中国政策性银行或商业银行有追索权贷款 + 中信保承保（巴基斯坦风电、巴基斯坦光伏、越南光伏、阿根廷光伏）；
- (2) 多边机构牵头当地或国际银行组建的无追索银团贷款（哈萨克斯坦风电、哈萨克斯坦光伏、阿根廷光伏、乌克兰光伏、墨西哥光伏）；
- (3) 所在国或国际商业银行组建的无追索银团贷款（黑山风电、南非风电、巴西光伏、阿联酋光伏、马来西亚光伏）；
- (4) 建设期融资由承包商垫资，并由银行提供短期融资应收款保理，电站全部投入商业运行再寻求中长期融资渠道（越南光伏）；

其中，无追索项目融资模式一般适用于国家主权评级高、当地金融市场相对发达的国家，项目的购电协议一般有东道国的主权担保且条款完善，当地市场外资机构或多边机构参与较多。另外，可再生能源有别于传统电力基建项目的融资特征，项目建设周期短，但对时间节点要求高，因此项目可以采用建设期和运营期不同的融资模式。

此外，课题组也研究了部分国际企业参与的投资项目案例，并与中国企业投资的项目进行了对比。这些项目包括 Scatec Solar 公司马来西亚 Redsol 光伏、B.GRIMM Power 公司越南油汀光伏、Prime Road Alternative 公司柬埔寨磅清扬光伏、世界银行孟加拉国可再生能源项目、Scatec Solar 公司乌克兰 Boguslav 光伏、NBT/Total Eren 公司联合体乌克兰 Syvash 风电、United Green Energy 公司哈萨克斯坦光伏、Enel 公司墨西哥 Villanueva 光伏、胡胡伊能源与矿业公司阿根廷高查瑞太阳能光伏、LTWP 联合体肯尼亚图尔卡纳湖风电和 Neoen 公司萨尔瓦多光伏。通过对比发现，中国企业投资的项目较少采用与多边机构混合融资的方式，也较少采用完全无追索项目融资方式。

根据课题组与投资企业和提供融资的金融机构访谈，目前中国企业在投资“一带一路”国家可再生能源项目时，在融资方面主要存在以下问题和困难：

- (1) **国内资金的回笼滞后造成海外项目开发的资金能力不足。** 由于国内可再生能源项目补贴严重拖欠，无论是风电、光伏电厂运营商还是设备制造和工程施工单位，都存在资金链紧张的问题，对民营企业问题尤其严重。
- (2) **项目竞争加剧。** 近年来，越来越多的国家为可再生能源项目选择投资人的方式，从原来的固定电价双边谈判形式逐渐转变为竞争招标方式，导致项目竞争程度加剧、电价水平迅速下降。中国企业在项目投标上面临本国企业、国际企业及投资所在国家当地企业的激烈竞争。基于可再生能源的成本结构，项目融资成本的高低是决定投资商竞争报价能力和投资回报率的重要因素。
- (3) **投资国主权担保减少。** 一些“一带一路”国家由于债务水平较高，已经很难为电力项目包括可再生能源项目融资提供主权担保。在一些高风险国家，尤其是购电方实力较弱的国家，没有东道国的主权担保意味着更高的投资风险和融资成本。
- (4) **信用保险机构对可再生能源的支持不够。** “一带一路”可再生能源项目尚处于发展初期，国内金融机构仍处于摸索阶段。囿于信息不对称，融资一般都要求抵押和担保，金融机构对项目风险和国别风险的判断因缺乏充分依据而难以进一步突破；加之很多国别贷款和出口信用保险额度分给了海外的火电项目。在一些风险较高、确实需要为项目投保才能取得融资的国家，出口信用保险的覆盖面又不够充分，造成项目落地困难。
- (5) **融资成本高、融资期限短。中资银行的外币资金拆借成本相对国际金融机构较高，贷款利率缺乏优势。** 贷款银行通常会要求借款人投保中信保出口信用保险，从而增加额外的融资成本。即使有中信保承保的贷款能够减少银行的实际风险敞口，贷款报价也并不十分优惠。另外，国内企业融资以短期贷款为主，中长期贷款相对较少。
- (6) **单纯的项目融资难操作，公司融资债务负担重。** 项目融资对银行的风险评估能力要求较高，目前中资银行还比较少通过无追索或有限追索的项目融资方式支持“一带一路”可再生能源项目。按照现有的公司融资模式，中国企业需要为海外项目提供担保，这将占用大量担保资源，对其后续融资能力制约很大，尤其是没有大量银行授信额度的民企。

- (7) **国际商业金融机构、多边机构和项目所在国金融机构参与较少。** 相比而言，这些机构更认可自身对国别和项目的风险评判能力，项目融资模式运用更广泛，贷款也一般不需要额外的出口信贷机构保险，降低了总体融资成本。由于缺乏合作经验等原因，中资机构未能充分利用国际多边机构和项目所在国金融机构的优惠贷款等条件。
- (8) **项目缺少长期投资机构的参与。** 在项目运营一段时间并取得稳定收益之后，项目业主应该考虑将股权或收益权出售给国际养老退休基金、主权基金、保险公司以及其他长期投资机构，以加快资金的回笼，增加流动性。但是目前这些长线资金对“一带一路”国家的可再生能源项目，特别是和中国投资的项目缺少对接。

基于以上案例研究和分析，着眼进一步拓宽中国企业参与“一带一路”可再生能源项目投资的融资渠道、降低融资成本，报告对中资投资主体、金融机构、政府及监管部门提出三个方面的建议。

### 针对中资投资主体的建议：

- (1) **加强对项目的选择，做到“有所为而有所不为”。** 中国的风电和光伏装机规模已达到世界第一，但很多项目的实际回报率并未达到预期，一些盲目投资带来的教训也适用于“一带一路”国家的项目开发。
- (2) **鼓励“一带一路”可再生能源项目通过股票市场上市融资，降低负债水平，吸收管理长期资本的机构投资者。** 近年来已有数家在“一带一路”国家投资的可再生能源公司通过上市方式融资，如印度的 AZURE (2016) 和法国的 NEON (2018)，上市后的股价走势都表现良好，中资机构可以借鉴。
- (3) **加强与国际长期资金合作。** 从全球范围看，拥有 ESG 投资理念的机构投资者近年来日趋增多，投资 ESG 概念的可再生能源项目基金也陆续发起，现有基金的资产组合也在逐渐撤资化石能源行业，“一带一路”国家的可再生能源资产可以成为这部分资金新的投资方向。中资机构可考虑与国际资本联合发起更多的“一带一路”专业绿色投资基金。项目业主可尝试出售股权和收益权给全球各类基础设施基金、养老基金、保险公司等机构，加快资金的回笼。
- (4) **加强与多边机构的混合式融资合作。** 在巴黎协议的目标下，多边开发性机构正在逐渐加大对发展中国家可再生能源项目融资的支持。多边机构的政治影响力能够帮助化解项目的风险，为项目带来增信。我国商业银行可采用与多边机构的 AB 贷款模式，从而共享多边机构的优先债权人地位。
- (5) **充分利用外资商业金融机构的融资和风控能力。** 一些外资银行长期在某些区域的发展中国家开展项目，风控能力强于同类中资机构，更容易接受无追索或有限追索项目融资模式，有利于降低融资成本。中资机构参与的项目应该通过现有绿色投融资平台，充分利用外资机构发起的银团贷款等融资渠道，争取成本更低的资金来源。

- (6) **拓展债券融资渠道。**债券的期限通常比银行贷款长，可以减少期限错配。应该积极探索发行更多的专门支持“一带一路”绿色项目的债券，尤其是在欧洲和英国市场发行较低成本的绿色债券。

### 针对中资金融机构的建议：

- (1) **中资金融机构应该强化对环境气候风险的分析和能力，减少对“一带一路”国家的煤电项目支持，腾出更多资源支持可再生能源项目的发展。**由于多种原因，中国许多金融机构仍然为海外煤电项目提供贷款，但由于可再生能源成本大幅下降、各国针对高碳产业的限制性政策逐步出台，这些项目在未来五至十年内可能面临成为不良贷款或“搁浅资产”的风险。根据央行绿色金融网络 (NGFS)<sup>1</sup> 的建议，中国金融机构和银行监管部门应该对“一带一路”煤电项目面临的环境气候风险进行压力测试，并在此基础上尽快制定减少煤电项目风险敞口的计划，同时将更多的金融资源用于支持可再生能源项目。
- (2) **将可再生能源发展列为建设绿色“一带一路”的重点支持行业，提供优惠的融资条件。**中国的金融机构应该参考日本和韩国金融机构对本国优势核电制造业出口提供的低息贷款支持，帮助本国企业积极开拓海外市场。建议中国进出口银行加大对可再生能源项目的“两优贷款”支持。同时，在为政策性银行和商业银行提供更多低成本的资金来源方面，建议继续扩大目前在小范围试点的外汇储备委托贷款规模和覆盖范围，进一步推进外汇储备多元化运用。
- (3) **建议中信保减少对煤电项目的承保，更加积极地支持中国企业和金融机构在“一带一路”国家的可再生能源项目投资。**在承保政策中明确优先支持可再生能源项目、提高承保额度、延长保险期限、放宽受理政策、适度降低费率、优化报价机制，尤其是适当放宽对可再生能源项目非主权类项目担保措施的要求。
- (4) **完善可再生能源项目的风险评估机制。**银行对可再生能源项目的风险认定应该更多地考虑行业和项目本身的特性，避免过分强调国别风险而忽视对行业和项目风险的客观评估。同时，“一带一路”项目的风险评估也应该避免受到为国内金融机构所熟悉的国内可再生能源项目电价补贴延付风险的影响。很多“一带一路”国家可再生能源项目招标后确认的一段式上网电价与中国的两段式电价补贴结算机制不同，电费收入拖欠风险反而相对较小。
- (5) **鼓励中资金融机构加速在“一带一路”国家的布局，深入了解当地市场和政策环境，为开拓无追索项目融资和结构化融资创造条件。**很多中资银行缺乏项目融资能力的一个原因是在投资所在国缺少尽调能力，对当地政策和市场环境了解不够。建议中资金融机构在“一带一路”国家增设分支机构。

<sup>1</sup> 央行绿色金融网络的全称为“央行与监管机构绿色金融网络” (Central Banks and Supervisors' Network for Greening the Financial System, 或 NGFS)，由中国、法国、德国等八个国家的央行和监管机构共同发起，现有成员已包括 50 多个国家的央行和金融监管机构。2019 年 4 月，央行绿色金融网络发布了题为《气候风险是金融风险的来源》的综合报告，呼吁全球金融监管部门和金融机构强化环境气候风险分析。

## 针对政府和监管部门的建议：

- (1) **帮助“一带一路”国家开展可再生能源发展政策机制与行业能力建设。**政策制度和行业能力建设是一国持续支撑基础设施建设和吸引国际资本的根本性保障。一些“一带一路”国家光伏和风电的购电条款不被国际金融机构和企业认可，导致项目融资难度大、成本高。作为“一带一路”合作的重要内容，中国应该投入资源，与国际组织一起帮助那些可再生能源潜力巨大的国家（如中亚和东南亚等地）完善相关政策框架（如修改有争议的购电条款），改善这些国家可再生能源项目的融资条件。
- (2) **为“一带一路”国家提供绿色金融能力建设服务。**多数“一带一路”国家还没有建立支持绿色产业的金融体系，包括限制对污染、高碳行业投资的标准和鼓励对绿色产业投资的激励机制。中国在绿色金融体系建设方面已经走在国际前列，并主导了一系列绿色金融的国际合作，有必要投入资源，支持“一带一路”国家建立绿色金融标准、环境信息披露要求、激励机制和发展绿色贷款和绿色债券等金融产品，建设当地绿色金融支持可再生能源发展的政策和产品体系。
- (3) **将中资金融机构对“一带一路”国家的绿色贷款纳入MPA等监管考核。**目前，中国人民银行对银行类金融机构开展宏观审慎评估（MPA）时，鼓励金融机构在国内发展绿色信贷，但该考核机制尚未覆盖银行对海外可再生能源等绿色项目的贷款。建议修改MPA评估方法，将银行在国外的绿色信贷余额和增长率也纳入考核，加强对“一带一路”绿色投资的监管激励。
- (4) **研究设立专门支持“一带一路”绿色投资的基金。**中国发起设立的亚投行和丝路基金等机构重点支持“一带一路”国家的基础设施投资，并非专注于绿色。鉴于“一带一路”国家的绿色投资每年高达一万亿以上，建议考虑由中国和国际合作伙伴共同发起专门支持“一带一路”可再生能源项目和绿色产业的基金。
- (5) **考虑由中国碳交易市场接纳中资机构投资的“一带一路”可再生能源项目的碳减排额度。**多数“一带一路”国家没有碳交易市场，在这些国家实施的可再生能源等减碳项目无法享受碳权的激励。建议在设计我国碳交易市场的过程中，考虑将中资机构在“一带一路”国家所投资的符合条件的可再生能源项目的碳减排额度纳入CCER体系。从量上来说，中国企业参与投资的“一带一路”可再生能源项目所产生的碳减排额度，对中国即将开始的全国碳交易市场的规模影响不大；但将其纳入交易体系，能够体现出中国在承担促进全球温室气体减排的大国责任，同时为项目提供额外的收入来源，有利于提高这些项目的回报、降低其风险和融资成本。

## 其他建议：

- (1) 建立联盟，提高竞争力，创立风险共担机制。中国的不同投资主体，包括发电企业、设备制造企业、设计和工程施工企业和金融机构，应该建立合作联盟，共同分担风险，共享利益。
- (2) 完善 PPP 合同管理与监管所必需的制度基础和能力建设。
- (3) 建立“一带一路”国家可再生能源政策和市场大数据平台。
- (4) 扩大《“一带一路”绿色投资原则》(GIP) 的签署机构范围，以 GIP 发起的“一带一路”绿色项目库为抓手，缓解项目与资金提供方之间信息不对称的矛盾。
- (5) 加快解决人民币跨境使用在“一带一路”投资中的所面临的各种瓶颈。

# “一带一路” 可再生能源 项目投资的发展前景

2017年5月，中国环境保护部、外交部、发展改革委、商务部联合发布了《关于推进绿色“一带一路”建设的指导意见》，系统阐述了建设绿色“一带一路”的重要意义。2019年5月，习近平主席在第二届“一带一路”合作高峰论坛上的致辞中，八次强调推进绿色“一带一路”建设的意义、内容和方法。2018年11月30日，中英绿色金融工作组第三次会议在伦敦举行，中国金融学会绿色金融专业委员会（以下简称绿金委）与“伦敦金融城绿色金融倡议”在会议期间共同发布了《“一带一路”绿色投资原则》(GIP)，到目前为止，已有来自14个国家和地区的35个全球机构签署了这项原则。中国生态环境部组织全球数十家机构发起了“一带一路”绿色发展国际联盟。国际社会正在形成共同推进“一带一路”绿色化的共识。

推进“一带一路”国家能源结构的绿色化和低碳化转型是绿色“一带一路”建设的一项核心内容，也是改善“一带一路”国家生态环境、应对气候变化和支持全球可持续发展的关键举措。基于优异的自然禀赋条件、严重的能源电力短缺、成本的快速下降和政策规划的支持，可再生能源在“一带一路”国家具有巨大的发展潜力，并于近年来快速发展。面对一个具有广阔空间的市场，中国企业参与“一带一路”国家可再生能源项目的直接投资和开发具有多方面的优势。

## 1.1 优异的自然禀赋条件

顺应全世界能源低碳化的趋势，很多“一带一路”国家的能源战略都纷纷转向发展低碳可再生能源。相当数量的“一带一路”国家具备优异的光照辐射和风力资源条件，发展可再生能源的潜力巨大。东南亚和中东地区的光照强度，中亚、东欧和南美地区的风力密度，相较已形成投资规模的中国和全球平均水平更具优势。一些已运营的风电和光伏项目的年利用小时也大大高于中国项目的平均水平。同时，“一带一路”国家可再生能源项目开发的优势还包括：有充足的项目建设土地资源，资源分布和负荷中心的地域匹配，由于煤炭油气资源不足导致传统化石能源价格较高等。根据咨询机构伍德麦肯兹（Wood Mackenzie）的分析，2018年印度太阳能光伏平准化发电成本（LCOE）已降至38美元/兆瓦时，较燃煤发电低14%。

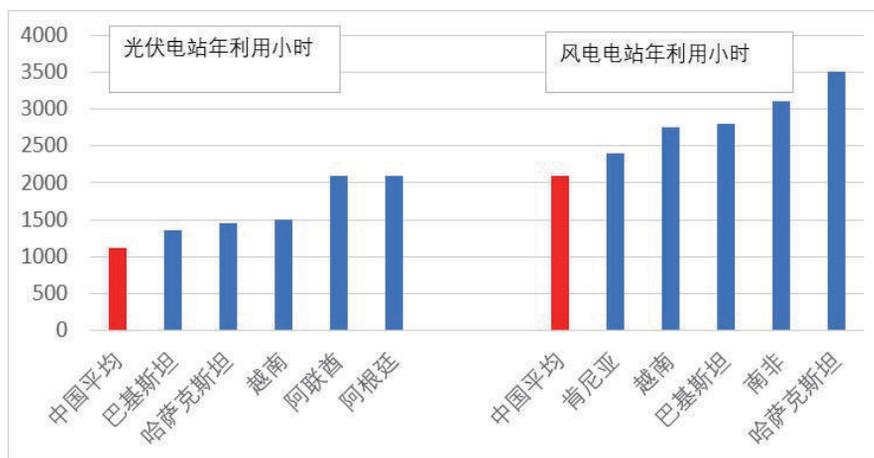


图 1-1：光伏和风电项目年利用小时对比  
来源：《Renewables 2019 Global Status Report》，作者编制

## 1.2 严重的能源电力短缺

目前“一带一路”国家人均电力装机水平低，很多国家还存在大量的无电人口，而今后经济的发展潜力大，预计今后对能源电力的需求增速高于世界平均增长率。能源电力的短缺为可再生能源的发展提供了充足的市场发展空间。以越南为例，近年来越南的用电量维持在10%左右的年增长率，2018年总发装机容量48GW。越南工贸部预测，2020年和2025年，其装机容量需分别达到60GW和97GW才能满足快速的电力增长需求，因而2021年越南就可能面对严重的电力短缺。

## 1.3 成本的快速下降

近年来，随着光伏组件价格下跌和转换效率不断提高，光伏发电成本大为降低。风电随着风力机组价格下调和单机功率提高，度电成本也逐年下降。2018年2月，沙特阿拉伯Sakaka光伏项目中标价创出当时全球最低（0.025美元/度），其后全球最低价数次被打破。2019年7月初，巴西拍卖211MW光伏项目创造出破记录的0.0175美元/度价格；8月葡萄牙的拍卖创造出新的世界最低价记录（0.016美元/度）。可再生能源成本的迅速降低带来对补贴依赖的减少、现金流可预测性的改善以及可开发资源的大幅提高，也会吸引越来越多的投资者和金融机构参与“一带一路”国家项目开发和融资。



图 1-2: 光伏组件和陆上风机价格趋势 (2008-2018)  
来源: BNEF, Bloomberg Finance L.P.

## 1.4 发展的政策规划支持

很多“一带一路”国家都根据在“巴黎协议”中对碳排放量控制的承诺，制定了本国的中长期可再生能源发展规划。许多“一带一路”沿线国家处于生态环境比较脆弱的地区，严重依赖传统化石能源，改变能源结构、增加可再生能源比重刻不容缓。根据彭博新能源统计，近年来发展中国家可再生能源的投资不断增加，尤其是光伏领域的投资。然而，和已规划的十年后目标相比，现有的可再生能源投资还处在早期阶段。

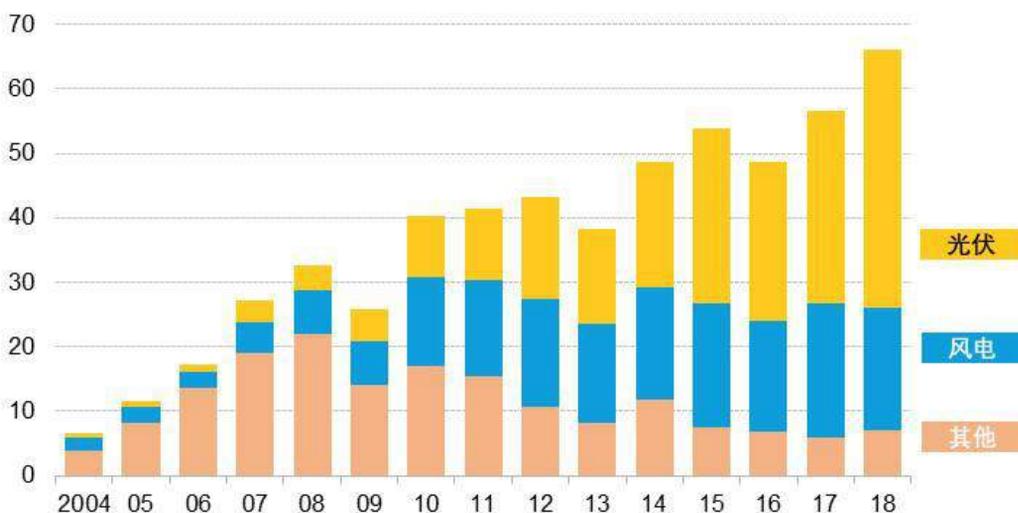


图 1-3: 发展中国家可再生能源年度投资 (不包括中国)

来源: BNEF, Bloomberg Finance L.P.

