



“一带一路”绿色发展国际联盟
2023年政策研究专题报告

东南亚地区电力部门绿色低碳转型基础 与路径识别研究

10th



研究团队*

项目成员:

顾佰和	中国科学院科技战略咨询研究院副研究员
李 樱	生态环境部对外合作与交流中心副主任专家
于心怡	生态环境部对外合作与交流中心项目主管
林 慧	中国科学院科技战略咨询研究院科技管理处处长 研究员
邢 颖	中国科学院科技战略咨询研究院副研究员
郭建新	中国科学院科技战略咨询研究院副研究员
朱永彬	中国科学院科技战略咨询研究院副研究员
程多威	中国科学院科技战略咨询研究院助理研究员
汪明月	中国科学院科技战略咨询研究院助理研究员
盛煜辉	中国科学院大学公共政策与管理学院博士研究生
刘宇炫	中国科学院科技战略咨询研究院博士研究生
于东晖	中国科学院科技战略咨询研究院硕士研究生
杨佳雯	中国科学院科技战略咨询研究院硕士研究生
刘 靖	中国科学院科技战略咨询研究院研究助理
王 琛	中国科学院大学中丹学院硕士研究生
陈 卓	中国科学院大学公共政策与管理学院硕士研究生
周意林	生态环境部对外合作与交流中心项目助理

中方咨询专家:

贾 丹	中国光伏行业协会研究人员
安 岩	中核战略规划研究总院副研究员

外方咨询专家:

安布莫治	东盟与东亚经济研究所战略与创新研究主任
阮 国 庆	越南能源与气候高级独立专家

*研究团队的成员和顾问以其个人身份参加研究工作，报告中表达的观点不代表其所在单位及“一带一路”绿色发展国际联盟观点。



致 谢

感谢“一带一路”绿色发展国际研究院郭敬院长、张建宇执行院长，能源基金会首席执行官兼中国区总裁邹骥先生为报告提供的总体指导。

感谢北京大学能源研究院杨玉峰特聘研究员、华北电力大学经济与管理学院袁家海教授、中国人民大学农业与农村发展学院陈敏鹏教授、国家气候战略中心政策法规部主任曹颖研究员、中国科学院地理科学与资源研究所李仁强副研究员、“一带一路”绿色投资原则（GIP）秘书处程琳主任、亚洲可持续金融研究院首席执行官黄尤金先生、中国进出口银行客户服务管理部营销政策指导处刘义华副处长、中国石油国际勘探开发有限公司健康安全环保部赵成斌主任、天合光能亚太电站创团总裁李鹏先生，以及能源基金会总裁办公室辛嘉楠主任、韩炜主任、张笑寒协调员、赵文博高级专员与才婧婧主管，绿色联盟秘书处蓝艳副处长和李樱、于心怡、周意林等专家为报告修改和完善提供的宝贵建议。



目 录

执行摘要.....	I
第一章 全球能源转型的新背景	1
第二章 东南亚电力部门低碳发展现状	3
一、东南亚电力部门发展特点分析	3
二、东南亚推进电力低碳转型的相关政策	12
三、东南亚电力部门国际合作现状	14
第三章 东南亚电力部门低碳转型的机遇和挑战	19
一、东南亚电力低碳转型的机遇	19
二、东南亚电力低碳转型的挑战	22
第四章 东南亚电力部门低碳转型的案例分析——以越南与印度尼西亚为例	27
一、越南电力部门低碳转型案例分析	27
二、印度尼西亚电力部门低碳转型案例分析	50
第五章 中国可再生能源发展的经验——以光伏产业为例	65
一、中国光伏发电的发展历程	66
二、中国光伏发电发展的经验总结	71
第六章 东南亚电力部门绿色低碳转型合作的政策建议	75
一、东南亚电力部门低碳转型的建议	75
二、中国与东南亚各国合作促进电力部门低碳转型的建议	79
参考文献	82



执行摘要

2021 年初，弥漫全球的新一轮能源危机进一步暴露了高度依赖化石能源发展路径的弊端。同时，得益于技术进步和规模经济等因素，可再生能源电力成本持续下降，竞争力日益增强，绿色低碳转型正逐步成为世界多国刺激经济增长的新动能。东南亚国家的能源以及电源结构普遍以化石能源为主，虽然具备较好的可再生能源资源禀赋，但非水可再生能源开发程度不高，自身发展程度的局限也制约了东南亚国家的绿色低碳转型进程。因此，国际合作将在东南亚国家绿色低碳发展过程中发挥重要作用。

本报告总结了当前全球能源转型的现状以及各国采取的行动，并对东南亚国家电力部门的低碳发展的现状进行了分析，包括电源和电网发展特点、电力低碳转型的相关政策，以及国际社会在东南亚进行电力投资的情况。研究识别了东南亚在电力部门低碳转型进程中的机遇及挑战，并选取印度尼西亚和越南两个典型国家作为案例，深入剖析东南亚国家电力低碳转型的目标规划、转型障碍以及国际合作需求。同时，本报告以光伏发电为例，总结了我国可再生能源发展的经验，以期为东南亚国家提供最佳实践参考。最后，针对东南亚电力部门低碳转型以及中国如何有效参与这一转型进程提出了建议。

主要研究结论如下：

一、全球能源转型迫在眉睫，各国加速推动能源清洁可再生能源发展。

全球能源危机蔓延导致能源价格普遍上涨，局部冲突亦会对全球能源安全产生一定影响。全球天然气、煤炭、石油三大传统能源价格飞速上涨，能源危机从欧洲发端并最终弥漫全球。高度依赖化石能源的发展路径弊端愈发突显，可再生能源的加速发展以及电气化水平的提高至关重要。当前大部分国家都提出了碳中和或净零排放的目标，但更重要的是采取推动目标有效落实的行动。部分国家已就减煤退煤目标达成一致，可再生能源发展的力度也正在不断加强。

二、东南亚非水可再生能源发展迅速,未来发展潜力巨大。

东南亚电力装机规模在近 20 年持续保持增长态势。过去 20 年，东南亚地区的总发电量增加了 3 倍。2020 年，东南亚化石能源装机占比为 66.5%，煤电占装机总量的 1/3。东南亚煤电机组较为年轻，在运机组平均寿命约为 12 年，有较大的技术提升与改造空间。东南亚可再生能源电力装机占比从 2005 年的 19.1% 攀升至 2020 年的 33.5%，可再生能源电力装机增长主要由水电增长推动，近年来，非水电可再生能源发电也在快速增长。东南亚可再生能源资源丰富，但开发力度不足，未来发展潜力巨大。

三、海外国家广泛参与东南亚电厂建设，海外投资以需求导向为主，近年来可再生能源投资增长明显。



海外国家参与了东南亚超过 60% 的电力项目建设，以工程总承包和设备出口为主。中国、日本、法国、韩国、美国是参与东南亚电力投资最多的国家。中国、日本以工程设备投资为主，美国、韩国以股权投资为主。海外国家在东南亚各国的投资电力结构与东南亚各国电力结构基本一致。投资量上，海外在印尼、越南、泰国投资最多。历史累计数据来看，海外投资以化石能源为主，但近年来，海外国家在东南亚的可再生能源电力投资开始增多。中国对东南亚的可再生能源电力投资主要为水电和光伏，水电投资主要集中在柬埔寨、老挝、越南、缅甸等水电资源相对丰富的国家，光伏投资主要集中在越南、菲律宾、马来西亚等国。水电一直是海外可再生投资的重点领域。

四、东南亚电力低碳转型机遇与挑战并存。

机遇：东南亚未来电力需求强劲，可再生能源资源潜力巨大，东盟整体以及东南亚各国均制定了可再生能源的发展目标，全球可再生能源成本在不断降低且发展愈发迅速，东南亚国际合作趋势整体向好。

挑战：煤电的加速退出将加剧能源供应安全风险并引发资产搁浅与公正转型等挑战，电力转型政策支持度不足且政府执行力欠缺，电力市场化水平较低且清洁能源发展受阻，电网基础设施建设亟待改善且东盟互联互通进展缓慢，转型资金缺口较大且缺乏有效的市场融资机制。

五、东南亚电力部门绿色低碳转型合作的建议

（一）对东南亚电力部门低碳转型的建议：一是将可再生能源电力转型作为疫后经济复苏的重要组成部分，避免大量投资流向煤电行业；二是促进煤电向提供灵活备用服务转型，推动清洁高效改造；三是推进电力市场化改革，营造可再生能源电力发展的良好环境；四是完善市场投融资机制，加强金融行业的环境与风险评估，拓宽可再生能源电力的资金来源；五是增强政治互信，寻求区域间的电力合作，推动东盟电网互联互通；六是注重公正转型，制定各国整体能源公正转型战略方案，系统谋划解决转型进程中各区域、各产业有关技术创新、人才培养等方面的问题；七是充分利用国际合作的技术、资金和经验，加速发展可再生能源电力。

（二）对中国与东南亚合作促进电力部门低碳转型的建议：一是积极与东南亚国家开展对话与合作，分享中国电力转型发展的最佳实践，提供因地制宜的电力转型规划方案；二是加强与东南亚国家的清洁电力投资与贸易合作，推动可再生能源发电设备制造和出口；三是推进与东南亚国家的绿色投融资合作，加强海外投融资的项目前评估，保障当地的转型公平；四是积极支持东南亚国家电网升级，促进跨国电网互联互通，推动智能电网、分布式能源系统、储能技术等领域发展，并形成国际标准，推动更多可再生能源整合；五是采取务实行动促进供应链的国际合作，保障供应链的安全和稳定并合作促进供应链绿色低碳化，为能源低碳转型提供经济技术可行的方案。



第一章 全球能源转型的新背景

一、全球能源危机蔓延导致能源价格普遍上涨，局部冲突亦对全球能源安全产生了一定影响。2021年，全球天然气、煤炭、石油三大传统能源价格飞速上涨，能源危机从欧洲发端并最终弥漫全球。以荷兰 TTF 天然气期货价格为例，2021 年全年，TTF 天然气期货最低价与最高价分别为 3 月 3 日的 15.5 欧元/兆瓦时和 12 月 21 日的 187.8 欧元/兆瓦时，高低价相差约 12.1 倍。天然气价格的大幅上涨激发了煤炭、石油的替代需求，并同样以价格大幅上涨的形势呈现。纽卡斯尔煤炭期货在 2021 年全年的最高价与最低价相差约 3.4 倍，布伦特原油期货则为 1.7 倍。三大传统能源价格的大幅上涨随着全球贸易链向世界各地扩散，最终引发全球能源危机。同时俄罗斯作为全球重要的能源出口国，在全球能源供给方面发挥着举足轻重的作用。以欧洲为例，俄罗斯长期以来的石油和天然气供给量分别占到欧洲石油和天然气进口量的 25%和 35%左右。因此，局部冲突将会引发全球能源市场的动荡，并对全球能源供给形势以及未来全球能源格局造成影响。

二、高度依赖化石能源的发展路径弊端愈发突显，可再生能源的加速发展以及电气化水平的提高至关重要。一方面，全球能源危机下化石能源依赖导致的能源供应短缺，并频频危及国家能源安全，如印度、日本以及欧洲多国近期发生的电力短缺。另一方面，在全球碳预算空间愈发紧缩的背景下，化石能源正在逐步退出历史舞台，全球对化石能源的需求将大幅下降，预计在 2050 年实现碳中和的背景下，化石能源在终端能源消费中的占比将从 2019 年的 65%下降至 20%左右，取而代之的是可再生能源的大规模、高比例发展以及电气化的普及。其中，得益于成本的快速下降，以光伏与风电为主的低碳电力助力巨大，在碳中和目标下，预计 2050 年全球的风光装机容量将达到 2019 年的 15 倍以上^[1]。

三、各国亟须加强低碳转型力度，当前大部分国家都提出了碳中和或净零排放的目标。政府间气候变化委员会第六次评估报告第一工作组指出，目前全球升温已达 1.09℃^[2]，距离《巴黎协定》制定的气候温升控制目标的底线愈来愈近，各国均需加大低碳转型的力度，以期缩小甚至弥补与《巴黎协定》目标之间的差距。当前，大部分国家都开展了相应的低碳转型行动，截至 2022 年 6 月 9 日，国际上已有 132 个国家提出或准备提出碳中和或净零排放的目标，其中，有 74 个国家通过口头承诺、政策宣示或立法等形式明确了其碳中



和目标，巴巴多斯、不丹、马尔代夫和南苏丹四个国家的碳中和时间最为迫切，其承诺时间均为 2030 年。另外，有 17 个国家已经正式为碳中和目标立法，大多为欧洲国家，包括德国、法国、瑞典、俄罗斯等^[3]。

四、部分国家已就退煤目标达成一致，可再生能源发展的力度正在不断加强。COP26 形成了《格拉斯哥气候协议》（Glasgow Climate Pact），首次对各国逐步减少未加装减排设施的燃煤电厂提出明确要求。此外，70 多个国家和组织还签署了《全球煤炭向清洁能源过渡声明》（Global Coal to Clean Power Transition Statement）。截至 2021 年年中，全球已有 21 个国家承诺在固定的时间框架内逐步淘汰煤炭，但主要都是二十国集团和欧盟的发达国家^[4]。与此同时，大多数国家在其新的国家自主贡献文件中纷纷上调了可再生能源的发展目标。例如，美国承诺将于 2035 年实现“零碳电力”的目标，东南亚的印度尼西亚、马来西亚将 2025 年可再生能源占一次能源的比重分别提升至 23%、31%等。



第二章 东南亚电力部门低碳发展现状

一、东南亚电力部门发展特点分析

(一) 东南亚电力装机规模整体情况

1、**电力装机规模在近 20 年持续保持增长态势。**2020 年东南亚地区电力总装机容量达 285 吉瓦，其中 2005—2020 年新增装机容量超 150 吉瓦，年平均增速约 6.6%。过去 20 年，东南亚地区的总发电量增加了 3 倍，作为全世界经济活力最强的区域之一，人口增长与经济发展将支撑该区域电力装机容量规模持续增长。据东盟能源中心统计^[5]，到 2025 年，东南亚地区已计划的装机容量将达到 334 吉瓦。

2、**电力装机容量中化石能源仍占重要地位。**从装机结构来看，2000 年东南亚电力部门化石能源装机容量占比超 75%，且截至 2020 年，东南亚化石能源电力占比仍达 66.5%。煤电装机容量占比约为总装机容量的 1/3，其中，印度尼西亚、越南、马来西亚的煤电装机容量在东南亚地区排名前三。过去 20 年，东南亚的总发电量上升了 3 倍，其中煤电起主导作用，燃煤发电量增加了 6 倍，燃气发电量增加超 1 倍，而油电份额下降了约 80%。2020 年，东南亚燃煤发电占比为 40%左右，且未来对燃煤的需求仍将保持高位。按已有计划，到 2025 年，东南亚化石能源总体装机容量占比将下降至 62.4%，但新增装机容量中煤电装机容量仍高达 20 吉瓦，约为现有可再生能源装机容量的 1/5，其中大部分来自印度尼西亚、越南和菲律宾。

3、**可再生能源电力装机容量占比增速较快。**东南亚可再生能源电力装机容量占比自 2005 年的 19.1%增长至 2020 年的 33.5%，且大部分增长集中在近 10 年。其中，东南亚 2020 年实际的可再生能源电力装机容量占比与预期的 2030 年可再生能源电力发展目标仅差 1.5%。这主要得益于水电与光伏装机容量的快速增加，分别由 2005 年的 24.9 吉瓦与几乎为 0 上升至 2020 年的 59.5 吉瓦与 22.9 吉瓦，近 5 年内，光伏装机容量上升了 10 倍。在老挝、越南、柬埔寨和缅甸等国，2020 年可再生能源电力装机容量占比都达到或超过了一半。2020 年，东南亚国家新增装机容量中可再生能源占比约为 82%。其中，光伏占比最高，新增装机容量约为 11.8 吉瓦，当前电源结构中占比最高的水电的新增装机容量约为 6 吉瓦。2019 年，东盟十国的可再生能源发电量比 2015 年增长了将近 50%，在总发



电量中的占比由 17.7% 增加至 21.7%。按在建项目统计^[6]，到 2025 年东南亚国家新增的可再生能源电力装机容量约为 30 吉瓦，届时可再生能源电力装机容量占比将增至 37.6%。在增量中，风电（12.4 吉瓦）、光伏（6.7 吉瓦）和地热发电（4 吉瓦）位居前三。2005—2020 年东南亚电力装机容量发展趋势及可再生能源电力占比变化趋势如图 2.1.1 所示。

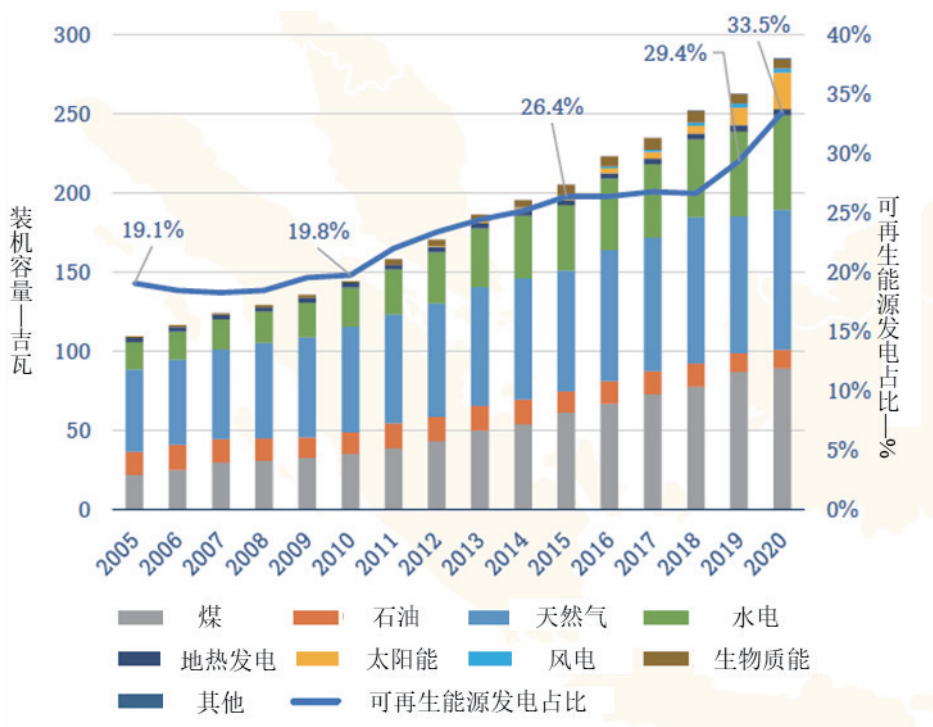


图 2.1.1 2005—2020 年东南亚电力装机容量发展趋势及可再生能源电力占比变化趋势

（来源：根据 ASEAN Power Updates 2021 整理）

（二）东南亚煤电发展现状

1、东南亚减煤退煤趋势明显，但煤电仍是主要发电来源，大量新煤电项目正持续推进。截至 2021 年，东南亚整体取消或搁置的燃煤电厂装机容量超过 140 吉瓦，相当于印度尼西亚、越南 2020 年电力装机容量的总和。尽管东南亚已取消或叫停大量煤电项目，但诸多新煤电项目仍在推进。2021 年，东南亚有超过 70 吉瓦的煤电项目处于规划或建设中。其中，印度尼西亚和越南仍是未来发展煤电的主要国家，两国规划、建设的煤电装机容量之和分别达到总体装机容量的 76% 和 86%。此外，印度尼西亚、越南、柬埔寨共计有 2.2 吉瓦的新煤电项目在 2021 年正式投产运营。东南亚各国不同状态煤电装机容量见表



2.1.1。

表 2.1.1 东南亚各国不同状态煤电装机容量汇总（兆瓦）

国家	规划	在建	取消
文莱	0	0	0
印度尼西亚	16285	11839	36520
马来西亚	0	0	900
缅甸	0	0	21225
泰国	655	0	12551
老挝	6726	0	700
柬埔寨	0	1765	4880
越南	18160	9840	48565
菲律宾	3365	1621	15788
总计	45191	25065	141129

（来源：根据东南亚电厂数据库¹提供的相关数据整理）

2、年轻燃煤电厂的退役改造仍是东南亚国家面临的重要挑战。国际能源机构（IEA）报告^[7]显示，东南亚地区拥有最年轻的煤电机组。东南亚电厂数据库显示，东南亚现有运行燃煤电厂的平均寿命约为 10.6 年，这与相关研究结果保持一致^[8]。目前越南、菲律宾、印度尼西亚已做出逐步淘汰煤电的承诺，但年轻燃煤电厂退役仍是东南亚国家面临的重要挑战。在拥有较多运行煤电装机容量的印度尼西亚、越南、泰国、菲律宾四国中，印度尼西亚、越南、菲律宾三国运行时间在 10 年内的煤电机组装机容量占比均超过 50%，在越南，这一比例已高达 88%。此前的 COP26 上，越南承诺将停止新建燃煤电厂，并在未来 10 年内完全退出煤电。然而目前，越南仍有共计 28 吉瓦的燃煤电厂正在建设或规划中，并预计有 17 吉瓦的燃煤电厂在 2025 年前投入使用。要实现其退煤承诺，越南将面临大量煤电产能的提前退役或清洁化改造问题，并需要改善其电力系统稳定性。综合来看，年轻燃煤电厂占比高，以及新煤电项目持续规划，东南亚将面临大量煤电产能的提前退役改造，并伴随较高的资产搁浅风险。东南亚各国不同运行时间的燃煤电厂对应的装机容量如图 2.1.2 所示。

¹ 东南亚电厂数据库为课题组基于 Global Coal Plant Tracker、Global Gas Plant Tracker、Global Solar Power Tracker、Global Wind Power Tracker、Global Power Plant Database 和普氏电厂数据库，结合各国官方网站，构建得到的覆盖东南亚十国的电厂数据库。

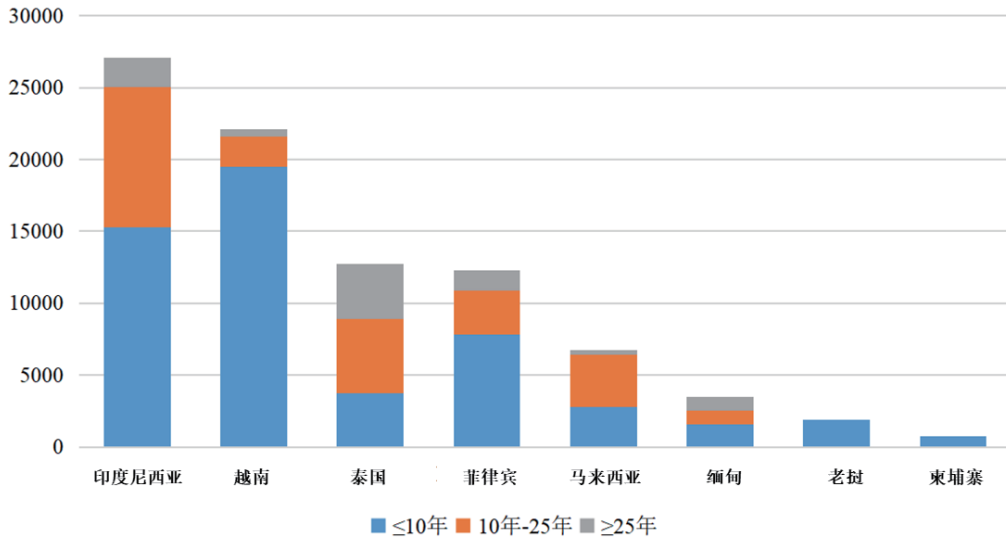


图 2.1.2 东南亚各国不同运行时间的燃煤电厂对应的装机容量（兆瓦）

（来源：根据东南亚电厂数据库提供的相关数据整理）

3、东南亚煤电技术清洁化趋势愈加明显，现役煤电机组仍有较大的技术提升与改造空间。目前东南亚运行的燃煤电厂中，亚临界煤电机组装机容量占比超过 70%，仅有 14% 和 8% 的煤电装机容量采用超临界和超超临界技术。马来西亚曼绒电厂拥有东南亚首个采用超超临界技术的大型煤电机组，此后，印度尼西亚、越南、泰国、柬埔寨的煤电机组陆续开始使用超超临界技术。此外，东南亚在建及规划的燃煤电厂中，亚临界煤电机组明显减少，装机容量占比均低于 15%，与此同时，超临界、超超临界技术装机容量占比均跃升至 40% 以上。尽管部分燃煤电厂技术尚未明晰，但现有结果仍表明，东南亚煤电技术清洁化趋势愈加明显，建设高效新型的燃煤电厂是推动该地区低碳转型的重要一步。东南亚不同状态的燃煤电厂中各类发电技术对应的装机容量如图 2.1.3 所示。

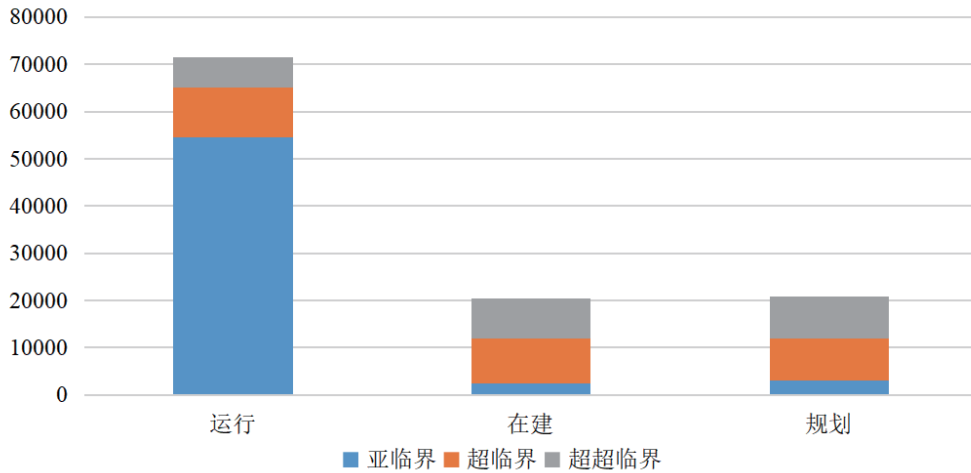


图 2.1.3 东南亚不同状态的燃煤电厂中各类发电技术对应的装机容量（兆瓦）

（来源：根据东南亚电厂数据库提供的相关数据整理）

4、超过 100 吉瓦的气电项目正在规划中，天然气在东南亚能源转型过渡中的机遇与风险问题值得关注。全球创业观察（Global Entrepreneurship Monitor）报告^[9]指出，东南亚地区的气电装机计划处于全球领先地位。东南亚电厂数据库显示，2021 年，东南亚在建、规划中的气电装机容量分别超过 17 吉瓦和 100 吉瓦。目前，东南亚规划中的气电装机容量已经是煤电装机容量的两倍，且规划与在建的天然气电厂增加的气电装机容量已接近取消或搁置的煤电装机容量。一方面，2020 年，天然气发电量占东南亚总发电量的近三分之一，在煤电退出的趋势背景下，天然气是保持东南亚能源系统安全性和稳定性、推动可再生能源电力规模化发展的关键能源。另一方面，该地区天然气产量无法满足不断增长的需求。尽管目前东南亚仍是液化天然气的净出口国，但随着液化天然气的市场需求增大，未来东南亚国家将逐渐趋向液化天然气净进口状态，加之全球天然气市场波动和价格上涨，东南亚推进开发新气电项目同样面临多重挑战。东南亚各国不同状态的气电与煤电装机容量汇总见表 2.1.2。



表 2.1.2 东南亚各国不同状态的气电与煤电装机量汇总（兆瓦）

气电				煤电			
国家	规划	在建	取消或搁置	国家	规划	在建	取消或搁置
文莱	0	0	0	文莱	0	0	0
柬埔寨	4800	0	350	柬埔寨	0	1765	4880
印度尼西亚	6650	3635	2200	印度尼西亚	16285	11839	36520
马来西亚	1500	3442	1950	新加坡	0	0	0
缅甸	9980	388	275	老挝	6726	0	700
菲律宾	11806	650	4620	马来西亚	0	0	900
新加坡	400	0	0	缅甸	0	0	21225
泰国	10560	8240	0	菲律宾	3365	1621	15788
越南	55215	1050	45710	泰国	655	0	12551
老挝	0	0	0	越南	18160	9840	48565
总计	100911	17405	55105	总计	45191	25065	140304

