



中国环境与发展国际合作委员会
专题政策研究报告

全球气候治理 与中国贡献

2020

政策研究专题发布
2020年9月



专题政策研究项目组成员*

联合组长（按姓氏字母顺序）：

外方组长：

韩佩东 国合会委员，儿童投资基金会（英国）首席执行官

邹 骥 国合会特邀顾问，能源基金会（美国）首席执行官兼中国区总裁

中方组长：

王 毅 全国人大常委，中科院科技战略咨询研究院副院长、研究员

项目组中外核心专家（按姓氏字母顺序）：

外方核心专家：

马瑟尔 国合会委员，印度能源与资源研究所所长

潘 兴 国合会委员，威廉与弗洛拉·休利特基金会环境项目总监
斯特恩勋爵伦敦政治经济学院杰出教授

托 妮 巴西气候与社会研究院执行院长

图比亚纳 欧洲气候基金会首席执行官

中方核心专家：

谭显春 中科院科技战略咨询研究院发展所副所长，研究员

王金照 国务院发展研究中心信息中心主任、研究员

徐华清 国家应对气候变化战略研究和国际合作中心主任

张海滨 北京大学国际关系学院副院长、教授

项目组中外咨询专家：

国际咨询专家：

巴列斯特罗斯 格罗沃尔德家族基金会亚洲气候金融项目主任

巴布纳 国合会特邀顾问，世界资源研究所全球执行副主席

沃辛顿女男爵 美国环保协会欧洲分部执行董事

德贝克 欧盟气候行动司前司长

费尔南德斯 墨西哥气候行动执行主任

费舍尔 德国国际合作机构中德气候变化、环境与自然资源合作领域主任

加拉格尔 塔夫茨大学能源与环境政策教授；国际环境与资源政策中心主任

格拉布 英国伦敦大学学院可持续资源研究所教授

韩国义 瑞典斯德哥尔摩国际环境研究院高级研究员

何 豪 美国能源创新有限责任公司首席执行官

何秀珍 南森研究所高级研究员



- 约 佐 澳大利亚国立大学克劳福德公共政策学院气候经济与政策中心
总监
- 凯 特 人人享有可持续能源首席执行官兼联合国秘书长特别代表
- 李永怡 国合会特邀顾问, 英国皇家国际事务研究所国际经济金融研究主任
- 雷红鹏 儿童投资基金会(英国)气候变化项目主任、中国首席代表
- 刘 强 儿童投资基金会(英国)中国项目总监
- 梅迪纳 儿童投资基金会(英国)气候变化执行主任
- 帕兹托 卡内基国际事务伦理委员会高级研究员和卡内基气候治理倡议
执行主任
- 辛普森 碳排放信息披露项目首席执行官
- 桑 顿 欧洲环保协会创始人、首席执行官
- 温克勒 开普敦大学能源研究中心教授
- 扎尔克 美国治理与可持续发展研究所总裁

国内咨询专家

- 贺克斌 国合会特邀顾问, 中国工程院院士, 清华大学环境学院院长、教授
- 康艳兵 国家发展改革委能源研究所能源可持续发展研究中心主任、研究员
- 王 溥 中科院科技战略咨询研究院副研究员

项目组协调员:

- 钟丽锦 能源基金会(美国)北京办事处总裁办公室主任
- 顾佰和 中科院科技战略咨询研究院副研究员

项目其他参与人员:

- 赵 笑 儿童投资基金会(英国)
- 辛嘉楠 能源基金会(美国)北京办事处
- 董 钺 能源基金会(美国)北京办事处
- 张笑寒 能源基金会(美国)北京办事处
- 安 岩 中科院科技战略咨询研究院
- 翟寒冰 中科院科技战略咨询研究院

特别感谢能源社会环境独立观点(Independent Perspectives on Energy, Society and The Environment, IPEN)咨询公司总经理 Hugh Outhred 博士和项目主任 Maria Retnanestri 博士、东盟能源中心 Yudiandra Yuwono 博士、Septia Buntara 先生和 Monika Merdekawati 女士、新加坡国立大学能源研究所所长 Philip Andrews-Speed 博士为本报告提供东南亚电力基础设施发展数据与案例分析。

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



目 录

执行摘要	I
前言	IV
第一章 中国推动“一带一路”地区电力设施发展与应对气候变化——以东南亚地区为例	1
一、“一带一路”倡议与中国支持海外基础设施发展的政策支持	1
(一) 绿色发展与实现可持续发展目标是“一带一路”倡议的重要组成部分	1
(二) 中国海外投资政策发生转变, 近年快速增长, 管理机制正逐步完善	2
(三) 中国境外投资政策的环境约束有待提高	3
(四) 中国金融机构仍然在为海外煤电及其相关产业提供融资服务	4
(五) 中国正在努力使对外投资政策更加绿色化	5
二、东南亚地区的社会经济发展与电力基础设施	5
(一) 东南亚经济增长态势整体良好, 但是发展不平衡	5
(二) 东南亚国家能源资源品种众多, 但是分布不均衡	7
(三) 东南亚地区一次能源和电力消费增速较快, 且以化石能源为主	8
(四) 电力现有基础设施缺口较大, 电力装机以火电和水电为主	10
三、东南亚国家电力管理政策与清洁低碳发展目标	11
(一) 东南亚多数国家电力市场化程度较低, 缺乏竞争激励机制	11
(二) 提高能源供给和电气化率是多数东南亚国家电力发展战略的首要重点	14
(三) 可再生能源发展受到重视, 多重举措提高可再生电力	15
(四) 环境标准体系和相关制度已初步形成, 居民环保意识逐渐提升	18
四、东南亚国家电力基础设施投资需求巨大	18
(一) 东南亚电力基础设施投资规模预计可达万亿级, 可再生电力有望成为投资重点	18
(二) 中国参与东南亚地区电力基础设施建设的现状	19
(三) 东南亚国家对中国参与电力基础设施建设的的评价	21
五、东南亚地区电力基础设施低碳转型案例分析: 印度尼西亚	22
(一) 印尼电力供应量持续快速增长, 但是人均用电量仍然较低	22
(二) 可再生能源有潜力, 但是化石燃料在发电结构中占据绝对主导地位	22
(三) 印尼制定了可再生能源发展规划目标, 但是煤电仍被视为其实现 100% 电气化率目标不可或缺的手段	23
(四) 印尼电力低碳转型面临的问题	24
(五) 印尼煤电发展中的国际合作	26



六、 东南亚国家电力低碳清洁化的机会与挑战	28
(一) 机会一：东南亚对电力有迫切的现实需求且市场潜力巨大	28
(二) 机会二：东南亚可再生能源资源种类丰富，开发潜力巨大	28
(三) 机会三：东南亚各国制定积极的可再生电力发展目标，并支持清洁电力	28
(四) 机会四：可再生能源电力成本大幅下降，而且有望持续下降	29
(五) 挑战一：传统煤电利益集团强势，而且多数国家电力体制缺乏市场竞争	30
(六) 挑战二：缺乏人力资源，自主创新能力和较低	31
(七) 挑战三：政府财政压力大，且缺乏有效的市场融资机制	31
(八) 挑战四：电网基础设施欠发达，可再生能源消纳能力有限	31
(九) 挑战五：可再生能源发电成本仍然偏高，短期内与化石能源发电相比竞争力不足	32
(十) 挑战六：可再生能源发电并网会推高电价水平，消费者难以承受	32
七、 中国参与东南亚电力基础设施低碳转型的建议	34
(一) 中国政府应将环境和气候影响作为海外投资政策修订的重要考量因素	34
(二) 中国应加强与东南亚国家的低碳战略顶层设计合作，为当地可再生能源发展规划及路线图提供技术和资金援助	34
(三) 中国企业要注重对海外投资项目的评估，以确保促进当地经济社会环境的可持续发展	34
(四) 中国政府和企业都应重视和提高与当地的交流和沟通	35
第二章 性别议题	36
第三章 年度政策建议	38
致 谢	43
参考文献	44
附 录	46

执行摘要

“全球气候治理与中国贡献”专题政策研究项目为国合会“全球治理与生态文明”课题下设专题之一。该课题 2019-2020 年研究重点之一是“一带一路”沿线地区基础设施的低碳发展。

“一带一路”倡议的提出为中国和沿线国家及全球合作促进可持续发展提供了广阔前景，然而多数沿线国家生态环境脆弱、基础设施建设不足、气候应对能力薄弱、对气候变化影响十分敏感。由于投资规模和长期锁定效应，基础设施投资一直是应对气候变化的一个重要议题，而且国际社会也高度关注中国“一带一路”倡议，期望中国在全球气候治理中的领导作用可以通过“一带一路”倡议带动沿线国家的低碳经济转型，同时也期待与中国共同发展广泛的绿色低碳市场。

东南亚地区是“一带一路”建设重点区域。近些年东南亚经济发展迅速，成为全球经济发展最活跃区域之一，能源电力消费和煤炭消费也迅速增长。未来随着工业化水平提升，人均收入提高，预计该地区电力需求将会持续快速增长。在全球应对气候变化以及当地环境污染压力增加的背景下，东南亚快速增长的煤电受到全球关注，而中国在中国在支持东南亚提升电力供给率和实现能源可及目标的同时也因为参与了一些燃煤电厂项目而受到争议，国际社会认为这可能会增加气候变化风险，与绿色“一带一路”建设背道而驰。

本报告首先回顾“一带一路”倡议以及中国支持海外基础设施发展的相关政策，然后梳理东南亚地区的社会经济与电力基础设施发展现状以及电力发展相关规划和政策，分析中国在东南亚电力基础设施投资中发挥的作用，并以印度尼西亚为例，深入剖析其电力基础设施低碳转型中存在的问题。在此基础上，从资源禀赋、技术、资金、成本、基础设施、制度和政策等多个角度分析东南亚电力低碳清洁化的机会和挑战，并提出中国与东南亚国家合作促进电力基础设施低碳转型的建议。

研究发现，东南亚国家电力低碳清洁化发展机遇和挑战并存。

机遇：首先，东南亚经济发展态势良好，正经历着由农业向工业社会的结构性转变，对电力有迫切的现实需求且市场潜力巨大，目前多数东南亚国家尚未实现 100% 供电，而根据 IEA 分析，预计到 2040 年东南亚电力需求将是现在的两倍，达到 20000 亿千瓦时，年增长率接近 4%，电力需求增速远高于世界其他地区。与此同时，东南亚地区可再生能源资源种类丰富，水电、光伏、风电、潮汐能、地热能等资源条件良好，有较大开发潜力。而且近年来全球以及东南亚地区的可再生能源发电成本大幅下降，并且有望持续下降，例如东南亚地区光伏平准化度电成本（Levelized Cost of Electricity, LCOE）在过去五年间下降了 65%，风电成本也降至与煤电成本相当。如果未来考虑碳排放纳入发电成本核算，煤电成本



有可能超过可再生能源发电成本。而且，东南亚国家已经开始重视可再生能源，并制定了积极的可再生电力发展目标，根据《东盟 2016-2025 年能源合作行动计划》，期望 2025 年可再生能源在东盟地区一次能源供应中占比达到 23%，并建议各国通过制定上网电价、税收优惠等一系列政策保障可再生能源发电的快速增长，而越来越多的国际金融机构纷纷出台限制向煤电项目贷款的政策，也为可再生能源的发展提供了积极的信号。

挑战：一是传统煤电利益集团强势，而且多数国家电力体制缺乏市场竞争。除新加坡、菲律宾的电力市场化程度较高，其他东南亚国家仍为垂直一体化的电力市场模式，且电力企业多以煤电为主要业务，不仅垄断市场，也缺乏转变为可再生能源电力的动力。**二是缺乏人力资源，自主创新能力较低。**东南亚一直存在研发投入不足且高端人才短缺的困扰，而发达国家对关键技术进行严密控制，即使以高昂的代价也难以获取国外核心技术，导致东南亚的资源优势无法转化为能源优势。**三是政府财政压力大，且缺乏有效的市场融资机制。**实现可再生能源发展目标需要巨额投资，而东南亚大多数国家人均 GDP 不足 5000 美元（新加坡、文莱、泰国除外），财政资金难以满足可再生能源电力发展的需要，同时缺乏有效的市场融资机制，当地金融机构高估可再生能源项目风险，导致可再生能源项目融资困难。**四是电网基础设施陈旧。**东南亚整体电力网架结构较弱，高电压等级的线路较少，各国电力互联互通有限，电网调峰能力有限，一定程度上制约了可再生能源的发展。**五是可再生能源发电成本仍然偏高，与化石能源发电相比竞争力不足。****六是可再生能源发电并网会推高电价水平，消费者难以承受。**

基于以上分析，提出中国与东南亚合作促进电力基础设施低碳发展的建议。

（1）中国政府应将环境和气候影响作为海外投资政策修订的重要考量因素。中国政府应在对外援助政策和金融机构的海外投资政策中将环保和气候因素纳入强制性要求，建立海外投资负面清单制度，限制高碳锁定项目（如，煤电），鼓励低碳投资项目，落实绿色“一带一路”和推进互利共赢的开放战略。

（2）中国应加强与东南亚国家的战略合作，为当地可再生能源发展规划及路线图提供技术和资金援助。中国应基于在能源系统低碳转型方面的丰富经验，推动与东南亚国家在战略规划层面的深度合作。充分利用各平台资源，分享中国清洁能源发展经验，推广适用技术，引导东南亚国家向清洁电力发展转型。

（3）中国企业要注重对海外投资项目的评估，以确保促进当地经济社会环境的可持续发展。中国企业目前在东南亚的电力基础设施建设仍以工程总承包（EPC）为主要方式，难以为当地带来劳动力、产业链等一系列能力的增量。中国企业的海外投资在关注投资收益的基础上，要更多关注项目为当地经济社会环境可持续发展带来的影响。应对项目事前-事中-事后全过程的影响进行系统评估，包括对宏观经济、当地就业、生态环境等方面的正面和负面影响，可参考国际战



略环评的优秀实践，采用 ISO14000 等环境管理系列标准，最大程度地减少项目对环境的负面影响。

（4）中国政府和企业都应重视和提高与当地的交流和沟通。借助东亚峰会清洁能源论坛、大湄公河次区域能源合作等多种双边和多边平台，加强与东南亚各国中央和地方政府的沟通与交流。充分发挥中国在清洁电力技术、产业绿色转型、专家等方面的优势，加强对东南亚国家的技术援助、专业人员培训、项目示范等。企业要加强与当地社会的跨文化沟通交流，注重宣传工作。要与所在国政府、工会组织等有关社会团体及当地媒体的沟通交流，多宣传企业为促进当地社会经济发展所做贡献，争取当地各界对企业的理解和支持。注意防控舆论风险，对涉及企业的不实负面报道，要及时通过媒体澄清、说明。



前 言

“全球气候治理与中国贡献”专题政策研究项目为国合会支持的“全球治理与生态文明”课题下设的专题之一，于2018年7月启动，为期3年半，共涉及四个方面的研究内容：（1）中国政府机构改革对应对气候变化政策与管理工作的影响与建议；（2）中国在全球气候治理体系中的贡献与领导力，以及中国应对气候变化中长期总体战略和路线图；（3）基础设施的绿色投资与“一带一路”背景下的气候投融资；（4）提高碳定价政策有效性的经验教训总结。

2019年，课题组在继续开展中国应对气候变化中长期战略研究的同时，也结合国际上备受关注的东南亚地区电力基础设施低碳发展问题开展相关研究。

“一带一路”倡议的提出为中国和沿线国家及全球合作促进可持续发展提供了广阔前景，然而多数沿线国家生态环境脆弱、基础设施建设不足、气候应对能力薄弱、对气候变化影响十分敏感。由于投资规模和长期锁定效应，基础设施投资一直是应对气候变化的一个重要议题，而且国际社会也高度关注中国“一带一路”倡议，期望中国在全球气候治理中发挥领导作用通过“一带一路”倡议带动沿线国家的低碳经济转型，同时也期待与中国共同发展广泛的绿色低碳市场。

东南亚地区是“一带一路”建设重点区域。近些年东南亚经济发展迅速，成为全球经济发展最活跃区域之一，能源电力消费和煤炭消费也迅速增长。未来随着工业化水平提升，人均收入提高，预计该地区电力需求将会持续快速增长。在全球应对气候变化以及当地环境污染压力增加的背景下，东南亚快速增长的煤电受到全球关注，而中国的支持东南亚提升电力供给率和实现能源可及目标的同时也因为参与了一些燃煤电厂项目而受到争议，国际社会认为这可能会增加气候变化风险，与绿色“一带一路”建设背道而驰。面对众多机遇和挑战，东南亚国家如何顺利实现电力基础设施的低碳发展，是国际社会共同关注的问题。

本报告包括三部分，第一部分将重点介绍中国推动东南亚地区电力基础设施低碳发展；第二部分是应对气候变化中的性别议题；第三部分是综合的年度政策建议。

报告第一部分首先回顾“一带一路”倡议以及中国支持海外基础设施发展的相关政策，然后梳理东南亚地区的社会经济与电力基础设施发展现状以及电力发展相关规划和政策，分析中国在东南亚电力基础设施投资中发挥的作用，并以印度尼西亚为例，深入剖析其电力基础设施低碳转型中存在的问题。在此基础上，从资源禀赋、技术、资金、成本、基础设施、制度和政策等多个角度分析东南亚电力低碳清洁化的机会和挑战，并提出中国与东南亚国家合作促进电力基础设施低碳转型的建议。



第一章 中国推动“一带一路”地区电力设施发展与应对气候变化——以东南亚地区为例

一、“一带一路”倡议与中国支持海外基础设施发展的政策支持

（一）绿色发展与实现可持续发展目标是“一带一路”倡议的重要组成部分

2013年9月和10月，习近平总书记在哈萨克斯坦和印度尼西亚访问时分别提出了“丝绸之路经济带”和“海上丝绸之路”的概念，形成了“一带一路”倡议。“一带一路”倡议依靠中国与相关国家既有的双边和多边机制，积极发展与沿线国家的经济合作伙伴关系，打造“政治互信、经济融合、文化包容的利益共同体、命运共同体和责任共同体”（胡健等，2017）。截至2020年1月底，中国政府已与138个国家和30个国际组织签署了200份政府间合作协议¹，范围由亚欧地区延伸至非洲、拉美、南太平洋、西欧等相关国家。

绿色发展是“一带一路”共建国家的共识，国家主席习近平在多个场合多次强调要共建绿色“一带一路”。2015年3月发布的《推动共建丝绸之路经济带和21世纪海上丝绸之路的愿景与行动》中提出要努力将绿色环保理念和可持续发展原则渗透或融入到“一带一路”的“五通”中²，促进沿线国家发展方式的绿色化，从而走出一条互利共赢、和谐包容、绿色低碳的可持续发展之路。2017年5月，习近平主席在“一带一路”国际合作高峰论坛开幕式演讲中指出，要将“一带一路”建成创新之路，同时我们要践行绿色发展的新理念，倡导绿色、低碳、循环、可持续的生产生活方式，加强生态环保合作，建设生态文明，共同实现2030年可持续发展目标。2019年4月第二届“一带一路”国际合作高峰论坛上，习近平主席再次强调要坚持开放、绿色、廉洁理念，坚持以人民为中心的发展思想，走经济、社会、环境协调发展之路。

