

“一带一路”电力综合资源 规划研究

2018 年 9 月



中国煤炭消费总量控制方案和政策研究 (中国煤控研究项目)

中国是世界煤炭生产和消费第一大国。以煤炭为主的能源结构支撑了中国经济的高速发展，但同时也对生态环境造成了严重的破坏。为了应对气候变化、保护环境和减少空气污染对公众身体健康的威胁，国际环保机构自然资源保护协会(Natural Resources Defense Council, NRDC)作为课题协调单位，与包括政府智库、科研院所和行业协会等 20 多家有影响力的机构合作，于 2013 年 10 月共同启动了“中国煤炭消费总量控制方案和政策研究”项目，为设定全国煤炭消费总量控制目标、实施路线图和行动计划提供政策建议和可操作措施，促进煤炭高效清洁利用和清洁能源替代，推进能源转型，帮助中国实现资源节约、环境保护、气候变化与经济可持续发展的多重目标。了解更多详情，请登录：<http://coalcap.nrdc.cn/>



自然资源保护协会(NRDC)是一家国际非营利非政府环保机构，拥有逾 140 万会员及支持者。自 1970 年成立以来，以环境律师、科学家及环保专家为主力的 NRDC 员工们一直为保护自然资源、公共健康及环境而进行不懈努力。NRDC 在美国、中国、加拿大、墨西哥、智利、哥斯达黎加、欧盟、印度等国家及地区开展工作。请登录网站了解更多详情 www.nrdc.cn。

世界自然基金会



世界自然基金会(WWF)是在全球享有盛誉的、最大的独立性非政府环保组织之一。拥有全世界将近 500 万支持者和一个在一百多个国家活跃着的网络。WWF 的使命是遏止地球自然环境的恶化，创造人类与自然和谐相处的美好未来。为此我们致力于：保护世界生物多样性；确保可再生自然资源的可持续利用；推动降低污染和减少浪费性消费的行动。

系列报告

- 《中国散煤综合治理调研报告 2018》
- 《中国大气污染防治回顾与展望报告 2018》
- 《中国现代煤化工的煤控实施与产业发展》
- 《煤炭行业继续深化供给侧结构性改革》
- 《供给侧结构性改革背景下如何实现煤炭行业的公正转型》
- 《气候变化风险及碳社会成本研究报告》
- 《中国实现全球 1.5°C 目标下的能源排放情景研究》
- 《钢铁行业供给侧结构性改革》
- 《推进水泥行业转型升级，实现绿色低碳发展》
- 《深化供给侧改革，助推实现部门积极煤控目标》
- 《建筑领域煤炭消费控制潜力及实施路径研究》
- 《持续推进电力改革 提高可再生能源消纳执行报告》
- 《中国对外援助综合管理机构改革研究》
- 《中国能源气候管理机构改革研究》
- 《中国散煤综合治理调研报告 2017》
- 《钢铁行业煤炭消费总量控制方案和政策研究》
- 《水泥行业煤控战略（计划）实施研究》
- 《中国散煤治理调研报告 2017》
- 《中国煤炭行业供给侧改革关键问题研究》
- 《城市低效燃煤总量配额交易政策建议报告》
- 《“去产能”政策对煤炭行业造成的就业影响研究》
- 《“十三五”电力行业控煤政策研究》
- 《煤化工产业煤炭消费量控制及其政策研究执行报告》
- 《建言“十三五”——中国煤炭消费总量控制规划研究报告》
- 《行业部门煤炭消费总量控制研究》
- 《煤炭消费总量控制目标的协同效应》
- 《城市煤炭总量控制方案政策和案例研究》
- 《省域温室气体总量控制与煤炭总量控制相互作用分析》
- 《碳排放控制与煤炭消费总量控制的约束及相互影响》
- 《建筑领域煤炭（电力）消费总量控制研究》
- 《基于煤炭消费总量控制的煤炭行业可持续发展研究》
- 《中国能源转型和煤炭消费总量控制下的金融政策研究》
- 《煤炭消费减量化对公众健康的影响和可避免成本》
- 《煤炭消费总量控制的就业影响》
- 《煤炭消费总量控制的财税政策研究》
- 《水泥行业煤炭消费总量控制方案及政策研究》
- 《电力行业煤炭消费总量控制方案和政策研究》
- 《中国能源统计系统改革的几点建议》
- 《2012 煤炭的真实成本》
- 《中国 2012 年能流图和煤流图编制及能源系统效率研究》
- 《煤炭使用对中国大气污染的贡献》

更多报告 请访问中国煤控研究项目网站：

<http://coalcap.nrdc.cn/>

目录

引言	5
1. “一带一路”沿线国家概况	6
1.1 沿线国家经济社会总体概况	
1.2 沿线国家能源资源总体情况	
1.3 沿线国家电力发展总体情况	
2. 中国电力发展和需求侧管理经验	12
2.1 电力行业发展总体情况	
2.2 电力发展经验	
2.3 电力需求侧管理经验	
3. “一带一路”电力综合资源规划原则	20
3.1 电力综合资源规划理念	
3.2 电力综合资源规划原则	
4. “一带一路”电力合作重点区域分析	23
4.1 电力行业发展情况	
4.2 电力需求预测	

4.3	合作重点	
5.	重点合作国家分析 – 老挝	33
5.1	国家基本情况	
5.2	电力行业基本情况	
5.3	电力综合资源规划	
6.	重点合作国家分析 – 巴基斯坦	43
6.1	国家基本情况	
6.2	电力行业基本情况	
6.3	电力综合资源规划	
7.	“一带一路”绿色电力合作路线图	55
7.1	第一阶段（2018–2025 年）	
7.2	第二阶段（2020–2030 年）	
7.3	第三阶段（2025–2035 年）	

引言

2015 年 3 月，中国发布《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》，提出未来要积极开展区域电网升级改造合作，拓展相互投资领域，积极推动水电、核电、风电、太阳能等清洁、可再生能源合作。

2017 年 5 月，中国国家主席习近平在“一带一路”国际合作高峰论坛上提出，要继续推进“一带一路”电力互联互通建设，加强国际产能和装备制造合作。同期，中国国家发展改革委和能源局共同发布了《推动丝绸之路经济带和 21 世纪海上丝绸之路能源合作愿景与行动》，提出鼓励企业以多种方式深化电力投资合作，开展电力装备和工程建设合作，推进跨境电力联网工程建设和电网升级改造合作，推动实现人人享有可持续能源，促进各国清洁能源投资和开发利用。

2017 年 10 月，中共十九大报告提出，积极促进“一带一路”国际合作，努力实现政策沟通、设施联通、贸易畅通、资金融通、民心相通，打造国际合作新平台，增添共同发展新动力。推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系。

随着全球应对气候变化呼声逐步提高，能源转型步伐逐渐加快，世界上许多国家都在促进能源结构调整，实现能源革命，发展绿色经济成为第三次工业革命的重点内容。近年来，中国清洁电力发展成效显著，清洁高效煤电、水电、风电、光伏发电等产业技术装备、工程建设和投资运营等方面能力快速提升，产业体系逐渐完善，产业国际竞争优势明显提高，为开展电力国际合作奠定了良好基础。

本报告针对“一带一路”沿线国家广阔的电力合作市场，总结中国电力发展和需求侧管理的经验，提出了安全高效、经济合理、绿色低碳和普遍服务的规划原则，对东南亚、南亚等重点合作区域进行了分析，并选取巴基斯坦和老挝作为典型案例国家进行了重点分析。此基础上，提出了分阶段绿色电力合作路线图，对不同区域、不同国家的未来电力合作重点提出了建议。

1

“一带一路” 沿线 国家概况

1.1 沿线国家经济社会总体概况

“一带一路”沿线国家贯穿欧亚大陆，地域面积大，人口多，资源储量丰富。沿线 64 个国家（不含中国），总面积约 4051 万平方公里。2016 年，沿线 64 国家总人口约 32 亿，约占世界总人口的 44%；年国内生产总值约 12.2 万亿美元，约占世界的 16%；人均 GDP 约为 3773 美元 / 人，为世界人均水平的 37%。其中：

俄蒙中亚区域包括俄罗斯、蒙古、哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦、吉尔吉斯斯坦、塔吉克斯坦以及土库曼斯坦共 7 个国家，区域横跨欧亚大陆，环壤中国西北边陲。区域总面积达 2185.6 万平方公里，2016 年，区域各国总人口 2.17 亿，国内生产总值合计达到 15448.8 亿美元，人均 GDP 为 7103 美元，属于发展中经济体。

东南亚区域包括印度尼西亚、马来西亚、新加坡、文莱、东帝汶、菲律宾、越南、泰国、老挝、缅甸、柬埔寨共 11 个国家，是海上丝绸之路沿线重要区域，包括南中国海沿岸和中南半岛的国家。2016 年，东南亚区域总面积达 434 万平方公里，总人口 6.4 亿。2016 年，区域各国国内生产总值合计达到 25572 亿美元，人均 GDP 约为 3996 美元，属于发展中经济体。

南亚区域包括印度、巴基斯坦、孟加拉国、阿富汗、尼泊尔、不丹、斯里兰卡及马尔代夫共 8 个国家。南亚地区以南亚次大陆为主体，同时包括散布于印度洋上的众多岛屿。2016 年，南亚区域总面积达 477.2 万平方公里，总人口 17.7 亿。2016 年，区域各国国内生产总值合计为 28963.6 亿美元，人均 GDP 仅为 1640 美元。南亚国家整体经济发展水平较低，基本处于工业化的初级阶段。

西亚北非区域包括土耳其、沙特阿拉伯、伊朗、埃及、阿联酋、卡塔尔、科威特、阿曼、巴林、伊拉克、黎巴嫩、约旦、叙利亚、以色列、也门以及巴勒斯坦共 16 个国家，区域内包括伊朗高原、阿拉伯半岛、美索不达米亚平原、小亚细亚半岛。2016 年，西亚北非区域总面积达 723.9 万平方公里，总人口 4.21 亿。2016 年，区域各国国内生产总值合计达到 36182 亿美元，人均 GDP 为 8587 美元，属于发展中经济体。

中东欧地区包括波兰、罗马尼亚、阿尔巴尼亚、克罗地亚、保加利亚、塞尔维亚、黑山、马其顿、波黑、爱沙尼亚、立陶宛、拉脱维亚、斯洛伐克、斯洛文尼亚、捷克、匈牙利 16 个国家，地处波罗的海东南、俄罗斯以西、希腊以北区域。2016 年，中东欧区域总面积达 130.9 万平方公里，总人口 1.2 亿。2016 年，区域各国国内生产总值合计达到 13847 亿美元，人均 GDP 为 11623 美元，属于发展中经济体。

独联体其他六国包括白俄罗斯、乌克兰、摩尔多瓦、阿塞拜疆、格鲁吉亚、亚美尼亚 6 个国家，主要位于独联体国家西部地区及外高加索地区，是欧亚大陆联系的中间地带。独联体其他六国总面积 99.6 万平方公里，2016 年总人口 7450 万人。2016 年，区域各国国内生产总值合计达到 2101.8 亿美元（当年价，下同），人均 GDP 为 2822 美元，属于发展中经济体。从国别来看，该区域发展不大均衡，其中阿塞拜疆、白俄罗斯为中等收入国家，格鲁吉亚属下中等收入国家，乌克兰、亚美尼亚、摩尔多瓦均接近低收入国家。

1.2 沿线国家能源资源总体情况

1.2.1 化石能源

俄蒙中亚区域石油、天然气及煤炭等能源资源储量丰富，其中石油资源探明储量 187 亿吨，占世界总储量的 7.8%；天然气探明储量 54 万亿立方米，占世界总储量的 28.6%；煤炭探明储量 2253 亿吨，占世界总储量的 25.3%。该区域能源资源国别分布差异较大，集中分布在几个主要国家，其中俄罗斯各类能源资源储量均较为丰富，哈萨克斯坦次之。从能源储量占比来看，区域 96% 的石油资源分布在俄罗斯及哈萨克斯坦，94% 的天然气资源分布在俄罗斯和土库曼斯坦，95% 的煤炭资源分布在俄罗斯、哈萨克斯坦和蒙古。

东南亚区域石油、天然气及煤炭等能源资源占世界比重较低，其中石油资源探明储量 20 亿吨，占世界总储量的 0.8%；天然气探明储量 6 万亿立方米，占世界总储量的 3.3%；煤炭探明储量 322 亿吨，占世界总储量的 3.6%。东南亚主要一次能源储量占世界比例不大，且国别分布差异较大，集中分布在几个主要国家，从能源储量占比来看，石油资源主要分布在印尼、马来西亚及越南，约 2/3 的天然气资源分布在印尼和马来西亚，煤炭资源则集中在印尼。

南亚能源资源相对匮乏，地理分布极不均衡。南亚地区含油气盆地主要分布在印度大陆的东缘和西缘，南亚已经发现的含油气盆地集中在印度、巴基斯坦、孟加拉三国。南亚区域石油探明储量 7.85 亿吨，总量只约占世界总储量的 0.3%；天然气探明储量 2.3 万亿立方米，约占世界总储量的 1%；煤炭探明储量 630.35 亿吨，占世界总储量的

7%。该区域能源资源国别分布差异较大，石油资源主要分布在印度、巴基斯坦两国；天然气主要分布在印度、巴基斯坦和孟加拉国三国；煤炭资源主要分布在印度。

西亚北非区域石油、天然气等能源资源储量丰富，其中石油资源探明储量 1104.3 亿吨，占世界总储量的 46.1%；天然气探明储量 83.2 万亿立方米，占世界总储量的 44.5%；煤炭探明储量 99 亿吨，占世界总储量的 1.1%。西亚北非区域中油气资源国别分布差异较大，超过 90% 的油气资源的集中分布在沙特、伊朗、阿联酋、卡塔尔、科威特和伊拉克这 6 个国家。该区域煤炭资源较少，伊朗和土耳其拥有少量煤炭资源。

中东欧区域石油、天然气及煤炭等能源资源储量较为贫乏，石油资源探明储量 5.7 亿吨，占世界总储量的 0.2%；天然气探明储量 0.34 万亿立方米，占世界总储量的 0.2%；煤炭探明储量 397 亿吨，占世界总储量的 4.5%。该区域能源资源国别分布差异较大，集中分布在几个主要国家，其中阿尔巴尼亚石油资源储量相对较为丰富，占中东欧地区的 77%；波兰和罗马尼亚天然气资源储量相对较为丰富，分别占中东欧地区的 35% 和 33%；塞尔维亚和爱沙尼亚煤炭资源储量相对较为丰富，分别占中东欧地区的 34% 和 22%，其中爱沙尼亚计及油页岩储量 48 亿吨。