以越南和巴基斯坦为例，越南政府计划将该国可再生能源装机容量的份额从 2020 年的 9.9% 增加到 2030 年的 21%；巴基斯坦计划在 2025 年前新增 7GW 的可再生能源装机，以减少该国对进口天然气和燃料的依赖。另外，根据沙特阿拉伯新发布的可再生能源战略，2023 年太阳能装机容量目标从原定的 5.9GW 提高到 20GW，可再生能源总装机目标从原定的 9.5GW 上调至 27.3GW。

2019 年 8 月，清华大学金融与发展研究中心（清华 CFD）联合 Vivid Economics 与气候工作基金会（Climateworks Foundation）发布了全球第一份关于“一带一路”国家绿色投资和碳排放路径的量化研究报告（见《支持“一带一路”低碳发展的绿色金融路线图》）<sup>2</sup>。报告预计 2016-2030 年期间，“一带一路”国家在基础设施投资方面需要约 12 万亿美国的绿色投资，才能确保达到《巴黎协定》的气候目标。

## 1.5 中国企业参与投资的优势

虽然“一带一路”国家可再生能源发展前景广阔，但多数国家同时面临资金短缺的问题。而中国企业传统的出口和工程项目竞争也日趋激烈，通过参与可再生能源项目的股权投资，可以获得工程承包和产品出口的市场机会，也能减少东道国发展可再生能源的资金压力。近年来，中国可再生能源的大规模发展促进了产品质量及技术先进性的大幅提高，有赖于国内积累的丰富工程建设及运维经验，中国企业能够大大增强投资项目的风险控制，获得良好的回报率。同时，通过项目投资，不仅能促进产品出口和赢得工程合同，也可获得长期的投资回报。

<sup>2</sup> <http://w.pbcfs.tsinghua.edu.cn/upload/default/20190902/58a1fd8b52d495f48a762ef52878e43d.pdf>



# 中国企业投资“一带一路” 可再生能源项目现状

对比国内可再生能源发电项目的投资规模和“一带一路”国家的长远发展潜力，中国企业在“一带一路”国家的可再生能源项目股权投资还处于非常早期的阶段，未来在更大规模上参与的潜力巨大。从已有投资并开始运营的项目来看，中资金融机构是“一带一路”可再生能源项目的主要融资来源。“一带一路”可再生能源项目的投资主体主要包括：1) 国有电力企业；2) 工程承包建设企业；3) 光伏风机设备制造商。中国企业投资的绿地已运营风电项目主要位于南非、哈萨克斯坦、巴基斯坦、越南和巴尔干地区的国家等，更多“一带一路”风电项目仍处于前期开发阶段。光伏项目的海外投资相对比较分散，在拉美、东南亚、北非和中东都有分布。除了绿地项目，中国企业还积极在欧洲、美洲和澳大利亚等发达国家收购和建设风电和光伏项目。

## 2.1 投资历史和规模

中国企业开始参与“一带一路”可再生能源项目投资可以追溯到十数年前。以风电为例，早在2008年和2011年，中国最大的风电开发商龙源电力就开始了在南非和加拿大风电项目投资的前期工作。龙源电力在加拿大投资的德芙林风电项目是中国发电企业在海外投资运营的第一家风电场，于2014年正式投入商业运营。2011年，光伏组件制造企业陆续开始海外投资，不过很多项目采用投资建成后再出售的模式，而非长期持有。绿色和平与四川循环经济研究中心发布的《“一带一路”后中国企业风电、光伏海外股权投资趋势分析》报告指出，2014-2018这五年中，中国企业以股权投资形式，在“一带一路”沿线64个国家总计投资了约1709MW的风电和光伏装机，其中光伏项目约1277MW。目前中国企业拥有更多的在建和储备项目。以金风科技为例，截至2019年6月30日，持有海外运营风电项目权益容量为283MW，同时在海外在建及待开发项目的权益容量合计则达到1528MW。

然而，相比国内可再生能源发电项目的已投资规模（2018年底光伏和风电装机容量分别达到174GW和184GW）和“一带一路”国家的长远发展潜力，中国企业在“一带一路”国家的可再生能源项目股权投资还处于非常早期的阶段。而且，与中国企业在“一带一路”国家投资的煤电项目规模<sup>3</sup>相比，可再生能源的投资规模也明显不足。

除了“一带一路”国家，中国企业如中广核和三峡集团还积极在欧洲、美洲和澳大利亚等发达国家收购和建设风电和光伏项目。

## 2.2 投资主体和形式

从投资主体来看，“一带一路”风电项目的投资主体主要包括：1) 国有电力企业，如三峡国际、中广核国际、国投电力、龙源电力、中国电力、京能国际等；2) 工程承包建设企业，如中国电建和中国能建；3) 风机设备制造商如金风科技。后两类投资主体通常采用长期持有和建成转让两种模式。另外，中国的几家国有大型发电集团如国电、华能、国电投等，在国内投资了大量的风电项目，但他们目前在海外的投资规模与上述投资主体相比，并不具备明显的领先优势。

<sup>3</sup> 绿色和平统计数据表示，到2023年，中国股权投资煤电项目的投产装机容量预计将达到39.8GW。

光伏项目的投资主体目前主要是光伏组件制造企业，如晶科能源、阿特斯、天合光伏和正泰新能源等，相比而言国有电力企业参与不多。投资形式包括长期持有和运营，即 BOO、BOT、BOOT 以及 IPP 模式。也有很多组件制造企业和承包企业投资时已找好项目建成运营后的买家，或者在项目运营时根据资金情况和市场需求择机出售，投资的主要目的是带动产品出口销售而不是长期持有。

## 2.3 地域分布

中国企业在“一带一路”国家投资并运营的风电绿地项目主要位于南非、哈萨克斯坦、巴基斯坦、越南和巴尔干地区的国家，更多的“一带一路”风电项目仍处于前期开发阶段。中国最大的风电运营公司龙源电力在 2019 年中期报告中披露，将加大“一带一路”沿线国家项目开发力度，强化前期工作，力争使海外风电投资业务在波兰、乌克兰、越南、孟加拉国、阿根廷、埃及等重点国别市场取得新突破（目前龙源海外只有南非和加拿大运营项目）。除了绿地项目，中国企业也收购了大量海外风电项目，主要包括三峡、中广核和国电投等集团对英国、德国、澳大利亚和南非海上 / 陆上风电项目 / 公司的收购（近期也开始进行绿地开发）。

光伏项目的海外投资相对比较分散，在拉美、东南亚、北非和中东都有分布。中国的光伏产品在全球市场的占有率比风电设备更高，被更多的国家所认可。近年来，随着光伏产品价格大幅下跌，在很多新的“一带一路”国家，光伏项目的开发得以加速。埃及、摩洛哥、阿联酋、哈萨克斯坦、阿根廷、墨西哥和巴西等国家都陆续有中国企业投资的光伏电站进入运营。

在本报告具体投资项目案例分析的章节（第四部分）中，课题组详细列出了不同类型和不同国别项目的投资分布。

## 2.4 金融机构

从已有投资并开始运营的项目来看，中资金融机构是“一带一路”可再生能源项目的主要融资来源。其中，政策性金融机构如国开行、进出口银行和中国出口信用保险公司承担了重要角色。同时，四大行为主的国有商业银行也为很多项目提供了贷款。以中国为主导的新兴多边开发金融机构如亚投行和丝路基金也开始逐渐参与。部分外资银行也参与了“一带一路”可再生能源项目，比如法国外贸银行、法国巴黎银行、日本三井住友银行、渣打银行、汇丰银行和新加坡华侨银行等，其中一些是通过加入中资金融机构组织的银团贷款模式参与。

除了参与中国企业投资项目的融资外，中资金融机构也积极参与有中国公司作为 EPC 承包商或关键设备提供商的“一带一路”国家的可再生能源项目，比如：1) 中国银行参与股本金搭桥贷款 (EBL) 及高级债银团的迪拜 950MW 光热光伏电站项目，由迪拜水电局 DEWA、沙特水电公司以及丝路基金共同投资，上海电气为 EPC 承包商；2) 中国银行牵头提供出口信贷融资支持的安能巴西 553MW 太阳能电站。



图 2-1：“一带一路”可再生能源投资项目涉及的金融机构  
来源：作者编制

## 2.5 投资风险

### 2.5.1 国别风险

包括经济风险和政治风险。多数“一带一路”沿线国家的经济发展相对落后，金融市场稳定程度相对较低。部分国家债务负担重，财政收入不足，造成主权信用评级低。个别国家政治局面不稳定，存在战争、动乱和政权更替的风险。

### 2.5.2 政策风险

在平价上网完全到来之前，很多可再生能源项目还依赖政府的补贴，由此带来补贴机制变化造成的政策风险。一些国家在制定新的项目电价过程时，对已批项目的电价也做出修改，带来投资回报的不确定性。

### 2.5.3 市场风险

市场风险主要包括项目的电价和电量不确定性带来的风险。相对传统的固定电价或固定补贴模式，一些国家逐渐开始让可再生能源项目进入电力市场参与市场竞价，造成电价的不确定性。即使有购电协议的保证，购电公司在电价支付上也有可能拖期延付，甚至因为自身财务问题，造成购电协议不能履约。

### 2.5.4 输配电能力不足风险

可再生能源项目的发展需要当地电网设施和传输能力的对应配套。中国可再生能源发展中一个可以吸取的教训是要避免装机规模与输电能力增长脱节而导致严重的电网限电，产生大量的弃风弃光电量损失。这一情况现在已开始在其他国家出现，如越南光伏电站项目为享受2019年6月30日前投产的9.35美分/度的并网优惠价格，上半年密集投入运行规模达4GW，致使部分输电线路严重过载。

### 2.5.5 资源风险

风电的发电量依赖项目所在区域的天然风资源和实际来风情况，光伏发电的发电量则取决于电站所在地区的光照强度。虽然项目前期的资源勘测决定了项目的可行性，但风光资源的波动和其他气候因素的变化会造成实际发电量与预测发电量的不一致。

### 2.5.6 外汇风险

“一带一路”国家的货币汇率通常波动频繁，一些货币近年来发生过大幅贬值情况。同时，外汇储备不足可能导致政府无法实现汇兑承诺，导致外国投资者的利润难以回流。

### 2.5.7 土地 / 环境风险

可再生能源项目虽然较传统能源项目更低碳环保，但也会面临来自各方面的生态环境挑战。譬如项目建设对土地环境、生物多样性以及原居民的负面影响，如安置处理不当会带来项目延期甚至中止的风险。如果没有充分沟通好环境影响的问题，容易导致当地社区的不认同。相比化石能源项目，光伏和风电项目占地面积较大，会带来前期土地征收和运营期使用中的不确定性。



# “一带一路”可再生能源 项目的主要融资模式

由于国别、项目类型、风险分担机制、项目业主的不同，“一带一路”国家的可再生能源项目所选择和适用的融资模式也有所区别，一般可以分为三大类：公司融资、项目融资和混合式融资。

### 3.1 公司融资

在这种模式下，由借款方的股东或第三方提供担保和资产抵押，金融机构主要根据借款方和担保方的信用来为项目发放贷款，而非考虑项目本身的收益和资产。贷款在发生违约时，金融机构对项目发起人有追索权。在这种模式下，具体的贷款方式分为出口买方信贷、出口卖方信贷、两优贷款、银团贷款和发债融资等。其中出口买方信贷的借款人是项目公司，但项目的投资人需承担担保责任。

金融机构可以是国内银行（包括政策性银行）、当地银行和国际银行。通常境外银行按照“内保外贷”模式操作，即境内银行或法人为境内企业在境外注册的企业开立融资保函，境外银行凭借收到的保函给境外企业发放相应贷款，解决境外项目公司由于成立时间短或规模小而无法直接得到海外授信的困难。公司融资模式下，项目贷款反映在投资人的资产负债表上，是一种“表内融资”。

中国公司通常为自身的海外项目股权投资，购买中信保的“海外投资（股权）保险”，承保股权部分的风险。如果金融机构是中国的银行，通常也购买“海外投资（债权）保险”，承保贷款的本金和利息部分的还款风险，但海外投资险只保“政治风险”，即战争骚乱、政府征收、汇兑限制和政府违约等风险。政府违约风险是指项目所在国主权机构（如财政部、央行）和次主权机构（如电网公司等）不履约签署的购电协议和特许权协议的风险。

如果某融资项目由中国的工程承包商建设且由中资银行机构提供出口买方信贷，金融机构通常会要求项目业主购买中信保的“中长期出口信贷保险”，被保险人是融资银行。“中长期出口信贷保险”承保范围同时包括“商业风险”和“政治风险”，承保债权部分的风险，标的是贷款本息。中信保承保基本政治风险（赔比 95%）、政府违约风险（赔比 95%）和商业风险（赔比 50~65%），其中商业风险主要指借款人因破产、结算或拖欠等原因未能按时还本付息的风险。在后面的案例介绍中，中国电建在巴基斯坦投资的大沃风电项目就是工商银行贷款 + 中信保投保这种模式。此外，除了向金融机构申请贷款外，中国公司还可以通过发行债券融资。龙源电力在加拿大投资的德芙林风电项目就是在建设期利用母公司担保的短期贷款融资，投产后以 18 年期 4.3% 固定利率债券方式完成短期融资的置换。此外，三峡、京能、金风也分别在香港为海外风电项目发行过债券。

公司融资模式下，金融机构在贷款偿还上对项目发起人具有追索权，从而对项目股权转让带来一定约束。发起人的大股东通常会向融资方提供一定的担保义务，如果在担保期打算转让股权，融资银行往往要求股权的受让方具有同等资信并提供同等的财务担保。

### 3.2 项目融资

项目融资主要以为经营项目而成立的专门公司的名义借款，以项目所属公司的资产作为还款担

保，用项目运营产生的现金流作为还款来源并运用各种协议把不同节点的风险在业主、承包商、运维商等相关方之间实现了分担。例如，利用 EPC 合同中承包商的赔偿金机制来规避项目完工建设方面的风险；凭借运维商提供发电量保证及功率曲线保证来降低项目运营期的相关风险。

相对公司融资，项目融资的债权人承担了较高的风险，因此资金成本往往高于公司融资。但是，作为一种“表外融资”，项目融资可以在不增加投资人负债水平的情况下获得项目的资金来源。项目融资又可分为无追索权和有限追索权两种类型。无追索权是指贷款只依靠项目的未来收益和资产抵押作为还款保障，在贷款发生不能按时偿还时，贷款人对项目投资人无任何追索权。有限追索权是指项目投资人或第三方担保人仅在有限时间或范围内承担一定赔偿责任，如项目在建设期末形成资产时，或在双方达成的部分贷款金额和追索条件之内。

项目融资一般适用于能够产生长期稳定的现金流的项目，包括风电、光伏等可再生能源项目。相对公司融资，项目融资更多运用于经济发展水平较高、可再生能源机制较成熟的国家。而在主权评级较低且可再生能源定价、购买和消纳缺乏稳定保障机制的“一带一路”国家，金融机构对项目的风险接受程度低，项目融资的应用并不普遍。而且，项目融资涉及多方利益和风险分配，要求金融机构有详细的国别行业前景判断和深入的项目风险理解，融资关闭时间也比公司融资长。然而，随着可再生能源成本竞争力的不断提高和“一带一路”国家可再生能源发展规则的完善，项目融资模式应用的空间会越来越大。根据法兰克福 - 联合国环境规划署中心的统计，全球范围内可再生能源开发采用项目融资模式的比例从 2004 年的 16% 上升到 2015 年的 52%。

即使采用项目融资，中国的金融机构也通常会要求业主投保中信保的“海外投资（股权 + 债权）保险”，将保单的收益权转让给融资银行，同时将项目的相关资产和权益抵押给银行。银行融资是否以中信保投保为前提，更取决于对国别和项目风险的判断。

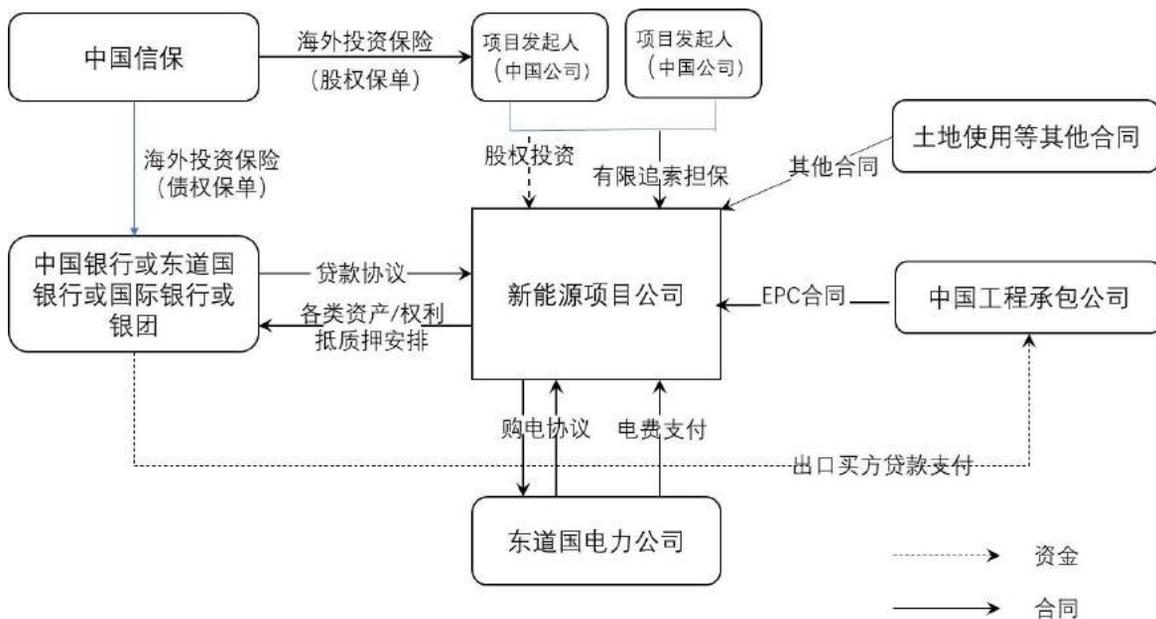


图 3-1：可再生能源项目“中资银行出口信贷 + 中信保”有限追索项目融资结构  
来源：作者编制

### 3.3 混合式融资

“一带一路”国家的许多项目面临较高的政治和商业风险，信用评级等级较低，难以实现完全的项目融资，故较多采用混合式融资方式。混合式融资的定义分为两个层次：第一个层次是国际上通用的“混合式融资”（blended financing），即针对项目特点采用不同融资模式的组合，通常表现为“开发性金融”和“商业性金融”的结合，如项目的贷款既包括多边机构提供的低息优惠贷款，又包括商业银行提供的公司或项目融资，也可能包括一定的捐赠。后面的具体案例介绍中，很多可再生能源项目的融资属于多边机构和商业机构的联合融资，如阿特斯的巴西霹雳波光伏项目和阿根廷卡法亚特光伏项目。

还有一个层次是指不同阶段下公司融资和项目融资模式的混合和转换。比如目前在中国企业海外可再生能源项目中采用的“建设期承包商融资结合运营期项目融资或公司融资”的模式。

相对大型火电和水电项目，由于可再生能源项目投资金额小、建设期短，一些中国工程承包企业通常采用“延付款 + 应收款买断 + 特险保 + 当地银行保函”的模式，先通过国内金融机构提供建设期公司融资，在运营期再转换为项目融资或新担保方的公司融资模式。承包企业通过投保中信保的特定合同保险，再利用银行提供的保单融资服务，实现工程应收账款贴现，从而在满足业主延付诉求的同时，也帮助承包企业实现了即期收款。项目建成后，风险相对可控，担保可以解除，这些工程承包企业或新的股权买家再以资产抵押到银行寻求项目融资。后面案例介绍的中国电建作为EPC、泰国 B.GRIMM 电力投资的越南油汀光伏项目就是采用这种模式。