（来源：根据东南亚电厂数据库提供的相关数据整理）

（三）东南亚可再生能源电力发展现状

1、东南亚国家的可再生能源电力增长在过去二十年主要由水电的增长推动，非水电可再生能源电力在近年也在快速增长。2005年到2020年，东南亚的水电装机容量从17吉瓦上升到59吉瓦。截至2020年，水电装机容量在可再生能源电力总装机容量中的占比一直超过一半。湄公河流域国家（如柬埔寨、缅甸和越南）是水电装机容量的主要增长国，且该地区大型水电项目装机容量从2006年的6吉瓦增加至2016年的26吉瓦。在老挝、缅甸、柬埔寨，水电装机容量在可再生能源电力总装机容量中的占比分别达到了83%、47%和46%。近年来，东南亚非水电可再生能源处于快速增长的态势，2020年非水电可再生能源电力装机容量在可再生能源电力总装机容量中的占比已超过34%。近十年，东南亚非水电可再生能源电力装机容量上升了接近10倍，其中70%由光伏发电增长导致，这些增长主要由越南、泰国和菲律宾贡献。2000—2019年东南亚地区的发电结构如图2.1.4所示。2005—2025年东南亚可再生能源电力的装机结构如图2.1.5所示。

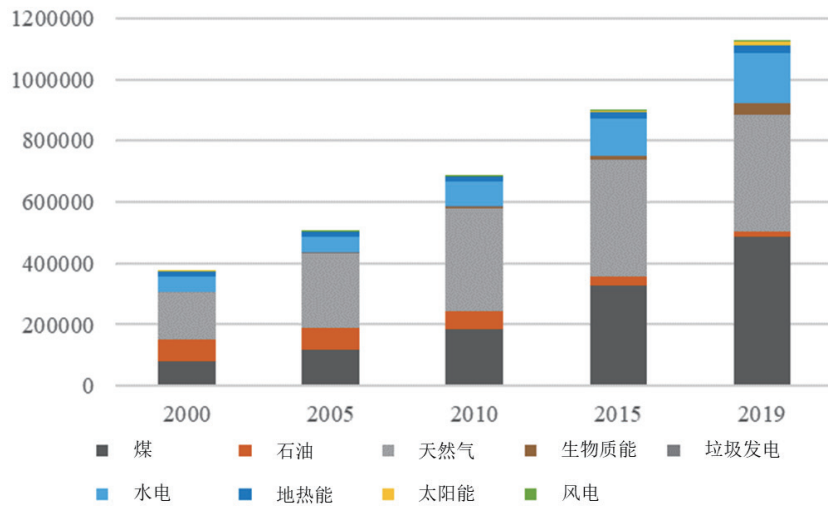


图 2.1.4 2000—2019 年东南亚地区的发电结构 (吉瓦时)

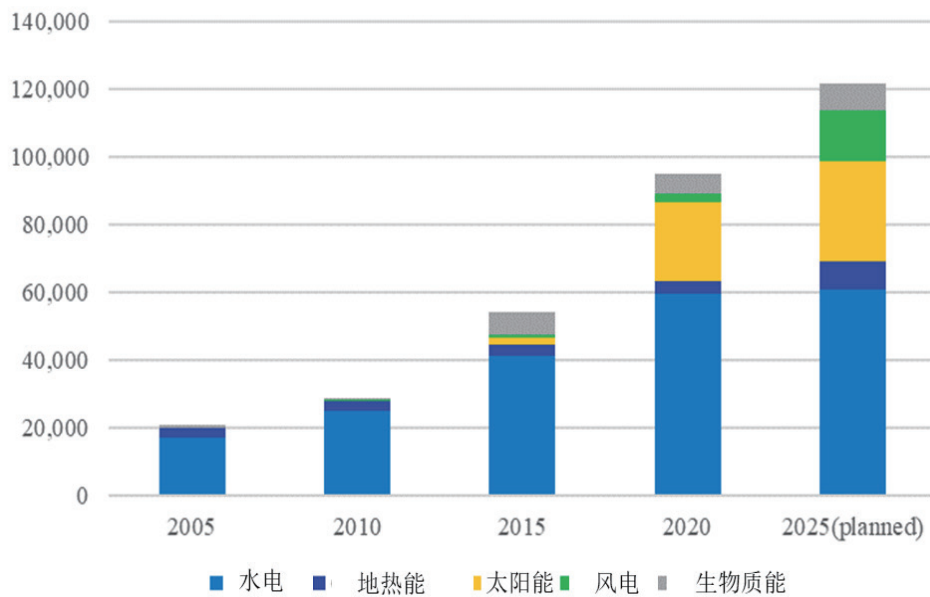


图 2.1.5 2005—2025 年东南亚可再生能源的装机结构 (兆瓦)

注：2025 年数据为根据当前已有装机容量估算。

2、东南亚地区光伏与风电发展迅速但不均衡，大部分国家光伏与风电仍有较大发展空间。2010 年前，东南亚地区的风电和光伏装机容量都不足 100 兆瓦，2015 年，东南亚地区的风电和光伏装机容量已经快速上升至 708 兆瓦和 1894 兆瓦，并且在 2020 年跃升到



2665 兆瓦和 22942 兆瓦。风电装机容量的增加值主要来源于菲律宾、越南与泰国，到 2020 年，这三国的风电装机容量已达到东南亚地区风电总装机容量的 95%。与风电在东南亚各国的发展不均衡不同，光伏在整个东南亚地区都在快速发展，尤其是越南与泰国。2010—2015 年，东南亚光伏装机容量的增长主要来自泰国，近 5 年来的光伏装机容量增长则由越南领衔，这主要得益于越南实施的恰当政策，包括财政与技术两方面。2020 年，越南的光伏装机容量和泰国的风电装机容量分别达到了 16656 兆瓦和 1486 兆瓦，在东南亚地区光伏装机容量与风电装机容量中的占比分别达到 72.6% 与 55.7%。RE data Explorer 数据库^[10]中，平准化度电成本低于 150 美元/兆瓦时，此时光伏与风电装机容量的潜在容量数据显示，东南亚地区光伏潜在装机容量最大的国家是泰国，预计为 10538 吉瓦，占东南亚光伏潜在总装机容量的 34.5%，是现有装机容量占比（12.4%）的三倍。缅甸拥有东南亚地区最丰富的风能资源和较丰富的太阳能资源，但当前风电与光伏总装机容量不足 200 兆瓦^[11]。随着新能源技术的不断进步和成本的下降，以及政策环境的持续改善，大部分东南亚国家的光伏、风电发展还有巨大空间。

3、东南亚地区地热发电、生物质发电的发展趋势稳定。地热发电装机容量从 2005 年的 2829 兆瓦增加至 2020 年的 4059 兆瓦。按在建项目统计，到 2025 年，东南亚地区地热发电装机容量将翻一番，增至 8113 兆瓦，主要集中在热能资源丰富的印度尼西亚与菲律宾，它们分别是仅次于美国的世界第二大、第三大地热电力生产国。两国 2021 年地热发电总量占全球地热发电量的约 25%，预计未来将继续稳定增长。生物质发电装机容量从 2006 年的约 1.6 吉瓦增长至 2016 年的 7.2 吉瓦，增长量主要来自印度尼西亚、马来西亚与泰国。东南亚地区主要的生物质原料包括甘蔗渣、稻壳、棕榈油厂废料、木屑、黑酒和树皮^[12]。

（四）东南亚电网现状

1、东南亚各国电网建设水平参差不齐，普遍面临可靠性不足、新增容量整合困难等问题。东南亚国家以新兴经济体为主，大多数国家通电率超过 90%，少数国家（如缅甸、柬埔寨、印度尼西亚）通电率较低。越南、马来西亚、菲律宾和泰国等较大发展中国家的电网覆盖率较高，国内电网建设较为完备，主要面临可靠性不足、新增容量整合困难等问题^[13]。印度尼西亚岛屿众多，由于特殊地理环境限制及电网建设能力不足等原因，全国尚未建成统一的电网系统。缅甸、柬埔寨等国家政治、经济基础较薄弱，国内电网建设输配



电范围小、可靠性差，仍有较多地区存在电力输送困难的问题，国内电网建设尚处于起步阶段。此外，在柬埔寨、新加坡、泰国等电力进口大国与老挝等电力出口国，电网建设的另一主要方向是区域内电网的互联互通建设。^[14]

2、东南亚部分国家通过建立跨境电网实现了电力合作，国家间电力贸易以双边为主，多边电力贸易处于发展初期。迄今为止，东盟的大多数跨境电力贸易都发生在湄公河区域国家之间。马来西亚与印度尼西亚、马来西亚与新加坡也都有跨境电网存在。东南亚区域的跨境输电能力目前达到 2275 兆瓦，其中，泰国与周边国家的跨境电网连接达到 1120 兆瓦，占到东南亚总输电能力的 50%。另外，马来西亚与新加坡、马来西亚东西部的跨境电力传输能力共计 755 兆瓦^[15]。东南亚国家的电力贸易以双边为主，多边电力贸易处于发展初期。随着区域一体化程度的增加，电力贸易将从双边模式转向多边模式，并最终向统一模式发展。自 2018 年来，老挝—泰国—马来西亚—新加坡电力一体化项目推动了东南亚区域内小规模的多边电力贸易，截至 2019 年，该项目已实现从老挝通过泰国向马来西亚输送电力 250 吉瓦时。2021 年东南亚国家间跨境电力线路容量见表 2.1.3。

表 2.1.3 2021 年东南亚国家间跨境电力线路容量

跨境电力线路	最大容量（兆瓦）
老挝—越南	200
马来西亚—新加坡	525
砂拉越—加里曼丹（马来西亚）	230
泰国—柬埔寨	120
泰国—老挝	700
泰国—马来西亚	300
越南—柬埔寨	200
总计	2275

（来源：根据 The 6th ASEAN Energy Outlook 提供的相关数据整理）

3、以东盟电网项目为主的多个区域内和区域间电网互联项目正在进行中，以期增进东南亚电力的互联互通。东南亚地区目前主要的电力互联互通项目有区域内的东盟电网、区域间的大湄公河次区域合作和环孟加拉湾多领域经济技术合作倡议等。东盟电网旨在通过推进东盟成员国之间战略互联互通，促进电力贸易并加强电力系统的一体化，包括改进基础设施建设和电力贸易机制两方面。截至 2019 年，东盟电网项目 16 个重点电力互联项



目中，有7个项目已经完成。在区域间电力合作项目方面，大湄公河次区域合作旨在增强湄公河区域5国与中国电网互联，目前已有柬埔寨—孟加拉国—中国容量约4吉瓦的多边项目在进行中，未来该项目将继续改善基础设施，促进贸易和投资。缅甸与泰国参与的环孟加拉湾多领域经济技术合作倡议项目也已签署关于相关方电力贸易及电网互联的备忘录。将来，东盟与澳大利亚之间的清洁能源电网共享项目也会增进东南亚与澳大利亚的电网互联^[16]。

4、智能电网、迷你电网在东南亚区域适用性高，未来有较大发展空间。东南亚地区的电力需求是全球平均水平的两倍，不断增长的电力需求使与之匹配的现代化电力基础设施变得尤为重要。许多东南亚的新兴市场国家都面临着严峻的输配电问题，包括间歇性停电、电力损失和盗窃等。在这些地区引入智能电网，不仅能提高电网的灵活度，还能满足这些地区不断增长的电力需求。缅甸、柬埔寨等国家基础薄弱、电力覆盖率低，可变可再生能源难以并入电网。迷你电网技术可以帮助这些国家解决偏远地区通电问题，并提高风电资源的利用率。据东北集团（Northeast Group）的研究，2018年至2027年间，东南亚国家将在智能电网建设方面投入超过98亿美元。同时，美国国际开发署等众多国际机构也已在东南亚开展智能电网合作项目^[17]。

二、东南亚推进电力低碳转型的相关政策

目前，很多东南亚国家从顶层设计、市场支持、环境监管三方面政策入手，明确发展路径和措施，推动电力低碳转型。

（一）发展目标与战略规划

《东盟能源合作行动计划 2016—2025》是东南亚国家应对气候变化的关键指导性政策文件，旨在促进多边能源合作和一体化，以实现建设东盟经济共同体的目标。其中，第一阶段（2016—2020年）是中短期战略，主题是加强东盟能源互联互通和市场一体化，实现能源系统的安全、可获取、可负担和可持续。第二阶段（2021—2025年）在第一阶段的基础上制定了更加雄心勃勃的目标与倡议，以加强能源转型并适应未来可持续能源发展，同时特别关注通过创新与合作加速能源转型和增强能源韧性。

东南亚各国也根据自身国情，制定了相应的低碳转型发展目标与战略规划。例如，越南将通过立法支持其到2050年实现净零排放目标，作为亚太经合组织轮值主席国的泰国



和作为二十国集团东道国的印度尼西亚也纷纷提出将在 2060 年及 2070 年实现净零排放的目标。同时，东盟以及东南亚各国均制定了可再生能源发展目标。例如，东盟提出到 2025 年，可再生能源在一次能源结构中的占比达 23%，可再生能源电力装机容量占比为 35%，印度尼西亚、马来西亚、菲律宾等国同样规划了可再生能源电力装机容量目标。此外，各国的能源政策和具体措施陆续出台，为低碳转型提供政策保障。近期，菲律宾、越南等国正在更新能源部门的发展规划，限制新建煤电项目，发展绿色清洁能源。

（二）产业支持和市场激励措施

近年来，东南亚各国在能源转型支持和激励措施方面也做出了较多努力，包括出台上网电价政策、自消费方案、竞争性招标、税收优惠、优惠贷款、资本补贴和可交易的可再生能源证书等。例如，马来西亚开始改变传统招标的方式，展开大规模光伏竞争性招标项目，促进可再生能源电力部署。此外，新冠肺炎疫情期间，东南亚部分国家通过多种财政刺激措施减缓疫情对能源行业的冲击，如补贴和价格折扣、流动性支持、豁免和放宽以及新能源项目计划^[18]。

在现有支持激励措施中，上网电价已逐步成为推动可再生能源电力发展的核心政策。由于可再生能源发电技术进步和成本下降，东南亚各国上网电价也进行了多次调整，具体机制仍在不断变化。目前，印度尼西亚、马来西亚、菲律宾、泰国和越南等可再生能源电力装机容量显著增长的国家已经普遍制定并开始实施上网电价政策，印度尼西亚以地区和国家发电成本的最高限价为标准，而其他几个国家则以平均化电力成本加上不同技术投资回报的额外补贴为标准。其中，马来西亚和泰国的综合电价均考虑了可再生能源技术的不同装机容量配额，并对具体区域提供额外激励，有效拉动了可再生能源投资。此外，马来西亚还建立了完善透明的上网电价申请平台，优化申请程序与购电协议签署流程。泰国的电价比其他东南亚国家高，直接促进了可再生能源电力装机容量的增加。

（三）环境保护与监管政策

东南亚多个国家已经出台环境保护与可再生能源绿色发展相关政策与法律^[19]。例如，新加坡出台了《2020 气候行动计划》和《2030 年新加坡绿色发展蓝图》等政策文件，以及《环境保护和管理法》这一综合性法规；越南制定颁布了《2020 年国家环境保护战略与 2030 年愿景》和《2030 年可持续发展议程国家行动计划》等文件，同时，越南国会最近已通过《环境保护法》（修正案），该法规已于 2022 年 1 月 1 日正式生效。



在空气质量标准方面，除缅甸外，其他东南亚国家均已颁布了空气环境质量标准，并且定期审查和更新。其中，新加坡在相关标准中对6项控制目标制定了较为严格的标准，也是东南亚首个每天公布细颗粒物浓度的国家。尽管目前东南亚国家的空气环境质量标准整体与发达国家间存在差距，但部分国家通过标准更新，在二氧化硫、二氧化氮等传统污染物浓度方面缩小了与美国、欧盟的差距。泰国和老挝还设立了专门针对发电厂的污染物排放标准。此外，东南亚部分国家也在相关法规中加入环境保护的相关内容^[20]。例如，印度尼西亚较为关心能源投资的排污问题，在《环境管理法》中明确了污染者有义务处理因其活动或行为产生的废物。

东南亚地区也在区域环境政策法规领域开展合作。例如，在东盟煤炭论坛理事会委托下，东盟能源中心通过东盟气候变化与能源项目，对该区域燃煤电厂的二氧化碳排放开展基线研究，旨在为东盟的燃煤电厂制定排放标准^[21]。同时，东盟每年会召开东盟环境高级官员会议，气候变化、环境可持续、生物多样性、海洋环境等7个工作组负责相关领域研究，为推进东盟环境合作提供战略指导。此外，东盟还定期与国际伙伴就环境问题开展交流，相关交流机制包括东盟—日本环境合作对话、东盟—欧盟环境与气候变化高级别对话、东亚峰会环境部长会议以及具体主题领域下的伙伴关系会议。

三、东南亚电力部门国际合作现状

本节基于课题组构建的东南亚电厂数据库，重点分析海外企业对东南亚电厂的投资情况。主要分析两种投资类型：一是股权投资，二是工程设备投资。由于缺少投资资金的相关数据，我们采用装机容量来反映海外企业的投资情况。

（一）海外企业投资东南亚电厂的整体情况分析

1、海外国家在东南亚电力发展中的投资参与程度较高。在东南亚现有运行的电力项目中，海外参与投资的装机容量占比超过60%。其中，工程设备投资是海外投资的重要方式，总装机容量达到160吉瓦，同时股权投资装机容量也已接近50吉瓦。图2.3.1显示了两种累计投资装机容量的时间趋势。可以看到，近二十年间，海外投资总量呈持续上升趋势。2009年后，海外国家在东南亚每年的投资产能持续保持在较高水平，2021年，股权和工程设备累计投资装机容量已达2011年的两倍多。

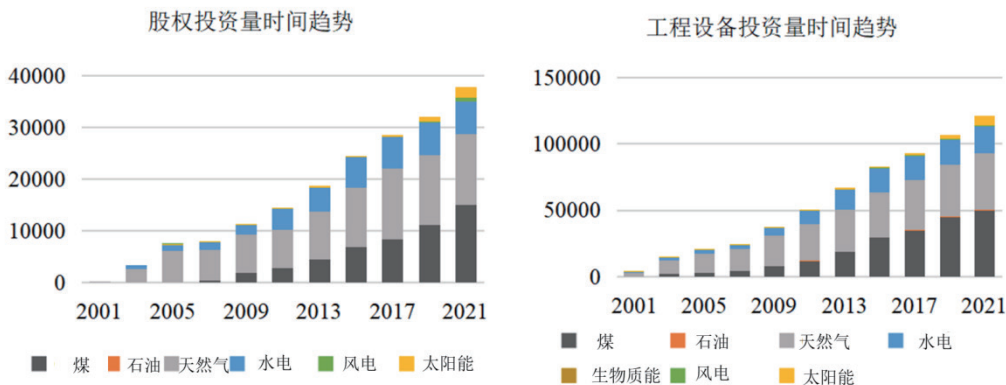


图 2.3.1 2001—2021 年海外国家参与东南亚电力投资的时间趋势（兆瓦）

中国和日本是参与东南亚电力投资最多的两个国家，股权和工程设备投资装机容量均远高于其他国家。韩国、法国、美国则处于投资第二梯队。其他国家如德国、澳大利亚、英国等对东南亚电力部门的主要投资形式是工程设备投资。2001—2021 年海外国家在东南亚累计的投资装机容量如图 2.3.2 所示。2001—2021 年中国、日本、韩国、美国在东南亚累计的股权投资与工程设备投资装机容量结构如图 2.3.3 所示。2001—2021 年中国、日本、韩国、美国在东南亚各国累计的股权投资与工程设备投资装机容量如图 2.3.4 所示。

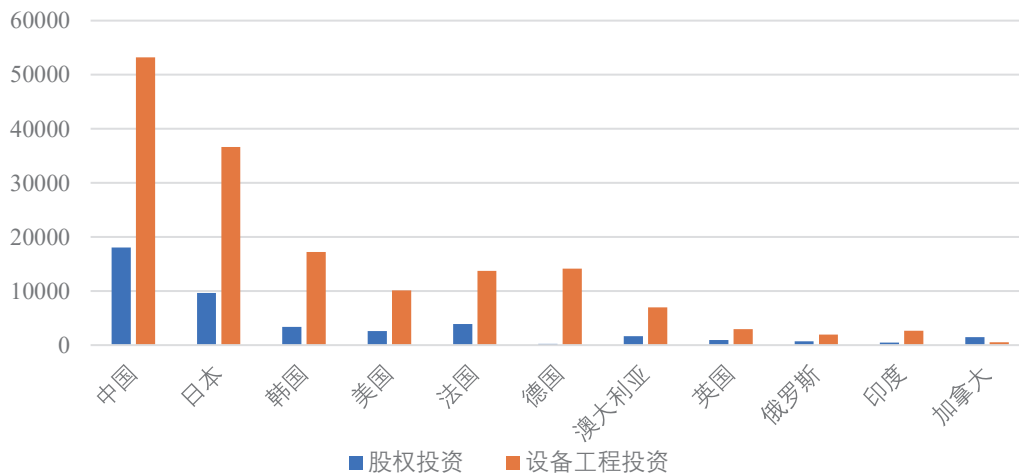


图 2.3.2 2001—2021 年海外国家在东南亚 2001—2021 年累计的投资装机容量（兆瓦）

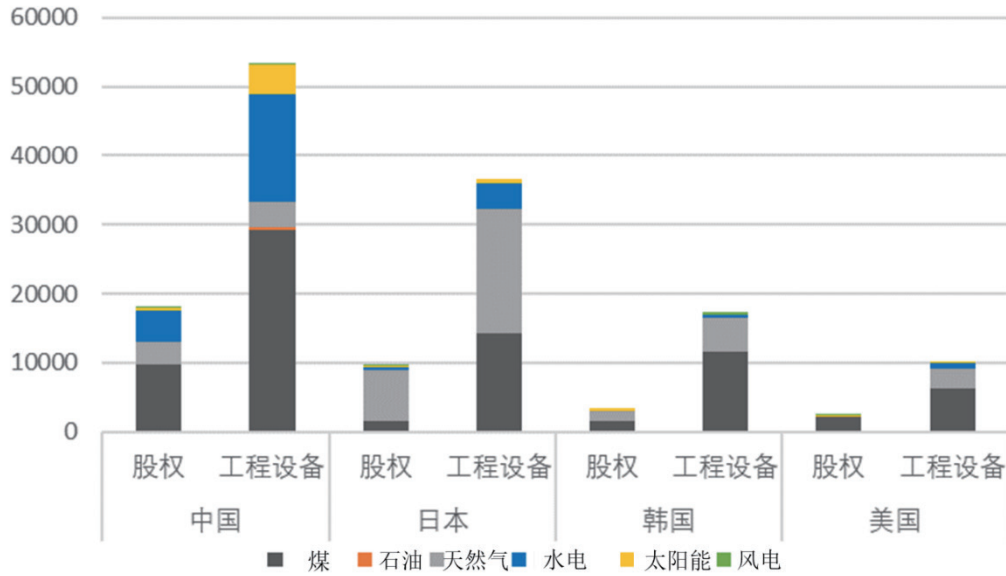


图 2.3.3 2001—2021 年中国、日本、韩国、美国在东南亚累计的投资装机容量结构 (兆瓦)

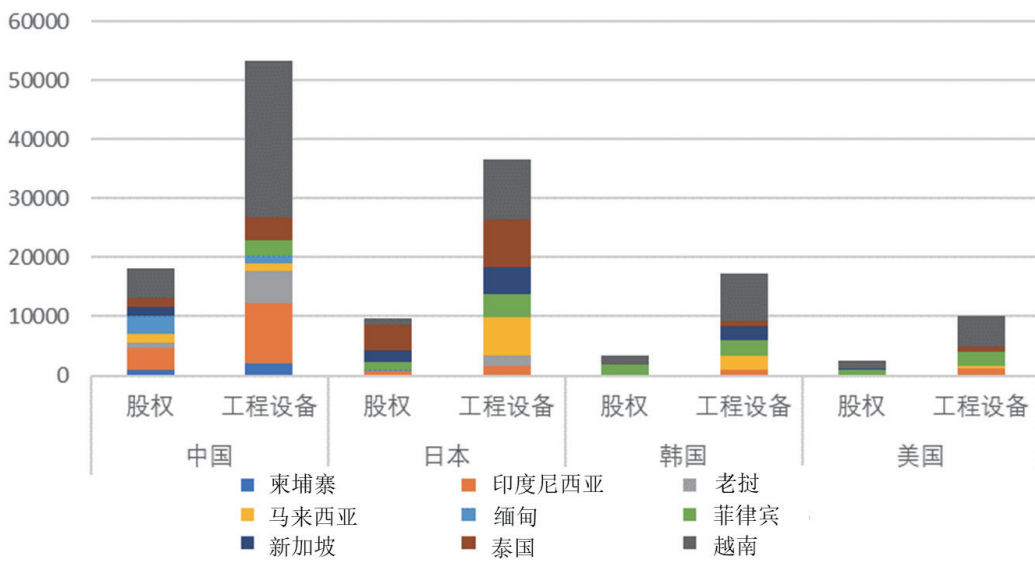


图 2.3.4 2001—2021 年中国、日本、韩国、美国在东南亚各国累计的投资装机容量 (兆瓦)

2、海外国家在东南亚国家的电力投资结构与东南亚各国自身电源结构呈现出高度的趋同性。投资装机容量方面，海外国家在印度尼西亚、越南、泰国投资最多。图 2.3.5 显示了海外国家参与东南亚电力投资的结构特点。具体而言，海外国家在东南亚各国的投资结构与各国自身的电力结构具有一致性，投资需求导向的趋势显著。例如，海外国家在印



印度尼西亚、越南、马来西亚的投资以煤电为主，在泰国、新加坡的投资以气电为主，在老挝、缅甸的投资则以水电为主。此外，越南的风电、光伏市场也吸引了大量海外投资。投资装机容量方面，印度尼西亚、越南、泰国是东南亚装机容量规模排名前三位的国家，同样也是海外国家参与电力投资最多的东南亚国家。海外国家在这三个国家的股权、工程设备投资占比总和均超过对应投资总量的 50%。

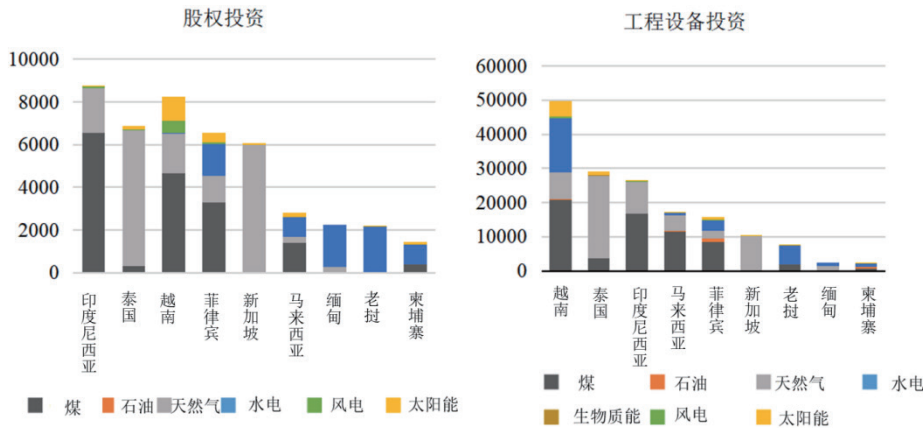


图 2.3.5 2001—2021 年海外国家在东南亚各国累计的电力投资装机容量结构（兆瓦）

3、海外国家在东南亚电力部门的投资以化石能源电力投资为主，但近年来可再生能源电力投资逐渐增多。水电一直是海外国家可再生能源电力投资的重点领域，光伏近年来发展较快。煤电、气电一直是海外国家在东南亚电力部门投资的重点领域，两者合计投资装机容量占比超过 65%。可再生能源电力方面，水电一直是海外投资的重点领域。自 2001 年起，海外国家就开始参与投资东南亚的水电项目，超 70%的可再生能源电力装机容量流向了水电，水电的工程设备投资装机容量从 2001 年的 0.9 吉瓦增加至 2015 年的 4.5 吉瓦。海外国家在东南亚投资的非水电可再生能源电力以光伏为主，主要集中在越南、菲律宾和泰国等。2015 年后，光伏投资装机容量显著增长，至 2021 年，海外国家在东南亚地区对光伏的股权投资、设备投资装机容量较 2015 年分别增加了 6 倍、7 倍。中国是东南亚地区最大的光伏投资国之一，该地区光伏工程设备装机容量中约 65%来自中国，其后是德国、日本。

