

碳达峰碳中和背景下 山西煤电行业转型发展研究

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 600 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 30 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。请访问网站了解更多详情 <http://www.nrdc.cn/>



山西科城能源环境创新研究院于 2017 年 1 月获山西省民政厅批准成立，是一家独立的非营利绿色发展研究机构和协同创新平台。自成立以来，研究院围绕低碳及能源清洁化、污染源管理及治理、废物资源化与无害化、生态环境保护 and 修复以及公众环境教育等开展研究，从政策倡导、战略研究、技术建议及能力建设等角度为政府、企业和公众提供绿色转型解决方案。请访问网站了解更多详情 <http://e-coshare.com/>

煤控研究报告

- 《“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°C 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

碳达峰碳中和背景下 山西煤电行业转型发展研究

山西科城能源环境创新研究院

自然资源保护协会 (NRDC)

2022年04月



目录

执行摘要	1
前言	4
1. 山西电力发展现状	5
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 煤电发展存在问题	
2. 山西煤电碳排放预测	16
2.1 煤电发展趋势分析	
2.2 情景设置	
2.3 测算结果	
2.4 峰值建议	
2.5 中和展望	
3. 山西煤电行业低碳转型路径	23
3.1 严格控制煤电发展规模	
3.2 加快煤电节能降碳增效	
3.3 逐步提高煤电适应能力	

4. 山西煤电行业低碳转型政策建议	29
4.1 严控煤电产能, 制定煤电有序退出路线图	
4.2 推进综合能源供应试点, 探索高质量发展路径	
4.3 制定相关标准规范, 科学指导灵活性和延寿改造	
4.4 完善电力市场顶层设计, 纵深推进电力市场化改革	
4.5 设立行业转型基金, 加大企业转型帮扶力度	
结语	32
参考文献	33
附录	34



执行摘要

山西是全国大型煤电基地之一，其煤电行业是全省煤炭消费和碳排放重点部门。如何与时俱进、因时而异地促进山西煤电行业低碳绿色转型，对于全省建立清洁低碳高效安全能源体系，实现双碳目标意义重大。

本研究结合山西实际，基于电力供需平衡，综合考虑需求端和供给端关键影响因素，探讨山西煤电行业碳排放峰值目标、低碳转型路径及政策建议，主要结论如下：

1. 山西煤电行业可争取在 2028–2030 年左右实现碳达峰

基准情景下，山西省煤电将于 2031–2032 年实现碳达峰，排放峰值约为 3 亿吨；低碳情景下，山西省煤电将于 2030 年实现碳达峰，峰值约为 2.8 亿吨；强化低碳情景下，山西煤电行业将于 2028 年左右实现碳达峰，峰值约为 2.7 亿吨。不同情景下，山西 2060 年均将保留部分煤电机组，需通过碳捕获与封存（Carbon Capture and Storage, CCS）等去碳技术推动行业实现碳中和。

综合考虑山西经济社会发展需求，报告折中选取低碳情景作为推荐情景。低碳情景下，根据电力平衡，2025–2035 年存在电力装机缺额，需加快储能发展，2025 年、2030 年、2035 年需配置储能分别为 600 万千瓦、1000 万千瓦、2000 万千瓦，以保障高峰负荷的电力供应。2060 年，山西省煤电行业二氧化碳排放量将削减至 0.64 亿吨，较峰值排放量累计削减 77%，剩余排放需通过 CCS 和生物能源与碳捕获和储存（Bio-Energy with Carbon Capture and Storage, BECCS）等技术实现碳中和。

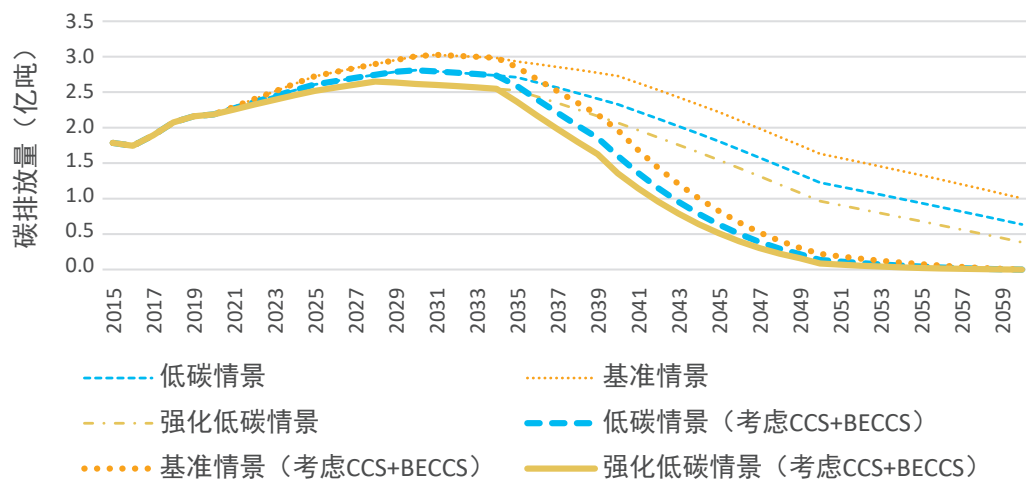


图 1 山西省碳达峰碳中和目标探讨

2. 合理确定山西煤电行业发展定位与规模是核心

山西作为电力外送基地，在保障国家能源供应安全的前提下，需以统筹经济发展和保供调峰为原则，合理确定煤电外送规模，严控省内自用煤电建设，同时加速淘汰落后机组，合理延寿现有机组。综合考虑山西煤电机组在建、规划和落后机组情况，建议山西省煤电机组总装机容量于 2030 年前实现达峰，控制在 8300 万千瓦以内，2030 年后不再新增煤电装机能力，确保全省煤电在继续发挥电力安全保障托底作用的同时，由传统提供电力、电量的主体性电源，向基础保障性和系统调节性电源并重转型。

3. 加快推进煤电行业提质增效和强化适应能力是关键

实施在建、拟建和现役机组分类处置，深入推进煤电清洁高效发展：开展项目建设必要性论证，确保必要建设机组达到国家或国际先进水平；审查在建煤电机组工艺装备水平，寻求节能降碳潜力，进一步提升能源和资源利用水平；以 300MW、600MW 级亚临界机组为重点，对存量机组实施综合性、系统性节能提效改造，同步优化燃料和原辅材料使用，挖掘供热、供汽潜力。

加快 300MW-600MW 煤电机组的灵活性改造，提升煤电机组灵活性能力：推广应用燃煤耦合生物质发电，提升燃料灵活性水平；从燃料供应和锅炉侧入手提高纯凝机组低负荷运行稳定性，同时保证低负荷运行时脱硫脱硝、除尘系统的正常投运。实施汽轮机本体改造和增加电锅炉、储热罐等热电解耦设备提高供热机组热电解耦能力。



根据未来煤电行业低碳转型路径，提出以下政策建议：

1. 严控煤电规模，制定煤电有序退出路线图

有序推动在建煤电产能投产，争取在 2030 年前，煤电装机控制在 8300 万千瓦以内。2030 年后不再新增煤电产能，确有必要建设的煤电项目实施减量或等量产能替代。科学评估在役机组情况，合理确定煤电机组退出时间、退出路线及退出要求，制定相关配套政策。

2. 鼓励开展综合能源供应试点，探索高质量发展路径

鼓励开展煤电机组综合能源服务试点，推动煤电企业由主业“发电”向“供热、供冷、供汽、发电、调峰、调频”等综合能源供应转变，强化企业的能源梯级利用；推动煤电企业利用现有资源建设光伏等清洁能源发电项目，探索利用退役火电机组既有厂址和输变电设施建设储能或风光储设施，促进煤电与可再生能源融合发展。

3. 制定相关标准规范，科学指导灵活性和延寿改造

建议相关政府部门牵头研究制定灵活性改造相关标准与规范，确保企业选择适合的技术路线和工作方式；研究制定延寿机组评价办法，配套延寿运行的改造、评估、监管等技术规范及标准体系。

4. 完善电力市场顶层设计，纵深推进电力市场化改革

推进中长期市场与现货市场相结合，深化调峰、调频、备用等辅助服务市场建设，加快容量市场、合约市场等配套市场建设；完善储能设施成本疏导机制，理顺储能设施运行管理体制和电价形成机制。健全适应新型电力系统构建的市场体系标准规范和政策机制。加快形成并完善电力现货市场运营体制机制，推动电力市场的不断完善。