目前，“一带一路”沿线国家人口占全球的67%，经济体量约占34%，大多数是发展中和经济转型国家，约三分之二国家人均GDP低于世界平均水平（柴麒敏等，2019；国家信息中心，2018），绿色发展面临诸多挑战，但也是必然选择。由于基础设施建设水平偏低、生态环境脆弱，这些国家对气候变化的影响十分脆弱，“一带一路”国家的气候灾害损失是全球平均值的2倍以上，1995年至2005年全球气候灾害受灾排名前10位的国家有7个都在“一带一路”地区（柴麒敏等，

¹ 中国一带一路网：<https://www.yidaiyilu.gov.cn/xwzx/roll/77298.htm>

² 即政策沟通、设施联通、贸易畅通、资金融通、民心相通中



2019)。同时由于经济发展和能源强度增加潜力大，这些地区是未来全球能源消费和温室气体排放增长的潜力地区。因此在全球低碳发展和气候适应型转型的大背景下，“一带一路”地区的绿色发展需求尤其迫切。

总之，促进“一带一路”绿色、可持续发展不仅是“一带一路”倡议的内在要求，也是沿线国家的必然选择。打造“一带一路”的绿色低碳共同体，对于构建人类命运共同体、推动实现 2030 年可持续发展目标和清洁美丽世界愿景均具有重要的意义。

（二）中国海外投资政策发生转变，近年快速增长，管理机制正逐步完善

改革开放以来，我国的对外直接投资政策经历了由限制到鼓励的巨大转变。2000 年以前，我国对外直接投资政策以限制对外直接投资为主；2000 年以后，国家开始提出和实施“走出去”战略，逐步取消对外直接投资的审批限制，积极鼓励对外直接投资（李锋，2016）。“一带一路”倡议为“走出去”提供了更强有力的战略支撑，为对外直接投资开辟了更为广阔的天地。

我国对外直接投资流量和存量居全球前三，东盟是对外直接投资流量增长最快地区。2018 年中国对外直接投资 1430.4 亿美元，相比 2017 年下降 9.6%（见图 1-1）。在全球对外直接投资流出总额同比减少 29%，连续 3 年下滑的大环境下，略低于日本（1431.6 亿美元），成为第二大对外投资国。2018 年末，中国对外直接投资存量达 1.98 万亿美元，是 2002 年末存量的 66.3 倍，仅次于美国和荷兰。从中国对外直接投资流量地区分布看（见表 1-1），亚洲是中国对外直接投资最主要的流向目的地，而且东盟是对外直接投资流量增长最快的地区。

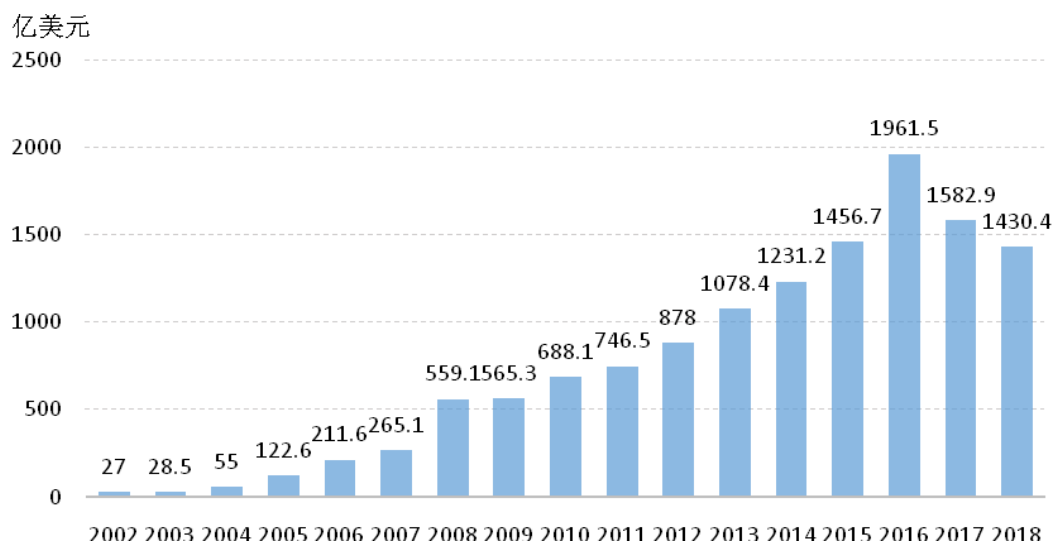


图 1-1 2002-2017 年中国对外直接投资流量

数据来源：中国商务部、国家统计局、国家外汇管理局《中国对外直接投资统计公报》

表 1-1 2017 年中国对主要经济体投资流量分布

经济体名称	投资额 (亿美元)	同比 (%)	比重 (%)
中国香港	911.5	-20.2	57.6
东盟	141.2	37.4	8.9
欧盟	102.7	2.7	6.5
美国	64.3	-62.2	4.0
澳大利亚	42.4	1.3	2.7
俄罗斯联邦	15.5	19.7	1.0
合计	1277.5	-18.6	80.7

数据来源：中国商务部、国家统计局、国家外汇管理局

《2017 年中国对外直接投资统计公报》

（三）中国境外投资政策的环境约束有待提高

中国海外投资政策和管理由多个政府机构参与和组成。超过 20 亿美元的大型海外投资项目必须获得国务院批准。参与管理的其他重要政府机构包括中国人民银行、国家发展和改革委员会（国家发展改革委）、商务部、财政部、国家国际发展合作署、中国银行保险监督管理委员会等。商务部负责核准中国企业对外直接投资项目，除特殊境外投资项目外，大多数项目核准权下放至省级商务主管部门。国家发展改革委则主要针对境外资源开发类项目、大额用汇项目、境外收购及竞标项目，以及部分特殊项目进行审核。国家外汇管理局监督管理境内企业境外直接投资的外汇收支和外汇登记。中国人民银行和国家外汇管理局对境外直接投资人民币结算试点实施管理。新组建的国家国际发展合作署负责拟订对外援助战略方针、规划、政策，统筹协调援外重大问题并提出建议，推进援外方式改革，编制对外援助方案和计划，确定对外援助项目并监督评估实施情况等。中国境外投资政策中少有专门针对环境保护的规定，商务部和环境保护部（现为生态环境部）2013 年印发的《对外投资合作环境保护指南》是目前唯一专门关注减少中国企业海外经营对环境影响的政策文件，旨在引导中国企业及时识别和防范环境风险，引导企业积极履行环境保护社会责任，但该指南采用自愿性原则，难以评估对企业实际的约束效果。国家发展改革委、商务部、中国人民银行、外交部于 2017 年 8 月联合发布《关于进一步引导和规范境外投资方向的指导意见》，明确将境外投资分为“鼓励类”、“限制类”和“禁止类”。2017 年 11 月，国家发展改革委发布《企业境外投资管理办法》，规定对参与敏感类项目的企业实行核准管理。随后 2018 年 1 月，国家发展改革委发布《境外投资敏感行业目录（2018 年版）》，将跨境水资源开发利用列为敏感行业。同期，商务部、中国人民银行、



国务院国有资产监督管理委员会（国资委）等 7 部委印发《对外投资备案(核准)报告暂行办法》，明确对外投资备案(核准)按照“鼓励发展+负面清单”进行管理，并研究制定对外投资“黑名单”制度。与国内投资政策（见附表 1）相比，境外投资没有明确限制高污染、高排放、高资源消耗以及落后的工艺技术，更多地是从保障国家经济和安全利益出发，唯一的环保考虑是，中国明确限制无法达到目标国家的技术、环境保护或能源消费标准的投资。然而，“东道国标准”参差不齐，欧盟等发达经济体以及部分发展中国家会要求更严格的排放控制，或达到比中国目前国内要求更高的环境绩效标准。但不可否认的是，许多“一带一路”共建国家的环境治理水平低于中国，造成中国企业在这些国家中的投资项目获得的环境监管较少。

（四）中国金融机构仍然在为海外煤电及其相关产业提供融资服务

为落实《巴黎协定》减排目标，多边发展机构以及多个国家的金融机构已经明确表示停止对煤电项目提供金融支持，而中国金融机构仍然在支持国内外煤电项目发展中扮演重要角色。中国四大商业银行（中国农业银行，中国银行，中国建设银行和中国工商银行）在煤炭方面的投入远多于其国际竞争对手。《Banking on Climate Change 2019》报告显示，2018 年全球煤炭开采部门 71% 的融资和 55% 的燃煤发电融资都来自于中国四大商业银行。在全球支持煤电银行排行榜中，2016-2018 年位居前 4 名的均为中国的商业银行（见表 1-2）。通过分析各商业银行的融资政策发现，中国的商业银行到目前为止还没有出台有关煤电融资的限制性或禁止性政策，这与全球主流金融机构的政策有一定差距。这在加大项目环境风险的同时，也会由于未来气候政策、环保政策收紧带来比较严重的金融风险。

表 1-2 中国商业银行煤电融资排名及金额

单位：亿美元

排名	银行	2016	2017	2018
1	中国银行	47.44	49.88	63.69
2	中国工商银行	51.96	55.79	53.21
3	中国建设银行	56.36	31.88	28.72
4	中国农业银行	43.40	26.15	26.33

数据来源：Banking on Climate Change 2019

波士顿大学全球发展政策中心的数据表明，中国的两大政策性银行（中国发展银行和中国进出口银行）2019 年在境外能源领域的投资规模达到 32 亿美元，2000-2019 年的总投资超过 2500 亿美元；在 2007 到 2014 年期间，中国进出口银



行和国家开发银行在境外能源领域的投资已经超过世界银行、亚洲开发银行、非洲开发银行和美洲开发银行的总和；2013 到 2017 年期间的电力行业贷款中，41% 为煤电，57% 为大型水电，2% 为非水电的可再生能源项目。

（五）中国正在努力使对外投资政策更加绿色化

中国通过顶层设计构筑对外投资的绿色化进程。2015 年 9 月，中共中央、国务院印发《生态文明体制改革总体方案》，提出加快推进生态文明建设，推动形成资源利用效率、人与自然和谐发展的现代化建设新格局。2017 年，环境保护部、外交部、国家发展改革委、商务部联合发布《关于推进绿色“一带一路”建设的指导意见》，提出在“一带一路”建设中突出生态文明理念，推动绿色发展，加强生态环境保护，共同建设绿色丝绸之路。2018 年，人民银行牵头的 G20 可持续金融研究小组将发展以绿色金融为核心内容的可持续金融的相关建议写入《G20 布宜诺斯艾利斯峰会公报》，继续在全球范围内推广绿色金融共识。由中国等 8 个国家共同发起成立的央行与监管机构绿色金融网络（The Network of Central Banks and Supervisors for Greening the Financial System, NGFS）成员进一步增加，影响力逐步提升。

通过建设绿色“一带一路”，践行绿色发展理念，建设生态文明，共同实现 2030 年可持续发展目标。在两届“一带一路”高峰论坛上，中国同各方推进共建“一带一路”可持续城市联盟、绿色发展国际联盟，制定《“一带一路”绿色投资原则》，启动共建“一带一路”生态环保大数据服务平台，实施“一带一路”应对气候变化南南合作计划等。2019 年 4 月 25 日，《“一带一路”绿色投资原则》列入第二届“一带一路”国际合作高峰论坛成果清单，27 家国际大型金融机构参加发布，标志绿色投资在“一带一路”框架下逐渐得到共识。

中国的金融机构和企业逐渐意识到煤炭相关产业的投资风险，并开始采取行动。2019 年 3 月，国家开发投资集团有限公司（国投）董事长王会生表示，目前国投已经完全退出煤炭业务，未来将主要投资新能源，成为第一家从煤炭业务整体退出的中央企业。

建设绿色“一带一路”，中国尚不完全具备全面综合能力，但已经积累大量绿色低碳转型的实践经验，可为其他发展中国家提供绿色转型经验，提升中国在全球绿色治理中影响力，并以此来撬动其他领域的全球影响力。

二、东南亚地区的社会经济发展与电力基础设施

（一）东南亚经济增长态势整体良好，但是发展不平衡



东南亚是全球经济发展最为活跃的区域之一。过去十年，东南亚地区 GDP 年均增长率为 5.4%，远高于世界平均增长水平（3.3%）。2018 年东南亚十一国的 GDP 总量已占世界总量的 3.65%，已成为全球经济发展重要组成部分之一（见图 2-1）。根据谷歌与淡马锡联合出品的东南亚数字经济研究报告，2019 年，东南亚经济整体态势良好，其发展规模已突破千亿美元。而且这个良好势头将在 2020 年继续保持，预计到 2025 年将会翻两番，突破 3000 亿美元规模。

2018 年，东南亚国家人均 GDP 约为 4783.8 美元。根据世界银行分类标准，除新加坡、文莱和马来西亚外，大部分国家还处于中低收入国家。其中新加坡人均 GDP 超过 6 万美元，高居榜首；文莱位居其次，人均 GDP 也接近发达国家之列；但是东南亚其他国家人均 GDP 大多在 4000 美元以下，缅甸最低仅为 1330 美元，区域内发展不平衡现象很明显。各国人均 GDP 如图 2-2 所示。

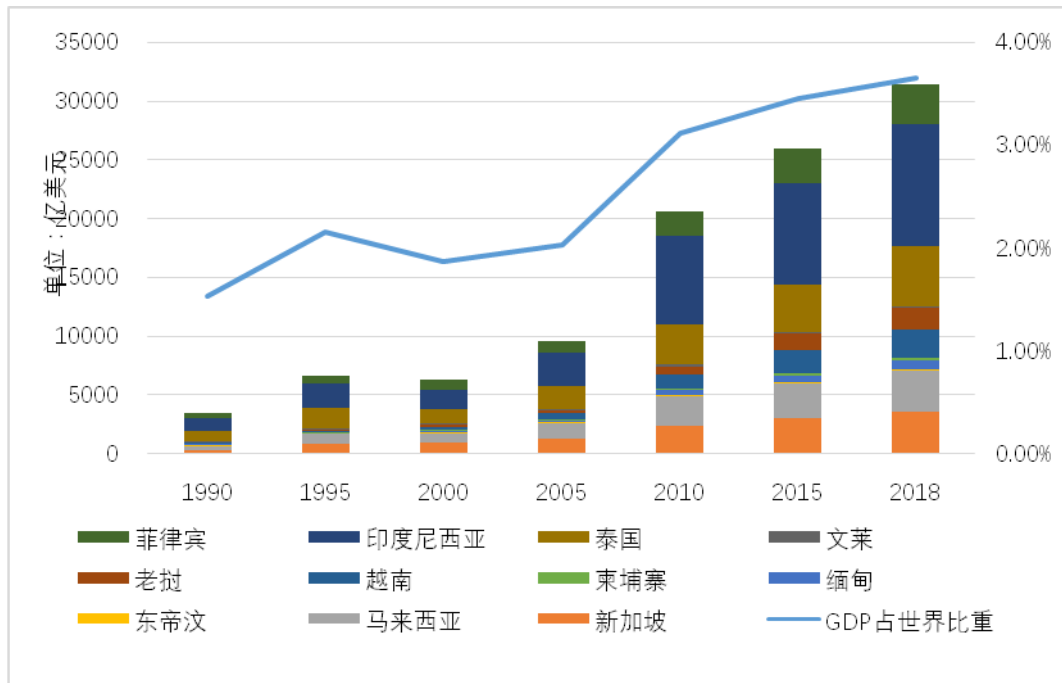


图 2-1 1990-2018 年东南亚各国 GDP 及其占世界比重

数据来源：世界银行

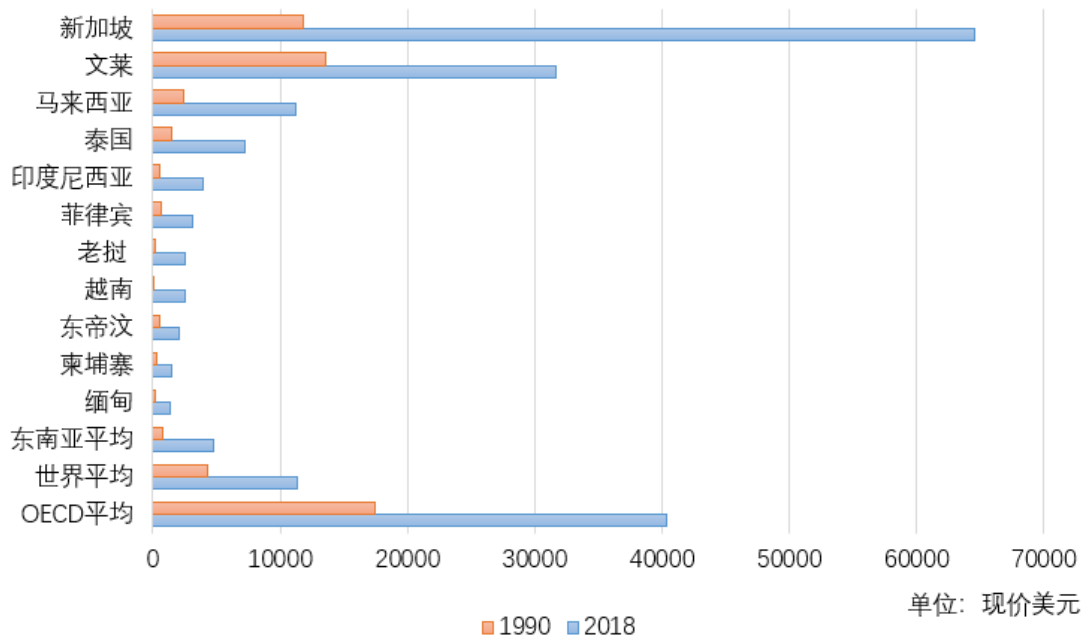


图 2-2 东南亚各国人均 GDP (东帝汶、缅甸、柬埔寨 1990 数据缺失用 2000 年代替)

数据来源：世界银行

(二) 东南亚国家能源资源品种众多，但是分布不均衡

化石能源是现阶段东盟最主要能源资源，但分布不均衡。东南亚天然气、原油、硬煤、褐煤资源经济可开采量分别为 6.46 万亿立方米、18.2 亿吨、375.3 亿吨、102.3 亿吨，分别占其总储量的 39%、29%、38%、3%。主要集中在印度尼西亚、马来西亚、越南和泰国四个国家。其中，印度尼西亚是世界第五大产煤国和第二大煤炭出口国(东盟能源中心, 2017)。

可再生能源资源种类丰富，有较大开发潜力。东南亚区域内可再生能源包括地热能、水能、生物质能、太阳能、风能、海洋能等，但各国资源禀赋及开发条件差异较大。其中水能资源是最主要的可再生能源，除新加坡没有大型河流外，其他国家都拥有丰富的水能资源；风能资源主要集中在越南、老挝、泰国、菲律宾北部及各国部分沿海地区；东南亚地区太阳能平均日辐射量约 5 千瓦时/平方米，属于资源丰富地区，以菲律宾、泰国、马来西亚最为丰富；印度尼西亚和菲律宾地热能资源丰富，其中印度尼西亚是全世界地热能蕴藏量最丰富国家，约占全球资源的 40%；菲律宾和印度尼西亚岛屿众多，潮汐能资源最为丰富；生物质能方面，印度尼西亚资源最为丰富。东南亚国家可再生能源分布如表 2-1 所示。