独联体其他六国石油、天然气及煤炭等能源资源储量有限，其中石油资源探明储量 29.3 亿吨，仅占世界总储量的 1.2%；天然气探明储量 3.81 万亿立方米，仅占世界总储量的 2.0%；煤炭探明储量 341.9 亿吨，占世界总储量的 3.8%。同时，该区域能源资源国别分布差异较大，石油集中于阿塞拜疆和格鲁吉亚，天然气集中于阿塞拜疆和乌克兰，乌克兰拥有一定的煤炭资源。

1.2.2 水能

根据世界能源委员会《World Energy Resources Hydropower 2016》和 2017 年英国石油公司《BP Statistical Review of World Energy》资料，“一带一路”沿线 64 个国家技术可开发量约为 4.93 万亿 kWh，约占世界水力资源技术可开发量的 13%。其中，俄罗斯水力资源技术可开发量最为丰富，约占沿线国家水力资源总量的 1/3。

从空间分布来看，水力资源富集区域首要集中在世界屋脊－青藏高原周边区域，其中包括中国、中南半岛五国、不丹、尼泊尔、印度、巴基斯坦、阿富汗、塔吉克斯坦、吉尔吉斯斯坦、哈萨克斯坦等国（按照顺时针顺序）；其次集中在发源自蒙古高原、大兴安岭、上扬柳基山脉的西伯利亚－远东地区（属于俄罗斯）；然后分布在印度洋上雨量丰富的印度尼西亚、马来西亚等国，以及位于伊朗高原的伊朗、两河流域的伊拉克、尼罗河流域的埃及等国家。

1.2.3 风能

俄蒙中亚国家中，俄罗斯拥有丰富的风能资源，主要集中在北极地区北冰洋沿岸，风能资源技术可开发量超过 7 万亿千瓦时。蒙古国超过 10% 的国土面积风资源等级达到优良级别以上，技术可开发潜力达 2.5 万亿千瓦时。中亚地区风能资源主要分布在哈萨克斯坦，技术可开发量约为 1.8 万亿千瓦时。

东南亚国家风能资源条件一般，风能开发与利用处于起步阶段。资源相对丰富的国家有越南和菲律宾等国，风电开发潜力分别达到 1.2 亿千瓦和 7000 万千瓦左右。缅甸、马来西亚、老挝、泰国等国也有一定的风电开发利用潜力。

南亚国家中，风能资源较为丰富的主要是印度和巴基斯坦。印度地处印度洋季风带，风能资源较为丰富，风电开发潜力约为 1 亿千瓦，主要集中在西部的古吉拉特邦和拉贾斯坦邦、南部和东部沿海地区。巴基斯坦风能资源总蕴藏量达 3.46 亿千瓦，主要分布在信德和俾路支省。

西亚北非国家中，风能资源较为丰富的主要是埃及、土耳其和伊朗等国。埃及的苏伊士湾地区是世界上常年风速最高的区域之一，年等效满负荷利用小时多达 3900 小时。土耳其风能资源技术可开发量达 4800 万千瓦，主要分布在爱琴海地区、西北部马尔马拉地区、地中海地区东部以及部分中央山区。伊朗风能资源较为富裕，可开发风电的潜力达 3000 万千瓦。

中东欧地区中风能资源较为丰富的有罗马尼亚、克罗地亚和保加利亚等国。罗马尼亚风能蕴藏量为 1400 万千瓦，主要分布在沿海的康斯坦察。克罗地亚风能技术可开发量为 1000 万千瓦，主要分布在亚得里亚海群岛一带。此外，保加利亚风能技术可开发量为 275 万千瓦。

独联体区域风能资源相对丰富的是格鲁吉亚和阿塞拜疆，风能资源潜力分别达到 150 万千瓦和 450 万千瓦。

1.2.4 太阳能

根据 SolarGIS 给出的全球平均总辐射强度（GHI）和法向辐射强度（DNI）示意图，“一带一路”国家中，太阳能资源比较丰富的地区主要有：

俄蒙中亚地区中，蒙古中部和南部戈壁地区太阳能资源丰富，可开发潜力达到 3.4 万亿千瓦时。土库曼斯坦、哈萨克斯坦南部、乌兹别克斯坦东南部太阳能资源较为丰富，适宜发展太阳能发电。

东南亚国家由于大多数地区地处热带，日照时间较长、强度较高，因此太阳能资源较为丰富，包括印尼、菲律宾、越南、泰国、柬埔寨等国家均适宜发展太阳能发电。

南亚地区中，印度和巴基斯坦均属于日光照射较强的地区，太阳能资源丰富。印度尤其是西部地区太阳能资源较为丰富，全国太阳能开发潜力估计为 1 亿千瓦。巴基斯坦大部分地区年日照时间超过 3000 小时，太阳能理论发电潜能约为 29 亿千瓦，中南部地区适宜建立太阳能电站。

西亚北非地区是世界上太阳能资源最丰富的地区之一。其中，沙特、埃及和也门的资源最为丰富，其次是伊朗、阿曼、阿联酋、约旦等国。初步估计，西亚北非地区太阳能技术开发量超过 100 万亿千瓦时。

中东欧和独联体地区由于地理位置因素，太阳能资源不是非常丰富。

1.3 沿线国家电力发展总体情况

“一带一路”沿线国家电力生产量大，消费需求旺盛。2015 年，“一带一路”沿线 64 国全社会用电量 60955.5 亿千瓦时，人均用电量 1882 亿千瓦时，约为世界平均水平（3104 千瓦时）的 60%，中国水平（4047 千瓦时）的一半。用电人口比例约为 87.0%。

2015 年，“一带一路”沿线 64 国发电装机容量为 15.1 亿千瓦，其中，火电装机 11 亿千瓦，占比为 72.9%；水电装机 2.4 亿千瓦，占比为 16.1%；核电装机为 0.65 亿千瓦，占比为 4.3%；新能源及其他装机 1 亿千瓦，占比为 6.7%。2015 年，“一带一路”沿线 64 国人均装机 470 瓦，低于世界平均水平（780 瓦），约为中国水平（1233 瓦）的三分之一，远低于 OECD 国家平均水平（2250 瓦）。

2

中国电力发展和
需求侧管理经验

2.1 电力行业发展总体情况

2.1.1 能源生产和消费

(1) 能源生产

2017 年，中国一次能源生产总量 35.9 亿吨标准煤，其中煤炭 25.0 亿吨，占 69.7%；石油 2.7 亿吨，占 7.6%；天然气 1.9 亿吨，占 5.4%；非化石能源（水、核、风、光）6.3 亿吨，占 17.5%。

(2) 能源消费

2000 年以来，中国能源消费总量持续快速增长，“十五”期间年均增长 12.2%，“十一五”期间年均增长 6.7%，2008 年受国际经济危机影响，全国能源消费增速有所回落。“十二五”期间，全国能源消费增速由 2011 年的 7.3% 下降到 2015 年的 0.9%，年均增速 3.6%。根据《能源发展“十三五”规划》，预计“十三五”期间一次能源消费增速将进一步降低至 2.5% 左右，至 2020 年一次能源消费总量控制在 50 亿吨标准煤以内。

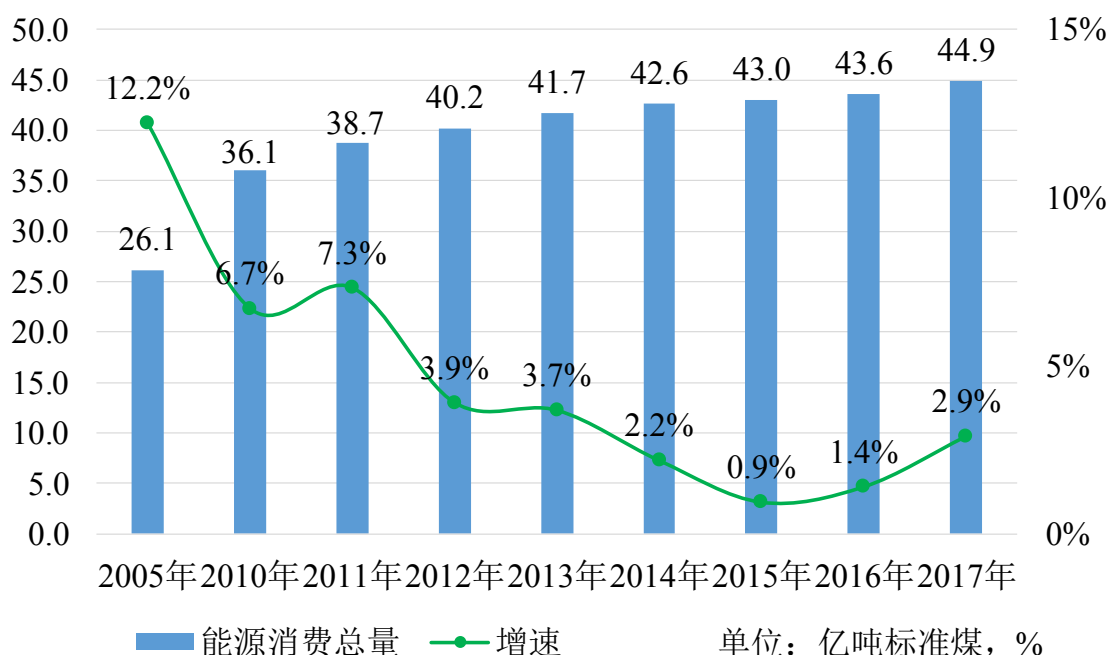


图 2.1-1 2000 年以来中国能源消费总量发展

2017 年,中国能源消费总量 44.9 亿吨,其中煤炭 27.1 亿吨,占 60.4%,石油 8.4 亿吨,占 18.8%,天然气 3.1 亿吨,占 7.0%,非化石能源(水、核、风、光) 6.3 亿吨,占 13.8%。

2.1.2 电力生产和消费

(1) 电力生产

2017 年,中国发电装机容量达 17.8 亿千瓦,位居世界第一。其中,火电 11.1 亿千瓦,水电 3.4 亿千瓦,核电 0.36 亿千瓦,风电 1.6 亿千瓦,太阳能 1.3 亿千瓦。

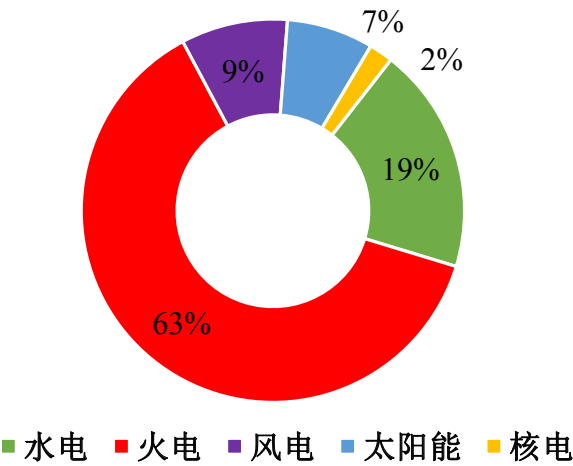


图 2.1-2 中国 2017 年发电装机结构

(2) 电力消费

2000 年以来,中国用电量持续快速增长,“十五”期间年均增长 13%，“十一五”期间年均增长 11.1%，2008 年受国际经济危机影响,全国用电增速有所回落。“十二五”期间,全国用电增速由 2011 年的 12.0% 下降到 2015 年的 1.0%，“十二五”期间年平均增速 5.7%。从用电量来看,2000 年中国用电总量 1.3 万亿千瓦时,到 2017 年达到了 6.31 万亿千瓦时,十几年时间用电量翻了两番。

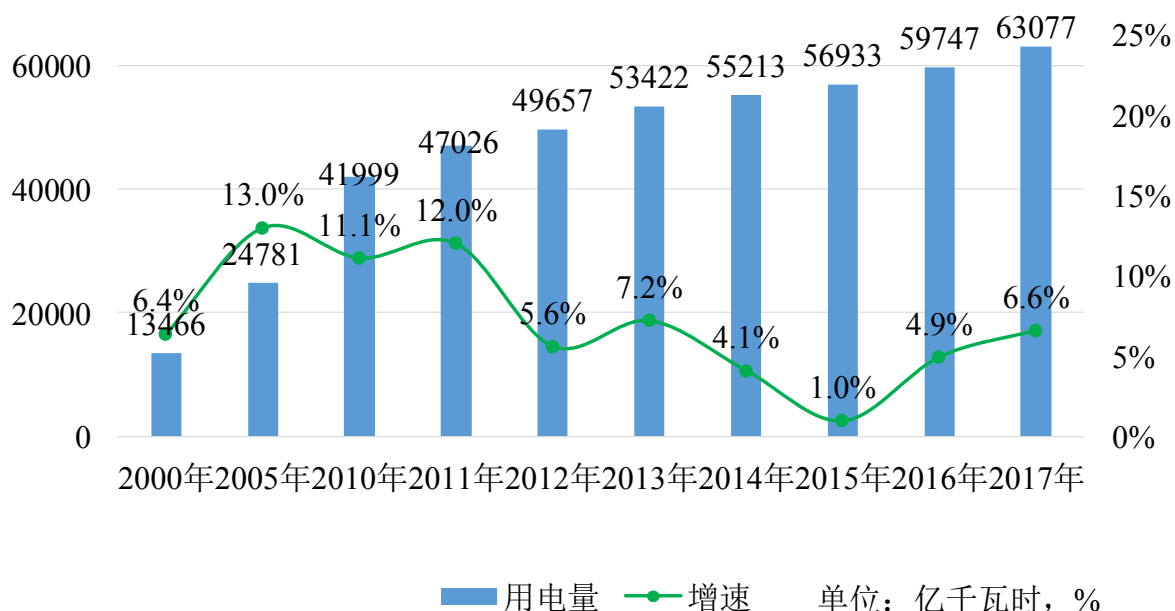


图 2.1-3 2000 年以来中国用电量发展

2017 年，中国全社会用电量 6.31 万亿千瓦时，居世界第一。2017 年全社会用电量同比增长 6.6%。分产业看，第一产业用电量 1155 亿千瓦时，同比增长 7.3%，占全社会用电量的 1.8%；第二产业用电量 44413 亿千瓦时，同比增长 5.5%，占全社会用电量的 70.4%；第三产业用电量 8814 亿千瓦时，同比增长 10.7%，占全社会用电量的 14%；居民生活用电量 8695 亿千瓦时，同比增长 7.8%，占全社会用电量的 13.8%。

(3) 电网

中国已基本形成了东北、西北、华北、华中、华东、南方六大区域电网和西藏电网的格局。除台湾外，目前全国各省区电网均已实现互联。截至 2017 年底，全国 220 千伏以上线路长度达到 68.78 万公里，220 千伏以上变电容量达到 373331 万千伏安。

2.1.3 电力科技水平

经过多年积累，中国电力装备技术取得了长足的进步，在火电、水电（大坝）、核电、特高压交直流、柔性直流、新能源发电等技术领域均已处于世界前列。中国电力装备技术主要成果如下：