5. 设立行业转型基金，加大企业转型帮扶力度

重点支持煤电行业低碳、零碳和负碳技术的研发、示范及推广应用；推进燃煤机组节能降碳减污综合改造，为提前退役的燃煤机组提供合理关停补偿；引导并协助企业提升全过程碳排放管理能力，做好下岗职工的再培训再就业，确保平稳过渡。

前言

2020年，随着“碳达峰、碳中和”概念被反复提及，双碳目标已上升至国家战略目标并纳入“十四五”规划中，“碳中和”元年也正式开启。2021年10月国家连续出台《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030年前碳达峰行动方案》，明确碳达峰碳中和具体目标与阶段任务，引导碳达峰碳中和工作的开展，提出“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少，严控煤电装机规模。

2021年11月14日，COP26峰会上，全球197个国家达成加强气候行动的《格拉斯哥气候公约》，提交应对气候变化国家自主贡献目标，其中84%的国家进一步提高目标要求，全球应对气候变化行动进一步强化，减少使用煤炭成为全球应对气候变化的共同认识。

山西是全国大型煤电基地之一，2020年全省发电装机容量突破1亿千瓦，其中煤电装机占比约60%。煤电行业二氧化碳排放量约占全省47%，煤炭消费量约占全省的40%，其营业收入、财税贡献、就业贡献均位居全省前列，是全省传统优势能源产业，也是碳排放和煤炭消费的重点行业。

在国际“去煤化”背景和我国双碳战略要求下，山西煤电在发挥电力安全保障托底作用的同时，也将加快由传统主体性电源，向基础保障性和系统调节性电源并重转型。因此课题组于2021年在自然资源保护协会（NRDC）的支持下启动了“碳达峰、碳中和背景下山西煤电行业转型发展研究”课题，力求从供需平衡角度，兼顾安全、发展与减排，探讨山西省煤电行业合理的碳达峰目标及低碳转型路径。

课题负责人：秦艳

1

山西电力发展现状

1.1 需求现状

(1) 全社会用电量逐年增加

2015-2020年山西省全社会用电量呈逐年增长趋势，由2015年1737.2亿千瓦时增长至2020年2341.7亿千瓦时，五年间平均用电量增速为6.2%。随着全省经济复苏，用电量增速自2015年探底（-4.7%）后稳步回升，2017年达到峰值10.8%，高出全国4.2个百分点，2018-2020年逐渐放缓，略高于全国用电增速^[1]。

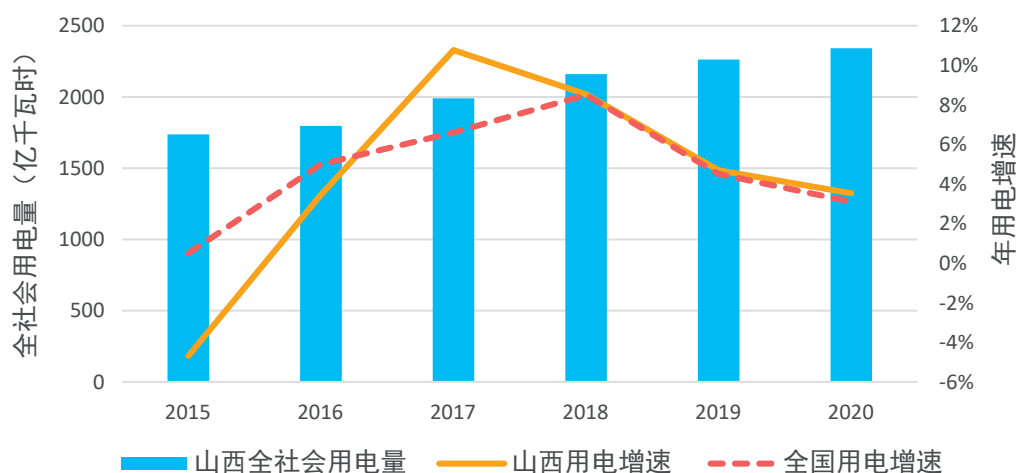


图 1-1 2015-2020 年山西省用电情况

数据来源：2015-2020年山西省全社会用电量来自山西统计年鉴 2021；全国用电增速来自国家能源局官网

(2) 人均用电量高于全国平均水平

2015-2020年山西省人均用电量呈逐年增长趋势，五年间平均增速为6.3%，比全国人均用电量年均增速（4.9%）高1.4个百分点。2020年，山西省人均用电量为6708.9千瓦时/人，较全国人均用电量高出1389.9千瓦时/人¹。

¹ 人均用电量为课题组根据统计年鉴中全社会用电量数据与年末人口数据计算所得

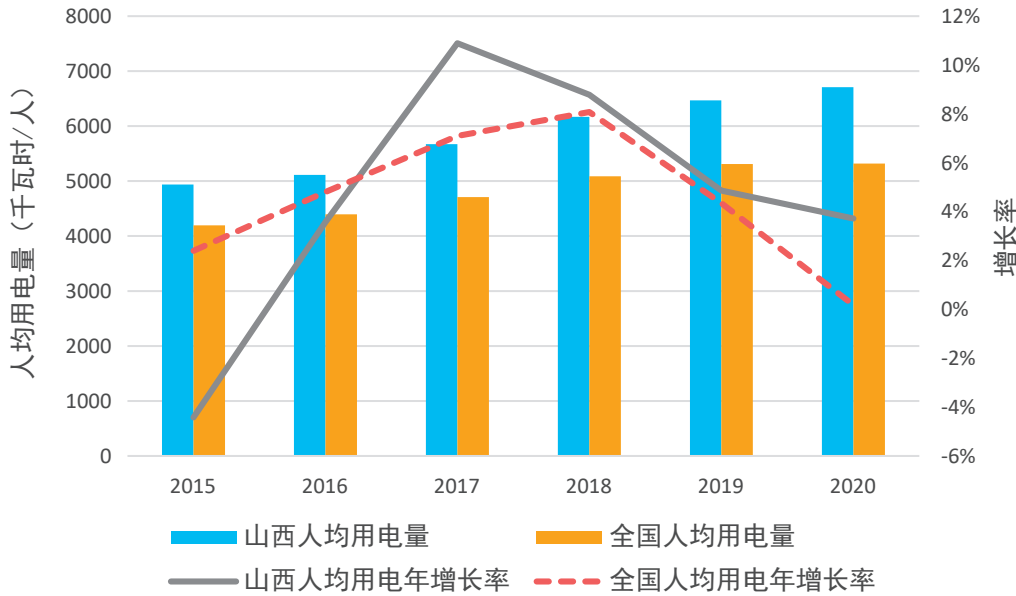


图 1-2 2015-2020 年山西省与全国人均用电量对比

数据来源：人均用电量为课题组根据全社会用电量数据与年末人口数据计算所得，全社会用电量及人口数据来自中国统计年鉴 2016-2021、国家能源局官网、山西省统计年鉴 2016-2021 等

(3) 五大行业为用电主体

2020 年，全省全社会用电总量 2341.7 亿千瓦小时，其中工业用电占比为 77.10%。2015-2020 年，电力、热力生产和供应业、黑色金属冶炼和压延加工业、煤炭开采和洗选业、有色金属冶炼和压延加工业、化学原料和化学制品制造业五大行业用电量占全社会用电总量比重均超过 55.0%，其中电力、热力生产和供应业占比最大。

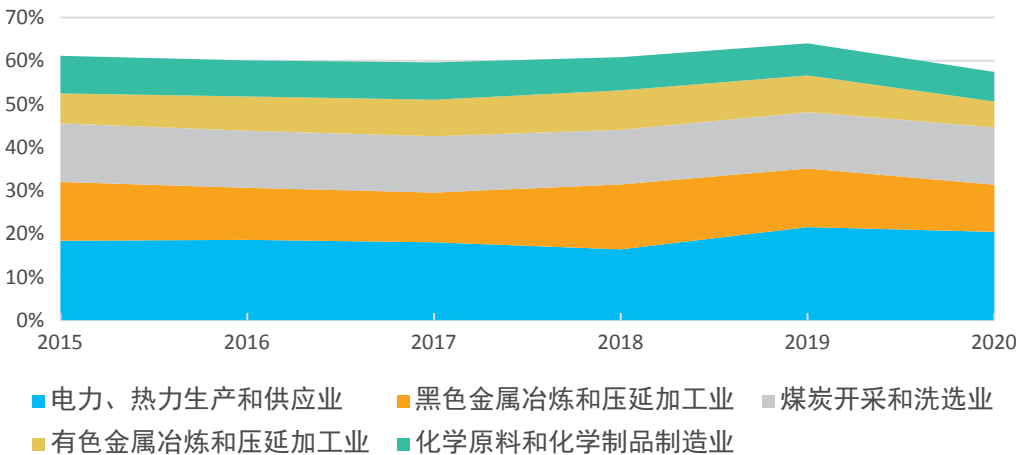


图 1-3 2015-2020 年山西省主要工业行业用电量占全省全社会用电量的比重

数据来源：山西省统计年鉴 2016-2021

(4) 外送电量保持增长

2020年，山西电网形成三交一直特高压+12回500千伏外送通道，连接华北、华东、华中三大区域电网，成为国家“西电东送”“北电南送”和特高压“三交四直”输电通道重要汇集点，外送输电能力3830万千瓦。2015-2020年，全省外送电量逐年增加，五年间平均增速为12.9%。2020年全省外送电量高达1366.0亿千瓦时，占全省全社会用电量58.3%，占全省发电量39.0%。外送电力以煤电为主。