表 2-1 东南亚国家可再生能源分布

国家	生物质能 (吉瓦)	地热能 (吉瓦)	水能 (吉瓦)	风能 (吉瓦)	潮汐能 (吉瓦)	太阳能 (千瓦时/平方米/天)
文莱	-	-	0.07	-	-	9.6-12
柬埔寨	-	-	10	-	-	5
印度尼西亚	32.6	28.9	75	-	49	4.8
老挝	1.2	0.05	26	-	-	3.6-5.3
马来西亚	0.6	-	29	-	-	4.5
缅甸	-	-	40.4	4	-	5
菲律宾	0.24	4	10.5	76	170	5
新加坡	-	-	-	-	0.03-0.07	3.15
泰国	2.5	-	15	-	-	5-5.6
越南	0.56	0.34	35	7	0.1-0.2	4.5

数据来源：东盟能源中心，2017，东盟能源电力合作报告

（三）东南亚地区一次能源和电力消费增速较快，且以化石能源为主

能源消费增长迅速，已成为化石燃料净进口区域。东南亚由于基础设施和工业基地的发展，以及人均收入增加和新兴消费阶层的出现，推高了能源尤其是发电需求，因此一次能源消费增速较快。2000 年以来，东南亚一次能源需求增长超过 80%，年均增长率 3.4%，远超同期全球平均年增长率（2%）（见图 2-3）。燃料需求上升，尤其是对石油需求的增长，已远远超过该地区的自身产量，东南亚即将成为化石燃料的净进口区域。

从能源消费结构来看，东南亚国家长期以化石能源为主，2018 年占该地区一次能源消费四分之三，且煤炭是 2000 年以来增长最快和最多的能源；可再生能源消费占比较低，目前仅满足该地区约 15% 的能源需求（不包括用于烹饪的传统生物质使用）（IEA, 2019）。2000 年以来，水力发电量翻了两番，现代生物质能源在供暖和运输中的使用迅速增加，太阳能光伏（PV）和风能贡献仍很小。

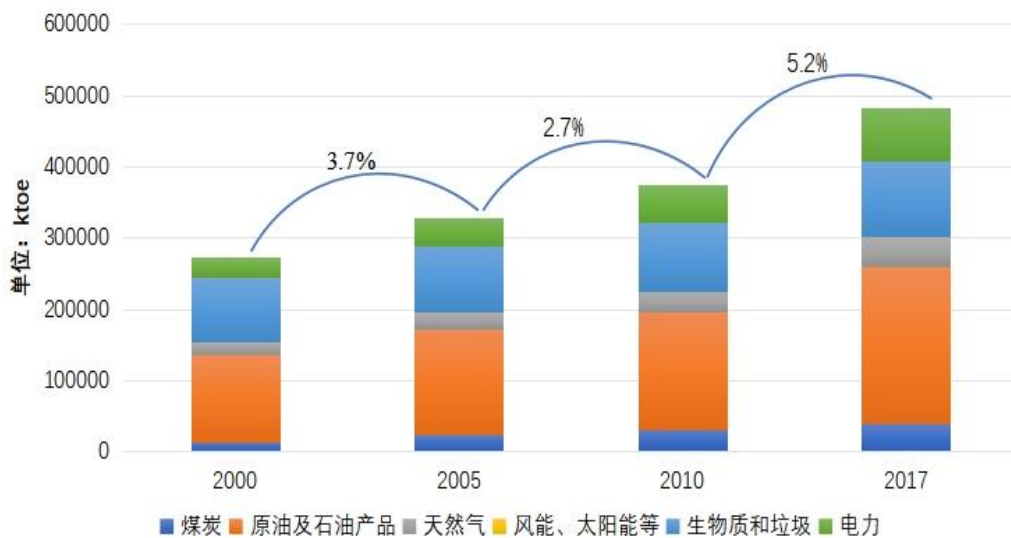


图 2-3 东南亚国家一次能源消费 (东帝汶和老挝数据缺失)

数据来源: IEA

东南亚人均用电量仍保持较低水平, 未来增长需求较大。东南亚的电力需求以年均 6% 的速度增长远高于世界平均水平, 是世界上增长最快的地区之一。但是人均用电量仅为 1445 千瓦时/年 (2017 年), 约为世界平均水平的一半 (约 3200 千瓦时/年), 而且各国之间人均用电量差异较大 (见图 2-4)。

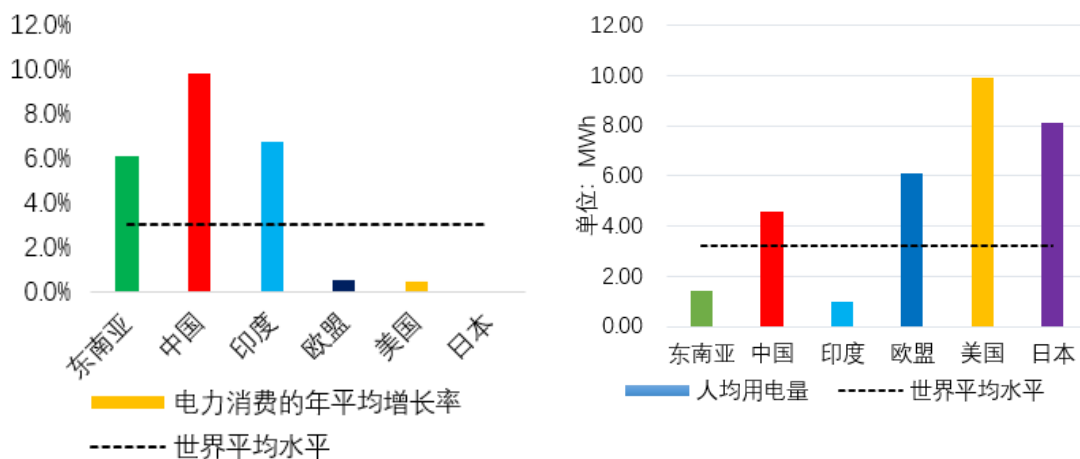


图 2-4 2000-2017 年电力消费的年平均增长率和人均用电量 (东帝汶和老挝数据缺失)

数据来源: IEA

电气化潜力大, 未来建筑部门将超过工业部门成为最主要的电力消费部门。根据东南亚能源展望 2019 的预测, 东南亚地区电力消费量到 2040 年将翻番, 近 4% 的年增长率是世界其他地区的两倍。目前电力在终端能源消费中占比为 18%, 到 2040 年将达到全球平均水平 26%。其中建筑行业 (住宅和服务业) 的用电量增长



最快，到 2040 年将增长 2.5 倍，超过工业用电量，达到 1.2 万亿千瓦时以上，成为最大的电力终端消费部门。

（四）电力现有基础设施缺口较大，电力装机以火电和水电为主

近年来，东南亚国家电力装机持续上升，较大的结构变化是燃油发电向燃煤发电转变，同时可再生能源装机容量稳步上升。2018 年煤电、天然气、燃油装机容量分别为 0.75 亿千瓦，0.95 亿千瓦和 0.25 亿千瓦（IEA, 2019）；可再生能源发电装机容量为 0.64 亿千瓦，其中水电（包括小水电）占可再生能源总装机容量的 72.49%；其次是生物质能（11.78%）、地热（6.05%）、太阳能（6.95%）、风电（2.73%）（见图 2-8）（IRENA, 2018）。

从发电量来看，2017 年东南亚总发电量为 10012.13 亿千瓦时（注：东帝汶数据缺失，老挝为 2015 年数据），化石能源发电量占 76.6%，其中燃气和燃煤分别占 37.76%和 36.19%，燃油占比仅为 2.65%；可再生能源发电量为 2342.47 亿千瓦时，占比为 23.40%；其中，水电（包括小水电）发电量占比为 18.25%；地热能和生物质发电量占比分别为 2.30%和 1.78%；风电和太阳能占比仅为 0.63%和 0.25%（IEA, 2019）。东南亚各国 1990-2017 年发电量如下图 2-5 所示，2000-2018 年发电量结构变化如图 2-7，2017 年各国发电量及结构见图 2-6。

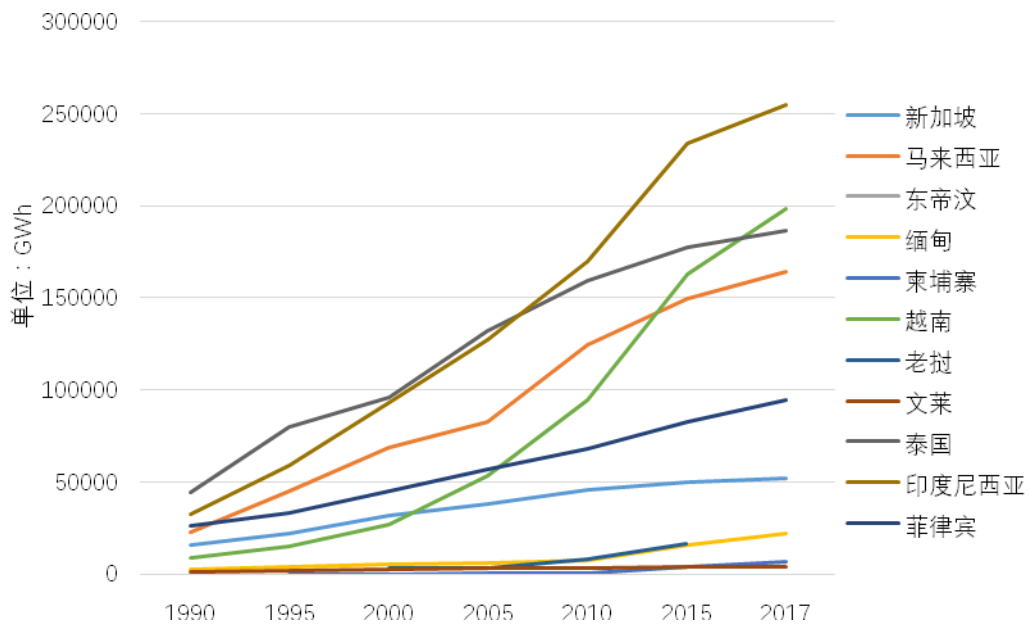


图 2-5 东南亚各国 1990-2017 年总发电量

数据来源: IEA, <https://www.iea.org/statistics/>

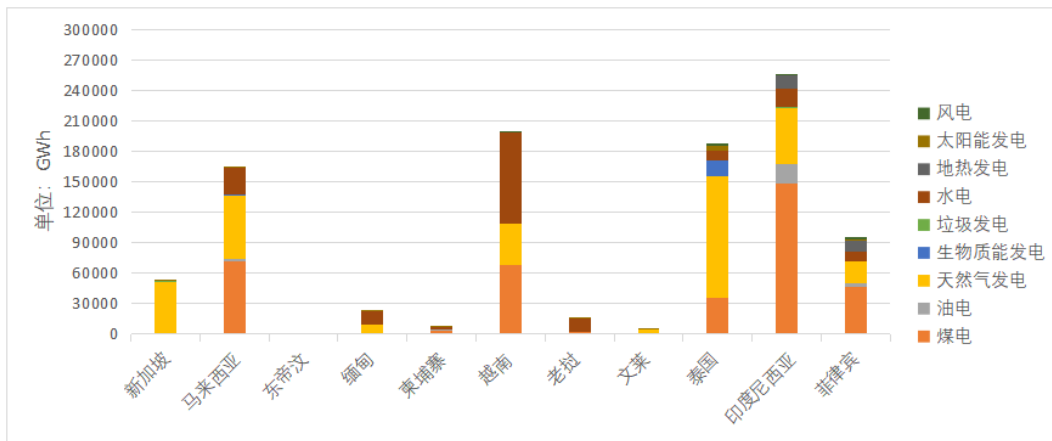


图 2-6 2017 年东南亚各国发电量和发电结构

数据来源: IEA, <https://www.iea.org/statistics/>

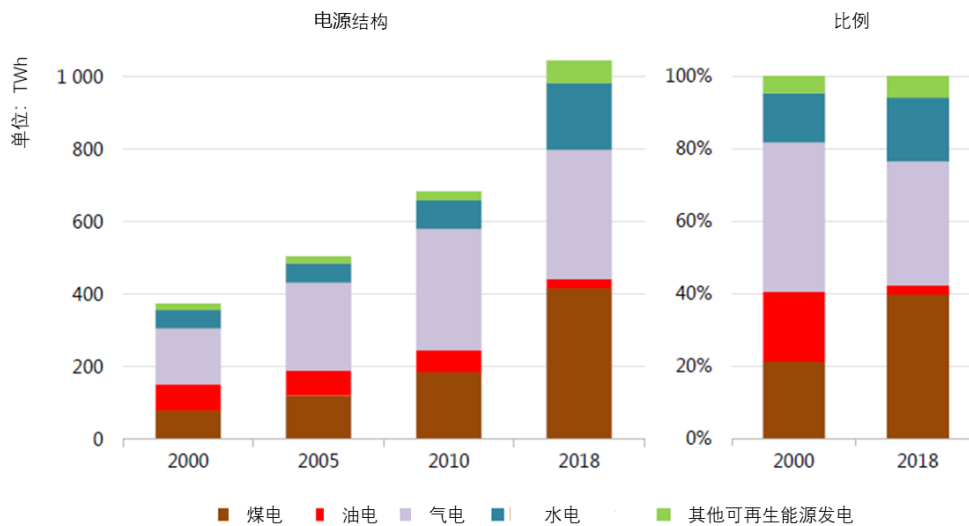


图 2-7 2000-2018 东南亚发电量结构变化

数据来源: IEA, Southeast Asia Energy Outlook 2019

三、东南亚国家电力管理政策与清洁低碳发展目标

(一) 东南亚多数国家电力市场化程度较低，缺乏竞争机制

东南亚国家中，垂直一体化/单一买方模式是最为常见的电力管理模式，缺乏市场竞争。除菲律宾、新加坡市场化程度较高外，其他国家未完全实现厂网分离，主要是垂直一体化的管理模式（见表 3-1），这种方式较易导致市场垄断，缺乏竞争，而且部分主体存在权利过大问题。例如泰国国家电力局(Electricity Generating Authority of Thailand, EGAT)是泰国唯一的电力系统运营商，同时也是最大的发电企业，通过国家控制中心和五个地区性的控制中心管理、

控制电力调度。EGAT 拥有覆盖全泰国的，包括输电线、不同电压等级的高压变电站等在内的电力传输网络，类似我国“厂网分离”前的国家电力公司。新加坡和菲律宾电力市场为自由化的零售竞争模式，独立发电商在电力市场中扮演了重要角色，其装机容量占国家总装机容量的一半以上，新加坡在 2018 年已经实现所有电力消费者可选择供应商的模式，其电价受市场影响的程度在全世界范围内都是较高的。2016 年开始，越南允许发电商以合理的价格售电给国家电力公司。

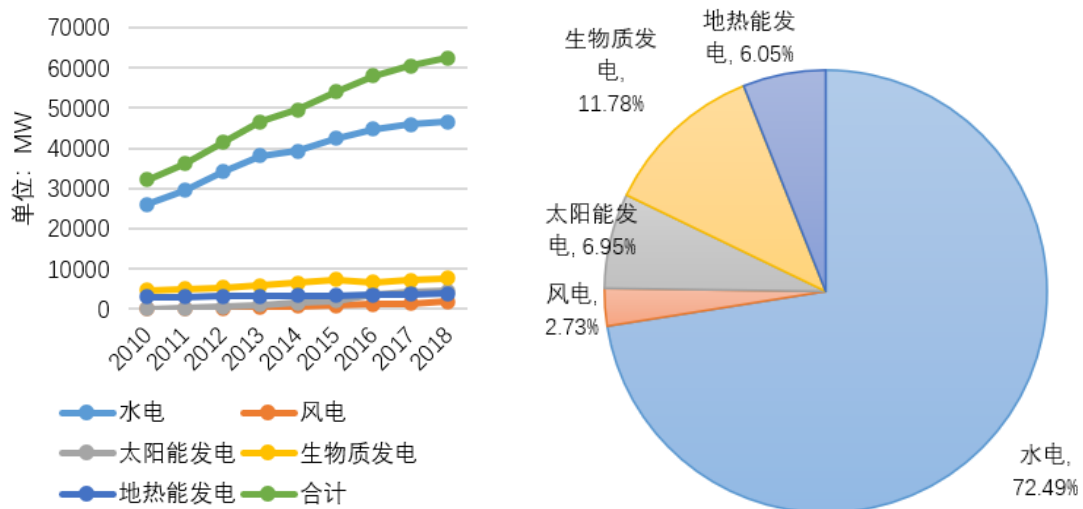


图 2-8 东南亚可再生能源装机发展状况

数据来源：International Renewable Energy Agency, Renewable Energy Statistics 2019

东南亚国家目前电价水平普遍较高。东南亚国家中除了越南，其他主要国家的平均销售电价均高于中国（见图 3-1）。电价成本过高部分导致东南亚制造业发展受限，如缅甸的工商业实行阶梯电价，电量为 1-5 万千瓦时的价格为 0.1608 美元，5-20 万千瓦时的价格为 0.1281 美元，20-30 万千瓦时为 0.1067 美元，用电超过 30 万千瓦时以上，价格为 0.0855 美元。老挝的工商业电价分为三类，最高的为娱乐业，为 0.1484 美元，最低的为工业 0.077 美元，其他服务业为 0.1005 美元。

东南亚国家中，菲律宾的电价最高。菲律宾缺电现象严重，电力成本高昂，居民用电和工业用电价格居世界前列。菲律宾电费采取分段计费制，住宅用电每度电价约为 0.2067 美元/度，工业用电约为 0.1144 美元/度（南方能源观察，2016）。泰国以天然气发电为主，燃气发电占比约为 60%—70%，导致其电价水平较高，2016 年平均销售电价为 0.1111 美元。

东南亚国家中，电价最低的为越南，2016 年越南电价为 0.0685 美元。值得关注的是，尽管越南电价较低，但其供电可靠性较低，停电事件时有发生。

表 3-1 东南亚各国电力管理体制

国家	市场结构	发电	输配电	用电
柬埔寨	垂直一体化/ 单一买方	独立发电商 (Independent Power Producer, IPP) 国家电力公司 农村电力企业	国家电力公司 农村电力企业	金边省会城市 农村电力企业
文莱	垂直一体化/ 单一买方	文莱电力局 Berakas 电力管理 公司	文莱电力局 (运营) Berakas 电力管理公司 (维 护、发展)	终端用户
印度尼西亚	垂直一体化/ 单一买方	爪哇-巴厘电力公 司 印度尼西亚电力 公司 IPP 租赁发电商	印度尼西亚国家电力公司	住宅 工业 商业 其他
老挝	垂直一体化/ 单一买方	国家电力公司 IPP	国家电力公司	大客户 终端用户
马来西亚	垂直一体化/ 单一买方	国家电力公司 IPP	国家电力公司 (不同地区) 沙巴电力有限公司 砂拉越电力供应公司	终端用户
缅甸	垂直一体化/ 单一买方	缅甸电力公司 水力发电企业 IPP (水电)	缅甸电力公司	终端用户
泰国	垂直一体化/ 单一买方	泰国电力局 IPP 小型发电商 微型发电商	泰国电力局	直供用户 终端用户 工业区
越南	成本库	越南电力公司 IPP	越南电力公司	终端用电户
新加坡	价格库	IPP	新加坡电力有限公司	终端用户
菲律宾	价格库	国家电力公司-小 型电力事业集团 IPP	国家输电公司	供电垄断市场 供电非垄断市 场