(1) 电网技术跨入世界先进行列。1000 千伏交流、±800 千伏直流特高压输电技术、

大规模新能源发电并网技术、电网大范围冰冻灾害预防与治理关键技术及成套装备广泛应用；柔性直流输电、智能电网及电动汽车充电设施等新技术试点应用。

（2）火电技术突飞猛进。百万千瓦级超超临界空冷机组广泛应用，高温超超临界机组初具规模，超低排放燃煤发电技术试点成功并推广应用；具有自主知识产权的 25 万千瓦 IGCC 示范项目建成投运，中国自主设计制造的世界首台 60 万千瓦超临界 CFB 正式投入商业化运行；重型燃机国产化率进一步提高，高性能 1MW 级微型燃气轮机研制成功。

（3）核电技术跨越式发展。大型先进压水堆技术装备自主化不断取得突破，第三代核电技术已开始工程应用，世界最大单机容量核能发电机成功研制并发运，全球首项具有第四代安全特征的商用高温气冷堆示范工程核准开工建设。

（4）水电坝工技术领先世界。实现了 80 万千瓦级水轮发电机组国产化，形成了具有国际竞争力的水电产业体系。

（5）风电、太阳能等新能源发电技术水平进一步提高，极大地促进了原材料、机械电子等相关产业发展。

2.2 电力发展经验

2.2.1 可再生能源

“十二五”期间，中国可再生能源产业开始全面规模化发展，进入了大范围增量替代和区域性存量替代的发展阶段。

一是可再生能源在推动能源结构调整方面的作用不断增强。2015 年，中国商品化可再生能源利用量为 4.36 亿吨标准煤，占一次能源消费总量的 10.1%；如将太阳能热利用等非商品化可再生能源考虑在内，全部可再生能源年利用量达到 5.0 亿吨标准煤；计入核电的贡献，全部非化石能源利用量占到一次能源消费总量 12%，比 2010 年提高 2.6 个百分点。

二是可再生能源技术装备水平显著提升。随着开发利用规模逐步扩大，已具备成熟的大型水电设计、施工和管理运行能力；风电制造业集中度显著提高，风电技术水平明显提升，关键零部件基本国产化，大型风电设备已经试运行，低风速风电技术取得突破性进展；光伏技术创新能力大幅提升，光伏发电经济性不断提高。各类生物质能、

地热能、海洋能和可再生能源配套储能技术取得长足进步。

三是可再生能源发展支持政策体系逐步完善。中国陆续出台并适时调整光伏发电、垃圾焚烧发电、海上风电、太阳能光热电价政策，完善了可再生能源发电并网管理体系，建立完善了可再生能源标准体系，产品检测和认证能力不断增强，可再生能源设备质量稳步提高，有效促进了各类可再生能源发展。

2.2.2 智能电网

自 2010 年首次将“智能电网”写入政府工作报告以来，国务院、国家发改委、能源局及各级政府部门出台了一系列的智能电网相关文件和指导意见，组织实施了多个与智能电网相关的示范项目。陆续开展了新能源微电网、多能互补集成优化、火电灵活性改造、“互联网+”智慧能源等多类项目的试点示范工作，探索能源和电网发展的新思路、新模式，促进了中国智能电网发展。

2.2.3 清洁高效煤电

以煤为主的资源禀赋决定了能源消费中国以煤为主的格局，也决定了以煤电为主的电力生产和消费结构。长期以来，煤电发挥着电力安全稳定供应、应急调峰、集中供热等重要基础性作用，同时也是平衡电价的坚实基础。目前中国火电供电煤耗已达到世界先进水平。作为燃煤发电大国，中国长期致力于发电技术、污染物控制技术的创新发展。

在发电装备技术方面，中国的超超临界常规煤粉发电技术达到世界先进水平，空冷技术、循环流化床锅炉技术达到世界领先水平。在污染治理技术方面，中国燃煤电厂燃煤煤质复杂，燃煤平均发热量与挥发分偏低、硫分和灰分偏高，烟尘、二氧化硫和氮氧化物的原始生成浓度较高，且大多为环保技术改造项目，通过自主研发和引进消化吸收再创新，燃煤电厂大气污染物控制装置形成了全覆盖，治理技术总体达到世界先进水平，部分领域达到世界领先水平。

2.3 电力需求侧管理经验

2.3.1 国家专项法规

1998 年，中国制定并实施了《中华人民共和国节约能源法》，简称《节约能源法》，将节能提高到国家法律的高度进行约束，体现了中国对节约能源的重视；2000 年又制定了《节约用电管理办法》，将需求侧管理（DSM）纳入其中专列一章，丰富了 DSM 的内涵，进一步推动了 DSM 的深入开展。之后的一系列政策法规、规划中都将 DSM 作为重要的一部分。在进一步深化节能减排工作的环境下，于 2007 年 10 月 28 日颁布了修正后的《节约能源法》，将节能工作进一步细化，并以法律的方式确定了“节约资源是中国的基本国策”，“国家将支持推广需求侧管理”为 DSM 的开展创造了很好的法律环境。

2.3.2 指导管理意见和相关文件

2002 年以来，国家政府相关部门相继制定了《关于推进电力需求侧管理工作的指导意见》（国经贸电力〔2002〕470 号）、《加强电力需求侧管理工作的指导意见》（发改能源〔2004〕939 号）等。通过这些文件，政府不断推动电力需求侧管理工作在中国的开展，并取得了一定成效。这些文件的内容不断丰富，为以后开展需求侧管理指明了方向，提供了思路。

2.3.3 相关配套措施

1. 主要用电产品强制性能效标准

（1）建立了节能产品认证制度。1998 年底，原国家经贸委同国家质量技术监督局颁布《节能产品认证管理办法》，启动了节能产品认证工作。节能产品认证是依据相关的标准和技术要求，经节能产品认证机构确认，并通过颁布节能产品认证证书和节能标志证明某一产品为节能产品的活动。

（2）建立了能效标识制度。截至 2014 年底，中国共发布终端用能产品能效标准五十多项，这一数字还将上升，目前主要涉及家用电器、照明器具、商用设备、工业设备和交通工具五大类产品。能效标准的研制和颁布实施，对于中国与国际水平接轨、节能减排和克服绿色贸易壁垒等具有重要作用。



2. 基于市场的节能技术服务机制

新《节约能源法》中明确了国家将运用财税、价格等政策，支持推广电力需求侧管理、合同能源管理、节能自愿协议等节能办法，国家将鼓励节能服务机构的发展，支持节能服务机构开展节能咨询、设计、评估、检测、审计、认证等服务。这些规定为促进电力需求侧管理工作的持续有效开展及培育能源服务产业的发展奠定了良好的基础。

3

“一带一路” 电力
综合资源规划原则

3.1 电力综合资源规划理念

“一带一路”很多国家丰富的能源资源尚未得到充分开发，能源和电力发展还处在相对粗放式的增长阶段。随着未来经济发展的不断加快，沿线很多国家的能源角色将逐步由能源供应者向能源消费者转变，加快电力基础设施的建设有助于促进相关国家的社会经济发展。其中，东南亚、南亚等国未来电力需求将保持高速增长，是一带一路电力合作的重点区域。

目前各国结合自身资源禀赋，都提出了相应的电力规划，对未来电力需求进行了系统预测，提出了相应的电源和电网规划。考虑到这些国家近期电力发展的重点主要包括提高电力覆盖率和供电可靠性，因此在电力规划的过程中应当充分考虑有限资源的优化配置。结合各国实际情况，尽可能借鉴国际先进的发展理念。

在目前的电力规划领域，电力综合资源规划是将供应侧和需求侧各种形式的资源作为一个整体进行的资源规划方法，它的思路是除供应侧资源外，把需求侧减少电量消耗和降低电力需求视为一种资源同时参与电力规划，旨在通过需求侧管理更合理有效地利用能源资源、控制环境质量、减少电力建设投资、降低电网运营支出、为需求侧最低成本的能源服务。因此在“一带一路”重点区域和国家的电力规划中，应重点考虑需求侧管理和节能的因素，尽可能开展综合资源规划。

3.2 电力综合资源规划原则

3.2.1 安全高效

针对各国电力发展面临的问题，以构建结构清晰、层次分明、规模合理的电力供应系统为目标，在有效满足电力需求增长的同时，提高电力系统的运行效率，提升系统抗灾和应急保障能力。

3.2.2 经济合理

综合考虑分析各国电力发展的实际情况，充分利用现有电源电网条件，切实照顾各方利益诉求，保障规划具有较强可操作性，将电力系统发展的经济代价控制在可接受的范围内。

3.2.3 绿色低碳

在资源开发与项目建设运营的过程中，高度重视环境保护，严格控制污染物排放，积极推进可再生能源的开发利用，形成低碳绿色、可持续发展的电力合作模式。

3.2.4 普遍服务

结合各国能源资源禀赋和实际需求，充分发挥中国在消除能源贫困的技术、人才和装备等方面的经验与优势，提高区域能源可及性进程，惠及当地民生，带动当地发展。

4

“一带一路”电力合作 重点区域分析

4.1 电力行业发展情况

4.1.1 东南亚区域

2015 年，东南亚区域各国总全社会用电量达到 8926 亿千瓦时。其中，印度尼西亚和泰国是区域电力消费的主力，而柬埔寨、老挝、文莱和东帝汶用电量相对较小。在电力进出口方面，老挝是该区域的主要电力出口国，泰国和越南电力需求大，本国能源资源相对匮乏，是电力净进口国，柬埔寨水能资源丰富，但开发程度较低，本国电力基础设施建设较为滞后，缅甸水能资源特别丰富，未来随着在建和规划水电投产，将是该区域的主要电力出口国之一。2015 年，东南亚区域人均用电量为 1393 千瓦时，约为世界平均水平（3104 千瓦时）的一半，中国水平（4047 千瓦时）的三分之一。据世界银行统计，2015 年，东南亚区域用电人口比例为 91.5%，略高于世界平均水平（85.3%）。

2015 年，东南亚区域装机总量达到 2.2 亿千瓦，人均装机为 344 瓦。由于能源资源禀赋和电力需求不同，东南亚区域各国装机结构相差较大。老挝、缅甸、柬埔寨水能资源丰富，老挝、缅甸、柬埔寨等国水电比例均达到总装机的三分之二；其余各国装机结构中火电比重较大，东南亚区域国家中目前尚无核电装机。

4.1.2 南亚区域

2015 年，南亚区域各国总全社会用电量达到 15790.1 亿千瓦时。其中，印度是区域电力消费的主力，而阿富汗、不丹和马尔代夫用电量相对较小。在电力进出口方面，印度是该区域的主要电力出口国，而阿富汗、尼泊尔和巴基斯坦是电力净进口国，其余国家电力进出口电量基本持平。2015 年，南亚区域人均用电量为 894 千瓦时，不到世界平均水平（3104 千瓦时）的三分之一，不到中国水平（4047 千瓦时）的四分之一。其中，不丹人均用电量相对较高、印度其次，而尼泊尔和阿富汗人均用电量较低。据世界银行统计，2015 年，南亚区域用电人口比例为 80.1%，略低于世界平均水平（85.3%）。

2015 年，南亚区域装机总量达到 1.57 亿千瓦，人均装机为 212 瓦。由于能源资源禀赋和电力需求不同，南亚区域各国装机结构相差较大。不丹、尼泊尔和阿富汗水能资源丰富，水电比例较高；其余各国装机结构中火电比重较大。南亚区域国家中仅印度和巴基斯坦有核电装机，而印度新能源及其他装机比例最高。

4.2 电力需求预测

4.2.1 东南亚

根据电力需求预测，东南亚区域总全社会用电量将从 2015 年的 8925.7 亿千瓦时增长到 2020 年的 11776.6 亿千瓦时，2015-2020 年年均增速为 5.7%；2030 年全社会用电量达到 18321.8 亿千瓦时，2020-2030 年年均增速为 4.5%。

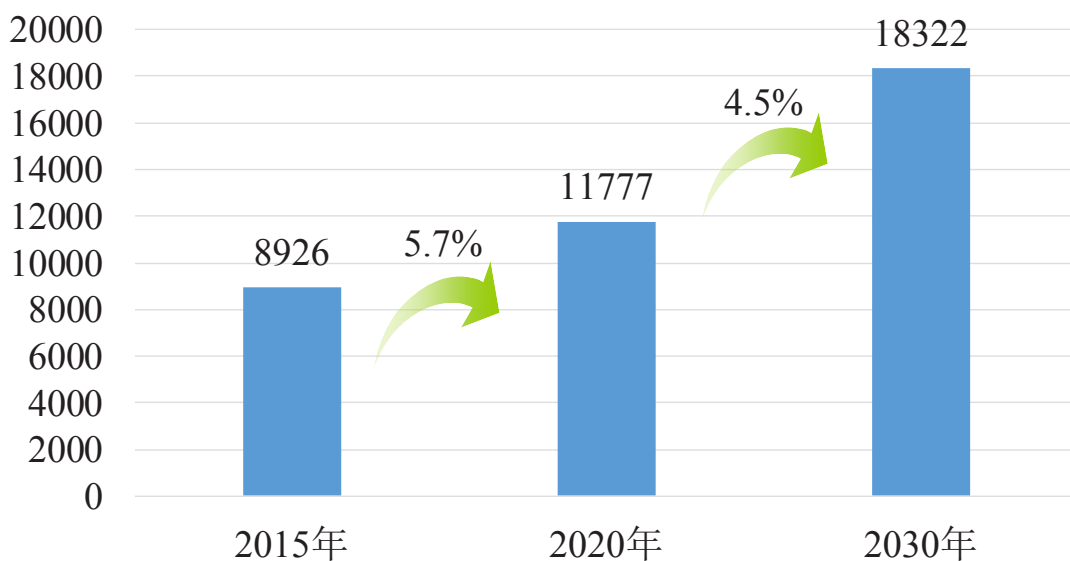


图 4.2-1 东南亚区域 2015—2030 年用电量预测（亿千瓦时）

根据电量预测结果，东南亚区域国家未来装机规模和需求如下表所示。

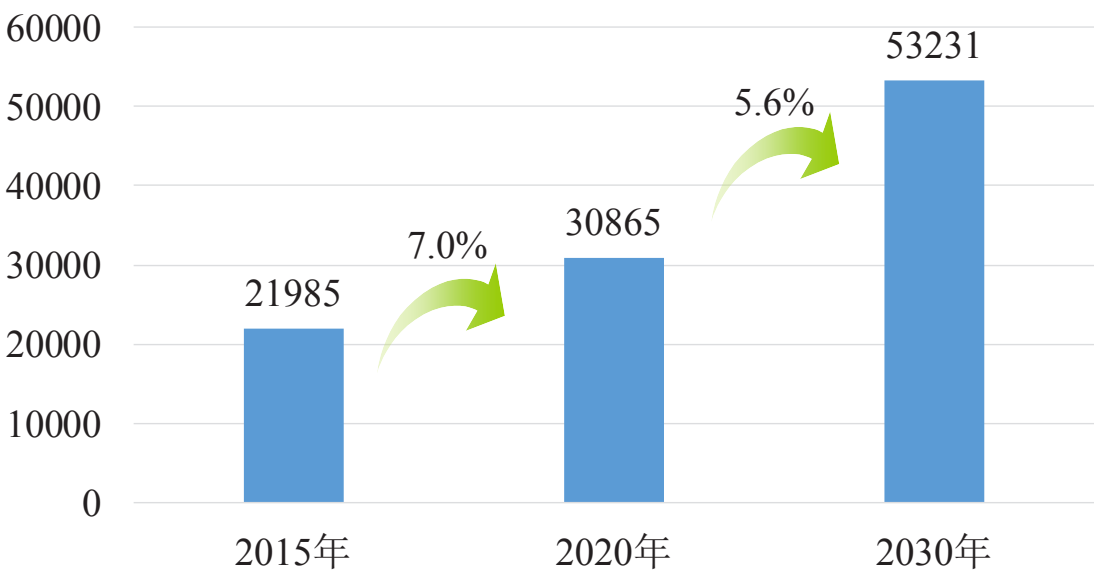


图 4.2-2 东南亚区域 2015-2030 年装机规模和需求（万千瓦）

4.2.2 南亚

根据电力需求预测，南亚区域总全社会用电量将从 2015 年的 15790.1 亿千瓦时增长到 2020 年的 22008 亿千瓦时，2015-2020 年年均增速为 6.9%；2030 年全社会用电量达到 38551.3 亿千瓦时，2020-2030 年年均增速为 4.8%。