这种融资方式适用于期限两年以内的融资需求。中信保的特定合同保险承担出口商务合同项下因政治风险和商业风险导致的应收账款损失。相较于采用传统的买方信贷融资的项目，特险产品绝大多数项目不需要其所在国家提供主权担保或者财政担保等复杂条件，仅凭业主自身状况和当地金融机构提供的保函即可进行承保。相对较为复杂的项目融资方式，这种方式的优点是耗时短，更适合时间性要求高的可再生能源项目。在传统项目融资模式下，从融资意向洽谈到融资关闭，通常耗时较长，容易错过项目补贴所设定的投产时间点。

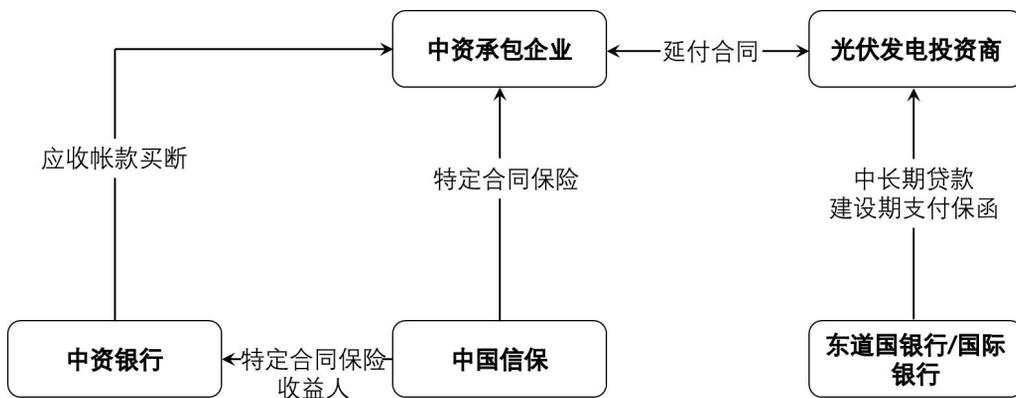


图 3-2：光伏电站“延付款 + 应收款买断 + 特险保 + 当地银行保函”融资结构  
来源：作者编制

无论以上哪种融资方式，一般美元币种贷款利率的制定通常是参考伦敦银行同业拆放利率 (Libor)，融资利率通常在六个月 Libor 的基础上加上一定基点作为年利率，幅度通常反映国别评级和项目具体风险判断。如果采用本币贷款，则利率根据国别不同差异较大。一些“一带一路”国家债务的融资成本高达 15%，比如中亚地区。印度可再生能源项目卢比借款的利率平均在 12% 左右。一些国家因为汇率波动大，即使采用低成本美元融资，也还要考虑用于锁定汇率风险的货币互换的额外成本。

### 3.4 可再生能源项目融资的偿还保证机制

可再生能源发电项目（风电 / 光伏）的售电收入是偿还贷款本息的根本保证，项目公司与购电方签署的购电协议（PPA）的结构直接影响到融资的模式和成本，尤其是购电协议里的定价机制和购电量的保证条款，以及发生争议时的解决机制。购电协议里的电价往往早期采用根据预计投资成本和允许回报率设定的固定电价（“Feed-In-Tariff”）形式。不过，随着成本的快速下降和投资商数量的增加，越来越多的国家通过招标方式确定项目的开发权和对应的电价水平。另外，一些国家除了固定电价的购电协议，还有浮动的市场化售电收入和单独的可再生能源补贴机制，如绿证的出售。这部分电量的价格、波动幅度、时限和支付方式等都是评估贷款偿还风险的考虑因素。

除了价格，通常在合同中还有关于基准发电量担保，当月如果因为不可控原因（如电网限电）造成发电量低于购电协议规定的保证时，电网将按照预先设定的基准发电量支付，保证企业发电收入不受影响，即所谓的“照付不议”条款（“Take or Pay”）。

与中国可再生能源电价机制相比，很少国家可再生能源项目电价采用类似的火电标杆电价 + 可再生能源电价补贴的模式。补贴电价部分的支付拖欠更是一个带有中国特色的问题。在电量消纳上，一些国家也出现了因为电网结构薄弱、项目规模短时间内上得过快而带来的限电问题。

除了购电协议外，项目的开发、建设、运营及并网也需要一系列的文件支持。在项目融资模式下，银行通常会要求项目公司把这些合同下的权益转让给贷款银行，作为其提供融资的一种担保性安排。

**“一带一路” 可再生能源绿地  
项目投融资案例和问题**

本章节从中国企业在“一带一路”国家投资的可再生能源项目中选出了一些有代表性的案例做了介绍，覆盖了不同地区的国家、不同类型的投资主体和差异化的融资模式。这些项目包括中国电建巴基斯坦大沃风电、中国电力哈萨克斯坦扎纳塔斯风电、中国电力越南平顺风电、国家电力投资集团黑山莫祖拉风电、龙源电力南非德阿风电、中兴能源巴基斯坦真纳光伏、金风科技阿根廷 Helios 风电、阿特斯巴西霹雳波光伏、阿特斯阿根廷卡法亚特光伏、晶科能源阿根廷圣胡安光伏和晶科能源阿布扎比 Sweihan 光伏。

同时，我们也罗列了一些国际企业参与的投资项目案例以与中国企业投资的项目做一对比。这些项目包括 Scatec Solar 公司马来西亚 Redsol 光伏、B.GRIMM Power 公司越南油汀光伏、Prime Road Alternative 公司柬埔寨磅清扬光伏、世界银行孟加拉国可再生能源项目、Scatec Solar 公司乌克兰 Boguslav 光伏、NBT/Total Eren 公司联合体乌克兰 Syvash 风电、United Green Energy 公司哈萨克斯坦光伏、Enel 公司墨西哥 Villanueva 光伏、胡胡伊能源与矿业公司阿根廷高查瑞太阳能光伏、LTWP 联合体肯尼亚图尔卡纳湖风电和 Neoen 公司萨尔瓦多光伏。

**通过对不同案例的分析，课题组针对中国企业“一带一路”可再生能源项目的投融资模式总结如下：**

- (1) 相比传统电力项目，中国在“一带一路”国家可再生能源项目的投资主体更加多元化。**除了大型发电公司如中国电力、上海电力、三峡国际和龙源电力等，更多的项目开发由光伏风电设备商（如晶科能源、阿特斯、金风科技）和工程承包商（如中国电建）承担。这些设备商和承包商所投资的项目，一部分长期持有，一部分会在运营一段时间后出售给新的买家。
- (2) 中国企业投资项目的融资模式一般包括几种：**1) 中国政策性银行或商业银行有追索贷款 + 中信保承保（如巴基斯坦风电、巴基斯坦光伏、越南光伏、阿根廷光伏）；2) 多边机构牵头当地或国际银行组建的无追索银团贷款（如哈萨克斯坦风电、哈萨克斯坦光伏、阿根廷光伏、乌克兰光伏、墨西哥光伏）；3) 纯当地或国际商业银行组建的无追索银团贷款（如黑山风电、南非风电、巴西光伏、阿布扎比光伏、马来西亚光伏）；4) 建设期融资由承包商垫资，并由银行提供短期融资应收款保理，电站全部投入商业运行再寻求中长期融资（如越南光伏）。
- (3) 与国际企业投资的“一带一路”国家可再生能源项目的案例对比，中国企业投资的项目较少采用与多边机构“混合融资”的方式。**国际案例中介绍的孟加拉国可再生能源项目、乌克兰光伏和风电项目、哈萨克斯坦光伏项目、墨西哥光伏项目、肯尼亚风电项目和萨尔瓦多光伏项目都有不同的多边机构包括世界银行、国际金融公司、欧洲复兴开发银行、亚洲开发银行、非洲开发银行和泛美开发银行的参与。中国投资案例介绍中唯一的“混合融资”模式是晶科能源阿根廷的光伏项目，中国银行和多边机构美洲开发银行集团的 AB 贷款模式。在这种模式下，贷款由多边机构统一与借款人签署借款合同，参贷商业银行与多边机构 C 签署协议，提供联合贷款，并享有多边机构贷款的优先偿债权和成员国对国际多边机构的税率优惠。
- (4) 国际投资的项目较多采用无追索项目融资方式。**国际案例中介绍的马来西亚光伏项目、乌克兰

光伏项目和墨西哥光伏项目都采用无追索的项目融资模式，主要源于投资国别重点的差异。无追索项目融资模式一般适用于国家主权评级高、当地购电方实力较强的国家。这些国家的项目购电协议条款完善、有东道国的主权担保，外资机构或多边机构较多参与融资。中国企业较少参与这些主权评级相对较高、可再生能源市场机制比较完善的“一带一路”国家项目融资。一些国家因为主权级别不高或者购电协议难以满足项目融资的要求，采用了有限追索的项目融资模式。而且，中国的投资更多来自于中国的央企，资金借贷普遍倾向于中国金融机构常用的有担保的公司融资模式。

- (5) **可再生能源有别于传统电力基建项目的融资特征。** 后者因为体量大对国内资金诉求非常明显，相对而言，可再生能源项目建设周期短，但对时间节点要求度高，很多项目电价与投产时间紧密挂钩，因此项目可以采用建设期和运营期不同的融资模式。建设期往往是股东贷款或者工程承包商提供短期融资，运营期再安排中长期公司融资或项目融资。项目建成后风险下降，也具备更充足的条件和时间完成融资安排准备。可再生能源项目近年不断变化融资渠道和游戏规则，不同国家适用不同模式，个别项目采用融资租赁模式，如案例介绍中的黑山风电项目。
- (6) **一些项目引入了长期投资基金。** 项目在建成或运营一段时间后，股权出售给机构投资者包括保险机构和养老基金。例如案例中列举的 Enel 墨西哥 Villanueva 光伏项目，项目投资方意大利能源公司 Enel 集团将 80% 股权出售给加拿大魁北克储蓄投资基金 (CDPQ) 和墨西哥的养老基金 (CKD IM)。

根据我们与投资企业和提供融资的金融机构的访谈，目前中国企业投资“一带一路”国家可再生能源项目时，在融资方面主要存在以下一些问题和困难挑战，这些问题和困难制约了中资机构对“一带一路”国家可再生能源项目的投资潜力。

- **国内资金的回笼滞后造成海外项目开发的资金能力不足。** 对民营企业来说，这个问题尤其严重。
- **项目竞争加剧。** 项目融资成本的高低是决定投资商竞争报价能力和投资回报率的重要因素。
- **投资国主权担保减少。** 没有东道国的主权担保意味着更高的投资风险和融资成本。
- **信用保险机构对可再生能源的支持不够。** 很多国别贷款和出口信用保险额度分给了海外的火电项目。
- **融资成本高、融资期限短。** 中资金融机构贷款利率缺乏优势，投保出口信用保险增加额外的融资成本。融资以短期贷款为主，中长期贷款相对较少。
- **纯项目融资难操作。** 企业需要为海外项目提供担保，对其后续融资能力制约很大。
- **项目缺少国际商业金融机构、多边机构和项目所在国金融机构的参与。** 中资机构尚未充分利用国际机构的优惠贷款等条件。
- **项目缺少长期投资机构的参与。** 国际养老退休基金、主权基金、保险公司及其他长期投资机构的长线资金和中国投资的项目缺少对接。

表 4-1：“一带一路”国家可再生能源项目投融资案例

国家	项目名称	项目类型	投资方	装机容量 (MW)	总投资	投产期	融资模式	融资机构
巴基斯坦	大沃	风电	中国电建	49.5	1.15亿美元	2017年4月	出口买方信贷贷款+中信保	中国工商银行
	真纳	光伏	中兴能源	900	15亿美元	项目分三期实施，一期工程于2016年6月顺利并网	银团贷款+中信保“海外投资险”	中国进出口银行、国家开发银行牵头，联合江苏银行、渤海银行
	三峡巴基斯坦第一风力发电项目	风电	三峡集团	一期：49.5 二期：99	一期：1.3亿美元 二期：2.3亿美元	一期：2014年11月25日 二期：2018年6月27日	有限追索项目融资	国开行牵头的银团贷款
哈萨克斯坦	扎纳塔斯	风电	中国电力	100	1.6亿美元	2020年底	建设期股东贷款垫资，投产后置换成多边机构牵头的有限追索银团贷款	银团参加行待定，未投保中信保
	United Green Energy	光伏	英国United Green Energy与哈萨克斯坦主权财富基金Baiterek Venture Fund	50			当地货币长期贷款	亚洲开发银行、欧洲复兴开发银行、清洁技术基金
越南	平顺	风电	中电国际	90		2020年7月	仍在融资准备阶段，采用公司融资模式，建设期计划由工程承包商提供短期融资，运营期考虑有担保的银行贷款或发债融资	
	油汀	光伏	越南当地的春桥公司与泰国B.GRIMM电力公司	420	137亿泰铢	2019年6月	建设期采用中国电建延付应收账款买断模式，业主提供备用信用证担保，国内银行提供短期融资（中国电建应收账款保理融资），中信保提供特定合同保险支持。电站建成后业主再寻求其他银行贷款融资渠道	建设期：国内银行

国家	项目名称	项目类型	投资方	装机容量 (MW)	总投资	投产期	融资模式	融资机构
黑山	莫祖拉	风电	上海电力与马耳他政府联合投资	46	9千万欧元	2019年4月	银团贷款+融资租赁	德意志银行牵头的银团
南非	德阿	风电	龙源电力	100.5+144 (分两期)	25亿人民币	2017年10月	无追索项目融资	当地商业银行Nedbank和当地政策性银行IDC组成银团
巴西	霹雳波	光伏	阿特斯阳光电力	399 (分三期)		一期: 2017年11月 二期: 2017年12月 三期: 2018年6月	一期: 基建债券+项目融资 二期: 项目融资 三期: 项目融资	一期: 泛美开发银行、泛美投资公司+巴西发展银行 二期: 巴西东北银行、东北宪法基金 三期: 巴西发展银行+巴西国家气候基金
阿根廷	卡法亚特	光伏	阿特斯阳光电力	100.1		2019年7月	无追索权融资	拉丁美洲开发银行、阿根廷投资外贸银行、布宜诺斯艾利斯城市银行
	圣胡安	光伏	晶科能源	80	1.04亿美元	2019年5月	无追索权项目融资模式 (AB贷款) 没有出口信贷保险机构的保险	美洲开发银行、中国银行
	Helios	风电	金风科技	355	8亿美元	2019年12月	国际银团贷款	中国银行和西班牙桑坦德银行联合牵头包销
	高查瑞	光伏	阿根廷国有企业胡胡伊能源与矿业公司 (JEMSE)	315	3.9亿美元	2019年10月	优惠买方信贷+绿色债券	中国进出口银行
阿布扎比	Sweihan	光伏	晶科能源	1177	9亿美元	2019年7月	无追索权银团贷款 (Soft mini-perm模式)	八家商业银行组成的银团
马来西亚	Redsol	光伏	由Scatec Solar与富马斯 (马来西亚) 私人有限公司联合投资	47	4700万美元	2019年第4季度	无追索的项目融资	法国巴黎银行
墨西哥	Villanueva	光伏	意大利能源公司Enel集团	828	7.1亿美元	2018年	项目贷款	欧洲投资银行、墨西哥商业银行、凯克萨银行、法国外贸银行、三菱日联金融集团、美洲开发银行

国家	项目名称	项目类型	投资方	装机容量 (MW)	总投资	投产期	融资模式	融资机构
乌克兰	Boguslav	光伏	挪威光伏发电投资开发商 Scatec solar	54	5400万欧元	2020年上半年	无追索权债务融资	欧洲复兴开发银行、北欧环境金融公司、瑞典丰德银行
	Syvash	风电	法国可再生能源独立发电商 Total Eren和挪威风电开发商 NBT	250	3.8亿欧元		A/B贷款等债务融资	第一期：欧洲复兴开发银行EBR、绿色增长基金GGF和荷兰发展金融公司FMO； 第二期：法国经合投资公司Proparco、黑海贸易与开发银行、芬兰投资基金Finfund
肯尼亚	图尔卡纳湖	风电	KP&P Africa B.V和Aldwych International及其他若干机构组成的联合体	310	7亿美元	2017年8月	债务融资+捐赠（荷兰政府）+ 补贴贷款（欧非基础设施基金）	非洲开发银行牵头多家机构
克罗地亚	塞尼	风电	北方国际	156	1.79亿	2020年	以现金方式（自有资金）收购克罗地亚能源工程股份有限公司76%的股权，后者是以开发塞尼风电项目设立的特殊目的公司（SPC）	
匈牙利	考波什堡	光伏	中国机械进出口（集团）有限公司	100	1亿欧元	2020年初		
柬埔寨	磅清扬	光伏	泰国私募股权基金 Prime Road Alternative	60		2020年底	债务融资+捐赠	亚洲开发银行、战略气候基金、韩国东亚与知识合作基金
孟加拉国	可再生能源项目	光伏	孟加拉国基础设施发展有限公司 IDCOL	310			债务融资+捐赠	世界银行+商业银行等私营部门
萨尔瓦多	罗萨里奥	光伏	法国公司 NEOEN	101	1.51亿美元		债务融资	泛美银行（IDB）、加拿大私营部门气候基金、法国银行Proparco

来源：作者编制

## 4.1 中资参与的项目案例

### 4.1.1 中国电建巴基斯坦大沃风电项目

该项目位于巴基斯坦南部城市卡拉奇以东约 60 公里的巴哈伯尔地区，是“中巴经济走廊建设计划”中 14 个优先发展项目之一。中国电建持有项目 93.3% 股权，装机容量 49.5MW，总投资额约 1.15 亿美元。项目于 2015 年 3 月开工建设，2017 年 4 月投入商业运行，中国工商银行为项目提供出口买方信贷贷款支持，贷款本金为 7882 万美元，中信保为项目贷款本金和利息提供保险。项目采用 BOO 模式，与巴基斯坦国家电网公司 NTDC 签署了 20 年购电协议，年利用小时 2800，电价的确定原则是“成本 + 回报”的方式，预计资本金内部收益率为 15%-17%。

### 4.1.2 三峡集团巴基斯坦信德风电项目

该项目位于距离巴基斯坦南部城市卡拉奇 80 公里的信德省。项目一期装机容量为 49.5MW，总投资约 1.3 亿美元。项目一期于 2015 年 3 月竣工，年发电量约 1.4 亿度。2018 年 6 月，二期项目 99MW 全面投产，总投资约 2.3 亿美元，年发电量约 3 亿度，采用 BOO 模式，运营期 20 年。项目融资采用有限追索项目融资结构，由国家开发银行牵头组织银团贷款。

### 4.1.3 中国电力哈萨克斯坦扎纳塔斯风电项目

该项目位于哈萨克斯坦江布尔州的扎纳塔斯，中国电力持有项目 80% 股权，装机容量 100MW，总投资约 1.6 亿美元，于 2019 年 7 月正式开工建设。项目建设期股东贷款垫资，计划投产后置换成多边机构牵头的有限追索银团贷款，融资币种为美元和当地货币。项目签署的购电协议保证 15 年固定电价、当地货币计价和支付、有通胀和汇率年度调整机制。项目预计年利用小时 3500，当地电网保证全额收购，能源部出具支持函保证。

### 4.1.4 中国电建哈萨克斯坦谢列克风电项目

该项目位于哈萨克斯坦阿拉木图州的伊犁河河谷地带，装机容量 60MW，于 2019 年 6 月正式启动项目建设。该项目已被列入中哈产能合作重点项目清单，当地投资方为哈萨克斯坦最大国有能源开发公司——萨姆努克能源公司。中国电建以股东贷款方式融资。项目建成后，年生产 2.3 亿度电，等效发电小时数达 3800 小时以上。

### 4.1.5 中国电力越南平顺风电项目

该项目位于越南东南部沿海平顺省绥丰县，中国电力持有项目 80% 股权，装机容量 90MW，预计在 2021 年投产。项目建设期计划由工程承包商提供短期融资，运营期考虑有担保的银行贷款或发债融资。项目购电协议 PPA 时间 20 年，采用美元计价的固定电价，电价将随汇率变动作相应调整。越南盾为电费支付货币，越南政府对电费收入兑换美元并能汇出越南境外提供承诺。项目预