注：成本库指根据发电可变成本决定上网顺序以及电量与电价；价格库指电力市场为自由化的零售竞争模式；单一买方指买方垄断，在既定用电负荷的前提下，购电费用最小

数据来源：东盟能源中心，2017，东盟能源电力合作报告

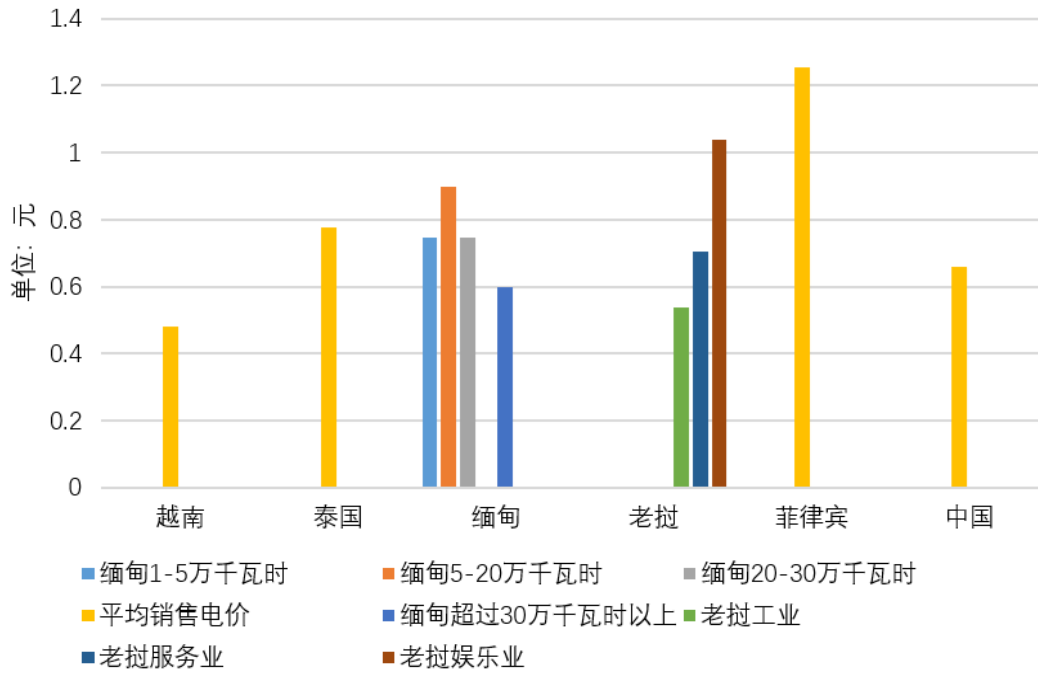


图 3-1 东南亚国家与中国销售电价

数据来源：南方能源观察（2016）

（二）提高能源供给和电气化率是多数东南亚国家电力发展战略的首要重点

东南亚是全球能源体系中最具活力的部分之一，各国处于不同的经济发展阶段，能源资源禀赋和消费模式各不相同。为了以安全、负担得起和可持续的方式满足日益增长的需求，近年来该地区各国在升级政策框架、改革化石燃料消费补贴、加强区域合作以及鼓励加大可再生能源投资等方面做出了重大努力。

东南亚国家一直致力于提高通电率、实现农村电气化。2015年10月第33届东盟能源部长会议及其相关会议在吉隆坡举行，提出《东盟能源合作行动计划2016-2025》，将提高电力和现代能源可及性作为一项重要目标。值得一提的是，东盟各国一直致力于利用可再生能源技术提高国内的通电率，并尝试应用分布式光伏、微电网实现农村电气化。但受技术限制、融资约束、财政安排缺失、政治互信不足等因素影响，东南亚地区的可再生能源开发面临着诸多障碍，这也导致东南亚国家的实际行动往往比预期目标滞后得多。

推动区域电网互联、能源一体化。结合东南亚各国经济社会发展优势和自身能源优势，进一步实现资源的优化配置，构建互联互通的清洁能源电力输送格局是东南亚区域能源电力发展的重点。目前，东南亚电网的电力交易主要局限于双边。虽然大部分东南亚国家都有跨境电网项目，但电力交易多为非导向性形式（如购电协议）。东南亚计划推动多边电力交易，通过跨境互联与多边电力贸易促进资产利用和资源共

享，加强东盟电力部门灵活性，提高可再生能源尤其是太阳能和风能的消纳能力。中国也已经与东南亚国家展开了电网互联互通的尝试，例如中国积极开展大湄公河次区域电力项目合作与开发，包括区域内大规模长距离稳定送受电、较大规模的多国之间电力交换以及相临国家边境地区小规模电力交换（电力交换规模预计将达 5000 万千瓦）。此外，欧盟鼓励各成员国开展以 90/377/EEC 指令、要求对有关工业用户的电力和天然气价格透明化的指令、有关输电的 90/547/EEC 指令的颁布为标志的电力市场化改革，旨在消除各成员国之间的壁垒，建立欧盟统一的电力市场。欧盟关于电力市场一体化的经验，值得东南亚地区借鉴学习。

（三）可再生能源发展受到重视，多重举措提高可再生电力

东南亚国家近年来已经开始重视可再生能源的发展，并在国家计划和政策中建立明确的可再生能源发展目标。根据东盟计划，至 2025 年，可再生能源在一次能源结构中占比将达 23%；至 2030 年，各国具体目标如表 3-2 所示。

表 3-2 东南亚部分国家可再生能源发展目标

国家	目标
文莱	2035年可再生能源发电占比达到10%
柬埔寨	2020年水电装机增加到2241兆瓦
印度尼西亚	新能源与可再生能源在一次能源供应中占比至2025年增加到23%，在2050年达到31%
老挝	2025年一次能源供应中可再生能源占比达到30%
马来西亚	可再生能源装机到2020年达到2080兆瓦，到2030年达到4000兆瓦
菲律宾	2030年能源消费每年相比基准预测减少16%
新加坡	太阳能光伏装机容量于2020年达到350兆瓦，2020年后达到1吉瓦
泰国	可再生能源在终端消费总量中占比增加，至2036年达到30%；2037年可再生能源发电装机容量占比增加至36%，发电占比增加到20%
越南	非水可再生能源发电装机容量到2025年比例增加至12.5%，2030年增加至21%

数据来源：IEA, Southeast Asia Energy Outlook 2019

尽管各国国家自主贡献（Nationally Determined Contributions, NDC）中提出的减排目标以及采用的指标各不相同，但是可再生能源仍是重要内容之一（见表 3-3）。新加坡和马来西亚使用排放强度减排指标；缅甸和老挝则只有政策行动，没有设立量化的减缓目标；文莱、菲律宾、柬埔寨相对基准情景的绝对量减排目前却高达 60-70%，其原因在于这三个国家均极易受气候变化影响，减排积极性较高。



为推动可再生能源发展，各国推出支持型政策和激励措施。表 3-4 汇总了东盟各国的支持机制，包括：制定可再生能源目标、出上网电价政策（Feed-in Tariff, FiT）、自消费方案、竞争性招标（竞拍），激励政策包括：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。**在众多激励机制中，上网电价政策逐渐成为推动可再生电力发展的核心政策。**如印度尼西亚、马来西亚、菲律宾、泰国和越南等可再生能源装机显著增长的国家已经开始普遍使用上网电价，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准化电力成本加上不同技术投资回报的额外补贴为标准（见表 3-5）。总体来说，目前东南亚各国上网电价政策更改频繁且具体机制设计还不成熟，需要根据现有政策反馈进行改善。

表 3-3 各国 NDC 承诺的减缓气候变化目标

国家	减缓气候变化目标类型	目标年	描述（条件指将在提供国家援助和技术支持下）
文莱	相对基准情景的绝对量减排	2035	到 2035 年，能源部门：能源消耗减少较与基准情景减少 63%，可再生能源的份额占总能源的 10%；陆地运输部门：二氧化碳减排 40%；森林部门：森林覆盖率达到 55%
菲律宾	相对基准情景的绝对量减排	2030	到 2030 年相较于基准情景温室气体排放量减少约 70%
马来西亚	碳强度减排	2030	到 2030 年碳排放强度相较于 2005 年减少 45%（无条件：35%，有条件：10%）
柬埔寨	相对基准情景的绝对量减排	2030	无条件：除土地利用、土地利用变化和林业（Land use, land-use change, and forestry, LULUCF）部门外，较与基准情景总排放减少 27% 有条件：森林覆盖率达到 60%，LULUCF 减排 57%
新加坡	碳强度减排	2030	2030 年碳排放强度从 2005 年的水平降低 36%
泰国	相对基准情景的绝对量减排	2030	无条件：相较于基准情景到 2030 年减排 20% 有条件：提高至 25%
越南	相对基准情景的绝对量减排	2030	无条件：相较于基准情景到 2030 年减排 8% 有条件：提高至 25%
印度尼西亚	相对基准情景的绝对量减排	2030	无条件：相较于基准情景到 2030 年减排 29% 有条件：提高至 41%
缅甸	政策行动，无量化指标	-	-
老挝	政策行动，无量化指标	-	-

数据来源：东南亚各国 NDC 报告

表 3-4 东盟国家可再生能源发展激励措施

国家	可再生 能源目 标	上网 电价	自消费 方案	竞争性招标 (或竞拍)	税收 优惠	优惠 贷款	资本 补贴	可交易的可 再生能源信 用
文莱	√							
柬埔寨	√			√	√			
印度尼西亚	√	√	√	√	√			
老挝	√				√			
马来西亚	√	√	√	√	√			
缅甸	√				√			
菲律宾	√	√	√		√			√
新加坡	√			√	√			
泰国	√	√	√	√	√	√	√	
越南	√	√	√		√			

数据来源：东盟能源中心&水电水利规划设计总局，2018，

东盟可再生能源上网电价 FIT 机制报告

表 3-5 各国具体上网电价机制

国家	上网电价机制
印度尼西亚	上网电价以电力生产成本而非技术成本为基础，需将当地电力生产成本（Local Production Costs of Electricity, LPCE）与国家电力生产成本（National Production Costs of Electricity, NPCE）相比较。对于太阳能、风能、生物质能、沼气和潮汐能，如 LPCE 高于 NPCE，则上网电价最高为 LPCE 的 85%。而对于水电、固废发电和地热能，如 LPCE 高于 NPCE，则上网电价与 LPCE 相等。对于所有能源类型，如果 LPCE 小于等于 NPCE，则上网电价取决于各方协定。
马来西亚	可再生能源电力公司实施的上网电价基于政府年度配额设定
菲律宾	上网电价被设定为固定费率，而非不同可再生能源品种或特定地区以及容量范围。
泰国	可再生能源技术分为两类：自然能源（即水电，风能，太阳能光伏）和生物能源（城市固体废物，生物质，沼气）。 自然能源上网电价有两种类型：固定上网电价和额外补贴（南部三个省份的补贴溢价） 用于生物能源的上网电价由两部分组成：固定上网电价和可变上网电价（可变部分取决于通货膨胀率）。
越南	各类型可再生能源上网电价采用全国统一的固定上网电价，并不是根据特定区域或装机容量来设定的。

数据来源：东盟能源中心&水电水利规划设计总局，2018，

东盟可再生能源上网电价 FIT 机制报告



（四）环境标准体系和相关制度已初步形成，居民环保意识逐渐提升

东南亚国家已经逐步建立起严格的环境标准制度。例如，除缅甸外其他国家都颁布了本国空气环境质量标准，并定期对该标准进行审查和更新。虽然与发达国家仍有一定差距，但部分国家通过标准更新率先在二氧化硫（SO₂）、二氧化氮（NO₂）等传统污染物浓度上缩小了与美国、欧盟的差距。如马来西亚 SO₂ 浓度日平均限度控制在 105 微克/立方米以内、NO₂ 浓度日平均限度控制在 75 微克/立方米以内，相比中国二级标准更为严格，其中 SO₂ 浓度标准与欧盟相比更为宽松（刘焱，2018）。

东南亚各国现行法环境收费制度主要采取排污费方式，即按照环保部门依法核定的污染物排放种类和数量直接向排污者收取费用。除此之外，部分国家还对企业征收环境保护费。例如越南对汽油、柴油、润滑油、煤炭、HCFC 溶液、尼龙袋（属被征税类的）、除草剂、杀蚁剂、林产保管剂、固体消毒剂等企业征收环境保护费，原油开采应缴纳环保费 4.306 美元 / 吨；天然气开采缴纳环保费 8.611 美元 / 吨，尼龙袋为 1.292-2.153 美元/公斤（刘焱，2018）。

但东南亚国家环境法的实施与执行效率并不高，主要原因在于 1) 东南亚各国法律存在结构性缺欠，法律的授权体制、多层结构、存在形式等较为混乱，存在权重重复和发生冲突的情形，影响环境法的实施；2) 在制度安排上采用纵向分割主义，导致环境问题在各个部委之间无法横向协调；3) 东南亚许多国家，存在着法律不被社会信赖，对审判制度的信赖非常淡漠等现象（范纯，2018）。近些年东南亚国家提高了环境行政处罚力度、整合环境与资源保护监管机构，提高环境行政效率并严格落实法律规定使得环境法律与政策落实难、执行差的现象有所好转。

居民及环保组织环保呼声大却未受到重视。煤电投资项目通常会带来较大的社会、环境影响，且可能违背国家作出的碳减排承诺，东南亚当地居民对于某些投资项目反对呼声较大。以印度尼西亚为例，苏门答腊岛明古鲁省反对明古鲁 2*100 兆瓦蒸汽燃煤电站项目，因为在项目开建之前进行环境影响评估分析时缺乏当地社区的参与，并且该项目给海洋生物区系和红树林带来了负面影响。另外民间社会批评中国承建的燃煤发电站，认为爪哇-巴厘地区的燃煤发电项目可能污染空气和水，威胁巴厘岛的旅游业潜力。虽然居民及环保组织的呼声巨大却未受到重视和采纳，往往只有少数居民意见得到征询。项目对于环保和社会影响的信息透明度不高，也没有过任何真正意义上的征询当地社区意见，或是让当地居民参与项目决策的尝试。

四、东南亚国家电力基础设施投资需求巨大

（一）东南亚电力基础设施投资规模预计可达万亿级，可再生能源有望成为投资重点

东南亚是全球经济发展最为活跃的区域之一，也是我国部分产业外移的重要承接区域。目前区域内人均用电量水平约为世界平均水平的 1/2，在人口增长、产业发展的支撑下，未来十年该区域电力装机有望保持较高增速，预测到 2040 年煤电装机将净增加 90 吉瓦，可再生能源装机容量将增加 180 吉瓦以上（IEA，2019）。考虑运输、人力、施工经验等因素，东南亚区域的投资成本较中国更高，按平均单位造价 5000 元估算，东南亚区域的电源（发电项目）投资规模在未来 20 年就将达到万亿元人民币。

解决电力设施不足问题之时，东南亚国家也面临着严峻的空气污染治理挑战。目前多数东南亚国家都已制定了可再生能源发展目标，并制定了相关政策以促进目标的实现。无论是从技术成本、能源安全、环境约束问题和国际趋势来看，进一步在东南亚地区发展可再生能源不可或缺。

（二）中国参与东南亚地区电力基础设施建设的现状

1、中国在参与东南亚煤电建设的同时，也积极参与可再生能源建设

南亚和东南亚是中国煤电投资的主要流向区域。绿色和平根据公开资料统计，截至 2018 年末，过去 10 年中国企业在海外通过股权投资参与建成了 10.8 吉瓦燃煤电厂，近 94%在南亚和东南亚，还有 23.1 吉瓦在规划中或建设中。按中国近期燃煤电厂造价估算（2016-2017 年投产火电项目决算单位造价为 3593 元/千瓦），未建成的项目投资额将近 830 亿元。

在投资煤电的同时，中国也积极参与南亚和东南亚的可再生能源项目建设。根据绿色和平的统计和分析，2014-2018 年，中国以股权投资参与建成的风电、光伏项目主要位于南亚和东南亚地区。2014-2018 年，在巴基斯坦、印度、马来西亚和泰国等国，中国企业以股权投资形式参与建成的光伏项目装机总量达到 1185 兆瓦，占同期在“一带一路”沿线国家投资总量的 93%。在建或规划中的项目装机量 996 兆瓦，总计会为该区域贡献 2181 兆瓦的光伏装机。中国在孟加拉国、阿富汗、越南和巴基斯坦的投资及计划投资的光伏项目装机量更是超过了这些国家截至 2018 年底光伏装机总量的 30%。除股权投资外，2014-2018 年中国企业在“一带一路”沿线国家通过设备出口的方式参与建成的光伏电站装机总量约为 8440 兆瓦。2014-2018 年，中国出口光伏设备规模前五的国家中有 3 个位于南亚和东南亚地区，分别为印度（5800 兆瓦）、泰国（1060 兆瓦）和菲律宾（250 兆瓦）。同一时期，中国在“一带一路”沿线国家通过股权投资建成的风电项目中约 80%位于南亚和东南亚国家，装机量为 397.5 兆瓦，在建设或规划中项目装机量 1362 兆瓦，总计会为该区域贡献 1759.5 兆瓦的风电装机。

此外，我国光伏企业也将东南亚作为重要的海外光伏基地群。在以越南、泰



国等为代表的东南亚光伏基地群,共有 12 家国内光伏企业参与建设光伏组件工厂,公告产能超过 7 吉瓦。

2、工程总承包是中国参与海外电力基础设施建设的最主要方式,但中国的海外电力投资正经历从工程总承包向股权投资的转变

中国参与海外电力基础设施建设的主要形式包括股权投资、金融支持、工程总承包和设备出口等。每个煤电项目可能涉及一种或多种参与方式,而主导参与方式将决定中国企业和金融机构对该煤电项目是否具有决策权和长期经济收益。中国海外煤电投资经历了从项目援助,到工程总承包,再到现在的项目“一体化”建设的发展进程,中国的设备、技术和资本由此也逐步深入拓展到海外煤电市场中。总体来看,在 2009-2018 的十年里,中国企业以工程总承包形式参与建成的海外煤电项目为 74.3 吉瓦,以股权投资形式参与建成的海外煤电项目为 10.8 吉瓦。可以看出,工程总承包形式仍为中国参与海外煤电项目的主要方式,这意味着中方企业对项目没有主导决策权,仅为施工方或设备提供方,对项目仅具有中短期的经济收益,中国企业的参与更多的是市场作用的结果,东道国自身的电力发展需求和中国企业的利润追求是其主要推动因素,中国同东道国的关系、中国政府的政策并非主要原因,但这种情况已经发生改变。从 2012 年开始,中国首批以股权投资形式参与的海外煤电项目投入运营。根据绿色和平统计,2013 年之前,中国企业以股权投资形式建成的海外煤电项目仅为 0.4 吉瓦。而 2014-2018 年,中国企业以股权投资形式建成的海外煤电项目累计装机量达到 10.4 吉瓦,是前五年的 26 倍。2018 年中国企业以股权投资形式建成的项目装机量首次超过工程总承包项目,达到 3.5 吉瓦。中国海外煤电投资的角色正逐步由工程总承包方向股权投资方转变。而在 2019-2023 未来五年,中国企业以股权投资形式参与建成、在建和规划的海外煤电项目预计将达到 39.8 吉瓦,工程总承包项目将达到 24.1 吉瓦。未来股权投资的煤电项目装机量将超过工程总承包项目,成为中国海外煤电投资的主要形式(绿色和平等,2019)。