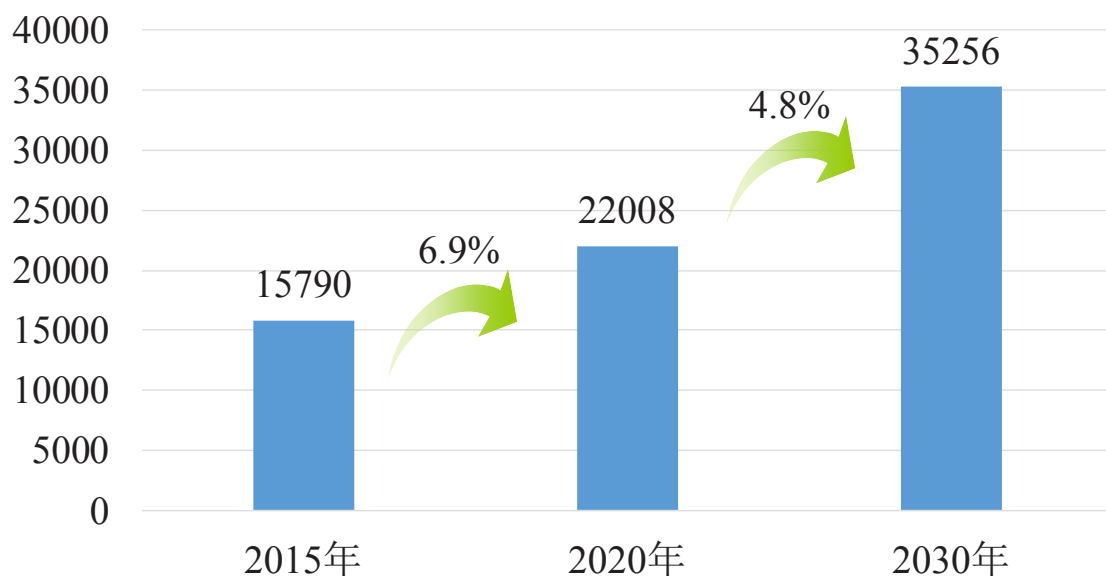


图 4.2-3 南亚区域 2015-2030 年用电量预测 (亿千瓦时)

根据电量预测结果，南亚区域国家未来装机规模和需求如下表所示。

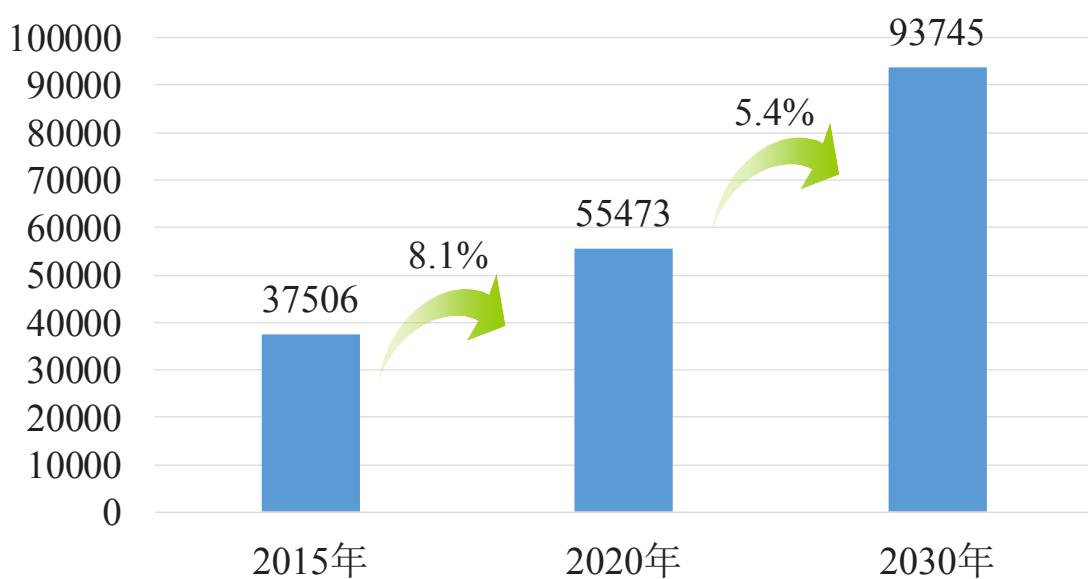


图 4.2-4 南亚区域 2015-2030 年装机规模和需求 (万千瓦)

4.3 合作重点

按照电力综合资源规划的基本原则，开展与东南亚和南亚的电力合作，主要包括电力项目合作、电网互联互通、节能、标准合作、技术交流和人员培训等五个方面。

4.3.1 电力项目合作

东南亚区域源资源储量有限，但未来经济发展后劲强，有较大合作市场空间。随着经济快速增长，电力需求高涨，但由于电力基础设施欠发达、开发水平落后，电力供给缺口较大，可用电力与开发资金短缺。火电是当前东南亚国家主要电力供应来源，如印度尼西亚、马来西亚、泰国、新加坡等国家现有火电装机占本国总装机的 70% 以上。结合马来西亚、印尼、泰国、越南、菲律宾、新加坡、文莱、东帝汶等国能源资源特征，火电在其电力供应中仍将处于主体地位。而地处湄公河流域的柬埔寨、缅甸和老挝，水能资源丰富，且开发程度较低，后续将加大水电开发力度，为配合系统运行，上述国家也将配合开发部分火电。

南亚是海上丝绸之路建设的重要支点，南亚区域 8 国能源资源相对匮乏，但经济增长较快，对进口能源依赖较大，未来能源基础设施建设需求较大。南亚地区电力装机以水电和火电为主，核能和新能源发展非常缓慢，电力基础设施建设落后，供电短缺现象普遍存在。南亚地区电网互联程度较低，目前实施的中亚 - 南亚联网项目是连接中亚和南亚的电力输送要道。南亚各国正在大力发展电力工程建设，电工装备和工程承包市场潜力巨大。

综上所述，未来东南亚、南亚电力项目建设合作空间较大。为实现电力资源的绿色开发，应积极开发水电、风电和光伏等可再生能源资源，同时利用中国在清洁高效煤电方面成熟的技术、建设和运营优势，提升该区域火电机组的能效水平，降低污染物排放，实现电力绿色低碳发展。

4.3.2 电网互联互通

（1）周边国家互联互通

东南亚区域中，大湄公河次区域与中国相邻。次区域各国中，泰国、越南电力需求较大，其中泰国国内能源资源较为贫瘠，需要大规模受入电力；越南本国煤炭资源较为丰富，具有大规模煤电开发潜力，同时需要受入一定规模外区电力。缅甸、老挝、柬埔寨本国电力需求相对较小，同时能源资源特别是水能资源非常丰富，具有大规模外送电

潜力。考虑大湄公河次区域国家能源资源禀赋和电力需求，未来次区域电力合作的基本思路是开发次区域的能源资源特别是水能资源，建设水电、煤电、新能源发电等电源项目，完善各国电网主网架和配电网，在此基础上推动次区域电网互联互通。

未来，为促进次区域内的能源资源优化配置，实现各国（地区）之间的电力互联互通，满足各国电力发展需要，大湄公河次区域各国（地区）远期规划了多条联网线路，如图 4.3-1 所示。

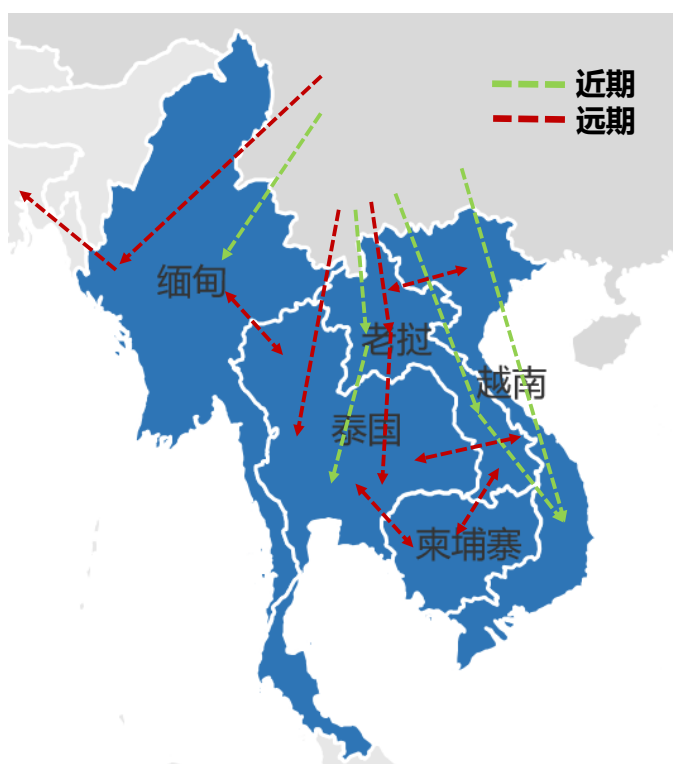


图 4.3-1 大湄公河次区域远景联网示意图

（2）东盟国家互联电网

1997 年 12 月，东盟各国政府首脑明确提出将共同开发东盟国家互联电网（APG）作为电力合作的主要目标。2004 年 5 月，东盟各国签订建立东盟电力机构领导小组（HAPUA）的谅解备忘录。2007 年 8 月，签订东盟国家互联电网谅解备忘录，同时组建专门的东盟国家互联电网咨询委员会（APGCC），旨在为执行 MOU 提供技术支持。



图 4.3-2 东盟国家互联电网分区图

1999 年 6 月，东盟电力机构领导小组委托开展东盟互联互通总体规划研究，2000 年 4 月规划工作组成立，2003 年 1 月第一版总体规划（AIMS）正式发布。规划将东盟国家互联电网（APG）的发展划分为三个阶段：第一阶段以邻近国家的双边联网为主，第二阶段形成分区的互联电网，第三阶段形成统一的东盟国家互联电网。根据规划，东盟国家互联电网被分为三个分区，大湄公河次区域国家构成北部分区（GMS）、印尼、马来西亚、新加坡（IMS）分区（印尼的苏门达腊、巴丹，马来西亚，新加坡）、跨婆罗洲电网（文莱，沙巴，砂拉越，西加里曼丹，菲律宾）。第二版规划的研究范围是 2009 年至 2025 年。规划遴选了 16 大 47 小项跨境互联工程，其后召开的 HAPUA 工作组会议上，各成员国根据实际发展对项目概况进行了更新。截至目前，由于目前东盟国家互联电网总体进度相对缓慢。

（3）亚洲南部互联电网（SAPG）构想

在东盟国家互联电网（APG）的基础上，考虑远期以印度、巴基斯坦、孟加拉国为主的南亚国家将有从 GMS 地区受入电力的需求，因此，SAPG 将主要由东南亚国家和南亚国家构成。



图 4.3—3 SAPG 构成范围

SAPG 以 GMS 互联电网为核心，以东盟国家电网（APG）和南亚电网为主体，SAPG 的构建过程将分三步。

第一步：在“一带一路”电力合作重点 GMS 区域，形成互联互通的区域电网；

第二步：按照东盟国家电力合作发展要求，建成东盟国家互联电网（APG）；在政治经济环境成熟时，南亚地区形成南亚互联电网；

第三步：南亚国家电网与东盟国家互联电网实现联网，形成 SAPG。

4.3.3 节能领域合作

东南亚、南亚国家目前仍处在电力基础设施快速发展的阶段，主要以提高能源可及性以及增强供电可靠性等为发展目标，中国在电力行业的发展过程中，积累了在需求侧节能领域的丰富经验，建立了完善的法律法规和政策体系，在节能设备的推广利用方面取得了显著的成绩。应在电力合作中，加强与东南亚、南亚国家加强在节能领域方面的合作，推广中国的发展经验，使得相关国家在实现电力快速发展的同时，有所侧重地考虑需求侧管理和节能的相关需求，进一步实现电力行业高质量优化发展。



4.3.4 标准合作

东南亚、南亚国家电力行业在过去的发展中较多的采用了国际通行的标准体系，近年来，中国已形成较为完善成熟的电力技术标准体系，可与东南亚、南亚国家加强在技术和环保标准方面的合作，在有关电力项目建设中，加强标准的衔接。例如该区域很多国家处于电力短缺状态，考虑到资源约束、电力需求的高速增长以及价格因素，煤电仍将是这些国家未来一段时间内的电力供应主力。中国的超超临界燃煤发电技术、清洁能源发电技术和电力环保标准均处于世界领先地位，因此在这些国家的老旧机组升级改造过程中，可参考中国经验提高能效标准，在新机组建设过程中，提高技术标准，采用先进的清洁煤技术等。

4.3.5 技术交流和人员培训

东南亚、南亚电力基础设施正处于加快推进阶段，对于电力领域的专业技术人员需求十分迫切，可根据相关国家需求，在电力规划设计、项目建设、调度运行等领域，加强技术交流和培训，提升当地人员技术水平，为后续电力合作提供人力保障。同时应积极与相关机构合作，交流区域各国的能源和电力政策，促进区域电力合作，探讨相关所需的政策支持。