（二）中国在东南亚的电力投资分析

1、中国在东南亚的电力投资装机容量呈持续上升趋势，未来投资重点将转向可再生



能源电力。近 20 年间，中国参与东南亚国家的电力投资累计装机容量持续上升，截至 2021 年，中国参与的股权和工程设备累计投资装机容量已分别接近 20 吉瓦和 60 吉瓦，均已超过东南亚国家电力海外投资总体水平的 40%。此外，历史累计数据显示，近年来中国可再生能源电力投资逐渐增多，投资清洁化趋势明显。随着中国宣布将大力支持发展中国家能源绿色低碳发展，不再新建境外煤电项目，未来中国将重点投资可再生能源领域。

2、可再生能源电力方面，中国投资以水电和光伏为主。其中，水电属于中国长期投资项目，也是中国在东南亚可再生能源电力投资的主要领域。光伏投资装机容量则于近几年显著增加，2021 年，中国在东南亚光伏项目的工程设备投资总量已超过 4 吉瓦，相当于越南 2020 年光伏新增装机容量的四分之一。从投资对象看，中国水电投资主要集中在柬埔寨、老挝、越南和缅甸四个水电资源相对丰富的国家，而光伏投资则集中在越南、菲律宾、马来西亚等国，投向越南的光伏投资装机容量最多，且明显高于其他国家，这与越南近些年大力推动光伏发展有关。2020 年底，越南在全球新增光伏装机容量中排名跃居第三，成为东南亚最火爆的光伏市场之一。2001—2021 年中国在东南亚各国累计的可再生能源电力投资结构如图 2.3.6 所示。

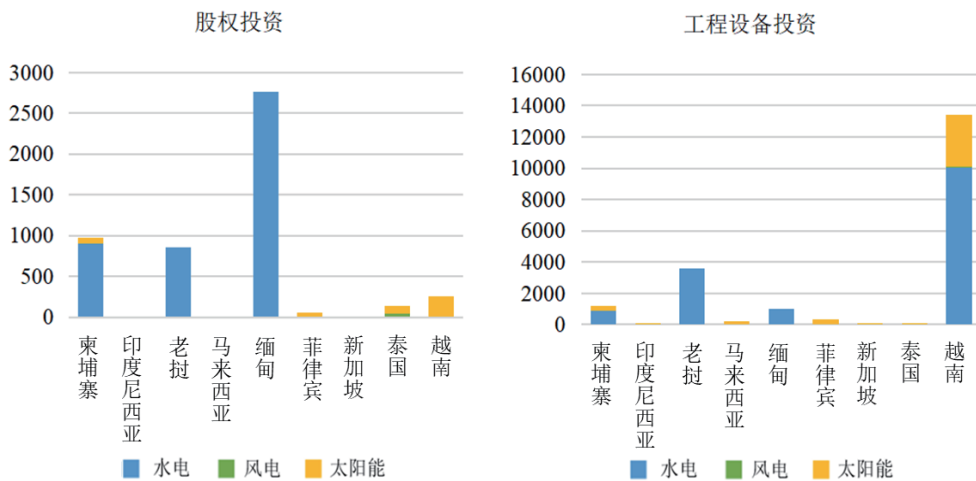


图 2.3.6 2001—2021 年中国在东南亚各国累计的可再生能源电力投资结构（兆瓦）



第三章 东南亚电力部门低碳转型的机遇和挑战

一、东南亚电力低碳转型的机遇

（一）东南亚未来电力需求强劲

IEA 报告显示，东南亚是世界上电力需求增长最快的地区之一。在空调等电器使用量不断增长以及商品和服务消费不断增加的推动下，过去 20 年间，东南亚的电力需求以年均超过 6% 的速度增长。国际可再生能源机构^[22] 估计，到 2025 年，东南亚用于发电的能源需求将比 2016 年增加 95%。同时，IEA 预测东南亚地区的电力消费将以每年 4% 的平均增速持续增长到 2040 年，届时电力消费总量将达到 2020 年的两倍。未来，既要满足支撑经济发展的日益增长的能源需求，又要兼顾能源安全与环境可持续性，可再生能源是关键，成为东南亚地区当前发展阶段急需的低成本能源的重要来源之一。东盟能源中心估计，到 2040 年，东南亚地区的可再生能源电力占比将从目前的 15% 提高到约 50%。

（二）东南亚可再生能源资源潜力巨大

东南亚地区可再生能源的自然禀赋潜力巨大，且大部分并未开发。东南亚地区拥有世界上最优质的水电资源，特别是印度尼西亚、缅甸和几个湄公河下游的国家，据经济合作与发展组织估计，仅老挝的水电开发潜力就达到约 26 吉瓦。此外，该地区的全球光照辐射水平（光伏设施选址的重要参数）非常强，平均每年为 1.5~2 兆瓦/平方米。印度尼西亚、菲律宾和越南地区的风力资源也较为突出，平均风速达到了 6~7 米/秒。在地热能、海洋能源和生物质能方面，东南亚国家也有着较好的资源条件。例如，印度尼西亚和菲律宾都属于世界上地热资源最发达的国家；印度尼西亚、菲律宾和新加坡等国家有着丰富的海洋能源潜力；同时，东南亚有来自农业与林业生产残余、工业和城市废物、传统能源作物等丰富的生物质能资源。这些优异的自然禀赋为东南亚地区可再生能源的进一步开发提供了可靠的基础。

（三）东盟整体以及东南亚各国均制定了可再生能源的发展目标

到 2025 年，东盟国家的一次能源结构中，可再生能源占比达 23%。大多数国家在国家自主贡献文件中明确了未来可再生能源的发展方向，电力部门的脱碳化与其发展理念一致。



印度尼西亚、新加坡、缅甸提出了迈向碳中和的目标与战略；菲律宾、越南等国正在更新能源部门的发展规划，以限制新建煤电，发展清洁绿色能源。据东盟能源中心估计，在各国都充分实现其国家能源效率和可再生能源目标的前提下，到 2040 年，可再生能源电力总装机容量将达到 37%。其中，光伏将是所有可再生能源电力中发展最快的一种，年均增长率将达到 10.4%。如果要满足东盟国家当前的目标规划，就要求从 2020 年到 2025 年，光伏装机容量从 32 吉瓦跃升至 83 吉瓦，同时，水电装机容量从 59 吉瓦上升至 77 吉瓦。东南亚各国气候目标及可再生能源发展目标见表 3.1.1。



表 3.1.1 东南亚各国气候目标及可再生能源发展目标

国家	气候目标及可再生能源发展目标
文莱	与 2015 年相比，到 2035 年能源消耗减少 63%，可再生能源发电量占比提高至 30%，车辆减排 40%，森林覆盖率达到 55%
菲律宾	到 2030 年，温室气体排放量比基准场景降低 70%，可再生能源电力装机容量达到 15 吉瓦
马来西亚	到 2030 年，碳排放强度降低 35%，有条件情景下降低 45%（相比 2005 年）；到 2025 年，可再生能源电力装机容量占比达到 31%
柬埔寨	有条件情景下，到 2030 年减排 41.7%（其中 59.1%来自化石能源）；到 2030 年，水电装机容量在总装机容量中的占比达到 55%，生物能装机容量占比达到 6.5%，太阳能光伏装机容量占比达到 3.5%
新加坡	到 2030 年，光伏装机容量到达 2 吉瓦，碳排放强度比 2005 年降低 36%，实现碳达峰
泰国	到 2030 年，无条件情景下减排 20%；有条件情景下减排 25%；到 2037 年，可再生能源在最终能源消耗中占比增至 30%，可再生能源电力装机容量占比增至 36%，发电量占比增至 20%；到 2036 年，可再生能源在运输业能源消耗中占比增至 25%
越南	到 2030 年，可再生能源在一次能源消耗总量中占比为 15%~20%，2050 年为 25%~30%；到 2030 年，光伏和风电装机容量增至 31~38 吉瓦；到 2030 年，海上风电装机容量增至 4 吉瓦，2045 年增至 36 吉瓦
印度尼西亚	到 2030 年，无条件情景下减排 29%，有条件情景下减排 41%；到 2025 年，可再生能源在一次能源中占比提高到至少 23%，2030 年提高至 31%
缅甸	到 2025 年，可再生能源电力装机容量占比达到 20%；到 2030 年，水电发电量达到 9.4 吉瓦时，农村电气化中可再生能源占比达到 30%
老挝	到 2025 年，可再生能源消耗量在能源消耗总量中占比提高至 30%

（来源：根据 The 6th ASEAN Energy Outlook 和国际可再生能源机构提供的相关数据整理）



（四）可再生能源成本在不断降低且发展愈发迅速

成本是东南亚各国采用可再生能源的一个主要决定因素。近年来，光伏与风能成本的下降为其他可再生能源在东南亚的发展提供了经济上的充足动力。国际可再生能源机构的数据显示，2018 年全球太阳能光伏和陆上风电的发电成本较 2010 年分别下降了 73.8% 和 22%，与化石能源的发电成本接近，这说明可再生能源的发电成本在世界范围内已经具有竞争力。但据国际可再生能源机构估计，2016 年东南亚地区的光伏平准化度电成本水平约为 0.19 美元/千瓦时，高于亚洲地区（0.10 美元/千瓦时），这意味着东南亚地区光伏装机成本仍有着较大下降潜力。东南亚地区陆上风能的平准化度电成本水平也呈现与光伏相似的现象。未来，整个东南亚地区可以考虑通过关注相关政策的落地、降低与项目开发相关的软成本（例如许可证、电网、土地征用等费用）、提高区域供应链效率等措施降低可再生能源发电成本。

（五）东南亚国际合作趋势逐渐向好

在技术援助、技术部署、投融资及能力建设方面进行国际合作，对东南亚清洁低碳转型并实现有条件下的国家自主贡献至关重要。在过去几年里，国际合作模式的融资方式和技术方案类别都在不断增加。随着 2021 年习近平主席宣布停止新建海外煤电项目，未来中国与东南亚之间的绿色能源合作将成为区域能源合作的重点。2022 年，包含东盟各国及中国、日本、韩国、澳大利亚、新西兰共 15 国签订的《区域全面经济伙伴关系协定》正式启动。东南亚地区最大的区域经贸协议的启动将会为未来东南亚地区的国际合作带来广阔前景。在《区域全面经济伙伴关系协定》正式启动、各国推进低碳转型的背景下，东南亚地区的绿色国际合作逐渐向好，这些合作将帮助各国弥合现实差距，支持电力部门的低碳转型。

二、东南亚电力低碳转型的挑战

（一）煤电的加速退出将加剧能源供应安全风险，并引发资产搁浅与公正转型等挑战

化石能源（特别是煤炭）是东南亚当前和未来经济发展的主要能源来源。能源需求与电力需求的持续增长是东南亚低碳转型面临的一大挑战。第六届东盟能源展望的最新研究表明，尽管东南亚正在改善其能源效率，以实现可再生能源目标，但预计化石能源仍将主



导东盟未来的能源格局。到 2040 年，东盟最终能源消费总量将从 2017 年的 375 兆吨油当量增加到 922 兆吨油当量，其中煤炭的贡献将达到 47%。同时，该地区的电力消耗预计将以每年 4.1% 的速度增长，这一增长速度是世界其他地区的两倍。作为未来全球电力需求增长最快的区域之一，东南亚国家对煤电的依赖程度将持续保持较高水平，在全球清洁能源转型的大背景下，煤电的加速退出将加剧东南亚地区的电力系统与能源安全风险。

随着煤电的加速退出，作为高碳资产的化石能源行业面临较高资产搁浅风险。就电力部门而言，IEA 数据显示^[23]，在 2°C 情景下，电力部门将有 1715 吉瓦装机容量面临提前搁浅，到 2060 年，搁浅电力资产将给电力企业带来 3.7 万亿美元的财务风险。在以煤电为主要电力来源的东南亚地区，电力低碳转型将逐步打破原有相关产业的制造、生产、运输、消费市场，重塑产业链、供应链格局，从而引发系统性的经济风险，可能进一步影响金融市场的稳定性，导致高额资产搁浅。Carbon Tracker 发布的报告^[24]指出，东南亚目前计划或在建燃煤电厂装机容量超过 70 吉瓦，面临风险的煤电投资达 1240 亿美元。

东南亚煤炭行业的高速发展曾为当地创造了大量就业机会，尤其是在印度尼西亚和越南等国。煤炭产业不断萎缩、煤炭使用或出口减少，将给传统煤炭行业带来一定冲击，给煤炭行业和工人带来较大影响，甚至可能影响煤炭密集型地区的社会稳定，造成严重的社会经济影响^[25]。然而，目前东南亚对公正转型的整体应对力度不足，仅有菲律宾、新加坡和马来西亚三个国家在法律中明确了技能要求、工人权利和包容性增长的监管问题^[26]。此外，东南亚区域层面尚未就低碳工作的含义作出明确界定，相关标准的不确定性对推动煤炭企业转型和工人技能培训等工作也无法进行准确的指导。

（二）电力转型政策支持度和政府执行力有待提高

东南亚国家近些年积极鼓励电力行业发展，并制定了一系列配套政策，但由于缺乏总体规划和市场评估，导致政策调整频繁，缺乏稳定性。一方面，能源转型理念不同，可能会使能源政策出现较大调整，目标缺乏一致性^[27]；另一方面，由于对现实条件和市场变化的评估不足，政策执行也出现频繁变动。在补贴政策方面，高额化石能源补贴一定程度上减弱了政府推广可再生能源的决心，且上网电价激励不足、发电并网指导方针明确性不够、购电合同审批程序和土地许可程序较复杂、土地购置期漫长、外商投资本地成分要求较多等多种因素也导致可再生能源项目进展缓慢，成本较高，阻碍了可再生能源电力的进一步发展。



（三）电力市场化水平较低以及清洁电力产业发展受阻

东南亚国家拥有不同的电力行业结构：新加坡和菲律宾将零售竞争和系统运营与发电业务分开，电力市场化程度较高；泰国和印度尼西亚拥有垂直整合且负责发电和电网运行的国有电力公司；越南目前正在进行电力体制改革，向电力零售市场过渡。目前东南亚整体的电力市场化水平仍然较低，缺乏市场竞争激励机制，购电协议和燃料供应的长期合同制也不利于释放市场灵活性。此外，东南亚不少电力企业巨头拥有较多的煤电资产，例如，印度尼西亚国家电力公司拥有该国大部分燃煤电厂，其自身也持续收购国内的煤炭矿区，电力行业与煤炭行业已形成不可分割的利益共同体。传统煤电产业势力阻挠与可再生能源产业发展尚不稳定，使得东南亚可再生能源电力转型工作缺乏动力。

（四）清洁能源技术研发创新能力较弱

东南亚部分国家清洁能源技术的创新能力不高，核心技术研发水平较低。洁净煤技术和可再生能源电力技术发展水平目前无法有效支撑该地区低碳转型目标，且由于资金投入较少、政策引导不足、市场机制不健全、主体动力不足等因素，东南亚相关技术转化程度较低，技术成本不具备竞争优势，并进一步影响到技术应用。同时，人才缺乏也制约了东南亚的低碳转型步伐。根据东南亚现有政策^[28]，预计到2025年，该地区可再生能源行业中，仅与太阳能和风能直接相关的岗位就已超过8万个。然而，由于人才培养与管理机制欠缺、人才吸引力不强、专业建设较为落后等原因，东南亚地区人才输出无法满足现有可再生能源市场规模的扩大速度，人才需求缺口较大。

（五）电网基础设施建设亟待改善以及东盟电力互联互通进展较慢

东南亚现有电网基础设施较为薄弱，整体输电和配电系统效率较低，灵活性不足，部分国家尚未建成覆盖全国的统一电网，大规模的风电光伏电站并网也进一步增加了电网调度管理难度。由于电网无法处理可再生能源电力的间歇性波动，相关项目往往面临限电风险。例如，印度尼西亚独立发电商的光伏项目经常会因为电网限制而被印度尼西亚国家电力公司叫停，这种情况在爪哇—巴厘岛主网之外的偏远外岛上尤其常见，阻碍了可再生能源的发电上网。此外，东盟跨境互联对加强东盟电力部门灵活性，完成东盟区域可再生能源发展目标至关重要，但由于资金支持不出、管理制度不完善、技术不足等因素，目前整体进展较为缓慢。尽管目前大部分东南亚国家都有跨境电网项目，但主要局限于双边，电力交易也多为非导向性的形式。



（六）转型资金缺口较大且缺乏有效的市场融资机制

在 IEA 既定政策情景与可持续发展情景中，到 2030 年，东南亚年均能源投资额预计分别达到 1300 亿美元和 1900 亿美元。从东南亚现有可再生能源投资看，尽管越南获得的投资总额最多，但也仅相当于世界排名第 20 位的智利的三分之一^[29]。因此，缺乏资金仍然是东盟能源电力转型的主要问题之一。一方面，东盟成员国中大多数为发展中国家，经济发展水平低，财政压力较大。另一方面，许多东南亚国家金融和资本市场都较薄弱，国内银行在为清洁能源资产融资方面经验有限，融资模式和管理机制尚不成熟，较难获得长期融资。东南亚地区缺乏统一的风险评估标准，各国的信息披露机制尚不完善，是该地区融资困难重要原因，且进一步阻碍东南亚地区的资金流



第四章 东南亚电力部门低碳转型的案例分析——以越南 与印度尼西亚为例

一、越南电力部门低碳转型案例分析

在 1986 年启动经济改革以来，越南经济已经取得了巨大的增长，使越南从世界最贫困国家之一迈向了中等收入国家行列。2002 至 2020 年期间，越南人均 GDP 增长了 2.7 倍，达到了每年约 2800 美元。贫困率从 2011 年的超过 32% 大幅下降到 2020 年的不足 2%^[30]。同时，基础设施建设也在加快，截至 2020 年，越南电力网已经覆盖了 99% 的人口。然而，越南是一个能源密集型国家，随着经济的发展，该国也成为东南亚地区温室气体排放最高的国家之一^[31]。越南政府已经意识到“经济增长需要与可持续发展齐头并进”^[32]，也已经开始逐渐推进向可再生能源转型的工作。截至 2020 年底，越南可再生能源电力装机容量在总装机容量中的占比已经达到 25%。

2021 年是越南朝《越南社会经济发展战略（2021—2030 年）》设定目标迈进的新政策周期的开端之年。越南的目标是到 2030 年成为中高收入国家，到 2045 年成为发达国家。越南总理在 2021 年于格拉斯哥举行的 COP26 上还做出了到 2050 年实现净零碳排放的有条件承诺。

本部分主要侧重于改善东南亚电力行业低碳转型的国际合作（尤其是与中国）。具体而言，该项目开展电力行业现状的分析，识别电力行业低碳转型的潜在影响和障碍，最终为东南亚地区电力行业低碳转型的国际合作提出路线图和政策建议。鉴于此，研究内容如下：一是描述越南电力部门的制度安排；二是总结越南电力部门现状以及推动越南低碳电力转型的相关目标、计划和政策；三是总结和评估转型过程中的关键挑战和障碍；四是对当前国际合作伙伴、国际非政府组织为促进越南低碳发展已开展的举措进行案头审查；五是对推进低碳电力转型的国际合作（特别是与中国的合作）提出一些政策建议。

（一）越南电力部门的现状

越南电力在终端能源消费结构中占比最高，增长速度快。2010 至 2019 年间，电力生产（包括进口电力）从 1004 亿千瓦时增长到 2401 亿千瓦时，平均年增长率达到 10.2%，



比同期 GDP 增长率高 1.8 倍。受新冠肺炎疫情影响，2020 年电力生产增长率降为 2.4%，2021 年回升至 3.9%。2021 年，越南总用电量为 2567 亿千瓦时，工业和建筑部门是用电量增长的主要驱动力。截至 2021 年底，电力已覆盖超过 99% 的越南家庭。越南各部门近年的总用电量如图 4.1.1 所示。

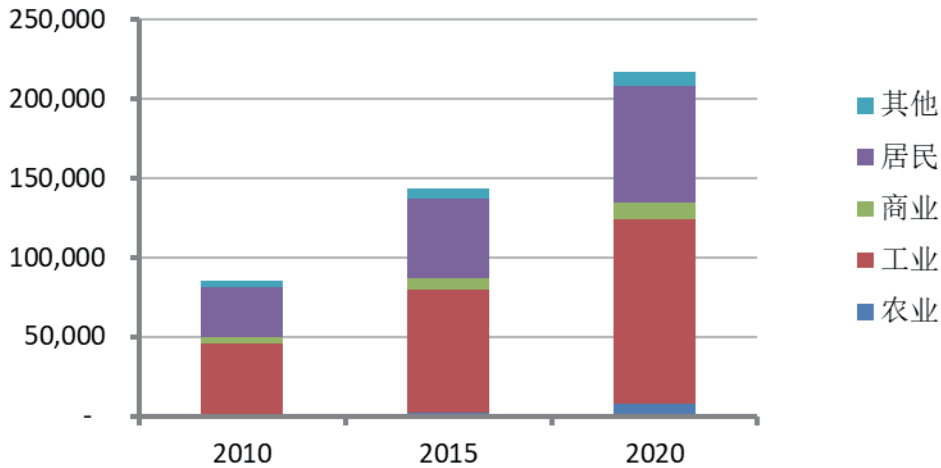


图 4.1.1 越南各部门近年的总用电量（单位：吉瓦时）

尽管如此，越南的人均用电量仍低于泰国，并且大大低于经济合作与发展组织国家的平均水平（见图 4.1.2），但是越南的电力消费强度在东南亚地区却维持在高位（见图 4.1.3）。

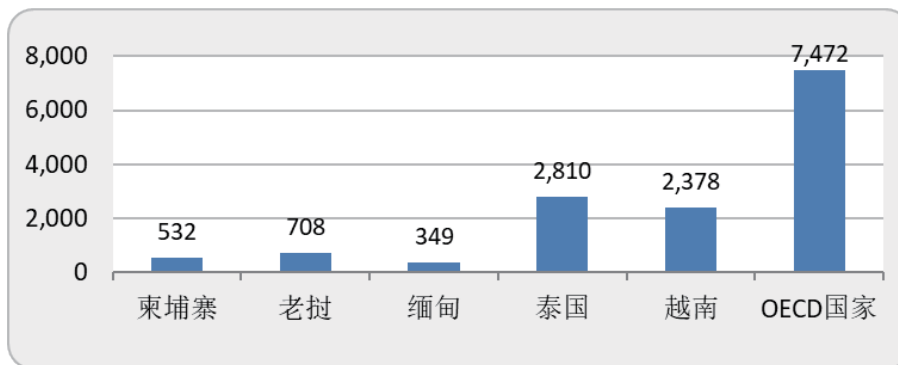


图 4.1.2 2018 年部分东南亚国家及经济合作与发展组织国家的人均用电量（千瓦时）

（来源：根据世界银行提供的相关数据整理）

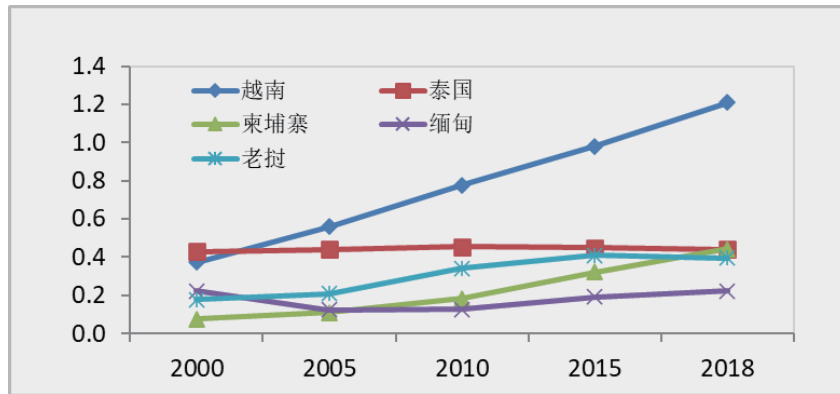


图 4.1.3 2000—2018 年部分东南亚国家电力消费强度（千瓦时/美元）

（来源：根据世界银行提供的相关数据整理）

为了满足不断增长的电力需求，越南的电力装机容量在 2010 至 2020 年期间增长超过 10 倍，从 2010 年的 6400 兆瓦突破至 2021 年的 69300 兆瓦。随着装机容量的增长，越南的电源结构经历了数次变化。2000 年，水电在电源结构中占比最高，达 54%。到 2005 年，水电占比下降到 37%，气电取而代之，占比达 39%。在 2010 至 2015 年期间，水电仍是主要电力来源，但煤电开始迅猛增长，2005 至 2015 年期间增长了近 9 倍，装机容量从 2005 年的约 1500 兆瓦增长到 2015 年的 13250 兆瓦，占比达 33%。2000—2020 年期间越南电源结构的变化如图 4.1.4 所示。

《越南国家电力发展规划（2011—2020）》的修订版（修订版 PDP7）指出，越南将继续关注煤电的发展，目标是到 2030 年煤电装机容量占到总装机容量的 43%。由于越南煤炭储备不足，仅靠国内供应无法满足这一需求，因此需要依赖煤炭进口，这会导致人们对能源安全的担忧。此外，出于对环境污染的担忧，已规划的燃煤电厂并不受地方欢迎，也不符合气候承诺。基于这些考虑和对电力短缺的担心，越南政府加快了可再生能源的发展。在一系列优惠政策（见表 4.1.1）的支持下，越南的可再生能源在 2016 至 2020 年期间蓬勃发展，尤其是在 2019 年和 2020 年。截至 2020 年底，越南可再生能源的总装机容量达到了 17500 兆瓦，比 2015 年增长了 8.4 倍，占整个电力总装机容量的 25.4%。2020 年，越南全国的装机容量构成如下：水电占比为 30.3%、煤电占比为 29.7%、非水可再生能源发电占比为 25.4%、气电占比为 10.3%。2021 年，越南持续推进向可再生能源的转型，新增风电装机容量 4000 兆瓦，这使得可再生能源总装机容量占比增至 26.9%，达到 21015 兆瓦。

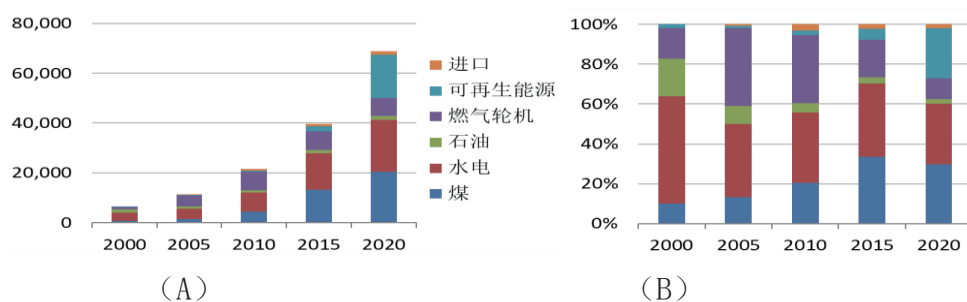


图 4.1.4 2000—2020 年期间越南电源结构的变化

注：（A）以装机容量（兆瓦）为标准；（B）以份额（%）为标准

可变可再生能源的高速发展速度超过了《越南国家电力发展规划（2011—2020）》修订版的规划，这给越南电力系统带来了一些结构问题，包括中南地区的阻塞和限电，以及对整个国家电网系统稳定性的影响。很明显，进一步部署可变可再生能源需要对电力系统的结构和运行方式进行重大调整。