3、中国的国有银行和大型国有企业是海外煤电投资的有力支持者,而私营企业投资更多流向可再生能源领域

中国作为煤电投资者和开发商的角色主要涉及国有企业,私人实体很少参与其中。最大的金融机构是中国政策性银行:中国开发银行和中国进出口银行,其次是中国商业银行,如中国银行(BOC)和中国工商银行(ICBC)。涉及最多的公司是大型国有企业,包括中国公用事业垄断的国家电网公司、基础设施集团中国



能源工程公司、电力巨头国有电力投资公司和中国华电公司。相比之下，中国私营企业的对外能源投资中，近三分之二（64%）用于可再生能源（Zhou 等，2018）。

（三）东南亚国家对中国参与电力基础设施建设的评价

中国对于东道国电厂的竞标价格较低，可以满足东道国对于低成本项目的需求。在撰写本报告的过程中，我们采访了一位当地专家，根据他的介绍，东道国不同的相关方对于中国参与当地电力基础设施建设的问题持不同观点，一部分人认为中国公司为当地增加了发电装机容量，支持了当地经济发展，对此持支持态度。

但是，中国电厂有时会出现质量问题，对效率和成本有效性造成影响。根据当地专家的介绍，总体来说中国制造的基础设施在全球的声誉并不高。

与此同时，本地居民对于空气质量、水资源利用、环境污染等问题及其健康影响日益重视。据所采访的当地专家介绍，来自交通部门和新建煤电厂的空气污染问题愈发受到公众的关注。对于许多国家来说，由于相同的污染源（工业增长、燃煤发电等），空气污染将可能会达到中国当前的水平。在工业和道路交通密集的区域，新建电站的空气污染已经成为公众关心的问题。也由于现金流有限，这些投资短期内不太可能产生改变，因而极有可能在之后的几十年产生持续的健康影响。

另外，中国公司在当地投资的项目通常会自带劳动力，因此对于当地的能力建设和独立发展方面并不会产生太多帮助。中国参与实施的电厂项目征询当地民众，尤其是本地社区、非政府组织（Non-government Organization, NGO）和公民的意见方面有所不足。相比之下，据当地专家介绍，例如 BP 在开展基础设施建设项目时采用了每周与当地 NGO 交换信息和意见的方式。同时，外国主导的项目更加注重推行环境、社会和公司治理和安全以及环境问题等方面的国际最佳实践，并致力于实现当地经济的可持续发展。

2019 年发生的一起涉及印尼国家电力公司（Perusahaan Listrik Negara, PLN）、Blackgold（印尼的煤矿公司）和中国华电公司的电力采购合约行贿案件³导致了包括 PLN 首席执行官和一位前社会事务部长在内的九名官员被捕。当地电力投资方面的专家认为高增长的基础设施项目滋生腐败的风险更高。类似的腐败案件会损害公众对于煤炭部门的信任。2016 年，反腐败委员会发现印尼四省煤炭部门 10992 份经认证的经营执照中，有 40%没有符合法律合规要求，包括税务缴纳、土地租赁等，最终导致 2000 份许可执照被吊销或过期。

³ <https://www.chinadialogue.net/article/show/single/en/11375-Corruption-and-coal-dug-up-in-Indonesia>



五、东南亚地区电力基础设施低碳转型案例分析：印度尼西亚⁴

（一）印尼电力供应量持续快速增长，但是人均用电量仍然较低

印尼是一个地域辽阔的群岛国家，由 17000 多个岛屿组成，其中 5 个主要岛屿分别为巴布亚岛、加里曼丹岛、苏门答腊岛、苏拉威西岛和爪哇岛。印尼国土面积 190 万平方千米，相当于中国或美国的五分之一。从苏门答腊岛西端的亚齐省到东部的巴布亚省，印尼在行政区划上共分为 34 个省。印尼 2018 年的人口为 2.64 亿，位列世界第四，是东南亚地区人口最多的国家。在印尼 6000 多个有人类栖息的岛屿上，人口分布不均匀，有 57% 的人口居住在爪哇岛，剩下 43% 的人口分散在印尼其他岛屿。

近年来，印尼的电力可及性得到大幅改善，总装机电力容量已由 2013 年的 46,613 兆瓦增加到了 2018 年的 56,510 兆瓦，年平均增长率为 4.1%；同时，发电量由 2013 年的 216,189 吉瓦时增长到 2018 年的 267,085 吉瓦时，年平均增长率为 4.93%。随着电力供应的增长，印尼的电气化率得以不断攀升，由 2013 年的 78% 稳步提升到 2018 年的 97%，平均每年连接 1280 万人，无法获得电力供应的人口由 2013 年的 5400 万人，减少到 2018 年的 800 万人。但值得注意的是，印尼各地区的电网可及度参差不齐，西部地区的电气化率将近 100%（DKI Jakarta, Banten, West Java, DI Yogyakarta），而东南部地区仅有 59.85%（NTT）（PWC, 2018）。2013-2018 年间，总体用电量从 2013 年的 1875 亿千瓦时，增长为 2018 年的 2346 亿千瓦时，年平均增长率为 5.1%。分部门来看，家庭部门用电量占总用电量中的比例最大，为 42%，工业、商业及公共服务业紧随其后，分别占 33%、18% 和 6%（附表 2）。但是人均用电量较低，2018 年仅为 888 千瓦时/人，这一水平不仅远低于世界平均水平，甚至与东南亚平均水平（2015 年为 1507 千瓦时/人）也相差甚远。

（二）可再生能源有潜力，但是化石燃料在发电结构中占据绝对主导地位

2010-2017 年期间，化石燃料发电量占比高达 85%-90%，其中石油发电量占比稳步下降，由 2010 年的 22% 下降至 2017 年的 5.81%；天然气发电量占比较为稳定；煤炭发电量占比由 2010 年的 38% 快速增长至 2017 年的 57.22%（PWC, 2018）（图 5-1）。可见，化石燃料，尤其是煤炭在印尼电力行业中扮演着极为重要的角色，究其原因在于，印尼拥有丰富的煤炭资源，煤炭资源的储产比高达 61 年。从燃煤

⁴本节内容由 IPEN 咨询公司主任 Maria Retnanestri 博士提供。

发电的技术上来看（附表 3），尽管现在仍在使用亚临界技术，但大型且较新的发电厂（主要在爪哇岛）主要使用效率更高的超临界或超超临界技术。

2010-2017 年期间，水力的发电量占比从 12% 下降到 7.06%，除水力外的其他可再生能源的发电量占比则由 3% 增长到 5.09%，总体来看，水力、地热等可再生能源的发电量占比由 15% 下降至 12.5%。可见，可再生能源在发电结构中所占的份量仍较低。

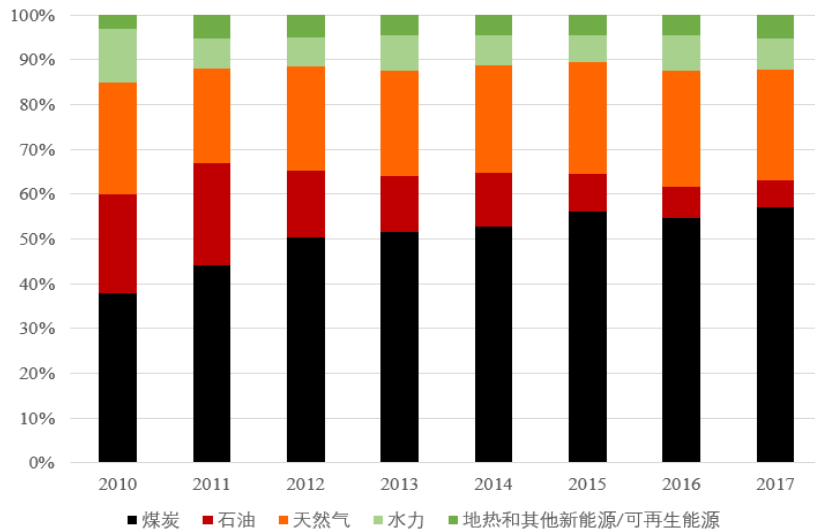


图 5-1 不同方式发电量的占比

数据来源：PWC, Power in Indonesia: Investment and Taxation Guide

从 2020-2028 年新增发电容量计划来看（附表 4），化石燃料占新增发电容量的比例将会降至 70%，但煤炭的新增发电容量占比仍高达 48%，说明短期内煤炭的重要地位仍无法逆转，可再生能源的新增发电容量将提高至 30%。

由于印尼是一个群岛国家，本国电力供应系统本身并没有集成到一个相互连接的系统中，要实现印尼 100% 供电率目标，发展分布式可再生能源电力系统是可实现的有效措施之一。

（三）印尼制定了可再生能源发展规划目标，但是煤电仍被视为其实现 100% 电气化率目标不可或缺的手段

1、电力发展目标

关于《国家能源政策》的 2014 年第 79 号《政府条例》规定了以下电力目标：到 2020 年，电气化率接近 100%；人均用电量在 2025 年达到 2,500 千瓦时，到 2050 年达到 7,000 千瓦时，装机容量到 2025 年达到 115 吉瓦，到 2050 年达到 430 吉瓦。



2019年，印尼政府公布了可再生能源发展目标：到2025年，可再生能源总发电量将占印尼国内总发电量的23%。预计为实现2025年的可再生能源发电目标，所需投资额将达369.5亿美元。根据规划的2025年可再生能源投资细目，预计光伏发电将投资174.5亿美元，水电及微型水电将投入145.8亿美元，风力发电为16.9亿美元，垃圾处理发电为16亿美元，生物质发电为13.7亿美元，混合动力发电为2.6亿美元（王英斌，2019）。

2、促进可再生能源发展的政策

为加快可再生能源的发展，印尼政府推出一系列政策：

2014年推出的第79号《关于国家能源政策的政府条例》，以取代2006年第5号《总统条例》，设定了到2025年使可再生能源比例达到23%、到2050年达到31%的目标。

2017年推出的第50号《部长条例》，以取代2017年第12号《部长条例》，主要关于PLN可再生电力采购的机制和定价：机制方面，建造、拥有、运营和转让；定价方面，光伏发电、风能发电、生物质能发电、沼气发电、海洋能发电的当地平均发电成本的85%；水力发电、废物发电和地热发电的当地平均发电成本的100%。

2018年推出的第35号《总统条例》，以取代2016年第18号《总统条例》，主要关于加速垃圾焚烧发电在印尼12个主要城市的发展。

2018年推出的第41号《部长条例》，以取代2016年第26号《部长条例》，主要关于棕榈油业务的生物柴油融资。

2018年推出的第49号关于屋顶光伏的《部长条例》。2018年，印尼国会呼吁加快可再生能源发电立法进程，并积极邀请利益相关方和学术机构代表参与立法讨论。

（四）印尼电力低碳转型面临的问题

1、可再生能源的制度和政策不健全、不完善

一是政策稳定性和充分性不足。频繁变动的政策削弱投资者的信心，增加项目开发的风险，并且政策不充分无法促进可再生能源的占比提升。例如，2019年第13号《关于屋顶光伏的部长条例》。虽然政府认为这项政策可为光伏所有者节省30%的能源费用，但有反驳的观点认为，65%的能源外流到电网会降低公众投资光伏的意愿。二是土地利用获得许可的过程复杂。以地热发电开发为例，地热资源往往位于受保护的森林中或森林保护地中，使获得开发许可的过程变得复杂。



三是部分制度和政策缺位。目前印尼仍无激励可再生能源发电的措施和吸引投资的法规。

2、可再生能源发电的投资吸引力不足

一是化石能源补贴和电力定价机制降低投资者对可再生能源的投资预期。作为投资人关注的定价机制，并未体现可再生能源的环境友好优势，而是通过补贴推动煤电的发展，此举人为降低了煤电的成本。2017年推出的第50号《部长条例》对 PLN 可再生能源电力采购的定价做出规定：光伏发电、风能发电、生物质能发电、沼气发电、潮汐发电的收购价格不得超过当地平均发电成本的 85%，水力发电、垃圾发电和地热发电的收购价格不得超过当地平均发电成本的 100%，这被认为不具有吸引力，因为开发者可能无法收回投资并获得合理的利润。这样的定价将可再生能源置于无补贴的不利地位，无法与受到补贴的煤电进行竞争（IISD，2019）。二是可再生能源补贴不明确。适度的补贴能够有效促进可再生能源发电的投资吸引力，但目前印尼针对买方的可再生能源缺乏明确的扶持机制和透明的政策框架，投资者难以确定投资回报。

3、化石燃料可利用性高

化石燃料的丰富储量以及低廉的价格，使得印尼短期内难以摆脱对化石能源发电的依赖。印尼可获取煤炭资源的储产比为 61 年，每年新增燃煤电站的装机容量计划在 2020-2023 年期间达到峰值，然后放缓至 2028 年，但 2019-2028 年期间新建的燃煤电站装机仍将占到最大比例，即 48%。印尼可获取天然气资源的储产比为 49 年，新增天然气装机容量计划在 2022 年达到峰值，2019-2028 年预期新增装机总容量将达到 12,416 兆瓦，占比 22%。自 2003 年成为石油净进口国之一以来，印尼减少了石油在发电中的使用。柴油发电仅在没有其他选择余地的区域有所保留，或处于备用状态，以待在紧急情况下使用。

4、可再生能源发电潜力大但成本高

可再生能源存在巨大潜力（表 5-1），然而利用可再生能源发电的比例仍然较低，不足其潜力的 1%。除了地热、水力等装机容量相对较高的可再生资源对项目地点要求较高，只能在某些特定省份发展外，可再生能源成本较化石能源高是最主要的原因（附表 5-6）。可再生能源发电的建设/投资成本普遍高于化石燃料发电厂。水能、地热能、PV 光伏电站的建设/投资成本分别为 1500 美元/千瓦、1750 美元/千瓦、1200 美元/千瓦，煤炭、柴油、热电联产、天然气的建设/投资成本仅分别为 1250 美元/千瓦、900 美元/千瓦、680 美元/千瓦、400 美元/千瓦。而即使



从运营成本来看，可再生能源发电优势也并不明显。水能、地热能、PV 光伏电站的单位运营成本分别为 18 美元/兆瓦时、106 美元/兆瓦时、411 美元/兆瓦时，煤炭、柴油、热电联产、天然气的运营成本分别为 51 美元/兆瓦时、179 美元/兆瓦时、86 美元/兆瓦时、344 美元/兆瓦时。

表 5-1 印度尼西亚《国家能源总体规划》

可再生能源	发电潜力, 吉瓦
地热能	29.5
水电	75.1
小型&微型水电	19.4
生物能	32.7
太阳能	207.9
风能	60.6
海洋潮汐能	18.0
总计	443.2

5、可再生能源发展触动现有利益格局

电力市场里生产者发电厂，其数量相对有限，行业准入壁垒较高，不同生产者所生产的产品之间是同质的。煤炭等传统化石燃料发电厂的运行年限较长，如果大力推行可再生能源发电，势必影响化石燃料电厂的既得利益。在印尼，固有的 PLN 公司被认为具有垄断地位，因为该公司电力业务中的煤电比例很高，因此该公司会尽力维持现状以避免其煤炭资产搁浅，而且 PLN 会优先考虑电网稳定性，并控制可再生能源的入网率。

（五）印尼煤电发展中的国际合作

1、电力合作的概况

为填补电力投资的资金缺口，印尼大力提倡开展煤电的国际合作。2015 年至 2019 年，政府仅能满足基础设施建设总资金需求的 41%，其余资金预计将由私营部门参与出资，以及分享基础设施服务开发、运营和管理方面的知识和经验。合作模式包括独立电力生产商（IPP）和 Kerjasama Pemerintah Swasta (KPS)，即公私合营关系 (Public-private Partnership, PPP)。

投资印尼煤电的国家主要包括中国、日本、印尼、马来西亚。根据不完全统计，中国以不同形式参与了印尼 32 个煤电项目建设，涉及装机容量 20169 兆



瓦。其中在役机组 12197 兆瓦，规划中和已签约的 7972 兆瓦。附表 7 列出了部分通过国际合作建设的燃煤电厂概况。

中国与印尼在可再生能源领域，尤其是水电与地热能等方面也有广泛合作，水电主要以大中型水电为主，主要项目包括：阿萨汉一级水电站、巴图水电站、卡扬河梯级水电站、佳蒂格德水电站等；地热能领域主要项目包括 SMGP 地热发电项目。

关于合作项目采购的决策过程。分为直接分配项目、在竞争方案之间直接选择、公开招标、公私合营伙伴关系四种。

关于外国投资份额限制。对于小于 1 兆瓦发电量的项目，仅允许国内投资。对于发电容量为 1-10 兆瓦的项目，外国投资最大份额为 49%。对于 10 兆瓦以上的发电项目，外国投资份额的最大限度为 95%，但在某些条件下可能份额更大。

2、国际合作对印尼煤电发展的有利因素

一是引进先进技术。坐落于西瓜哇省 Serang Regency 的 Jawa 7 (2 x 1,000 兆瓦) PLTU 蒸汽燃煤电厂和位于中爪哇省 Batang Regency 的 Jawa Tengah 2 x 1,000 兆瓦蒸汽燃煤电厂采用了超超临界技术，推动了技术转让并在项目建设期间创造了数以千计的本地就业机会。**二是引进先进的管理技能。**在德里沙登(西苏门答腊省)2x15 兆瓦 PLTU 蒸汽燃煤电厂和(苏拉威西岛)哥伦打洛 2x20 兆瓦 PLTU 蒸汽燃煤电厂项目(均由上海电力建设有限责任公司承建)中，上海电力大学为当地员工提供了培训。**三是弥补发展资金的不足。**国内资金来源不足，无法为未来 10 年的燃煤电站发展提供资金，而国际合作有效地弥补了这一短板。**四是深化煤电技术研发合作。**神华国华电力公司已与中国高校合作，探索与印尼高校的研发合作。

3、国际合作与本地投资在项目选择方面的差异

未来十年的电站项目(2019-2028 年)发展趋势表明，不管是煤炭发电还是可再生能源发电，更大的电站装机容量、更大的资本密集度以及更先进的技术会带来私营投资者(当地/外国)更大程度的参与。附表 8 总结了 2019-2028 年发电项目中 PLN 和私营投资者之间的份额：**一是联合项目的份额超过一半。**在已分配的项目(49.9 吉瓦)中，16.2 吉瓦(32.5%)划拨给 PLN 并由其完全拥有，33.67 吉瓦(67.5%)分配给各种联合项目。**二是分配给联合项目和 PLN 的项目各有特色。**其中，联合项目更多分配给煤炭、坑口煤、地热、小水电、水电和其他可再生能源发电项目；分配给 PLN 的项目大多涉及联合循环/热电联产和燃气发电；而柴油发电和抽水蓄能发电仅分配给 PLN。



