

中国煤炭消费总量控制方案和政策研究 (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,国际环保组织自然资源保护协会(NRDC)作为课题协调单位,与政府智库、科研院所和行业协会等20多家有影响力的单位合作,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(即"煤控研究项目"),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,助力中国实现资源节约、环境保护、气候变化与经济可持续发展的多重目标。请访问网站了解更多详情 http://coalcap.nrdc.cn/



自然资源保护协会(NRDC)是一家国际公益环保组织,成立于 1970年。NRDC 拥有 700 多名员工,以科学、法律、政策方面 的专家为主力。NRDC 自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作,中国项目现有成员 40 多名。NRDC 主要通过开展政策研究,介绍和展示最佳实践,以及提供专业支持等方式,促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC 在北京市公安局注册并设立北京代表处,业务主管部门为国家林业和草原局。请访问网站了解更多详情 http://www.nrdc.cn/



生态环境部环境规划院(CAEP)成立于 2001 年,主要开展国家生态文明、绿色发展、环境经济等发展战略研究,承担国家和地方中长期环境战略规划与年度计划、污染防治和生态保护规划、流域区域和城市环境保护规划等理论方法研究、模拟预测分析、规划研究编制、实施评估考核等技术工作;承担中央财政专项资金项目技术咨询、技术服务和绩效评估等工作。规划院面向"双碳"的重大决策服务有扎实的研究基础与丰富的实践经验。依托于国家环境规划与政策模拟重点实验室与碳达峰碳中和研究中心,建有中国生态环境大数据共享平台,研发有中国高空间分辨率(Ikm)排放网格数据库(CHRED),中国城市二氧化碳排放数据集(长时间序列),碳排放一能源集成模型(iCEM)等成果,长期参与 IPCC 各类指南撰写工作,在国家和地方"双碳"决策中发挥重要作用。

煤控研究报告

《"双碳"与空气质量改善双目标下的安阳市中长期控煤路径研究》

《"双碳"背景下河南省电力行业中长期控煤路径研究报告》《碳达峰与碳中和背景下山东电力行业低碳转型路径研》执行增更

《内蒙古煤炭生产和消费绿色转型研究》摘要报告

《霍林郭勒产业园绿色低碳发展研究》(简本)

《内蒙古典型城市煤炭消费与大气质量的关联分析及政策建议》

《内蒙古采煤沉陷区生态修复与可再生能源利用研究》

《"十四五"山西省非煤经济发展研究》

《碳达峰碳中和背景下山西煤电行业转型发展研究》

《碳达峰碳中和背景下山西焦化行业转型发展研究》

《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》

《碳达峰碳中和目标约束下重点行业的煤炭消费总量控制路线图研究》

《中国典型省份煤电转型优化潜力研究执行摘要》

《碳达峰碳中和目标约束下重点行业的煤炭消费总量控制路线图研究执行摘要》

《碳达峰碳中和目标约束下水泥行业的煤炭消费总量控制路线图研究》

《碳达峰碳中和目标约束下电力行业的煤炭消费总量控制路线 图研究》

《碳达峰碳中和目标约束下钢铁行业的煤炭消费总量控制路线图研究》

《碳达峰碳中和目标约束下煤化工行业煤炭消费总量控制路线图研究》

《山西省"十四五"煤炭消费总量控制政策研究》

《"十四五"电力行业煤炭消费控制政策研究》

《新冠疫情后的中国电力战略路径抉择: 煤电还是电力新基建》

《中国散煤综合治理研究报告 2020》

《"十三五"时期重点部门煤控中期评估及后期展望》

《"十三五"电力煤控中期评估与后期展望》

《中国煤控项目"十三五"中期评估与后期展望研究报告》

《中国实现全球1.5℃目标下的能源排放情景研究》

《持续推进电力改革提高可再生能源消纳执行报告》

《2012 煤炭的真实成本》

请访问网站了解更多详情 http://www.nrdc.cn/

煤控研究项目系列报告

"双碳"背景下河南省电力行业 中长期控煤路径研究报告

报告编写人员

项目负责人:

张 伟 副研究员 生态环境部环境规划院

课题负责人:

张 静 副研究员 生态环境部环境规划院

课题研究人员:

杨 萌 高级工程师 国网河南省电力公司经济技术研究院

曹 东 研究员 生态环境部环境规划院 钟灵佳 实习研究员 生态环境部环境规划院 赵 静 助理研究员 生态环境部环境规划院 薛英岚 助理研究员 生态环境部环境规划院

> 生态环境部环境规划院 国网河南省电力公司经济技术研究院 自然资源保护协会

> > 2022年9月

目录

执行摘要	vi
1.河南电力发展现状	1
1.1 需求现状	
1.2 供给现状	
1.3 能源消费与碳排放情况	
1.4 河南电力行业控煤降碳面临的形势	
2.河南省电力行业煤炭消费和碳排放预测	10
2.1 经济发展对电力行业的需求分析	
2.2 情景设定电力供应与控煤措施情景设定	
2.3 未来十五年电力行业煤炭消费量与碳排放预测	
2.4 碳中和展望	
2.5 不确定性分析	
3.河南省电力行业控煤成本效益综合分析	23
	20
3.1 控煤降碳措施投资成本	
3.2 大气污染物协同减排	
3.3 社会经济影响分析	

4.1 推荐路径及目标	
-------------	--

4.2 路径及关键措施

4.河南省电力行业控煤目标及路径

- 5. 政策建议 35
 - 5.1 科学利用煤电的调节和支撑作用,完善煤电退出和调峰的市场机制
 - 5.2 加强统一规划,推动可再生能源超常规发展保障政策
 - 5.3 超前规划外调电,加快外引清洁能源保障
 - 5.4 增加系统灵活性,促进可再生能源消纳
 - 5.5 统筹规划建设跨省跨区输电通道
 - 5.6 开展河南落地内陆核电研究,安全有序发展核能

参考文献 39

图目录

冬	1–1	2000-2020年河南省全社会用电量情况	2
冬	1-2	2020年全国各省人均用电量情况	3
冬	1-3	2000-2020年河南省全社会用电结构调整图	4
图	1-4	2010-2020年河南省煤电装机及发电量情况	5
图	1-5	河南与全国电源装机结构对比	5
冬	1-6	2010-2020年河南省各等级煤电机组占比情况	6
图	1-7	2010-2020年河南省电力、热力生产和供应行业原煤消费总量	7
冬	1-8	河南省2005-2020年电力行业发电部分碳排放	8
冬	2-1	河南省全社会用电量预测图	12
冬	2-2	不同情景下煤炭消费量预测	17
冬	2-3	控煤情景较常规情景的控煤量	18
冬	2-4	强化情景较常规情景的控煤量	18
冬	2-5	不同情景下含外调电的河南省电力碳排放预测	19
图	2-6	需求侧节能增效对煤炭消费量的影响	20
冬	2-7	不同情景下的含外调电的河南省电力行业碳中和预判	21

图 3-1	不同情景2021-2035年电力行业投资对比	24
图 3-2	控煤情景电力行业分措施投资占比	25
图 3-3	不同情景电力行业控煤年均协同减排效应	28
图 3-4	强化情景电力行业控煤分措施协同减排效应	27
图 4-1	碳达峰碳中和约束下河南省电力行业煤炭消费情况	3
图 4-2	碳达峰碳中和约束下河南省电力行业控煤路线图	34

表目录

表 2-1	情景设置	13
表 2-2	各类电源装机容量预测	15
表 4-1	三种情景的各项指标对比	29
表 4-2	碳达峰碳中和约束下河南省电力行业控煤目标	31

执行摘要

河南是我国重工业较为集中的中部省份,也是我国煤炭生产和消费的重要省份,在国家"双碳"战略中处于十分重要的位置。2022年2月发布的《河南省"十四五"现代能源体系和碳达峰碳中和规划》提出能源行业是河南省碳排放的关键领域。随着未来全省经济持续发展,人民生活水平不断提高,河南发电规模与电力消费预计也将持续增长。2020年电力装机容量达10169万千瓦,发电量达2791亿千瓦时。同时,电源结构以煤电为主,2020年煤电装机容量和发电量分别占全行业比重的64%和68%,电力行业煤炭消费和二氧化碳排放量分别占全省的48%和40%,在保障电力安全可靠与电力清洁化转型的战略前提下,开展谋划面向碳中和的河南电力行业中长期控煤降碳路线图、实施路径等重大战略研究十分重要。

本报告基于生态环境部环境规划院自主开发的碳排放 - 能源集成模型(Integrated Carbon and Energy Model, iCEM),在综合考虑"双碳"目标约束前提下,设置常规、控煤、强化三个情景,对 2021-2060 年河南省电力行业煤炭消费控制和碳排放情况进行模拟分析,并对河南省电力行业控煤的环境、经济、社会影响进行综合评估,最后提出"双碳"目标下的河南省电力行业煤炭消费总量控制路线图。主要结论如下:

1、三种情景下河南省电力行业煤炭消费量在"十四五"期间均呈持续增长趋势, 达峰区间为 2027-2031 年。综合考虑电源结构优化和技术进步等措施,常规、控煤、 强化三种情景下"十四五"河南省电力行业煤炭消费量将持续增长,并分别于 2031、 2029、2027 年达到煤炭消费峰值,峰值较 2020 年分别增加 1881、1592、1148 万吨 标煤。加上外调电碳排放之后,河南省电力行业碳排放将于 2033 年、2030 年、2028 年实现碳达峰。