表 4.1.1 越南光伏发电和风电项目的价格激励

可再生能源类型	支持机制	价格水平	法律文件
光伏发电	上网电价	根据 2020 年的标准 PPA（购电协议），补贴 9.35 美分/千瓦时，不包括 2019 年 6 月 30 日前完成商业运营的地面集中式和屋顶式光伏的增值税	2017 年 4 月 11 日第 11/QĐ-TTg 号决定
		根据 2020 年的标准购电协议，补贴 7.09 美分/千瓦时，不包括 2020 年 12 月 31 日前完成商业运营的地面集中式系统的增值税	2020 年 4 月 6 日第 13/2020/QĐ-TTg 号决定
		根据 2020 年的标准购电协议，补贴 8.38 美分/千瓦时，不包括 2020 年 12 月 31 日前完成商业运营的屋顶式光伏的增值税	
风电	上网电价	根据 2020 年的标准购电协议，补贴 7.8 美分/千瓦时，不包括 2018 年 11 月 1 日前投入使用的两个陆上风电项目的增值税	2021 年 6 月 29 日第 37/2011/QĐ-TTg 号决定



根据 2020 年的标准 PPA（购电协议），补贴 8.5 美分/千瓦时，不包括 2021 年 11 月 1 日前完成商业运营且 2018 年 11 月 1 日起投入使用的陆上风电项目的增值税

2018 年 9 月 10 日
第 39/2018/QĐ-
TTg 号决定

根据 2020 年的标准购电协议，补贴 9.8 美分/千瓦时，不包括 2021 年 11 月 1 日前完成商业运营且 2018 年 11 月 1 日起投入使用的海上风电项目的增值税

目前，越南和老挝、柬埔寨及中国有电力交易。具体来说，越南从老挝和中国进口电力而向柬埔寨出口电力。2021 年，越南从老挝进口的电力超过 14 亿千瓦时，较 2020 年增长超过 20%。随着老挝水电项目向越南出口电力的增加，预计电力进口会随之逐渐增加。相比之下，来自中国的电力进口在 2021 年已降至零，如图 4.1.5 所示。

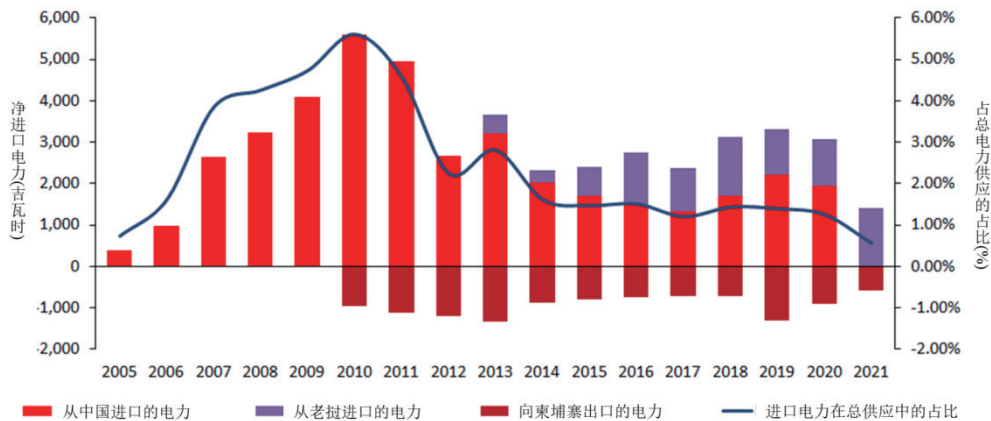


图 4.1.5 2005—2021 年越南的跨境电力贸易变化情况

伴随着这些发展，越南政府启动了旨在引入零售电力市场的改革。越南《电力法》于 2005 年 7 月 1 日生效，并于 2013 年 7 月进行了修订。该法案规定了竞争性电力市场的 3 个发展阶段：竞争性发电市场、电力批发市场和电力零售市场。2013 年，越南总理颁布了第 63/2013/QĐ-TTg 号决定，并制定了实施路线图，如图 4.1.6 所示：



图 4.1.6 越南电力市场改革实施路线图

竞争性发电市场目前包括了 100 座发电厂，占总装机容量的 44%。其余为具有重要战略意义的大型水电站（11 座水电站，占总装机容量的 14%），或持有长期购电协议的发电厂（110 座发电厂，占剩余装机容量的 38%）。越南目前正处于电力市场发展的第 2 阶段——电力批发市场，并正根据图 4.1.7 中第 8266/QD-BCT 决定批准的详细设计进行阶段建设。该发展阶段可允许 5 家电力公司、大客户和有资质的新批发商在现货市场购电。电力交易公司（越南电力集团的子公司）应履行从未参与竞争性批发电力市场的发电厂购电的义务，并将这些电量出售给电力公司。电力系统和市场运营者是越南电力集团所属的国家负荷调度中心，国家负荷调度中心将在竞争性发电市场中转变为越南电力集团的一家自负盈亏的实体。然而，如下所述，这一举动尚未实施，因此被移至电力市场发展的下一阶段——电力零售市场中进行。

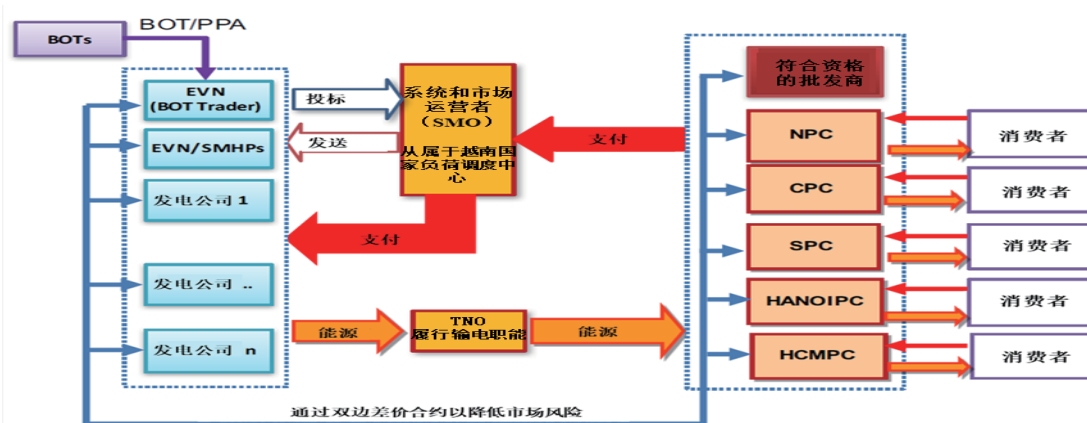


图 4.1.7 越南电力批发市场架构

（来源：根据越南电力监管局在越南能源伙伴关系集团会议上的报告整理）

2020 年 8 月 7 日，越南工贸部发布了第 2093/QD-BCT 号决定，批准了竞争性电力零售市场的设计。事实上，越南工贸部和越南电力监管局正在进行引入竞争性电力零售市场



的准备工作：一是将国家负荷调度中心转变为运营电力系统和电力市场的有限公司；二是为竞争性电力零售市场制定电力部门重组计划；三是完成法律制度文件，允许可再生能源生产商与用电消费者签订直购电协议。在该阶段，消费者（最终用户）可从现货市场（适用于大客户）购电或自行选择从电力零售商处购电，如图 4.1.8 所示。

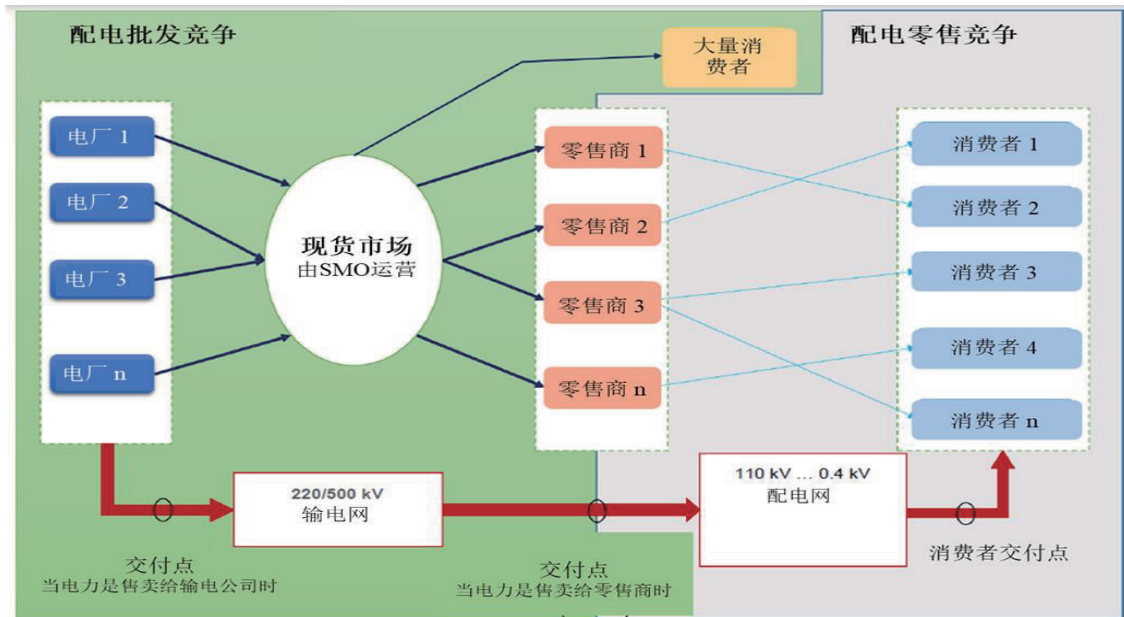


图 4.1.8 越南电力零售市场的实施流程

（来源：根据越南电力监管局在越南能源伙伴关系集团会议上的报告整理）

（二）越南电力部门的体制机制

图 4.1.9 显示了越南电力行业涉及的多个政府机构。在中央层面，政府和总理颁布法令、法规和机制，管理能源活动，批准能源发展战略、规划，决定能源关税、大型项目或重要项目的政策。

在政府内部，越南工贸部直接负责与包括电力行业在内的能源行业相关的活动。其职责如下：一是向总理提交国家发展战略和能源部门计划²，供其审批，并实施该战略和计划；二是传达政府和总理颁布的法令和决定的指导实施文件；三是在其授权下发布标准、法规和技术或经济的相关规范；四是管理和规范能源生产和使用；五是制定和实施电力市场相关法规；六是组织制定零售电价和开展相关研究，提出电价机制和政策并报政府审批；七是决定发电价格的框架和辅助服务费。

² 2017 年 11 月 24 日生效的规划法规定了两个总体规划：国家综合能源总体规划和电力发展规划。



越南工贸部在越南电力部门的职能由越南电力和可再生能源局和越南电力监管局负责。越南电力和可再生能源局在电力和可再生能源领域职责如下：一是负责准备和组织电力发展战略的评估；二是计划将越南的电力系统与该地区其他国家连接起来，并制定国家可再生能源发展计划；三是发布计划中的电力项目清单，以吸引建设投资并对其实施进行管理；四是提出改进电力系统管理和运行的解决方案；五是指导、计划和鼓励对可再生能源发展的投资。越南电力监管局通过以下方式帮助越南工贸部部长规范电力活动：一是颁发电力经营许可证；二是审查发电和电力批发价格以及电力传输、分配和服务费的框架，这些框架由电力生产单位准备并由该部门批准和发布；三是要求部长发布关于制定、审查、获取反馈和批准零售电价的规定；四是编制有关建立和管理竞争性电力市场活动的决定、法规和指南。

越南电力集团、越南油气集团和越南煤炭矿业集团是越南能源部门的三大国有公司，三家公司分别在能源行业的电力、石油和天然气三大领域中运营。这些公司受越南企业国有资本管理委员会直接控制并向该委员会报告，但它们在专业层面上受越南工贸部的指示和指导。

越南电力集团是一个垂直整合的公用事业公司，但其目前的任务和结构正在发生变化，这是自2015年左右开始的电力部门分拆的结果。然而，到2019年，越南电力集团仍然是单一买家（通过其子公司“电力交易公司”执行），拥有最大的发电量，并全资拥有国家电力传输公司和5家配电公司（电力公司）。越南电力集团2019年的发电量占越南全电网总装机容量的53%，居主导地位。其余的发电量来自其他国有公司/集团（越南油气集团、越南煤炭矿业集团）、外国投资者（通过建设—运营—移交计划）和国内私人投资者（通过独立电力生产商计划）。这些电厂根据长期电力购买协议或通过现货市场向越南电力集团出售电力。作为系统和市场运营者的国家负荷调度中心也隶属于越南电力集团。随着越南转向零售电力市场，越南电力集团将经历更多的改革。

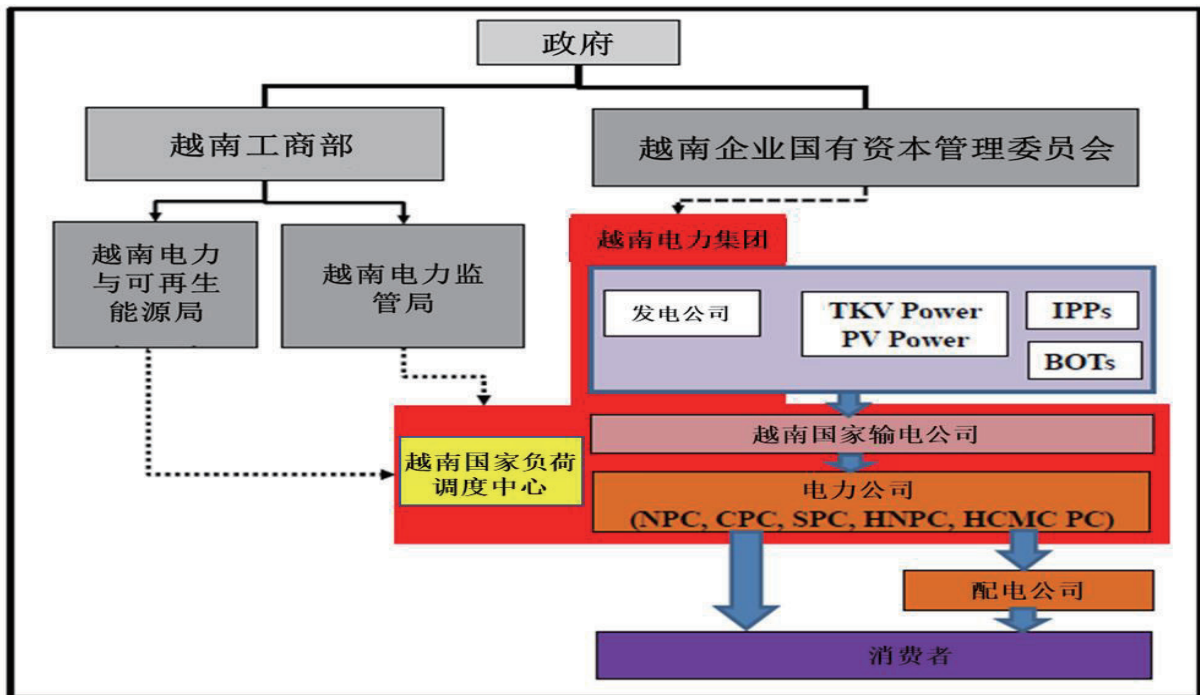


图 4.1.9 越南电力部门的制度安排

（来源：根据阮氏胡的《越南的智能电网——市场开发、框架和项目示例》整理）

（三）越南电力部门低碳转型的关键政策

下面是对与越南能源部门在促进温室气体低排放转型中最相关的政策的总结：

- 《至 2030 年越南可再生能源发展战略：2050 年愿景》。
- 绿色增长国家战略。
- 越共中央政治局第 55 号决议“有关到 2030 年和远期展望至 2045 年越南国家能源发展战略”。
- 越南总理在 COP26 上提出的越南国家自主贡献和在 2050 年实现净零排放、21 世纪 40 年代逐步淘汰煤炭的宣告。
- 《越南国家电力发展规划（2021—2030）》（第 8 个国家电力发展规划）。

《至 2030 年越南可再生能源发展战略：2050 年愿景》：该政策经 2015 年 11 月 25 日通过的第 2068/QĐ-TTg 号决定批准，旨在解决可再生能源发展问题^[33]。该政策还规定了关于热能使用的可再生能源目标，并讨论了实现这些目标的机制和政策，其中包括可再生能源配额标准的部署，以及上网电价和可再生能源项目的其他激励措施。然而，它缺乏对一些确保有效整合大体量可再生能源项目的技术措施的讨论，如储能选择、容量市场和辅助



服务。

越共中央政治局第 55 号决议^[34]：该决议重申了对可再生能源发展的承诺，强调了制定突破性机制，鼓励和促进开发和使用可再生能源替代化石能源，并制定了逐步淘汰煤炭的路线图。其设定的目标是可再生能源在一次能源供应总量中的份额到 2030 年达到 15%~20%，到 2045 年达到 25%~30%。

绿色增长国家战略^[35]：该战略旨在改变国家的发展道路，减少对自然资源的依赖，以及提高生产力和保护环境。对此，该战略制定了三个关键任务：减少温室气体排放、绿化生产和绿化生活方式。该战略的时间跨度从 2011 年至 2030 年并面向 2050 年。2014 年，越南总理批准了实施 2014 年至 2020 年绿色增长国家战略的行动计划。越南计划投资部正在制定 2021 年至 2030 年的行动计划，鉴于最近关于循环经济的讨论，这一进程吸引了各利益相关方的更多关注。

越南国家自主贡献：在 2015 年巴黎举行的《联合国气候变化框架公约》第 21 次缔约方大会上，越南和其他国家正式签署了《巴黎协定》，承诺通过国家自主贡献预案减少温室气体排放。越南的国家自主贡献预案^[36]将减缓目标设定为到 2030 年比基准情景估计的 7.874 亿吨二氧化碳当量低 8%，在国际金融的支持下最高可达到 25%，以及实现这些目标的关键部门和预期的减排行动。在 2020 年更新的国家自主贡献文件中，越南将温室气体排放类别的范围扩大到包括工业过程的排放。因此，到 2030 年的温室气体排放量估计为 9.279 亿吨二氧化碳当量，同时，将到 2030 年自愿温室气体减排目标提高到 9%，若得到额外的国际支持，这一目标最高可达 27%^[37]。越南更新国家自主贡献后各部门减少的贡献量见表 4.1.2。



表 4.1.2 越南更新国家自主贡献后各部门减少的贡献量

部门	国内自主贡献		得到国际支持的贡献		国内自主和国际支持的总贡献	
	与基准情景 相比 (%)	减少量 (MtCO ₂)	与基准情景 相比 (%)	减少量 (MtCO ₂)	与基准情景 相比 (%)	减少量 (MtCO ₂)
能源	5.5	51.5	11.2	104.3	16.7	155.8
农业	0.7	6.8	2.8	25.8	3.5	32.6
土地利 用变化 和林业*	1.0	9.3	1.3	11.9	2.3	21.2
废料	1.0	9.1	2.6	24.0	3.6	33.1
工业过 程	0.8	7.2	0.1	0.8	0.9	8.0
合计	9.0	83.9	18.0	166.8	27.0	250.8

注：“*”表示温室气体吸收增加。

在英国格拉斯哥举行的 COP26 上，越南总理宣布了最具雄心的温室气体减排目标，到 2050 年将温室气体排放降至净零，并承诺到 21 世纪 40 年代逐步淘汰煤炭。越南总理正在指导相关部门制定行动计划以落实承诺。

第 8 个国家电力发展规划：第 8 个国家电力发展规划正在上述政策和承诺指导下进行筹备。在评估委员会认可后，越南工贸部于 2021 年 10 月 8 日向总理提交了《2021—2030 年阶段和至 2045 年远景展望国家电力发展规划》供其批准。自 2021 年 2 月第 8 个国家电力发展规划在越南工贸部网站公布听取公众意见以来，目前已经是该规划的第三版。在 COP26 之后，该版本进一步细化，反映了总理在会上做出的 2050 年达到净零排放的承诺。该规划的最新草案于 2022 年 4 月 27 日提交，并有望成为最终草案。

第 8 个国家电力发展规划的主要内容总结如下：一是提交了两个电力需求情况及其相应的电源结构，并建议将高需求情况作为运营计划，以确保合理的储备裕度；二是在基本情况下，预计 2020—2030 年电力需求将以 8.6% 的年平均增长率从 2020 年的 2152 亿千瓦时增长到 2030 年的 4912 亿千瓦时，然后在 2030—2045 年期间放缓至 4%，电力需求在 2045 年达到 8869 亿千瓦时；三是在高需求情况下，增长预计会更快，2020—2030 年期间



的年平均增长率将达到 9.4%，2030—2045 年期间将达到 5.0%。2030 年的电力需求量为 5304 亿千瓦时，2045 年将达到 11011 亿千瓦时；四是为了满足这一预计需求量（高需求情况）并遵守环境承诺，越南期望到 2030 年将电力装机容量翻一番，到 2040 年再翻一番，即每 10 年翻一番，见表 4.1.3。

表 4.1.3 第 8 个国家电力发展规划草案（2022 年 4 月版本）所列功率容量组合（兆瓦）

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
水电（大型和小 型水电站）	20859	26795	28946	33654	34414	35139
煤电	22070	28867	37467	37467	37467	37467
燃气发电（天然 气、液化天然 气、氢气）	7398	14386	38830	46330	46330	46330
燃气（冰）	-	-	150	5100	19500	27300
石油	1624	561	-	-	-	-
近岸风电和陆上 风电	538	13616	16121	26000	41300	55950
海上风电	-	-	7000	16000	38500	64500
太阳能发电	8736	8736	8736	25034	47893	75987
屋顶式太阳能光 伏发电	7755	7755	7755	7932	13273	20679
其他可再生能源 （生物质、沼 气、W2）发电	338	980	1230	3090	4960	5210
储备（抽水蓄能 水电、电池储能 系统）	-	-	2450	7350	17550	28950
进口电力	1272	4453	5000	7742	10242	11042
自备电站发电		1450	2700	3300	4500	4500
	70590	107599	156385	218999	315929	413054

在规划中，尤其是 2030 年后的规划中特别强调了可再生能源（风能、太阳能）。到 2045 年，风电和太阳能发电的装机容量有望达到 217 千兆瓦，相当于 2020 年的 12.75 倍。值得一提的是，海上风电从 2030 年开始投入使用，装机容量 7 千兆瓦，而到了 2045 年将



激增至 64 千兆瓦以上。到 2045 年，包括小型水电站在内的可再生能源电力装机容量预计将占总装机容量的 56%，远高于 2020 年的 30%。其余装机容量来自大型水电站、燃煤电站、燃气电站、进口和平衡源（抽水蓄能水电和电池储能系统）。2020 年，燃煤和燃气发电量之和占比最大，达 44%，但在规划期间会下降，2045 年降至 27%。然而，从绝对值来看，在 2021—2030 年的规划期，仍有 15.4 千兆瓦装机容量来自煤电，这使人们从财政和技术两个方面对本规划的可行性产生了担忧。第 8 个国家电力发展规划（2022 年 4 月版）所列的电源结构占比目标见表 4.1.4。

表 4.1.4 第 8 个国家电力发展规划（2022 年 4 月版）所列的电源结构占比目标

	2020	2025	2030	2045
大型水电	24%	20.2%	15.2%	6.7%
煤电	31.3%	26.8%	24.0%	9.1%
气电	10.5%	13.4%	24.9%	17.8%
风电	0.8%	12.7%	14.8%	29.2%
太阳能发电	23.4%	15.3%	10.5%	23.4%
其他可再生能源发电	6.0%	5.7%	4.1%	3.0%
其他（进口和平衡源）	4.1%	6.0%	6.5%	10.8%

本规划预计越南到 2030 年将需要 8400 万吨煤炭。但是该国煤炭年产量仅为 4000 万吨，大部分需要依赖进口。燃气发电的前景也不够明朗，因为该需求也同样需要进口燃气来满足。同时，基础设施和进口方面法律基础的缺乏也加剧了这一问题。

第 8 个国家电力发展规划还覆盖了输电网的开发（220 千伏及以上）。500 千伏电网是越南南北电力运输的骨干系统，目的是实现区域间的电力交易。目前共有 3 条 500 千伏电线，线路 1 和线路 2 已经投入运营，线路 3 正在建设。220 千伏电网用于区域传输系统。

表 4.1.5 对截至 2020 年的输电网情况进行了盘点。

表 4.1.5 越南 2020 年输电网信息

条目	单位	2020
500 千伏线路	千米	8527
500 千伏变压器	兆伏安	42900
220 千伏线路	千米	18477
220 千伏变压器	兆伏安	67824



据悉，由于可再生能源的高速发展（其发展速度高于《越南国家电力发展规划（2011—2020）》修订版的计划），近年来越南南北电网一直处于运力紧张状态。因此，第8个国家电力发展规划设定了下列输电网开发的指导性原则：一是确保系统安全可靠运营，提高可再生能源渗透率；二是在有效合理开发当地能源资源的基础上同步发展电源与电网，优先平衡当地供需，在2021—2030年期间无新建区域内输电网，2031—2045年期间限制跨区域输电网建设；三是新建或升级输电网以达到N-1标准（即使在单个变压器或电路故障时仍能保证电力传输）。

对需要建设或升级的输电网进行评估可以发现，2021—2030年期间需要新建的输电网数量是2020年已有数量的1.6倍，2031—2045年期间需要新建同样的数量，但需要的变压器比新线路更多（见图4.1.10）

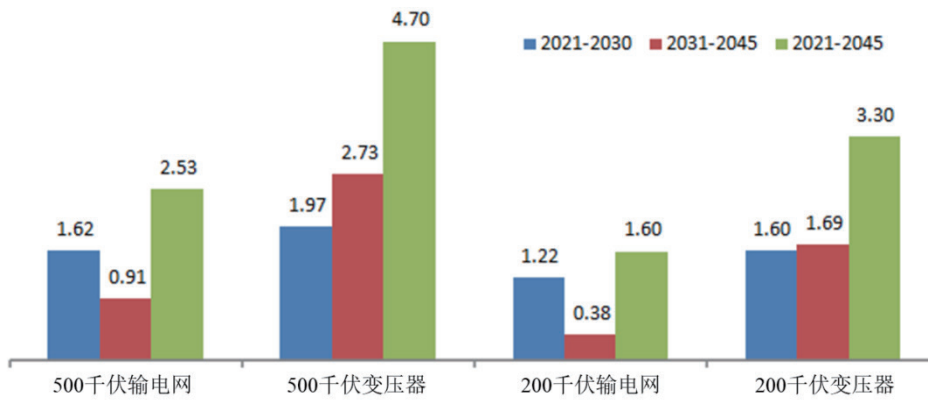


图 4.1.10 与 2020 年相比，规划期间越南需要新建的输电网情况

注：假设 2020 年越南的输电网数量为 1。

2021—2030年期间需要的投资资本估计为1465亿美元，其中1010亿美元用于电源，约144亿美元用于电网。2031—2045年期间所需的投资成本要高得多，估计为3460亿美元。平均而言，每年所需的投资资本为140亿美元，这是越南电力集团无法完全承受的巨额。对于电网而言，2021—2030年所需投资资本为年均14.4亿美元，2031—2045年为年均12.3亿美元，大大高于国家电力传输公司去年实现的投资资本6亿美元（根据国家电力传输公司年报，净投资资本为127780亿越南盾）；根据国家电力传输公司2017年财务报告，也高于国家电力传输公司的注册资本（245960亿越南盾）。这给国家电力传输公司



提出了挑战。这项任务的主要缺点是传输费用低，经过近年来的调整，目前价格在 100 越南盾/千瓦小时左右。应对这一挑战的解决方案之一是允许私营部门对输电网进行投资。越南《电力法》正在进行修订，以使此类投资合法化，并且该修订法案已获得了国民大会的批准。

（四）越南电力部门低碳转型的关键障碍和挑战

电力需求的高增长：《越南国家电力发展规划（2011—2020）》的修订版预测了 2021—2030 年期间的年增长率为 8%。为了满足这一增长需求，越南电力系统装机容量需在 2030 年翻一番，到 2045 年再翻一番。因此，越南电力部门面临的挑战不仅是使用绿色技术替代以化石能源为基础的即将达到使用寿命的发电厂，而且还需要新的发电装机容量，满足不断增长的电力需求。为了践行到 2050 年实现净零排放的承诺，越南电动汽车的使用量大量增加（现在已成为趋势），其他相关领域电气化也在大力推进，加剧了越南电力需求高速增长的情况。