计年利用小时 2500-3000，越南国家电力集团（EVN）负责收购，但按实际上网电量结算，没有电网限电收入损失的补偿机制。

#### **4.1.6 国家电力投资集团黑山莫祖拉风电项目**

该项目位于欧洲巴尔干半岛的黑山共和国南部港口城市巴尔，2019 年 4 月投入试运营，装机容量 46MW，总投资额 9 千万欧元，由中国国家电力投资集团所属上海电力股份有限公司与马耳他政府联合投资。德意志银行牵头的银团向中电投融和融资租赁有限公司在黑山设立的全资子公司提供了 6950 万欧元的银团贷款，用于购买风电设备等租赁资产，并作为出租人向上海电力在黑山成立的子公司出租。

#### **4.1.7 北方国际克罗地亚塞尼风电项目**

该项目位于克罗地亚中部亚得里亚海沿海塞尼市，项目装机容量 156 兆瓦，总投资额约 1.79 亿欧元。克罗地亚为欧盟成员国之一，也是“一带一路”沿线中东欧十六国之一。塞尼风电项目是该国可再生能源市场改革后第一个不使用政府固定电价补贴的大型项目。2017 年 11 月，北方国际通过收购获得项目建设权和 25 年运营权。项目于 2018 年 11 月开工，建成后预计年均发电 3400 小时，年发电量 5.3 亿度。预测项目税后内部收益率为 10.65%，税后投资回收期为 9.43 年。

#### **4.1.8 龙源电力南非德阿风电项目**

该项目位于南非北开普省德阿镇，是中国在非洲第一个集投资、建设和营运为一体的风电项目。龙源电力持有项目 60% 股权，另外由两家当地公司各持有 20% 股权。项目分两期，装机容量分别为 100.5MW 和 144MW，总投资额约 25 亿元人民币。2017 年 10 月两期项目同时进入商业化运行。项目采用无追索项目融资模式，全部贷款由当地商业银行 Nedbank 和当地政策性银行 IDC 组成银团提供。项目签订 20 年固定电价售电协议，电网限电损失有补偿机制，当地政府 / 能源部提供担保。2018 年完成发电利用小时 3120 小时。

#### **4.1.9 中兴能源巴基斯坦真纳光伏项目**

该项目位于巴基斯坦旁遮普省巴哈瓦尔布尔市真纳光伏产业园，总装机规模为 900MW，分三期实施，总投资额约 15 亿美元。中兴能源持有项目 100% 股权。项目于 2016 年 6 月完成 300MW 一期工程及顺利并网，成为中巴经济走廊首个完成融资、首个建成并网发电的能源项目。融资由中国进出口银行、国家开发银行牵头，联合江苏银行、渤海银行提供银团贷款，并投保中信保的“海外投资险”。项目电价机制为预先电价（Upfront Tariff），即国家电力监管局（NEPRA）公告 PPA 年限内的收购电价（Levelized tariff），提供巴基斯坦电力公司及光伏电站投资商作为参考，待项目的相关成本确定后提出电价申请并交由国家电力监管局（NEPRA）批准。从 2018 年起，巴基斯坦的光伏项目改成以电价为基础的竞标机制（Tariff-based Auction）。项目年利用小时 1300-1400，中兴能源与巴基斯坦国家电网公司 NTDC 签署了 20 年购电协议。

#### 4.1.10 金风科技阿根廷 Helios 风电项目

该项目群包括 Loma Blanca1、2、3、6 期及 Miramar 在内的共计 5 个风电项目，总装机规模为 355MW。项目于 2018 年 7 月开工，计划 2019 年 12 月底全部完工，总投资额约 8 亿美元，金风科技持有项目 100% 股权。项目获 4.75 亿美元国际银团贷款支持，由中国银行和西班牙桑坦德银行联合牵头包销，金风科技提供母公司担保并投保中信保。金风科技通过上网电价竞标获得项目特许经营权，与电力收购方阿根廷全国电力批发市场管理公司（CAMMESA）签署购电协议。项目全年风力发电利用小时数为 4900 小时。

#### 4.1.11 阿特斯巴西霹雳波光伏项目

该项目位于巴西米纳斯吉拉斯州，分为三期，总装机容量 399MW，阿特斯阳光电力集团和法国电力集团分别持 20% 及 80% 的股权。三期项目已分别于 2017 年 11 月、12 月和 2018 年 6 月投入商业运营。一期项目 91.5MW，融资来源分为两部分：第一部分来自约合人民币 4 亿元的 16 年期基建债券，由泛美开发银行（IDB）和泛美投资公司（IDB Invest）共同担保。第二部分来自巴西发展银行（BNDES）为期 18 年的约合人民币 9.6 亿元的项目融资。二期项目 115MW，获得了来自拉美地区最大的区域开发银行巴西东北银行（BNB）和东北宪法基金（Northeast Constitutional Fund）约合人民币 6.64 亿元的项目融资。项目和巴西电力商业化商会（CCEE）签署了为期 20 年的电价与通胀挂钩的购电协议。

#### 4.1.12 阿特斯阿根廷卡法亚特光伏项目

该项目位于阿根廷萨尔塔省，装机容量 100.1MW，于 2019 年 7 月投入商业运营。作为阿根廷政府 2016 年推出的可再生能源发展计划的一部分，卡法亚特电站通过招标签署为期 20 年的购电协议（PPA），价格为 56.28 美元 / 兆瓦时（美元计价，当地货币支付），电力收购方为阿根廷全国电力批发市场管理公司（CAMMESA）。世界银行和阿根廷政府通过可再生能源信托基金为该项目的购电协议提供担保。三家银行共同提供了 5000 万美元的无追索权项目融资，包括拉丁美洲开发银行提供的 3000 万美元的 15 年期 A 类贷款，阿根廷投资外贸银行提供的 1500 万美元 15 年期平行贷款，和布宜诺斯艾利斯城市银行提供的 500 万美元的十年期平行贷款。项目年发电利用小时在 2100 左右。

#### 4.1.13 晶科能源阿根廷圣胡安光伏项目

项目位于圣胡安省首府西北 201 公里处，装机容量为 80MW，总投资额为 1.04 亿美元，于 2019 年 5 月投运。项目资金来自多边机构，美洲开发银行集团和中国银行采用 AB 贷款模式，即按照同等利率提供联合贷款，享有多边机构贷款的优先偿债权和成员国对国际多边机构的税率优惠，属于无追索权项目融资模式，没有出口信贷保险机构的保险。贷款期 15 年，利率在 6% 左右，币种美元。项目与阿根廷全国电力批发市场管理公司（CAMMESA）签订了为期 20 年的与美元挂钩的固定电价购电协议。项目年发电利用小时在 2100 左右。

#### 4.1.14 晶科能源阿布扎比 Sweihan 光伏项目

该项目位于阿布扎比酋长国阿布扎比市向东约 120 公里的 Sweihan，晶科能源于 2017 年 3 月夺标，以 0.0242 美元 / 千瓦时创下当时全球最低电站投标价格。项目的装机容量为 1177MW，总投资额约为 9 亿美元，晶科能源和日本丸红株式会社分别各持有 20% 的股权，阿布扎比国有电力公司持股 60%。项目产生的全部电力将通过购电协议（与美元挂钩）出售给阿联酋水电公司(ADWEC)，期限为 25 年。该项目的贷款协议于 2017 年 5 月签署，贷款期限 26 年，无追索权，由八家商业银行组成银团，包括日本、法国及中东等本地银行。贷款利率每五年核定一次，五年后可以按新市场利率重新安排再融资，或者续贷但利率按约定机制上升。项目于 2019 年 5 月全面投入运营。

## 4.2 国际资本参与投资的项目案例

#### 4.2.1 Scatec Solar 马来西亚 Redsol 光伏项目

该项目装机容量为 47MW，总投资约为 4700 万美元，由 Scatec Solar 与富马斯（马来西亚）私人有限公司联合投资。Scatec Solar 是一家总部位于挪威的全球独立光伏发电投资开发商，目前拥有 1.5GW 的运营和在建光伏电站，分布在阿根廷、巴西、捷克、埃及、洪都拉斯、约旦、马来西亚、莫桑比克、卢旺达、南非和乌克兰，并在非洲、亚洲和中东地区拥有 5GW 的前期项目储备。富马斯（马来西亚）是一家总部位于美国和马来西亚的资产管理和开发公司，专注于南亚和东南亚的可再生能源。项目与马来西亚公用事业公司 Tenaga 签署了为期 21 年购电协议，年发电利用小时在 1400 左右，年收入约为 600 万美元。2019 年 1 月，Scatec Solar 宣布完成融资，法国巴黎银行为项目提供无追索的项目融资，覆盖 73% 项目的总投资。

#### 4.2.2 B.GRIMM Power 越南油汀光伏项目

该项目位于越南西南部高原的西宁省，总装机容量为 420MW，由越南当地的春桥公司与泰国 B.GRIMM 电力公司共同开发，中国电建协助业主完成融资。项目是越南及整个东南亚片区装机规模最大的光伏电站，总投资额为 137 亿泰铢。建设期融资采用中国电建延付应收账款买断模式，业主提供备用信用证担保，国内银行提供短期融资（中国电建应收款保理融资），中信保提供特定合同保险支持，承保二年期内的政治和商业风险。2019 年 6 月电站全部投入商业运行，电站建成后业主再寻求其他银行贷款融资渠道。

#### 4.2.3 Prime Road Alternative 柬埔寨磅清扬光伏项目

该项目位于柬埔寨磅清扬省，总装机容量为 60MW，由泰国私募股权基金 Prime Road Alternative 公司以 3.877 美分 /KWh 的最低价中标开发。该项目由亚洲开发银行 (ADB) 提供支持，吸引了 26 家竞标者，创下了东南亚光伏项目的最低电价记录。项目通过 BOO 形式开发，根据长期电力购买协议将电力出售给柬埔寨电力公司 Electricite du Cambodge (EDC)。该项目是亚洲开发银行支持柬埔寨磅清扬省国家 100MW 光伏园计划的一部分，除了亚开行提供 764 万美元的主权贷

款，融资方还得到来自世行战略气候基金（Strategic Climate Fund）的 1100 万美元贷款和 300 万美元捐赠，以及由韩国东亚与知识合作基金（Republic of Korea e-Asia and Knowledge Partnership Fund）提供的 50 万美元技术能力建设捐赠。

#### 4.2.4 世界银行孟加拉国可再生能源项目

2019 年 3 月，世界银行宣布将向孟加拉国提供 1.85 亿美元用于该国 310MW 的可再生能源项目开发，并鼓励私营部门参与，以帮助提高该国日益增长的电力需求。该项目主要包括：50MW 的 Feni 光伏电站、150MW 的光伏电站和 110MW 的屋顶光伏项目。在孟加拉国芬尼 Feni 区建 50MW 光伏项目是世行资助的首批项目。世行此次的信贷来自于贷款人国际开发协会（IDA）提供的优惠性融资，贷款期限 30 年，包括五年的宽限期，利率为 1.25%，外加 0.75% 的服务费。这 1.85 亿美元资金还包括来自世界银行气候投资基金（CIF）2638 万美元贷款和战略气候基金（SCF）287 万美元赠款。该项目将由孟加拉国电力公司（EGCB）和孟加拉国基础设施发展有限公司（IDCOL）实施，除了世行的资金支持，项目计划从私营部门、商业银行和其他来源融资 2.12 亿美元。

#### 4.2.5 Scatec Solar 乌克兰 Boguslav 光伏项目

该项目位于乌克兰切尔卡西地区，装机容量为 55MW，年发电量预计为 61GWh，总投资约为 5400 万欧元。挪威光伏发电投资开发商 Scatec solar 是该项目的主要股权投资者。欧洲复兴开发银行（EBRD）、北欧环境金融公司（NEFCO）和瑞典丰德银行已经签署了无追索权债务融资的信贷协议，覆盖 70% 的项目成本。项目预计将在 2020 年上半年投入商业运营。项目与乌克兰公用事业公司 Energorynok 签订购电协议，头十年享受固定的上网电价 150 欧元 / 兆瓦时，电价用当地货币支付，但每季度用欧元汇率调节。

#### 4.2.6 NBT/Total Eren 乌克兰 Syvash 风电项目

该项目位于乌克兰南部赫尔松地区，装机容量为 250MW，总投资 3.8 亿欧元，由法国可再生能源独立发电商 Total Eren 和挪威风电开发商 NBT 共同投资。项目分两个阶段进行，建设工作在 2019 年夏季开始，完成后将成为该国最大的可再生能源项目。项目一期 133MW 于 2019 年 1 月筹集了 1.55 亿欧元的 A/B 贷款，包括欧洲复兴开发银行（EBRD）提供的 A 类 7500 万欧元贷款，绿色增长基金（GGF）和荷兰发展金融公司（FMO）提供的 7500 万欧元和北欧环境金融公司（NEFCO）提供的 500 万欧元平行贷款。2019 年 8 月，法国经合投资公司（Proparco）、黑海贸易与开发银行及芬兰投资基金（Finfund）共同签署项目二期 1.076 亿欧元的融资协议。该项目产生的电力将出售给乌克兰国有电力市场批发运营商 Energorynok 公司。设计、采购和施工承包商是中国电力建设集团和德国恩德集团（Nordex）。项目建成后，计划每年发电 850 GWh，相当于年利用小时 3400。

#### 4.2.7 United Green Energy 哈萨克斯坦光伏项目

该项目位于哈萨克斯坦南部，装机容量为 50MW，年发电量预计为 73GWh。该项目是亚洲开发银行（ADB）在中亚地区第一个用当地货币发放的太阳能项目长期融资，哈萨克斯坦经济依赖石油天然气的出口，货币汇率受油价的影响波动较大，使用当地货币融资可以有效地规避汇率风险。项目由英国 United Green Energy 公司和哈萨克斯坦主权财富基金 Baiterek Venture Fund 组建的合资公司拜科努尔太阳能（Baikonur Solar）投资。亚开行将向项目提供 1150 万美元贷款，这是亚开行在哈萨克斯坦首次对太阳能项目开展融资。欧洲复兴开发银行（EBRD）和清洁技术基金分别为该项目额外提供了 3000 万美元和 1040 万美元的资金。本项目与哈萨克斯坦电力和能源市场营运公司 JSC KOREM 签署了为期 15 年的购电协议。

#### 4.2.8 Enel 墨西哥 Villanueva 光伏项目

该项目位于墨西哥西北部科阿韦拉州，装机容量为 828MW，年发电量为 170GWh，从 2018 年开始陆续进入发电，是目前拉丁美洲和加勒比海地区最大的光伏项目。项目投资方为意大利能源公司 Enel 集团，总投资 7.1 亿美元，目前拥有项目的 20% 股权，其余 80% 股权已出售给加拿大魁北克储蓄投资基金（CDPQ）和墨西哥的养老基金（CKD IM）。欧洲投资银行（EIB）提供了 8700 万美元（7500 万欧元）贷款。此外，墨西哥商业银行、凯克萨银行、法国外贸银行、三菱日联金融集团、美洲开发银行等也对项目提供了融资支持。通过拍卖，项目得到了 15 年平均电价为 44.9 美元 / 兆瓦时购电合同的支持，以及联邦电力委员会颁发的 20 年清洁能源证书。

#### 4.2.9 胡胡伊能源与矿业公司阿根廷高查瑞太阳能光伏项目

该项目位于阿根廷北部胡胡伊省的高查瑞地区，项目场址海拔超过 4000 米，日照资源极为丰富，是全球最适合发展光伏发电的地区之一。项目装机容量 315MW，是拉美目前最大的光伏项目。业主是阿根廷国有企业胡胡伊能源与矿业公司 Jujuy Energia Y Minería Sociedad Del Estado（JEMSE）。项目于 2018 年 4 月正式开工，2019 年 10 月完工，上海电建 - 中国电建组成联合体 EPC 是总承包方。项目合同总金额为 3.9 亿，其中 85% 来自中国进出口银行“两优贷款”，是阿根廷第一个落地的中国优惠贷款项目，胡胡伊省政府通过发行绿色债券为项目提供 15% 融资。项目建设所在地光照年小时数大于 2200，预计年发电量 7.89 亿千瓦。

#### 4.2.10 LTWP 联合体肯尼亚图尔卡纳湖风电项目

该项目位于肯尼亚 Loiyangalani 地区，装机容量为 310MW，年发电量为 73GWh，总投资约 7 亿美元。项目于 2017 年 8 月全部投产，是非洲开发的最大的风力发电场，也将使肯尼亚成为继南非 2100MW 和埃塞俄比亚 324MW 之后非洲第三大风电装机国家。项目由 KP&P Africa B.V 和 Aldwych International 及其他若干机构组成的联合体共同开发；债务融资由非洲开发银行牵头多家机构提供，包括欧洲投资银行、东非开发银行、丹麦出口信贷基金会、荷兰国家开发银行、南非标准银行和欧非基础设施基金等；荷兰政府提供了 1000 万美元的捐赠；欧盟通过欧非基础设施基

金提供了 2500 万美元的补贴贷款。项目与肯尼亚电力公司 (KPLC) 签订了 20 年的购电协议, 固定电价为 75 美元 / 兆瓦时。

#### 4.2.11 Neoen 萨尔瓦多光伏项目

该项目位于萨尔瓦多中部的罗萨里奥市, 装机容量 101MW, 是中美洲最大的光伏电站由法国可再生能源开发公司 Neoen 建造和运营。项目总投资额达 1.51 亿美元, 其中 8800 万美元来自泛美开发银行 (IDB) 贷款, 3300 万美元来自法国经合投资公司 (Proparco)。该项目预计每年将向国家电网提供 170 GWh 电力, 相当于年利用小时 1700。

### 4.3 “一带一路” 可再生能源项目投融资遇到的一些问题

根据我们与投资企业和提供融资的金融机构的访谈, 目前中国企业投资 “一带一路” 国家可再生能源项目时, 在投融资方面主要存在以下一些问题和挑战:

**国内资金的回笼滞后造成海外项目开发的资金能力不足。**无论是风电、光伏投资运营商还是设备制造和工程施工公司, 目前都面临国内可再生能源补贴严重拖欠的问题, 民营企业的资金链更是紧张。随着国内项目贷款宽限期的结束, 还本付息压力逐渐加大。国内可再生能源投资项目资金回笼不畅, 严重制约了这些公司在 “一带一路” 国家进行投资的能力。与央企比较, 民营企业在海外项目投融资过程中更处于资金劣势地位。

**项目竞争加剧。**近年来, 越来越多的国家为可再生能源项目选择投资人的方式, 从原来的固定电价双边谈判形式逐渐转变为竞争招标方式, 加大了项目竞争程度, 造成电价水平迅速下降。即使项目设备投资成本不断变低, 一些项目的回报率水平也因为招标导致的过度竞争而不能达到预期。同时, 中国企业走出去的热情日益增高, 在一些项目的投标上出现彼此竞争情况。在一些经济发展水平较高的新兴市场, 当地公司在可再生能源项目开发的竞争上具有明显的地缘优势。除此之外, 相当多的国际企业, 尤其是欧洲传统的电力和能源公司近年来也纷纷加大能源转型的力度, 并且得到国际金融机构的低利率融资支持。基于可再生能源的成本结构, 项目融资成本的高低是决定投资商竞争报价能力和投资回报率的重要因素。

**投资国主权担保减少。**由于较高的债务水平, 一些 “一带一路” 国家已经很难为电力项目包括可再生能源项目融资提供主权担保。虽然可再生能源项目的资金需求较传统电力项目规模小, 但在一些高风险国家, 尤其是购电方实力较弱的国家, 没有东道国的主权担保意味着更高的投资风险和融资成本。

**信用保险机构对可再生能源的支持不够。**“一带一路” 可再生能源项目尚处于发展初期, 国内金融机构仍处于摸索阶段。信息不对称造成融资一般都要抵押和担保, 融资模式依然较多采用传统火电水电对外投资项目的 “中资银行贷款 + 中信保保险” 模式, 未能体现可再生能源项目投资规模小、建设期短的特征。虽然可再生能源投资成本的大幅下降使政府补贴逐渐减少, 但金融机构对项目风

险和国别风险的判断还缺乏进一步的突破，而且很多国别贷款和出口信用保险额度分给了投资海外的火电项目。在一些高风险确实需要为项目投保才能取得融资的国家，出口信用保险的覆盖面又不够充分，造成项目落地困难。

**融资成本高、融资期限短。**在项目造价和发电效率不断突破瓶颈之后，融资成本成为可再生能源项目平价的关键因素。相比欧美日金融机构，中资银行的外币资金拆借成本较高，贷款利率缺乏优势。贷款银行通常会要求借款人投保中信保出口信用保险，从而增加额外的融资成本。即使有中信保承保的贷款使银行的实际风险敞口很低，贷款报价也并不十分优惠。另外，国内企业融资以短期贷款为主，中长期贷款相对较少。然而，中国企业的一些国际竞争对手利用其低成本和长贷款期的融资优势，在项目竞标时可以报出很低的价格。例如，法国可再生能源电力公司 Neoen 披露的其公司 2018 年欧元债务的加权成本只有 3.5%；另一家意大利可再生能源电力公司 Enel 于 2017 年发行的十年期欧元债券的票面利率只有 1.375%。