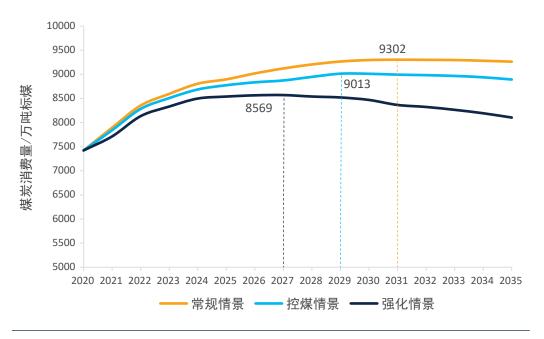


图 1 不同情景下煤炭消费量预测

- 2、大力发展以风电和太阳能为主的清洁能源,采用更多低碳零碳热源、提高外调电比例、加大煤电节能改造是碳达峰目标约束下河南省控煤主要措施。相比常规情景,控煤情景下通过发展新能源、节能改造各种措施,在2021-2035年累计实现控煤3350吨(占常规情景的2.5%),其中风电和太阳能发电量增长贡献占比达到55%;强化情景下各项措施力度增大,2021-2035年累计减少煤炭消费9765吨(占常规情景的7.2%),其中风电和太阳能发电量增长贡献占比达到34%,供热低碳转型、提高外调电能力贡献较大,分别达到30%和25%。
- 3、布局内陆核电是缓解河南省控煤压力与实现"双碳"目标的重要路径之一,需要提前开展论证研究。在布局 2000 万千瓦核电的情况下,河南在 2060 年风光装机至少要达到 3.6 亿千瓦,剩余煤电、气电全部配备碳捕获、利用与封存(CCUS)的情况下才能满足碳中和目标。若未来无法或不考虑增加核电,则需要进一步加强可再生能源发展或加大力度引进清洁外调电,同时还应大力度发展生物质能结合碳捕集与封存(CCUS/BECCS),捕集电力碳排放。
- 4、电力行业控煤降碳将每年新增节能低碳投资 500 亿元,有利于拉动清洁能源相关行业经济增长、促进本地就业、减少大气污染。根据模拟测算,在三种情景下,2021-2035 年电力行业累计带动新能源发电及配套设施、节能设备制造、电网升级等领域新增投资 7133~8147 亿元(年均 476~543 亿元),每年带动 GDP 增长 260~378 亿元,增加就业岗位 16~23 万个。从污染协同控制来看,强化情景污染物协同减排量比控煤情景高约 16%,控煤情景比常规情景高约 6%。分措施看,新增风电、太阳能发电协同减排贡献 1/3,外调电减排贡献 1/4,供热低碳转型贡献约 1/3。

煤控研究项目

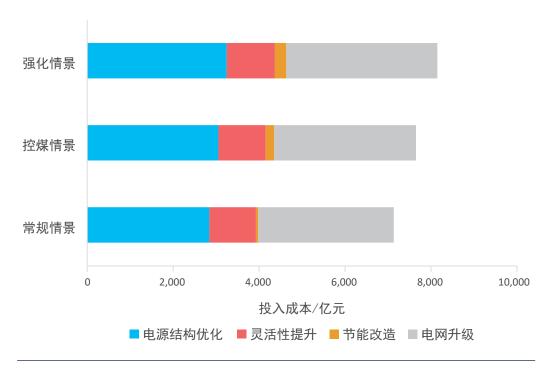


图 2 不同情景 2021-2035 年电力行业投资对比

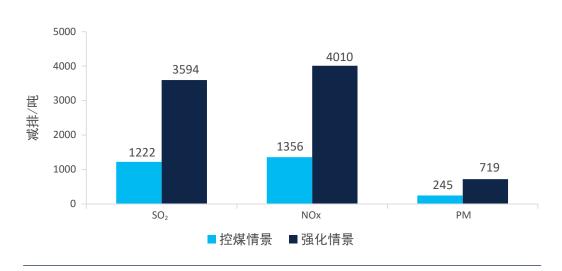


图 3 不同情景电力行业控煤年均协同减排效应

5、综合对比三种情景,选取控煤情景作为推荐情景。若更多地考虑能源安全保障且不考虑增加核电的情况下,可选择按照现有规划的情景即常规情景;强化情景更多地考虑碳达峰、碳中和提前实现,未来减排压力相对较小,若河南省制定了较有雄心的目标,可采用此情景,但此情景面临措施力度大、成本代价大的问题;综合考虑国家要求、河南省要求、措施可行性、成本及社会经济影响,选取控煤情景作为推荐情景,并提炼出电力行业控煤降碳的不同阶段的发展路径:



图 4 河南省电力行业中长期煤炭消费量与碳排放量

"十四五"阶段(2021-2025年):加速推进落后机组淘汰,合理延寿现有机组,实现清洁高效煤电机组替代老旧落后煤电机组累计300万干瓦以上。推进应急备用电源建设,提升托底保障能力。持续降低发电煤耗是控煤的有效措施,供电煤耗降低至297克标煤/干瓦时。风光装机占比提升至37%,水电、生物质发电对新增发电量的贡献7.9%,加快推进陕电入豫工程建设,其中可再生能源电量比例不低于50%。加快抽水蓄能电站建设,推动新型储能规模化发展。

"十五五"阶段(2026-2030 年): 煤电向低能耗、低排放的高效机组优化升级。 2030 年前对存量煤电机组大力实施灵活性改造,适度发展气电作为调峰电源。非化石能源加速替代,水电、生物质发电对发电量的贡献约8.3%,风光装机占比提升至45%。积极推进与金沙江和雅砻江流域"风光水储一体化"清洁能源基地的对接,建成投产入豫第四直流。提前谋划核电布局和时序安排,把供热低碳转型纳入构建以新能源为主体的新型能源系统统筹考虑。 "十六五"阶段(2031-2035年): 煤电定位由基本负荷为主向调峰负荷为主转变、实现风光储的跨越式发展,煤电装机仍保持不变,加大对现有煤电企业发电量约束,同时建立存量煤电有序退出机制。2035年前后开始,煤电 CCUS 改造规模不断扩大。风光装机占比提升至53%,水电、生物质发电对发电量的贡献7.7%。推动扩大外电入豫规模,新增第五直流,受入电量1790亿千瓦时,外调电清洁比例达到100%。推动电力系统适应高比例新能源并网运行。

2060 年碳中和目标展望: 煤电将从 2035 年开始有序退出,更多承担系统调节和高峰电力平衡作用,但基于系统安全可靠要求,仍将保留 1000 万千瓦具有灵活性的、配备 CCUS 技术的煤电。2040 年河南可开始部署核电,核电将安全有序发展,2060 年达 2000 万千瓦,风电光伏装机将达到 3.6 亿千瓦,受入电量 3690 亿千瓦时。

6、针对河南省"双碳"战略面临的挑战与压力,提出以下建议:

- 一、科学利用煤电的调节和支撑作用,完善煤电退出和调峰的市场机制。统筹煤电发展和能源保供,提高电力平衡支撑能力,推进煤电布局优化;合理配置调峰机组,确保高参数机组高效运行;建立完善电力容量市场、辅助服务市场等电力市场机制,建立煤电容量回收机制。
- 二、加强统一规划,推动可再生能源超常规发展保障政策实施。统筹推进新能源推 广应用与生态环境保护、国土等部门的协调发展;大幅度加强财税金融支持,设立省级 新能源发展专项基金;积极创新可再生能源开发模式和路径,充分利用河南省农村能源 发展优势与试点建设经验。
- 三、增加系统灵活性,促进可再生能源消纳机制。以新的电力规划理念引导"源-网-荷-储"灵活性资源发展的协调统一;建立公平的灵活性补偿机制并增加灵活性调节产品来完善电力市场机制,激励灵活性资源发展。
- 四、超前规划外调电,加快外引清洁能源保障。积极挖掘现有外电入豫通道送电能力,加快构建广泛互联的大电网平台,加强城网、农网改造力度,鼓励微电网、智能电网建设,提高电网末端地区的供电能力以及电网安全运行水平。
- 五、开展河南落地内陆核电研究,安全有序发展核能。尽快对河南省核电发展必要性、可行性、安全性做出科学研判,做好国家规划衔接。

	煤电	可再生能源	外调电	灵活性提升	节能改造	政策保障
2025年	• 煤电发展难以做到"急刹车" • 煤电装机增长到7217万千瓦 • 煤电占比降低至55% • 淘汰20万千瓦及以下且设计 寿命期满的纯凝煤电机组 • 严格控制新增燃煤发电机组 • 提升现有大型热电联产机组 供热能力,推进清洁取暖	 非化石能源发电加速发展 坚持集中式和分布式并举 推进沿黄绿色能源廊道建设 拓展农村能源革命试点示范 风光装机车均新增445万千瓦 新能源装机占比提升至37% 生物质装机车均增长50万千瓦 	加快推动陕电送豫直流工程等新增直流建设 银前谋划区外电力送豫工程	全面推进实施火电机组 调峰灵活性改造 有序发展天然气调峰电 站和热电冷多联供 抽水蓄能达52万千瓦 新型储能达220万千瓦 电力需求侧响应能力达 到最高用电负荷的5%	 加大推进现役机组节能升级改造 供电煤耗降低至297gce/kwh 对30万千瓦及以上煤电机组实施综合性提效改造 	・ 煤电淘汰落后 产能支布局政策 ・ 开发布源消纳 ・ 加快构体系 ・ 强化节能降低 用电需求
2030年	• 煤电仍将发挥兜底保障作用 • 煤电装机不变,煤耗达峰 • 淘汰20万千瓦及以下且设计 寿命期满的纯凝煤发电机组 • 严格控制新增燃煤发电机组 • 加强供热低碳转型,发展太 阳能、风能、地热能、热泵 及工业余热等清洁热源	 非化石能源加速替代 生物质年均开工达20万千瓦 若2030年前第四直流投产,风 光装机年均新增450万千瓦, 2030年达7160万千瓦 若第四直流不能投产,则需确 保新能源发电装机年均增加 650万干瓦以上 	 积极推进与金 沙江域"在水槽、水水槽、水水水槽、水水水槽、水水槽、水水槽、水水槽、水水水水水水水水水水	对存量煤电机组大力 实施灵活性改造 适度发展气电作为调 峰电流 抽水蓄能达752万千瓦 新型储能达670万千瓦	持续降低供电煤 耗至295克标煤/ 干瓦时 向低能耗、低排 放的高效机组优 化升级	• 加大灵活高效 燃煤发电技术、 新型格能、现 能开发利用、 CCUS技术、核 能供执等战格 技术的研 应用
2035年	煤电定位由基本负荷向调峰 负荷转变煤电装机不变,发电小时数 开始缓慢下降加大对煤电企业发电量约束	 实现风光储的跨越式发展 风光年均新增485万千瓦,总装机应达到9580万千瓦以上 新能源装机占比提升至53% 	新增第五直流, 受入电量1790 亿千瓦时外调电清洁比 例达100%	抽水蓄能1252万千瓦 新型储能1150万千瓦 电力需求侧响应能力达 到最高用电负荷的7%	• 持续降低供电煤 耗至293克标煤/ 千瓦时	建立存量煤电 有序退出机制 电力系统适应 高比例新能源 并网运行
2060年 展望	煤电有序退出 保留少量具有灵活性的、配备CCUS技术的煤电,大规模燃煤生物质耦合混烧发电	核电将安全有序发展,2060年达2000万千瓦风电光伏装机将达到3.6亿千瓦	• 受入电量3690 亿千瓦时	能源系统灵活 电力需求侧管理变革 满足新能源高比例大规模发展需求	• 发电煤耗不变	智能调度系统完善的调峰辅助服务市场氢能规模使用