5

重点合作国家分析 —
老挝

5.1 国家基本情况

老挝是中南半岛北部唯一的内陆国家,北邻中国,南接柬埔寨,东临越南,西北达缅甸,西南毗邻泰国。老挝全国面积 23.68 万平方公里。按地域可分为上、中、下寮 3 个地区,设有 1 个直辖市和 17 个省,首都位于万象市。截至 2016 年,老挝人口总数 700 万。

5.1.1 经济发展情况

根据世界银行统计,2016 年,老挝 GDP 约 241 亿美元,同比增长 7.0%,人均 GDP 约 3443 美元。近几年,老挝 GDP 增速一直保持在 7% 以上,是世界上 GDP 增速最快的国家之一。老挝 2012-2016 年 GDP 及增长率如下图所示。

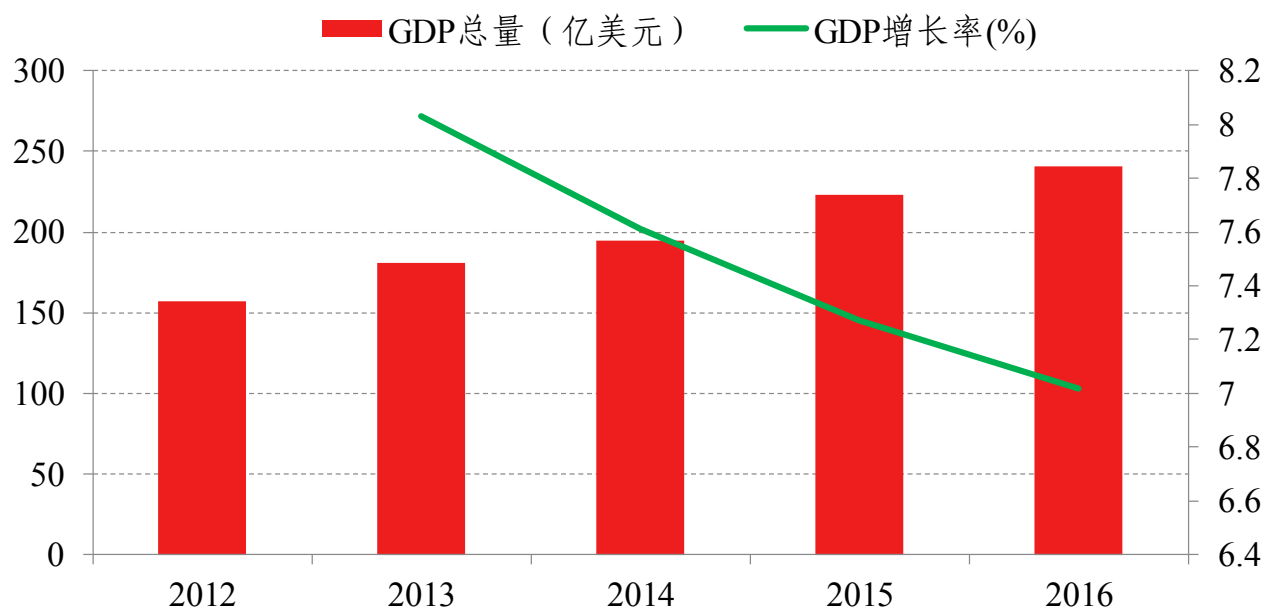


图 5.1-1 老挝 2012-2016 年经济发展情况

世界银行集团发布的《2018 年营商环境报告》显示,老挝在全球 190 个经济体中商业环境排名第 141 位。世界经济论坛《2016-2017 年全球竞争力报告》显示,老挝在

全球最具竞争力的 138 个国家和地区中，排第 93 位。

2013 年 2 月 2 日，老挝正式加入世界贸易组织，成为世界贸易组织第 158 个成员国。1997 年 7 月老挝正式加入东盟，成为东盟新四国之一；目前是中国 - 东盟自贸区成员（10+1）及大湄公河次区域（GMS）合作成员。

5.1.2 能源资源情况

老挝河流众多，河网密集，主要河流有湄公河及其支流、南马河（马江）、南汕河（朱江）和南明河的上游段，水能储量非常丰富。老挝水利资源理论蕴藏总量为 1600 亿千瓦时/年。老挝的水能除储量丰富外，还有水能集中、沿岸植被优良、河谷深窄、隘口众多、河床稳定等特点。老挝水电资源主要分布在北部地区和南部地区，其可开发规模分别为 830 万千瓦和 806 万千瓦，中 2 地区水电可开发规模最小，仅为 332 万千瓦，中 1 地区水电可开发规模为 680 万千瓦。

老挝煤炭探明可开采储量为 2.26 亿吨，其中褐煤 1.7 亿吨，烟煤 0.56 亿吨。老挝的煤炭资源以褐煤为主，烟煤次之。现已查明全国多处分布有丰富的煤矿床，且以北部和中部居多。老挝的煤矿主要分布在琅南塔省南部、琅勃拉邦省西部、万象省中部、丰沙里省北部、波里坎赛省北部、沙耶武里省洪沙地区和沙拉湾省中部等地区。

由于老挝地处内陆，季风和台风经重重山脉和山地阻挡，全境大部分地区年平均风速小于 2m/s，琅勃拉邦省和万象省的平均风速在 1m/s 左右，风速达不到风力发电的要求。仅老挝甘蒙省东部靠近越南边境的地区，50m 高多年平均风速大于 5m/s，可考虑在该区域开发风电资源。

根据 NASA 数据，老挝全国各省太阳能资源分布比较平均，大部分地区年太阳辐照度约为 5500MJ/m²–6500MJ/m² 之间，是全球日光照射太阳辐射较强的地区。目前小型光伏电力系统已在偏远地区得到应用，总装机规模约为 812kW。老挝政府希望与国外企业合作，在未联网地区进一步发展光伏电力系统。

5.1.3 国家自主减排贡献（INDC）

早在 2010 年初，老挝国家气候变化战略（NSCC）中就提出了老挝应对气候变化的理念。在此总体战略的基础上，老挝在农业、林业、土地使用变更、水资源、能源、交通、工业和公众健康领域都提出了 2013–2020 期间的气候变化减缓和适应的行动计划。

老挝气候环境相对脆弱，温室气体排放量较低，2000 年仅为 51000Gg，与全球总排放量相比微不足道。尽管如此，老挝人民民主共和国已经制定了雄心勃勃的计划，以减少其温室气体排放量，同时对气候变化负面影响的抵御能力。主要的减排目标包括：

《2020 年国家林业战略》中提出，到 2020 年森林覆盖率将提高到 70%，并保持

在这一水平。这将减少洪水的风险，并防止土地退化，这对于温室气体减排潜力是巨大且持久的。老挝制定的可再生能源战略提出，到 2025 年，将可再生能源的份额提高到能源消耗总量的 30%。这两项战略的实施，预计将在 2020 年前，减排 6000 到 6900 万吨二氧化碳当量，到 2025 年前，减排 14.68 亿吨二氧化碳当量。

目前老挝的大规模发电机组几乎全部来自于可再生能源，未来老挝计划加强未开发水电资源的利用，并向邻国出口清洁电力。通过与柬埔寨，越南，泰国和新加坡等邻国出口电力，推动其他东南亚国家的可持续发展。此项计划将实现 2020-2030 年间，每年减排 1628 万吨二氧化碳当量。

5.2 电力行业基本情况

5.2.1 电力生产消费情况

从 2005 年至 2016 年，老挝发电量增长迅速，尤其是 2010 年以后随着水电机组的大力开发，及电力外送容量的增加，发电量迅速增加。2010 年，发电量增速达到了 150%。2015 年老挝全国发电量 165 亿千瓦时，2016 年达到 195 亿千瓦时。

随着老挝经济的发展，电量消费呈增长趋势。2005 年老挝用电总量为 10 亿千瓦时，2015 年为 42 亿千瓦时，2016 年为 50.6 亿千瓦时，人均用电量 722 千瓦时 / 人，远低于世界平均水平，特别的，由于老挝目前存在较为严重的偷电问题，因此官方统计的用电量低于实际用电量，但具体差值无法统计。

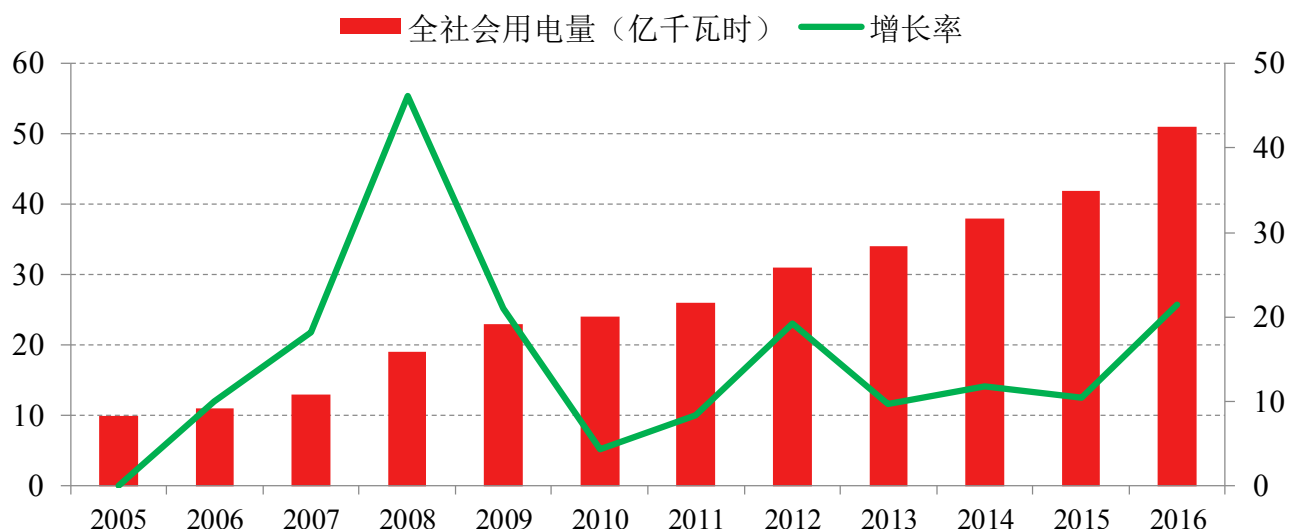


图 5.2-1 老挝历年电力消费情况

目前，老挝和中国、泰国、越南、柬埔寨、缅甸均有电网互联，2015 年，老挝进口电量 20 亿千瓦时，同比增长 25%；出口电量 108 亿千瓦时，同比减少 9.2%。由于老挝是以水力发电为主的国家，存在丰余枯缺的现象，所以老挝在枯水期仍需要从周边国家进口电力。

5.2.2 电源和电网情况

截止 2016 年底，老挝电力装机总量为 675 万千瓦，装机构成中，水电 483 万千瓦，占比 71.6%；煤电 188 万千瓦，占比 27.8%；新能源及其他 4 万千瓦，占比 0.6%。老挝电源主要由老挝国家电力公司（EDL）和独立发电商（IPP）投资建设，其中 EDL 装机容量约 74 万千瓦，占比约 10.99%，均并入老挝电网运行；IPP 装机容量约 597 万千瓦，其中外送泰国、越南电力装机容量约 470 万千瓦，占比约 69.65%，其余 127 万千瓦装机并入老挝电网运行，占比约 18.76%；

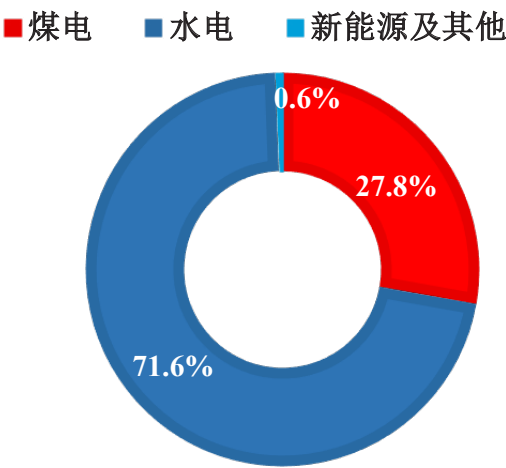


图 5.2-2 2016 年老挝电力装机结构



图 5.2-3 老挝电网地理接线图

老挝电网分为北部、中部 1、中部 2 和南部四个区域，最高电压等级为 500 千伏，主要为向泰国送电通道；北部和中部区域现通过 230 千伏网络相联；各区域内的电网以 115 千伏为主。截至 2016 年底，国内主要输电网络电压等级为 230 千伏 /115 千伏，其中，230 千伏线路总长 1371 公里；115 千伏线路总长 5257 公里；35 千伏及以下线路总长 45164 公里。目前，老挝与中国、泰国、越南、柬埔寨、缅甸等周边国家之间共有 31 条跨境联网线路。

5.2.3 电力行业体系

老挝电力工业的发展和规划由能源矿产部（Ministry of Energy and Mines，简称 MEM）下属的电力司（Department Of Electricity，简称 DOE）分管。老挝电力司主要职责是会同科学技术与环境部门（STEA）以及对外经贸与投资委员会（FIMC）负责老挝电力政策以及相关战略规划的制订，负责起草和执行相关法律法规、监管电力企业的运行情况等。

老挝的电力规划、开发、实施及运营由老挝国家电力公司（Electricite du Laos，简称 EDL）负责。EDL 为国营公司，隶属老挝能源矿产部，主要负责管理全国主干电力网络的发、输、配电系统，以及与周边国家的电力进出口，是老挝唯一的电力开发和运营机构。

5.3 电力综合资源规划

5.3.1 电力需求预测

综合考虑老挝经济预测结果、电力规划、历史用电情况和所处的发展阶段，预计老挝全社会用电量在 2030 年前将保持高速增长，从 2015 年的 44 亿千瓦时增长到 2020 年的 72 亿千瓦时，2015-2020 年年均增速 4.1%；2030 年全社会用电量达到 161 亿千瓦时，2020-2030 年年均增速 2.9%。