**纯项目融资难操作，公司担保负担重。**按照现有的公司融资模式，中国企业大多需要为海外项目公司提供担保，这将占用大量担保资源，对其后续融资能力制约很大，尤其是没有大量银行授信额度的民企。所以，即使项目融资模式下利率会较高，但其更有利于降低投资企业的或有负债水平。

**项目融资运用难有多重的原因。**一方面，可再生能源项目投标和建设周期的时间点要求性高，很多项目的电价以某一时点是否开工或投产为条件，因此很难有充足的时间满足复杂的无追索项目融资所要求具备的全部条件及各项协议安排。另一方面，很多国家因为公共负债水平上升和财政的压力，不愿意提供主权还款担保，通常只提供购电协议的履约担保。然而由于项目所在国主权评级低、购电协议下市场消纳和价格政策框架不健全，金融机构较难接受无追索的项目融资模式。

**国际商业金融机构、多边机构和项目所在国金融机构参与较少。**中国企业在“一带一路”国家的可再生能源项目，较少有国际商业金融机构和多边机构（MDA）的参与（具体案例会在下一章节介绍）。相比而言，这些机构更认可自身对国别和项目的风险评判能力，项目融资模式运用更广泛，贷款也不需要额外的出口信贷机构保险，降低了总体融资成本。如果只是依靠中国提供的开发性贷款，项目开发的可持续性将不足。中资银行提供的商业性贷款成本又较高、期限也较短，也不太容易接受结构化的融资安排和还款方式。由于缺乏合作经验，中资机构尚未充分利用国际机构和项目所在国金融机构的优惠贷款等条件。

**项目缺少长期机构资金的参与。**成熟市场的可再生能源项目，投资方往往能在项目运营一段时间并取得稳定收益后，将股权或债权出售给综合资金成本更低的国际养老退休基金、主权基金、保险基金及其他长期投资机构，以加快资金的回笼、增加流动性。但是目前这些长线资金对“一带一路”国家的可再生能源项目更多处于观望阶段，特别是和中国企业投资的项目缺少对接。

# 促进投资和降低融资成本的建议

针对中国企业投资“一带一路”国家可再生能源项目的现状和所遇到的融资问题，我们提出如下建议，这其中既包括对相关政策制定者的建议，也包括对涉及的金融机构的建议，还包括对投资主体和第三方的建议。我们希望，通过这些建议的实施，中国企业在“一带一路”国家的绿色投资能得到进一步推动，积极建设绿色“一带一路”，使“一带一路”成为开放、包容、多样的国际区域经济合作平台。

**针对中资投资主体的建议：**1) 加强对项目的选择，做到“有所为而有所不为”；2) 鼓励投资“一带一路”可再生能源项目通过股票市场上市融资；3) 加强与国际长期资金合作；4) 加强与多边机构的混合式融资合作；5) 充分利用外资商业金融机构的融资和风控能力；6) 拓展债券融资渠道。

**针对金融机构的建议：**1) 中资金融机构应该强化对环境气候风险的分析和管理能力，减少对“一带一路”国家的煤电项目支持，腾出更多资源支持可再生能源项目的发展；2) 将可再生能源项目列为建设绿色“一带一路”的重点支持行业，提供优惠的融资条件；3) 建议中信保减少对煤电项目的承保，更加积极地支持中国企业和金融机构在“一带一路”国家的可再生能源项目投资；4) 完善可再生能源项目的风险评估机制；5) 鼓励中资金融机构加速在“一带一路”国家的布局，深入了解当地市场和政策环境，为开拓无追索项目融资和结构化融资创造条件。

**针对政府和监管部门的建议：**1) 帮助“一带一路”国家开展可再生能源发展机制能力建设；2) 为“一带一路”国家提供绿色金融能力建设服务；3) 将中资金融机构对“一带一路”国家的绿色贷款纳入 MPA 等监管考核；4) 研究设立专门支持“一带一路”绿色投资的基金；5) 考虑由中国碳交易市场接纳中资机构投资的“一带一路”可再生能源项目的碳减排额度。

**其他建议：**1) 建立包括发电企业、设备制造企业、设计和工程施工企业和金融机构的合作联盟，提高竞争力，创立风险共担机制；2) 完善 PPP 合同管理与监管所必需的制度基础和能力建设。可再生能源项目很多采用 PPP 形式，融资银行面临着诸多风险。因此，合理 PPP 机制关系着能否获得融资；3) 建立“一带一路”国家可再生能源政策和市场大数据平台；4) 扩大《“一带一路”绿色投资原则》(GIP) 的签署机构范围，以 GIP 发起的“一带一路”绿色项目库为抓手，缓解项目与资金提供方之间信息不对称的矛盾；5) 加快突破人民币跨境使用在“一带一路”投资中的所面临的各种瓶颈。

## 5.1 针对中资投资主体的建议

### 5.1.1 加强对项目的选择

“一带一路”国家的可再生能源投资机会很多，中国企业在积极开辟新市场的同时，要认识到不同国家的资源禀赋条件、经济发展水平和投资环境千差万异。在推进“一带一路”可再生能源投资的大背景下，投资人首先要做到的是对国别、市场、项目的选择，“有所为而有所不为”。如果项目风险很大，即使采取各种政策支持和增信手段，金融机构也不可能过度承担风险而提供低成本的资金。而且，可再生能源项目的财务可行性处于动态的变化过程中，控制好项目的开发和投资节奏，比单纯地在短期内追求规模更加重要。经过多年的发展，中国的风电和光伏装机规模达到世界第一，

但很多项目的实际回报率却未达到预期，其中很多盲目投资带来的教训也适用于“一带一路”国家的项目开发。

我们以在“一带一路”国家光伏项目中投资活跃的欧洲 Scatec Solar 公司作为对比和参照。Scatec Solar 在其 2019 年中期报告中披露，其到 2021 年的新增装机目标为 4.5GW（每年新增 1.5GW），平均项目内部收益率为 13%。对比中国上市的可再生能源公司如龙源电力、华能新能源、协鑫新能源，目前该公司股票交易价格对应 6 倍左右的市净率，远远高于中国新能源公司的估值水平。较高的项目收益率和良好的现金流使市场对该公司的估值有相当大的溢价。

此外，Scatec Solar 在可再生能源投资领域上的创新还可资借鉴。根据 Scatec Solar 的估计，目前全球可替代的柴油发电市场规模在 600GW。这些柴油机组的发电成本在 250-600 美元 / 兆瓦时之间，随着光伏 + 储能电池成本的不断下降，替代柴油机组在经济上变得可行。这些用户主要存在于离网的矿场、营地、无电地区和做为企业的备用发电设施。目前该公司有 300MW 储备光伏 + 储能项目储备，全部分布在非洲。公司把此新兴业务称为“Release - Energy as a Service”，通过出租系统给客户使用来获得回报。这种投资与传统的公用事业型项目不同，类似于中国的分布式光伏项目，但针对的市场主要是使用昂贵柴油发电的离网用户，而且增加了储能装置。

### 5.1.2 寻求上市融资

投资“一带一路”可再生能源除了债务融资，也要充分发挥股权融资的杠杆作用，为债务融资提供支持。“一带一路”可再生能源项目的投资平台通过资本市场上市融资，可以降低集团负债率，促进项目的滚动开发。建成的电站达到一定资产规模后，还可以探索发行 ABS。中国最大的风电企业龙源电力 2009 年上市融资的成功可资借鉴。当年龙源以 3GW 的装机规模上市筹集 150 亿元人民币，创下了中国电力融资史上几个第一，融资额超过了境外上市中国电力公司首次 IPO 的总额。因此，凭借“一带一路”可再生能源项目发展的广阔前景，国内投资企业可以将现有资产和项目储备适时打包上市融资。

上市融资另一个好处是可以吸引提供长期资本的机构投资者，如养老保险和商业保险的股权投资基金，这些机构更容易投资已上市的股票，而不是单个项目层面的股权。此外，上市还可以吸收充当先导的开发性金融资本，这些资本通过股本投资得以撬动更多的债务融资。例如，2017 年 7 月，亚行斥资 6250 万美元认购泰国电力公司 GRIMM 的首次公开募股，用于支持 B.GRIMM 提高可再生能源发电比例。

中国可再生能源公司最新上市融资的案例是信义能源于 2019 年 5 月在香港上市。该公司拥有的光伏电站装机容量为 954MW，上市筹集的资金将从母公司信义光能收购 540MW 的光伏电站。公司以每股招股价 1.94 港元（对应 2019 年预测市盈率 11 倍及 1.2 倍市账率）发行 18.8 亿股新股，筹资 36 亿港元；公司有意为股东提供稳定派息，承诺将可分派收入的 90%~100% 用于派息。近年来，先后有数家投资“一带一路”国家可再生能源项目的公司通过上市方式融资，如印度的 AZURE（2016）、法国的 NEON（2018）和印度的 Sterling Wilson Solar（2019），也有几家公司的上市

计划因故推迟，如印度的 ReNew Power 等。在表 5-1 中，我们对拥有“一带一路”国家可再生能源项目的主要上市公司的基本情况做了列示。

表 5-1：参与“一带一路”国家可再生能源项目投资的上市公司

公司名称	总部	交易所	股票代码	市值 (亿美元)	业务领域	主要投资国家	装机规模 (GW)
Scatec Solar	奥斯陆 (挪威)	奥斯陆证券交易所 (Oslo Stock Exchange)	SSO	15.91	太阳能	南非、埃及、乌克兰、马来西亚、 巴西、洪都拉斯	1.9
Neoen	巴黎 (法国)	NYSE Euronext Paris	NEOEN	21.65	太阳能 风能 储能	欧洲：法国、芬兰、葡萄牙 非洲：莫桑比克、赞比亚 澳洲：澳大利亚 美洲：美国、阿根廷、哥伦比亚、牙买加、 萨尔瓦多、墨西哥	2.8
EDPR	马德里 (西班牙)	NYSE Euronext Lisbon	EDPR	93.8	风能 太阳能 水能	欧洲：比利时、法国、希腊、意大利、波兰、 葡萄牙、罗马尼亚、西班牙、英国 美洲：巴西、墨西哥、加拿大、美国、 哥伦比亚	27
B.GRIMM POWER PUBLICCOMPANY LIMITED	曼谷 (泰国)	泰国证券交易所 (SET)	BGRIM	36.83	天然气 热电联产 太阳能 水能 废热发电	泰国、老挝、 越南、柬埔寨	3.8
Azure Power Global Limited	新德里 (印度)	纽约证券交易所 (NYSE)	AZRE	4.95	太阳能	印度	1.4
Azure Power Global Limited (AGEL)	古拉吉特邦 (印度)	孟买证券交易所 (BSE)	541450	14.36	太阳能 风能 混合动力	印度 澳大利亚 美国	5.3
		印度国际证券 交易所 (NSE)	ADANI GREEN				
Brookfield Renewable Partners	多伦多 (加拿大)	纽约证券交易所 (NYSE)	BEP	74.18	水电 风能 太阳能 废热发电 生物质能	北美、哥伦比亚、巴西、 欧洲、印度、中国	17.4
		多伦多证券交易所 (TSX)	BEP-UN				
ENEL	罗马 (意大利)	意大利证券交易所 (Borsa Italiana)	ENEL	763.55	子公司ENEL Green Power: 水电、风能 太阳能、地热能 生物质能	欧洲和北非、南美、北美及中美洲 撒哈拉以南非洲、亚洲、澳大利亚	43
Engie	Courbevoie (法国)	NYSE Euronext Paris	ENGI	390.38	电力、天然气 能源服务（其 中新能源包括 风能、太阳能、 生物质能等）	北美、拉美、非洲、亚洲、法国 比利时、荷兰、卢森堡	可再生能源 23.7
BCPG Public Company Limited	曼谷 (泰国)	泰国证券交易所 (SET)	BCPG	11.69	太阳能 风能 地热能	泰国、日本、 菲律宾、印尼	0.572
SPCG Public Company Limited	曼谷 (泰国)	泰国证券交易所 (SET)	SPCG	6.33	太阳能	泰国 日本	0.29

来源：上市公司披露，作者编制

### 5.1.3 加强与国际长期投资基金的合作

从全球范围看，拥有 ESG 投资理念的机构投资者近年来日趋增多，投资 ESG 概念的可再生能源项目基金也陆续发起，现有基金的资产组合也在逐渐撤资化石能源行业，“一带一路”国家的可再生能源资产可以作为这部分资金的新投资方向。

增进与投资基金的合作，既包括加强与已有“一带一路”产业基金在项目发起阶段的联合股权投资，或者在运营阶段向基金转让项目股权和收益权以实现资金的更快回笼，也包括与国际资本联合发起更多的“一带一路”专业绿色投资基金。可以考虑的基金机构包括长期限投资的寿险公司、社保基金、养老基金、国家主权基金、基础设施产业基金、商业银行所属基金、私募股权基金和捐赠慈善基金等。

加强与已有“一带一路”产业基金的联合股权投资。中国陆续与非洲、东盟、拉美、欧洲、中东欧、阿拉伯国家等多个区域性金融组织成立了投融资专项基金，包括中国 - 东盟投资合作基金、中非发展基金、中非产能合作基金、中拉产能合作投资基金、国家丝路基金、地方性的丝路基金等。产业投资人应该与这些基金合作、联合投资，这将有助于以更多的股本撬动更大的投资规模。据一些企业反映，部分基金对近年新发起的“一带一路”可再生能源投资项目缺少有经验的项目团队，投资审批过程漫长，有时还对项目收益率提出保底保证的要求。因此，这是一个逐渐磨合的过程，需要彼此加强在项目尽调和市场理解方面的合作。国内企业和金融机构应该加强与上述基金在沿线国家可再生能源项目的对接，解决信息不对称的问题。

采用向基础设施基金、养老基金、保险、商业银行所属基金出售股权的方式，加快资金回笼。运营期的风电光伏电站是长期投资主体可选的一类资产配置。虽然对这种直接项目层面的投资其相对流动性较上市证券差一些，但在发达国家，把经过一定运营期的运作、能够证明提供稳定年收益率的风电光伏电站，作为一种资产类别出售给长期机构投资者的交易非常普遍。例如汇丰银行英国退休金计划在 2018 年 10 月与可再生能源投资商 Greencoat Capital 达成的协议，向英国太阳能和风电场投资 2.5 亿英镑。

## 专栏 5-1：国际基金机构收购亚洲可再生能源企业的案例

从全球货币政策环境来看，美国和欧洲将持续减息，目前的低利率甚至是负利率环境仍将延续相当长的时间，很多机构投资基金要求的回报率处于较低水平，有利于可再生能源项目在目前的“资产荒”背景下吸收机构投资的参与。同时，拥有 ESG 投资理念的机构投资者近年来日趋增多，投资 ESG 概念的可再生能源项目基金也陆续发起，现有基金的资产组合也在逐渐撤资化石能源行业，“一带一路”国家的可再生能源资产可以作为这部分资金的新投资方向。2019 年 3 月，资产价值超过 1 万亿美元的全美最大主权财富基金——挪威政府全球养老基金（GPF）宣布清仓所持油气股，这是继 2018 年 7 月爱尔兰主权财富基金战略投资基金（ISIF）宣布全面撤出化石燃料行业后又一个剥离化石能源投资的主权基金。

下面我们列举了近两年来一些国际基金机构通过股权转让、资产交易方式投资、收购亚洲地区可再生能源公司以支持被收购公司进一步扩张的案例。

- 2017 年 10 月，纽约全球基础设施基金（GIP）以及包括加拿大公共养老基金（CPPIB）和中国投资有限责任公司（CIC）在内的投资方以 37 亿美元收购艾贵能源（Equis Energy）。总部位于新加坡的艾贵能源是亚太地区最大的再生能源独立发电业者，项目分布在在澳洲、日本、印度、印尼、菲律宾及泰国等地。

- 2018 年 6 月，新加坡政府投资公司 GIC 和阿布扎比投资管理局（ADIA）投资印度可再生能源公司 Greenko 1.55 亿美元。Greenko 在 2016 年已从 ADIA 与 GIC 处融得 2.3 亿美元资金。2019 年 3 月，两家公司再次投资 5.5 亿美元作为对 Greenko 第三轮资本注入。Greenko 公司目前在印度共拥有超过 4GW 风能、太阳能和生物质项目。

- 2019 年 4 月，国际金融公司（IFC）和其所属的全球基础设施基金投资印度光伏企业 Hero Future Energies Global 1.25 亿美元。这是国际金融公司对 Hero Future Energy 在 2016 年投资 6250 万美元的第二次投资，Hero Future Energy 公司开发太阳能和风力发电，装机容量超过 1.2GW。

- 2019 年 6 月，总部位于北京的丝路基金收购沙特国际电力水务公司 ACWA Power 旗下可再生能源公司 ACWA Power Renewable Energy 49% 的股份。ACWA Power Renewable Energy 是 2016 年 ACWA Power 专门设立的一家独立负责清洁能源业务的公司，拥有 ACWA 在阿联酋、南非、约旦、埃及、摩洛哥的光热发电、光伏以及风电资产，总装机约为 1668MW。

#### 5.1.4 探索与多边机构的混合式融资

在巴黎协议的目标下，国际多边机构逐渐加大对可再生能源项目融资的支持。例如，东南亚国家联盟与亚洲开发银行等投资机构日前宣布，将对东南亚十个国家的可再生能源基础设施建设提供超过 10 亿美元，包括可持续交通、清洁能源以及水资源等。除了优惠的直接贷款外，多边金融机构如世界银行还提供“部分风险担保”（Partial Risk Guarantee, PRG），在该保证下一家有资质的商业银行开具一张以项目公司为受益人的见索即付备付信用证，一旦 PPA 项下支付出现违约，IPP 项目公司可立即从开证行获得补偿。同时，项目东道国政府会对多边金融机构提供担保，多边金融机构提供反担保，安排国际一流商业银行开立备付信用证。

多边机构的政治影响力及其在新兴市场国家可再生能源政策建议中扮演的积极角色，可以帮助化解项目的风险。由于多边机构参与为项目带来的增信，项目一般可以做到无追索项目融资，不用再投保中信保，降低综合融资成本。已有的几个成功案例值得总结和推广，比如前面介绍的晶科能源投资的阿根廷光伏项目，就是采用商业银行与多边机构的 AB 贷款模式。在此案例中，多边机构——美洲开发银行作为账面贷款人使商业银行机构——中国银行得以共享美洲开发银行的优先债权人地位，同时还享有一些税收优惠。

自“一带一路”倡议以来，虽然国际多边机构就推进“一带一路”建设展开对话并达成合作共识，但项目对接程度有待提高。多边机构的融资既可以提供有竞争的利率和较长的贷款期限，又可以为项目增信。中国的企业和金融机构应该在“一带一路”可再生能源项目投融资上加强与多边金融机构合作。

## 专栏 5-2: 多边机构参与“一带一路”可再生能源项目投资与公司投资的案例

案例 1: 亚洲开发银行 (ADB) 对 GRIMM Power 的融资支持。泰国的 GRIMM Power 公司正在扩大东南亚地区的可再生能源投资, 除了泰国地区, 还包括柬埔寨、印尼、老挝、缅甸、菲律宾和越南。2017 年 7 月, 亚行斥资 6250 万美元认购 GRIMM 首次公开募股。2018 年 2 月, 亚行宣布将为 GRIMM 电力公司提供 2.35 亿美元贷款, 支持 GRIMM 提高可再生能源发电比例。2018 年 12 月, 亚行投资 1.55 亿美元购买 GRIMM 发行的绿色债券。

案例 2: 亚洲开发银行对印尼 114MW 可再生能源项目的融资支持。亚行分别在 2017 年 12 月和 2018 年 5 月宣布向印尼首个公用事业规模的光伏电站提供共计 1.6 亿美元的贷款, 用于由 Vena Energy 开发位于印度尼西亚东部的风电场和四座太阳能光伏电站。在第一阶段, 亚行通过其两个信托基金, 即亚洲私人基础设施基金 (LEAP) 和加拿大亚洲私营部门气候基金 II (CFPS II), 在 72MW 风电项目中投资 1.280 亿美元。第二阶段包括 42MW 光伏项目。Vena Energy 是亚太地区规模最大的独立可再生能源公司, 在澳大利亚、日本、印度、印度尼西亚、菲律宾、台湾和泰国等有 11GW 电站项目。