图 5 碳达峰碳中和约束下河南省电力行业控煤路线图

河南电力发展现状

1.1 需求现状

1.1.1 河南省用电量保持稳定增长,增速低于全国

2020年,河南全社会用电量达到 3392 亿千瓦时,同比增长 0.8%。"十三五"期间,受产业结构优化调整、省内电解铝行业转移迁出、新冠肺炎疫情等因素影响,全省全社会用电量增速明显放缓,年均增长 3.3%,较全国年均 6.2% 增速低近 3 个百分点。2020年全社会最大负荷 6545 万千瓦。随着第三产业和居民生活用电比重上升,全省用电负荷特性发生明显变化,负荷增速高于电量增速。

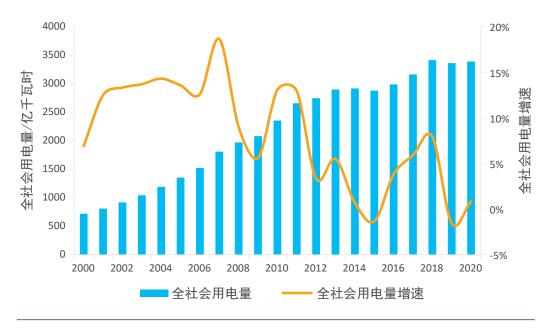


图 1-1 2000-2020 年河南省全社会用电量情况

1.1.2 河南人均用电量在全国处于较低水平,增长空间巨大

2020年,河南人均用电量 3413 干瓦时,仅为全国平均水平 5317 干瓦时的 64%,为广东、江苏水平的 59%、45%,在全国 31个省份中排名第 25 位。从历史发展情况来看,河南人均用电量与全国水平的差距在 2010 年之前逐步缩小,在 2010 年之后逐步拉大,主要是由于在进入新常态后河南产业结构调整力度加大,旧动能持续退出。

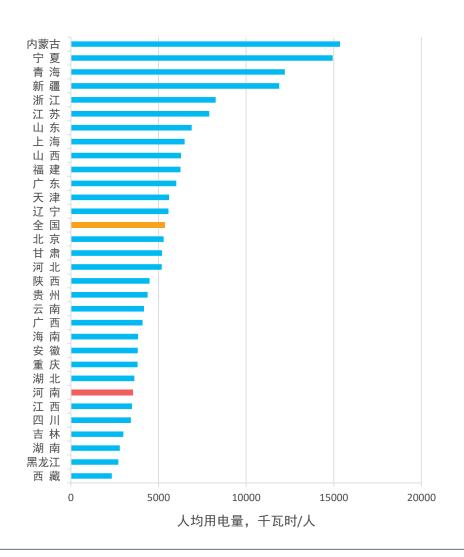


图 1-2 2020 年全国各省人均用电量情况

1.1.3 第二产业用电所占比例缓慢下降,但仍占据重要地位

随着河南省经济结构的不断调整,全省用电结构也随之变化。2000年第一、二、三产业、居民生活用电比例为 9.0:73.5:6.9:10.6,2020年为 1.4:62.5:17.0:19.1。其中第三产业、居民生活用电的比重分别上升了 6.4、8.5 个百分点;第二产业用电量比重所占比例整体呈波浪式缓慢下降趋势,但仍在全省用电量构成中占据着最重要的地位。

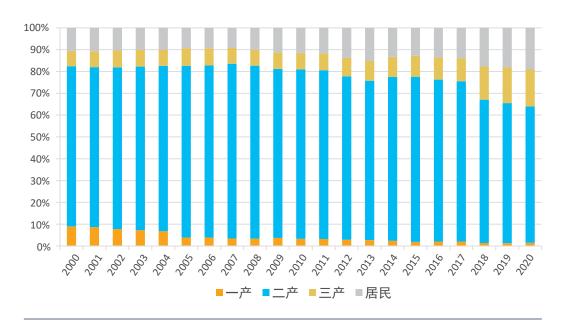


图 1-3 2000-2020 年河南省全社会用电结构调整图

1.1.4 区外调电呈增长趋势,对外依存度高

河南能源资源禀赋决定了仅依靠河南自身难以保障能源供应。从 2005 年起,河南就成为能源净调入省份,2020 年达 600 亿千瓦时,占全社会用电量比重超 17%。2021 年达 715 亿千瓦时,占比超过全省用电量的 1/5。目前,外调电主要来自三峡、灵宝直流、天中直流、青豫直流。

1.2 供给现状

1.2.1 煤电装机、发电量仍占据省内电源主体地位

河南省资源禀赋重煤,长期以来煤电是河南省电力供应的主力电源。随着新能源发电、吸纳区外电量的迅速增长,省内电源总体结构不断优化,煤电装机占比、发电量占比逐年下降,2020年,煤电装机6482万干瓦,占比63.7%,煤电发电量占比68%,但煤电仍保持了省内电源主体地位,30万干瓦以下煤电机组装机占煤电装机比重为10%。

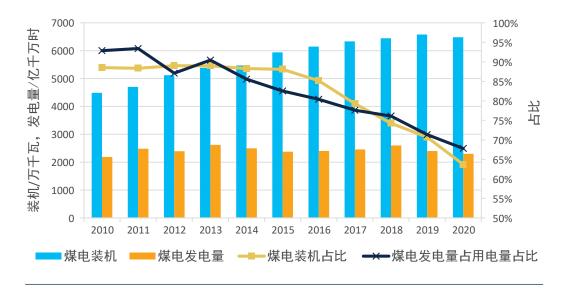


图 1-4 2010-2020 年河南省煤电装机及发电量情况

1.2.2 电力供应加速清洁转型,可再生能源装机占比超过 30%

2020年全省发电总装机 10169万千瓦,水电、燃气、生物质、风电、光伏装机分别占比 4.0%、3.4%、1.5%、14.9%、11.6%。可再生能源发电充分消纳,保持了零弃风、零弃光、零弃水,2020年可再生能源发电量 391亿千瓦时,占全社会用电量比重突破11.5%。从清洁能源装机构成看,河南水电(含抽蓄)装机占比低于全国平均水平 12.8个百分点,核电目前仍无发展,风电、太阳能发电装机规模均低于沿海的山东、江苏省份。

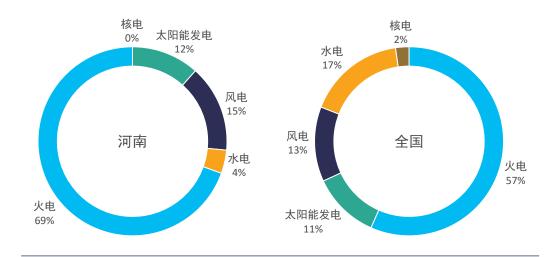


图 1-5 河南与全国电源装机结构对比

1.2.3 清洁高效大型煤电机组占比大幅上升,供电煤耗优于全国

自2014年以来,河南持续开展煤电节能减排升级与改造行动计划,改造后机组煤耗达到同类机组先进水平,且提前两年在全国率先实现在运机组超低排放。2020年煤电机组平均供电标煤耗300克标煤/干瓦时,优于全国平均水平。清洁高效大型煤电机组占比大幅上升,2020年火电机组100万、60万、30万、20万干瓦等级装机占比分别为14%、45%、36%、4%。

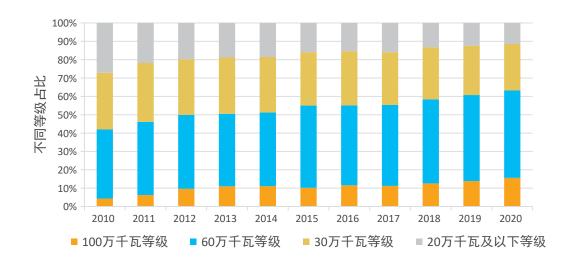


图 1-6 2010-2020 年河南省各等级煤电机组占比情况

1.3 能源消费与碳排放情况

1.3.1 电力、热力生产和供应生产消费工业用煤的一半以上

2010年至2020年间,河南省电力、热力生产和供应行业原煤消费在9000-11000万吨之间波动。其中2011年原煤消费总量最高,为1.1亿吨。自2013年电力行业煤炭消费总量呈总体下降趋势;受省内电解铝产能关停、外迁等因素影响,电力需求增长放缓,

2018年后河南省电力行业煤炭消费总量呈现下降趋势。2020年,电力、热力生产和供应生产消费工业用煤的一半以上。

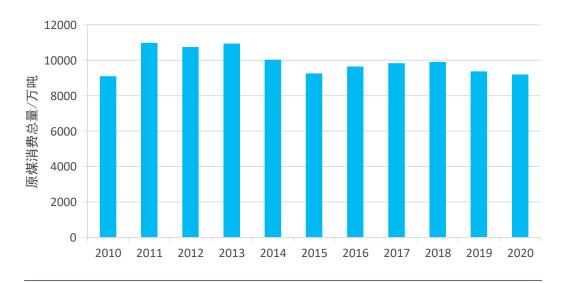


图 1-7 2010-2020 年河南省电力、热力生产和供应行业原煤消费总量

数据来源: 2010-2020 年河南省统计年鉴

1.3.2 碳排放在 1.8-2.2 亿吨间波动

近十年河南省电力行业发电部分二氧化碳排放总量在 1.8-2.2 亿吨间波动。2020 年河南省电力行业发电部分碳排放 1.79 亿吨,其中煤电排放 1.78 亿吨,气电排放 131 万吨。若加上热电联产的供热部分,2020 年河南省电厂供热量 16613 万吉焦,供热二氧化碳排放量 1929 万吨,2020 年河南省电力行业碳排放量 1.99 亿吨。

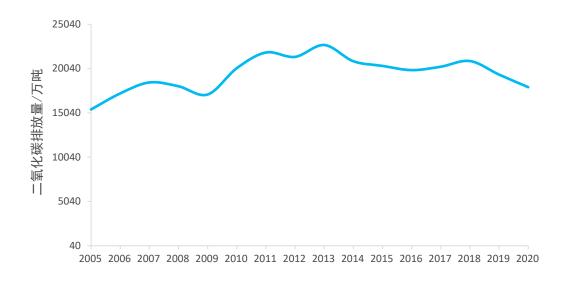


图 1-8 河南省 2005-2020 年电力行业发电部分碳排放

1.4 河南电力行业控煤降碳面临的 形势

- 一、电源供应以煤电为主,结构调整压力大。河南省煤炭占一次能源消费总量比重高出全国平均水平 10 个百分点以上。煤炭在能源消费结构中居主导地位,能效水平与先进地区仍有一定差距,能源资源利用效率偏低,碳排放总量大。受资源禀赋和经济开发条件限制,可再生能源短期内难以发挥电力发展主力军的作用¹。
- 二、电力缺口较大,外调电需求高。河南目前正处于工业化中期向后期转变阶段,"十四五"期间全省电力需求将保持较快增长态势。随着郑州主城区煤电清零、洛阳主城区煤电基本清零,省内都市核心区将呈现电源"空心化"特征,电力保障压力持续增大²。未来新增电力需求将主要依靠引入省外电力来解决,但外调电供应保障不确定因素较多。