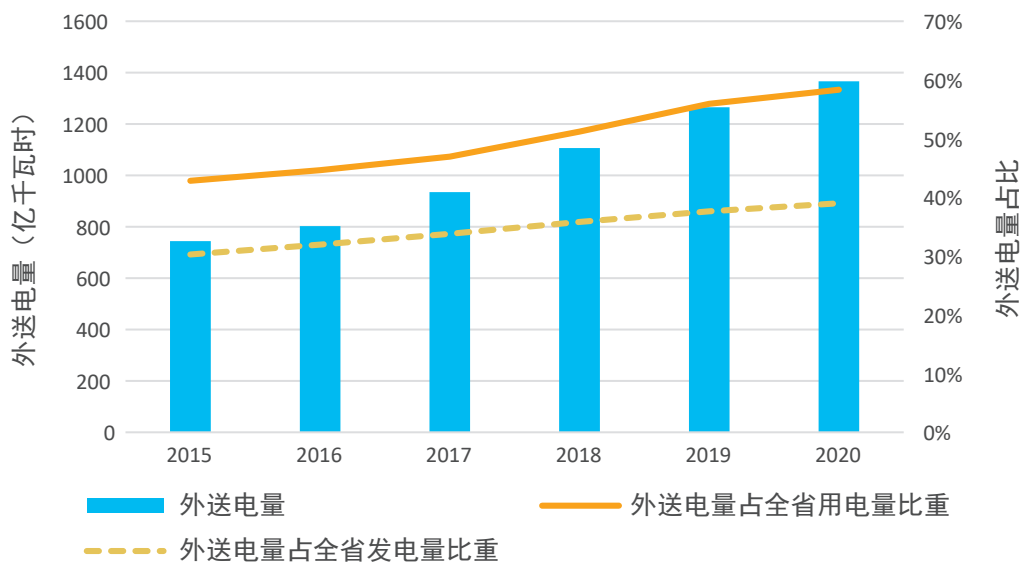


图 1-4 2015-2020 年山西省外送电量情况

数据来源：山西省统计年鉴 2016-2021

1.2 供给现状

(1) 总装机容量突破 1 亿千瓦

2015-2020年，全省发电装机容量呈逐年增加趋势，年均增长率为8.3%；全省电力装机占全国的比重由2015年的4.6%小幅增长至2020年4.7%。2020年，全省发电装机容量达10383.1万千瓦^[2]，比上年末增长12.3%，较2015年增长49.1%。

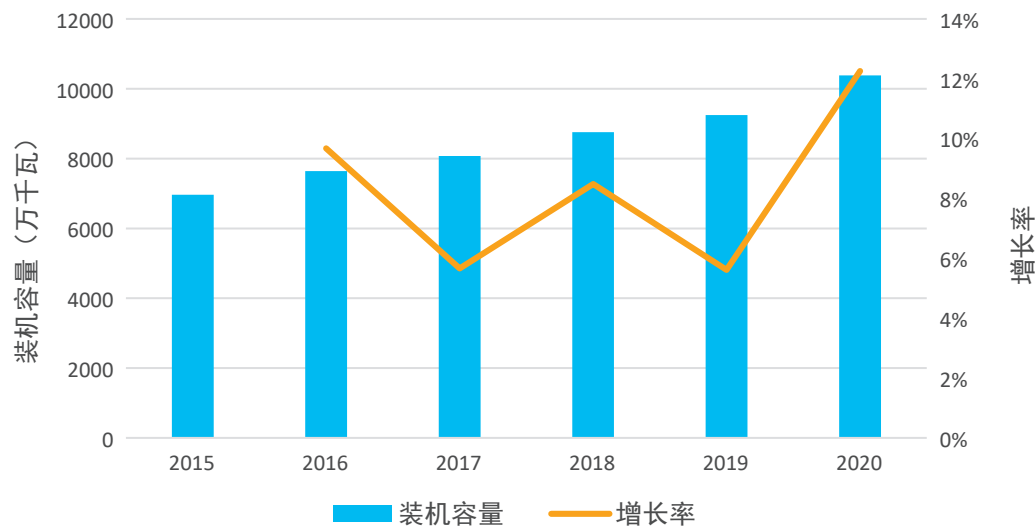


图 1-5 山西省装机容量及增长率

数据来源：山西省 2015-2020 年国民经济和社会发展统计公报

(2) 发电量逐年增加

2015-2020 年，全省发电量稳步增加，年均增长率为 7.4%。2020 年，全省发电量为 3503.5 亿千瓦时，比上年增长 4.2%，比 2015 年增长 42.6%。

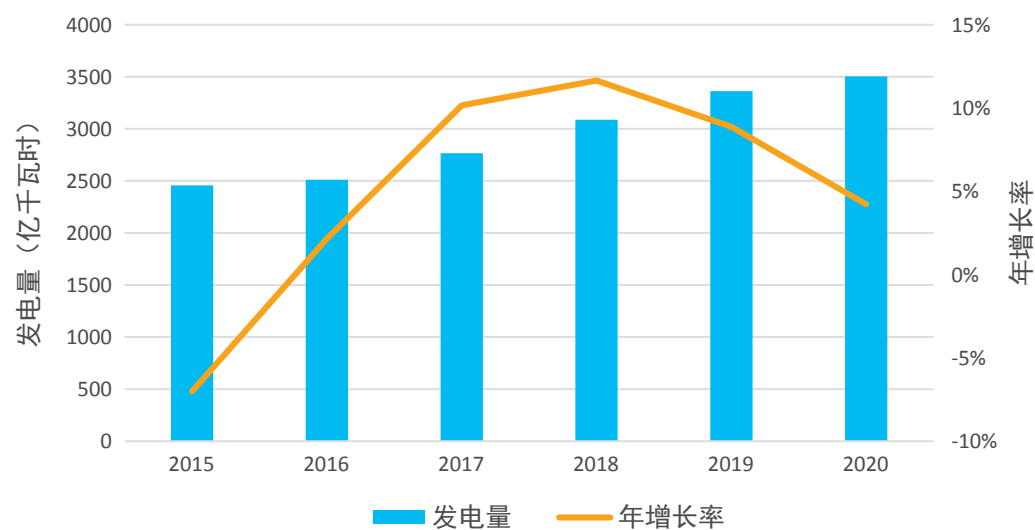


图 1-6 山西省发电量水平及增长率

数据来源：山西省统计年鉴 2016-2021

（3）火电仍是主体电源

2020年，全省火电、风电、光伏和水电装机比重分别为66.2%、19.0%、12.6%和2.1%。与2015年相比，全省火电装机比重下降19.0个百分点，约为全国下降幅度的2倍；非水可再生能源增长幅度较大，其中光伏装机比重增加11.0个百分点，风电装机比重增加9.4个百分点；水电装机占比略有下降。与全国装机结构相比，2020年山西火电装机比重超出全国约9.6个百分点。