案例 3: 欧洲复兴开发银行和亚洲开发银行对哈萨克斯坦 50MW 光伏项目的融资支持。该项目由英国 United Green 公司与当地主权财富基金 Samruk-Kazyna Invest 联合投资, 贷款提供方包括欧洲复兴开发银行提供 3000 万美元、清洁技术基金 (CTF) 提供 1040 万美元以及亚洲开发银行提供 1200 万美元。亚行和欧洲复兴开发银行将以哈萨克斯坦货币的形式提供贷款, 清洁技术基金融资以美元和欧元的形式提供贷款。

案例 4: 亚洲基础设施投资银行 (AIIB) 和国际金融公司对埃及 490MW 光伏项目的融资支持。亚投行将以债务融资的方式为该项目提供 2.1 亿美元资金。相关项目还将从私人领域和多边金融机构 (IFC) 吸引到额外的借款方。AIIB 提供融资的项目包括九处 50MW 电站和二处 20MW 电站, 所产电力将通过为期 25 年的购电协议出售给埃及电力输电公司 (EETC)。

案例 5: 金砖国家新开发银行 (NDB) 转贷支持巴西和印度可再生能源项目。通过当地金融机构的转贷, 金砖国家新开发银行为巴西新增 600MW 可再生能源项目发放 3 亿美元援助贷款, 为印度新增 500MW 可再生能源项目发放 2.5 亿美元援助贷款。

各家多边机构对可再生能源的支持承诺和部分项目详见表 5-2。

表 5-2: 多边机构对可再生能源的支持承诺和部分项目

机构	时间	承诺或项目	国家或区域	内容
亚洲基础设施投资银行 (AIIB)	2017年6月15日	亚洲可持续能源战略	亚洲	1) 亚投行支持成员履行《巴黎协定》相关承诺, 包括支持成员基于《巴黎协定》的“自主贡献”等能源投资计划; 2) 将在投资中优先关注风能、太阳能、水电等可再生能源项目, 提高现有基础设施能源效率的项目, 有助于改善输送网络等基础设施安全和可靠性的系统升级以及减少空气污染等领域
		两个主权担保类投资项目	中亚	塔吉克斯坦-乌兹别克斯坦联通公路项目, 塔吉克斯坦努列克坝水力发电站项目, 总投资近9000万美元
	2017年9月5日	11个太阳能项目	埃及	以有限追索权项目融资为基础, 提供2.1亿美元贷款
	2017年7月	亚投行向L&T Infrastructure Finance提供1亿美元债务融资	印度	1) L&T Infrastructure Finance将利用债务融资向印度的风能和太阳能项目提供贷款; 2) L&T Infrastructure Finance是L&T Finance Holdings Ltd的子公司, 是印度可再生能源领域的领先非银行金融公司
亚洲开发银行 (ADB)	2018年	与气候资金相关的承诺	亚洲	2018年亚行与气候资金相关的承诺额有36亿美元, 其目标是到2020年批准的年度气候融资达到60亿美元, 其中40亿用于减排, 20亿用于适应。并从2019年到2030年累计达到800亿美金, 且要求75%的项目支持应对气候变化
多家机构	2019年5月	将对东南亚十个国家的可再生能源基础设施建设提供超过10亿美元的资金支持以及技术支持, 包括可持续交通、清洁能源以及水资源等	东盟各国	亚开行: 3亿美元; 东盟基础设施建设基金: 7500万美元; 德国复兴信贷银行 (KfW): 3.36亿美元; 欧洲投资银行 (EIB): 1.68亿美元; 法国开发署 (AFD): 1.68亿美元
金砖国家新开发银行 (NDB)	2017年4月	与巴西国家社会经济发展银行签署首份针对巴西的贷款协议	巴西	该协议涉及的贷款总额为3亿美元, 贷款期限为12年, 将主要用于发展巴西的可再生能源项目
	2019年4月	与南部非洲发展银行签署一项总额3亿美元的融资协议	非洲	用于南部非洲发展银行指定的风能、太阳能、生物能等可再生能源项目
		与南非国家电力公司 (Eskom) 签署1.8亿美元的主权担保贷款协议	南非	用于 Eskom 在未来15年建设可再生能源输配电项目
世界银行	2015年	承诺其28%的投资资金将用于应对气候变化	发展中国家	1) 世行宣布将在2020年前投资160.1亿美元帮助非洲国家发展低碳能源产业, 以适应气候变化; 2) 世行下属的国际金融公司 (IFC) 也计划到2020年将气候变化投资从目前的每年22亿美元增至35亿美元, 以撬动每年130亿美元的私有资本支持气候变化项目
	2019年3月	向孟加拉国提供1.85亿美元用于法国310兆瓦的可再生能源项目开发	孟加拉国	1) 世行的拨款主要通过孟加拉国基础设施发展有限公司 (IDCOL) 发放; 2) 此次的新资金主要将被用于屋顶光伏; 3) 世行此次的信贷来自于贷款人国际开发协会, 后者提供优惠性融资, 贷款期限30年, 包括5年的宽限期, 利率为1.25%, 外加 0.75%的服务费
欧洲复兴开发银行 (EBRD)	2018年	脱碳能源五年新战略计划		不再为煤炭开采或燃煤发电提供资金, 而将重点放在可再生能源上
	2019年	可再生能源/能源效率私人投资	乌克兰	向乌克兰国家进出口银行拨款4000万欧元, 用于支持乌克兰可再生能源和能源效率领域的私人投资
	2018年	土耳其的清洁能源发展	土耳其	将总计3.6亿美元资助金中的1.015亿元担保给了土耳其阿克芬股份公司以资助327MW可再生能源项目
	2019年	逐步减少煤炭使用并以可再生能源替代煤炭	波兰	计划积极支持波兰新可再生能源的开发, 并为陆地和海上风力发电场提供联合融资; 已资助了旨在绿色经济部门的67个项目, 投资总额超8亿欧元
	2019年	最大私营太阳能项目融资	约旦	卡瓦尔能源公司目前拥有逾200兆瓦的运营项目。欧洲复兴开发银行、约旦科威特银行和阿拉伯约旦投资银行为项目提供3500万美元融资
	2018年	光伏电站 (30MW) 融资	蒙古	欧洲复兴开发银行、Triodos投资管理和FMO荷兰开发银行将对蒙古首都乌兰巴托东南450公里左右的30MW光伏项目提供3070万美元的融资贷款
	2018年	可再生能源利用规模扩大	哈萨克斯坦	批准总额约3亿美元的贷款, 用于在哈开发太阳能、风能、水电和沼气等可再生能源领域项目
欧洲投资银行 (EIB)	2019年9月	化石燃料撤资计划草案		1) 计划旨在对EIB的能源贷款政策进行的重大改革, 将能源融资转向储能和自由市场可再生能源; 2) 贷款变化是否会成为硬性政策将由之后的讨论决定
法国开发银行 (PROPARCO)	2018年6月	向土耳其贷款2500万欧元用于可再生能源项目	土耳其	1) 向土耳其第四大私人银行Yapi Kredi提供2500万欧元的贷款; 2) Yapi Kredi是土耳其可再生能源项目融资的主要机构之一, 该贷款将进一步丰富该银行对土耳其可持续发展的承诺
德国复兴信贷银行 (KfW)	2012年	可再生能源计划——例子之一“标准” 270/274		1) 支持基于可再生能源的发电及热电联产项目; 2) 提供有宽限期 (最高达到3年) 的长期 (运营期最高达到20年) 低息贷款 (固定年利率1.21%起), 为此类技术的购买和安装提供支持, 并为合规投资筹措最高可达100%的所需金额 (最大金额为2500万欧元)
	2018年8月	与农村电气化公司 (REC) 签署贷款协议	印度	1) REC将以低息贷款的形式将资金转移给投资者, 用于开发印度农村的风能和太阳能等可再生能源发电; 2) 贷款必须附有来自借款人的高达30%的供款以及其他银行在辛迪加融资方案下的供款
	2018年	承诺	印度	KfW将持续投资约24亿欧元, 其中10亿欧元致力于印度绿色能源走廊计划, 支持可再生能源和输电基础设施的发展
非洲开发银行 (AfDB)	2016年	承诺提供120亿美元可再生能源资金	非洲	资金将会在未来五年用在非洲联盟 (AU) 中的非洲可再生能源研究所。初始目标是在2020年之前实现1000万千瓦电力并在2030年之前达到3000万千瓦
	2019年6月	为撒哈拉以南非洲小型可再生能源项目推出融资机构 Facility for Energy Inclusion (FEI)	非洲	FEI将通过两只基金提供债务融资: 1) 离网项目贷款为1亿美元债权基金, 支持离网能源利用公司的短期发展, 促使他们获得大规模进入资本市场的长期能力; 2) 并网信贷额度为4亿美元债务融资, 支持通过开发小规模可再生能源发电项目提高能源利用 (规模不低于25 MW发电量和3000万美元融资), 包括整个非洲的独立发电厂、小型电网和自备发电项目

来源: 作者编制

### 5.1.5 充分利用外资商业金融机构的融资和风控能力拓展融资渠道

目前，中国企业在欧洲和美洲地区的可再生能源项目很多已经有国际商业银行（如汇丰银行、德意志银行、法巴银行和部分日资银行）提供融资。然而，对较不发达的“一带一路”国家的可再生能源项目，外资银行机构还较少参与。

相对中资银行，外资银行的贷款利率有时具备成本优势。此外，外资银行长期在某些发展中国家开展项目（如部分法资和英资机构熟悉非洲市场），风控能力强于中资机构，且因为操作过更多案例，更容易接受无追索或有限追索项目融资模式，有利于降低融资成本。中资机构参与的项目应该通过 GIP 等平台，充分利用这些外资机构发起的银团贷款等融资渠道。有些外资银行可能更了解投资国项目风险，有时能承担中资银行接受不了的风险，即使利率不一定比中资银行低，但可以分散风险，降低中资金融机构的融资压力，争取成本更低的资金来源。

**外资银行的融资成本优势。**据企业反映，相对中资银行，外资银行的贷款利率有时具备成本优势。一方面，外币的基准利率低于中国，目前日本十年期国债利率仅为 0.05%，美元十年期国债利率也仅在 1.7%。另一方面，息差上一些项目贷款外资银行按照 LIBOR+100~200bps 定价，中资银行可能要加 300~400bps。这主要是因为外资银行的美元融资成本低于中资银行。此外，外资银行因为操作过更多案例，更容易接受无追索权或有限追索项目融资模式。有些外资银行在“一带一路”国家有广泛的分支机构，可能更了解投资国项目风险，有时能承担中资银行接受不了的风险，即使利率不一定比中资银行低。

**外资银行支持绿色“一带一路”的意愿。**由中国金融学会绿色金融专业委员会与伦敦金融城牵头起草的《“一带一路”绿色投资原则》已获得 31 家国际大型金融机构的签署，包括参与“一带一路”投资的主要中资金融机构，以及来自法、德、日、哈萨克斯坦、卢森堡、蒙古、巴基斯坦、新加坡、瑞士、阿联酋和英国的主要金融机构。随着“一带一路”签约国家数量的不断增加，一些外资银行表示会更积极地参与“一带一路”国家可再生能源项目的融资。

**沟通渠道有待进一步通畅。**虽然国际金融机构表达了参与意愿，项目的实际运作中还存在各种各样的问题。据了解，一些外资银行接触“一带一路”项目信息的渠道不够通畅，他们认为外资银行与企业关系比不上中资主办银行，项目接触通常滞后。

**与国际公司联合投资。**一些外资银行也表示，如果“一带一路”项目由中方发起人联合国际公司一起投资，更有利于外资银行的风险评判和贷款审批，尤其是中国公司与能够提供低利率的国家的公司组成共同体，有助于获得合作方国家金融机构的低成本融资。例如，晶科电力与日本丸红在阿联酋阿布扎比光伏项目的合作，和天合光能与日本三井在墨西哥光伏项目的合作，两个项目的贷款都有提供低利率资金的日资银行参与。在第三方合作方面，中国企业已有数个先例，但在力度和广度上还有进一步拓展和深化的空间。

表 5-3：中国企业在“一带一路”可再生能源项目投资上的第三方合作

中国可再生能源企业	国际第三方机构	时间	合作项目	装机容量	合作内容
中广核欧洲能源	法国电力新能源公司 法国伊诺桑公司	2015年12月	纳米比亚风电及光伏项目	500兆瓦	三方将在纳米比亚联手进行500兆瓦清洁能源项目的投资开发及建设运营。500兆瓦里面，大约400兆瓦是风电，100兆瓦是太阳能
晶科能源	日本丸红株式会社	2017年3月	阿联酋阿布扎比酋长国 Sweihan光伏项目	1177兆瓦	由晶科能源、丸红和阿布扎比水电局 (ADWEA) 共同拥有的一家特殊目的公司将负责该光伏电站的建设、经营和维护
天合光能	三井物产株式会社	2017年11月	墨西哥萨卡特卡斯光伏项目	104兆瓦	天合光能将与三井物产株式会社共同开发、施工和投资该项目，预计将于2020年第二季度投入商业运营
中国长江三峡集团	西班牙ACS公司	2018年10月	刚果（金）大英加水电站第三期 (Inga III)	1100万千瓦	三峡集团将于西班牙ACS集团组成企业联合体，共同承担建设和开发；项目合同金额140亿美元，建设期预计为5-7年
中国电建	美国GE公司	2019年6月	津巴布韦和赞比亚边境 Batoka Gorge水电项目	2400兆瓦	造价40亿美元的津巴布韦与赞比亚跨境水电项目将由通用电气和中国电建公司联合承建，水电站项目将采用BOT模式

来源：媒体新闻报道，作者编制

## 5.1.6 拓展债券融资渠道

除了银行贷款，“一带一路”可再生能源项目的负债类融资应该大力开拓债券融资，尤其是在欧洲和英国市场发行较低和更低成本的绿色欧元债券。

首先，债务融资一般不用抵押和担保，相对受到的限制条件少，尽管发行美元债的综合融资成本要比美元银团贷款高出约 100 个基点。第二，债券的期限可以较银行贷款长，可再生能源项目的回报期较长，发债可以减少期限错配。同时，利率机制也有固定、浮动或挂钩等多种选择。结合具体项目特点，还可以尝试发行可转换债或永续债。第三，发行债券更有利于吸收不同类别的资金。债券融资更适合在建设期完成后、项目进入稳定运营期实施，以替换成本较高的建设期和运营前期贷款。开发风险相对较高的欧洲海上风电项目通过债券的方式再融资已成为一种普遍的模式。另外，债券更适合中资金融机构控制美元头寸流动性的需要，相对美元银团贷款，认购企业境外美元债，银行可以迅速回笼美元头寸规避风险。

“一带一路”绿色债券的探索。支持发行“一带一路”绿色债券，支持可再生能源项目的投资。2019年4月中国银行发行第五期“一带一路”主体债券38亿美元，从其定价来看，市场反应热情，发行溢价持续降低。2019年5月，工商银行新加坡分行发行首支“一带一路”银行间常态化机制绿色债券，包括人民币、美元及欧元3个币种，总金额相当于22亿美元，募集的资金将全部用于支持“一带一路”绿色项目建设。近几年，绿色债券市场发展迅速。除了在现有模式下发行绿色债券，还可以积极探索绿色债权优先受偿的机制。

表 5-4：离岸（香港）绿色债券发行

发行人	发行日期	发行地点	债券品种	币种	期限	发行金额	利率
中国电建海投	2017年6月7日	香港	高级永续债	美元	/	5亿	3.5%
首创集团	2018年3月19日	香港	双币种绿色债	美元	3年	5亿	4.25%
				人民币	2年	6.3亿	5.2%
首创环境控股有限公司	2018年9月21日	香港	高级无抵押绿色债券	美元	3年	2.5亿	5.625%
新世界中国	2018年11月21日	香港	中期票据	美元	5年	3.1亿	4.75%
华电集团	2019年5月21日	香港	高级永续债	美元	5年内不可赎回	5亿	4%
香港特区政府	2019年5月22日	香港	政府绿色债券	美元	5年	10亿	2.555%
中国工商银行香港分行	2019年9月16日	香港	中期票据	美元	3年	10亿	浮动利率
					3年	5亿	2.25%
					5年	10亿	浮动利率
				澳元	2年	40亿	2.2%
				人民币	1年	10亿	3.1%

来源：媒体新闻报道，作者编制

欧元债的探索。债券发行虽然仍以美元为主，欧元计价债券也在迅速赶上。因为欧洲央行宽松的货币政策，相对美元债券，以欧元计价的新兴市场债券平均收益率要比美元计价的同类债券收益率低 1-2 个百分点。2017 年，国家电网国际公司在收购希腊国家电网公司 24% 股权的融资方案中，利用优质的信用评级，创新应用交叉货币掉期，将浮动利率美元贷款掉期为固定利率欧元贷款，实现约 8 亿欧元的零利率和负利率融资。

## 5.2 针对金融机构的建议

### 5.2.1 强化对环境气候风险的分析和预判，减少对海外煤电项目的融资支持，腾出资源支持可再生能源项目的发展

为了落实《巴黎协定》的减排目标，各国政府已经相继列出放弃煤电的时间表，越来越多的国际金融机构已基本停止或限制对煤电项目发放贷款。成本日趋有竞争力的可再生能源发电逐步替代高污染的煤电是必然趋势。中资金融机构银行应该强化对环境气候风险的分析和能力，逐步减少对“一带一路”国家的煤电项目支持，腾出更多资源支持可再生能源项目的发展。由于多种原因，不少中国的政策性银行和几大商业银行仍然为“一带一路”国家的煤电项目提供贷款，但由于可再生能源成本的大幅下降和各国针对高碳产业的限制性政策逐步出台，这些项目在未来五至十年内可能面临成为不良贷款或“搁浅资产”的风险。央行绿色金融网络（NGFS）建议，我国金融机构和银行监管部门应该对投资“一带一路”煤电项目所面临的环境气候风险进行压力测试，并在此基础上尽快制定减少煤电项目风险敞口的计划，同时将更多的金融资源用于支持可再生能源项目。

彭博新能源财经预测，五年以后，全球光伏发电成本平均比煤炭发电成本低 20%。清华大学绿色金融发展研究中心近期创建了中国煤电项目贷款违约率模型，根据该模型测算，如果煤电电力价格降低 20%，五年之后煤电项目贷款的不良率可能会上升到 26%。因此，为“一带一路”煤电项目提供融资的金融机构必须对这类由气候环境因素导致的金融风险保持高度警觉。目前，大多数国际领先银行已将环境气候风险纳入其风险管理体系，并遵循或制定了可持续信贷与投资原则（标准）。在国内的商业银行中，中国工商银行是最早展开环境气候风险压力测试的金融机构，在量化评估环境气候因素对企业成本和效益影响的基础上，通过对火电行业的成本压力测试，将环境气候风险因素纳入商业银行对企业的信用评级体系。建议更多银行借鉴工行的做法，不仅对国内煤电项目的环境气候风险做定量分析研究，也对“一带一路”国家煤电项目投资做相应的定量风险研究。

### 5.2.2 将可再生能源项目列为建设绿色“一带一路”的重点支持行业

作为对抗全球气候变化的重要手段，加大对可再生能源项目的支持力度能够扩大“一带一路”倡议的影响。另外，中国在该行业具有产业优势，支持可再生能源项目融资能进一步推动中国装备制造和工程承包企业“走出去”。中国的金融机构应该参考日本和韩国金融机构对本国优势制造业，核电制造业出口的支持，通过低息贷款和股权投资，帮助本国企业积极开拓海外市场。建议中国进出口银行加大对可再生能源项目的“两优贷款”支持。同时，在为政策性银行和商业银行提供更多低成本的资金来源方面，建议目前在小范围试点的外汇储备委托贷款能够扩大规模和覆盖范围，进一步推进

外汇储备多元化运用。

### 5.2.3 加强对可再生能源项目投资的政策性保险的支持

中信保是中国唯一的政策性出口信用保险机构，是支持中国企业走出去的重要政策性金融机构之一。2018年，中信保对“一带一路”沿线国家和地区的承保规模占到总承保金额的1/4左右。为贯彻落实国家关于推进绿色“一带一路”建设的要求，建议中信保相应减少对煤电项目的承保，更加积极支持中国企业在“一带一路”国家的可再生能源项目投资，扩大出口信用保险的覆盖面，在承保政策中明确优先支持可再生能源项目、提高承保额度、延长保险期限、放宽受理政策、适度降低费率、优化报价机制和提高风险偏好等，尤其是适当放宽对可再生能源非主权类项目担保措施的要求。

据了解，通常中信保为海外投资项目出具保险的条件是，要求东道国政府出具主权担保或东道国项目业主提供母公司担保，但目前越来越多的国家不提供主权担保。企业希望中信保积极服务国家绿色“一带一路”倡议，考虑风电光伏项目的特殊性，灵活掌握对非主权类项目借款人的财务指标要求，适当放宽对非主权类项目落实担保措施的要求，包括放宽对所在国当地银行出具的保函的认可。