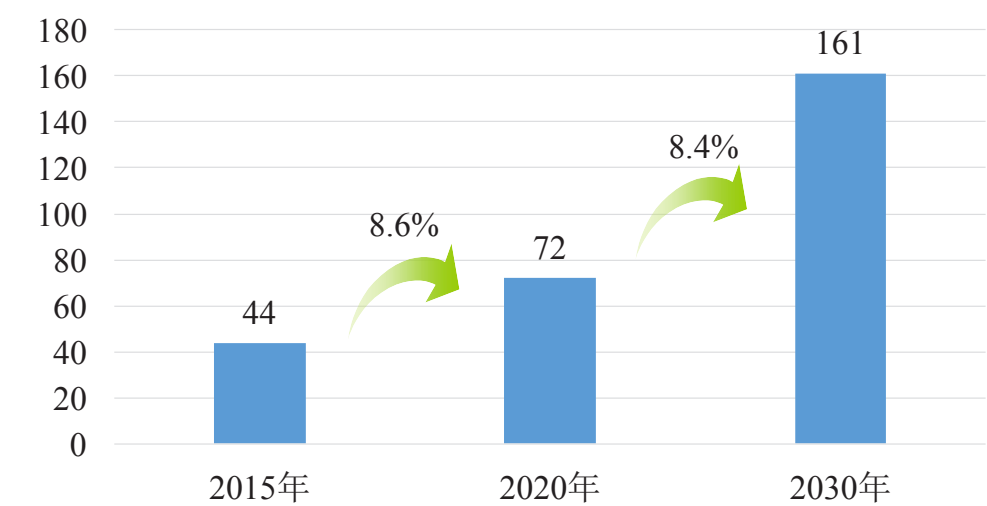


图 5.3-1 老挝 2015-2030 年全社会用电量预测（亿千瓦时）

图 5.3-1 老挝 2015-2030 年全社会用电量预测（亿千瓦时）

根据老挝最新的电力规划研究报告，2020 年和 2030 年电力负荷将分别达到 154 万千瓦和 292 万千瓦。在规划期内，电力负荷的年增长率大约为 6.6%。目前老挝电网装机规模约 675 万千瓦，预计至 2020 年装机规模达到 1240 万千瓦，预计至 2030 年装机规模达到 2200 万千瓦。

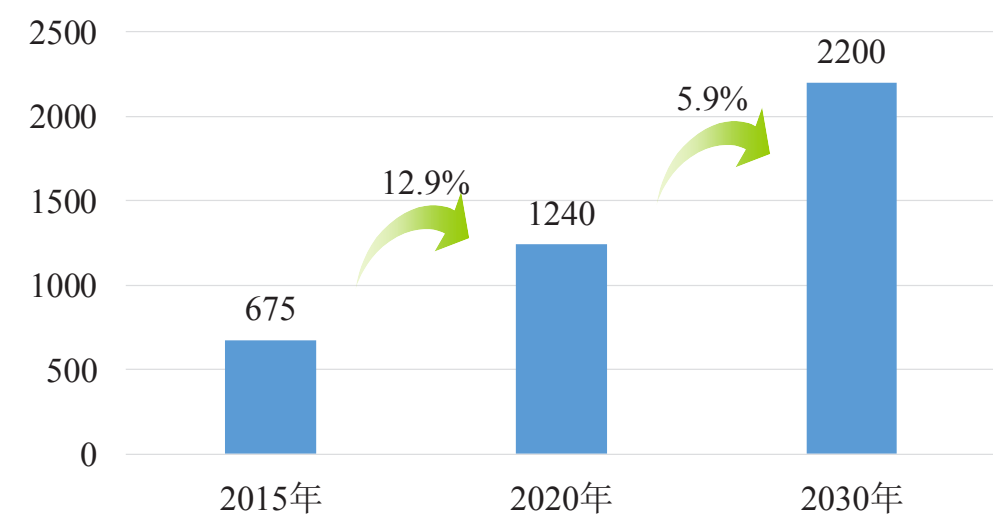


图 5.3-2 老挝 2015-2030 年装机规模预测（万千瓦）

5.3.2 国家电力规划

2018-2020 年，老挝计划投产电源项目总装机容量 5181.9MW（出口 2973MW，留存 2208.9MW），其中水电项目装机容量 4581.9MW（出口 2973MW，留存 2208.9MW），占总计划投产项目的 88.4%；火电项目装机容量 600MW（留存 600MW），占总计划投产项目的 11.6%。

2021-2025 年，老挝计划投产电源项目总装机容量 4227.9MW（出口 2400MW，留存 1827.9MW），其中水电项目装机容量 2427.9MW（出口 600MW，留存 1827.9MW），占总计划投产项目的 57.4%；火电项目装机容量 1800MW（出口 1800MW），占总计划投产项目的 42.6%。

2026 年 -2030 年，老挝计划投产电源项目总装机容量 5397.14MW（出口 2996MW，留存 2401.14MW），其中水电项目装机容量 4797.14MW（出口 2996MW，留存 2401.14MW），占总计划投产项目的 88.83%；风电项目装机容量 600MW，占总计划投产项目的 11.17%。

远景年，老挝储备电源项目总装机容量 9615.52MW，其中储备水电装机容量 6474.52MW，占总储备项目的 67.33%；储备火电装机容量 3046MW，占总储备项目的 31.68%；储备新能源装机容量 95MW，占总储备项目的 0.99%。

5.3.3 电力规划建议

从老挝国家战略来看，发展水电是未来的重要的国家战略。同时，水电作为发展成熟的清洁能源，对于实现国家 INDC 有着积极的促进意义，大型水电发展战略也是老挝提出的 INDC 中重要的减排措施。老挝政府提出要将老挝建成“中南半岛蓄电池”的目标，随着东盟一体化的形成，东盟地区大规模建设的开展，电力市场将很大，因此，老挝积极打造自身为电力出口国，在国内和临国的经济发展中都占有极其重要的地位。结合以上对老挝电力系统供应侧和需求侧的特点分析，考虑电力综合资源规划的原则，提出以下规划实施建议：

（1）电源建设应充分考虑资源优化配置，以先开发水电、适当发展火电，以满足老挝国内电力需求为前提，结合周边国家电力市场对老挝电力的需要，并充分考虑水电项目前期工作进展情况，优化电源结构与电源布局。

（2）电网方面应电网规划及技术标准应与老挝国民经济发展阶段和水平相适应，满足安全可靠、经济灵活的运行要求。

（3）老挝目前终端用电的电耗较高，节能潜力较大。由于其经济还处于发展的初级阶段，自身经济实力有限，建议可在经济可承受的前提下，积极寻求多种资金支持来源，适度推广经济高效的终端用电设备，在居民用电领域推广绿色照明、家电等，在工业领

域推广高效变频设备试点。

5.3.4 需求侧管理建议

总体来看，老挝电力发展在现有的大力发展水电并外送的总体战略下，可结合老挝的经济发展实际，引入综合资源规划和需求侧管理的理念，在需求侧，建议在老挝推广经济可行的节能措施、方案和设备，引入中国在需求侧管理的相关经验，优化老挝的电力发展模式。促进政府在制定法律法规、建立激励和监督的市场机制，出台强制性标准，开展引导宣传等方面采取行动：

（1）完善法制环境，一方面坚持政策的长期性，以激发社会各方参与的积极性，另一方面，保证政策制定的前瞻性，。实现法律环境的健全化，促进各方资源的优化配置。要确立电力需求侧管理的法律地位，将需求侧管理纳入电力发展规划，促进建设资源节约型、环境友好型社会。

（2）建立相关能效标准，对产品能源效率实行分等级指标。对老挝而言，由于目前老挝并未建立健全的工业体系，因此更多的应该居民用电设备中，推广高能效产品，借助中国在节能产品生产中的技术和成本优势，普及经济实用的节能灯具、家用电器，促进老挝终端居民用电设备的能效提高。

（3）扶持节能示范项目的发展，为需求侧管理树立先期样板工程，老挝目前经济发展水平有限，可以先依靠拨款补助或贴息贷款等模式，支持一些重点地区的节能项目，以推广节能理念，宣传节能收益，为未来大规模推广节能产品提供有利的舆论环境和民众支持氛围。

（4）老挝目前的水电开发战略如果顺利实施，老挝将具备较大的外送能力，但是自身的能源消费能力有限。为促进老挝经济的持续发展，建议结合老挝目前资源和基础设施现状，在避免发展高污染高耗能粗放型产业的同时，探索适宜老挝发展的工业项目，为老挝创造一定的内部电力消纳空间，减轻对外送电的绝对依赖，促进就业和税收，在兼顾环境保护和资源节约的前提下，实现老挝经济发展水平的全面提升。

6

重点合作国家分析 —
巴基斯坦

6.1 国家基本情况

巴基斯坦全称巴基斯坦伊斯兰共和国，位于南亚，南濒阿拉伯海，东接印度，东北毗邻中国，西北与阿富汗交界，西邻伊朗，面积约 79.61 万平方公里，2016 年底人口约 1.97 亿人。全国共划分为四个省和两个区，分别为：俾路支省（Palochistan）、开伯尔－普什图省（Khyber Pakhtunkhwa, KP）、旁遮普省（Punjab）、信德省（Sindh）、吉尔吉特－巴尔蒂斯坦（Gilgit-Baltistan, GB）、巴控喀什米尔（Azad Jammu & Kashmir, AJ&K）。首都为伊斯兰堡。

6.1.1 经济发展情况

巴基斯坦是经济快速增长的发展中国家，拥有多元化的经济体系，是世界贸易组织的成员国。巴政府推行经济“自由化、私有化和减少干预”政策，经济稳定快速发展。

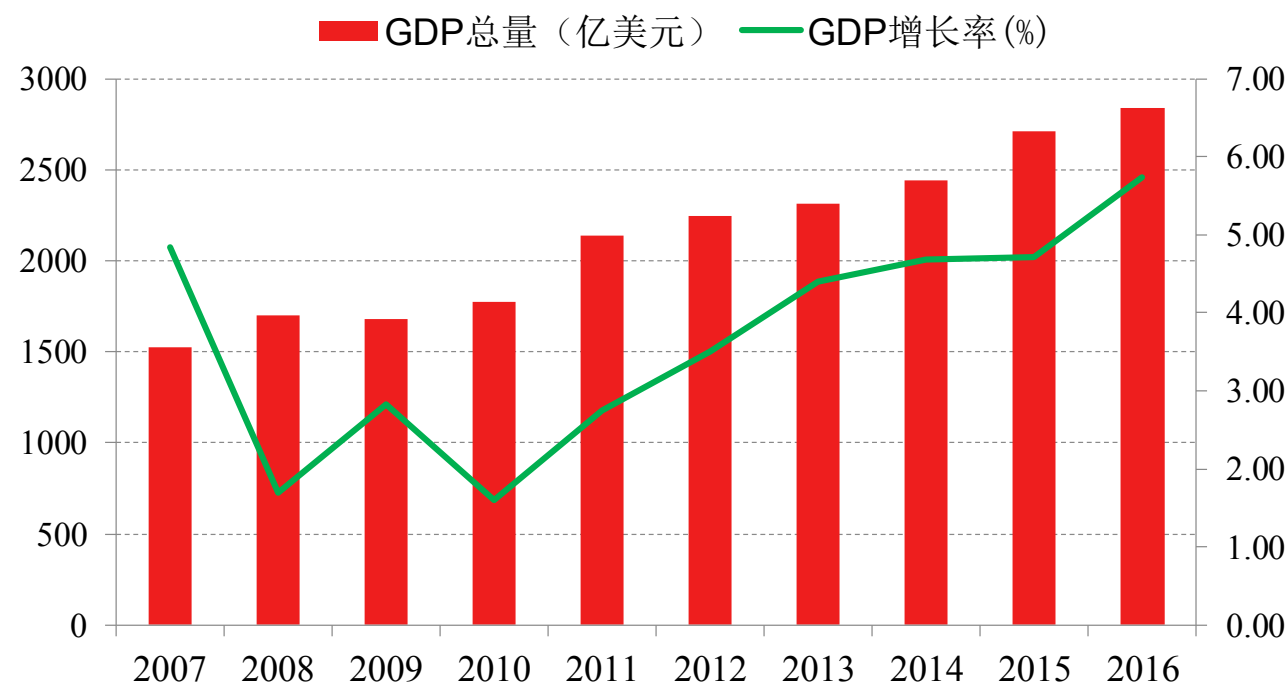


图 6.1-1 巴基斯坦 2007-2016 年经济发展情况

根据世界银行统计，2016 年，巴基斯坦国内生产总值 2837 亿美元，同比增长 5.7%，人均 GDP 为 1468 美元。2016 年，GDP 结构为农业 25.2%，工业 19.2%，服务业 55.6%。巴基斯坦近 10 年 GDP 情况如图 6.1-2 示。

世界银行《2018 年营商环境报告》显示，巴基斯坦在全球 190 个经济体营商环境便利程度排名中，位列第 147 名。

6.1.2 能源资源情况

巴基斯坦拥有丰富的油气资源。陆上石油资源蕴含量 36.9 亿吨，天然气资源总量 7.98 万亿立方米。但是由于受到技术、投资、安全等方面的限制，巴基斯坦国内的勘探开发程度较低。目前陆上石油探明可采储量为 1.5 亿吨，天然气探明可采储量 1.5 万亿立方米，探明可采储量分别为资源蕴藏量的 4% 和 19%。

巴基斯坦煤炭资源储量 1863 亿吨。按煤类划分，褐煤占 97%；次烟煤和烟煤仅占 3%。按勘查程度划分，探明储量 35 亿吨，控制储量 120 亿吨，推断储量 570 亿吨，预测储量 1138 亿吨。按分布区域划分，信德省 1855 亿吨，占 99.6%，绝大多数尚未开发，其中信德省东南部塔尔沙漠境内的塔尔煤田是巴基斯坦最大的煤田，煤炭资源量占全国的 94%，由于塔尔煤田煤炭水分高，发热量低，不适宜远距离外运，最好的利用方式是建设坑口电厂就地转化。

巴基斯坦水能资源技术可开发量约 5980 万千瓦，尚有很大的开发潜力。巴基斯坦水能资源丰富但分布不均衡。主要能源消费地区集中在中部和南部印度河平原经济发达地区，水能资源主要集中在北部山区的不发达地区，水能资源的自然禀赋与能源消费地域存在明显差别。但水电建设及送出条件较好。

巴基斯坦风能资源总蕴藏量达 3.4 亿千瓦，主要分布在信德和俾路支省，尤其是信德省南部印度河入海口附近三角洲地区地，风能资源更为富集，年平均风速超过 7 米/秒，蕴藏量 4300 万千瓦，可开发量达 1100 万千瓦，在信德省卡拉奇市附近沿海区存在东西宽约 100 米，南北长约 300 米的风电走廊（Gharo-Keti Bandor 风廊），风能资源储量约 500 万千瓦，是优质风电开发基地。

巴基斯坦年太阳能总辐射量在 6100-8000 兆焦/平方米，俾路支省、信德省及旁遮普省南部，年日照时间超过 3000 小时，年太阳能辐射量超过 2000 瓦/平方米，是全球日光照射较强的地区，资源理论储量超过 29 亿千瓦，开发利用前景广阔。