这种发展要求对电力系统的可行性提出了巨大挑战。第一，以化石能源为基础的发电厂目前在电力供应中具有重要地位，占总装机容量的 44%，提供了 2021 年 59% 的发电量，其中煤电占 46.3%。此外，正在建设的约 9 千兆瓦容量的新燃煤电厂已签署了购电协议，因此不可能撤销。第二，可再生能源资源集中在中部和南部等电力需求较低的省份，越南需要升级电网，将这些资源输送到包括北部在内的负荷中心。第三，越南需要部署新技术，如存储技术（电池储能系统、抽水蓄能水电技术）和灵活的电源（如内燃机），以及其他可以整合高份额可再生能源的辅助服务，此外，对于分配新能源（如氢和氨）。所有这些都对成本有巨大需求，这也导致了电价的上涨。然而目前的零售电价很低（平均电价为 7.5 美分/千瓦时），并且在过去几年内为了支持社会经济发展，越南的电价一直刻意保持在较低水平，这对于新能源部署也是一个挑战。

（五）越南能源和电力部门的国际合作

许多国际资助者都积极参与越南能源部门的合作建设。下面列出了主要资助者及其主要活动。

世界银行 (WB)：世界银行在能源领域的项目涉猎甚广。与其他出资方一样，由于官方发展援助法规的变化有效地限制了贷款，特别是对越南电力集团的贷款，所有当前的世



界银行项目都是基于技术援助的赠款，专注于数据分析、规划、政策制定和宣传。³更重要的是，世界银行一直注重促进能源行业向低碳方向的转型和机构改革（以促进该行业的长期财务可持续性）。该行业目前的项目和计划包括：

- 输电效率项目：包括技术援助内容的贷款项目，与越南电力集团和国家电力传输公司合作升级和扩展输电基础设施。
- 工业能源效率提高项目：赠款和贷款项目，与越南工贸部合作提高工业能源效率。
- 工业风险分担机制的绿色气候基金能源效率项目：赠款和基于贷款的项目，与越南工贸部和商业银行合作，为能源效率投资提供贷款。
- 电力公司信用评级项目：赠款，用于协助越南电力集团和其他国有 ESI 公司获得信用评级，使其能够从国际债券发行中产生投资资本。
- 可再生能源绘图（风能、光伏、水能、生物质能）项目：与越南电力集团合作的项目，用于了解越南可再生能源资源的潜力。
- 光伏发电拍卖设计与实施项目：与越南工贸部合作，制定光伏发电拍卖的法规。
- 液化天然气战略项目：与越南工贸部合作。
- 为越南制定能源效率目标和强制性能源效率制度项目：与越南工贸部合作。
- 电力行业开发政策系列项目：与越南电力监管局合作，支持电力批发市场的开发。
- 电力行业开发政策系列项目：与越南电力监管局合作进行最终用户电费交叉补贴分析。
- 电动交通项目：开发电动交通的国家框架。
- 海上风电路线图和实施支持项目：海上风电开发。
- 电力行业开发政策系列项目。
- 老挝：越南互联互通项目 - 用于出口过剩的水电装机容量。

作为越南能源伙伴关系集团的主席，世界银行还参与了能源行业内资助者的协调工作。

³ 除了与越南电力集团及国家电力传输公司合作的输电线路改进遗留项目，以及与越南工贸部和商业银行合作的能源效率支持项目。



国际金融公司 (IFC)：国际金融公司在越南拥有重要的项目组合，涉及投资咨询和向私营部门提供金融产品。其中包括：

- 可再生能源部署的直接项目融资，包括水电（环境、社会和公司治理风险较低的小型水电站）、光伏发电（大型光伏电站和屋顶式光伏电站）和风电（陆上风电和海上风电）。
- 支持该行业的中介机构，包括向银行提供绿色项目贷款（7 亿美元）和支持首次发行绿色债券。
- 与老挝进行互联互通开发以出口可再生能源：鉴于环境、社会和公司治理风险，不考虑水电，而选择风电和光伏发电。
- 液化天然气行业对脱气设施和发电厂的支持，包括可行性研究。

亚洲开发银行 (ADB)：亚洲开发银行在越南有广泛的项目组合，尽管与世界银行一样，最近对能源部门的贷款受到与官方发展援助相关的政策变化的限制。因此，亚洲开发银行更多地将重点放在通过私营部门机构（私营部门业务局）以商业利率提供贷款。主要能源行业项目包括：

- 电力传输投资计划——Tranche 3。
- 河内和胡志明城市输电开发部门项目。
- 电力部门改革规划。
- 大湄公河可持续电力部门发展的综合资源规划和战略环境评估。
- 协调大湄公河次区域电力系统以促进区域电力贸易。
- 越南：城市“废弃物到能源”项目。
- 东南亚能源部门发展、投资规划和能力建设设施。
- 越南光伏发电拍卖试点项目。

德国国际合作机构 (GIZ)：德国国际合作机构在越南拥有大量有关气候变化适应和生物多样性、职业技术教育与培训、能源和可持续经济发展方面的计划项目，各类项目共雇佣了 240 余名员工。2013 年以来，能源已经成为优先领域；自 2017 年起，能源也成为主题合作领域。能源行业计划覆盖广泛，重点关注能源效率和可再生能源，包括智能电网、



生物能源、屋顶式光伏、水产养殖、农业光伏系统和长期能源转型。现有项目包括：

- 可再生能源和能源效率智能电网：包括比较国际通用技术和本地技术的性能、开发需求响应的法律框架，以及能力建设。
- 可再生能源和能源效率（4E），第二阶段和第三阶段：进一步开发可再生能源和能源效率投资的法律和监管先决条件和相关能力，以及进一步增强实施相关的能力。
- 建筑物能源效率计划：制定监管框架并支持创建激励系统，动员私营部门对建筑物能源效率进行投资，并为私人投资者提供长期规划保障。
- 生物能源项目：研究生物能源在发电和供热中的作用。
- 为东南亚提供可负担的安全的清洁能源：专注于整个地区向更清洁、更可持续的能源行业的更广泛转型。

此外，德国国际合作机构的已计划项目包括：

- 太阳能水产养殖栖息地：为水产养殖开发太阳能技术。
- 商用和工业用屋顶式太阳能：监管框架的开发、能力建设和技术合作。
- 越南能源转型项目：该项目旨在支持与能源相关目标的实施和实现。

然而，由于局部冲突后德国政府的优先事项发生变化，德国国际合作机构可能会削减或缩小这些项目的投入和规模。

欧盟委员会 (EC)：近年来，欧盟委员会一直积极参与越南能源行业，同时自 2017 年以来担任越南能源伙伴关系集团的联合召集人。欧盟委员会大部分资金通过直接预算支持提供给越南政府，条件是达到商定的绩效目标。其他的技术援助已根据越南工贸部和越南电力监管局的需求随时进行提供。其中包括对可再生能源投资的支持、对能源效率的支持，以及通过荷兰开发组织、农业与农村发展部合作支持沼气项目。欧盟委员会还支持为能源效率和可再生资源开发不同的融资方式，包括早期项目开发的股权融资和国内绿色债券相关工作。其他更广泛的气候和环境行业参与活动包括支持红树林恢复和支持第 8 个国家电力发展规划的战略环境评价以及相关环境影响评估法规的实施。在建项目包括：

- 能源部门政策支持计划，以加强越南农村地区获得可持续能源的机会：部门改革合同（预算支持）。；



- 欧盟：越南能源设施。
- 支持增加越南的水力发电量。
- 满足社会对可再生能源和能源效率的需求：通过培训、研讨会等，推动可再生能源和能源效率作为越南可持续发展和绿色增长战略的关键工具（E-Enhance）。
- 支持越南电力和可再生能源局以及越南工贸部对第 8 个国家电力发展规划进行战略环境评价。
- 生物质气化技术：越南农村地区鲜活农产品加工和废物管理的可持续能源解决方案。
- 越南可持续能源转型直接预算支持计划也准备从 2021 年起开始实施。这包括重点推广能源效率和可再生能源，以及支持越南的能源信息系统。

日本国际协力机构 (JICA)：日本国际协力机构通过日本国际合作银行运作，一直以来都是越南电力行业最大的国外贷款方，其发放的贷款包括用于发展热电厂、水电站和输电系统等发电实体的主权贷款，以及直接向该行业的私营公司提供的非主权贷款，最近主要用于可再生能源项目。另外，日本国际协力机构还向越南工贸部提供技术援助，用于开发能源管理系统，并向越南自然资源与环境部提供技术援助，开发用于国家自主贡献流程的监测、报告与核查系统。

目前，日本国际协力机构正在对越南电力部门进行数据收集调查，以确定合适的输配电项目，促进越南中南部可再生能源项目的发展。在与日本国际协力机构的访谈中未曾提到的是，日本国际合作银行继续参与了多家燃煤电厂的融资，包括备受争议的永昂 1 号和 2 号燃煤热电厂。预计这两个项目都将依赖进口煤炭，但由于谈判的延长和为项目筹集资金的问题，这两个项目都被推迟了。

美国国际开发署 (USAID)：美国国际开发署一直支持长期能源战略开发，包括制定城市能源规划，从城市一级减少对煤炭的依赖、促进可再生能源和液化天然气应用、提升工业能源效率。城市能源规划包括提供分布式能源生产和存储、需求响应和电动汽车。美国国际开发署还对私营部门参与能源行业给予更广泛的支持。现有项目包括：

- 越南低排放能源计划 I：支持越南政府开发和实施长期能源战略，动员可再生能



源领域的私人投资，以及提高工业能效合规性。

- 越南低排放能源计划 II：调动对先进能源系统部署的投资，提高电力系统灵活性和提高竞争力，支持越南能源行业向清洁、安全和市场驱动的方向转型。
- 越南城市能源安全（VUES）：与岘港市和胡志明市合作改善分布式能源部署和投资的有利环境，支持采用创新能源解决方案，鼓励对分布式能源解决方案的私人投资。

联合国开发计划署（UNDP）：联合国开发计划署长期参与能源效率项目，包括街道照明、建筑物和中小型企业，以及更广泛地支持可再生能源和能源行业可持续性相关工作。对能源效率的支持集中在中小型企业（与德国国际合作机构合作对中小型企业的能源效率进行融资）、能源效率标准制定、电器认证和评级、市政 LED 照明推广，以及与建设部和越南国民大会合作，通过改造、能源审计、建筑规范和设计标准进行能源效率建设。联合国开发计划署还在与 MBI 汽车公司合作开发电动交通，并参与了以下研究：一是越南能源效率和可再生资源投资；二是光伏和风能的生命周期分析，重点是报废处理和回收；三是支持第 8 个国家电力发展规划，以及国内外私营部门对越南可再生能源的投资。联合国开发计划署还担任越南能源伙伴关系集团的联合主席。

越南能源伙伴关系集团（VEPG）：越南能源伙伴关系集团是越南政府和发展伙伴之间加强双方伙伴关系的平台，旨在以有效且高效的方式利用外部对能源部门的支持。越南能源伙伴关系集团成立于 2017 年 6 月，整体目标是根据国家法律和越南加入的国际协定，努力为越南的可持续能源发展提供有效且高效的国际支持。越南能源伙伴关系集团指导委员会主席由越南工贸部的一位副部长担任。2017 年 6 月 21 日举行的该集团高层会议确定了集团秘书长并启动了相关的活动。已成立的技术工作组包括：

- 可再生能源技术工作组。
- 能源效率技术工作组。
- 结构性能源部门的发展和改革（包括电力市场改革）技术工作组。
- 能源获取技术工作组。
- 能源数据和统计技术工作组。



每个技术工作组都由一位越南政府代表和一位发展伙伴方代表担任联合主席。可再生能源技术工作组由越南工贸部或越南电力和可再生能源局担任主席，由德国驻越南大使馆担任联合主席。

英国外交和联邦事务部 (FCO)：目前英国外交和联邦事务部在越南能源行业参与的活动大多集中在与 COP 26 达成的协议相关的政治宣传领域。英国外交和联邦事务部参与了一些越南的能源效率和气候变化适应方面的工作，但主要是通过能源转型委员会参与能源转型工作。能源转型委员会集政府、民间社团和私营部门之力，努力实现向低碳能源系统的公正和快速转型。该委员会与越南的大部分合作都集中在开发低碳途径、提高越南国家自主贡献的雄心水平，以及制定强化的投资监管框架。繁荣基金资助的东盟低碳能源项目进行中的倡议包括：

- 帮助越南成立国家能源效率基金会，用于为单一机构提供资金和技术支持，并帮助他们提高认识。该措施将侧重于为国家能源效率基金设计合适的结构，并就基金会的交付方式、潜在的资金来源，以及主要利益相关者的角色和责任提供建议。
- 支持为电动汽车制定最低能源性能标准和最高能源性能标准（跨马来西亚、缅甸、菲律宾、泰国、越南的区域性工作）。
- 采用能源管理系统促进食品饮料行业提升能源效率目标，并促进相关公司提升绩效（跨马来西亚、缅甸、菲律宾、泰国、越南的区域性工作）。
- 支持为节能服务公司创建市场，用以在国有企业中实施储蓄支付型能源效率项目：该项目将尝试为政府机构建立新的监管程序，以便合法采购并与节能服务公司签订合同，用以开发、实施和资助国有企业的能源效率项目，并从降低的能源成本（储蓄）中获得多年付款。
- 支持越南工贸部推行《2019—2030 年国家节约高效利用能源计划》，包括为橡胶行业开发监测、报告与核查系统并进行基线和基准研究，以及制定橡胶行业的最佳可用技术审查标准。
- 开发一个能源效率试点项目，该项目应由一家可展示受银行担保的政府间协议和基于项目的融资的水泥或钢铁公司实施。



丹麦国际开发署 (DANIDA)：丹麦在越南有一个五年期的能源计划，即“丹麦能源伙伴计划 III”。该计划的目标主要集中在规划和提供技术援助，协助越南能源部门向低碳方向转型。这包括能源部门长期规划能力的开发、可再生能源纳入电力系统能力的开发，以及工业部门的低碳发展。

荷兰开发组织 (SNV)：荷兰开发组织从 1995 年起就开始在越南开展工作。其团队与各国偏远贫困地区的社团、政府机构和企业合作，以增强它们有效消除贫困的能力。其工作主要集中在能源、减少毁林和森林退化所致排放，以及可持续包容性农业等方面。在能源部门，荷兰开发组织与农业与农村发展部合作的沼气项目非常成功，通过开发商业可行的沼气市场，增加可持续的照明和供暖服务，并为农村地区的家庭烹饪提供燃料。截至 2020 年完成时，该项目差不多支持建造和安装了 55000 个沼气池，每年创造约 1000 个工作岗位，共发放了 307 万个碳信用额，产生了 700 万欧元的收入，占该项目运营成本的 50%。最近，荷兰开发组织对光伏农业很感兴趣，这是一种农业生产和太阳能光伏发电在同一块土地上相结合的土地利用方式。作为第一步，荷兰开发组织于 2020 年初进行了一项研究，以检验农业光伏方法在越南的财务可行性^[38]。

来自中国的支持：中国对越南光伏的成功有重要影响，约 99% 的越南安装的光伏电池板来自中国，其中一些是在国内组装的。除了设备之外，中国企业还为光伏项目提供 EPC（工程设计-采购-施工）承包商。一些承包商得到了中国银行的支持，这使他们能够为越南的项目开发商提供灵活的付款时间表，并赋予他们竞争优势^[39]。

其他资助者在能源领域也很活跃，包括联合国工业发展组织、联合国项目事务署、全球绿色增长研究所、德国复兴信贷银行、法国开发署、韩国国际合作机构、意大利驻越南大使馆和卢森堡驻越南大使馆。全球绿色增长研究所主要参与促进“废弃物到能源”项目和协助这些项目发展的技术援助。特别地，法国开发署的贷款侧重于改善现有的水电项目和输电线路，而德国复兴信贷银行参与了多个项目的贷款，包括智能电网及输配电系统、能源效率和可再生能源开发。联合国项目事务署还通过建立能源转型伙伴关系，促进东南亚最大的化石能源增长市场（越南、印度尼西亚和菲律宾）之间的能力建设和经验分享。能源转型伙伴关系与缔约方大会和国家自主贡献进程密切相关，旨在加深对这些促进国家转型的实用方法和改革的理解。



（六）越南电力部门低碳转型的政策启示

基于以上情况并考虑了中国在可再生能源和能源效率方面的开发能力和优势，建议中国可从以下六个方面参与越南电力部门的低碳转型：

- **区域电网互联研究：**目的是探索跨境电力贸易方案，以加快转型进程。该项目将统筹利用各国的可用能源资源，确保所有参与国互利互惠。欧洲的互联电力网络是其高可再生能源优势的一个显著的例子。亚洲开发银行和亚洲能源中心（由美国国际开发署提供资金）在这方面开展了诸多研究与尝试。
- **能源效率执行：**分享在进行部门基准测试、制定和执行最低能源性能标准法规以及部署节能服务公司来支持实施方面的经验。
- **绿色金融：**越南将需要巨额资金对取代达到使用寿命的化石能源发电厂的绿色技术和满足日益增长的电力需求的新产能进行投资。这对越南来说是一个巨大的挑战。为了加快转型进程，越南迫切需要获得优惠的融资产品。
- **碳市场发展：**越南希望碳市场在 2028 年正式投入运行。该项目将分享运营碳市场的经验，并为未来的市场参与者提供技术支持。能源部门的排放在越南全国排放中占主导地位，其中发电和消费占最大比重。从这个方面看，该项目将针对企业和实体的生产和消费两个方面。合作的形式可以是越南的指定实体（在本情况下为越南工贸部的能源效率和可持续发展部门）与中国对口单位之间的结对形式。
- **煤炭再运营研究：**这包括制定转型期间燃煤发电的作用和运营战略，为产能支付和其他市场选择进行技术经济范围界定，以促进重新运营。亚洲开发银行正在提出一个能源转型机制计划，用于收购燃煤电厂并提前结束其运营，但该计划的可行性令人担心。支持措施包括经验分享和技术转让。
- **可再生能源供应链：**这需要制定一项战略，吸引对可再生能源技术和相关基础设施的投资，并分享实施经验。目标是降低投资成本，同时为国家和地区做出进一步的社会和经济贡献。值得注意的是，根据第 8 个国家电力发展规划草案，越南 2045 年规划的海上风电装机容量为 64.5 千兆瓦，可以通过与中国对口单位结对来实施。越南的潜在合作伙伴包括平顺省、宁顺省、广治省和多乐省等。这些省份将自己定位为可再生能源中心。如果要进行国家层面的合作，则应与越南工贸部进行合作。



二、印度尼西亚电力部门低碳转型案例分析

为了在全国范围内普及能源，实现可靠和可负担的能源供应，并向低碳排放过渡，印度尼西亚需要调动大量的资源，并付出巨大的努力。根据《印度尼西亚国家能源计划》(2017年)，印度尼西亚提出了以下目标：到2025年和2050年，清洁能源和可再生能源比例分别至少达到23%和31%。在国际论坛上，印度尼西亚利用最新的国家自主贡献文件加强了其气候承诺：承诺通过自身努力减少29%的二氧化碳排放，并通过国际合作减少41%的二氧化碳排放，以实现《巴黎协定》目标。与此同时，印度尼西亚制定了《2050年低碳和气候复原力长期战略》，旨在提供长期的国家政策方向，强调低碳减排情景和净零目标必须与《巴黎协定》目标保持一致。

此外，印度尼西亚国家电力公司发布了《2021—2030年国家电力供应业务计划》，其中包括一个低碳情景，即到2030年新能源和可再生能源在40.6吉瓦计划新增发电容量中的占比达到51.6%，这也意味着，到2030年，新能源和可再生能源在印度尼西亚能源结构中的总占比将达到24.8%。但是，印度尼西亚还另外规划了19.5吉瓦的化石能源装机容量，其中13.8吉瓦为燃煤发电装机容量。印度尼西亚严重依赖化石能源，特别是仍有油基能源和燃煤电厂^[41]。仅燃煤电厂就满足了印度尼西亚60%以上的商业电力需求。尽管印度尼西亚政府公开表示打算利用更可持续的能源发电，但《2021—2030年国家电力供应业务计划》提到，到2038年，全国47%的电力需求仍将由燃煤电厂满足。印度尼西亚政府还计划扩大2022年用于发电的煤炭生产目标。

印度尼西亚目前对低碳转型的承诺与政策激励仍然不匹配，相信加强国家政策战略执行力度、扶持市场和国际合作将加快转型进程。本文旨在确定印度尼西亚政府的低碳转型路径、加快低碳转型的障碍和风险因素，以及支持可持续低碳转型的国际合作伙伴关系。

(一) 印度尼西亚电力部门的现状

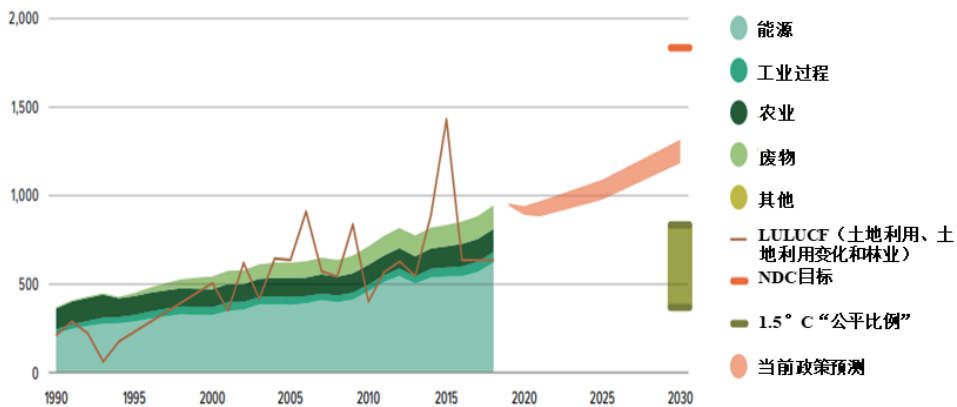
印度尼西亚是东南亚最大的电力消费国和二氧化碳排放国。据估计，印度尼西亚的二氧化碳排放量占全球总排放量的7%左右^[42]。根据印度尼西亚2010年发布的《第二次国家信息通报》，预估印度尼西亚2005年温室气体排放量达到1.8吉吨二氧化碳当量，与2000年相比，增加了0.4吉吨。其中，大多数排放量(63%)是土地利用变化和泥炭地及森林火灾的结果，而化石能源燃烧排放仅约占总排放量的19%。

图4.2.1比较了印度尼西亚与其他国家的二氧化碳排放量。过去十年中，印度尼西亚



的二氧化碳排放量增长相对较高，高于世界平均水平和大部分中等偏下收入国家。印度尼西亚也是全球能源碳强度增长率最高的国家之一。这使得印度尼西亚 2010 年成为全球二氧化碳排放量（即使不包括土地利用变化和林业）最多的国家之一，是世界第十四大二氧化碳排放国。

各行业温室气体排放与CAT 1.5° C“公平比例”范围 (MtCO₂e/年)⁵
各行业温室气体排放总量 (MtCO₂e/年)



1990-2018年，印尼的温室气体排放量（不包括土地利用）增加了157%，达到947 MtCO₂e。从类别来看，这些增长大多归咎于能源相关排放的持续增长。印尼提出的2030年目标未达到“公平比例”贡献。为满足1.5° C“公平比例”要求，印尼需要加强其无条件目标和政策，以便与《巴黎协定》的1.5° C控温目标保持一致。

图 4. 2. 1 印度尼西亚过去与未来预测的碳排放情况

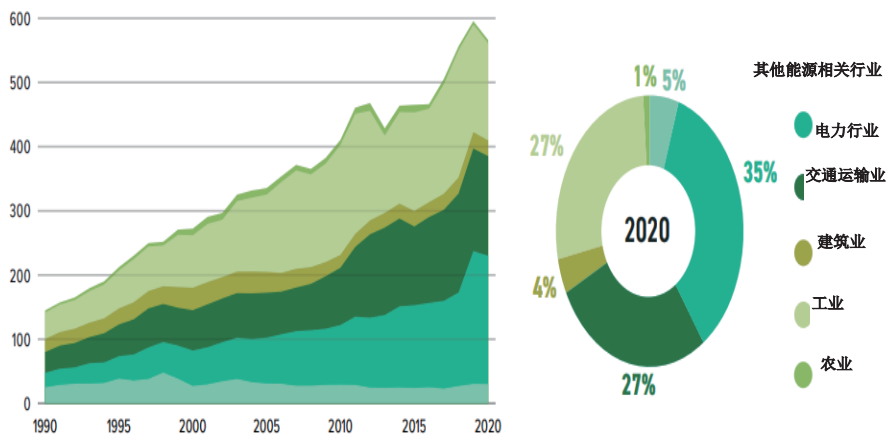
1990-2018年，印尼的温室气体排放量(不包括土地利用)增加了 157%，达到 947MtCO₂e。从类别来看，这些增长大多归咎于能源相关排放的持续增长。印尼提出的 2030 年目标未达到“公平比例”贡献。为满足 1.5° C“公平比例”要求，印尼需要加强其无条件目标和政策，以便与《巴黎协定》的 1.5° C 温控目标保持一致。

根据印度尼西亚 2016 年 1 月提交给《联合国气候变化框架公约》秘书处的《第一次两年期更新报告》，印度尼西亚 2012 年的温室气体排放量达到 1.453 吉吨二氧化碳当量，与 2000 年相比，增加了 0.452 吉吨二氧化碳当量。主要排放源是土地利用变化和林业，包括泥炭地火灾（47.8%）和能源部门（34.9%）。《第二次两年期更新报告》指出，印度尼西亚 2016 年的温室气体排放量略有增加，达到 1.457 吉吨二氧化碳当量；主要排放源是土地利用变化和林业，包括泥炭地火灾（43.6%）和能源部门（36.9%）。



如图 4.2.2 所示，能源行业（主要包括化石燃料开采和加工行业）是最大的二氧化碳排放源。2020 年，能源行业排放量占印度尼西亚二氧化碳总排放量的 40%以上。印度尼西亚的能源系统在满足其社会经济发展需求方面将面临越来越大的挑战，涉及三个方面：一是提供足够的能源满足需求，并为目前无法享受现代能源服务的人提供这些服务；二是高效提供足够的可负担得起的能源，在经济一体化方面平衡产业竞争力与人类发展的需要；三是根据当地和全球环境问题（如气候变化）提供可持续的能源。

燃料燃烧产生的年二氧化碳排放量 (MtCO₂/年)



The largest driver of overall GHG emissions are CO₂ emissions from fuel combustion. In Indonesia, emissions have increased significantly since 1990, reaching a high of 620 MtCO₂ in 2018. The power sector is, at 35% the largest contributor, followed by transport and industry at 27% each.