#### 可以探索的改革措施包括：

- (1) 减少中信保对化石能源项目的投保额度，尤其是管理严格的中长期保险的额度，以增加“一带一路”地区可再生能源项目的投保额度，提高中信保对可再生能源项目融资保险的商业风险项下赔付比例和承保范围。
- (2) 降低可再生能源项目的信保费率。对一些国别市场风险降低、政治相对稳定、可再生能源机制完善的项目，适当降低信保费率。
- (3) 中长期险是一次性收费模式，给企业带来的负担压力重，造成许多企业反映中国信保的“中长期保险”收费高。中信保中长期保险一次性保费收费机制应该有更灵活的方式，以减少压力。对企业投保中信保海外投资保险应当给予适当的财政补贴。
- (4) 加强中信保与境外金融机构的合作，支持中资股权投资但由外资银行为债务融资主体的项目。鼓励中信保和国际机构加强合作，提供联合保险，使项目更容易获得国际银团贷款。
- (5) 发展针对可再生能源项目的商业保险。国内保险机构已经推出针对风电光伏项目开发的设备故障、自然灾害和意外事故、太阳辐射不足和不利风力条件等原因导致发电量减少等赔付险种，可以考虑该类险种对海外项目推广。

#### 5.2.4 区别可再生能源项目和常规水火电项目的风险认定

目前中国公司在“一带一路”国家尤其是一些欠发达国家的可再生能源项目投资，通常由中国进出口银行、国家开发银行和大型商业银行采用有追索权贷款模式开展。这种模式承接了以往中国企业在传统火电、水电项目走出去的做法。然而，有别于大型水火电项目，可再生能源项目单个融资体量较小，建设周期短，建设风险相对可控。而且考虑到可再生能源项目在许多国家的优先发电安排，融资的风险应该低于常规化石能源。

#### 5.2.5 避免过分强调国别风险而忽视行业和项目风险的客观评估

近年来可再生能源在很多“一带一路”国家已经或接近用户端或上网端的平价条件，可再生能源项目的市场竞争力较前几年已经大大提高。因此，尽管一些国家的主权评级不高，银行对可再生能源项目的风险认定也应该区别于常规项目，避免过分强调国别风险而忽视行业和项目风险的客观评估。同时，对有中信保投保的可再生能源项目，应该提供更优惠的利率，因为银行对这类项目的实际风险敞口很低，大部分风险由财政支持的中信保承担。

#### 专栏 5-3：阿根廷的可再生能源制度创新 RenovAr

即使在没有中信保投保的情况下，一些国家针对可再生能源专门设计的保护机制也大大消减了国别风险，阿根廷的可再生能源制度创新 RenovAr 就是一个例证。

RenovAr 由四个环节组成：第一层次，投资者与政府指定承包方购电商 CAMMESA 签订购电协议。假如 CAMMESA 无法向投资者付款，系统将进入第二层次。第二层次，政府发行 45 亿美元国债，建立了可再生能源发展基金 (Foder)，针对 CAMMESA 电网独立运营商可能出现的付款违约，给以金融支持，由 Foder 托管账户为能源供应商支付。第三层次，当出现可转换性与可转移性风险或者法律变更等国家风险，Foder 托管账户无法为能源供应商偿付时，阿根廷政府将用国家主权担保，投资者有权要求用投资者所持有的国债换取资本金。第四层次，当国家主权担保也无法实施偿付时，将由世界银行成立的阿根廷可再生能源担保基金提供结算，此项基金规模为 4.8 亿美元。正是由于多层次连环式的保障系统，即使阿根廷面临严重的收支逆差、外债负担和汇率波动，可再生能源发展仍吸引了外资的参与。

#### 5.2.6 “一带一路”可再生能源项目的风险认定应该区别于中国的可再生能源项目

前几年，国内光伏和风电设备制造企业大量过剩造成债务违约，加之目前补贴拖欠造成运营商现金流恶化，这些都对国内部分金融机构对可再生能源项目的态度和风险认识产生了负面影响。金融机构应该对此加以区分，一是设备制造产能投资不同于可再生能源发电项目投资，前者存在过剩

而后者大量不足。二是中国可再生能源发电项目定价机制不同于大多数“一带一路”国家项目定价机制，中国可再生能源发电电价主要分为两个部分，标杆电价+度电补贴（滞后支付），而“一带一路”国家大多采用经过招标后确认的固定上网电价，不存在大量电费收入拖欠问题。

### 5.2.7 尝试开拓新的融资模式，尤其是无追索项目融资和结构化融资

这里主要的关键是取得金融机构和中信保的支持。近年来，一些“一带一路”国家由于不断上升的负债水平和因为商品资源价格下跌带来的财政收入的减少，不愿意提供具有主权担保的长期购电协议，以减缓东道国政府的负债压力。这种融资在没有东道国政府提供主权担保的情况下，通常要求企业提供担保，这对中国投资企业带来很大的负债压力，尤其是在目前国有企业降杠杆和严控负债率的背景下。而且，投资人为项目贷款提供第三方担保的话，在整个贷款的宽限期和还贷期内会全额占用企业担保资源，对目前资金相对紧张的民营企业更是负担。在没有主权担保的情况下，投资规模相对较小的可再生能源是否可以接受当地银行提供的保函担保，是一个可以在实践中积极探索的问题。再者，一些企业反映，中国的金融机构对复杂结构化融资的接受程度还有待提高。

### 5.2.8 鼓励中资银行加速在“一带一路”国家的布局，深入了解当地市场和政策环境

相对企业在“一带一路”国家的现有布局，中资金融机构对应的资源配置存在差距。很多中资银行缺乏项目融资经验，是因为缺少在当地具备尽调能力、具有行业背景的专业的的项目融资团队，从而不得不更看重担保人背景。建议中资金融机构在“一带一路”国家增设分支机构。同时，可以积极利用国际第三方机构的投资风险评估和市场评级服务增强对风险的评判。我们注意到两家政策性银行和四大行近期也在不同场合表达过加大对“一带一路”绿色清洁能源领域的扶持力度，下一步需要拿出更具体的实施办法和推广可复制的融资解决方案。

## 5.3 针对政府和监管部门的建议

### 5.3.1 帮助“一带一路”国家开展可再生能源发展机制方面的能力建设

建议我国发展改革委、国家能源局等可再生能源政策制定部门，联合提供融资的金融机构，为“一带一路”部分国家的可再生能源发展机制能力建设提供支持和帮助。联合国开发计划署公布的“缓释可再生能源投资风险”政策分析框架可资参考。

制度和能力建设是一国持续支撑基础设施建设和吸引国际资本的基础性保障。可再生能源发展机制的确立包括两方面的能力建设，一方面是强化“一带一路”国家的绿色金融能力建设，以及这些国家对高碳项目风险的认知。要说服这些“一带一路”国家主动加大能源绿色化转型的力度，需要帮助其强化分析环境风险的能力（详见下节说明）。另一方面是强化可再生能源项目发展的制度能力，主要包括完善项目招标机制和购电协议机制（PPA），使相关风险分担达到项目融资的实施条件。一些“一带一路”国家光伏和风电购电协议的部分条款不被金融机构和企业认可，导致项目融资难度大、成本高。

以近两年光伏装机快速发展的乌克兰为例，其在 2017 年 10 月公布了可再生能源项目 PPA 协议，引发市场对协议中一些条款的质疑，乌克兰政府于 2018 年 1 月对 PPA 再次修订，改善了 PPA 的可融资性。相反，不利的政策变化会导致项目融资成本的提高。可吸取的教训之一是中国光伏的融资环境去年受到“531”不利新政的很大负面影响，造成部分光伏企业贷款利率大幅增加。

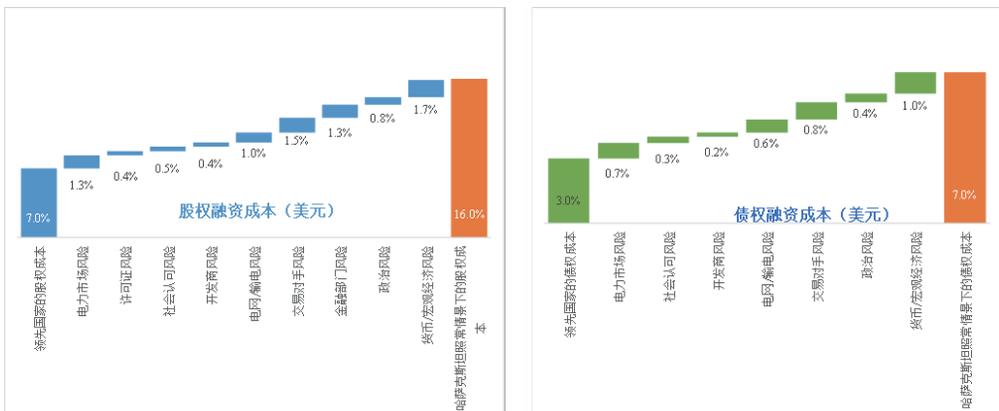
作为“一带一路”合作的重要内容，中国应该投入资源，与国际组织一起帮助那些可再生能源发展潜力巨大的国家（如中亚和东南亚等地），完善相关政策框架（如修改有争议的购电条款），改善这些国家可再生能源项目的融资条件。

### 专栏 5-4：联合国开发计划署针对哈萨克斯坦发展可再生能源的政策设计

本专栏通过介绍联合国开发计划署针对哈萨克斯坦发展可再生能源做的政策设计建议，来说明可再生能源发展能力建设对降低融资成本、吸收私人资本参与起到的巨大作用。这份 2017 年出版的报告里介绍了联合国开发计划署就哈萨克斯坦“缓释可再生能源投资风险”所做的研究成果。报告应用了联合国开发计划署公布的“缓释可再生能源投资风险”政策分析框架，结合哈萨克斯坦国别情况做了定性和定量的分析和建议。主要内容和建议包括：

- (1) 哈萨克斯坦目前风电和光伏相对成熟市场（德国为例）较高的股本成本（16%/7%）和债务融资成本（7.0%/3.0%）可以分解为四大类风险溢价（图 5-1），即可再生能源补贴上网电价和购电协议的局限相关的电力市场风险（power market risk）、购电方的债务水平忧虑带来的对手风险（counterparty risk）、国内国际资本短缺带来的金融行业风险（financial sector risk）和哈萨克斯坦货币坚戈汇率大幅波动带来的外汇和宏观风险（currency and macroeconomic risk）。除此以外，还有一些其他风险因素。

图 5-1：不同风险类别对哈萨克斯坦风能及太阳能光伏投资项目融资成本的影响（照常情景（BAU））



来源：《可再生能源投资的风险缓释 - 哈萨克斯坦案例》(Derisking Renewable Energy Investment) (UNDP, 2017)

- (2) 提出了一整套降低风险的工具箱(图 5-2), 包括基于招标机制的补贴电价 (Feed-in-Tariff) 的核心基石工具 (cornerstone instrument), 使开发商可以签订 15-20 年的购电协议, 同时配以其他降低风险的补充工具如规范明确的并网技术标准、开发性贷款融资和担保、政治风险保险、公共股本投资、购电协议的担保、税收优惠、碳指标的出售机制等等。
- (3) 通过定量模型分析, 对于风电, 为实现 2021 年装机 1GW 的目标, 采用降低风险的一系列公共政策工具的成本为 2.75 亿美元, 但可以吸引 16 亿美元的私人资本投资, 同时风电平准化度电成本 (LCOE) 从 9.2 美分降到 7.1 美分, 创造 8.05 亿美元的成本节省, 相对政策所带来的 2.75 亿美元投入, 投入产出比为 2.9 倍。

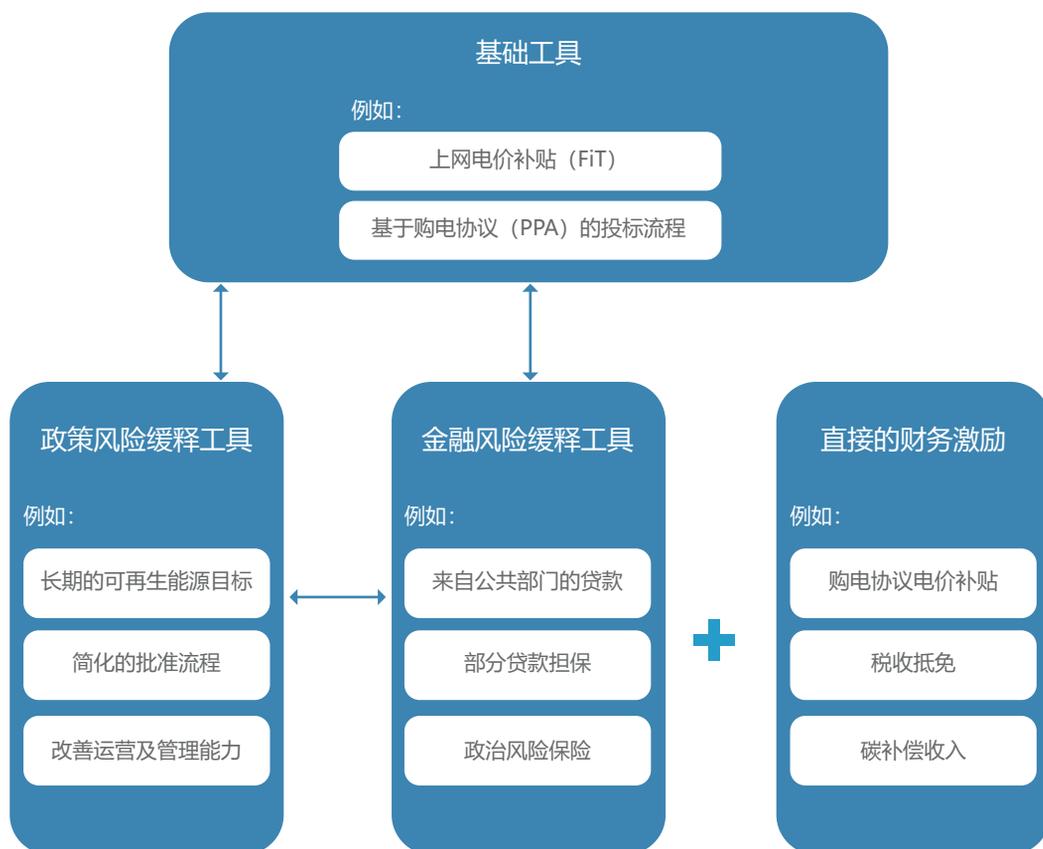


图 5-2: 公用事业规模可再生能源项目公共工具包的典型组成部分  
来源:《可再生能源投资的风险缓释 - 哈萨克斯坦案例》(Derisking Renewable Energy Investment) (UNDP, 2017)

表 5-5：实现风能和太阳能光伏投资目标的公共工具选择

风险类型	政策风险缓释工具	财务风险缓释工具
电力市场风险	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 不断修正的、长期的、透明度高的国家可再生能源发展战略</li> <li>• 建立和运行可再生能源开发权的独立电力生产商 (IPP) 招标流程, 设计具有可融资性购电协议 (PPA)</li> <li>• 在监管机构体系中设立专门的可再生能源部门</li> </ul>	NA
许可证风险	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 简化可再生能源许可证的流程 (专门一站式服务)</li> <li>• 合同的执行与追索机制</li> </ul>	NA
社会认可风险	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 开展宣传活动</li> </ul>	NA
开发商风险	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 技术研发</li> <li>• 支持行业协会</li> </ul>	NA
电网/输电风险	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 加强哈萨克国家电网管理公司 (KEGOC) 的电网运行管理能力</li> <li>• 透明有效的可再生能源并网规则</li> <li>• 对全国电网 / 输电能力长期发展路线予以的政策支持</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 购电协议 (PPA) 中的“照付不议”条款</li> </ul>
交易对手风险	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 改革并维护信誉应好的购电方“财务结算中心”的架构</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 购电协议 (PPA) 支付的政府担保</li> <li>• 提供给独立发电商 (IPP) 的来自公共部门 (例如开发性金融机构) 的贷款</li> </ul>
金融部门风险	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 促进金融部门转向绿色基础设施投资的改革</li> <li>• 增强金融部门对可再生能源和项目融资的熟悉度</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 提供给独立发电商 (IPP) 的来自公共部门 (例如开发性金融机构) 的贷款</li> </ul>
政治风险	NA	NA
货币/宏观经济风险	NA	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 购电协议 (PPA) 中的价格与硬通货 (货币) 部分挂钩</li> </ul>

来源：《可再生能源投资的风险缓释 - 哈萨克斯坦案例》(Derisking Renewable Energy Investment) (UNDP, 2017)

除了可再生能源机制的建立以外, 我们还可以积极介入“一带一路”国家的中长期能源电力发展规划中去。据媒体报道, 丹麦能源署为支持埃塞俄比亚风能扩张计划, 帮助埃塞俄比亚政府制定了一份包括选址、电网、采购、操作和维护的风电发展路线图。不难理解, 丹麦政府提供的帮助将有利于丹麦风电设备生产商——维斯塔斯 (Vestas) 公司的销售。

### 5.3.2 为“一带一路”国家提供绿色金融能力建设服务

多数“一带一路”国家还没有建立支持绿色产业的金融体系，包括限制对污染、高碳行业投资和鼓励对绿色产业投资的标准和激励机制。中国的绿色金融体系建设已经走在国际前列，并主导了一系列绿色金融的国际合作，有必要投入资源，帮助“一带一路”国家建立绿色金融标准和环境信息披露激励机制，发展绿色贷款和绿色债券等金融产品，设计制定当地绿色金融机制支持可再生能源发展的政策和产品体系。

2017年，中国作为发起国之一，与七个国家一同发起成立了央行和监管机构绿色金融网络(NGFS)，2018年中英又共同发布了“一带一路”绿色投资原则(GIP)。这些合作平台可以在向“一带一路”国家推广绿色金融政策方面发挥积极的作用。

### 5.3.3 将中资金融机构对“一带一路”国家的绿色贷款纳入MPA等监管考核

目前，中国人民银行在对银行类金融机构开展宏观审慎评估(MPA)时，鼓励金融机构在国内发展绿色信贷，但该考核机制尚不包括银行对海外的可再生能源等绿色项目的贷款。建议修改MPA评估方法，将银行在国外的绿色信贷余额和增长率也纳入考核，为支持“一带一路”绿色投资提供监管激励。考虑到风电光伏项目投资也是中国实施绿色“一带一路”倡议的一张重要名片，人民银行和银保监会可以进一步出台鼓励金融机构针对“一带一路”绿色项目的专项信贷政策，譬如对金融机构融资的绿色比例中来自“一带一路”项目的部分提出特定要求。

### 5.3.4 研究设立专门支持“一带一路”绿色投资的基金

中国政府可以参照亚投行和丝路基金的发起，单独或联合国内外企业和金融机构发起专注于“一带一路”国家的绿色投资基金，为绿色项目提供直接融资。同时，也可考虑与国际上其他多边和私人机构在增级机制和风险缓解机制合作，通过混合融资方式如承担“催化性首先损失资本”(Catalytic First Loss Capital)以降低融资成本和难度，支持可再生能源和其他绿色项目。

已经设立的亚投行和丝路基金重点支持“一带一路”国家的基础设施投资，但投资范围并非专注于绿色。鉴于“一带一路”国家的绿色投资每年高达一万亿美元以上，建议考虑由中国和国际合作伙伴共同发起专门支持“一带一路”可再生能源项目和绿色产业的基金，以补充现有的区域性多边机构，凭借特有的专业团队，发挥出杠杆效应和增信效应。

## 专栏 5-5：混合融资工具的案例——“气候投资者一号”可再生能源投资基金

本节以“气候投资者一号”为例，进一步介绍国际多边机构常用的混合式融资模式，为所建议的中国参与发起设立“一带一路”可再生能源项目基金提供借鉴。

“气候投资者一号”（Climate Investor One）是为开发发展中国家可再生能源而设立的混合金融工具。2017年6月，荷兰开发机构FMO宣布，其牵头为“气候投资者一号”筹集了4.12亿美元，此举获得了来自荷兰、挪威、南非和英国的合作伙伴包括国际合作总局（DGIS）、荷兰外交部、荷兰国营企业、NWB银行、Aegon资产管理公司和FMO的资金支持。到2019年7月，基金宣布一共筹集了8.5亿美元。“气候投资者一号”关注低收入国家的融资项目，主要聚焦于风能、太阳能、水能等领域，这些项目的总投资规模平均在25-75兆瓦或8000万到一亿美元之间。资金将用于在布隆迪、喀麦隆、乌干达、肯尼亚、马拉维、蒙古、马达加斯加、吉布提、摩洛哥、尼日利亚和印度尼西亚建设至少1.7GW清洁能源项目。作为首批试点，“气候投资人一号”将资助九个300兆瓦的可再生能源项目，每年减少600千吨CO<sup>2</sup>的排放量。由于混合融资模式的应用，这些项目的建设成本比一般商业项目减少7-21%，为发展中国家清洁能源的消费者降低了9-18%的成本。到2020年，“气候投资人一号”将动员至少20亿美元的新私人融资，以降低发展中国家消费者的清洁电力成本。