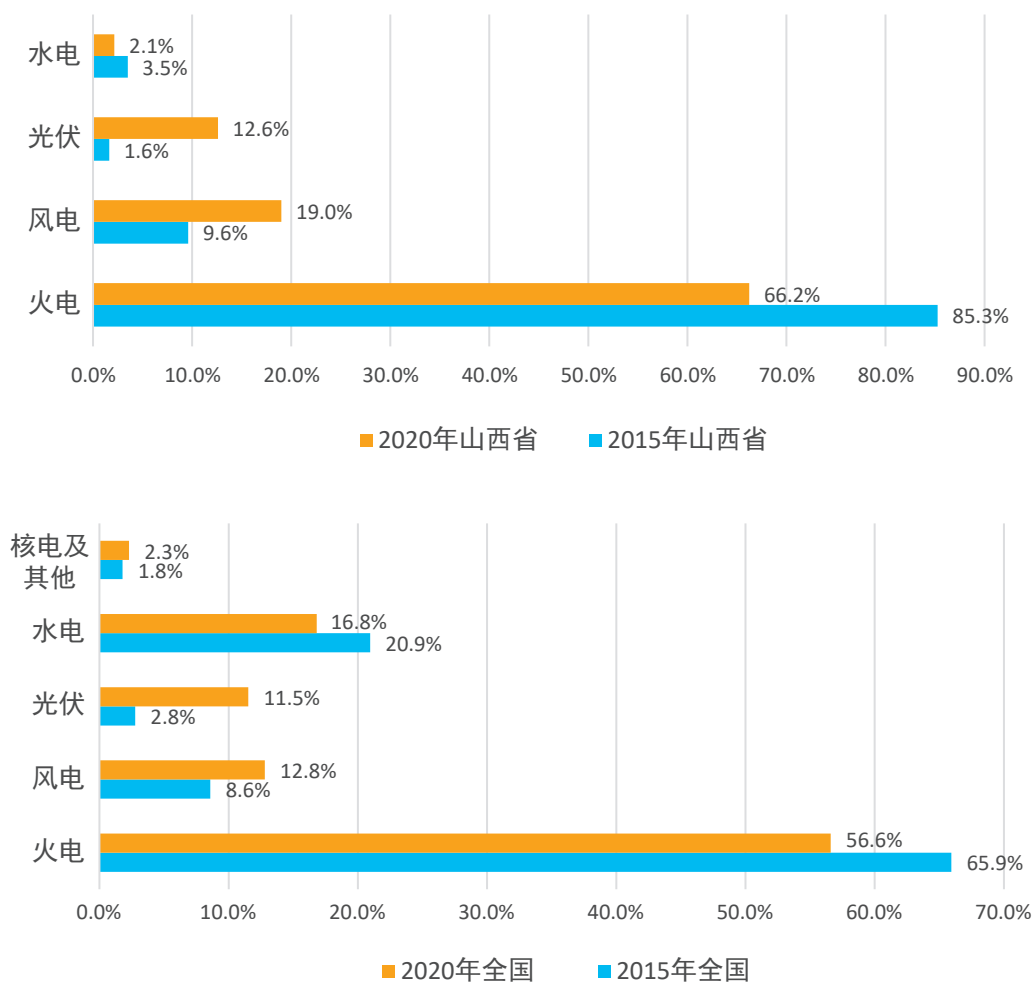


图 1-7 2015 年、2020 年山西省和全国装机规模结构对比

数据来源：2015、2020年中华人民共和国国民经济和社会发展统计公报；2015、2020年山西省国民经济和社会发展统计公报；山西统计年鉴2016、2021；中国统计年鉴2021

2020 年，全省火电、风电、水电、光伏发电量比重分别为 86.5%、7.6%、1.3% 和 4.6%。与 2015 年相比，火电发电量比重下降近 8 个百分点，风电、光伏发电量比重分别增加 3.5、4.3 个百分点，水电发电量变化幅度不大。全省火电包括煤电、气电等，其中煤电占比最大，约占火电 90% 以上，因此，煤电是山西主体电源。

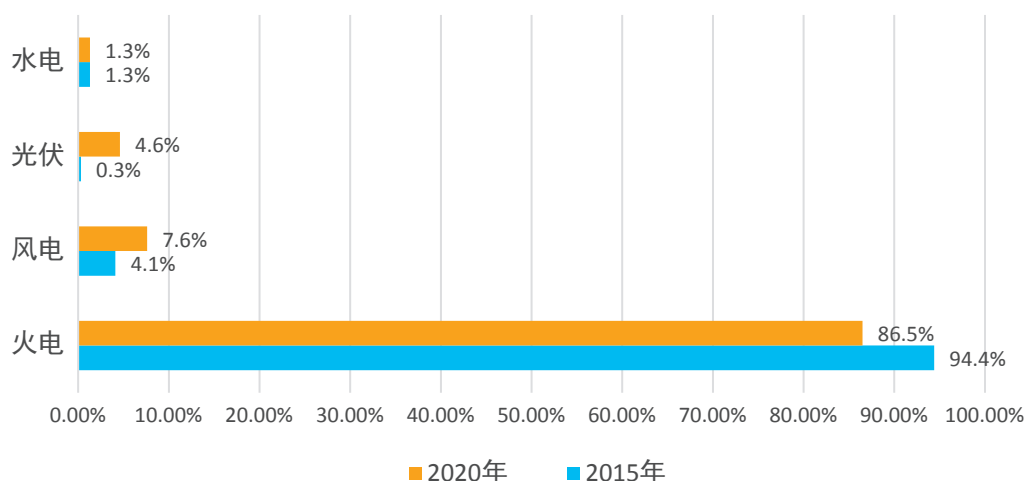


图 1-8 2015、2020 年山西省发电量结构

数据来源：山西统计年鉴 2016、2021；2015 年、2020 年山西省国民经济统计公报；全国新能源消纳监测预警中心 <http://www.solarpwr.cn/bencandy-52-55308.html>；2020 年 1-12 月山西省水力发电量统计数据表 - 国际电力网 (in-en.com)；国家能源局山西监管办公室官网

1.3 能源消费与碳排放现状

(1) 能源消费总量持续增长

2015-2019 年，全省电力、热力生产和供应业（以下简称电力热力行业）² 能源消费总量逐年增加，占全省能源消费总量的比重由 5.3% 增长至 8.4%；2020 年有所降

2 此处电力热力行业能源消费量是行业本身的用能量，不包括上网电量所需的能源消耗。

低，为 1357.1 万吨标准煤，同比减少 22.6%。2015-2018 年，能源消费总量上升幅度较小；2019 年因清洁取暖工作的深入推动，全省集中供热面积同比增加 23%^[3]，从而导致行业能源消费增幅较大。

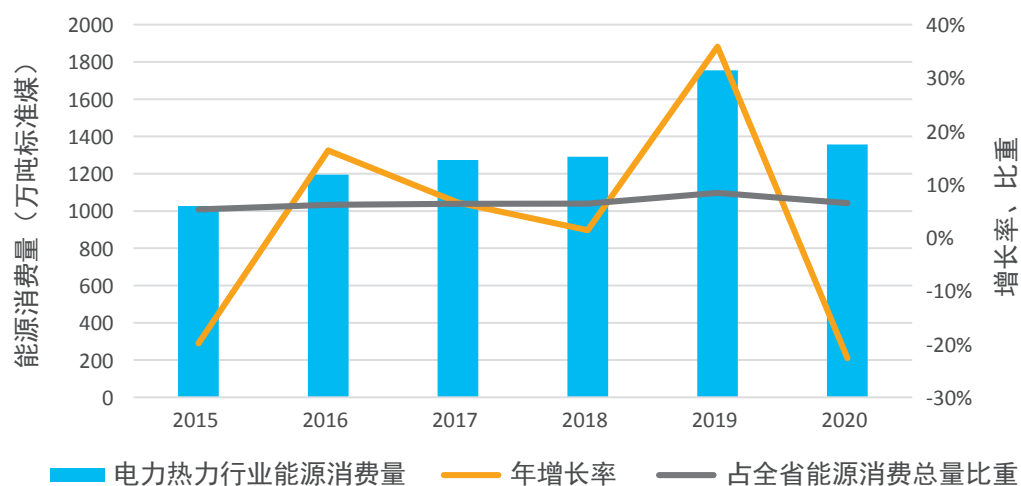


图 1-9 山西省电力热力生产与供应行业能源消费量及变化趋势

数据来源：山西省统计年鉴 2016-2020 中分行业能源消费，电力、热力生产和供应业

(2) 碳排放贡献比重增加

经核算，2015-2020 年，山西省电力热力行业二氧化碳排放量从 1.6 亿吨增加至 2.5 亿吨，累计增长 47.1%，占全省能源消费二氧化碳排放总量的比重从 2015 年的 34.7% 增加至 2020 年的 47.4%³。