¹ 李娴,于开坤,苏东奇:"河南省煤电结构调整及布局优化研究"——《河南能源发展报告(2021)》

² 杨萌,赵文杰:"河南省"十四五"电力供需形势分析与展望"——《河南能源发展报告(2021)》

三、新能源的开发与利用条件一般。河南油气、水、风、太阳能等赋存偏少,全省目前没有核电,大型水电资源基本开发殆尽,气电受气源、气价影响可增空间不足,风光项目在地理条件、粮食安全、产业发展等因素的制约下可开发土地资源较为有限³。

四、能源科技支撑能力薄弱。河南省能源技术、装备创新能力不强,灵活高效燃煤 发电等技术研究亟需突破,新型储能、氢能开发利用、CCUS(碳捕集利用与封存)等 前沿技术和相关产业亟待发展,"源网荷储"一体化、多能互补等新模式新业态对新技 术的要求越来越迫切。

³ 河南省人民政府关于印发河南省"十四五"现代能源体系和碳达峰碳中和规划的通知,2022

河南省电力行业煤炭消费和碳排放预测

为系统开展电力行业达峰研究,本文基于规划院开发的 iCEM 模型构建了以全社会用电需求、政策措施分析、电源结构优化、煤炭消费和二氧化碳排放、经济效益分析为主要内容的研究框架,对不同阶段电力行业发展情景和煤炭消费、碳排放变化趋势进行预测分析。根据河南省总体达峰要求,系统研判电力行业碳排放达峰时间、峰值,确定达峰约束下的煤炭消费目标以及路径,分析经济社会效益,并在此基础上提出煤炭控制的主要措施和配套政策机制。

研究范围包括河南省本地煤电、气电、水电、核电、生物质、风电、光伏发电等各种电源结构,以及热电联产的供热部分,还包括外调电。煤炭消费核算范围包括发电煤耗和供热煤耗,碳排放核算范围包括燃煤、燃气等火电厂(含企业自备电厂)化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放,含供热碳排放、外调电碳排放。

研究的基准年为 2020 年, 时间跨度从 2021 至 2035 年, 展望到 2060 年。

2.1 经济发展对电力行业的需求分析

河南作为我国经济大省、人口大省、新兴工业大省,在碳达峰、碳中和目标指引下, 全省经济社会发展电能替代步伐将进一步加快,终端电气化水平将持续提升,全省电力 需求将保持平稳增长。

2.1.1 电力需求预测综合分析

2030年前,河南省将持续加大产业结构优化升级,推动能源电力清洁低碳发展,尽早实现碳达峰。高耗能行业实施更加严格的节能改造,行业用电将呈现稳中有降态势,新兴行业为代表的新动能将成为拉动用电量增长的主要动力,预计"十四五"期间全省用电量将保持平稳增长,"十五五"之后,全省用电量增速将趋缓。综合经济发展阶段、重点行业发展预测法、趋势预测法、人均用电量等多种预测方法,预计2025、2030、2035年、2060年,河南省全社会用电量将分别达到4406-4696、5100-5582、5600-6612、8308-11226亿于瓦时。

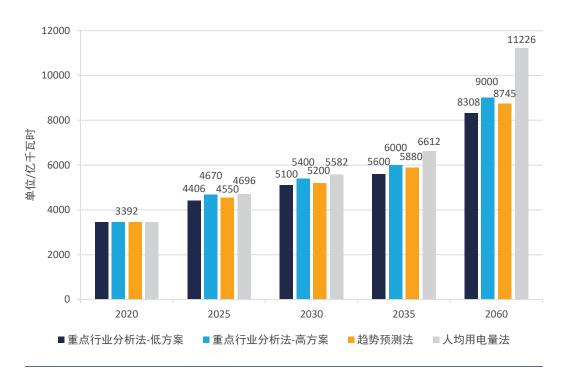


图 2-1 河南省全社会用电量预测图

2.1.2 全社会最大负荷预测

预计到 2025 年,全社会最大负荷将在 9246-9853 万干瓦之间,"十四五"年均增速在 7.2%-8.5% 之间。2025 年后,河南将逐步由工业化后期向后工业化阶段迈进,新兴工业负荷大量涌现,二产负荷占比继续下降,三产和居民用电负荷比重将进一步上升,考虑到分布式发电的普及、需求侧管理的实施和电动汽车及储能技术的大范围应用,预计 2035 年河南省全社会用电负荷将达到 11947-14106 万干瓦,2060 年将达到 15673-21180 万干瓦。

2.2 情景设定电力供应与控煤措施情景设定

选取中间值 2025、2030、2035 年全社会用电量(重点行业分析法 - 高方案)作为不同情景的需求,考虑控煤降碳措施力度不同,依次设置常规、控煤、强化三个情景。常规情景按现有规划发展的情景,不考虑核电的情景。控煤情景以落实国家碳达峰刚性目标为导向,基本实现碳中和,燃气、生物质发展、风光更快的发展,供电煤耗有小幅下降。强化情景是争取的更高追求,提前实现碳达峰、碳中和情景。

表 2-1 情景设置

情景设置	常规情景	控煤情景	强化情景	
情景描述	按现有规划发展的情景,不考虑核电的情景,供电煤耗不变	以落实国家碳达峰刚 性目标为导向,基本实 现碳中和	提出推动低碳转型工 作要争取的更高追求, 提前实现碳达峰、碳中 和情景	
电力需求	中需求	中需求	中需求	
	风光按规划速度发展 (常规发展)	风光加快发展	风光超常规发展	
电源结构	煤电峰值维持到 2035 年后开始下降, 2060 年保留 2000 万千瓦 的煤电,并全部安装 CCUS	煤电峰值维持到 2030 年后开始下降,考虑机 组寿命,2060 年保留 还有能力运行的煤电 (1000 万千瓦),并 全部安装 CCUS	煤电 2025 年后,旧机组正常退役,2060 年保留少量煤电(200万千瓦,仅供热),并全部安装 CCUS	
	燃气发电、生物质发电 装机,2060 年气电全 部加装 CCUS	燃气发电、生物质发电: 气电全部;	装机发展更快,2060 年 加装 CCUS	
	无核电	2040 年后新增核电	2035 年后新增核电	
		水电(含抽蓄)一致		
储能	"十四五"参考河南省能	 能源规划,之后按新增风光	装机的 20% 计	

情景设置		常规情景	控煤情景	强化情景	
	需求响应	每个五年增加 1 个百分点 2060 年需求响应能力达	烹,2035 年需求响应能力) 到最大负荷的 12%	达到最大负荷的 7%,	
	新增直流 时间	"十四五"、 "十五五""十六五" 新增第三直流、第四直 流、第五直流	同常规情景	早于常规 1-2 年	
七	清洁比例	50%、100%、100%	50%、100%、100%	50%、100%、100%	
供电煤耗		到 2025 年、2030 年、 2035 年,供电标准煤 耗为 297、297、297 克 / 千瓦时	到 2025 年、2030 年、 2035 年,供电标准煤 耗为 297、295、293 克 / 千瓦时	比控煤情景下降快, 到 2025年、2030年、 2035年,供电标准煤 耗分别为 297、294、 291克/千瓦时	
热电联产供热低碳 转型		按现有趋势发展	采用更多工业余热,减 少热电联产的能耗	采用更多低碳、零碳 热源	

常规情景。2025年、2030年和2035年,河南省电力需求分别达到4670、5527、6242亿干瓦时,新增第三直流、第四直流、第五直流,2035年受入电量分别达到1790亿干瓦时。预计到2030年,风电和光伏发电装机总容量将达到6686万干瓦。煤电装机将在2025年左右达到峰值的7217万干瓦,并一直保持到2035年。2030年,可再生能源发电量占本地发电量的比例为30%。

控煤情景。电力需求、外调电能力与常规情景相同。预计到 2030 年,风电和光伏 发电装机总容量将达到 7160 万千瓦,煤电装机为 7217 万千瓦。煤电装机将在 2025 年 左右达到峰值,2030 年后开始缓慢下降。2030 年,可再生能源发电量占本地发电量的比例为 31%。

强化情景。电力需求与控煤情景相同,外调电新增直流时间早于其他情景 1-2 年。 煤电装机在 2025 年达峰后旧机组按正常退役年限退役。预计到 2030 年,风电和光伏发 电装机总容量将达到 7420 万千瓦,可再生能源发电量占本地发电量的比例为 33%。

表 2-2 各类电源装机容量预测

单位: 万千瓦

年份	煤电	气电	常规 水电	生物质	风电	光伏
2015	5958	156	267	50	91	41
2020	6482	344	283	150	1518	1175
2025	7217	384	283	400	2533	2180
2030	7217	524	283	510	3503	3182
2035	7217	600	283	510	4597	4399
2025	7217	400	283	400	2633	2280
2030	7217	544	283	510	3701	3459
2035	6954	600	283	510	4786	4797
2025	7217	400	283	400	2772	2446
2030	6957	544	283	510	3776	3643
2035	6270	600	283	510	4915	5313
	2015 2020 2025 2030 2035 2025 2030 2035 2025 2030	2015 5958 2020 6482 2025 7217 2030 7217 2035 7217 2035 7217 2030 7217 2035 6954 2025 7217 2030 6957	2015 5958 156 2020 6482 344 2025 7217 384 2030 7217 524 2035 7217 600 2025 7217 400 2030 7217 544 2035 6954 600 2025 7217 400 2030 6957 544	年份 深电 飞电 水电 2015 5958 156 267 2020 6482 344 283 2025 7217 384 283 2030 7217 524 283 2035 7217 600 283 2025 7217 400 283 2030 7217 544 283 2035 6954 600 283 2025 7217 400 283 2025 7217 400 283 2030 6957 544 283	年份 保电 飞电 水电 生物质 2015 5958 156 267 50 2020 6482 344 283 150 2025 7217 384 283 400 2030 7217 524 283 510 2035 7217 600 283 510 2025 7217 400 283 400 2030 7217 544 283 510 2025 7217 400 283 510 2025 7217 400 283 510 2025 7217 400 283 510 2030 6957 544 283 510	年份 保电 七电 水电 生物质 风电 2015 5958 156 267 50 91 2020 6482 344 283 150 1518 2025 7217 384 283 400 2533 2030 7217 524 283 510 3503 2035 7217 600 283 510 4597 2025 7217 400 283 400 2633 2030 7217 544 283 510 3701 2035 6954 600 283 510 4786 2025 7217 400 283 400 2772 2030 6957 544 283 510 3776

参考国家能源局发布的各省电力系统参考备用率 ⁴,综合考虑需求侧响应、储能等,验证得到各类型电源的理论出力水平大于等于全社会最大用电负荷。以上规划满足电力、电量平衡。