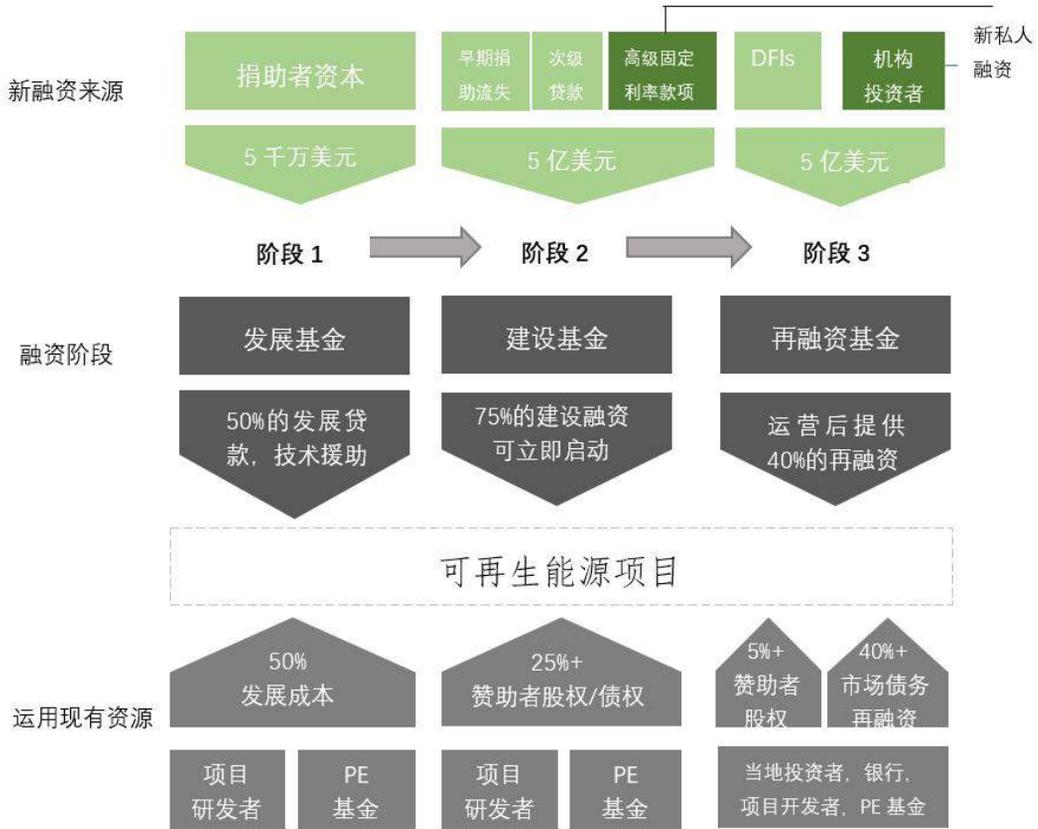
“气候投资人一号”为可再生能源项目的各个阶段提供支持，来确保项目起步并吸引新的机构投资者。它主要包括三个阶段：1) 在早期提供技术、环境以及社会方面的尽职调查支持；2) 接着它通过股权融资的方式，避免同各类出资方的复杂谈判和成本更高的债务融资；3) 最后“气候投资人一号”将会通过合并的再融资基金以吸引新的机构投资者加入。

- 前期开发基金：由不偿还的捐助机构提供资金资助高达50%的项目前期开发成本，以在项目早期提升项目的可融资性（bankability），避免项目因缺乏资金而无法开展前期准备工作，如取得相应的土地所有和许可权、达成电力购买协议和进行社会和环境效应评价。一旦项目取得进展，这一阶段的捐助资本将会按照商业价格被中期建设基金购买，以转化为对项目的股权投资。这样，前期开发基金将被回收，获得回报后用于资助后续新项目的开发。

- 中期建设基金：将按照市场商业条款为项目提供最多75%的投资资金。它将从三个代表不同风险/回报偏好要求层次的投资机构来融资，包括：1) 1亿美元的一级捐助性资金，愿意承担项目潜在损失；2) 开发性金融机构和潜在的私募股权/商业投资者承担的2亿美元的次级贷款；3) 可以承担建设风险的商业投资机构购买的2亿美元的三级高级债券（约13年期8%利率的票据）。

● 后期再融资基金：这部分资金提供项目进入商业运营后风险降低阶段的融资，他们对长期再融资债务的最高 50% 部分有优先购买权，再融资的成本将会由其他 50% 的外部投资者以及当地银行决定。这部分基金的投资者一般包括寻求长期低风险基础设施债务的投资者。

图 5-3：“气候投资者一号”可再生能源投资基金的融资安排



来源：作者编制

### 5.3.5 考虑由中国碳交易市场接纳中资机构投资的“一带一路”可再生能源项目的碳减排额度

多数“一带一路”国家没有碳交易市场，在这些国家的可再生能源等减碳项目无法享受碳权的激励。建议我国在设计全国碳交易市场的过程中，考虑将中资机构在“一带一路”国家所投资的符合条件的可再生能源项目的碳减排额度纳入 CCER 体系。这将为这些项目提供额外的收入来源，类似以前欧盟 CDM 机制下中国风电企业获得的额外碳额度收入。从量上来说，相对中国可再生能源项目的规模，中国企业参与投资的“一带一路”可再生能源项目所产生的碳减排额度，对中国碳市场总体规模的增幅影响不大，但将其纳入交易体系，可以体现中国在促进全球温室气体减排的大国责任，为项目提供额外的收入来源，有利于提高这些项目的回报，降低其风险和融资成本。

### 5.3.6 其他建议

**建立联盟，提高竞争力，创立风险共担机制。**目前“一带一路”的可再生能源项目开发，存在市场隔离、信息分散、过度竞争的问题。中国的不同投资主体，包括发电企业、设备制造企业、设计和工程施工企业和金融机构，应该建立合作联盟，共同分担风险、利益共享。各方企业可以出资成立“一带一路”可再生能源产业合作基金，设计一个资金池，形成杠杆。学习日本和韩国企业出海的抱团机制，而不是各自单打独斗、互相竞争、缺少协调机制。

**完善公私合营 (PPP) 必需的制度基础和能力建设。**为使“一带一路”可再生能源长久持续性发展，必须建立合理的投融资结构以及风险分担和对冲机制。作为提高基础设施项目融资和投资效率的方式，PPP 模式是政府主权借款形式的良好替代，已被多国采用。借鉴中国 PPP 发展的广泛经验，中国可以帮助建设合理的 PPP 财政实施机制，一方面加强制度的顶层设计，促进 PPP 项目的规范运作；另一方面帮助挑选示范项目、建立 PPP 项目库，改善投资环境。目前，这类工作主要由诸如世行和亚开行这样的多边机构开展，例如近期乌兹别克斯坦政府与国际金融公司 (IFC) 签署协议，设计 900MW 光伏项目的 PPP 开发模式。建议我国有关政府部门应多参与游戏规则的制订。

**建立“一带一路”国家可再生能源政策和市场大数据平台。**可再生能源技术和市场的发展日新月异，伴随的是政府政策的频繁调整。为了更好地评估国别投资风险，应该建立一个“一带一路”可再生能源政策国别和市场动态大数据平台，从而有利于降低投资风险，帮助金融机构解决投融资信息不对称的问题。2018 年，中国电力设计规划总院成立全国可再生能源消纳监测预警中心，负责建设运行全国可再生能源电力消纳监测预警平台，现对全国分省区可再生能源消纳情况按月监测、按季按年评估。可以考虑在一些缺乏自身建设能力的“一带一路”国家中复制类似做法。

**扩大《“一带一路”绿色投资原则》(GIP) 机构签署范围。**为推动国际金融机构和企业“一带一路”沿线开展绿色投资，中国金融学会绿色金融专业委员会与伦敦金融城牵头多家机构，于 2018 年 11 月发布了《“一带一路”绿色投资原则》(GIP)。截至 2019 年 8 月，已有来自全球 13 个国家和地区的 35 家大型金融机构签署了 GIP。GIP 的签署方承诺将在公司治理层面关注可持续因素，充分理解和度量环境风险并进行披露，采用绿色金融工具和绿色供应链管理等。除此以外，建议近期以 GIP 发起的“一带一路”绿色项目库为抓手，缓解项目与资金提供方之间信息不对称的矛盾。

**加快突破人民币跨境使用在“一带一路”投资中面临的各种瓶颈。**目前大部分“一带一路”项目的贷款融资还是以美元作为主要币种。考虑到相当数量的风电光伏项目采用中国制造的设备，EPC 施工方很多也是中国的企业，建议“一带一路”项目融资更多使用人民币贷款，用于采购中国的设备和劳务服务。但人民币在“一带一路”投资跨境使用还有几个问题需要解决：1) 在多数情况下，人民币融资利率仍高于美元融资利率；2) 缺乏人民币汇率风险对冲工具（尤其是长期工具）；3) 人民币跨境支付在部分“一带一路”国家仍面临各种技术障碍，导致在境外的中资企业和企业职工都不愿意接受人民币支付。有关部门应该深入分析这些问题的解决方案。

## 参考文献

1. 王福俭, 李瑞民, 陈向春. 海外投资和对外承包工程业务融资策略及案例分析 [M], 中译出版社, 2018 年 11 月
2. 朱玉庚. 跨境担保与跨境融资 [M], 中国经济出版社, 2019 年 6 月
3. 肖钢. 制度型开放: 构建“一带一路”投融资新体系 [M], 中国金融出版社, 2019 年 4 月
4. 中国可再生能源海外发展联盟.“一带一路”可再生能源发展合作路径及其促进机制研究 [S], 2019 年 4 月, <http://coalcap.nrdc.cn/Public/uploads/pdf/15542948681978797969.pdf>
5. 清华大学金融与发展研究中心. Vivid Economics 与气候工作基金会.“一带一路”国家绿色投资和碳排放路径的量化研究 [S], 2019 年 8 月, <https://www.vivideconomics.com/casestudy/decarbonizing-the-belt-and-road-initiative-a-green-finance-roadmap/>
6. 自然资源保护协会. 水电水利规划设计总院. 东盟国家可再生能源发展规划及重点案例国研究 [S], 2019 年 4 月, <http://nrdc.cn/information/informationinfo?id=206&cook=2>
7. 自然资源保护协会.“一带一路”可再生能源发展合作路径及其促进机制研究 [S], 可再生能源海外发展联盟, 2019 年 4 月, <http://nrdc.cn/information/informationinfo?id=205&cook=2>
8. 创绿研究院. 巴黎协定背景下“一带一路”电力投资的机遇与挑战——以越南、印度尼西亚与巴基斯坦为例 [S], 2018 年 9 月, <http://www.ghub.org/?p=8874>
9. 莫凌水, 中国人民大学国际能源战略研究中心.“一带一路”投资绿色标尺与“一带一路”投资绿色成本与收益核算 [M], 人民出版社, 2018 年 5 月
10. 绿色和平. 四川循环经济研究中心.“一带一路”后中国企业风电、光伏海外股权投资趋势分析 [S], 2019 年 7 月, <https://www.greenpeace.org.cn/china-overseas-re-investment/>
11. 陶匡淳, 共绘“一带一路”工笔画——吸引国际私有资本参与沿线国家基础设施建设 [Z], 毕马威中国, 2019 年 6 月, <https://home.kpmg/cn/zh/home/insights/2019/05/charting-the-course-of-belt-and-road-cooperation-together.html>
12. 陈姝含, 如何降低“一带一路”绿色投资风险与成本 [Z], 中国经济时报, 2019 年 5 月, [http://www.sohu.com/a/312148739\\_115495](http://www.sohu.com/a/312148739_115495)
13. 王庆凯, “一带一路”绿色投资基金设立已获多家国际机构参与 [S], 中国新闻网, 2019 年 4 月, [http://district.ce.cn/newarea/roll/201904/28/t20190428\\_31959384.shtml](http://district.ce.cn/newarea/roll/201904/28/t20190428_31959384.shtml)
14. 电力规划设计总院, 自然资源保护协会.“一带一路”电力综合资源规划研究 [S], 2018 年 8 月, <http://www.nrdc.cn/information/informationinfo?id=191&cook=2>
15. 山东省国际承包劳务商会. 中信保特险项下的短期融资 [Z], 2019 年 7 月, 走出去情报, [http://www.sohu.com/a/325803222\\_99999896](http://www.sohu.com/a/325803222_99999896)
16. 沈光伟. 开展对外投融资需深刻认识信用保险产品 [J], 国际工程与劳务, 2017 (11): 80-82

17. 南方周末. 中企投资海外可再生能源: 几十个项目失败不重样儿 [Z], 2013 年 6 月, <http://news.sohu.com/20130621/n379475408.shtml>
18. 国明臻. 国际工程融资模式与策略 [J], 中国外汇, 2015 (09) :64-67.
19. 王琰. “一带一路”海外基建项目融资模式分析 [J], 国际融资, 2018 (03) :54-57.
20. 孙小兵. 跨境投资越南燃煤发电项目 17 个回答 [Z], 2018 年 12 月, <https://new.qq.com/omn/20181208/20181208G0VTSN.html>
21. 赵希. 海外风电项目投资的四条法则 [Z], 南方能源观察, 2017 年 12 月, <http://www.china-nengyuan.com/news/118506.html>
22. 高磊. 中企投资克罗地亚塞尼风电项目开工 [Z], 新华网, [http://www.xinhuanet.com/power/2018-11/22/c\\_129999600.htm](http://www.xinhuanet.com/power/2018-11/22/c_129999600.htm)
23. 周翰博. 中亚最大规模风电项目在哈萨克斯坦开工 [Z], 2019 年 7 月, 星岛环球网, <http://www.cbfa.com/cbf-201580782.html>
24. 三峡集团. 三峡集团巴基斯坦第一风电项目提前完成 2015 年发电指标 [Z], 北极星风力发电网, <http://news.bjx.com.cn/html/20151201/686896.shtml>
25. 阿特斯巴西 191.5MW 光伏电站项目获融资 [Z], Energy Trend, 2018 年 11 月, <http://guangfu.bjx.com.cn/news/20181127/944621.shtml>
26. 晶科电力. 首届“一带一路”能源部长会议召开 晶科电力分享海外深耕经验 [Z], 2018 年 10 月, [http://cn.jinkopower.com/press\\_detail.php?lang=cn&lang=cn&id=435](http://cn.jinkopower.com/press_detail.php?lang=cn&lang=cn&id=435)
27. 赵冉. 国家电投黑山莫祖拉风电项目助力中黑合作 [Z], 中国电力新闻网, <http://news.bjx.com.cn/html/20190419/975896.shtml>
28. 金杜律师事务所. 金杜助力上海电力与马耳他政府共同开发其首个欧洲可再生能源项 [Z], <https://www.kwm.com/zh/cn/knowledge/news/kwm-advised-shanghai-electric-power-20180917>
29. 中国通用技术集团. 中国通用技术集团中机公司投资匈牙利考波什堡 100MW 光伏电站项目正式动工 [Z], 2019 年 6 月, [http://www.cta.com.cn/index.php/Article/articleInfo/article\\_id/785.html](http://www.cta.com.cn/index.php/Article/articleInfo/article_id/785.html)
30. 赵忆宁. 阿根廷第 28 天: 办法总比困难多, “风险瀑布覆盖”设计吸引可再生能源投资 [Z], 21 世纪经济报道 2019 年 03 月, <https://finance.sina.com.cn/roll/2019-03-03/doc-ihsxncvf9357610.shtml>
31. 赵忆宁. 阿根廷第 7 天: 中国电建与金风科技携手, 拓展阿根廷可再生能源市场 [Z], 21 世纪经济报道 2019 年 2 月, <https://finance.sina.com.cn/roll/2019-02-10/doc-ihrfqzka4619218.shtml>
32. 中国工商银行环境因素压力测试课题组, 张红力, 周月秋, 马骏, 殷红, 马素红, 乐宇, 杨苒, 邱牧远. 环境因素对商业银行信用风险的影响——基于中国工商银行的压力测试研究与应用 [J], 金融论坛, 2016, 21 (02) :3-16.
33. UNDP. “DREI Kazakhstan.” UNDP, 2019, [https://www.undp.org/content/undp/en/home/librarypage/environment-energy/low\\_emission\\_climateresilientdevelopment/derisking-renewable-energy-investment/drei-kazakhstan.html](https://www.undp.org/content/undp/en/home/librarypage/environment-energy/low_emission_climateresilientdevelopment/derisking-renewable-energy-investment/drei-kazakhstan.html).

34. IRENA. "Global Landscape of Renewable Energy Finance." International Renewable Energy Agency, Jan. 2018, <https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Global-Landscape-of-Renewable-Energy-Finance>.
35. UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance. "Global Trends in Renewable Energy Investment 2019." Frankfurt School: GTR, <http://fs-unep-centre.org/research/report>.
36. Mathilde. "Renewables Global Status Report." REN21, 20 Oct. 2019, <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>.
37. Tonkonogy, Bella, et al. "Blended Finance in Clean Energy: Experiences and Opportunities." CPI, Jan. 2018, <https://climate-policyinitiative.org/publication/blended-finance-clean-energy-experiences-opportunities/>.
38. Peimani, and Hooman. "Financial Barriers to Development of Renewable and Green Energy Projects in Asia." Asian Development Bank, Asian Development Bank, 16 Aug. 2018, <https://www.adb.org/publications/financial-barriers-development-renewable-green-energy-projects-asia>.
39. Global Lab. "Climate Investor One." The Lab: Driving Sustainable Investment, 21 June 2019, <https://www.climatefinancelab.org/project/fmo-climate-development-finance-facility/>.
40. Scatec Solar. "Reports & Presentations." Scatec Solar, 2019, <https://scatecsolar.com/investor/events-presentations/3>.
41. Akkerman, Idella, et al. "Why Investors Choose Ukraine for Renewable Energy ? ." Eurasia Network, 18 Feb. 2019, <https://eurasianetwork.eu/2019/02/18/ukraine-a-business-heaven-for-investors-in-renewable-energy/>.
42. Mirazón, Canelo et al. "Renewables in Argentina: Opportunities in a new business environment" RenovAr2, 2017, <https://www.pwc.com.ar/es/publicaciones/assets/renovar2-i.pdf>
43. Anouj, et al. "Catalyzing Green Finance: A Concept for Leveraging Blended Finance for Green Development." Asian Development Bank, Asian Development Bank, 26 Mar. 2019, <https://www.adb.org/publications/green-finance-catalyzing-facility>.



## 创绿研究院

创绿研究院是一个扎根本土、放眼全球的环境公益机构。我们致力于全球视野下的分析和研究，促进利益相关者的跨界对话与参与，推动气候与环境友好的公共政策的制定和执行，助力中国向着可持续的、公平的、富有气候韧性的方向转型，降低全球生态足迹。

Greenovation Hub (G:HUB) is an environmental Think-Do organization with a global outlook. We promote the development and implementation of sound climate and environmental friendly policies through conducting in-depth analysis and research, and fostering dialogues among stakeholders, in order to drive China's green transition towards a sustainable, equitable and climate resilient future, contributing to the reduction of global ecological footprint.

**版权声明** © 创绿研究院 2020

本报告可免费使用和转载，请勿用于商业用途。如需使用本报告出版，请与创绿研究院确认，并寄送一份出版物以作存留；如需引用手册内的数据或图片，请联系报告人；如需用于线上展示及传播，请直接使用本机构网站的该报告的原始链接 / 资源 ([www.ghub.org](http://www.ghub.org))。本文仅代表撰写机构的观点。

This report is free to use and reproduce for your own publication, as long as they are not for commercial use. As the copyright holder, G:HUB does request due acknowledgement and a copy of your publication. For online publication, G:HUB requests direct link to the original resource on the G:HUB website ([www.ghub.org](http://www.ghub.org)). This report only represents G:HUB and TSINGHUA PBCSF's viewpoint.

图片来源: Flickr



中国北京市东城区甘雨胡同53号万博写字楼310室



+86 10 8447 7697



policy@ghub.org



www.ghub.org



星球公社



本报告使用环保纸印刷