六、东南亚国家电力低碳清洁化的机会与挑战

（一）机会一：东南亚对电力有迫切的现实需求且市场潜力巨大

2010-2018年期间，东南亚的电力需求年均增长率超过5%，是世界平均水平的两倍。预计到2040年其电力需求将翻番并达到2万亿千瓦时，年增长率接近4%（IEA, 2019）。电力在终端能源消费中所占比例预计将从目前的18%上升到26%，达到全球平均水平。可见，东南亚对电力有迫切的现实需求，而目前迫于全球气候变化、碳排放、空气污染等压力，煤电吸引力在急剧下降，相反，可再生能源受到政府和民众的青睐。

中国也逐渐在扩大新能源领域的对外投资合作，在2016年9月举行的中国-东盟环境合作论坛上，中方表示将与东盟共建绿色“一带一路”，承诺帮助缅甸、老挝等国家发展太阳能电池板和清洁能源炉灶等民生项目。2017年新能源领域的对外投资达440亿美元。

（二）机会二：东南亚可再生能源资源种类丰富，开发潜力巨大

东南亚地区可利用的可再生能源相对多元化，水电、光伏、风电、潮汐能、地热能等资源条件良好。

印尼、泰国可再生能源起步较早，属于发展相对较快国家。印尼是世界上最大群岛国家，拥有丰富的地热能、风能、太阳能及水力资源等，且拥有全球第二大地热发电装机容量（考特尼·韦瑟比，2019），土地也相对宽裕，具备良好的建设电站的资源条件。

马来西亚、菲律宾、越南的可再生能源发展以水电开发为主，且已高度市场化，属于积极发展国家。此外，越南全年风力资源丰富，平均风速可达到7.3米每秒，尤其是南部沿海地区，平均风速可达9-10米每秒，风力发展潜力巨大。菲律宾拥有全球第三大地热发电装机容量和许多尚未开发的储量（考特尼·韦瑟比，2019）。

新加坡、文莱、柬埔寨、老挝、缅甸五国由于历史和地理条件、经济发展、自然资源等原因限制，可再生能源发展较为落后。缅甸水能、太阳能、风能资源丰富，开发空间较大，可针对可再生能源入网，建立电力市场，进行电力体制改革。新加坡、文莱两国人口较少，国土面积小，但太阳能资源丰富，可借鉴日本经验，重点发展太阳能。

（三）机会三：东南亚各国制定积极的可再生电力发展目标，并支持清洁电力



东南亚主要国家均制定了可再生能源发电目标（表 3-2）。《东盟 2016-2025 年能源合作行动计划》中订下目标，设定 2025 年，可再生能源需占总体能源供应的 23%。各成员国也据此设定了国家目标，其中老挝（59%）、菲律宾（41%）、印尼（26%）、柬埔寨（35%）、缅甸（29%）和泰国（24%）的发展目标均高于东盟总体目标。国际可再生能源机构提供的资料显示，为了实现将可再生能源在东盟一次能源结构中的比重提高至 23% 的目标，东盟需要在未来 8 年中每年投入 270 亿美元资金，相当于该地区 GDP 的 1%。战略先行、目标引导，将成为推动东南亚国家可再生能源发展的重要因素。

同时，迫于环境污染和公众激烈反对的压力，各国政府转变态度，逐步出台政策以支持清洁电力发展。新建煤炭发电产能已从 2016 年的 1292 万千瓦急剧下降到 2019 年上半年的 150 万千瓦。各国通过上网电价、税收优惠等多种政策协同支持可再生能源发展。马来西亚已实施绿色投资免税优惠，对于绿色资本投入的最高免税额度可达 100%。

（四）机会四：可再生能源电力成本大幅下降，而且有望持续下降

从经济性的角度来看，短期内东南亚各国仍会首选经济性更好的化石能源。不过，未来随着煤炭资源进一步开发及碳排放纳入成本，煤电成本可能有增长趋势。根据 IRENA 最新研究报告，从全球来看，除光热发电之外，大部分可再生能源全球平均平准化度电成本（LCOE）都已落入化石能源成本的区间范围内。全球范围内 2017 年投运的生物质发电、陆上风电、海上风电、光热发电、大型地面光伏的 LCOE 自 2010 年以来都有明显下降，尤其是光伏 LCOE 下降超过 70%（IRENA, 2017），见图 6-1。

在过去五年，东南亚可再生能源的 LOCE 都有不同程度降低，尤其是光伏发电 LCOE 大幅下降，印尼、泰国和越南的光伏发电 LCOE 下降 42%-52%，同时陆上风电 LCOE 下降 16%-43%（Romain Zissler, 2019）（图 6-2 和图 6-3）。可再生能源成本下降使得低成本实现电力可及出现了可能，特别是对于那些高度依赖昂贵的柴油发电或依靠高成本电网延伸的地区，这必将推动可再生能源的发展。

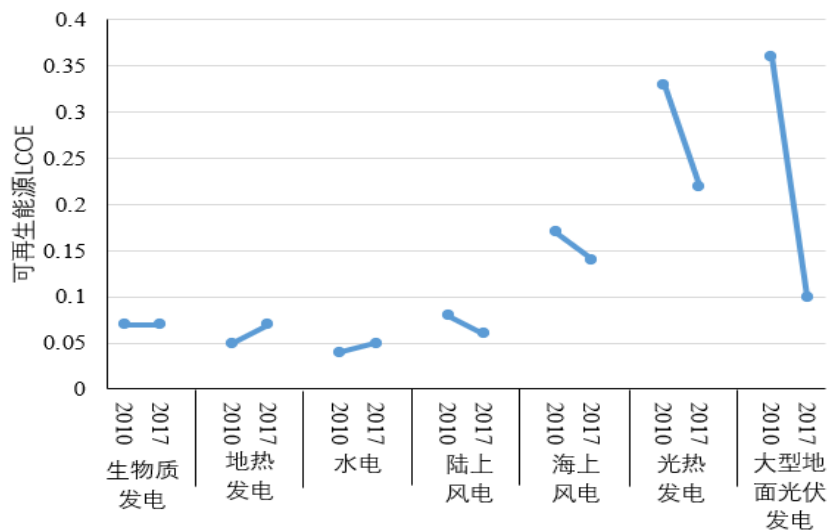


图 6-1 全球可再生能源的 LCOE 变化趋势

数据来源：国际可再生能源署，2017，可再生能源发电成本报告

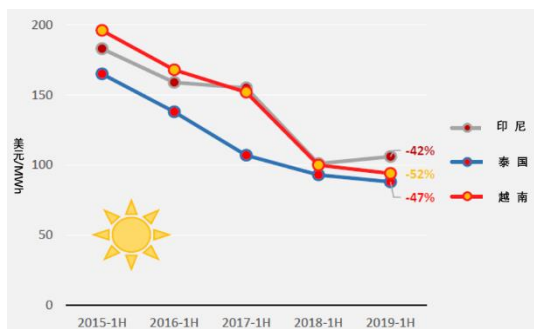


图 6-2 印尼、泰国、越南的光伏发电 LCOE 变化趋势 (2015 年上半年-2019 年上半年)

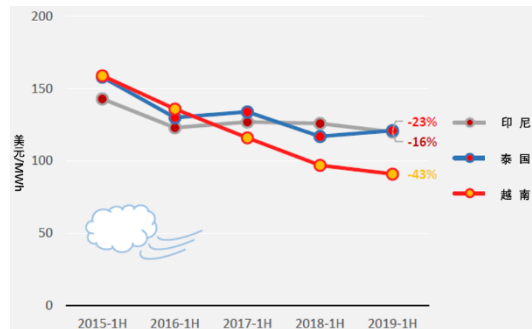


图 6-3 印尼、泰国、越南的陆上风电 LCOE 变化趋势 (2015 年上半年-2019 年上半年)

数据来源：Romain Zissler. Renewable Energy to Replace Coal Power in Southeast Asian

(五) 挑战一：传统煤电利益集团强势，而且多数国家电力体制缺乏市场竞争

除了新加坡、菲律宾的市场化程度较高外，其他东南亚国家还未完全实现厂网分离，仍旧以垂直一体化的电力市场模式为主，且电力企业多以煤电为主要业务，不仅垄断市场，也缺乏转变为可再生能源电力的动力。重直一体化的模式容易导致市场垄断，带来经济上的低效率，部分国家缺乏市场定价机制，政府在电力定价方面仍发挥主导作用。另外，市场化程度低也无法更好的吸引投资，导致全球其他地方可再生能源价格创历史新低的现象并没有出现在东南亚市场。



（六）挑战二：缺乏人力资源，自主创新能力较低

尽管东南亚劳动力丰富，但可再生能源利用技术的研发对资金投入和人才素质要求很高，东南亚一直存在研发投入不足且高端人才短缺的困扰，而发达国家对关键技术进行严密控制，即使以高昂的代价也难以获取国外核心技术，导致东南亚的资源优势无法转化为能源优势。当前，东南亚仍需加强可再生能源领域的国际合作，如技术标准规范的制定、建立先进技术应用示范项目、建立科技合作基地及人才联合培养等，其不仅是获得可再生能源技术的有效途径，也是解决部分可再生能源发展项目资金需求的重要渠道。

（七）挑战三：政府财政压力大，且缺乏有效的市场融资机制

东盟成员国为了实现制定的可再生能源发展目标，促进经济和环境可持续发展，2016年-2040年间能源行业投资预计达到2.36万亿美元，而东盟成员国中大多数为发展中国家，除新加坡、文莱、马来西亚、泰国外，其他国家人均GDP不足5000美元。柬埔寨、越南、老挝、缅甸等国由于经济发展水平较低，财政收入较少，难以筹集足量的资金以满足能源行业的发展需要。

东南亚各国的金融机构管理机制和运作能力远远不完善，许多金融机构不了解可再生能源的商业模式，银行往往会高估可再生能源项目的风险，导致可再生能源项目融资困难。金融机构更偏向自身了解且感兴趣的新能源项目，比如马来西亚银行普遍对光伏发电项目更感兴趣，对生物燃气、生物质能项目却止步不前，更给非光伏发电项目融资增加压力（Esther Lew Swee Yoong, 2019）。

此外，部分东南亚国家面临着债务可持续性的问题。目前，东南亚发展可再生能源的资金主要来自世界银行和亚洲开发银行等多边银行的贷款投资，但不少国家的外债已经处于较高水平，对承担更多外债用于发展清洁能源持谨慎保守态度。

（八）挑战四：电网基础设施欠发达，可再生能源消纳能力有限

东南亚除了经济发达的新加坡、文莱和比较发达的马来西亚之外，其他国家的电网基础设施都较为落后，尤其是最后加入东盟的四个新成员：柬埔寨、老挝、缅甸和越南，电网基础设施存在着比较严重的问题，柬埔寨和缅甸的通电率分别仅有61%和56%。

由于风电、光电具有间歇性、随机性、波动性，其不稳定性将会导致大规模风电、光伏电站并网之后，造成电网电压、电流和频率的波动，影响电网的电能



质量。电网公司为消除不利影响，需要增加额外的旋转备用容量，从而增加了电网运行成本，也会间接影响新能源的发展。目前，东南亚整体网架结构较弱，高电压等级的线路较少，各国电力互联互通有限，此外东盟国家抽水蓄能电站、调节性能强的水电规模较小，电网调峰能力有限，这在一定程度上制约了可再生能源的发展（NRDC, 2019b）。

（九）挑战五：可再生能源发电成本仍然偏高，短期内与化石能源发电相比竞争力不足

虽然可再生能源发电成本降低，但与煤电相比，仍然偏高。Romain Zissler (2019) 认为经济性是阻碍东南亚可再生能源发展的重要因素，**从国家的层面**，选取印尼、马来西亚、菲律宾、泰国和越南五个国家的煤电和可再生能源发电的 LCOE 分析，可以看出，光伏、陆上风电、地热、生物质、小水电和 CCGT（联合循环燃气轮机）的 LCOE 普遍高于煤电（图 6-4）；**从项目层面**，选取部分东南亚国家（印尼、马来西亚、菲律宾、泰国、越南）的五种可再生能源发电（光伏、陆上风电、地热、生物质、小水电）中最具竞争力的项目，与煤电中最具竞争力的项目对比，结果表明，仅有小水电项目（泰国、越南）以明显低于煤电项目的 LCOE（\$25-35/兆瓦时），部分地热发电项目（泰国、印尼）的 LCOE 稍低于煤电项目的 LCOE，体现出可再生能源发电的优势；而生物质发电、陆上风电和太阳能光伏发电的 LCOE 则仍普遍高于煤电的 LCOE（图 6-5）。

（十）挑战六：可再生能源发电并网会推高电价水平，消费者难以承受

可再生能源电力成本高，可再生电力并网势必会直接或间接推高电价水平。而当前东南亚地区仍有不少人口生活在贫困线以下，电价要考虑末端用户的承受能力，不能因发展可再生能源而增加用户端的负担。从附表 9 可以看出，东南亚多国每月 100 度电的花费占一个最低工资标准工人月收入的比例超过 5%，菲律宾和柬埔寨甚至高达 8.5% 和 7.8%。可再生能源发电并网增加意味着消费者承担的价格也会增加，一定程度上给可再生能源发展带来阻碍（Esther Lew Swee Yoong, 2019）。鉴于东南亚的地理特性，布局智能微电网能够增强和扩展可再生能源的功能，为偏远和岛屿地区提供电力解决方案。

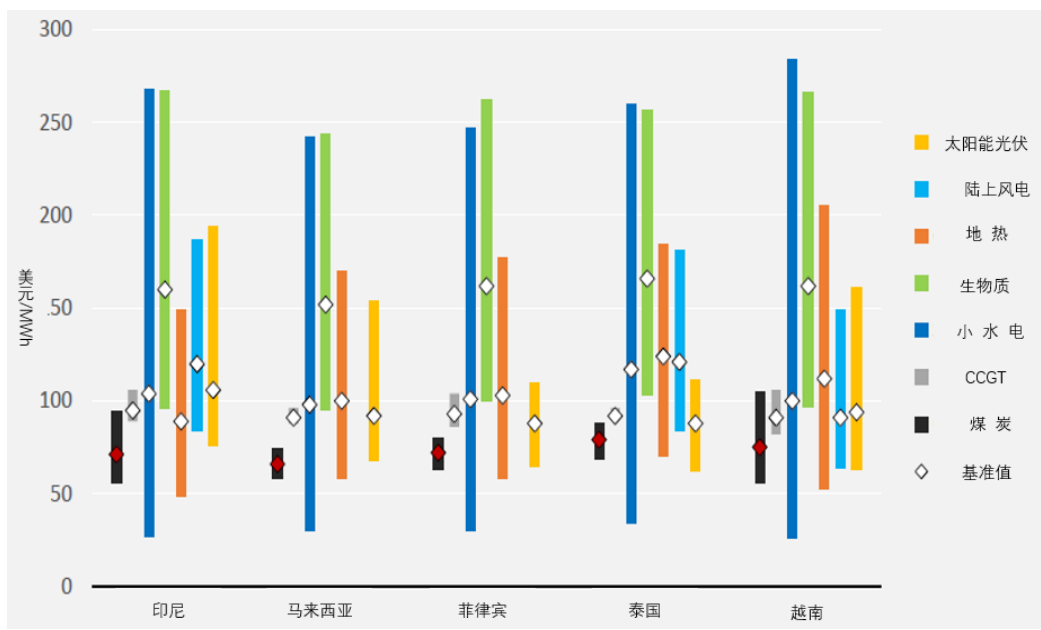


图 6-4 部分东南亚国家发电技术的 LCOE (2019 年上半年)

数据来源: Romain Zissler. Renewable Energy to Replace Coal Power in Southeast Asian

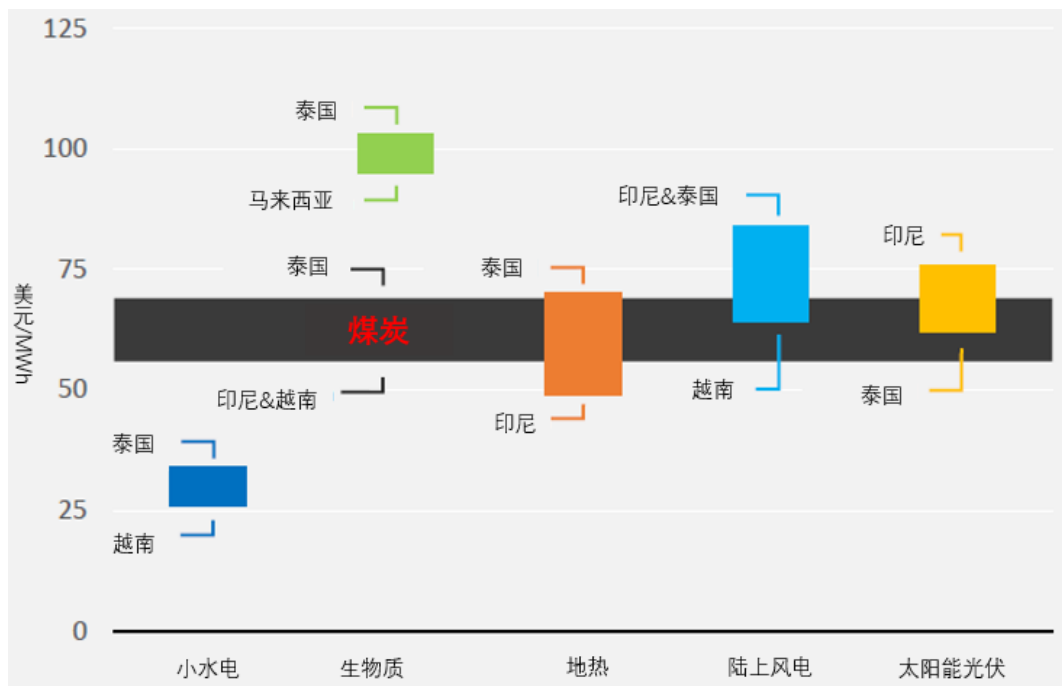


图 6-5 东南亚地区最具竞争力的可再生能源项目和煤电项目的 LCOE (2019 年上半年)

数据来源: Romain Zissler. Renewable Energy to Replace Coal Power in Southeast Asian



七、中国参与东南亚电力基础设施低碳转型的建议

（一）中国政府应将环境和气候影响作为海外投资政策修订的重要考量因素

中国在海外投资的环境管理方面，更多采用目标国的环境标准，而多数发展中国家并没有建立完善的环境管理体系，环保标准普遍偏低，这使得大量高碳项目在发展中国家兴建，造成大量温室气体排放和环境污染。中国政府应在对外援助政策和金融机构的海外投资政策中将环保和气候因素纳为强制性要求，建立海外投资负面清单制度，限制高碳锁定项目（如煤电等），鼓励低碳投资项目，落实绿色“一带一路”和推进互利共赢的开放战略。

（二）中国应加强与东南亚国家的低碳战略顶层设计合作，为当地可再生能源发展规划及路线图提供技术和资金援助

东南亚大多数国家目前处于工业化起步阶段，对电力供应快速增长有较高需求，因此更倾向于部署资源容易获取、经济成本较低的煤电项目。虽然部分国家已经认识到清洁电力的优越性，但受限于规划、资金和技术能力，无法系统高效地推动本国的能源系统转型。中国是世界上最大的可再生能源生产国，对能源系统的低碳转型有丰富的经验，中国应在战略规划层面与目标国开展深度合作。结合多层次政府间能源电力宏观规划沟通交流机制，推动与东南亚的清洁能源、电力的政策交流和合作。加强合作研究，共同推动技术进步，降低清洁能源开发成本。充分利用各平台资源，分享中国清洁能源发展经验，推广适用技术，引导东南亚国家向清洁电力发展转型。