3 依据《山西统计年鉴》“分行业能源消费总量”核算，仅包含化石能源消费产生的直接排放。

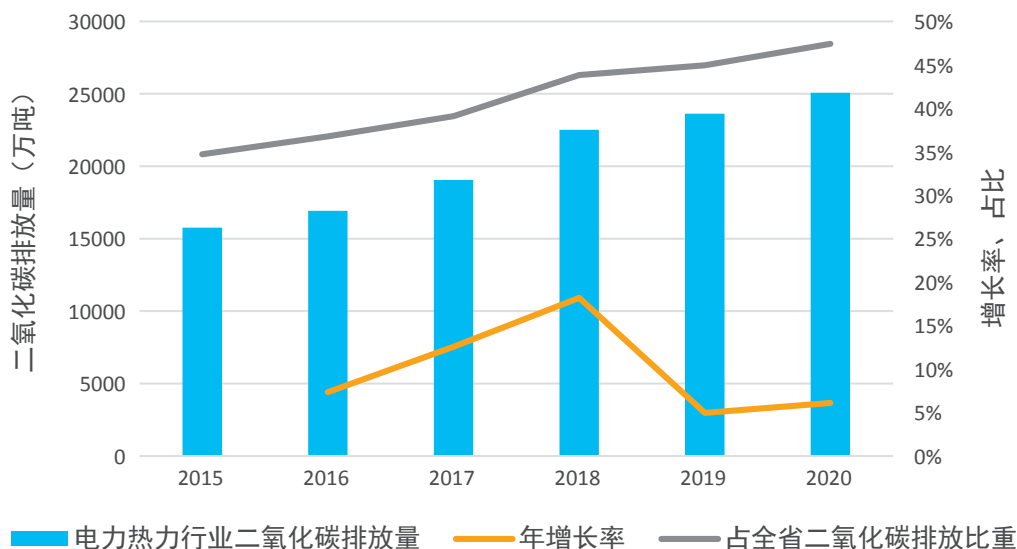


图 1-10 山西省电力热力行业碳排放情况

数据来源：课题组测算

(3) 煤炭消费碳排放占比最大

山西电力热力行业能源消费主要包括煤炭、油品和天然气（包括煤层气和瓦斯）。2020年，煤炭消费产生的二氧化碳排放占比为98.3%，较2015年占比减少了1.7个百分点；油品消费产生的碳排放占比为0.03%，与2015年相比变化幅度较小；天然气消费产生的碳排放占比为1.69%，较2015年占比增加了1.69个百分点⁴。

⁴ 碳排放量为课题组测算所得，由于课题组主要基于山西省统计年鉴中分行业能源消费量作为活动水平数据，鉴于2015年、2016年统计年鉴缺乏天然气消费量数据，故2015年、2016年中天然气消费的碳排放结果为零，计算结果仅作为研究用，仅供参考。

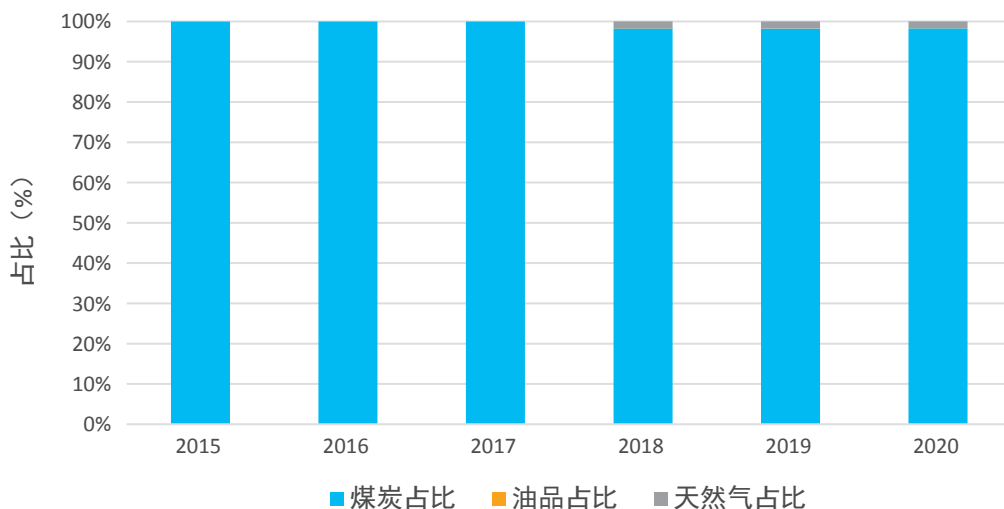


图 1-11 山西省电力热力行业能源消费碳排放结构

数据来源：课题组测算

1.4 煤电发展存在问题

(1) 高效大机组比例小

全省煤电机组集中分布在 600MW 等级及以下，1000MW 超超临界高效机组规划建设落后于全国水平。据相关报道^[4]，截至 2020 年底仅有 1 台 1000MW 超超临界高效机组并网成功。经咨询专家，全省 300MW 及以下机组数量占比约 50%，超临界以上机组不足 30%，整体装备水平偏低。

(2) 煤耗水平仍然偏高

全省供电煤耗远高于全国平均水平，整体能效水平亟待提高。2020 年，全省 6000 千瓦及以上电厂煤电机组平均供电煤耗 315.7 克 / 千瓦时^[5]，比 2015 年下降 10.3 克 / 千瓦时，但与全国平均水平 305.5 克 / 千瓦时^[6] 相比仍高 10.2 克 / 千瓦时。且据中央环保督察反馈，山西省 30 万千瓦以下火电机组中有 60% 能耗不达标^[7]。

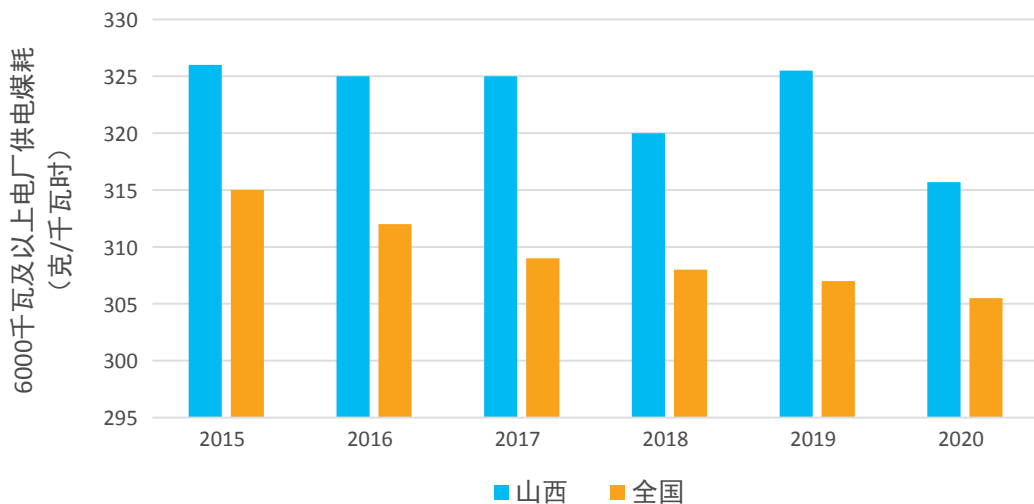


图 1-12 2015-2020 年山西省和全国 6000 千瓦及以上电厂供电煤耗对比

数据来源：中国电力企业联合会历年《电力工业统计资料汇编》；2020 年全国电力工业统计快报一览表

(3) 企业盈利能力偏低

受政策性降电价、燃料价格上涨、负荷压低等因素影响，煤电企业盈利能力下降，部分企业“十三五”期间主要通过调整运行方式，实现深度调峰，获取部分利润，减少亏损。盈利不足的前提下，企业资金投入紧张，给未来期间电力系统节能降碳带来一定的不确定性。

2

山西煤电碳排放预测

2.1 煤电发展趋势分析

（1）仍将发挥兜底保障作用

在全球应对气候变化的背景下，能源体系正由化石能源为支撑的高碳能源体系向以新能源和可再生能源为主体的新型低碳能源体系过渡，能源清洁、低碳、高效发展呈现不可逆转之势，新能源将持续高速增长。为应对新能源电力可信容量不足、现有储能发展不充分的问题，煤电需继续发挥电力安全保障托底作用，以提高电力安全保障的能力。

（2）功能主体定位正在转变

在国家双碳战略新要求下，全省煤电在继续发挥电力安全保障托底作用的同时，需由传统提供电力、电量的主体性电源，向基础保障性和系统调节性电源并重转型，积极参与调峰、调频、调压、备用等辅助服务，为新型电力系统构建提供强有力的支撑保障。

（3）清洁高效仍是发展重点

山西现有煤电机组整体水平偏低，必须在提高发电效率、提升灵活性、减少污染排放、控制碳排放等方面进行自我革命和技术创新，承担“基荷保供、灵活调节、辅助备用”的多角色重任的同时实现行业清洁、低碳和高效发展。

2.2 情景设置

基于电力供需平衡，本研究构建了煤电行业碳排放预测模型。需求端重点考虑山西省经济增长、产业结构、终端用能电气化等驱动因素；供给端重点考虑可再生能源、煤电发展规模以及煤电发展水平等影响因素。具体测算思路如下：