燃料燃烧产生的二氧化碳排放是最大的温室气体排放源。自 1990 年以来，印度尼西亚的二氧化碳排放量显著增加，2018 年达到 620 MtCO₂。其中，电力行业的贡献最大，占 35%，其次是交通运输业和工业，均占 27%。

图 4.2.2 印度尼西亚各部门碳排放量

从燃料消费类型来看，石油占据主导地位——2018 年，石油在印度尼西亚能源结构中的占比约为 54%，其次是天然气（26%）和煤炭（11%），可再生能源约占 8%。据估计，到 2040 年，约 20% 的一次商业能源将用于发电。根据预测，从 2018 年到 2040 年，印度尼西亚的石油进口量将增加 1100 万桶/天，到 2040 年达到近 3000 万桶/天。

鉴于能源需求的强劲增长，以及化石能源在能源结构中的主导地位，在基准情景下，预计印度尼西亚能源相关的碳排放量将增长 169%，从 2015 年的 0.587 吉吨增加到 2040 年的 1.581 吉吨。即使在高能效和高非化石能源占比情景下，二氧化碳排放量也将增长 84%，在 2040 年达到 1.077 吉吨。在能效、可再生能源和其他清洁能源选择方面采取一致行动，有助于碳排放的整体减少。东盟能源中心指出^[43]，能效与可再生能源将为东盟地区减少



37.3%的碳排放量做出重要贡献，而从经济规模来看，印度尼西亚是最大的可再生能源消费国，并且正大力推动汽车工业发展，不断扩大汽车保有量。据东盟能源中心和 IEA^[44] 预测，从 2015 年到 2050 年，东盟地区的二氧化碳排放年增长率分别为 3.0%和 2.8%，而全球年增长率仅为 0.8%，非经济合作与发展组织的亚洲地区为 1.4%，中国仅为 0.3%。

（二）印度尼西亚电力低碳转型的关键政策与目标

2007 年初步制定的印度尼西亚能源转型战略，旨在概述温室气体减排行动，并提供以下方面的指导：一是确保应对气候变化问题的规划政策的可持续性；二是加强可持续发展体制机制能力建设；三是将温室气体减排行动纳入国家和地方发展政策，以实现国家减排目标；四是加强印度尼西亚在国际气候变化议程中的地位。

印度尼西亚提出了以下目标：2070 年实现碳中和，同时保持之前的承诺，即到 2030 年，减少 29%（取决于其自身为脱碳提供资金的能力）或 41%（利用国际支持）的二氧化碳排放量^[45]。在 COP26 上，印度尼西亚签署了《全球煤炭向清洁能源转型声明》。印度尼西亚能源和矿产资源部部长还表示，印度尼西亚政府正考虑在 2030 年之前淘汰总容量为 9.3 吉瓦的燃煤电厂，而据印度尼西亚财政部预估，这大约需要投入 426 万亿印度尼西亚卢比。

新冠肺炎疫情给印度尼西亚能源行业带来了重创。2020 年，印度尼西亚国家电力公司的电力需求下降了 15%，政府扩大了电力补贴，为 3100 万户最贫困的家庭提供保障。两者相加，导致印度尼西亚国家电力公司在 2020 年第一季度亏损 28 亿美元，促使其削减了 50% 的投资规划。随着经济增长逐渐恢复到疫前水平，2021 年，这种情况得到了明显改善。能源行业为印度尼西亚应对新冠肺炎疫情做出了重要贡献，它在印度尼西亚的经济复苏过程中也将发挥重要作用。

印度尼西亚在后疫情时代的低碳能源转型战略建立在三大支柱基础之上，即逐步淘汰化石能源、促进可再生能源发展和增加能效措施。

（三）印度尼西亚化石能源逐步淘汰的转型路径

1. 使用清洁煤炭

与其他能源相比，印度尼西亚的煤炭更便宜、储量更丰富，因此使用煤炭确实是东盟地区满足急剧增长的能源需求、支持经济发展的自然选择。同时，煤炭又是东盟地区空气



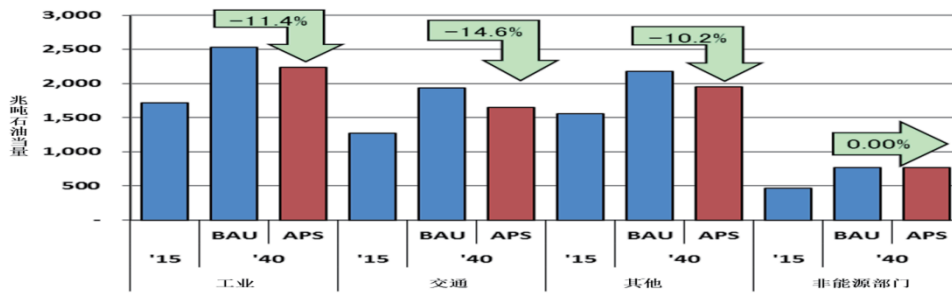
污染和温室气体排放的主要来源，其二氧化碳排放占比达 18%。为了降低环境影响，印度尼西亚需要利用最新、最有效的清洁煤炭技术。尽管许多能够实现煤炭清洁利用的先进技术已经发展成熟，但由于资金和技术知识限制，这些技术并没有得到广泛采用。除此之外，进口化石能源比重的不断增加也带来了额外的挑战，并且对二氧化碳排放和能源安全产生了令人担忧的影响。化石能源燃烧造成的空气污染相关外部成本将增加 35%，从 2014 年的 1670 亿美元/年增加到 2025 年的 2250 亿美元/年，相当于 2025 年东盟 GDP 的 5%^[46]。因此，东盟地区的能源供应和污染防治成本也将增加。

印度尼西亚政府在 COP26 上作出了逐步淘汰煤炭的承诺，是其实现低碳能源转型目标的关键一步。低碳经济和净零排放目标将通过关闭燃煤电厂的计划来实现，因为印度尼西亚计划在 2060 年之前实现碳中和。

考虑到能源需求的增长、资源禀赋的有限性，以及最大限度减少能源生产和利用产生的温室气体排放的需要（见图 4.2.4），必须采取一切必要措施，确保煤炭和其他燃料的最高效利用。

到 2040 年，印度尼西亚的煤炭需求将增加两倍，仍将在印度尼西亚能源结构中占据主导地位^[47]。煤炭的预期增长将为印度尼西亚采用最高效的商业化煤炭技术、减少燃煤发电的环境影响提供重要机会。如上所述，煤炭使用量的增加有助于印度尼西亚采用最高效的商业化煤炭技术，并减少燃煤发电的环境影响。煤炭生产与消费之间的差距不断扩大，表明东盟具有较大的煤炭出口潜力。

有几种替代技术可帮助提高煤炭利用效率，如商业化的超临界和超超临界技术。先进的超超临界技术可帮助实现更高的效率。为此，可重点推动使用褐煤（印度尼西亚的褐煤储量丰富）等低品位煤的电厂提高发电效率。整体煤气化联合循环技术在东盟地区的广泛应用也有助于提高煤炭利用效率、增加减排量。印度尼西亚已经在建设高效低排放燃煤电厂。这种高效低排放技术与碳捕获和封存技术相结合，将为印度尼西亚扩大燃煤和天然气电厂容量提供重要的低碳排放选择。如果不采用碳捕获和封存技术，减排成本将大大增加，据估计，国际减排成本将增加 70%。燃煤电厂采用碳捕获和封存技术后，每吨减碳成本为 60~90 美元，与其他形式的低碳能源系统相比具有成本优势。



BAU =基准情景，APS =替代政策情景。

图 4.2.4 各行业在两种情景下的最终能源消耗

印度尼西亚等发展中国家的气候变化减缓行动，必须与能源安全、经济发展和减少贫困相关的目标结合起来。因此，与其他几个东盟国家一样，印度尼西亚已将高效低排放燃煤发电技术纳入其国家自主贡献预案。面对迫切的社会发展需要和资源限制，最好分阶段投资清洁煤炭技术，根据发展水平做出适当调整。鉴于东盟各国的清洁煤炭技术需求存在很大差异，区域合作可以帮助处于类似发展阶段的国家克服其在使用清洁煤炭技术方面的障碍^[48]。

2. 使用天然气

印度尼西亚的天然气储量丰富，因此也是煤炭和石油的最佳低碳替代选择。印度尼西亚是东盟地区的主要天然气来源，2015年的总探明储量达2.8万亿立方米。《2016—2025年东盟能源合作行动计划》框架还重点关注跨东盟天然气管道项目。该项目确定了8个可能的天然气互联互通项目，其中4个来自印度尼西亚运营的天然气田。但是，近年来，印度尼西亚的市场份额一直被澳大利亚、卡塔尔和俄罗斯等供应国抢占，主要是由于缺乏协调一致的战略来改善天然气基础设施，并吸引新投资创造产气源。马六甲海峡海盗事件频发、海上贸易的不规范和不安全性，以及全球贸易的中断，都将对印度尼西亚的液化天然气供应产生破坏性影响，导致了在液化天然气需求不断增加的背景下，印度尼西亚当地的天然气产量却在不断减少。

印度尼西亚丰富的天然气储量将使该地区能够通过改变化石能源结构，利用天然气使其电力需求增长与相关排放脱钩。跨东盟电网项目的实现，以及东南亚海上液化天然气枢纽的投资建设，有助于进一步促进天然气贸易。投资建设天然气输送一体化基础设施，有助于东盟各国更容易获得天然气，并可通过促进能源供应的多样化，缓解能源安全方面的



担忧。天然气输送一体化可以帮助缅甸等其他国家更便利地参与区域天然气贸易。为了实现天然气的这种贸易潜力，印度尼西亚政府首先应解决政治、制度和法律方面的障碍。各国政府可以首先协调液化天然气市场的法律和制度框架，并为一体化天然气管道和液化天然气枢纽建设制定合适的融资方案。

探索包括核能在内的替代能源，是各国确保能源供应安全、可负担和环境可持续战略的一部分。印度尼西亚也在探索核能方案，并已改变计划，从为爪哇—巴厘岛电网建设大型发电机组，改为在雅加达附近初步建设一个小型反应堆。

在促进低碳技术的国际合作方面，有一些令人鼓舞的尝试。例如，在《2016—2025年东盟能源合作行动计划》框架下，东盟地区提出采取集体行动，加强在推广和利用煤炭和清洁煤炭技术方面的合作伙伴关系。为支持这一计划的实施，进一步扩大清洁煤炭技术的利用范围，有必要将清洁煤炭技术的采用纳入长期国家能源计划，而后者应结合供需侧措施、跨部门职能和行政边界、区域合作和创新过程。

除此之外，增加印度尼西亚的可再生能源电力装机容量也很重要。低碳转型必须经过精心规划，发展可再生能源和提高能效是重中之重。从能源结构中剔除煤炭，同时扩大可再生能源应用范围，是实现净零排放的关键一步。

（四）印度尼西亚可再生能源发展的转型路径

1. 加强水电和多变的可再生能源技术

印度尼西亚未来的能源供应量将更大，其能源结构也会比现在清洁得多。扩大可再生能源利用，将在实现更清洁、可持续的能源供应过程中发挥关键作用。如果能在这方面取得重大进展，那么印度尼西亚提出的可再生能源（包括太阳能、风能、生物能和小水电）占比达到30%的宏伟目标也是可以实现的。此外，水能和地热能也是印度尼西亚发展比较成熟的可再生能源。印度尼西亚已安装或在建的水电装机容量达到350吉瓦，到2040年，这一数字有可能增长到1204吉瓦。水能是最经济实惠的能源之一。平准化度电成本研究结果显示，水电项目的平均成本为0.044美元/千瓦时，最低为0.029美元/千瓦时^[49]。这是印度尼西亚开发水电项目的另一个原因。此外，2016年，公用事业级光伏和陆上风电价格创下了0.03美元/千瓦时的新低水平。可再生能源价格的下降意味着在维持或提高电力可靠性和质量的前提下，将可再生能源纳入现有电网的潜力巨大。随着《巴黎协定》生效，这一清洁能源转型也正值采取气候变化行动的重要时刻。



虽然印度尼西亚各种可再生能源的成本大幅降低，并且在某些地区（包括偏远地区）已经变得非常经济实惠，但可再生能源并未成为主流能源。成本优势的形成，应考虑经济发展之外的环境和其他社会成本。然而，如果计划不当，通过补贴或征税和强制措施来捕获外部性可能会抬高能源价格，并进一步限制经济活动。此外，更高的可再生能源发电成本可能会降低其经济性。政策制定者正努力在非市场化政策措施与加强旧监管手段（它们可能对可再生能源电力装机容量产生积极影响）之间寻找折中办法。考虑到当前的温室气体排放趋势，以及最新一轮陷入停滞的全球气候谈判，传统的问题解决办法已经不起作用。为此，印度尼西亚需采取创新措施，加快清洁能源转型进程^[50]。

就大型水电项目来说，这些项目的成本仍然巨大，解决其环境和社会影响仍然是一大挑战。然而，如果规划和执行得当，水电项目可以带来强有力的积极成果。就小型水电项目来说，寻找获得融资的最佳商业模式是一大挑战，因为如果汇总起来，小型水电项目的成本可能高于投资回报期更长的大型水电项目。印度尼西亚的小型水电实体和太阳能发电公司通常致力于促进农村电气化，这使得机构投资者对这些项目毫无兴趣。为了克服这一挑战，印度尼西亚应欢迎由政府担保的国际投资。印度尼西亚政府还应出台更多的投资友好型政策，如长期的上网电价、免税期和低息贷款，为项目开发商提供更多的激励和财政支持。为此，印度尼西亚政府可以鼓励公私合作。水电开发过程中面临的另一个重要挑战是，增加邻国之间的互联互通。跨境电网一体化，有助于促进印度尼西亚苏门答腊岛等地区的水电资源部署。在优化和加强印度尼西亚电网的一体化之后，水电潜力丰富的省份就可以更便利地向马来西亚、新加坡和菲律宾输出电力。

印度尼西亚国家电力公司发布的《2021—2030 年国家电力供应业务计划》将可再生能源发电占比提高到了 51.6%，相当于 20.9 吉瓦的装机容量。2021—2025 年，印度尼西亚能源和矿产资源部将出台一系列法规，包括新能源和可再生能源法，指出将提前淘汰燃煤电厂，扩大燃煤电厂混烧，并将柴油电厂转换为天然气及新能源和可再生能源电厂。从 2035 年开始，新增发电容量只通过可再生能源产生。到 2025 年，可再生能源发电占比达到 23%，并以太阳能光伏发电为主。2026—2030 年，燃煤电厂不再新增发电容量，资金已到位或在建的燃煤电厂除外。2036—2040 年，开展第二阶段的燃煤电厂淘汰工作，覆盖亚临界、临界和部分超临界电厂；可再生能源发电占比提高到 66%，太阳能、水能和生物质能在能源结构中占据主导地位；限制传统两轮车销售。2041—2045 年，首批大型洋流和核



电站项目进入商业化运营阶段；可再生能源发电占比进一步提高到 93%，太阳能、水能和生物质能在能源结构中占据主导地位；控制传统四轮车销售。2051—2060 年，开展最后一个阶段的燃煤电厂淘汰工作，大规模开发氢气发电；光伏发电、水电和风电在可再生能源电力结构中占据主导地位。

但是，促进可再生能源利用面临如下挑战：一是政府参与促进可再生能源发展；二是需要熟练工人开发可再生能源；三是知识产权执法阻碍了发达国家的技术转让；四是可再生能源及当地资源的可负担性和可获得性需要提升^[51]。

2. 将可再生能源纳入跨境能源基础设施建设和贸易

将可再生能源整合到印度尼西亚电网系统中，有助于能源资源得到最佳利用，并进一步提高能源安全性。东盟地区可以提供能源，同时为中国、日本和韩国等对话合作伙伴提供投资机会。文莱、印度尼西亚、马来西亚和越南拥有巨大的石油和天然气生产潜力。

建设区域电力基础设施的主要目标是充分实现降低投资成本，改善能源供应稳定性和减少排放的协同效益。跨东盟天然气管道和亚太直达海底光缆系统是东盟地区的两大重点能源基础设施建设项目。截至 2016 年底，已有 13 个双边天然气管道互联互通项目投入运营，总长 3673 千米，连接印度尼西亚、马来西亚、缅甸、新加坡、泰国、越南 6 个国家。由于本土天然气储量趋于枯竭，东盟地区的天然气供需差距将扩大。跨东盟天然气管道项目现在也将液化天然气作为保障能源供应的一种选择。许多国家已经启动了从东盟以外地区输送天然气的基础设施建设项目。目前，印度尼西亚和泰国已投入使用液化天然气终端。印度尼西亚、马来西亚、新加坡和泰国的液化天然气接收终端建设进展顺利。2016 年 4 月，东盟地区已有 6 个天然气终端投入运营，每年接收总量达到 2250 万吨。

从电力基础设施来看，东盟地区完成了三个亚太直达海底光缆系统重点项目，并且很快将启动建设另外三个项目。通过这些项目，印度尼西亚的电力交易和采购量预计将从 2014 年的 3489 兆瓦增加到 2020 年的 10800 兆瓦，2020 年后增加到 16000 兆瓦。

印度尼西亚与东盟其他国家之间现有的电力交易大多建立在双边基础上。鉴于主要进展集中在双边互联互通上，东盟地区的新战略是着手推进多边互联互通。此外，如果电力交换发生在需求高峰时段不同的国家之间，那么可以减少所需的投资，以保持储备金余额。这种区域电网互联互通将为整个地区创造经济效益。但是，连接不同市场所需的投资规模也非常巨大。考虑到每条路线的优点和可行性，确定建设项目的优先次序有助于避免同时



开始建设所有规划路线，进而造成执行赤字的情况。

能源市场一体化面临着诸多潜在的障碍，包括技术障碍、政治障碍和环境障碍。第一，技术障碍普遍存在，从电网同步和电网规范到电力和天然气管道技术。第二，东盟国家之间的电力转移的主要障碍是不愿为能源安全而放弃主权^[52]。其根本原因在于，在开放市场和结构调整过程中，各国实际上力求最大限度地保护自身利益。第三，贸易协定谈判通常受到不平等起跑线和不同能源安全问题的影响。成员国之间在协调方面存在政治障碍或缺乏政治信任，也会阻碍这些谈判的顺利进行。第四，许多东盟国家现行补贴制度造成的监管障碍和能源定价扭曲，阻碍了按商业条款进行能源贸易，因为以补贴价格出售能源的实体不得不支付更高的能源成本，从而造成负面的财务后果。IEA 指出^[53]，从某种程度上来说（基于平准化度电成本），与传统能源相比，许多可再生能源技术即便没有发电补贴，也具有成本优势。第五，水电枢纽工程建设可能对环境产生重大影响。包括大型水库在内的水电枢纽工程建设将威胁河滨动物，并导致人类居住区和农业的迁移。为此，应采取综合的能源市场一体化方法，包括建立和完善协调机制，解决多重障碍。

（五）印度尼西亚支持低碳能源转型的创新融资机制

印度尼西亚对气候变化适应和减缓做出了多项财政承诺，如绿色债券和绿色伊斯兰债券^[54]。印度尼西亚还设计了《绿色债券和绿色伊斯兰债券框架》，以支持或重新评估合格绿色项目^[55]。债券发行以《绿色债券和绿色伊斯兰债券框架》为指导，经由国际独立审查机构（国际气候研究中心）进行审查，并用不同颜色表示合格项目在多大程度上代表了该国碳减排的长期愿景^[56]。绿色债券的发行，将吸引投资者在不考虑个别项目风险的情况下参与环保开发项目^[57]。

除了绿色债券，绿色伊斯兰债券是低碳发展融资的另一种选择。绿色伊斯兰债券是一种创新的、符合伊斯兰教法的债券，只有绿色项目的融资或再融资可以达到 100% 的回报率。绿色伊斯兰债券能够连接传统社会责任市场与伊斯兰金融市场，还可以证明伊斯兰金融在全球市场的可行性^[58]。绿色伊斯兰债券是一种合宜且有前景的方法，与全球重视可持续发展项目（特别是环境和再造林）的趋势相一致^[59]。

发行绿色伊斯兰债券，是印度尼西亚政府为实现绿色融资方面所做的一项尝试。绿色金融是一个宽泛的概念，可以指可持续发展项目和倡议、环境产品，以及支持可持续发展的政策。绿色融资包括气候融资，但又限于气候融资，还可以包括工业污染防治、卫生



设施或生物多样性保护等融资。减缓和适应融资则明确涉及气候变化相关的活动：减缓融资是指促进温室气体减排的项目和计划投资，而适应融资是指降低产品和个人对气候变化脆弱性的投资^[60]。

印度尼西亚是第一个在全球范围内发行绿色伊斯兰债券的国家。2018年3月，印度尼西亚政府在全球市场上发行了12.5亿美元的伊斯兰国家债券。绿色伊斯兰债券仅面向特定的合格绿色项目（联合国开发计划署，2018年）。由于正面的媒体报道，印度尼西亚的伊斯兰债券已获得全球市场的认可，并已分发到全球的高质量账户，主要是顶级基金和银行，其中32%流入伊斯兰市场，25%流入亚洲，15%流入欧盟，18%流入美国，10%流入印度尼西亚。全球市场上愿意投资绿色项目的新投资者占比已达到29%^[61]。

印度尼西亚财政部提出，可以实施三项策略，确保印度尼西亚专注于实现低碳能源转型目标：一是协调行动计划与国家经济复苏政策；二是重点实施能够同时恢复经济的计划；三是制定创新融资方案和政策，鼓励非政府机构的参与^[62]。

截至2020年5月，印度尼西亚出售了369万亿印度尼西亚卢比的政府债券，比2019年同期增长了98%。印度尼西亚政府计划再发行990万亿印度尼西亚卢比的政府债券，包括武士债券和侨民债券，以弥补不断扩大的赤字。与印度尼西亚发行全球债券一样，印度尼西亚政府也在发行伊斯兰债券^[63]。根据穆迪公司发布的数据，截至2020年6月，绿色伊斯兰债券的发行量约占伊斯兰债券发行量的3%。随着政府推出695万亿印度尼西亚卢比（约合473亿美元）的经济刺激计划抗击疫情，印度尼西亚伊斯兰债券的发行量预计将增加约69%^[64]。

2020年的伊斯兰债券发行量高于2019年，因为印度尼西亚政府需要为不断扩大的国家预算和国家经济复苏计划筹集资金。截至2020年8月6日，印度尼西亚政府共发行了237万亿印度尼西亚卢比的国内伊斯兰债券，几乎与2019年258万亿印度尼西亚卢比的发行量持平^[65]。

通过发行三期全球伊斯兰债券，印度尼西亚筹集了25亿美元的资金，帮助政府抗击新冠肺炎疫情。穆迪投资者服务公司（Moody's Investor Service）对每期债券给出的评级是Baa2，标准普尔全球评级服务公司（S&P Global Ratings Services）给出的评级是BBB，惠誉评级公司（Fitch Ratings）给出的评级是BBB。2020年6月23日，印度尼西亚在新加坡证券交易所和阿联酋纳斯达克迪拜证券交易所发行伊斯兰债券。10年期伊



伊斯兰债券发行额达到 10 亿美元，5 年期和 30 年期伊斯兰债券发行额均为 7.5 亿美元^[66]。其中，5 年期和 10 年期是印度尼西亚政府在全球金融市场上发行额最小的伊斯兰债券，而 30 年期是其在亚洲市场上发行额最大的伊斯兰债券。

印度尼西亚政府指定发行 5 年期的绿色伊斯兰债券，以展示对全球气候变化融资的承诺、领导力和贡献。这是印度尼西亚除 2019 年底发行零售绿色伊斯兰债券外^[67]，第三次在全球市场上发行绿色伊斯兰债券。这项交易符合印度尼西亚政府 2020 年的融资计划，包括应对新冠肺炎疫情的影响，以及加强印度尼西亚在全球伊斯兰金融市场的地位，支持其在亚洲地区的发展。

这项交易受到了全球合格、多元化投资者的热烈追捧，体现了投资者对印度尼西亚的信任。2020 年，5 年期伊斯兰债券的投资者分布如下：32%为中东和马来西亚的投资者，5%为印度尼西亚投资者，40%为除印度尼西亚以外的亚洲投资者，12%为美国投资者，11%为欧洲投资者；10 年期伊斯兰债券的投资者分布如下：伊斯兰投资者占 31%，印度尼西亚投资者占 5%，除印度尼西亚以外的亚洲投资者占 34%，美国投资者占 18%，欧洲投资者占 12%；30 年期全球伊斯兰债券的投资者分布如下：10%分发给伊斯兰投资者，5%分发给印度尼西亚投资者，44%分发给除印度尼西亚以外的亚洲投资者，8%分发给美国投资者，33%分发给欧洲投资者^[68]。

此次印度尼西亚发行的全球伊斯兰债券在国内外投资者当中引起了不错的反响。由于发行量大，印度尼西亚可以在初始发行价基础上下调 70 个基点，低于指示性公允价值。全球伊斯兰债券由 SBSN 印度尼西亚第三发行公司（SBSN Indonesia III Issuing Company）发行，该公司是专门为发行政府伊斯兰债券而成立的法人实体^[69]。

（六）印度尼西亚能源和电力部门的国际合作

为了实现《巴黎协定》目标，印度尼西亚必须迅速扩大其可再生能源投资，每年大约需要投入 1000 亿美元实现能源转型目标^[70]。加强可再生能源投资框架和吸引更多私人资本的改革，有助于支持印度尼西亚的可持续经济复苏。其中，吸引更多的私人资本需要：印度尼西亚国家电力公司建立可靠的融资模式，进行有效规划，并加强治理，以提高公司的财务和运营效率；同时，改善可再生能源投资框架，促进竞争，实现低成本发电。

印度尼西亚电力行业面临的主要障碍是电网高度分散和非上网地区的运营问题，包括土地征用问题，以及目前受当地银行限制的未来项目的融资机会问题。



国际社会通过若干渠道在双边和多边基础上与印度尼西亚结成合作伙伴关系。双边合作的特点如下：

美国与印度尼西亚合作：美国国际开发署拨款近 1800 万美元支持印度尼西亚发展清洁能源，帮助土地利用和能源行业形成减碳能力。印度尼西亚政府继续加强与美国在能源和矿产资源领域的双边合作。

日本与印度尼西亚能源转型合作：两国根据各自的国家目标制定能源转型路线图，实现净零排放；开发和部署有助于能源转型的技术，支持多边行动，加快技术合作；支持政策制定、人才培养和能源转型方面的知识共享；扩大贸易和投资参与度；完善和提高支持绿色经济转型的机制和能力；积极参与区域能源贸易和碳市场；扩大绿色融资渠道；加强机构和私营部门合作。

法国与印度尼西亚加强能源转型合作：2021 年 12 月，法国宣布拨款 5 亿欧元，支持印度尼西亚从化石能源转向更清洁、更高效的能源。

澳大利亚与印度尼西亚合作：2021 年 10 月，澳大利亚与印度尼西亚联合发布《绿色经济与能源转型合作联合声明》。

新西兰与印度尼西亚合作：新西兰将出资 360 万美元，支持印度尼西亚向可再生能源过渡。2017—2022 年，印度尼西亚能源和矿产资源部与新西兰外交贸易部签署了一项伙伴关系安排协议，实施地热钻探项目。

德国与印度尼西亚合作：印度尼西亚和德国政府已同意支持“东南亚清洁、可负担、安全能源项目”下的清洁能源转型工作。德国政府计划在 2025 年之前提供 25 亿欧元的信用贷款，支持印度尼西亚的气候和环境保护项目。

中国与印度尼西亚的合作：根据印度尼西亚投资协调委员会的数据，中国已在印度尼西亚投资近 50 亿美元，占外国直接投资总额的 16.7%。由于七国集团的限制，中国在印度尼西亚的影响力可能会增强。尽管印度尼西亚将从 2030 年开始逐步淘汰燃煤电厂，但将煤炭转化为二甲醚或合成燃料，对于降低液化石油气和燃料进口的依赖性仍然至关重要。另外，印度尼西亚计划从煤炭中提取氢气，将向中国寻求资本支持。与此同时，印度尼西亚的市场机会又将促进中国国家收入的潜在增长。

“一带一路”倡议将带来巨大的可再生能源发展潜力，包括水能、地热能、生物质能、太阳能光伏、风能和海洋波浪能。中国在第一代独立发电商项目下建设了 Asahan 3 和 PLTA



Poso 水电站；卡拉集团（Kalla Group）下属的 Poso 能源公司在独立发电商项目下运营中苏拉威西省的 Poso 水电站，但涡轮机是从中国进口；中国公司在东加里曼丹岛和苏拉威西岛建设了一些大型水电站。与此同时，中国对印度尼西亚的光伏组件出口量有所增加。

多边发展融资在促进低碳经济发展过程中发挥着重要作用[71]。自 2015 年以来，美国国际开发署支持印度尼西亚实现了 438 兆瓦时的可再生能源发电，并帮助减少了 690 万吨的温室气体排放量（到 2030 年，将增加到 4800 万吨），并调动了 16.2 亿美元的清洁能源私人 and 公共投资（美国国际开发署，2022 年）。2019 年，作为另类投资基金（AIF）的一部分，东盟与亚洲开发银行及其他主要融资机构合作，调动了 10 亿美元的融资贷款，加快东南亚的绿色基础设施投资。融资贷款机构包括 AIF（7500 万美元）、亚洲开发银行（3 亿美元）、德国复兴信贷银行（3.4 亿美元）、欧洲投资银行（1.5 亿欧元）和法国开发署（1.5 亿欧元）^[72]。