（三）中国企业要注重对海外投资项目的评估，以确保促进当地经济社会环境的可持续发展

中国企业目前在东南亚的电力基础设施建设仍以工程总承包为主要方式，难以以为当地带来劳动力、产业链等一系列能力的增量。中国企业的海外投资在关注投资收益的基础上，要更多关注项目为当地经济社会环境可持续发展带来的影响。坚持经济效益和社会效益，坚持属地化经营，尽量提高海外项目当地员工的雇用比例，积极参与公益事业。对项目事前-事中-事后全过程的影响进行系统评估，包括对宏观经济、促进当地就业、生态环境等方面的正面和负面影响，并采取措施最大程度地减少负面影响，发挥积极作用。



（四）中国政府和企业都应重视和提高与当地的交流和沟通

借助东亚峰会清洁能源论坛、大湄公河次区域能源合作等多种双边和多边平台，加强与东南亚各国中央和地方政府的沟通和交流。充分发挥中国在清洁电力技术、产业绿色转型、专家等方面的优势，加强对东南亚国家的技术援助、专业人员培训、项目示范等。企业要加强与当地社会的跨文化沟通交流，注重做好宣传工作。要与所在国政府、工会组织等有关社会团体及当地媒体的沟通交流，多宣传企业为促进当地社会经济发展所做贡献，争取当地各界对企业的理解和支持。注意防控舆论风险，对涉及企业的不实负面报道，要及时通过媒体澄清、说明。



第二章 性别议题

实现可持续发展目标五，即实现性别平等和为所有妇女、女童赋权，将对实现其他可持续发展目标，特别是能源普及和气候行动产生积极的连带效应。以下是关于可持续发展目标五、可持续发展目标七和可持续发展目标十三之间的一些关键协同作用以及相应的政策建议的介绍：

一、系统地采集当地社区的信息、进行意见征询，并通过提高妇女的参与度，赋予更多改善生活质量的清洁能源选项

妇女往往更多地参与家庭决策，更加了解从所有人，特别是儿童和老年人的角度，如何现实地适应多变的环境状况。但她们在很大程度上仍然是一种尚未开发的知识资源，在地方或政治层面上参与决策的机会有限。

在准备面向东道国投资时，投资者应对当地社区，包括民间社会和民众进行系统的意见征询，并在此过程中有意识地实现性别平等。在妇女是家庭主力的地区，作为关键决策者，她们也是家庭的污染和健康状况等方面行为的推动者。她们对更全面地考虑污染的负外部性的关切，应传递至区域和国家层面。

近年来，亚洲的主要妇女人物经常作为变革的推动者出现。作为第一家在泰国开发商用太阳能发电站的公司 Solar Power Company Group 的创始人兼首席执行官，Wandee Khunchornnyakon 女士⁵就是这样一位引领者。尽管在获取传统信贷方面遇到了很大的困难，她的公司目前在泰国经营的太阳能发电站达到了 19 个，总发电装机达 96.98 兆瓦，相当于减少了 20 万吨的二氧化碳排放量，并为当地创造了 2 万个新的长期就业机会。

二、建立创新的融资计划，让当地社区——尤其是妇女参与到分布式可再生能源和储能的评估、规划、收入效益和管理方面，并由此创造收入

分布式可再生能源对自然更有利，但由于当地居民缺乏操作和维护设备的培训而具有一定部署难度，而特别是在偏远岛屿上污染程度较高的集中式化石燃料能源更易部署。然而，分布式可再生能源可以帮助当地弱势社区实现能源和经济独立。

提高妇女参加发展清洁能源和增加能源可及性行动的积极性，可以通过当地社区基层的实施来提高效率，并促进其经济独立。在中小型光伏和储能装置等分布式可再生能源的规划、经济评估、财政收入分享、维护和管理中应对当地社区充分纳入考虑，并采用性别平等视角。

⁵ Roots for the future, The Landscape and Way Forward on Gender and Climate Change, UICN, GGCA



通过外国援助和小额信贷支持的融资机制，相关地方规划和管理的项目将为社区带来额外收入，创造实际的财政激励措施，深化项目的实施，确保可再生能源的可持续部署。同时，通过让妇女和当地社区参与进来，这些项目将通过电力普及、改善教育机会、保护当地居民免受室内污染（通过燃烧生物质）造成的健康危害，同时使他们成为减缓气候变化的积极倡导者，从而提供更好的生计前景。

类似项目的成功案例包括孟加拉国的 Grameen⁶技术中心的行动、印度拉贾斯坦邦的赤脚学院和非洲的太阳能姐妹组织为妇女提供技术员和工程师培训，教她们建造、安装和维护太阳能设施。这些案例对妇女的健康、在社区中的角色、教育和整体福祉产生了多重影响。

三、提高对妇女受气候变化影响的认识

我们已经看到气候变化的一些破坏性影响，如洪水、飓风和其他自然灾害频发。在这些情况下，妇女由于其社会经济地位面临着最大的风险，是最脆弱的群体。70%的妇女生活在贫困之中，她们更容易受到气候危机造成的极端天气事件、农业生产损失、生命和财产破坏等影响。中国的支持东南亚国家发展行动中，应提高对气候变化影响，特别是对弱势群体和妇女的影响的认识。

⁶ Applying a gender lens to science-based development, GenderInSite, 2017



第三章 年度政策建议

在对抗新型冠状病毒疫情、经济下行、应对全球气候安全、国内生态环境脆弱等多重压力下，中国迫切需要新的经济增长动能以及经济转型模式创新，在2030年前实现发展模式的绿色低碳转型。“十四五”是中国高质量发展的关键时期，应该体现并支持美丽中国2035美好愿景和《巴黎协定》中应对气候变化的全球长期战略，把应对气候变化作为经济发展方式转变的新动能，坚持清洁低碳发展方向，保持战略定力、增强战略自信，加快经济能源转型升级步伐。课题组建议：

一、创新发展路径，将绿色低碳转型作为实现中国现代化宏伟目标的必然要求、经济增长方式转变和经济结构转型升级的重要议题和长期经济增长的新动能，作为供给侧结构性改革的助推器，对冲经济增速下行压力

（一）进一步将绿色低碳转型纳入社会经济发展总体战略规划和各个部门和专门领域的专项战略规划，作为提高全要素生产率的重要举措，贡献于长期保持经济中高速增长；（二）要充分认识到中国正在进入老龄和高收入社会，将在社会经济需求、能源需求及空气质量需求上带来数量和结构上的巨大变化，对高质量发展提出更高的要求。要长期保持战略定力，以供给侧结构性改革不断适应需求侧的变化，促进产业结构、产品结构的升级和技术进步持续提高能源资源使用效率，降低单位产值能源资源消耗量并使人均收入（GDP）的提高与污染物和温室气体排放逐步脱钩；（三）将通过以不断减少煤炭使用量为主线的能源结构长期低碳化降低单位能源使用的温室气体和常规污染物排放量，并将此作为能源革命的重要组成部分。为此，中国深化经济改革的战略和体制目标应当加强与解决能源、环境和应对气候变化问题的关联性和针对性，提出明确的减控煤、发展非化石能源和提高能效的目标与实现路径；（四）在新的社会经济发展形势下和发展阶段中，从价格、税收、财政、金融、产业、市场、投资、就业、社会保障、环境、能源等多个政策和管理维度，综合决策、精准施力，分别选择标准和准入等行政规制、排放权交易或费税及传播教育等政策工具促进如上战略、规划和政策目标的实现。一是借助国家加快实施创新发展战略的东风，加大投资能够带动新型产业发展的减排技术（如储能、绿色制冷、碳捕捉和封存和区块链等），实现驱动经济增长和减排的双重红利；二是积极推动和完善绿色投融资体系，联手金融机构征信体系，设立低碳技术或低碳项目库（放到经济投融资建议里）。



二、紧抓 2020 年关键时间窗口，在“十四五”期间避免因为经济下行压力而放松应对环境保护和气候变化工作，应制定更有力度的碳减排约束性目标、强化中国国家自主减排承诺、制定中长期低排放战略，落实中国经济绿色转型以及高质量发展

（一）制定并实施二氧化碳排放总量控制制度，采用碳排放总量、碳排放强度、能源结构调整三类目标相结合的方式，力争“十四五”碳减排力度不降低，并确保实现国家自主贡献目标；（二）建议以国务院意见等形式对“率先达峰行动”进行战略部署，以推动重点地区重点行业率先碳达峰为着力点（例如东部相对发达地区、高耗能原材料工业部门），促进产业转型升级和经济高质量发展；（三）加速推动碳排放权交易制度完善和市场建设，不仅将碳定价作为推动绿色低碳循环发展和能源革命的核心市场手段，而且要将可再生能源纳入全国碳市场（电力行业）的系统设计中，通过碳市场促进电源结构低碳化，有效避免高碳基础设施的建设，降低搁浅成本。在立法资源有限的情况下，将与碳市场相关的立法需求纳入《环境保护法》的修订议程。

三、加快能源转型升级步伐，特别在煤炭经济转型等领域，加速研究和建立支持高比例可再生能源的新一代政策体系，推动技术创新和工业产业升级，确保煤炭消费总量尽早达峰，煤电装机零增长

（一）推动开展煤炭消费减量替代行动，扩大天然气等清洁能源和可再生能源替代试点范围，因地制宜发展地热能、太阳能等可再生能源。通过鼓励地方体制机制创新，引导企业和社会资金加大投入“煤改电”或“煤改气”，综合采取完善峰谷价格机制，居民阶梯价格政策，扩大市场化交易，降低取暖用气、用电的成本，调动市场积极性，支持清洁取暖；（二）构建新一代的可再生能源政策和管理体系，包括进一步降低可再生能源企业融资成本和鼓励新型可再生能源技术发展的政策，创造有利的市场条件，尤其在土地划拨、IPO 提前排队，定向贷款和降准等方面加大对分布式新能源发展的支持。加快电力体制改革，落实可再生能源配额制，进而克服现有政策壁垒，提升可再生能源并网灵活性；（三）从经济增长角度制定煤炭经济转型国家战略，以产业转型促动能转换。在以煤炭为核心的资源依赖型城市，加快培育经济多元化，推动适合当地区位优势的非煤产业，优先发展以新材料、互联网+（电子商务和数据中心）、旅游等为代表的战略性新兴产业。优化营商环境，为新产业和新技术提供有利的财税政策，助推市场发挥决定性作用。政府财政应联合社会资本共同组建转型基金，通过投资文化旅游等新



兴绿色产业和绿色债券等标的，将部分收益二次分配用于支持煤炭依赖型地区的经济转型，主要关注安置补偿、就业转型等社会问题，发展新兴产业等相关职业教育；（四）加强与欧洲等成功实现煤炭经济转型经济体（如英国、德国、西班牙、美国等）的交流，总结可借鉴经验。

四、全面深化经济转型、能源革命、环境治理、气候变化和公众健康的协同管理

（一）十四五期间，要打破部门界限，实现经济发展目标和气候、环境目标的协同，加强对能源结构、产业结构等可以协同实现多目标的举措；（二）汲取2020年初新型冠状病毒疫情事件的经验教训，高度重视气候变化这一全球性公共环境风险可能带来的巨大社会经济风险。常年不懈地开展环境质量和气候变化风险评价与管理研究和体系的能力建设，积累数据和案例，一是应对气候变化相关制度需要常态化和长期的制度安排考虑，二是气候变化相关信息需要准确披露并做好MRV，三是要进一步加强气候变化科学研究及其成果传播，明确确定和不确定地方；（三）从十四五规划入手，重视环境、气候、长期经济发展与公众健康的关联，标本兼治，从健康与经济风险评价、环境质量标准和治理目标、环境和气候治理措施近中远期规划等方面，系统梳理和谋划全面防控环境、气候和健康风险的战略、规划；（四）通过把温室气体纳入现有的环境监测和管控体系，探讨将碳市场和碳交易与排污许可证制度相衔接，加快建立和完善重点行业温室气体排放标准体系。逐步更新电力和冶金行业的超低排放战略，将温室气体和常规污染物控制统一纳入全面综合的减排目标。完善碳定价机制，加强碳价对有效减排和低碳技术研发创新的刺激，促进碳市场对低碳投资的引导作用。推进中国的碳税政策研究，并将碳税纳入环境税体系；（五）建立政策的社会环境影响评估体系，向决策者提供长期的社会环境影响方面的建议；（六）鼓励和支持智库、专业协会和非政府组织的跨界交流、联合研究和数据共享，为跨部门合作协同提供技术支持。

五、全球气候治理面临新的地缘政治形势，主要参与方对中国在全球气候治理中的领导力作用预期将长期走高，在中美关系复杂和美国退约的困难背景下，中国政府应积极主动与欧洲和主要发展中国家政府以多边主义为基础，携手形成新的全球气候政治领导力，推动落实《巴黎协定》，并联合其他支持应对气候变化的非缔约方主体（如美国一些省州政府、企业和NGO组织等），通过1.5轨或二轨对话，在全球治理更加广泛的领域（如绿色“一



“一带一路”倡议) 中探索拓展领导力的机会

(一) 中国政府应积极响应欧盟的“绿色新政”，加强关于《生物多样性公约》第十五次缔约方大会的合作倡议，和欧盟在 2020 年中欧峰会上达成合作共识；同时推动中欧在一带一路国家的“第三方市场合作”，将中国的优良实践和发达国家的支持（如资金、技术、能力建设）与发展中国家的减缓、适应需求有效对接，共同推动全球低碳转型，提高应对气候变化的行动和支持的力度。欧盟“绿色新政（Green Deal）”率先在全球提出雄心勃勃的“碳中和”长期目标和更具力度的 2030 年国家自主贡献中期目标，以低碳发展促进经济绿色转型，期望在 2050 年实现温室气体净零排放、同时实现经济增长和资源消耗脱钩。欧盟对与中国结盟、深入开展气候合作充满期望，期待其“绿色新政”的目标与中国推进经济高质量发展、美丽中国建设和低碳发展的战略部署达成共识。气候变化合作有可能成为深化中欧战略合作关系的亮点，在美国共和党政府退约对全球气候治理环境产生不利影响的局势下，加速形成中欧在全球气候治理中的联合领导力，有利于保持《巴黎协定》以来中国在全球气候治理中的有利战略地位，也有利于对冲未来潜在的来自美国民主党政府的减排压力。(二) 未来中美总体关系在较长时期内将呈现战略竞争状态，中国政府应当认识到，中美关系中气候变化无论过去还是未来都肯定是一个重要话题。美国政界、企业界和智库依然存在着积极主张应对气候变化的政治经济和科技力量，如果美国积极应对气候变化的力量在不同场合以不同形式占据上风，曾作为中美关系合作亮点的气候变化领域将有可能转变为中美关系新摩擦点和竞争点的风险，即中美实体经济、能源和科技研发等领域，在应对气候变化问题上形成更大的战略差距对比，使中国从当下全球气候治理的主动战略地位转为被动地位。中国政府应积极主动推进低碳转型战略，与美方相关主体（州政府、企业等非缔约方主体）展开对话交流。(三) 积极发挥国合会平台作用，结合 2020 年全球议程（如 12 月莱比锡中欧峰会等），组织中国、欧洲以及其他地区优秀智库与专家，就欧洲“绿色新政”及其国际合作、气候目标力度提升、新经济增长逻辑、低碳经济转型路径、能源系统快速低碳转型、煤炭经济转型、交通电气化、应对气候变化和生物多样性保护协调治理等务实议题，设计和开展多层次的中欧二轨对话，加深中欧等各方的相互理解，推进《巴黎协定》全面有效落实。(四) 中国应加强“一带一路”气候合作顶层设计，积极支持“一带一路”共建国家制定低碳发展规划和行动路线图，从单一的商业项目合作模式转变为战略合作，从发展的视角与“一带一路”共建国家开展应对气候变化合作，支持“一带一路”共建国家更新其国家自主贡献目标和制定落实本世纪中叶长期温室气体低排放发展战略，争取国际社会的广泛支持。一是支持“一带一路”发展中国家特别是最不发达国家、内陆发展中国家、小岛屿发展中国家制



定低碳发展规划、路线图和行动方案；二是因地制宜地在“一带一路”国家分享中国应对气候变化的最佳实践，重点关注可再生能源与电力、空气质量与温室气体协同管理、气候投融资、农业，以及基于自然的解决方案等领域；三是国内银行金融机构应完善风险评估体系、制定相关政策，尽快与国际金融机构的相关要求接轨，逐步停止向海外煤电等高碳项目提供资金。



致 谢

非常感谢中国环境与发展国际合作委员会（国合会）设立并支持“全球气候治理与中国贡献”政策研究课题，为中外方专家提供了一个充分讨论和交流的平台。特别感谢国合会副主席解振华先生对本课题的悉心指导，感谢国合会中方首席顾问刘世锦先生、外方首席顾问 Scott Vaughan 先生、国合会前外方首席顾问 Arthur Hanson 博士、首席顾问的支持专家组 Knut Alfsen 博士、生态环境部国际司司长郭敬先生、生态环境部气候司司长李高先生、生态环境部对外合作与交流中心副主任、国合会助理秘书长李永红先生在课题实施过程中提供的咨询建议，感谢国合会秘书处处长张慧勇先生、副处长刘侃女士、李樱女士以及国合会秘书处和国际支持办公室为本课题提供的组织和协调等方面支持。

国合会“全球气候治理与中国贡献”课题组在开展“一带一路”基础设施低碳转型、应对气候变化目标、路径、政策相关研究工作中，得到了国内外有关部门、机构和专家的大力支持和协助。特别感谢能源社会环境独立观点（Independent Perspectives on Energy, Society and The Environment, IPEN）咨询公司总经理 Hugh Outhred 博士和项目主任 Maria Retnanestri 博士、东盟能源中心 Yudiandra Yuwono 博士、Septia Buntara 先生和 Monika Merdekawati 女士、新加坡国立大学能源研究所所长 Philip Andrews-Speed 博士为本报告提供东南亚电力基础设施发展数据与案例分析，在此由衷表示感谢！



参考文献

- Esther Lew Swee Yoong. 马来西亚可再生能源, 2019.
- Global Energy Monitor, More fizz than boom: 2019 sees coal plant growth in Southeast Asia dwindling as pipeline continues to shrink, 2020.
- IEA. Southeast Asia Energy Outlook, 2019.
- IEA. World Energy Outlook, 2018.
- IISD. Getting to 23 Per Cent: Strategies to scale up renewables in Indonesia, 2019.
- IRENA. Report on Renewable Power Generation Costs, 2017.
- Natural Resources Defense Council. 东盟国家可再生能源发展规划及案例研究, 2019a.
- Natural Resources Defense Council. 东盟国家可再生能源发展规划及重点案例国研究, 2019b.
- PWC. Power in Indonesia: Investment and Taxation Guide, 2018.
- Romain Zissler. Renewable Energy to Replace Coal Power in Southeast Asian, 2019.
- World Bank Group. Doing Business, 2017.
- World Coal Association. The Power of high Efficiency Coal, 2015
- Zhou L., Gilbert S., Wang Y., Muñoz Cabre M., and Gallagher K. P.. Moving the Green Belt and Road Initiative: From Words to Actions. 2018.
- 柴麒敏, 傅莎, 祁悦, 温新元. “一带一路”投融资中的气候变化因素考量, 2019.
- 东盟能源中心, 水电水利规划设计总院. 东盟可再生能源上网电价 (FIT) 机制报告, 2018.
- 范纯. 东南亚环境问题及法律对策. 亚非纵横, 2008.
- 国家信息中心. “一带一路”贸易合作大数据报告, 2018.
- 胡健, 王命宇, 张维群, 邢方, 焦兵, 耿宏强, 张爱婷. “一带一路”国家经济社会发展评价研究, 2017.
- 考特尼·韦瑟比. 面对飞涨的电力需求东南亚必须当机立断, 2019.
- 李锋. 我国对外直接投资政策研究, 2016.
- 李承昊. 东南亚电力市场需求量持续攀升, 期货日报, 2019.
- 李妙华. 东南亚天然气资源国的市场管制分析, 2013.
- 联合国. 告别煤炭时代、拥抱清洁能源, 世界准备好了吗? 2019.