⁴ 国家能源局关于发布 2023 年煤电规划建设风险预警的通知, http://www.nea.gov.cn/2020-02/26/c_138820419.htm

2.3 未来十五年电力行业煤炭消费量与碳排放预测

2.3.1 煤炭消费量预测

煤炭消费预测考虑到技术进步和发电机组上大压小等措施。综合考虑发电燃料消费和供热煤耗情况,预计到"十四五""十五五""十六五"末,煤炭消费量约为8538-8895万吨标煤、8468-9295万吨标煤、8103-9262万吨标煤。

常规情景下,电力行业煤炭消费量较高,发电煤耗持续增长到 2030 年,2030 年之后开始下降。预计到 2030 年,电力行业发电煤炭消费量为 8434 万吨标煤。供热煤耗呈增长趋势,2030 年达到 862、905 万吨标煤。常规情景下,发电煤炭消费量 2030 年达峰,加上供热煤耗之后预计于 2031 年达峰,峰值 9302 万吨标煤,比 2020 年增加 1881 万吨标煤,达峰前后平台期较长。

控煤情景下,电力行业发电煤炭消费量在 2025 年后缓慢增长, 2029 年以后电力行业煤炭消费量开始缓慢下降。预计到 2030 年,电力行业发电煤炭消费量为 8192 万吨标煤,电力行业供热煤炭消费量为 819 万吨标煤。控煤情景下,发电煤炭消费量 2029年达峰,加上供热煤耗之后达峰年不变,峰值 9013 万吨标煤,比 2020 年增加 1592 万吨标煤,达峰后有 5-6 年的平台期。

强化情景下,电力行业发电煤炭消费量增长到 2026 年,从 2026 年以后开始快速下降。2030 年电力行业发电煤炭消费量为 7779 万吨标煤,供热煤炭消费量 689 万吨标煤。强化情景下,发电煤炭消费量 2026 年达峰,加上供热煤耗之后晚 1 年达峰,峰值 8569 万吨标煤,比 2020 年增加 1148 万吨标煤。

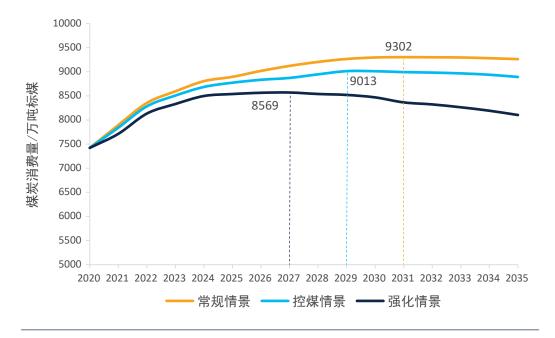


图 2-2 不同情景下煤炭消费量预测

2.3.2 分措施控煤分析

将控煤情景、强化情景与常规情景相比,得到不同情景下各措施的控煤贡献。控煤情景相较常规情景在 2021-2035 年累计控煤 2.5%。提高太阳能装机、提高风电装机、供热低碳转型、煤电节能改造、生物质装机、气电等措施分别贡献约 28%、27%、19%、18%、7%、1%。强化情景下各项措施力度增大,2021-2035 年累计控煤 7.2%,其中供热低碳转型、提高外调电能力贡献较大,分别达到 30%、25%,风电和太阳能发电量增长贡献占比达到 34%,采用更多低碳、零碳热源,提高外调电比例、大力发展以风电和太阳能为主的清洁能源,加大煤电节能改造是有效的控煤措施。

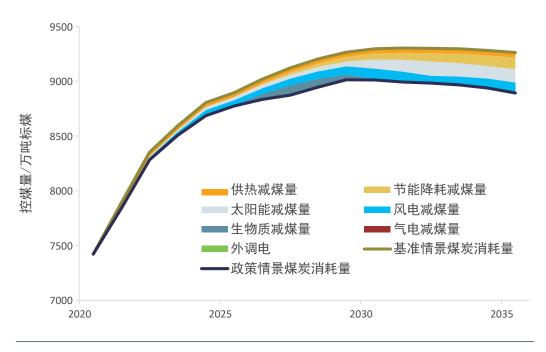


图 2-3 控煤情景较常规情景的控煤量

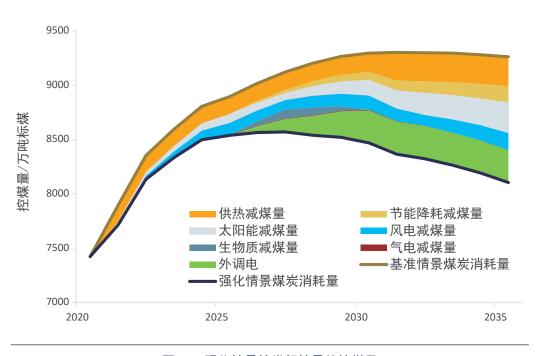


图 2-4 强化情景较常规情景的控煤量

2.3.3 碳排放预测

根据化石能源消费量,参照煤、天然气的碳排放因子,测算得到不同情景下的二氧化碳排放量,常规情景将在 2033 年左右达峰,控煤情景将在 2030 年达峰、强化情景将在 2027 年达峰。若加上外调电碳排放,新增直流的清洁电力比例对于全省电力碳排放达峰年至关重要,课题组分别对三条新增直流的比例做了情景分析,结果显示只有四五直流接近 100% 的清洁比例,才能使碳排放在 2030 年左右达峰。

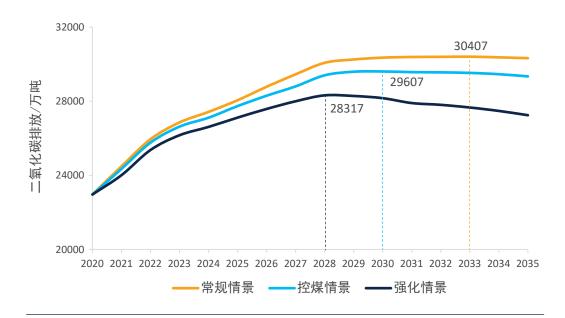


图 2-5 不同情景下含外调电的河南省电力碳排放预测

2.3.4 不同需求对煤炭消费和碳排放影响

在控煤情景中,非化石能源装机、气电装机、发电煤耗、外调电不变的假设下,采用趋势预测法预测的用电量(低用电量情景),即在2025、2030、2035年分别减少120、200、120亿千瓦时,煤电利用小时数将进一步减少。以2030年为例,用电量减少4.1%,煤炭消费量将削减7.4%,煤炭消费达峰年将提前4年,峰值将降低599万吨标煤。碳排放达峰时间将提前5年左右,峰值降低0.17亿吨。可见,需求侧节能增效对于河南省电力行业顺利实现双碳目标至关重要。

若采用人均用电量法预测的用电量(高电气化情景),即在 2025、2030、2035 年分别增加 26、55、371 亿千瓦时,煤电利用小时数将进一步增加。以 2030 年为例,用电量增加 1%,煤炭消费量将增加 1.8%,煤炭消费达峰年将推迟 7 年,峰值将上升 969 万吨标煤。碳排放将增加 1.8%,碳排放达峰时间将推迟 6 年左右,峰值增高 0.26 亿吨。

可见,电气化程度对煤炭消费、碳排放达峰时间的影响敏感。高电气化情景下,要进一步加快风光等可再生能源的发展。

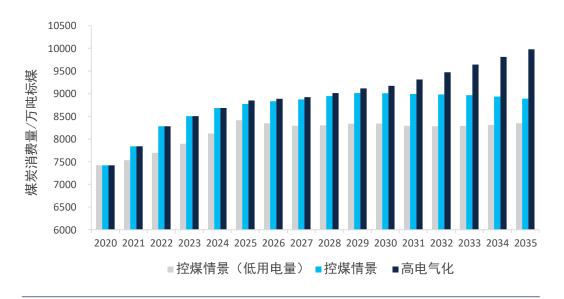


图 2-6 需求侧节能增效对煤炭消费量的影响

2.4 碳中和展望

常规情景为无核电情景,考虑国际局势和地缘政治因素,以及能源安全保障形势变化,2060年河南省煤电装机仍保留 2000万千瓦;风光总装机 3.5亿千瓦,非化石能源发电占比达到 71%,河南省电力行业煤炭消费量将削减至 6270万吨标煤,碳排放(含外调电)将削减至 1.7亿吨左右,但仍然处于高位,若想达到碳中和,一是要大力发展光伏发电等其他新能源发电,2060年光伏发电由原来的 2.7亿千瓦,至少要增加到 4.4亿千瓦,才能使得碳排放小于 4000万吨,这些碳排放全部由 CCUS 抵消,同时需加大力度发展CCUS/BECCS。二是要加大力度引进清洁外调电,若光伏发电不变,仍为 2.7亿千瓦,到 2060年至少要增加 1600kwh 的外调电电量才能使得碳排放小于 4000万吨,即至少在 2060年前再新增 4条直流,2035-2060年共需引进 8条外调电。

控煤情景下,2060年河南省煤电装机保留1000万千瓦,占总装机的3%;风光总装机3.6亿千瓦,核电于2040年后开始装机,2050年达到2000万千瓦,非化石能源

发电占比达到 96%, 10% 的热电联产供热量采用太阳能、风能、地热能、热泵及工业余 热等清洁热源,河南省电力行业煤炭消费量将削减至 1420 万吨标煤,碳排放将削减至 3985 万吨左右,较峰值排放累计削减 84%。若想达到碳中和,2060 年煤电、气电需全部安装 CCUS,并且要增加 BECCS。

强化情景下,2060年河南省煤电装机少量保留,约200万千瓦,仅用来供热和安全性保障,占总装机不到1%;风光总装机3.7亿千瓦,核电于2035年后开始装机,2045年达到2000万千瓦,2060年非化石能源发电占比达到98%,慢慢将热源向新能源倾斜,则河南省电力行业煤炭消费量将削减至200万吨标煤,碳排放将削减至739万吨左右,较峰值排放累计削减97%,基本满足碳中和要求,煤电、气电全部安装CCUS后可达到行业零碳。供热需求在接近2060年时,一是通过提高供热效率,二是额外增加太阳能、风能、地热能、热泵及工业余热等清洁热源等来满足,三是可由电来满足。