2021 年 11 月，印度尼西亚与国际可再生能源机构签署了一项伙伴关系协议，双方将密切合作，确定和实施符合《巴黎协定》目标的低碳发展路径。

（七）印度尼西亚电力部门低碳转型的政策建议

印度尼西亚坚定地致力于推进电力行业的低碳转型进程，这已被纳入《2020—2024 年国家中期发展规划》中，重点是逐步淘汰化石能源和加快可再生能源利用。电力行业的低碳发展，需要建立完整的技术战略和融资体系，不应以牺牲环境可持续性和社会包容性为代价，是进一步促进经济增长的关键。

为了实现这一重大转型，建议主要利益相关者和发展合作伙伴未来几年需要采取以下行动：

1、加强政策承诺，刺激清洁能源市场。建立扶持性市场政策和监管框架，以吸引稳定和可预测的投资，帮助克服监管障碍，并确保新的低碳项目有可预测的收入来源；设定明确的清洁能源行业目标，如清洁煤炭、可再生能源、电网能效，并制定专门的实施政策。例如，迫切需要提供强有力的市场信号，作为净零排放和国家自主贡献目标的一部分，反映政府对低碳能源行业发展的承诺；根据各省份资源的充足性和具体情况，采取上网电价、溢价补贴）、取消普遍的补贴和适当的能源定价等补充措施，为低碳电力行业的发展提供公平的竞争环境；借鉴东南亚地区其他发展中和新兴经济体（如中国）的政策经验（无论成功与否），为印度尼西亚能源行业绿色低碳转型提供宝贵的经验。



2、调动私营部门投资低碳能源转型。公共资金仍将发挥重要的催化作用，但大部分的新增投资必须来自私营部门。为了调动私营部门投资，实施的新战略必须重点开发风险缓解工具和结构性融资，以建设可再生能源走廊项目。为了扩大跨省项目投资，需要结合传统的公共融资渠道与新的私营部门投资。外国直接投资和国际金融机构（如亚洲基础设施投资银行）都以为实现这一目标做出贡献。

3、充分利用低碳能源发展的跨领域影响。促进和获取可靠、可负担的可再生能源和清洁煤炭技术，可对发展产生乘数效应。尤其是可再生能源和煤炭热效率解决方案可以扩大电力供应，提高生产力，创造就业机会，促进最不发达省份的减贫工作。在制定实施可持续发展目标和《巴黎协定》的战略时，必须考虑低碳能源的广泛发展。中国等发展合作伙伴可通过扩大技术和经济合作等方式支持这一进程。

4、建立体制机构和人员能力，支持可再生能源利用和清洁化石能源的发展。从经济政策法规到国际项目开发，政府各部门、融资机构和低碳技术推广机构应建立广泛的能力。协调不同的利益相关者，对于确保物质性基础设施和配套软措施（如电网规范等标准）与加快低碳能源基础设施建设保持同步至关重要。

5、加强区域和国际合作方式。通过区域合作，连接印度尼西亚电网与邻国电网，采取共同措施提高电网效率和标准，提高竞争力，吸引更多投资，提高财务能力，刺激跨境能源贸易，并在加快部署低碳技术方面取得共同进展。印度尼西亚政府及其发展合作伙伴（如中国）应抓住机会，在能源互联互通和跨境能源贸易方面进行国际合作，并鼓励多层次的利益相关者参与。



第五章 中国可再生能源发展的经验——以光伏产业为例

中国光伏装机容量持续保持着快速增长的态势，稳居全球第一。自 1983 年中国第一座总装机容量为 10 千瓦的光伏电站建立以来，中国的光伏发电逐步走向成熟并领先于世界。至今，中国已经是全球最大的光伏市场。2021 年，中国光伏新增装机容量连续 9 年位居全球首位，累计装机容量连续 7 年位居全球首位。2021 年，中国风力、光伏发电量不仅在发电总量中的占比突破 10%，达到 11.2%，其年增长率也分别达到了 32%和 27%，居全球领先地位^[73]。近年来中国光伏新增及累计装机容量情况如图 5.1.1 所示。

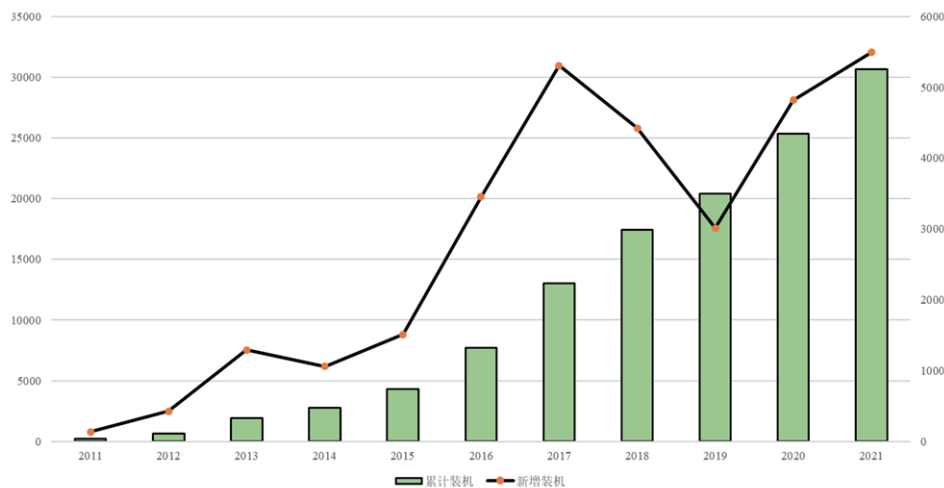


图 5.1.1 中国光伏新增及累计装机情况（万千瓦）

（来源：根据国家能源局相关数据总结）

集中式光伏是中国光伏装机容量的主体部分，分布式光伏增势迅猛并已成为光伏装机容量的重要组成部分。2021 年之前，中国的集中式光伏发展迅猛，在光伏总装机容量中占主导地位，但其发展步伐正慢慢放缓。随着集中式光伏电站的消纳问题和成本问题日益凸显，分布式光伏逐渐成为推动中国光伏发电发展的中坚力量。2021 年，分布式光伏的新增装机容量为 29 吉瓦，首次超过了集中式光伏（24 吉瓦）。近年来中国集中式光伏与分布式光伏装机容量情况如图 5.1.2 所示。

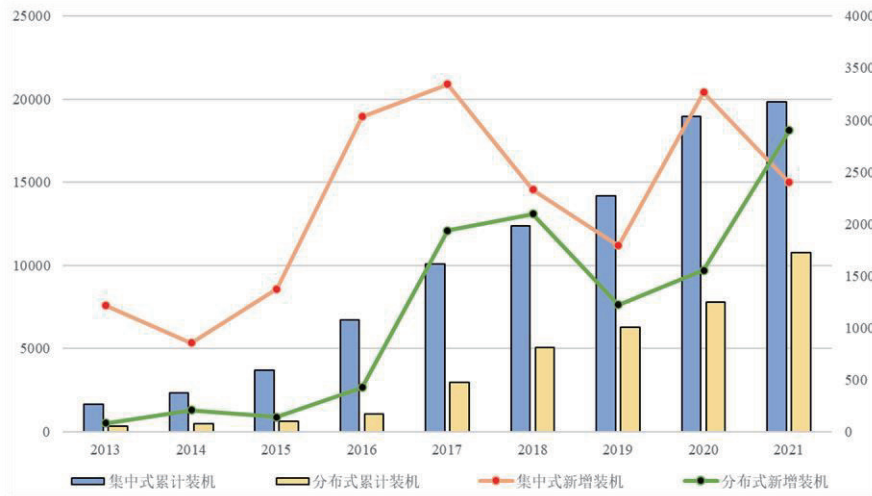


图 5.1.2 中国集中式光伏与分布式光伏装机容量情况（万千瓦）

（来源：根据国家能源局相关数据总结）

一、中国光伏发电的发展历程

（一）2007 年以前：光伏的起步阶段

中国的光伏发电项目建设始于 20 世纪 70 年代，但受制于发电成本的高昂，2000 年前国内光伏大多限于小功率独立电源系统，并未实现大规模发展。2000 年以后，国家启动送电到乡、光明工程等一系列扶持项目，为偏远地区解决用电问题，光伏在中国开启了小规模应用，但整体而言国内光伏市场需求较少。据统计，2007 年之前，国内已建光伏项目中，54%属于商业化项目（通信和工业、商业化示范项目），另外 46%的项目需要政府和政策的支持；94.9%为离网项目，5.1%为并网项目（主要为建筑并网、荒漠并网）。

该阶段，项目主要为非市场化驱动，单体容量较小，且整体数量较少。例如，2002 年由原国家计委发起了“西部省区无电乡通电计划”，旨在通过光伏以及小型风电解决西部七省份 700 多个无电乡村的用电问题。2004 年 8 月，深圳园博园 1 兆瓦光伏发电并网系统建成，目的在于填补我国兆瓦级并网光伏项目设计和建设上的空白。2005 年 8 月，西藏羊八井高压并网光伏电站建成，第一次实现了 100 千瓦光伏电站直接接入高压电网，并顺利运行。2007 年，上海市崇明区前卫村 1 兆瓦光伏建筑首次获批上网电价为 4 元/千瓦时。

可再生能源的法制地位正式确立，但是光伏发电的具体推动政策仍存缺位。2005 年 2 月 28 日，第十届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议通过《中华人民共和国可再



生能源法》，自 2006 年 1 月 1 日起施行。这是我国可再生能源发展史上的里程碑，同时也为我国太阳能产业的发展注入了一针强心剂。《中华人民共和国可再生能源法》第十七条明确规定：国家鼓励单位和个人安装和使用太阳能热水系统、太阳能供热采暖和制冷系统、太阳能光伏发电系统等太阳能利用系统。对于业界普遍关注的太阳能发电上网电价的问题，该法也在第十九条做出规定：可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整。上网电价应当公布。2007 年 8 月，国家发展改革委发布《可再生能源中长期发展规划》，其中对太阳能光热和光电利用制定了明确的目标：为促进中国太阳能发电技术的发展，做好太阳能技术战略储备，建设若干个太阳能光伏发电示范电站和太阳能热发电示范电站。到 2010 年，太阳能发电总容量达到 300 兆瓦，到 2020 年达到 1800 兆瓦。

（二）2008—2012 年：光伏初步市场化

2008 年金融危机之后，随着欧洲需求增速趋缓，光伏产品价格出现暴跌。中国光伏企业普遍遭遇寒冬，组件出口锐减。为了扶持光伏这一新兴科技行业发展，国家开始推动开发国内市场，2009 年，政府部门先后开展了特许权招标、太阳能光电建筑示范项目、金太阳示范工程等，并相应配套了积极的财政激励政策，扩大国内光伏终端市场。

中国光伏发电开始通过注重补贴拉动国内光伏发展内需。2009 年 7 月，财政部、科技部、国家能源局联合印发了《金太阳示范工程财政补助资金管理暂行办法》。三部门计划在未来 2~3 年内通过 100 亿元左右的资金补助，撬动国内 500 兆瓦以上的光伏发电示范项目，成功开启国内光伏市场的建设。该文件规定：对并网光伏发电项目，国家将原则上按光伏发电系统及其配套输配电工程总投资的 50% 给予补助；其中偏远无电地区的独立光伏发电系统按总投资的 70% 给予补助；对于光伏发电关键技术产业化和基础能力建设项，主要通过贴息和补助的方式给予支持。单个光伏发电项目装机容量不低于 300 峰瓦、建设周期原则上不超过 1 年、运行期不少于 20 年的，属于国家财政补助的项目范围内。另外，政策也规定并网光伏发电项目的业主单位总资产应不少于 1 亿元，项目资金不低于总投资的 30%。独立光伏发电关键技术产业化示范项目以及标准制定，也被列入补贴的范畴之内。其中就包括了硅材料提纯、控制逆变器、并网运行等关键技术产业化项目，以及太阳能资源评价、光伏发电产品及并网技术标准、规范制定和检测认证体系建设等。



欧美“双反”政策促使中国光伏转向国内市场，光伏利好政策频出推动了国内光伏的迅速市场化。2011年上半年，全球范围内受资本逐利影响，大量资本进入光伏市场导致产能扩张；2011年下半年，欧债危机爆发，欧洲国家开始降低光伏产业补贴力度，导致欧美光伏市场的环境急剧恶化，美国商务部对中国光伏产品的“双反”正式立案。2012年，欧盟也开始了对中国光伏电池的反倾销调查。这导致严重依赖出口的中国光伏产业陷入困境，大量企业停产倒闭，我国光伏产业开始停滞甚至衰退。同期，中国政府也加大了对光伏应用的扶持力度。2011年8月，国家发展改革委发布了《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》，明确规定对非招标太阳能光伏发电项目实行全国统一的标杆上网电价。2011年7月1日以前核准建设、2011年12月31日建成投产、国家发展改革委尚未核定价格的太阳能光伏发电项目，上网电价统一核定为每千瓦时1.15元（含税）。2011年7月1日及以后核准的太阳能光伏发电项目，除西藏仍执行每千瓦时1.15元的上网电价外，其余省（区、市）上网电价均按每千瓦时1元执行。2011年11月，财政部、国家发展改革委和国家能源局发布了《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》，提出电力用户应缴纳的可再生能源电价附加由电网企业代征，然后从补贴资金池中，根据可再生能源项目的标杆上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆电价的差额补贴给发电企业。2012年7月，国家能源局发布了《太阳能发电发展“十二五”规划》，并启动了分布式光伏发电示范区等一系列措施。在此期间，光伏系统成本也出现了快速下降，光伏市场在国内开始逐步回暖。

（三）2013—2017年：光伏规模化阶段

意识到金太阳示范工程项目存在的不足后，财政部于2013年5月下发了《财政部关于清算金太阳示范工程财政补助资金的通知》，对各省市的金太阳示范工程项目进行清算，对于“没有按期完工的项目，要求取消示范工程，收回补贴资金；没有按期并网的项目，则会被暂时收回补贴资金，待并网发电后再来函申请拨付”。至此，金太阳示范工程时期结束，中国愈发注重光伏的国内市场化。

光伏发展的纲领性文件发布，光伏正式迈入分资源区标杆电价和度电补贴的时代。2013年7月，国务院发布《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，不仅提出“2013年至2015年，年均新增光伏发电装机容量10吉瓦左右，到2015年总装机容量达到35吉瓦以上”的具体建设目标，也首次从规划、并网、电价、融资、技术、产能六个方面做出了具体安排，提出从分布式、光伏电站、国际市场等不同板块积极开拓应用市场。例如，文



件鼓励分布式项目建设，提出建设 100 个分布式光伏发电规模应用示范区、1000 个光伏发电应用示范小镇及示范村。同时，政策明确了光伏补贴期限为 20 年，提出了分区域制定标杆电价，补贴资金来源为可再生能源基金附加，结算方式为电网企业与发电企业结算。这份文件的发布意味着自“十二五”之后，光伏发电获得中央层面的系统政策支持，这是前所未有的、针对光伏产业的扶持政策，为光伏下一阶段的发展设立了清晰的目标。2013 年 8 月 26 日，国家发展改革委发布了《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》，提出根据各地太阳能资源和建设成本差异，将全国分为三类太阳能资源区，各类资源区制定不同的光伏电站“标杆上网电价”，光伏电站项目由此正式步入标杆上网电价阶段。

光伏补贴逐渐下调促进了国内光伏装机容量的迅速增长，光伏“领跑者”计划推动了光伏发电价格下降和技术与产业的进步。随着国内组件价格的下降，2015 年 12 月 22 日，国家能源局发布《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》，第一次提出对标杆电价进行下调。对于 2016 年 1 月 1 日以后备案纳入年度规模管理的光伏发电项目，新的方案规定 I 类地区标杆电价为 0.8 元/千瓦时，II 类地区标杆电价为 0.88 元/千瓦时，III 类地区标杆电价为 0.98 元/千瓦时。同时，文件规定对于 2016 年之前备案并纳入年度规模管理的光伏发电项目，2016 年 6 月 30 日前并网的享受之前的电价，之后投运的按 2016 年标杆电价执行。政策提出后，引发了当年的“630”抢装潮。统计数据显示，2016 年第一季度国内新增光伏装机容量高达 7.14 吉瓦，接近 2015 年全年装机容量的一半；而上半年新增并网装机容量 22.5 吉瓦，仅 6 月份单月并网装机容量就达 11.3 吉瓦。2015 年，国家能源局计划实行光伏扶持专项计划——“领跑者”计划。该计划要求项目采用先进技术产品，建设先进技术光伏发电示范基地和示范工程。“领跑者”计划中所采用技术和使用的组件都是行业领先的技术和产品，用于建设拥有先进技术的光伏发电示范基地、新技术应用示范工程等。具体实施方式为国家能源局统筹多个大型、优质电站资源开展招投标，开发商通过竞价的方式投标竞争。2016 年，八个“领跑者”基地（总装机容量达 5.5 吉瓦）经过激烈竞价，实现了光伏发电价格的大幅下降，最低中标价格低至 0.45 元/千瓦时，已经接近燃煤标杆电价。

由于政策的扶持和较高的补贴标准，分布式光伏呈现出迅猛的发展态势。2016 年发布的《太阳能发展“十三五”规划》要求，2020 年前，分布式光伏发电装机容量每年要增



加 10 吉瓦，到 2020 年至少要达到 60 吉瓦，同期要建立 100 个分布式光伏示范区，80% 的新建建筑屋顶和 50% 的已有建筑屋顶要安装分布式光伏系统。由于集中式指标规模的减少，以及组件价格下降但分布式补贴未作调整，2017 年上半年国内累计新增光伏装机容量规模 24.4 吉瓦，其中集中式电站 17.29 吉瓦，同比减少 16%；分布式光伏 7.11 吉瓦，同比增长 2.9 倍。由于补贴标准较高，分布式光伏呈现出快速增长的趋势。2017 年下半年，分布式光伏项目继续高歌猛进，根据国家能源局的统计数据，2017 年国内光伏发电新增装机容量 53.06 吉瓦，其中光伏电站 33.62 吉瓦，同比增长 11%；分布式光伏 19.44 吉瓦，同比增长 3.7 倍。不管是装机容量占比还是增速，分布式光伏都成为光伏新增装机容量不可忽视的重要组成部分。

（四）2018 年至今：光伏的平价化发展

1、指导价及市场竞价取代上网标杆电价，光伏上网电价持续退坡并已迈向平价化。

2018 年 5 月 31 日，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合发布了《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》，给加速前进的国内光伏来了一个急刹车，明确指出要加快光伏发电补贴退坡，降低补贴强度。主要内容有：暂不安排 2018 年普通光伏电站建设规模，安排 1000 万千瓦左右规模用于支持分布式光伏项目建设，支持光伏扶贫，有序推进光伏发电领跑基地建设。光伏开始逐步进入平价上网时代。2019 年，国家发展改革委为了进一步完善光伏发电上网电价机制，将集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价，I~III 类资源区新增集中式光伏电站指导价分别确定为每千瓦时 0.40 元、0.45 元、0.55 元。光伏发电价格加速下调，I 类、II 类、III 类资源区上网电价降幅分别达到 20%、25%、21.47%。同年，国家发展改革委、国家能源局发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，开始在全国范围推广无补贴光伏项目。2021 年，国家发展改革委正式发布《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》，明确自 2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。这预示着新能源“平价上网”的政策脚步已经落地。

2、可再生能源电力发展和消纳机制正在逐步建立。

在加快可再生能源开发利用的同时，水电、风电、光伏发电的送出和消纳问题开始显现，近年来虽有所缓解，但仍然严峻，中国正在逐步出台相关政策促进可再生能源消纳的长效机制。2019 年，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，核心是确定



各省份的可再生能源电量在电力消费中的占比目标，即“可再生能源电力消纳责任权重”。目的是促使各省份优先消纳可再生能源，加快解决弃水、弃风、弃光问题，同时促使各类市场主体公平承担消纳责任，形成可再生能源电力消费引领的长效发展机制。2021年，国家能源局印发《光伏电站消纳监测统计管理办法》，提出由电网企业对光伏电站运行数据进行监测、归集、整理、校核，开展光伏电站消纳监测统计相关工作，同时，电网企业应于每月15日前以省份为单位将上月经营区域内光伏电站可用发电量、实际发电量、受限电量、利用率等消纳统计数据通过全国新能源电力消纳监测预警平台报送国家能源局，国家能源局组织全国新能源消纳监测预警中心按相关规定完成各区域光伏电站消纳情况分析和统计校核工作。

综上所述，中国光伏发展历程如图 5.1.3 所示。

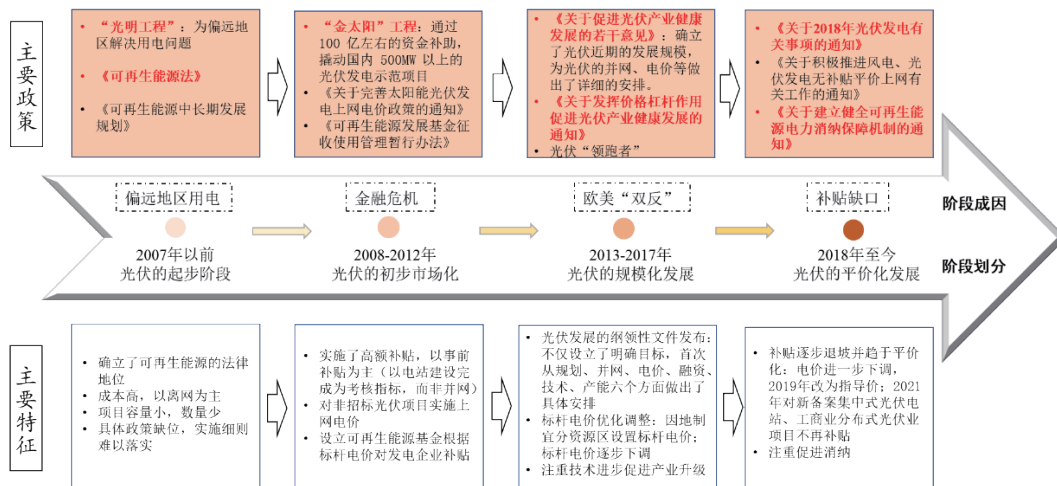


图 5.1.3 中国光伏发展历程图

二、中国光伏发电发展的经验总结

(一) 中国光伏发电的发展注重设立宏观目标提供指引。在中国光伏刚起步时，受制于当时的发展水平和技术条件，政府提出了到2010年，太阳能发电总装机容量到2010年达到300兆瓦，到2020年达到1800兆瓦的目标。2015年，中国在《巴黎协定》的框架下提交了国家自主贡献目标，承诺到2020年非化石能源占一次能源消费的比重达到15%，2030年到30%，其中就包括了2020年光伏装机容量达到1亿千瓦左右（2014年实际累计装机为2805万千瓦）。为了保障国家自主贡献中光伏发展目标的实现，中国将其写入了《太阳能发展“十三五”规划》，进一步将2020年光伏装机容量目标提高至1.05亿千瓦，



并出台了一系列光伏利好政策（如固定电价、上网补贴等），推动了光伏的蓬勃发展。2020年，中国光伏累计实际装机容量为2.544亿千瓦，超过了目标的两倍有余。

（二）中国确立了包括光伏在内的可再生能源发展的法律地位。2005年，《中华人民共和国可再生能源法》的颁布，夯实了中国可再生能源的发展地位，鼓励促进光伏发电的落地应用，也为光伏发展的实施细则（如光伏电价的建立等）做出了指导和安排。其他促进光伏发展的规范性文件如《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》提出根据标杆上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆电价的差额通过可再生能源基金补贴给发电企业；《光伏电站项目管理暂行办法》明确了光伏电站项目各主体应发挥的职能、光伏电站项目的建设原则和要求，以及相关违规惩罚等；《光伏电站消纳监测统计管理办法》提出了对光伏电站运行数据进行监测、报告和核查的过程中，电站、电网企业以及监测单位应发挥的职能等。

（三）中国光伏发电的发展已经形成了成熟的混合政策工具体系。政策工具类型可以总结为命令控制型、经济激励型以及自愿参与型三类。命令控制型政策包括《中华人民共和国可再生能源法》、《光伏电站项目管理暂行办法》、《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》等；经济激励型政策包括《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》、《关于分布式光伏发电实行按照电量补贴政策等有关问题的通知》等；自愿参与型政策包括《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》等。

（四）中国因地制宜探索了光伏发电的多元化应用场景。在光伏发电发展逐步成熟的历程中，中国探索了多元化的光伏发电应用场景。例如，在农田或者荒地上进行农光互补光伏发电，促进土地的开发利用，如全球最大的农光互补电站——宝丰农光一体化产业基地，将原本的荒漠地带改造成了“上面是光伏发电，下面是现代农业”的新模式；在非公共区域建设工商业分布式与农村户用屋顶光伏，充分激发了光伏的新增装机潜力；因地制宜在沙漠、戈壁、荒漠地区推进大型风光基地建设，持续推进可再生能源的大规模发展等。

（五）中国注重通过光伏发电实现可持续发展的目标。中国充分利用光伏发电技术同步促进可持续发展目标的实现。例如，“光明工程”通过光伏发电技术为偏远地区人口解决无电问题，提高电力可及性。中国政府在无电地区电力建设光伏发电项目中大约投入100亿元，总装机容量超过120兆瓦。到2001年底时，中国还有大约700万户、3000万无电人口，经过10几年的努力，通过电网延伸和可再生能源发电，到2015年底，中国彻



底解决了无电人口的用电问题，实现了全国电气化。光伏发电的逐步普及和技术的逐渐成熟，既提供了经济实用的可再生能源电力，也减缓了气候变化带来的负面影响。农光互补既是新型农业模式的探索，也大大提高了土地的利用率，促进了废弃土地的再利用。中国的光伏扶贫项目是产业扶贫的新模式与新探索，旨在通过光伏发电“自发自用、多余上网”的形式，为贫困地区注入新的经济增长活力。截至 2020 年底，各级政府已建光伏扶贫项目规模约 22 吉瓦，可帮扶约 320 万户贫困户，拨付补贴资金共计 113.4 亿元，圆满完成国务院《“十三五”脱贫攻坚规划》提出的帮扶 280 万户贫困户的目标。



第六章 东南亚电力部门绿色低碳转型合作的政策建议

一、东南亚电力部门低碳转型的建议

（一）将可再生能源电力转型作为疫后经济复苏的重要组成部分，避免大量投资流向煤电行业

首先，应加对本国可再生能源电力发展的认识。积极开展相关测算和评估等基础研究与调研工作，明确自身的可再生能源电力实际发展情况与成本效益，深化了解可再生能源电力发展的优势以及目前存在的困难，为后续可再生能源电力的进一步发展提供落脚点。其次，应在现有可再生能源电力发展目标基础上逐步提高要求。将可再生能源电力发展目标写入国家自主贡献甚至法律等统筹与协调效力更高的文件中，加速可再生能源电力的发展。积极制定完善上网电价、财政补贴、优惠贷款等可再生能源电力优惠政策，鼓励、引导可再生能源电力项目实施和市场发展。最后，注重可再生能源电力发展的跨领域影响，发挥其对经济社会发展的乘数效应。关注可再生能源电力对扶贫、健康、就业等其他可持续发展目标的促进作用，如提高社会生产力、创造就业机会、促进不发达地区的减贫工作等，并就具体领域制定发展计划与措施。注重将可再生能源电力与当地生产生活相结合，如开展“光伏+农业”新模式，在发展可再生能源发电的同时带动农业发展，对经济社会发展产生更大效益。

（二）逐渐降低煤电在未来东南亚发电结构中的占比，促进煤电向提供灵活备用服务转型，推动煤电清洁高效改造

首先，各国应结合自身发展特点探讨逐步降低煤电占比。目前，煤电在东南亚电源结构中仍占据重要地位，在全球电力低碳转型加速、东南亚部分国家已经提出退煤目标的背景下，合理的电力转型战略对该地区发展尤为重要。各国应结合自身经济发展水平以及资源禀赋等现实情况，探索制定化石能源电力逐步退出和可再生能源电力有序替代的时间表和路线图。尤其是高度依赖化石能源的国家（如印度尼西亚、越南等），要注重采取符合自身发展实际的渐进式可再生能源电力替代战略，逐渐降低煤电在未来东南亚发电结构中的占比。其次，应制定转型期间燃煤发电的作用和运营战略。对于整体趋于年轻化，且仍有大量规划或在建的东南亚煤电机组，相关部门要加强对其的全面评