6.1.3 国家自主减排贡献（INDC）

尽管巴基斯坦对全球温室气体排放的贡献不大，但德国观察所制定的全球气候风险指数显示，巴基斯坦是全球十大受气候影响国家之一。近年来，气候相关支出占联邦预

算总支出的比例逐年增加。基于该国的“2025 年愿景” 战略计划，巴基斯坦提出了国家自主减排贡献方案。

未来，由于政府大规模投资于能源，通信和工业等基础设施，由此引发的经济活动将使得排放量稳步增加。根据巴基斯坦温室气体清单（2014-15）草案，1994-2015 年，排放总量增长约为 123%，能源和农业部门约占总排放量的 90%。根据预测，到 2030 年，巴基斯坦温室气体排放量将达到 16.03 亿吨二氧化碳当量，远期将进一步增长至排放峰值。

根据经济分析，按现价计算，将 2030 年预测排放量减少 20%将需要投资约 400 亿美元，减少 15%将需要投资约 156 亿美元，减少 10%将需要投资约 55 亿美元。根据联合国气候变化框架公约巴黎协定的“共同但有区别” 的责任原则，巴基斯坦的减排将需要国际支持，以财政补助，技术援助，技术开发和转让以及能力建设的形式实现。巴基斯坦计划在可获得此类支持的情况下，将 2030 年的温室气体排放量相比预测值的减少 20%。

6.2 电力行业基本情况

6.2.1 电力生产消费情况

根据 IEA 统计信息，2000 年至 2015 年，巴基斯坦发电量年均增速在 3.3% 左右。2016 年发电量为 1120 亿千瓦时，同比增长 2.8%。其中，火电占比 63.6%，水电占比 30.9%，核电占比 3.8%，风电占比 1.4%。

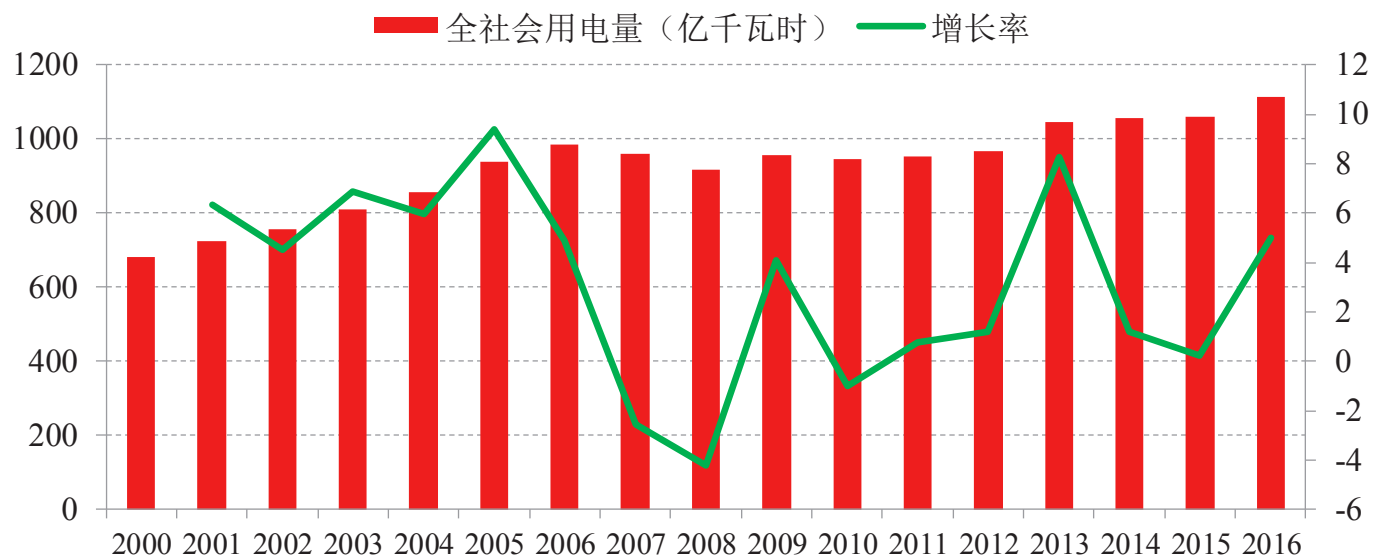


图 6.2-1 巴基斯坦历年电力消费情况

2000 年至 2015 年，巴基斯坦全社会用电量年均增速约 3.3%。2016 年，巴基斯坦全社会用电量 1113 亿千瓦时，同比增长 5.3%，人均用电量 576 千瓦时 / 人。2016 年，巴基斯坦从伊朗进口电量 4.6 亿千瓦时。

6.2.2 电源和电网情况

截至 2016 年，巴基斯坦已建发电容量总计 2537.4 万千瓦，其中火电 1661.9 万千瓦，占 65.5%，水电 711.6 万千瓦，占 28.04%，核电 78.7 万千瓦，占 3.1%，可再生能源装机 85.2 万千瓦，占 3.4%。

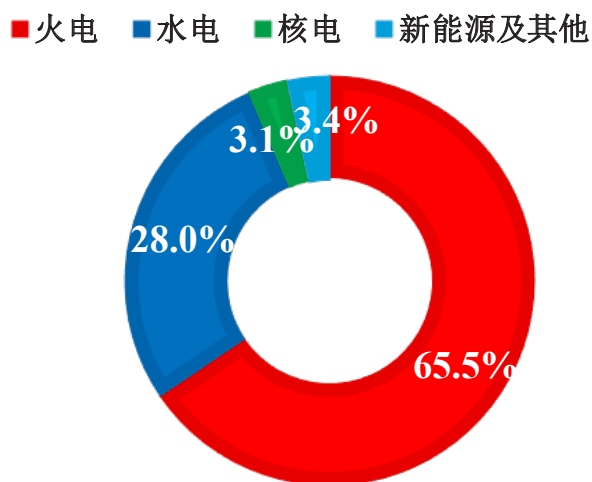


图 6.2-2 2016 年巴基斯坦电力装机结构

巴基斯坦国家输供电公司主网架电压等级为 500 千伏、220 千伏，地方电力公司配电网电压等级为 132 千伏、66 千伏，其中 66 千伏电压等级正在初步向 132 千伏过渡。目前 500 千伏线路长度 5197 公里，220 千伏线路长度 9814 公里。

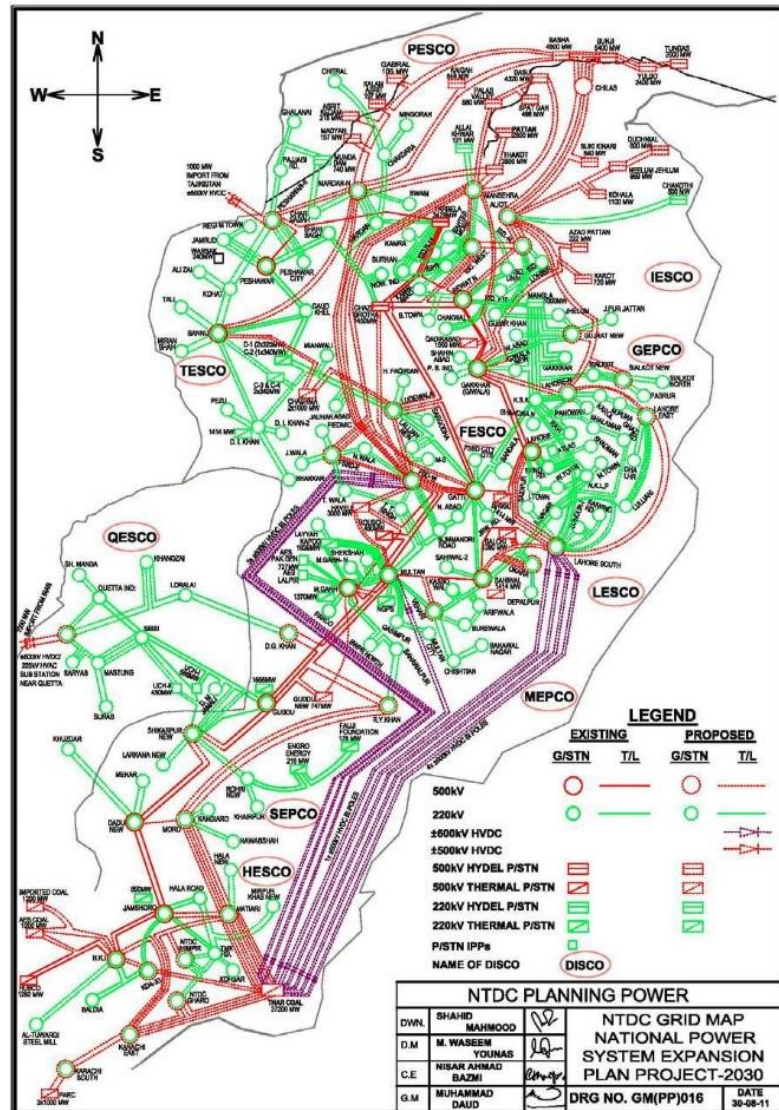


图 6.2-3 巴基斯坦电力系统现状及规划图

6.2.3 电力行业体系

(1) 电力部门及机构

巴基斯坦电力行业由联邦政府水力电力部 (ministry of water and power) 和原子能委员会 (pakistan atomic energy commission) 进行政府行业管理, 由国家电力监管委

员会监督，地方政府也发挥相应的行政管理职能。

巴基斯坦电力监管委员会 NEPRA (national electric power regulatory authority) 是全国电力监督委员会，负责制定电价，向私人发电企业授予发电许可等。

水力电力部下属包括发电、输变电、配电和私人发电管理委员会、新能源开发委员会。核能发电由巴基斯坦原子能委员会负责。新能源开发委员会负责巴基斯坦所有的替代能源，包括风电、太阳能、地热、生物质发电等。

私营能源与基础设施委员会 PPIB (Private power infrastructure board) 创建于 1994 年，是巴基斯坦政府为引进重大政策改革、促进私人投资和电力部门发展的结构性改革而成立的部门，负责所有私人 IPP 项目审批和代表巴基斯坦政府签署执行协议 (Implementation Agreement)。同时还负责制定、审查和更新与发电及其基础设施的私人投资相关的政策及程序，属于执行由政府制定的国家电力政策的主要联邦政府机构。

巴基斯坦水利能源发展局 WAPDA (Water and Power Development Authority)，它不仅运行、管理着巴基斯坦一体化的电力系统及水利设施，又代表政府统管着巴全国水利、电力基础设施的开发、建设。

(2) 电力企业

巴基斯坦电力公司 PEPCO (pakistan electric power company)，PEPCO 在 2011 年已经解散，主要职能由国家电网公司 NTDC 和各个区域的发电公司 GENCO 和配电公司 DESCO 承接。

巴基斯坦国家电网公司 NTDC (national transmission & dispatch company limited) 负责巴基斯坦 220 千伏及以上包括 500 千伏输变电项目。

卡拉奇电力供应公司 KESC (Karachi Electricity Supply Corporation) 相对独立，其负责该地区发电、220 千伏及以下输配电。

配电公司 DESCO (distribution electric supply company) 按照地区分为 9 个，分别为拉合尔电力公司、古吉拉瓦拉电力公司、费萨拉巴德电力公司、伊斯兰堡电力公司、穆耳坦电力公司、白沙瓦电力公司、海德拉巴电力公司、奎达电力公司和部落电力公司。

6.3 电力综合资源规划

6.3.1 电力需求预测

结合巴基斯坦《2030 远景规划》，综合考虑巴基斯坦经济预测结果、电力规划、历史用电情况和所处的发展阶段，预计巴基斯坦全社会用电量将从 2015 年的 1113 亿千瓦时增长到 2020 年的 1478 亿千瓦时，2015–2020 年年均增速 5.8%；2030 年达到 2198 亿千瓦时，2020–2030 年年均增速 4.0%。

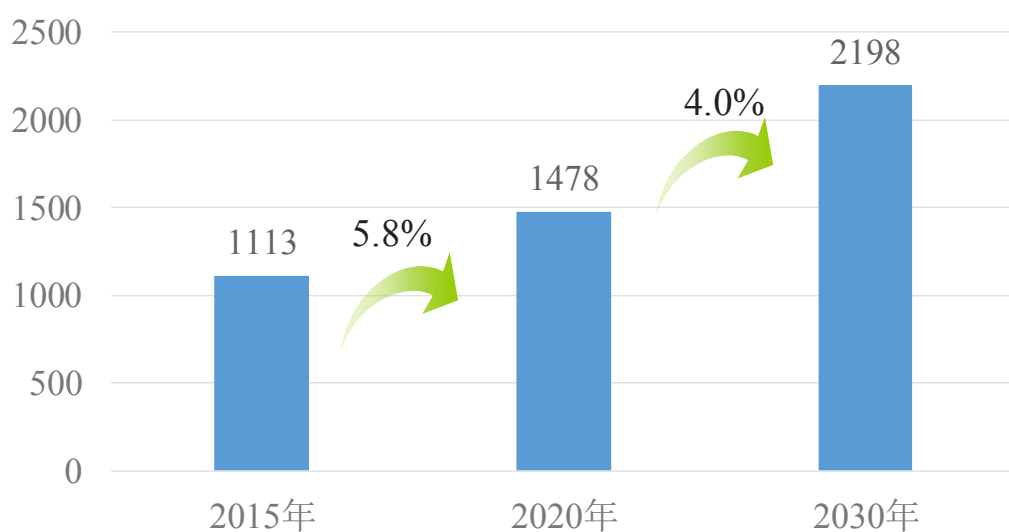


图 6.3–1 巴基斯坦 2015–2030 年全社会用电量预测（亿千瓦时）

根据电量预测结果，预计巴基斯坦未来装机规模和需求如下图所示。预计至 2020 年装机规模达到 3544 万千瓦，预计至 2030 年装机规模达到 5538 万千瓦。