联合国经济及社会理事会亚洲及太平洋经济社会委员会. 亚洲及太平洋能源状况及趋势, 2016.

刘焱. 中国对东南亚投资中的环境保护法律风险研究, 2018.

龙云露. 建议关注东南亚电力投资 提升跨境服务水平, 2019.

绿色和平, 山西财经大学. 中国海外煤电股权投资趋势与风险分析, 2019.

王英斌. 印尼: 2025 年可再生能源发电占比 23%, 2019.

史丹, 侯建朝. 中国和东盟能源行业的互补性格局研究, 2016.

田薇. 东南亚 8 国电力市场初步研究, 2016.

严小青. 印度尼西亚电力市场概况及投资前景分析, 2017.

中国储能网新闻中心, 东南亚国家发展绿色能源势不可挡, 2012.

印度尼西亚国家电力公司. 印尼电力产业发展, 2019.

越南工贸部电力与可再生能源局. 越南风能发展, 第四届东亚峰会清洁能源论坛.

东盟能源中心. 东盟能源电力合作报告, 2017.



附 录

附表 1 中国在国内和海外投资的对比

国内限制类产业目录	限制类主要是工艺技术落后，不符合行业准入条件和有关规定，禁止新建扩建和需要督促改造的生产能力、工艺技术、装备及产品。 例如：低于 30 万吨/年煤矿、发电煤耗高于 300 克标准煤/千瓦时湿冷发电机组、80 万吨/年以下石脑油裂解制乙烯、纯碱、烧碱、黄磷、以石油、天然气为原料的氮肥、钢铁联合企业未同步配套建设干熄焦、装煤、推焦除尘装置的炼焦项目、180 平方米以下烧结机、电解铝项目、2000 吨/日（不含）以下新型干法水泥熟料生产线、普通照明白炽灯等。 ⁷
限制开展的境外投资	（一）赴与我国未建交、发生战乱或者我国缔结的双多边条约或协议规定需要限制的敏感国家和地区开展境外投资。 （二）房地产、酒店、影城、娱乐业、体育俱乐部等境外投资。 （三）在境外设立无具体实业项目的股权投资基金或投资平台。 （四）使用不符合投资目的国技术标准要求的落后生产设备开展境外投资。 （五）不符合投资目的国环保、能耗、安全标准的境外投资。 其中，前三类须经境外投资主管部门核准。 ⁸
国内淘汰类产业目录	淘汰类主要是不符合有关法律法规规定，不具备安全生产条件，严重浪费资源、污染环境，需要淘汰的落后工艺、技术、装备及产品。 例如：与大型煤矿井田平面投影重叠的小煤矿、山西、内蒙古、陕西、宁夏 30 万吨/年以下煤矿、不达标的单机容量 30 万千瓦级及以下的常规燃煤发电机组、200 万吨/年及以下常减压石化装置、隔膜法烧碱生产装置、含氢氟烃、土法炼焦、未配套干熄焦装置的钢铁企业焦炉、铝自焙电解槽及 160 千安培以下预焙槽、干法中空窑、水泥机立窑、立波尔窑、湿法窑等 ⁹ 。
禁止开展的境外投资	禁止境内企业参与危害或可能危害国家利益和国家安全的境外投资，包括： （一）涉及未经国家批准的军事工业核心技术和产品输出的境外投资。 （二）运用我国禁止出口的技术、工艺、产品的境外投资。 （三）赌博业、色情业等境外投资。 （四）我国缔结或参加的国际条约规定禁止的境外投资。 （五）其他危害或可能危害国家利益和国家安全的境外投资。
战略性新兴产业（国内鼓励）	1、新一代信息技术产业 2、高端装备和新材料产业 3、生物产业 4、新能源汽车、新能源、节能环保产业 5、数字创意产业 6、前沿技术研发和产业化：重点在空天海洋、信息网络、生命科学、核技术等核心领域 ¹⁰

⁷ 产业结构调整指导目录（2019 年本）⁸ 国务院办公厅转发国家发展改革委商务部人民银行外交部关于进一步引导和规范境外投资方向指导意见的通知 国办发〔2017〕74 号⁹ 产业结构调整指导目录¹⁰ 国务院关于印发“十三五”国家战略性新兴产业发展规划的通知 国发〔2016〕67 号

鼓励开展的 境外投资	<p>1、重点推进有利于“一带一路”建设和周边基础设施互联互通的基础设施境外投资。</p> <p>2、带动优势产能、优质装备和技术标准输出的境外投资。</p> <p>3、加强与境外高新技术和先进制造业企业的投资合作，鼓励在境外设立研发中心。</p> <p>4、在审慎评估经济效益的基础上稳妥参与境外油气、矿产等能源资源勘探和开发。</p> <p>5、扩大农业对外合作，开展农林牧副渔等领域互利共赢的投资合作。</p> <p>6、有序推进商贸、文化、物流等服务领域境外投资，支持符合条件的金融机构在境外建立分支机构和服务网络，依法合规开展业务。</p>
-----------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

附表 2 2013-2018 年期间，各部门各年份用电量（吉瓦时）及其所占份额（%）

部门与平均份额	2013	2014	2015	2016	2017	2018	平均增长%
家庭 平均为 42%	77,211	84,086	88,682	93,635	94,457	97,823	5.24
工业 平均为 33%	64,381	65,909	64,079	68,145	72,238	76,947	4.24
商业 平均为 18%	34,498	36,282	36,978	40,074	41,695	44,027	6.07
公共 平均为 6%	11,451	12,3246	13,106	14,150	14,743	15,812	6.74
总计	187,541	198,602	202,846	216,004	223,134	234,609	5.13

数据来源：(Retnanestri, 2020)

附表 3 现有煤电站的发电技术

煤电站	省份	装机容量	商业运营日期
亚临界技术			
1. PLTU* Paiton 蒸汽燃煤电厂机组 1	东爪哇	815 兆瓦	2012
2. PLTU Tanjung Kasam 燃煤电厂机组 1-2	廖内群岛	2 x 55 兆瓦	2012
3. PLTU Sumsel 5 燃煤电厂机组 1-2	南苏门答腊	2 x 150 兆瓦	2015
4. PLTU Kalteng 1 燃煤电厂机组 1-2	中加里曼丹	2 x 100 兆瓦	2019
5. PLTU Tanjung Power, Tabalong 燃煤电厂	南加里曼丹	2 x 100 兆瓦	2019
超临界技术			
1. PLTU Cirebon 燃煤电厂机组 1	西瓜哇	660 兆瓦	2012
2. PLTU Banten Serang 燃煤电厂机组 1	万丹	660 兆瓦	2017
3. PLTU Cilacap Sumber 燃煤电厂机组 3	中爪哇	660 兆瓦	2019
4. PLTU Bangko Tengah/Sumsel 8 燃煤电厂机组 1-2	南苏门答腊	2 x 620 兆瓦	2021
5. PLTU Indramayu 燃煤电厂机组 4-5, PLN	西瓜哇	2 x 1000 兆瓦	2021



超超临界技术			
1. PLTU Celukan Bawang 燃煤电厂 机组 1、2、3	巴厘	3x142 兆瓦	2015
2. PLTU Lontar 燃煤电厂机组 4	万丹	315 兆瓦	2019
3. PLTU Jawa 7 燃煤电厂机组 1-2	万丹	2 x 1000 兆瓦	2019
4. PLTU Batang Jawa Tengah 燃煤电厂机组 1-2	中爪哇	2 x 1000 兆瓦	2020
5. PLTU Tanjung Jati B2 燃煤电厂机组 5-6	中爪哇	2x1000 兆瓦	2021

注：* PLTU= Pusat Listrik Tenaga Uap（蒸汽燃煤电厂）

数据来源：(Retnanestri, 2020)

附表 4 2020-2028 年新增发电容量计划，兆瓦/年

发电量	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	总计	%
煤炭	1569	6047	3641	2780	4590	3090	1184	1695	1375	1093	27064	48
天然气	1592	3073	1011	3155	1535	845	40	280	400	485	12416	22
柴油	138	8	2	3	47	3	-	-	-	-	201	0.36
化石燃料	3299	9128	4654	5938	6172	3938	1224	1975	1775	1578	39681	70.36
可再生能源	559	932	1697	1501	1065	2287	6252	199	648	1574	16714	29.64
总计	3858	10060	6351	7439	7237	6225	7476	2174	2423	3152	56395	100

数据来源：(Retnanestri, 2020)

附表 5 各类发电站的建设成本，美元/ 千瓦

发电	建设/投资成本
可再生能源	美元/千瓦
水能	1,500
地热能	1,750
PV 光伏	1,200
热力发电厂	美元/千瓦
煤炭	1,250
柴油	900
热电联产	680
天然气	400

数据来源：(Retnanestri, 2020)

附表 6 各类发电站的运营成本，美元/ 千瓦

发电	运营成本
可再生能源	美元/兆瓦时
水能	18
地热能	106
光伏	411
热电厂	美元/兆瓦时
煤炭	51
柴油	179
热电联产	86
天然气	344

数据来源：(Retnanestri, 2020)

附表 7 燃煤电厂的现有投资

燃煤电厂，装机容量，厂址， 财务结算年度	投资国	投资 (百万 美元)	银 行
亚临界技术			
1. PLTU Paiton 蒸汽燃煤电厂，1 号 机组，815 兆瓦，东爪哇，2010 年	日本	1,215	日本国际协力银行，三菱东京日联 银行，三井住友银行，日本瑞穗金 融集团，法国农业信贷银行集团， 荷兰国际集团，法国巴黎银行，住 友三井信托控股
2. PLTU 丹戎卡萨姆蒸汽燃煤电厂 1 号、2 号机组，2x55 兆瓦，廖内群岛， 2011 年	中国	150	中国进出口银行
3. PLTU Sumsel-5 蒸汽燃煤电厂 1 号、 2 号机组，2x150 兆瓦，南苏门答腊， 2012 年	中国	318	中国国家开发银行
4. PLTU 卡尔滕蒸汽燃煤电厂 1,1 号、 2 号机组，2x100 兆瓦，中加里曼丹， 2016 年	印尼	316	曼迪利银行（印尼）
5. PLTU 丹绒电力蒸汽燃煤电厂，太 巴壟，2x100 兆瓦，南加里曼丹，2017 年	日本	430	三菱东京日联银行，星展银行，汇 丰银行，瑞穗金融集团，三井住友 商事株式会社，韩国产业银行
超临界技术			



1. PLTU 井里汶蒸汽燃煤电厂 1 号机组, 660 兆瓦, 西爪哇, 2010 年	日本	595	日本国际协力银行, 中国进出口银行, 三菱东京日联银行, 荷兰国际集团, 瑞穗金融集团, 三井住友商事株式会社
2. PLTU Banten Serang 蒸汽燃煤电厂 1 号机组, 660 兆瓦, 万丹, 2013 年	马来西亚	730	马来亚银行, 马来西亚进出口银行, 联昌国际银行集团, 拉昔胡申集团, 花旗集团
3. PLTU Cilacap Sumber 蒸汽燃煤电厂 3 号机组, 660 兆瓦, 中爪哇, 2013 年	中国	700	中国国家开发银行
4. PLTU Bangko Tengah/Sumsel 8 蒸汽燃煤电厂 12 号机组, 2x620 兆瓦, 南苏门答腊, 2015 年	中国	1,200	中国进出口银行
5. PLTU Indramayu PLN 英德拉玛尤蒸汽燃煤电厂 4 号、5 号机组, 2x1000 兆瓦, 西爪哇, 2017 年	日本	2,000	日本国际协力机构
超超临界技术			
1. PLTU Batang Jawa Tengah 蒸汽燃煤电厂 1 号、2 号机组, 2x1000 兆瓦, 中爪哇, 2012 年	日本	3,421	三井住友信托控股, 三菱东京日联银行, 星展银行, 瑞穗金融集团, 越南东方商业股份银行, 三井住友银行株式会社
2. PLTU Celukan Bawang 蒸汽燃煤电厂 1 号、2 号、3 号机组, 3x142 兆瓦 (426 兆瓦), 巴厘, 2013 年	中国	571	中国国家开发银行
3. PLTU Lontar 蒸汽燃煤电厂 4 号机组, 314 兆瓦, 万丹, 2016 年	日本	323	日本国际协力银行, 三井住友银行株式会社
4. PLTU Jawa 7 蒸汽燃煤电厂 1 号、2 号机组, 2x1000 兆瓦, 万丹, 2016 年	中国	1,839	中国国家开发银行, 中国银行, 中国工商银行, 中国建设银行
5. PLTU Tanjung Jati B2 蒸汽燃煤电厂 5 号、6 号机组, 2x1000 兆瓦, 中爪哇, 2017 年	日本	3,355	三菱东京日联银行, 瑞穗金融集团, 新加坡华侨银行, 三井住友银行株式会社, 三井住友信托控股, 农林中央金库, 日本国际协力银行

数据来源: (Retnanestri, 2020)

附表 8 2019–2028 年计划新增电力项目安装

电力项目	PLN	IPP 独立电力 生产商	伙伴关 系	未分配的	总计
1. PLTU 蒸汽燃煤电站（煤炭）	4,704	14,929		1,740	21,373
2. PLTU 坑口燃煤电站（坑口煤）		5,660	300		5,690
3. PLTP 地热发电站（地热）	617	3,060		930	4,607
4. PLT 联合循环电站（联合循环）	4,603	4,220		310	9,133
5. PLTG 天然气发电站（燃气发电）	3,260	20		3	3,283
6. PLTD 柴油发电站（柴油发电）	201				201
7. PLTM 小型水力发电站（小水电）	69	1,422		43	1,534
8. PLTA 极限运营水力发电站（大水电）	1,200	3,139		187	4,526
9. PS 抽水蓄能水电站	1,540			1,943	3,483
10. 其他可再生能源发电	49	1,186		1,330	2,565
合计	16,243	33,366	300	6,486	56,395

数据来源：(Retnanestri, 2020)

附表 9 每月 100 度电的花费占一个最低工资标准工人月收入的比例（东盟十国）

国家	每月 100 度电的花费占一个最低工资标准工人月收入的比例	标准
越南	6.2%	按越南工资最低的第四类地区最低月薪 276 万越南盾计
泰国	3.2%	以 2018 年泰国全国最低日工资标准 308 泰铢计
老挝	3.7%	以 2018 年老挝最低工资 110 万基普计
印尼	4.4%	以雅加达周边工业区工人 2017 年的最低工资标准每月 335 万印尼盾计
缅甸	6.2%	按缅甸全国统一的最低日薪 4800 缅元计
马来西亚	2.1%	按马来西亚 2017 年的最低工资标准 1000 令吉特计
柬埔寨	7.8%	按 2017 年柬埔寨制衣、制鞋等行业最低月工资标准 69 万瑞尔计
菲律宾	8.5%	按 2017 年菲律宾普通劳动者平均日薪 408 比索计
新加坡	2%	按 2017 年新加坡最低工资标准 1100 新元计
文莱	0.16%	按低层级劳工每月 600 文元工资水平计



数据来源：龙云露，2019，电力建设行业专题报告——建议关注东南亚电力投资 提升跨境服务水平

附表 10 印尼电力行业管理部门及其作用和职责

编号	机构	作用和职责
1.	众议院	众议院第七委员会负责批准能源相关立法（包括电力）并监督能源相关的政府政策。 http://www.dpr.go.id/akd/index/id/Tentang-Komisi-VII
2.	能源与矿物资源部	电力事务总署（Ditjen Gatrik） http://gatrik.esdm.go.id
3.	国家电力公司（PLN，国有电力企业）	国家电力公司负责印尼的大部分发电，独家负责向民众输送、配送及供应电力。 国家电力公司制定《国家电力供应总体规划》（一项有关发电、输电和配电的十年规划）。当前的《国家电力供应总体规划》主要针对 2019-2028 年这一时期。 www.pln.co.id
4.	国家发展规划部	公私合作与设计开发署（公私合作署）负责促进政府与私营投资者之间关于基础设施项目的合作。 www.bappenas.go.id
5.	投资协调委员会	投资协调委员会为现有或潜在投资者提供关于企业成立、许可程序和信息的一站式综合服务。 https://www9.bkpm.go.id
6.	印尼共和国财政部（财政部/MoF）	财政部向印尼国家电力公司提供关于电力补贴的建议，并批准电力项目的税收优惠。 https://www.kemenkeu.go.id

数据来源：(Retnanestri, 2020)

附表 11 印度尼西亚吸引国际合作的政策

时间	政策
2007	第 25 号《投资法》陈述了国内投资和外国投资对支持国家发展的重要性。它规定了对外国投资开放的企业类型、就业、权利和责任、配套设施（税收和财政激励、进口许可证、移民）等方面的内容。
2014	第 35 号关于能源与矿物资源部授予投资协调委员会电力生产经营许可的《部长条例》，在投资协调委员会一体化一站式服务框架下简化了获得电力业务许可的流程。
2015	第 38 号《总统条例》（《政府与企业基础设施发展方面的合作》）取代了以前的条例，将外国控股公司纳入基础设施发展项目中来。
2019	5 号《总统条例》或 2018 年第 24 号《关于投资指南和设施的政府条例》。

数据来源：(Retnanestri, 2020)



附表 12 印度尼西亚电力事务总署

职 能 ¹¹	《国家电力总体规划 2018-2037》
(1) 制定电力政策（规划、监管、投资、设施联通、能源供应与安全、电价等）	(1) 与供应、发电能源结构、投资、许可、电价、补贴、跨境电力、农村电气化、消费者保护、法律方面、安全和环境保护有关的国家电力政策
(2) 实施电力政策	(2) 与电气化率提升、发电、输电与配电、售电以及农村电气化有关的电力发展计划
(3) 制定电力事业的规范、标准、程序和准则	(3) 当前各省与供应、消费、装机容量、发电、输电、配电以及农村电气化有关的电力情况
(4) 提供电力技术援助/指导和评估	(4) 各省电力需求预测
	(5) 电力投资

注：电力事务总署制定了当前的《国家电力总体规划 2018-2037》

数据来源：(Retnanestri, 2020)

¹¹ Dirjen Gatrik ESDM, Tugas dan Fungsi, http://gatrik.esdm.go.id/frontend/tugas_fungsi, accessed 19 January 2020