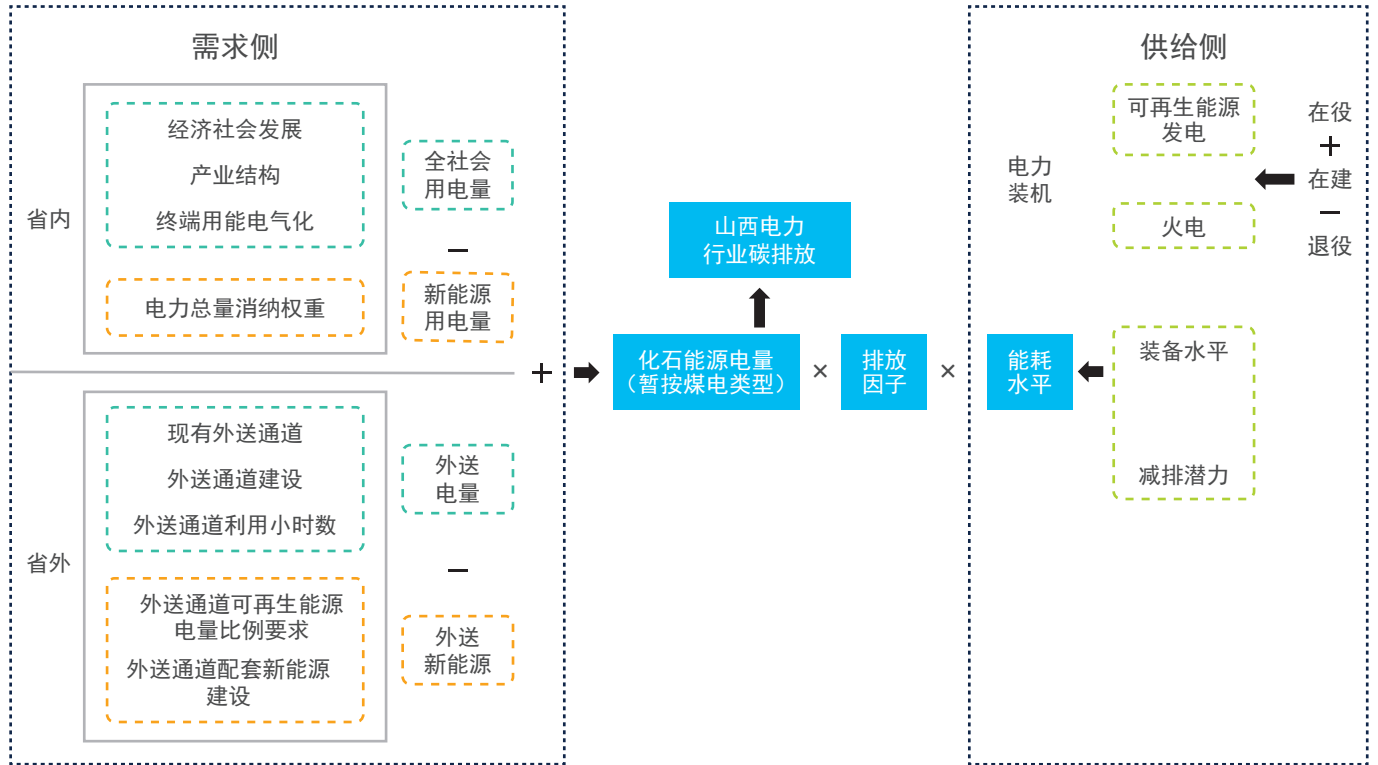


图 2-1 煤电碳排放达峰测算思路

测算方法为：

$$T_{CO_2,年} = C_{煤电} \times H \times Q \times EF \times 10^{-6}$$

其中， $T_{CO_2,年}$ 为 CO_2 年排放量，单位为万吨；

$C_{煤电}$ 为煤电装机规模，单位为万千瓦；

H 为煤电利用小时数，单位为小时；

Q 为发电煤耗，单位为克标准煤 / 千瓦时；

EF 为标煤二氧化碳的排放系数，单位为吨 CO_2 / 吨标煤。

在满足经济发展目标，考虑电力需求以及相关约束条件设置基准情景、低碳情景和强化低碳情景。关键参数设置见下表：

2.3 测算结果

基准情景下，山西省煤电行业将于 2031-2032 年实现碳排放达峰，峰值为 3.02 亿吨。2025 年、2030 年、2035 年煤电装机分别控制在 8300、9000、9000 万千瓦，煤电利用小时数平均为 4235 小时；可再生能源消纳权重分别为 27%、37%、47%。

低碳情景下，山西省煤电行业将于 2030 年实现碳排放达峰，峰值为 2.81 亿吨。2025 年、2030 年、2035 年煤电装机分别控制在 7800、8300、8100 万千瓦，煤电利用小时数平均为 4290 小时；可再生能源消纳权重分别为 29%、40%、50%。

强化低碳情景下，山西省煤电行业将于 2028 年左右实现碳排放达峰，峰值为 2.65 亿吨。2025、2030、2035 年煤电装机分别控制在 7500、8300、8000 万千瓦，煤电利用小时数平均为 4200 小时；可再生能源消纳权重分别为 32%、46%、55%。

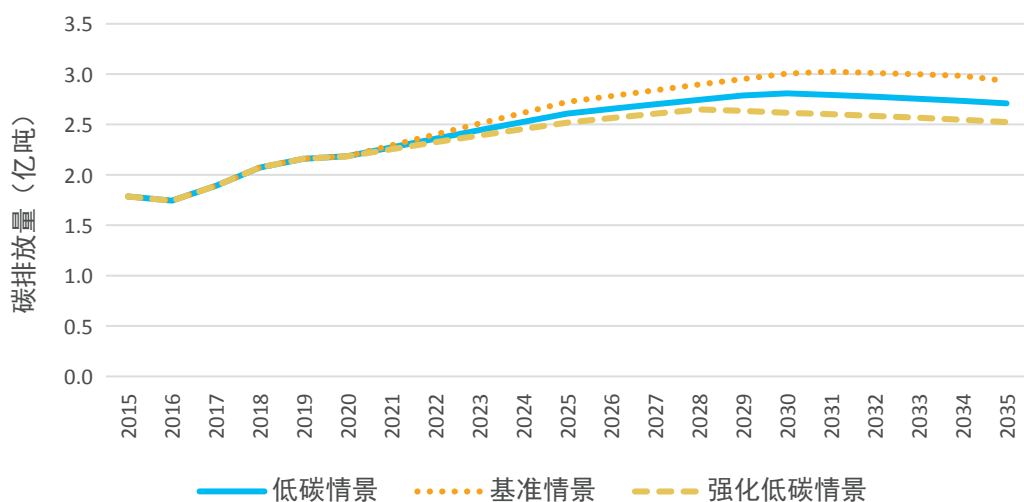


图 2-2 不同情景下的煤电行业碳达峰预判（单位：亿吨）

数据来源：课题组测算

2.4 峰值建议

综合考虑山西省经济发展状况，本研究建议折中选取低碳情景，即山西省煤电行业在 2030 年实现碳排放达峰，峰值约为 2.81 亿吨。

低碳情景下，随着“十四五”后新能源等不稳定电源的快速增长，煤电机组逐渐持平不再新增，山西现有电源规划规模不足以支撑电力负荷发展，根据电力平衡，2025-2035 年存在电力装机缺额，2025 年需配置约 600 万千瓦，2030 年需配置约 1000 万千瓦，2035 年储能规模约 2000 万千瓦，以保障高峰负荷的电力供应。

表 2-2 低碳情景下的山西电网装机平衡（单位：万千瓦）

年份	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035
1 需要发电负荷	6387	6595	6815	7049	7296	8462	9742	11023
1.1 本省自用	3643	3862	4094	4340	4600	4876	6223	7571
削峰负荷	3461	3669	3889	4123	4370	4632	5912	7193
1.2 外送电力	2926	2926	2926	2926	2926	3830	3830	3830
2 备用容量 (11%)	381	404	428	454	481	510	650	791
3 系统需要装机容量	6768	6998	7243	7503	7777	8972	10392	11814
4 年末装机容量	10383	11347	12731	13594	14494	15583	20093	22593
其中：水电（含抽蓄）	223	223	223	223	223	223	493	813
煤电	6179	6480	7200	7400	7600	7800	8300	8100
生物质、垃圾	64	64	64	64	100	100	120	180
燃气及余热余压余气	634	634	634	634	634	860	980	1080
风电	1974	2179	2384	2590	2795	3000	4200	5000
光伏	1309	1767	2225	2684	3142	3600	6000	8500
5 受阻容量 ⁷	726	726	726	726	726	750	762	600
6 可参加平衡容量 ⁸	6472	6784	7514	7724	7970	8383	9341	9823
7 电力装机平衡 ⁹		-215	271	222	194	-588	-1051	-1991