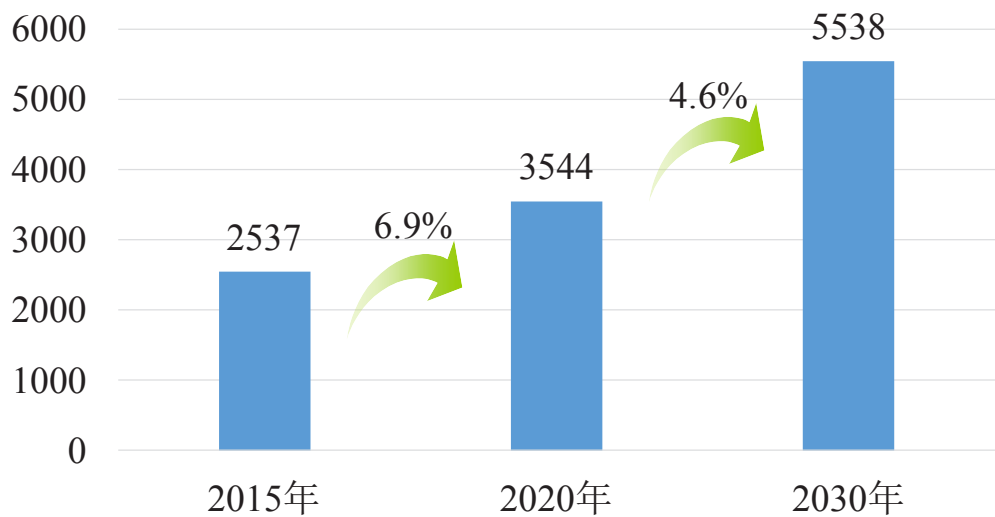


图 6.3-2 巴基斯坦 2015-2030 年装机规模预测（万千瓦）

6.3.2 国家电力规划

巴基斯坦在 2013 年制定了《国家电力政策 2013》，阐述了未来电力政策将要实现的 9 大目标：建设充足的发电设施，以保证巴基斯坦的持续发展；创建节约型文化；在全国范围内大力发展水电，在煤矿丰富的塔尔地区大力发展火电，以确保低廉的电价；减少能源偷盗和能源造假行为；提高发电效率，达到世界级标准；创建有效率的输电网络；减少配电系统的低效行为；减少电力系统的财务损失；进行电力部门改革，优化电力监管体制。

巴基斯坦政府在《2030 远景规划》中关于中长期 (2030 年前) 电力发展规划如下：

- 1. 鼓励采取 PPP 或 BOT 的方式，在各主要河流（特别是印度河）上建设大中型水电站，在水渠或小河上修建小型水电站，力争在 2030 年前使水电装机容量由 2012 年的 646 万千瓦提高到 3266 万千瓦。
- 2. 最大限度发展煤电，使燃煤电站的装机容量在 2030 年前达到 2000 万千瓦左右，占发电总量的 18%。
- 3. 积极发展核电，努力实现 2030 年核电装机总容量 880 万千瓦的目标。
- 4. 大力开发可再生能源，2030 年前，可再生能源发电量达到发电总量的 5%（970 万千瓦）。

5. 进一步推动私营部门参与电力行业发展。
6. 加强输电网络的维修和改造，提高输电能力，减少电力损失。
7. 加快对水利电力发展署、国家电网公司等国有电力部门的重组和私有化步伐，通过实现商业化运作，提高这些部门工作效率、质量和服务水平。

6.3.3 电力规划建议

近年来，随着中巴经济走廊的实施，一大批电力项目陆续投产，巴基斯坦能源部已经在 17 年 12 月宣布巴目前电力已经呈现盈余，巴从此将结束“停电”时代，目前电力短缺局面已经缓解。在这些已经建设的项目中，除新能源机组以外，还有部分燃煤机组，这些燃煤电站大多采用超临界技术的清洁煤燃烧技术，有效地在保障电力需求的同时，兼顾了火电机组的效率和环保指标。巴基斯坦未来经济将继续保持快速增长，根据其能源总体发展方向，结合当前电力供应侧和需求侧的实际情况，规划实施建议如下：

1. 统筹兼顾近期和中长期电力需求，适当建设一定规模的燃煤火电、风电及光伏，中长期应积极开发水电。统筹考虑负荷地区分布和电源建设条件，合理规划电源布局。
2. 在电网发展方面：一是加强 500 千伏主网架及输配电网，提高电网传输能力及可靠性，同时应通过提高技术和管理水平，减少输电损失。
3. 可在经济可承受的前提下，积极在终端需求侧推广经济高效的终端用电设备，在居民用电领域推广绿色照明、家电等，在工业领域推广高效变频设备试点。
4. 建议在财政、税收、信贷等方面对节电产品和节电技术进步予以适当的优惠和鼓励，并探索并综合运用综合能源服务等市场化模式，促进节能服务产业发展，运用市场化运作机制吸引各参与主体在需求侧管理中发挥积极作用。

6.3.4 需求侧管理建议

随着中巴经济走廊项目的陆续落地，巴基斯坦目前已经基本实现了现阶段电力供应的充足性，甚至出现了电力市场过热的局面。但是从远期看，巴基斯坦作为南亚重要的经济增长点，经济还将保持快速增长，未来随着工业体系的逐步健全化，电力需求还将长期保持高速增长，未来电力基础设施建设需求还将保持较高水平，为优化未来电力行业发展路径，引入综合资源规划和需求侧管理的理念对于巴基斯坦显得十分必要。中国经过多年的探索和发展，已经形成了完备的节能法律、法规和政策体系，同时在节能标准的制定，相关设备的制造、推广和使用方面具有丰富的经验。建议借鉴中国在需求侧管理的相关经验，在政府、企业 and 市场等层面重视需求侧管理和节能理念的推广和实施。

1. 完善法制环境，一方面坚持政策的长期性，以激发社会各方参与的积极性，另一方面，保证政策制定的前瞻性，巴基斯坦未来电力需求还将出现较大增长潜力，因此应当借鉴中国的发展经验，保持政策制定的适度超前。同时在现有基础上不断推动实现法律环境的健全化，促进各方资源的优化配置。要确立电力需求侧管理的法律地位，将需求侧管理纳入电力发展规划，促进建设资源节约型、环境友好型社会。
2. 建立相关能效标准，对产品能源效率实行分等级指标。随着基础设施的不断完善，巴基斯坦未来工业将迎来发展机遇期，在此过程中，应结合企业和行业发展实际，适度采用相对超前的节能设备，促进工业化进程中的资源节约，可充分借助中国在节能产品生产和应用中的技术和成本优势，推广强制能效标准的推广。实际上，目前巴基斯坦新建电站大多已经采用了排放指标和效率前进的技术方案，因此在后续工业发展的过程中，大规模推广节能型设备是可行的，相比于老挝，也更将具备经济基础。
3. 完善市场机制。为促进需求侧管理理念的推广，应利用价格手段，建立合理的基准电价和峰谷分时电价、丰枯电价结构，调节消费行为和峰谷差，是社会获得经济性的电力供应。在财税政策方面，对生产制造和使用节能节电设备和产品的企业实施一定的优惠政策，帮助企业降低节能产品的生产成本，加大对节能生产企业的扶持力度，考虑对节电、调荷产品和设备的开发应用予以适当的鼓励。积极培育节能服务产业，引导节能服务公司健康发展。
4. 巴基斯坦现在大力发展煤电，煤电基本全部采用了中国最先进的清洁高效煤发电技术，在充分利用煤炭资源，减轻对油气资源的依赖同时，也实现了火电行业的清洁化发展，是因地制宜的电力发展路径。随着大量电力项目的陆续投产，未来也存在着一定的煤电过剩可能。在避免发展高污染高耗能粗放型产业的同时，为促进巴基斯坦的经济发展和电力消纳，应结合巴基斯坦的资源和基础设施条件，在兼顾环境保护和资源节约的前提下，探索适宜巴基斯坦的工业项目，有序增加电力需求空间，同时促进其工业体系的完善，增加就业机会，提升经济发展水平。

7

“一带一路”绿色电力
合作路线图

开展与“一带一路”国家的电力合作，应考虑电力综合资源规划提出的安全高效、经济合理、绿色低碳和普遍服务的原则，综合考虑不同国家和地区的经济水平、电力需求和能源资源禀赋，兼顾环境生态保护及碳排放约束要求，因地制宜地选择不同类型电源来满足需求，包括清洁高效煤电以及水电、风电、太阳能、生物质等可再生能源。在此过程中，应积极分享中国在电力基础设施领域和节能方面的优势和经验，助力沿线国家实现电力综合资源规划的总体目标。

7.1 第一阶段（2018-2025 年）

选择能源资源丰富、未来电力发展潜力较大的国家，结合其未来电力发展需求和规划，优先开展清洁高效煤电、水电、新能源发电、电网互联互通等合作，促进电力绿色发展。这一阶段的重点国家主要是东南亚和南亚国家：

（1）老挝。地处湄公河流域，拥有丰富的水资源，水电开发潜力大。因其电力需求较小，是东南亚主要的能源输出国。电力工业将是老挝今后经济发展的支柱产业之一。合作建议是参与水电项目开发建设及电网升级改造；同时推动与周边国家电力互联互通。

（2）缅甸。地势北高南低，河流落差大，水电开发优势明显。今后主要考虑开发水电等能源。缅甸是东南亚地区内主要电力出口国，由于经济社会发展落后、资金匮乏，电力出口也是其经济发展的一个重要补充。合作建议是参与缅甸水电、新能源发电的开发建设及电网升级改造；同时推动电力互联互通。

（3）越南。越南油气资源较丰富，同时拥有一定水电资源、煤炭资源和较大的可再生能源发展潜力。根据越南电力规划，越南将重点发展煤电、新能源等领域。同时将积极推进与中国在内的大湄公河次区域国家的电网互联互通。合作建议是积极参与越南清洁高效煤电、新能源建设以及电力互联互通。

（4）印度尼西亚。印尼自然资源丰富，石油、天然气及煤炭的储存量大，在全球能源市场中占有重要地位。印尼水电资源同样丰富，目前开发程度较低。结合印尼自身能源情况，中期将优先发展火电。合作建议是参与印尼清洁高效煤电及新能源项目建设、电网升级改造项目，并推进电力投资项目的开展。

（5）巴基斯坦。目前正积极开发煤炭资源，发展清洁高效的燃煤电厂。中长期电力发展规划提出将大力发展水电，在各主要河流上建设大中型水电站，此外，巴基斯坦具备丰富的可再生能源。合作建议是清洁高效煤电、水电、核电、风电等电源建设，以

及跨境电力输电通道建设和区域电网升级改造。

（6）孟加拉。现阶段过于依靠天然气作为一次能源，准备在未来大力开发煤炭资源及采用煤炭发电，以减少对天然气的依赖，以及增加国家一次能源利用的多样性。合作建议是清洁高效煤电以及电网建设。

（7）尼泊尔。尼泊尔政府重点发展的能源是水能，其次是太阳能、风能以及生物质能等可再生能源。合作建议是参与水电站的建设及配套送出工程。

7.2 第二阶段(2020-2030 年)

总结与上述国家的电力合作经验，进一步推动在电力发展基础较好，合作意愿较大的国家开展清洁高效煤电、水电、新能源发电、电网互联互通等领域的合作。这一阶段的重点国家可考虑俄蒙中亚和中东国家：

（1）俄罗斯。目前，俄罗斯计划对国内老旧发电机组实施改造，淘汰重油蒸汽机组，开展机组净排改造。同时俄部分电网设备老旧，电网网损率较高，区域间电网互联互通薄弱。此外俄罗斯正力推西伯利亚地区与远东地区电源建设潜力开发。合作建议包括参与老旧机组改造项目、电网建设与升级改造、清洁高效煤电、水电、新能源等电源建设，推动区域电力互联互通。

（2）哈萨克斯坦。哈萨克斯坦目前电力系统存在大量设备老化、分布不均等问题，为保证电力供应充足可靠，哈在北部和南部规划建设了一批天然气和水电机组，并将对现有电站进行技术升级改造。哈电网设备陈旧，对输电和电网改造需求大。哈具有丰富的可再生能源发电资源，尤其是风能。合作建议是包括新能源项目在内的电源项目建设、电网建设和升级改造。

（3）蒙古。目前蒙古国为电力净进口国，且备用率不足、可靠性较低。未来新建电源需求较大。同时煤电机组未来清洁化、现代化改造潜力较大。电网方面，蒙古国《国家能源政策 2015-2030》把降低网损率作为电力行业发展的主要目标之一。远期蒙古将对电网进行智能化升级，提高电能质量和供电可靠性。合作建议是清洁高效煤电、风电和光伏等电源建设，电源和电网升级改造以及中蒙电力边贸和联网项目。

（4）沙特阿拉伯。沙特已将开发可再生能源上升为一项国家战略。根据沙特新能源发展规划，沙方将在 2020 年前新能源发电装机达到 2390 万千瓦，2032 年达到

5410 万千瓦，以实现沙方能源多元化发展战略。合作建议是加强核能、太阳能等清洁能源建设、电网建设及改造。

（5）阿联酋。阿联酋太阳能资源特别丰富，国家对于新能源和可再生能源保持积极态度，将大力发展太阳能等可再生能源和核电，对于可再生能源，阿联酋鼓励私营部门投入到新能源新项目中来，国家将会以合适的价格从私营企业购买电力。阿联酋致力于到 2020 年将可再生能源占总发电量比例提高到 7%，即可再生能源装机容量约 250 万千瓦左右，计划在未来几年内有 26 个新的太阳能发电站。合作建议是积极参与太阳能发电项目的市场开发，同时推动核电合作。

7.3 第三阶段(2025-2035 年)

寻求参与沿线其他国家的电源项目建设和电力升级改造和互联互通，推动沿线国家电力绿色升级。这一阶段的重点国家可考虑中东欧和非洲国家：

（1）埃及。埃及重视开发风能和太阳能，以使国家能源来源多样化。埃及主干网年久失修，安全系数较低，且电网系统的管理能力较弱，急需实现电力高效合理的调度并且提高用电效率；在区域联网方面，埃及计划与苏丹和沙特联网，最终实现沿地中海联网计划。合作建议跟踪关注埃及燃煤和天然气发电项目，积极推进太阳能和风电发电项目，推动核电合作，参与相关配套电网改造项目。

（2）土耳其。土耳其煤炭、水能、风能等资源丰富，电力基础设施建设需求较大。合作建议是清洁高效煤电、水电、核电等电源开发项目，以及配套电网建设。

（3）波兰。波兰煤矿资源丰富，因此煤电机组较多，同时每年有 100 万千瓦的机组需要改造升级。在输配电基础设施方面，急需现代化改造。波兰计划提高新能源在一次能源供给的比例，波兰潜在的风电、太阳能等潜力有待开发，同时波兰有意引进核电。合作建议是推动电源、电网升级改造、新能源项目开发，跟踪电网互联互通项目建设，推动核电合作。

（4）罗马尼亚。罗马尼亚是中东欧油气资源最丰富的国家，同时水力和风能资源丰富，但是罗马尼亚基础设施发展比较落后，火电发电厂超期服役严重，输电线路设备大多建于上世纪六七十年代，历年输配电损耗均在 10% 以上。罗鼓励发展可再生能源和核电，实现老旧火力发电机组容量替代，此外还将加大电网等电力基础设施投资力度。合作建议是开展火电、水电、核电等电源项目的开发合作，关注火电机组和输电线路改

造项目。

（5）波罗的海三国。波罗的海国家（包括爱沙尼亚，立陶宛和拉脱维亚）近海风能源十分丰富，波罗的海国家缺少足够的资金和技术装备，海上风电发展需要借助外力。近年来，我国海上风电进入规模化发展阶段，海上风电装机规模已居世界第三位，在海上风电装备和海上施工方面积累丰富。合作建议是积极参与该地区海上风电开发。



环保纸印刷