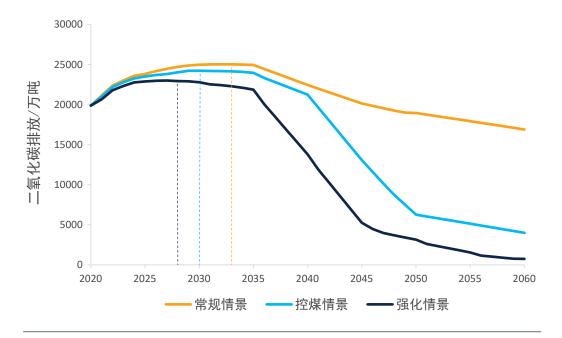


图 2-7 不同情景下的含外调电的河南省电力行业碳中和预判

2.5 不确定性分析

由于未来政策、技术发展的不确定性和数据的可获得性等原因,该文的研究在情景设置、系数选取、成本范围等方面仍存在一些局限性,需要在未来的研究中进一步加强。

首先,报告以外调电作为假设条件,优先使用外调电,外调电的容量、电量、清洁程度对结果影响较大。

其次,天然气电站在调峰中将发挥重要作用,但河南气电 98% 靠省外调入,对外依存度极高,未来气电的发展不确定性较大。

最后,风电光伏发电效率、用电需求、供热需求预测等参数系数因未来可能的技术突破、经济社会发展存在一定的不确定性。

河南省电力行业控煤成本效益综合分析

3.1 控煤降碳措施投资成本

电力行业投资成本包括电源结构优化、系统调峰灵活性提升、节能改造、电网升级改造等。其中,电源结构优化投资包含风电、光伏发电、生物质发电、气电的投资成本;系统灵活性提升包含热电联产机组灵活性改造、新型储能、抽水蓄能等配套设施建设投资;节能措施主要为现役机组节能升级改造的投资;电网升级改造投资包含了特高压、智能电网等新建电网投资及接网投资成本等。不包含运行成本、燃料成本、变动成本等。

3.1.1 总成本

常规、控煤、强化情景下,2021-2035年河南省电力行业控煤降碳措施投资成本分别为7133亿元、7650亿元、8147亿元,年均成本为476亿元/年、510亿元/年、543亿元/年。

展望至 2060 年,常规、控煤、强化 2021-2060 年总成本分别为 18153 亿元、20353 亿元、20538 亿元。若想通过大力发展风光 + 发展 CCUS 实现碳中和,则常规情景总成本为 20423 亿元,高于控煤情景总成本,低于强化情景总成本。

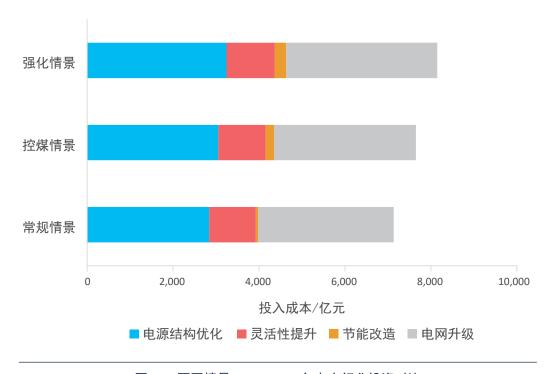


图 3-1 不同情景 2021-2035 年电力行业投资对比

3.1.2 分措施成本

控煤情景下,电力行业 2030 年前投资为 5467 亿元。其中,电网升级改造投资为 2601 亿元;气电、生物质发电、风电、光伏发电等累计新增装机投资 2127 亿元;系统 灵活性提升和节能改造措施的投资为 719 亿元。分措施看,电网升级是投资最高的一级 措施,占比 47%,其次为电源结构调整,占比 39%,灵活性提升 12%;二级措施中,投资最高的措施为风电,占总投资的 26%,其次为太阳能(除电网升级),分别占比 10%。

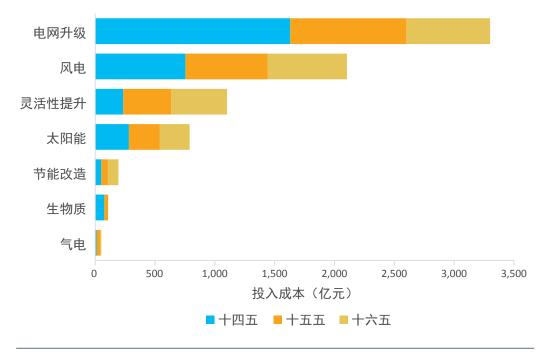


图 3-2 控煤情景电力行业分措施投资占比

3.2 大气污染物协同减排

3.2.1 强化情景污染物协同减排量比控煤情景高 16%,控煤情景比常规情景高 6%

控煤情景下, SO_2 、 NO_x 、PM 的协同减排量分别比常规情景平均每年多减排 1222、1356、245 吨;强化情景下 SO_2 、 NO_x 、PM 的协同减排量分别比常规情景平均每年多减排 3594、4010、719 吨。强化情景污染物协同减排量最高,比常规情景高 16%,控煤情景比常规情景高 6%。

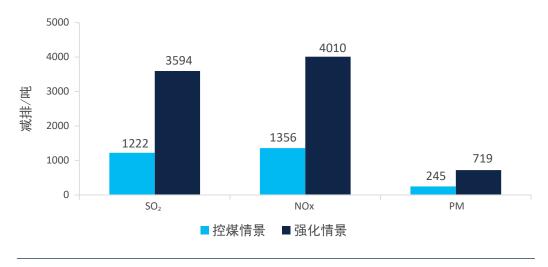


图 3-3 不同情景电力行业控煤年均协同减排效应

3.2.2 新增风电、太阳能发电协同减排贡献约 1/3,外调电减排 贡献 1/4,供热低碳转型贡献近 1/3

以强化情景为例,得到各项措施相对于常规情景的 SO_2 、 NO_x 、PM 协同减排量,其中新增风电、太阳能发电协同减排最高,其次为供热低碳转型、外调电协同减排。总的来说,前端的结构调整的协同减排量高于末端污染治理措施的协同减排量。新增风光发电、供热低碳、外调电、节能改造、生物质、气电协同减排贡献分别占比 34.4%、30.2%、24.7%、8.3%、2.4%、0.1% 左右。

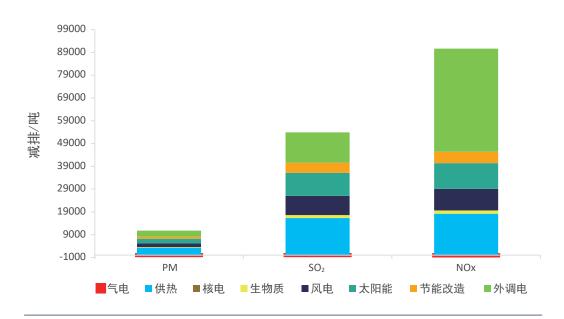


图 3-4 强化情景电力行业控煤分措施协同减排效应

3.3 社会经济影响分析

研究基于可计算一般均衡模型 (Computable General Equilibrium Model, CGE)构建了 iCEM模型的社会经济影响模块,该模块采用国家统计局发布的 2017 年中国投入产出表中的 149 个部门相互关系构建数据库。

电力行业煤控行动通过对非化石能源发电、系统灵活性提升设施建设或改造、节能 改造的投资将带动电池、锂材料、硅材料、风能原动设备、水轮机、资源回收再利用、建筑施工、节能服务等发电技术设备及其上下游产业的发展。其次,电源结构调整和技术进步的将对燃料结构(煤耗、天然气资源用量)产生影响,最直接的影响体现在对煤炭行业的需求下降。根据模拟结果,控煤降碳措施对经济的带动作用大于其负面影响,常规、控煤、强化情景年均带动 GDP 260、378、364 亿元,就业 16、23、22 万人,控煤情景下带来的 GDP、就业增长率高于其他两种情景。



河南省电力行业控煤目标及路径

4.1 推荐路径及目标

常规情景下煤电退出速度较慢,且不考虑增加核电。面对河南省人口、农业大省以及电力安全保障的形势,以及内陆核电的安全和邻避效应,结合电力行业的基础行业特征,可以晚达峰,若更多的考虑能源保障且不考虑增加核电的情况下,可选择常规情景,但此情景下光伏发电在 2035 年后需要超常规发展或加倍引进外调电,同时大力发展CCUS/BECCS 才可基本实现碳中和。

强化情景更多的考虑碳达峰、碳中和提前实现,未来减排压力相对较小,若河南省表示雄心,可采用此情景。但此情景面临措施力度大、成本代价大的问题,特别是在近中期电力行业面临全社会电气化进程加快、火电节能空间收窄、新能源高速发展过程中要求的配套措施如储能规模限制等一系列问题,对煤炭行业的影响较大,在"十五五"初期实现碳排放达峰挑战较大。

结合河南省人口、工业大省的现实情况,以及未来经济持续稳中向好发展情况,煤电退出节奏需要统筹考虑能源安全保障形势变化。在"双碳"目标可实现约束下,控煤情景在三种情景中 2021-2035 年成本适中,但带来的年均 GDP、就业带动最大,展望至 2060 年看,控煤情景 2021-2060 年总成本在三种情景中最低,兼顾了碳达峰碳中和、控煤和措施可行性、经济性,统筹考虑河南立足新发展阶段、贯彻新发展理念、构建新发展格局总体要求和 2030 年非化石能源占能源消费比重承诺,在双碳背景约束下,对比三种情景各项指标,本研究推荐路径为控煤情景下的路径。

表 4-1 三种情景的各项指标对比

指标	常规情景	控煤情景	强化情景	
煤电 装机	2025 年煤电峰值 7217 万千瓦,维持到 2035 年 后开始下降,2060 年保留 2000 万千瓦的煤电,并全 部安装 CCUS	煤电峰值维持到 2030 年后 开始下降, 考虑机组寿命, 2060 年保留还有能力运行 的煤电(1000 万千瓦), 并全部安装 CCUS	2025 年后煤电旧机组正常 退役,2060 年保留少量煤 电(200万千瓦,仅供热), 并全部安装 CCUS	
风光 装机	到 2030 年,风光总装机 达 6686 万千瓦	2030 年,风电、光伏总装 机达 7160 万千瓦	到 2030 年,风光总装机 达 7420 万千瓦	
核电	无	2040 年后新增核电	2035 年后新增核电	