估，实施分类管理，严格控制新煤电项目并提升建造标准，在保留和改造一定煤电机组的基础上逐步关停落后产能，并考虑将其纳入应急备用方案。同时，加强成本管控，转变煤电考核方式，完善调峰补偿，加强经济运营管理和市场环境，推进煤电向提供灵活备用服务转变，加速建立以可再生能源电力为主的新型电力系统。**最后，要加强煤电基础设施的清洁高效利用。**推动煤炭高效燃烧发电技术、洁净燃煤技术、生物固碳技术和化学固碳技术等关键技术的研发、市场转化和普及应用，综合考虑现役煤电机组在运行时间、燃烧技术、设备类型等方面的差异，分类、分批次开展技术改造，推进煤电机组节能提效升级。

（三）推进电力市场化改革，营造东南亚可再生能源电力发展的良好环境

对于发电侧而言，应建立或完善激励可再生能源电力发展的电价机制，如上网电价等，并设立电力市场交易时电价的上下灵活性浮动范围，同时对高耗能行业电价交易进行限制，逐步扩大煤电高依赖国家的煤电上网电价涵盖范围，保障电力供应安全并进一步带动光伏与风电等可再生能源电力发电端进入市场，为发电侧的电价全面市场化奠定基础。**对于输配电侧而言**，由于其自然的垄断性质，该部分的市场化转变应处于国家政府的监管之下，同时政府应在考虑电力市场化整体进度的情况下，严格审查输配电的成本、收益与电量等因素，然后对输配电环节进行合理定价，通过输配电环节的价格机制削弱在整体电价形成过程中的垄断影响。**对于售用电侧而言**，应逐步将售电权从单一的电网企业分散出来并下放，可对具备条件的社会主体（如部分售电公司等）进行资格审查后赋予售电权，通过多元化的售电主体加强电价的市场化竞争，同时考虑在该部分市场交易中放开部分符合市场准入条件的电力用户直接进行购电。

（四）完善市场投融资机制，加强金融行业的环境与风险评估，拓宽可再生能源电力的资金来源

首先，建立并完善市场投融资机制，提高融资的有效性和可持续性。加强国家机关、企业、金融投资机构等相关主体参与，完善职能分工、投资管理、项目规划、标准建设等方面的沟通协调，健全多层次投融资机制建设。加快国内绿色投融资产品、工具和服务创新，通过政府引导、信息公开、资金对接等方式，促进可再生能源电力项目融资。同时充分利用国际组织和多边金融机构平台，深化对外国际投融资合作。**其次，加强金融行业监管，完善金融风险管理。**完善各部门的规章管理制度，通过项目审批监管平台信息公开、



检查评估与绩效评价标准确立、守信激励和失信惩戒处理、主体信用承诺制度等方式加强金融行业内部的监管约束机制，推动金融投资市场的稳定运行。同时，开展风险评估、风险论证、风险实时监控等工作，从市场风险管控、技术风险管理、国际金融合作等方面完善金融风险管理。**最后，加强公私部门资金合作。**发挥公共部门资金的规划和引领作用，通过搭建宏观投资框架和制定规划，撬动私营部门参与可再生能源电力项目投资，拓宽可再生能源电力项目的资金来源。重点开发投资风险缓解工具和结构性融资工具，完善公私混合融资模式。此外，关注私人资本的投资回报、责任分配等问题，促进公共资金与私人资本的良性合作。

（五）增强政治互信，寻求区域间的电力合作，构建区域统一的电力市场，推动东盟电网互联互通

首先，增强东南亚区域间的政治互信程度。东南亚各国应增强在东盟合作机制下的对话，如在东盟首脑会议的基础上持续推动高层政治对话交流，同步开展更多机构间会议，沟通东南亚各国在电力交易方面的能源安全顾虑，协调各类规划，促使东南亚各国的电力合作承诺落地。**其次，加强东南亚区域内的电力互联互通。**建立明确、有效的双边及多边电力贸易法律法规框架，同时探索建立区域内专门的区域互联管理机构，负责项目的贸易细节、技术流程、资金募集等。建立区域内统一的电力交易标准，规定市场结构与电网规范。基于各地区得不同特点，在维护和运营标准方面深入规划统一的运行规则。充分利用东盟能源监管网络的功能，积极推动消除跨境电力交易的障碍，积极推动电力贸易从双边走向多边。拓展当前的跨境电力交易，开展商业化的区域一体化电力市场尝试。同时，合作推动输配电技术的研究，尤其是输送容量大、距离长的直流输电项目。

（六）注重公正转型，制定各国整体能源公正转型战略方案，系统规划转型过程中各区域、各产业有关技术创新、人才培养等方面的问题

首先，东南亚区域层面应明确能源公正转型相关定义与标准，且东南亚各国需进行系统战略布局，加强法律保障。应加快东南亚地区对公正转型的讨论步伐，推进区域层面统一绿色科技产业、绿色就业、绿色产品等概念，形成区域公正转型标准，明确指导后续具体工作。此外，东南亚各国应从整体战略体系布局出发，制定本国整体能源公正转型战略规划，形成目标明晰、结构明确的阶段性与长期转型指导方案，并从法律层面加强约束保障。建立环境、财政、金融、科技、劳动等多部门的跨部门协调机制，推动政府部门、企



业、金融机构等多利益相关方的沟通，共同参与转型路径商讨，系统规划不同区域和产业的转型目标以及技术、人才、监管等配套内容，保障所有公民共享转型过程中产生的效益，共担转型过程中产生的成本。**其次，应对化石能源企业转型提供相应支持。**要尽早明确化石能源企业退出或转型的阶段性规划，避免相关企业和员工在转型中陷入困境。对于转型过程中受到负面冲击的相关企业，应设立公正转型基金，给予相应的补贴，帮助其缓解转型带来的经济损失。同时，对于具有转型潜力的企业，应额外给予技术、人才方面的支持。对于转型过程中产生的冗余失业劳动力，应妥善安置并进行转向可持续发展行业的技能再培训，同时积极引导替代产业和新兴产业创造新的就业机会，充分包容与接纳该部分群体。

（七）充分利用国际合作的技术、资金和经验，加速发展可再生能源电力

首先，探索建立稳定的国际合作框架。东南亚各国应充分利用国际合作的技术、资金和经验推动绿色投资与科技创新助力降低转型成本，建立专门和稳定的国际合作政策和管理框架，增强本国电力转型的能力建设，积极利用多边开发银行、亚洲基础设施投资银行、智库、非政府组织等机构的资金支持、技术援助、人员培训，吸收融合绿色发展理念。**其次，因地制宜开展基础设施等多领域的电力转型合作。**引导强化在电力基础设施、跨区域电力互联互通方面的国际合作，加快电网、可再生能源电站等基础设施的发展，利用国际合作因地制宜地进行探索，如积极探索上网和离网等并网方案的应用以提高电力可及性，合作开发智能电网、先进输配电技术等以提高电力灵活度，并注重可再生能源电力的波动性与消纳问题，合理统筹规划可再生能源电力发展目标与实际发展速度，结合国际经验探索建立促进可再生能源消纳的保障机制。**最后，逐步打破国际合作壁垒。**东南亚各国应尽量降低市场准入门槛，为海外投资的进入设置便利通道，在国际可再生能源电力项目方面，简化土地、许可证等的获取程序，改善能源使用数据等信息库的收集与报告方式，结合自身资源优势与国际合作优势，加速推动光伏、风电等非水电可再生能源电力在本国的发展，实现不同可再生能源协调发展。



二、中国与东南亚各国合作促进电力部门低碳转型的建议

（一）积极与东南亚国家开展对话与合作，分享电力转型发展的最佳实践，提供因地制宜的电力转型规划方案

首先，加强中国与东南亚区域间的清洁能源对话协商机制。继续通过中国-东盟应对气候变化与生态环境对话、中国-东盟清洁能源能力建设计划等合作，围绕清洁能源的技术、资金与能力建设等问题与需求展开对话，进一步拓宽并拓展东南亚与中国可再生电力类项目合作的高端对话平台，提升清洁能源合作力度。依托“一带一路”绿色发展国际联盟等多边对话平台开展对话，精准了解东南亚国家能源转型需求，分享中国低碳转型发展的最佳实践。其次，深化中国与东南亚次区域间的清洁电力合作。一方面，促进中国与东南亚次区域合作平台（如大湄公河次区域经济合作机制）关于电力转型合作的讨论；另一方面，深化中国与东南亚电力合作基础较好国家间的清洁电力合作交流，如在“中老电力合作战略伙伴关系”的基础上重点增加关于可再生能源电力合作的议题。再次，推进中国与东南亚次国家主体间的清洁电力合作。一方面，做好与东南亚次国家主体开展电力合作时对口单位的结对工作，例如，对于越南而言，国家层面合作的对接单位应为越南工贸部，而省际甚至城市间的合作则需要通过相应的电力主管部门进行对接；另一方面，促进中国各城市与东南亚国家城市缔结城市友好协议，推动城市间的电力合作友好往来。最后，通过以上的对话与合作窗口分享中国电力转型发展的最佳实践。中国可以通过梳理其电力低碳转型的成熟发展经验与具体应用案例，如中国光伏发电不同阶段的激励措施（如上网电价、领跑者计划等）、结合可持续发展目标开展多元光伏应用场景的探索，以及中国的清洁高效煤电技术与特高压输电技术等经验，为东南亚国家可再生能源电力的发展提供最佳实践。

（二）加强与东南亚国家的清洁电力投资与贸易合作，从“煤电设备制造和出口国”转变为“可再生能源发电设备制造和出口国”

首先，参与东南亚化石能源电力的清洁高效改造合作。针对东南亚地区化石能源装机容量大且机组效率较低的现状，中国可充分利用本国煤电等清洁化升级改造的技术与经验，如燃煤发电中的超超临界技术、循环流化床锅炉发电技术，与以及煤电转化中的煤气化、煤液化等技术和燃煤电厂机组的污染控制经验等，为东南亚国家的存量煤电机组进行清洁



化升级改造，提高发电效率，降低排放水平，稳定电力供应。**其次，多方位参与东南亚地区的可再生能源电力项目。**充分发挥中国国有企业优势，带动灵活性高、创新活力足的民营企业参与东南亚地区的可再生能源电力项目。利用中国企业在海外进行工程总承包、清洁电力设备出口、收并购和项目整体设计的经验与优势，在充分了解东道国实际需求、资源禀赋、潜在风险的情况下，全面参与从大型可再生能源电力项目到分布式电力项目的多类型项目投资与合作。鼓励企业在合规的前提下有序、积极进入非水电可再生能源、输配电基础设施等东南亚电力转型急需的可再生能源电力技术领域。

（三）推进与东南亚国家的绿色投融资合作，加强海外投融资的项目前评估，保障当地的转型公平

首先，完善海外投资负面清单制度，进一步强化海外投融资政策中的气候和环境因素。提高对东道国国家自主贡献方案、电力发展规划、低碳转型需求及公众诉求等的分析与评估水平，将其纳入项目前期风险评估体系与投资决策考量，充分认识到东道国气候目标、环保要求以及电力转型过程的要求与限制，避免相关资产风险。**其次，探索建立中国与东南亚国家区域一致的绿色投融资标准与绿色金融市场。**中国可结合自身绿色金融发展经验，结合亚洲基础设施投资银行等国际多边银行绿色投融资模式的实践，并在东南亚各国家已有的绿色金融发展经验的基础上，充分了解各国的国情，牵头与东南亚国家合作制定出共同适用的绿色金融原则与标准；探索建立与完善东南亚区域性的绿色金融市场，各国共享绿色投融资发展方向与模式，以便投资者快速锁定潜在的投资标的，加大在共享市场平台建设和推广的投入，吸引更多公共以及私人绿色资金的深入参与；支持东南亚国家碳市场的建设，并探索中国与东南亚国家区域碳市场的链接机制，以更低的减排成本推进电力的低碳转型。**最后，注重通过转型金融等新兴理念和工具保障东南亚国家传统行业的绿色升级和转型过程中的公正公平。**例如，对煤电依赖度较高以及发展程度较低的国家，优先提供南南合作资金、推动设立转型基金，降低其化石能源逐步有序退出带来的公正转型挑战和资产搁浅风险，并提高其实现国家自主贡献承诺及完成能源转型的能力。

（四）积极支持东南亚国家电网升级，促进跨国电网互联互通，推动智能电网、分布式能源系统、储能技术等领域发展，并形成国际标准，推动更多可再生能源整合

首先，加强对东南亚国家电网升级的支持合作。中国应充分发挥资金、设备、技术优势，凭借领先的基础设施投建经验积极支持东南亚国家电网升级，扩大东南亚国家电网基



基础设施的工程承包、项目投资，积极与东南亚国家的输配电企业开展技术、运营合作，帮助东南亚各国电网升级转型。**其次，持续推动跨国电网互联互通。**拓展“一带一路”、“大湄公河次区域合作”等区域经济合作机制下的跨国电网互联互通项目，加强与东盟电网相连的跨国电力合作，推动与东盟的电力交易规模扩大化。**最后，在东南亚地区积极开展清洁电力技术合作。**一是要建立政府与企业间的组织协调机制，以推动清洁电力技术发展为目的，倾斜政策支持智能电网、分布式能源系统、储能等领域的企业进行海外投资与合作，分析现有做法与项目，评估其扩大化的潜力。二是要深入建设政府、投资者及第三方的多元清洁电力技术合作机制。充分发挥智库、高校、社会公众及其他组织在清洁电力技术成果转移转化方面的辅助作用。

（五）采取务实行动促进供应链的国际合作，保障供应链的安全和稳定并合作促进供应链绿色低碳化，为能源低碳转型提供经济技术可行的方案

首先，合作制定严格的绿色供应链规范政策与标准。中国可与东南亚国家在《区域全面经济伙伴关系协定》框架下，增加关于绿色供应链合作的相关议题，如就电力合作的全生命周期，从材料供应、制造、运输、市场流通以及安装使用等方面，合作讨论并探索制定多环节的环境与气候政策规范，包括原材料与产品等的绿色标准、市场准入门槛等。同时，考虑对部分经济发展以及技术水平稍显欠缺的国家制定差异化的标准，随着绿色供应链的逐步建立进行动态调整。**其次，合作建立透明高效的绿色供应链信息共享平台。**通过“一带一路”生态环保大数据服务平台等，完善包含如可再生电力项目的供求以及绿色金融合作的需求信息，以及经营主体的合规信息如排放情况以及绿色标签等，帮助企业等在开展海外项目投资时明确市场的供需情况以及当地的环境与气候规制与要求。**最后，因地制宜选择重点行业并设立企业标杆，由点到面推动中国与东南亚绿色供应链的全面发展。**考虑东南亚国家的资源禀赋，因地制宜选择合作基础较好或者重点关注的行业进行绿色供应链的先行试点，如棕榈油、橡胶等大宗商品，同时考虑到中小企业环境管理经验欠缺，将选中行业中的龙头企业作为绿色供应链管理的突破口，通过经验积累与品牌和标杆效应，逐步带动中国与东南亚国家包括可再生能源电力供应链合作在内的全行业、全领域的供应链绿色低碳化。



参考文献

- [1] BP. BP Energy Outlook 2022[R/OL]. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2022.pdf>.
- [2] IPCC Sixth Assessment Report Working Group I . Climate Change 2021: The Physical Science Basis [R/OL]. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>.
- [3] Net Zero Tracker, 2022. <https://zerotracker.net/>
- [4] IEA. Coal 2021 Analysis and Forecast to 2024[R/OL]. <https://www.iea.org/reports/coal-2021>.
- [5] Akbar Dwi Wahyono, Gabriella Ienanto, Beni Suryadi. ASEAN Power Updates 2021[R/OL]. <https://aseanenergy.org/asean-power-updates-2021/>.
- [6] IEA. Southeast Asia Energy Outlook[R/OL]. <https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2022>.
- [7] Carl . Kitchen. Tackling coal-fired emissions - No easy fixes [R/OL]. (2020-02.21) . <https://www.energycouncil.com.au/analysis/tackling-coal-fired-emissions-no-easy-fixes/>.
- [8] Alnie Demoral, Muhammad Rizki Kresnawan, Amira Bilqis, Tabita Natasha Wijaya, Andy Tirta. Challenges and Implications of Coal Phase-down to the ASEAN Energy Landscape[R/OL]. (2022-01-31) . <https://aseanenergy.org/challenges-and-implicationsof-coal-phase-down-to-the-asean-energy-landscape/>.
- [9] GEM. Boom and bust gas 2022[R/OL]. (2022-03) . <https://globalenergymonitor.org/report/boom-and-bust-gas-2022/>.
- [10] RE data Explore. <https://www.re-explorer.org/re-data-explorer>
- [11] Nathan Lee, Francisco Flores-Espino, Ricardo Oliveira, Billy Roberts, Thomas Bowen, Jessica Katz . Spatial Estimate of Levelised Costs of Electricity (LCOE) in ASEAN [R/OL]. (2019-06) . <https://aseanenergy.org/spatial-estimate-of-levelised-costs-of-electricity-lcoe-in-asean/>.
- [12] IRENA. Renewable Energy Market Analysis: Southeast Asia [R/OL] .



- (2018.01) . https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_Market_Southeast_Asia_2018.pdf.
- [13] ADMINISTRATION I T. Country Commercial Guide [Z]. 2021
- [14] 东盟能源中心, 水电水利规划设计总院. 东盟电力互联互通项目实施现状及前景分析 [R/OL]. (2020-11-27) . <https://www.efchina.org/Reports-zh/report-cpp-20201127-zh>.
- [15] ASEAN Centre for Energy. The 6th ASEAN energy outlook 2017 - 2040 [R/OL]. <https://aseanenergy.sharepoint.com/PublicationLibrary/Forms/AllItems.aspx?id=%2FPublicationLibrary%2F2020%2FPublication%2FAEO6%2Epdf&parent=%2FPublicationLibrary%2F2020%2FPublication&p=true&ga=1>.
- [16] Xunpeng Shi, Lixia Yao, Han Jiang . Regional power connectivity in Southeast Asia: the role of regional cooperation [J]. 2019, 2(5): 444-56.
- [17] Nicholas Nhede . Southeast Asia to invest \$9.8 billion in smart grid infrastructure [EB/OL]. (2018-09-05) . <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-grid/southeast-asia-9-8-billion-smart-grid-infrastructure/>.
- [18] Imaduddin Abdullah, Rika Safrina, Dallih Warviyan, Ahmad Heri Firdaus, Andy Tirta. Green Fiscal Measures During COVID-19 in the ASEAN Member States: Assessments and Policy Recommendations [R/OL]. (2022-05-25) . <https://aseanenergy.org/green-fiscal-measures-during-covid-19-in-ams/>.
- [19] 一带一路绿色发展国际联盟. “一带一路”环境政策法规标准蓝皮书（东南亚篇） [R/OL], <https://114.251.7.117/cmsfiles/1/titlepic/39d86cfc-e498-4b5e-b3de-19388586d07b.pdf>.
- [20] “一带一路”绿色发展国际联盟. 东南亚电力基础设施发展的现状和展望 [R/OL]. (2020-12) . <http://www.brigc.net/zcyj/yjkt/202011/P020201129768374973820.pdf>.
- [21] Victor Nian, Muhammad Rizki Kresnawan, Beni Suryadi. Setting Emission Standards for Coal-Fired Power Plants in ASEAN [R/OL]. (2021-07-31) . <https://aseanenergy.org/setting-emission-standards-for-coal-fired-power-plants-in-asean-2/>.
- [22] IEA. World can reach 'net zero' emissions by 2060 to meet Paris climate goals [EB/OL]. (2017-06-06) . [2020-07-12]. <https://www.carbonbrief.org/iea-world-can-reach-net-zero-emissions-by->



2060-meet-paris-climate-goals

- [23] Carbon Tracker. How to waste over half a trillion dollars: The economic implications of deflationary renewable energy for coal power investments[R/OL]. (2020-03-12). <https://carbontracker.org/reports/how-to-waste-over-half-a-trillion-dollars/>.
- [24] Monika Merdekawati, Beni Suryadi, Raisha Verniastika, Annisa Larasati, Tabita Natasha Wijaya. Preparing Green Jobs for Coal Companies' Transition Strategies in ASEAN [R/OL]. (2022-02-19). <https://aseanenergy.org/preparing-green-jobs-for-coal-companies-transition-strategies-in-asean/>.
- [25] Alnie Demoral, Muhammad Rizki Kresnawan, Amira Bilqis, Tabita Natasha Wijaya, Andy Tirta. Challenges and Implications of Coal Phase-down to the ASEAN Energy Landscape[R/OL]. (2022-01-31). <https://aseanenergy.org/challenges-and-implicationsof-coal-phase-down-to-the-asean-energy-landscape/>.
- [26] 张锐, 王晓飞. 东盟能源转型: 困局与展望[J]. 东南亚研究, 2021, (04): 19.
- [27] Monika Merdekawati, Beni Suryadi, Amira Bilqis, Shahnaz Nur Firdausi, Jeihana Kartika Hapsari. Job Creation Towards Achieving the Regional Renewable Energy Target[R/OL]. (2022-02-19). <https://aseanenergy.org/job-creation-towards-achieving-the-regional-renewable-energy-target/>.
- [28] Suwanto, Monika Merdekawati, Gabriella Ienanto, Beni Suryadi. Innovations to Drive the Energy Transition in the ASEAN Region[R/OL]. (2021-12-08). <https://aseanenergy.org/innovations-to-drive-the-energy-transition-in-the-asean-region/>.
- [29] The World Bank. The World Bank In Vietnam[EB/OL]. (2022-11-07). <https://www.worldbank.org/en/country/vietnam/overview#1>.
- [30] Caitlin Shem, Yeliz Simsek, Ursula Fuentes Hutfilter, Tania Urme. 越南低碳能源转型的潜力和机遇: 政策分析[R/OL]. (2019-11) <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.06.026>.
- [31] Viet Nam Energy Partnership Group. PM Decision 2068/QĐ-TTg on Renewable Energy Development Strategy to 2030 outlook 2050[A/OL]. (2015-11-25). https://vepg.vn/legal_doc/decision-2068-of-pm-on-re-master-plan/.
- [32] Viet Nam Energy Partnership Group. Politburo's Resolution 55-NQ/TW on



- the Orientation of the Viet Nam’ s National Energy Development Strategy to 2030 and outlook to 2045[A/OL]. (2020-11-02) .https://vepg.vn/legal_doc/cpv-resolution-on-the-orientation-of-the-viet-nams-national-energy-development-strategy-to-2030-and-outlook-to-2045/.
- [33] Approval of the National Green Growth Strategy[A/OL]. (2012-09-25) .<https://www.economica.vn/Portals/0/Documents/VietNam-GreenGrowth-Strategy.pdf>.
- [34] SOCIALIST REPUBLIC OF VIET NAM. NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION (NDC) [A/OL].
<https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Viet%20Nam%20First/VIETNAM%27S%20INDC.pdf>.
- [35] <https://snv.org/country/vietnam>
- [36] 中国的碳中和会承诺绿色 BRI (一带一路倡议) 投资吗?
- [37] Deon Arinaldo, Julius Christian Adiatma, Pamela Simamora. Indonesia Clean Energy Outlook 2019 Reviewing 2018, Outlooking 2019[R/OL]. (2018-12) . <https://iesr.or.id/pustaka/indonesia-clean-energy-outlook-2019>.
- [38] Venkatachalam Anbumozhi, Nguyen Anh Tuan . Integrative Strategies and Policies for Promotion of Appropriate Renewable Energy Technologies in Lower Mekong Basin Region[R/OL]. (2017-04-10) .
<https://www.eria.org/publications/integrative-strategy-and-policies-for-promoting-appropriate-renewable-energy-technologies-in-lower-mekong-basin-region-with-special-focus-on-viet-nam/>.
- [39] ASEAN Centre for Energy, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH. The 4th ASEAN Energy Outlook 2013-2035[R/OL]. (2015-12-31) . <https://aseanenergy.org/the-4th-asean-energy-outlook/>.
- [40] Venkatachalam Anbumozhi, Kaliappa Kalirajan, Xianbin Yao. Rethinking Asia’ s Low-Carbon Growth in the Post-Covid era. Economic Research Institute for ASEAN and East Asia[R/OL]. (2022-01-27) .
<https://www.eria.org/publications/rethinking-asias-low-carbon-growth-in-the-post-covid-world-towards-a-net-zero-economy/>.
- [41] ASEAN Centre for Energy, International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Outlook for ASEAN: a REmap Analysis[R/OL]. (2016-10-27) . <https://aseanenergy.org/renewable-energy-outlook-for-asean-a-remap-analysis>.



- [42] International Energy Agency (IEA) (2015). Energy & Climate Change, International Energy Agency, Paris.
- [43] Venkatachalam Anbumozhi, Kaliappa Kalirajan, Fukunari Kimura, Xianbin Yao. Investing in Low-Carbon Energy Systems: Implications for Regional Economic Cooperation[M], Springer Singapore, 2016.
- [44] ASEAN Centre for Energy (ACE) (2016), Renewable Energy Policies, ASEAN Centre for Energy, Jakarta.
- [45] Fukunari Kimura, Phoumin Han, Brett Jacobs. Energy Market Integration in East Asia: Renewable Energy and Its Deployment into The Power System[R/OL]. (2013-08-01) <https://www.eria.org/publications/energy-market-integration-in-east-asia-renewable-energy-and-its-deployment-into-the-power-system/>.
- [46] International Energy Agency (IEA) (2014). South East Asia Energy Outlook - World Energy Outlook Special Report, International Energy Agency, Paris 131.
- [47] UNDP. Indonesia' s Green Bond & Sukuk Initiative[R/OL]. (2018-10-16) .<https://climatepromise.undp.org/research-and-reports/indonesias-green-bond-sukuk-initiative> .
- [48] Lastuti Abubakar, Tri Handayani. Green Sukuk: Sustainable Financing Instruments for Infrastructure Development in Indonesia[R/OL]. (2020-05-04) . <https://www.atlantispress.com/proceedings/bis-hess-19/125939591>.
- [49] Andry Setiawan1, Yahya Asidiq, Robby Ilham Sholihin. An Evaluation of Publishing Green Sukuk in Indonesia[R/OL]. <https://www.studocu.com/id/document/universitas-islam-indonesia/economic/a-evaluation-of-publishing-green-sukuk-in-indonesia/44899178>.
- [50] Firdaus, N. and E. Djumena (2020), Stimulus Covid-19, Pencapaian Target Iklim, dan Tantangan Sektor Bisnis. Kompas.
- [51] Akhlas, A.W. Govt Raises \$2.5b through Global Sukuk Offering to Address Pandemic Deficit [EB/OL]. (2020-06-18) . <https://www.thejakartapost.com/news/2020/06/18/govt-raises-2-5b-through-global-sukuk-offering-to-address-pandemic-deficit.html>.
- [52] Riska Rahman. Indonesia' s Sukuk Issuance to Rise to \$27b to Finance COVID-19 Battle: Moody' s[EB/OL]. (2020-08-14) . [2020-10-20]. <https://www.thejakartapost.com/news/2020/08/13/indonesias-sukuk-issuance->



to-rise-to-27b-to-finance-covid-19-battle-moodys.html.

- [53] Adrian Wail Akhlas. Govt Raises \$2.5b through Global Sukuk Offering to Address Pandemic Deficit[EB/OL]. (2020-06-18).
<https://www.thejakartapost.com/news/2020/06/18/govt-raises-2-5b-through-global-sukuk-offering-to-address-pandemic-deficit.html>.
- [54] Antara. Pemerintah Rilis Sukuk Global US\$2,5 M untuk Penanganan Covid-19 [EB/OL]. (2020-06-18).
<https://mediaindonesia.com/ekonomi/321458/pemerintah-rilis-sukuk-global-us25-m-untuk-penanganan-covid-19>.
- [55] EMBER. 全球电力评论——2021 全球趋势[R/OL].