数据来源：课题组测算

7 受阻容量：受阻容量是指由于发电设备存在缺陷不配套，使机组出力达不到额定的容量。在电力平衡中应将受阻容量扣除。受阻容量包括：（1）供热机组冬季采暖期减少的出力，煤电供热减出力按机组额定容量的 13% 考虑，燃气供热机组减出力按机组额定容量的 10% 考虑；（2）小火电减出力按机组额定容量的 60% 考虑

8 可参加平衡容量：用来反映电力系统各发电机组满足系统负荷的情况

9 电力装机平衡：数值上等于系统需要装机容量与可参加平衡容量之间的差值，负值表示可参加的平衡容量不能满足所需要的装机容量

2.5 中和展望

基准情景下：若 2035–2060 年年均用电增速保持在 1.4%，2050 年、2060 年可再生能源电量占比分别达到 70%、80%，山西省煤电行业 2060 年碳排放将削减至 1 亿吨，较峰值排放累计削减 67%。

低碳情景下：若 2035–2060 年年均用电增速为 1.1%，2050 年、2060 年可再生能源电量占比分别达到 75%、85%，则山西省煤电行业 2060 年碳排放将削减至 0.64 亿吨，较峰值排放量需累计削减 77%。

强化低碳情景下：若 2035–2060 年年均用电增速为 1.1%，2050 年、2060 年可再生能源电量占比分别达到 80%、90%，则山西省煤电行业 2060 年碳排放将削减至 0.38 亿吨，较峰值排放量需累计削减 86%。

据有关研究^{[8][9][10][11]}，煤电行业将于 2035 年开始规模使用 CCS 技术，2040 年开始规模使用 BECCS 技术；2050 年 85% 以上的煤电装机将配备 CCS；2050 年以后煤电机组通过 BECCS 进一步降低碳排放量。因此不同情景下，山西煤电行业均需通过 CCS 和 BECCS 技术推动行业最终实现碳中和。

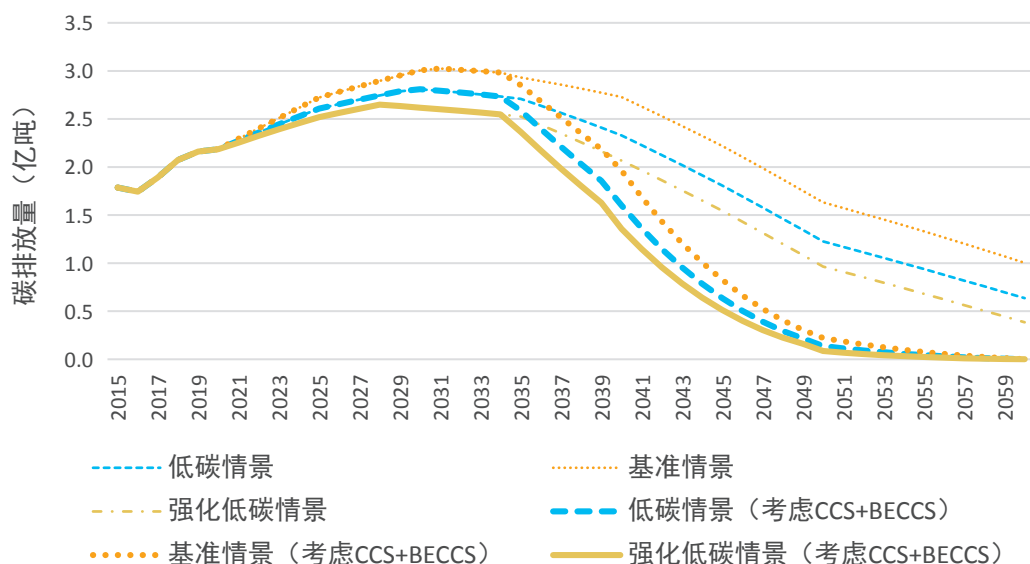


图 2-3 不同情景下的煤电行业碳中和预判（单位：亿吨）

数据来源：课题组测算

3

山西煤电行业低碳转型 路径

3.1 严格控制煤电发展规模

(1) 有序淘汰落后机组

严格按照国家要求，按照“一机一策”的原则，制定年度关停淘汰计划，分类推进落后机组淘汰关停，倒逼能耗、水耗、环保安全等不达标的落后燃煤小火电机组退出市场。

表 3-1 “十四五”期间淘汰机组类型建议

序号	机组类型	优先级
1	单机 5 万千瓦及以下的纯凝煤电机组	√√√
2	大电网覆盖范围内，单机 10 万千瓦及以下的纯凝煤电机组	√√√
3	大电网覆盖范围内，单机 20 万千瓦及以下设计寿命期满的纯凝煤电机组	√√√
4	大电网覆盖范围内，解决供热后的单机 10 万千瓦及以下的热电机组	√√√
5	设计寿命期满且不具备延寿条件的现役 30 万千瓦纯凝煤电机组	√√√
6	不实施改造或改造后环保、能耗、安全等不达标燃煤机组	√√√
7	大电网覆盖范围内，不具备供热改造的 20 万千瓦以下纯凝发电机组	√√
8	运行期达到 20 年，且单机容量小于 20 万千瓦，且没有采用效率较高的超临界或超超临界技术的煤电机组	√√
9	有关法律、法规及标准等要求应予关停或国务院有关部门明确要求关停的机组	√√√

表 3-2 “十五五”期间淘汰机组类型建议

序号	机组类型	优先级
1	设计期满不具备延寿条件的机组	VVV
2	不实施改造或改造后环保、能耗、安全等不达标的燃煤机组	VVV
3	大电网覆盖范围内，单机 20 万千瓦及以下的纯凝煤电机组	VVV
4	运行期达到 20 年，且单机容量 30 万千瓦及以下，且没有采用效率较高的超临界或超超临界技术的煤电机组	VV
5	有关法律、法规及标准等要求应予关停或国务院有关部门明确要求关停的机组	VVV

(2) 合理延寿现有机组

双碳目标下煤电将主要发挥辅助服务作用，其中 300MW 级以下机组主要承担供热功能，300MW-600MW 级机组可作为灵活调峰电源，600MW 级以上机组可作为基础负荷电源。建议出台煤电机组寿命评价办法，制定煤电机组延寿运行的改造、评估、监管等技术规范及标准体系，对已经完成节能优化、超低排放和供热改造，且具备续运行能力的 300MW-600MW 的机组实施延寿改造。

表 3-3 延寿机组案例

机组名称	机组容量 (万千瓦)	改造情况	延寿时间 (年)
华电国际邹县发电厂 1 号机组	30	自投产后，先后对机组进行了增容改造、供热改造和机组整体优化等重大升级，相继完成了脱硫、脱硝、除尘和超低排放环保改造	11
国电电力大同发电公司 4-6 号机组	20	自投产后，先后对机组进行了供热改造和机组整体优化等重大升级改造	3
华电能源公司哈尔滨第三发电厂 1、2 号机组	20	自投产后，先后对机组进行了增容改造、供热改造等“升级”，相继完成了脱硫、脱硝等一系列环保改造	10
国电靖远发电有限公司 1、2 号机组	22	自投产后，先后对机组进行增容改造、供热改造和环保超低排放改造等重大升级改造	10
汉川一发 1、2 号机组	33	自投产后，先后对机组进行增容改造、供热改造和环保超低排放改造等重大升级改造	10

资料来源：北极星电力网综合；国家能源局华中监管局

(3) 严控煤电新增能力

有序推动在建煤电项目投产，对已核准和纳入省市重点工程的拟建煤电项目开展建设必要性论证，严控省内自用煤电建设规模；保障国家能源供应安全的前提下，统筹外送受端供需状况，重点加强对现有“煤电+特高压”资源的利用，合理优化煤电外送，提高外送通道可再生能源比重。建议山西省煤电机组总装机容量于2030年前实现达峰，控制在8300万千瓦以内，2030年后不再新增煤电装机能力。

3.2 加快煤电节能降碳增效

(1) 提升在建、拟建机组水平

对在建煤电机组开展节能审查和环评批复复核，从厂区布置、设备选用、资源综合利用、能源计量等方面寻求节能降碳潜力，力争达到国内或国际先进水平。对于目前已核准和纳入重点工程名单的拟建项目开展项目建设必要性论证，对于必须建设的项目，确保污染物、能耗、煤耗和碳排放水平达到国际先进水平。