指标	常规情景	控煤情景	强化情景		
外调电	"十四五"、"十五五""十六五"新增第三直流、第四直流、第五直流,清洁比例 分别为 50%、100%、100%				
	2030 年吸纳区外电能力达 3120 万千瓦	2030 年吸纳区外电能力达 3120 万千瓦	2030 年吸纳区外电能力达 3200 万千瓦		
供电 煤耗	2025年、2030年、2035年, 供电标准煤耗 297、297、 297 g/kwh	2025年、2030年、2035年, 供电标准煤耗为 297、 295、293 g/kwh	2025年、2030年、2035年, 供电标准煤耗 297、294、 291 g/kwh		
碳排放	本地发电碳排放在 2031 年达峰,加上供热,将于 2033 年达峰,峰值 2.50 亿吨。若考虑外调电碳排 放,则总碳排放将于 2033 达峰	本地发电碳排放将在 2029 年达峰,加上供热碳排放, 将于 2030 年达峰,峰值 2.42 亿吨。考虑外调电的 总碳排放将于 2030 达峰	本地发电碳排放将在 2026 年达峰,加上供热碳排放, 将于 2027 年达峰,峰值 2.30 亿吨。考虑外调电的 总碳排放将于 2028 达峰		
煤耗	发电煤耗 2030 年达峰,加上供热煤耗后 2031 年达峰,峰值 9302 万吨标煤	发电煤耗 2029 年达峰,加上供热后达峰年不变,峰值 9015 万吨标煤,达峰后平台期长	发电煤耗 2026 年达峰,加上供热煤耗之后 2027 年达峰,峰值 8569 万吨 标煤		
协同减排		SO ₂ 减排 122 吨 / 年 NO _x 减排 1356 吨 / 年 PM 减排 245 吨 / 年	SO ₂ 减排 3594 吨 / 年 NO _x 减排 4010 吨 / 年 PM 减排 719 吨 / 年		
控煤降碳投资	7133 亿元(2021-2035 年); 18153 亿元(2021- 2060 年), 若发展风光实 现碳中和, 总成本 20423 亿元	7650 亿元(2021-2035 年); 20353 亿元(2021- 2060 年)	8147 亿元(2021-2035 年); 20538 亿元(2021- 2060 年)		
社会经济影响	带动 GDP 260 亿元 / 年; 促进就业 16 万人 / 年	带动 GDP 378 亿元 / 年; 促进就业 23 万人 / 年	带动 GDP364 亿元 / 年; 促进就业 22 万人 / 年		

按控煤情景的路径,电力行业煤炭消费量在 2023 年后变缓慢增长,发电煤耗 2029 年(8207 万吨标煤)以后电力行业煤炭消费量开始下降,"十五五""十六五"变化不大,处于平台期。供热煤耗一直缓慢增长,总的煤耗将于 2029 年达峰(比全国晚一年⁵),峰值 9012 万吨标煤。发电碳排放将于 2029 年达峰,加上供热之后碳排放将于 2030 年达峰(与全国同年),峰值 2.42 亿吨。若加上外调电,峰值年不变,峰值 2.96 亿吨,其中外调电 0.54 亿吨。

^{5 《}碳达峰碳中和目标约束下重点行业的煤炭消费总量控制路线图研究》(中国环境规划院,2021)



图 4-1 碳达峰碳中和约束下河南省电力行业煤炭消费情况

表 4-2 碳达峰碳中和约束下河南省电力行业控煤目标

指标	单位	2020年	2025 年	2030 年	2035 年	2060年
煤电装机	万千瓦	6482	7217	7217	6954	1000
煤炭消费 总量	万吨标煤	7421	8773	9010	8892	1420
本地碳 排放	亿吨	1.99	2.35	2.42	2.40	0.40
含外调电 的碳排放	亿吨	2.30	2.77	2.96	2.93	0.46

4.2 路径及关键措施

总体趋势:综合判断,河南电力行业煤控路径可考虑按"十四五"有一定增长、"十五五""十六五"达峰并维持平台期,2035年后快速下降三个阶段进行规划,2060年煤电转为重要战略储备。

4.2.1 "十四五"阶段(2021-2025年)

加速推进落后机组淘汰,淘汰 20 万千瓦及以下且设计寿命期满的纯凝煤电机组 248 万千瓦。推进许昌、平顶山等城区煤电机组等容量置换、退城进郊,实现清洁高效煤电机组替代老旧落后煤电机组 300 万干瓦以上。关停淘汰和服役到期的合法合规机组原则上实施"关而不拆",优先纳入应急备用电源。加大推进现役机组节能升级改造,供电煤耗降低至 297 克标煤/千瓦时。 统筹考虑煤电节能降耗改造、供热改造和灵活性改造制造,实现"三改"联动,优先对城市或工业园区周边具备改造条件且运行未满 15 年的在役纯凝发电机组实施采暖供热改造。

非化石能源发电加速发展,坚持集中式和分布式并举,大力发展风能、太阳能、生物质能、地热等新能源和可再生能源,在豫东南地区布局 400 万千瓦高效清洁支撑电源,推进沿黄绿色能源廊道建设,拓展农村能源革命试点示范,"十四五"风光装机年均新增量要达到 445 万千瓦,风光装机占比提升至 37%,占总发电量的 18%;生物质装机加速发展,"十四五"年均增长 50 万千瓦。加快抽水蓄能电站建设,推动新型储能规模化发展。全面推进实施火电机组调峰灵活性改造,有序发展天然气调峰电站和热电冷多联供。

加快推动陕电送豫直流工程等新增直流建设,提前谋划区外电力送豫工程。加快推进陕电入豫工程建设,其中可再生能源电量比例不低于50%。同时加快构建广泛互联的大电网平台,加快特高压交流电网建设。在加大电网建设力度的基础上,重点在平顶山、南阳、商丘等豫南及豫中东地区布局一批电网末端支撑电源项目。

4.2.2 "十五五"阶段(2026-2030年)

"十五五"阶段,煤电仍将发挥兜底保障作用,煤电装机保持不变,**持续降低供电 煤耗**至 295 克标煤 / 干瓦时,向低能耗、低排放的高效机组优化升级。2030 年前对存量 煤电机组大力实施灵活性改造。适度发展气电作为调峰电源。

⁶ 全国煤电机组改造升级实施方案

非化石能源加速替代,"十五五"生物质年均开工要达到 20 万千瓦,风光装机年均新增 450 万千瓦,新能源装机占比提升至 45%。若 2030 年前第四直流不能投产,则需确保省内新能源发电装机年均增加 650 万干瓦以上。2030 年抽水蓄能达到 752 万千瓦,新型储能达到 671 万干瓦。加大灵活高效燃煤发电技术、新型储能、氢能开发利用、CCUS 技术等战略技术的研发和应用。开展内陆核电项目前期研究。在条件适宜地方启动核能供热小堆示范项目研究。

积极推进与金沙江和雅砻江流域"风光水储一体化"清洁能源基地的对接,"十五五"期间建成投产入豫第四直流。扩大外电入豫规模,其中可再生能源电量比例达到100%。此外,把供热低碳转型纳入构建以新能源为主体的新型能源系统统筹考虑,采用更多低碳、零碳热源,随着电力系统中零碳电力占比的提升,不断提高电热泵供热市场份额,从而减少供热系统碳排放。

4.2.3 "十六五"阶段(2031-2035年)

"十六五"阶段,煤电定位由基本负荷为主向调峰负荷为主转变、实现风光储的跨越式发展,并为"十六五"之后新能源大规模替代存量传统能源、完成新型电力系统构建打下良好的基础。与国家电力行业发展路径不同,该阶段河南省为了保障电力安全和保障用电需求,煤电装机仍保持不变,煤电发电小时数开始缓慢下降。2035年开始应加大对现有煤电企业发电量约束,同时建立存量煤电有序退出机制。向低能耗、低排放的高效机组优化升级。

实现风光储的跨越式发展,"十六五"期间风光年均新增 485 万千瓦,到 2035 年 风光总装机应达到 9580 万千瓦以上,**新能源装机占比提升至** 53%。2035 年抽水蓄能 达到 1252 万千瓦,新型储能达到 1156 万千瓦。积极推动扩大外电入豫规模,新增第五 直流,受入电量 1790 亿千瓦时,外调电清洁比例达到 100%。推动电力系统适应高比例 新能源并网运行。

4.2.4 2060 年碳中和目标展望

2035年开始,随着技术经济竞争力提升,大力发展 CCUS/BECCS。煤电将有序退出,更多承担系统调节和高峰电力平衡作用,但基于系统安全可靠要求,仍将保留 1000万千瓦具有灵活性的、配备 CCUS 技术的煤电。在此期间,随着用电需求的增长,河南可开始部署核电,核电将安全有序发展,2060年达 2000万千瓦,风电光伏装机将达到 3.6亿千瓦,受入电量 3690亿千瓦时。

	煤电	可再生能源	外调电	灵活性提升	节能改造	政策保障
2025年	• 煤电发展难以做到"急刹车" • 煤电装机增长到7217万千瓦 • 煤电占比降低至55% • 淘汰20万千瓦及以下且设计 寿命期满的纯凝煤电机组 • 严格控制新增燃煤发电机组 • 提升现有大型热电联产机组 供热能力,推进清洁取暖	 非化石能源发电加速发展 坚持集中式和分布式并举 推进沿黄绿色能源廊道建设 拓展农村能源革命试点示范 风光装机车均新增445万千瓦 新能源装机占比提升至37% 生物质装机车均增长50万千瓦 	加快推动陕电送豫直流工程等新增直流建设 提前谋划区外电力送豫工程	全面推进实施火电机组 调峰灵活性改造 有序发展天然气调峰电 站和热电冷多联供 抽水蓄能达352万千瓦 新型储能达220万千瓦 电力需求侧响应能力达 到最高用电负荷的5%	加大推进现役机组节能升级改造 供电煤耗降低至297gce/kwh 对30万千瓦及以上煤电机组实施综合性提效改造	• 煤电淘汰落居 产用发表, 于开发能力。 于发能,有所以的 • 新快构体系 • 加快构体系 • 加大业化节能 用电需求
2030年	• 煤电仍将发挥兜底保障作用 • 煤电装机不变,煤耗达峰 • 淘汰20万千瓦及以下且设计 寿命期满的纯凝煤电机组 • 严格控制新增燃煤发电机组 • 加强供热低碳转型,发展太 阳能、风能、地热能、热泵 及工业余热等清洁热源	 非化石能源加速替代 生物质年均开工达20万千瓦 若2030年前第四直流投产,风光装机年均新增450万千瓦,2030年达7160万千瓦 若第四直流不能投产,则需确保新能源发电装机年均增加650万干瓦以上 	积极推进与金独板推进与金流域"体化"地域"体化"地方对接。建成投资建成投资	• 对存量煤电机组大力 实施灵活性改造 • 适度发展气电作为调 峰电源 • 抽水蓄能达752万千瓦 • 新型储能达670万千瓦	持续降低供电煤 耗至295克标煤/ 干瓦时 向低能耗、低排 放的高效机组优 化升级	• 加大灵活高效 燃煤发电技大 新型储长、 新型储制用、 CCUS技等战局 技术的 技术的
2035年	煤电定位由基本负荷向调峰 负荷转变煤电装机不变,发电小时数 开始缓慢下降加大对煤电企业发电量约束	• 实现风光储的跨越式发展 • 风光年均新增485万千瓦,总 装机应达到9580万千瓦以上 • 新能源装机占比提升至53%	新增第五直流, 受入电量1790 亿千瓦时外调电清洁比 例达100%	抽水蓄能1252万千瓦新型储能1150万千瓦电力需求侧响应能力达到最高用电负荷的7%	• 持续降低供电煤 耗至293克标煤/ 千瓦时	建立存量煤电 有序退出机制 电力系统适应 高比例新能源 并网运行
2060年 展望	煤电有序退出保留少量具有灵活性的、配备CCUS技术的煤电,大规模燃煤生物质耦合混烧发电	核电将安全有序发展,2060年达2000万千瓦风电光伏装机将达到3.6亿千瓦	• 受入电量3690 亿千瓦时	能源系统灵活电力需求例管理变革满足新能源高比例大规模发展需求	• 发电煤耗不变	智能调度系统完善的调峰辅助服务市场氢能规模使用

图 4-2 碳达峰碳中和约束下河南省电力行业控煤路线图

政策建议

河南省层面

5.1 科学利用煤电的调节和支撑作用,完善煤电退出和调峰的市场机制

河南省产业结构偏重、能源结构偏煤问题较为突出,压控煤炭消费、降低碳排放需要供给侧,需求侧协同发力。一是建议在区域和行业二氧化碳排放总量有序控制基础上,统筹区域煤电发展和能源保供,提高电力平衡支撑能力,推进煤电布局优化。二是加大60万千瓦级以上超临界、超超临界供热改造的力度。合理配置调峰机组,确保高参数机组高效运行,并配套实施激励政策。三是建立完善电力容量市场、辅助服务市场等电力市场机制,建立煤电容量回收机制,对承担调峰任务的煤电机组、非供暖季停发的背压机组给予合理补偿。

5.2 加强统一规划,推动可再生 能源超常规发展保障政策

可再生能源的常规发展将不再能满足河南省未来的发展需求以及电力安全保障要求,因此需要保障可再生能源 "超常规"发展。一是加强各部门统一规划,保障可再生能源发电科学规划、实施与消纳。二是积极创新可再生能源开发模式和路径。河南省作为全国农村能源革命的先行省份,拥有全国首个农村能源革命建设试点县——兰考县,目前可再生能源发电量占全县用电量比重达到70%。未来可利用农村能源发展优势与试点建设经验,结合社会主义新农村建设、乡村振兴战略,探索利用荒山荒坡等未利用土地、设施农业空地、农村建筑屋顶等建设可再生能源电站。三是加大对生物质发电的政策支持力度,明确不同生物质发电形式的财税政策重点,鼓励发电企业和个人与家庭积极参与投资消费。四是加强可再生能源产业和技术发展,开展地热资源技术研究。从外。完善电价补贴政策,可设立省级新能源发展发单专项基金,加强财税金融支持,鼓励可再生能源供热发展。

5.3 超前规划外调电,加快外引 清洁能源保障

河南能源资源禀赋决定了仅依靠河南自身难以保障能源供应,为全力争取区外电力战略性资源,建议一是积极挖掘现有外电入豫通道送电能力,加快特高压交流电网建设,全面释放青电、疆电入豫工程送电能力。二是加快构建广泛互联的大电网平台,进一步增强电网的清洁能源资源的优化配置能力。三是加强城网、农网改造力度,持续提升高压配网接入能力,加强低压配电网的改造力度,适应小容量的光伏及生物质等分布式电源接入配电网。四是提高电网末端地区的供电能力以及电网安全运行水平,保证外调电安全高效接入。同时,鼓励结合社会资本投资经营配电网和微电网建设,实现新能源高效利用并降低成本。五是建设智能电网,构建新一代智能调度运行系统。以大数据为支撑的决策系统,推进发挥电网在外调电并网调度中的强大资源调配作用。

5.4 增加系统灵活性,促进可再 生能源消纳

随着波动性可再生能源的日益增长,系统灵活运行能力变得更加重要。建议,一是以新的电力规划理念引导"源-网-荷-储"灵活性资源发展的协调统一。电源侧,充分发挥现有火电机组的灵活性潜力。电网侧,提高现有输电通道的利用率,减少因电网阻塞而产生的额外灵活性需求。用户侧,加快扩大工业、建筑等多领域用户侧资源参与需求响应的规模,完善需求响应资源激励费率以及惩罚措施来加速其落地实施。除电化学储能外,还应协调水利、市政等领域更好地发挥储水、储气和储热等相对成熟技术的作用,从而实现储能在更大范围的协调优化。二是建立公平的灵活性补偿机制并增加灵活性调节产品来完善电力市场机制,激励灵活性资源发展。创建响应时间快的实时市场,将交易时间尺度缩短到分钟级,使市场能够及时迅速地对可再生能源发电做出价格判断。考虑快速爬坡能力、最短向上和向下爬坡时间以及响应准确度等特性,对灵活性资源进行合理定价,减少对不灵活运行发电厂的激励,实现灵活性资源的优胜劣汰。

国家层面

5.5 统筹规划建设跨省跨区输电 通道

电力送出能力是目前制约我国新能源发展和消纳的关键因素,河南省能源对外依存度高,未来电力供需形势趋紧,需要从国家层面给予河南支持。一是在全国(含区域)和省级电力规划编制过程中,结合送受端资源禀赋、电力供需及控煤降碳形势,规划建设跨省跨区输电通道,做好全国电力规划与地方性电力规划之间的有效衔接。二是积极推进规划已明确的跨省跨区输电通道前期工作,加快推动跨省区输电通道核准,并尽早开工、尽早投产。三是充分利用全网统一调度优势,做到余缺互济、峰谷互补。落实跨省区优先发电制度,科学制定跨省区电力平衡方案。建立健全跨省区优化调度的市场化机制,促进供需总体平衡。四是积极支持依托存量输电通道配套建设水电、风电、光伏发电基地,进一步提升输电通道输送效率,促进可再生能源由资源富集地区向负荷中心输送及消纳。

5.6 开展河南落地内陆核电研究, 安全有序发展核能

我国核电发展从沿海起步,目前国内对"内陆是否有必要发展核电"仍存在一定争议,应吸取当前国内外研究结果与经验,尽快对河南省核电发展必要性、可行性、安全性做出研判。在了解核电发展必要性、可行性、安全性,掌握核电安全及运行要求的基础上,可进一步考虑作为全国先行的内陆核电试点地区开展试点选址工作。核电选址需从电力需求、二氧化碳减排、国土安全、水源危机、环境危机、社会稳定等重要因素出发进行综合考量,率先开展核电厂对周边环境影响评价及相关环境安全研究,遵从充分利用自然环境条件、优化布置、节约土地和关注占用土地类别等基本原则,坚持"确保安全、稳步高效、可持续发展"的发展战略⁷。但也要与国家相关能源、电力规划衔接,在做好核电项目前期工作的同时,河南应积极争取尽快纳入国家规划。

⁷ 陈泽韩. 我国内陆核电选址决策思考及安全环境问题探讨 [J]. 南方能源建设 ,2015,2(04):28-33.DOI:10.16516/j.gedi. issn2095-8676.2015.04.003.

参考文献

[1] 魏澄宙,谷建全,刘湘莅,王玲杰,白宏坤,杨萌,河南蓝皮书:河南能源发展报告(2021) "十四五"与现代能源体系 [M],北京:社会科学文献出版社,2021.

- [2] 生态环境部环境规划院,碳达峰碳中和目标约束下重点行业的煤炭消费总量控制路线图研究 [R], 2021.
- [3] 生态环境部环境规划院,碳达峰碳中和目标约束下电力行业的煤炭消费总量控制路线图研究 [R], 2021.
- [4] 生态环境部环境规划院,基于重点行业/领域国家碳达峰路径研究报告[R],2021.
- [5] 电力规划设计院,碳达峰下煤电发展路径探讨[R],2021.
- [6] 国网能源研究院有限公司.中国能源电力发展展望 2021[M].北京:中国电力出版社, 2021.
- [7] 王志平等, 火电厂灵活性深度调峰改造技术及应用 [M], 北京: 中国电力出版社, 2020.
- [8] 袁家海,徐燕,雷琪,电力行业煤炭消费总量控制方案和政策研究 [M],北京:中国水力水电出版社,2019.
- [9] 康俊杰, 杨富强, 吴迪, 碳达峰目标下的"十四五"煤电发展 [R], 电力决策与舆情参考, 2021(32):23-37.
- [10] 中国电力企业联合会.中国电力行业年度发展报告 2021[M],北京:中国建筑材料工业出版社, 2021.
- [11] DAVE J. Global Electricity Review 2021[R]. 2021. https://ember-climate.org/project/global-electricity-review-2021/.
- [12] 迈克尔 G. 波利特, 杨宗翰, 陈浩. 改革中国电力供应行业: 借鉴国际经验 [D/OL]. 剑桥: 剑桥大学, 2017:[2017-03]. https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2017/03/1704_-Chinese-Version.pdf.
- [13] 何立峰. 完整准确全面贯彻新发展理念, 扎实做好碳达峰碳中和工作 [EB]. 2021. https://www.ndrc.gov.cn/fzggw/wld/hlf/lddt/202110/t20211025 1300784.html.
- [14] 河南省统计局. 河南省 2020 年统计公报 [R]. 2021
- [15] 河南省统计局.河南统计年鉴 2020 [M]. 北京: 中国统计出版社, 2021.
- [16] 河南省人民政府. 河南省人口概况 [EB]. 2021. http://www.henan.gov.cn/2011/03-04/229549.html.

[17] 河南省人民政府新闻办公室 . 河南举行第七次全国人口普查主要数据情况新闻发布会 [EB]. 2021. http://www.scio.gov.cn/m/xwfbh/gssxwfbh/xwfbh/henan/Document/1704196/1704196.htm.

- [18] 国家统计局河南调查总队.加速河南低碳经济发展,助推河南产业结构转型[EB]. 2010. http://www.stats.gov.cn/ztjc/ztfx/dfxx/201004/t20100413_35106.html.
- [19] 中经在线河南.河南能源工作会议在郑州召开 [EB]. 2020. http://www.cehhn.com/fg/2020/1231/180.html.
- [20] 河南省统计局. 碳达峰、碳中和背景下河南省产业结构与能源结构绿色低碳转型存在的问题与建议 [EB]. 2021. http://bj.kjzxfw.com/zhengcexinxi/index/detail/_kTxOMywM_j_N.html.
- [21] 国家能源局. 国家能源局关于发布 2023 年煤电规划建设风险预警的通知 [EB]. 2020. http://www.nea.gov.cn/2020-02/26/c_138820419.htm.

联系我们

地址:中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706

邮编: 100026

电话: +86 (10) 5927-0688 传真: +86 (10) 5927-0699

🗘 再生纸印刷

nrdc.cn 2022.09