案例：申能安徽平山电厂二期工程项目

2020年12月并网发电的申能安徽平山电厂二期工程是“国家示范工程”，为目前全球单机容量最大（1350MW）燃煤机组，采用国际首创高低位布置方式的双轴二次中间再热技术以及弹性回热、广义回热、广义变频等一系列创新技术，设计供电煤耗251克标准煤/千瓦时，厂用电率按5%考虑，发电煤耗仅为238.45克标准煤/千瓦时，折算单位发电量的CO₂排放量为643.8克/千瓦时，介于IPCC公布的油电与气电CO₂排放强度之间。成为世界燃煤发电新标杆。

（2）深化存量机组节能降碳改造

山西现有煤电机组整体能效水平亟待提高，建议“十四五”、“十五五”以300MW、600MW级亚临界机组为重点，实施综合性、系统性节能改造。重点突出锅炉系统、汽轮机系统、厂用电系统和冷却系统等节能提质增效改造。推进空冷尖峰冷却系统、变频优化控制系统、制粉系统综合性优化改造、双机回热、低温省煤器、空预器综合优化、烟气余热深度利用等节能减煤降碳技术应用，确保到2030年，全省燃煤机组发电煤耗下降至289克标准煤/千瓦时。

案例：华润徐州电厂高温亚临界综合升级改造项目

华润徐州电厂于2019年7月完成对32万千瓦亚临界燃煤机组的改造，额定负荷下的供电煤耗从改造前的318克标准煤/千瓦时降低到282克标准煤/千瓦时，每度电降低标准煤耗36克，按年利用小时4500h计，相当于每年节约标煤5.2万吨，减少CO₂排放约14万吨。改造后机组不但具有稳定的100%~20%范围内的调峰调频性能，而且在19.39%的低负荷下仍然实现超低排放，达到了大幅降低煤耗，显著提高灵活性的目标。

（3）优化用煤品质与燃料结构

强化入炉煤控制，提高入炉煤品质；推广智慧化、精细化掺烧，有效降低煤耗。推广污泥、生活垃圾及固体废弃物、生物质及农林废弃物、气体废弃燃料等非煤燃料掺烧，减少煤炭消费比例，降低煤电碳排放强度。鼓励电石渣等替代含碳脱硫剂使用，减少环保治理过程产生的碳排放。

（4）充分挖掘机组供热供汽潜力

随着城镇化和工业园区发展，山西省热力、用汽需求将不断增加，建议开展用热、用汽需求调研，统筹协调热源、汽源和需求端，确保以最小装机容量满足供热、供汽需求，避免纯热电机组建设。对现役具备供热改造潜力的中小型煤电机组实施改造，提升供热能力；对大型超临界、超超临界机组热电联供，加快推广高背压供热、切缸供热、乏汽供热、热泵供热等多种方式，合理发展大温差吸收式热泵、长距离、高落差供热。

3.3 逐步提高煤电适应能力

(1) 提升在建和拟建煤电灵活性能力

煤电机组作为调节型电源，在中低负荷下运行将成为常态。新建机组需吸收现役机组深度调峰改造的经验，采用创新技术，确保设计的深度调峰目标达到具备 20% 负荷的调峰能力及热电解耦的适应性能力，并在 20% 负荷时实现超低排放。

(2) 加快推进存量机组灵活性改造

山西省煤电机组集中分布在 600MW 等级及以下，其中小机组主要承担供热的作用，可不考虑灵活性改造，重点推进 300MW-600MW 煤电机组的灵活性改造。改造路径为：

提升燃料灵活性水平：推广应用燃煤耦合生物质发电，即用固体生物质燃料部分或全部代替煤炭，主要包括直接混燃耦合、分烧耦合及生物质气化与煤混燃耦合等发电技术^[12]。针对山西亚临界机组，建议进行生物质气化混燃“更多的蒸汽耦合系统”的改造。

提高低负荷运行稳定性：针对纯凝机组，改造路线主要从燃料供应和锅炉侧入手，重点推进炉膛温度场监测、富氧燃烧和等离子燃烧等技术。同时为保证低负荷运行时脱硫脱硝、除尘系统的正常投运，煤粉锅炉重点推进省煤器分级布置、烟气旁路、水旁路改造等技术；循环流化床(Circulating Fluidized Bed,CFB) 锅炉重点推进分离器提效、烟气再循环、二次风深度分级燃烧改造、布风板结构改造等技术。

提高热电解耦能力：供热机组调峰能力主要与热电解耦能力有关，建议从电厂汽轮机系统，蒸汽、水循环及储热系统入手。重点推进的改造技术包括两类：一类是汽轮机本体改造，包括汽轮机旁路供热、切除低压缸供热；另一类是增加电锅炉、储热罐等热电解耦设备。

4

山西煤电行业低碳转型 政策建议

4.1 严控煤电产能，制定煤电有序退出路线图

有序推动在建煤电产能投产，争取 2030 年前煤电装机总量控制在 8300 万千瓦以内。2030 年后不再新增煤电产能，确有必要建设的煤电项目实施减量或等量产能替代。科学评估在役机组情况，合理确定煤电机组退出时间、退出路线及退出要求，制定相关配套政策。

4.2 推进综合能源供应试点，探索高质量发展路径

鼓励电厂开展煤电机组综合能源服务试点，推动煤电企业由主业“发电”向“供热、供冷、供汽、发电、调峰、调频”等综合能源供应转变，强化企业的能源梯级利用；推动煤电企业利用现有资源建设光伏等清洁能源发电项目，探索利用退役火电机组既有厂址和输变电设施建设储能或风光储设施，促进煤电与可再生能源融合发展。

4.3 制定相关标准规范，科学指导灵活性和延寿改造

建议由相关政府部门依据现役机组深度调峰改造的经验，牵头制定标准与规范，确保企业结合设备基础、燃料状况和资金等条件，选择适合的技术路线和工作方式。结合山西现役机组情况，研究制定延寿机组评价办法，配套延寿运行的改造、评估、监管等技术规范及标准体系。



4.4 完善电力市场顶层设计，纵深推进电力市场化改革

推进中长期市场与现货市场相结合，深化调峰、调频、备用等辅助服务市场建设，加快容量市场、合约市场等配套市场建设；完善储能设施成本疏导机制，理顺储能设施运行管理体制和电价形成机制。健全适应新型电力系统构建的市场体系标准规范和政策机制。加快形成并完善电力现货市场运营体制机制，推动电力市场的不断完善。

4.5 设立行业转型基金，加大企业转型帮扶力度

重点支持煤电行业低碳、零碳和负碳技术的研发、示范及推广应用；推进燃煤机组节能降碳减污综合改造，为提前退役的燃煤机组提供合理关停补偿；引导并协助企业提升全过程碳排放管理能力，做好下岗职工的再培训再就业，确保平稳过渡。

结语

为客观认识山西省煤电行业发展现状，识别行业实现“30·60”目标面临的问题及瓶颈，探讨行业高质量达峰、平稳转型的实现路径和政策建议，课题组深入实施调研、开展专家咨询，完成本课题研究。在此特别感谢山西省电力行业协会等专家对本课题的重要支撑与指导。

研究过程力求客观公正，但难免有疏漏之处，敬请批评指正。报告内容为课题组独立观点，仅供参考，不代表其他方的任何观点或立场。

期待本课题研究成果能够为政府、企业和研究机构提供参考，也希望未来我们能够汇聚更多专业的力量，开展持续性、基础性的研究工作，为山西省全方位推动高质量发展，有序推动碳达峰碳中和工作提供更多研究成果。



参考文献

- [1] 山西省统计局.2020年全省全社会用电量增长3.5%[EB/OL].2021,1,29.
- [2] 山西省人民政府.山西省发电装机容量突破1亿千瓦[EB/OL].新华网.2021,1,15.
- [3] 中华人民共和国住房和城乡建设部.2019年城市建设统计年鉴[M].2020,12,31.
- [4] 搜狐网.山西首台! 2×1000MW1号机组首次并网一次成功[EB/OL].2020.12.23
- [5] 中国电力企业联合会.<https://www.cec.org.cn/>
- [6] 国家发展改革委、国家能源局.全面梳理煤电机组供电煤耗水平,促进清洁能源消纳[EB/OL].2021.11.4.
- [7] 全国能源信息平台.中央生态环保督察:山西省30万千瓦以下火电机组中有60%能耗不达标[EB/OL].2021.7.21.
- [8] 项目综合报告编写组,何建坤,解振华,等.《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》综合报告[J].2021:1-25.
- [9] 中国石油经济技术研究院.2050年世界与中国能源展望(2020版)[R].2020,12,17.
- [10] 国网能源研究院.中国能源电力发展展望2020[R].2020,11,28.
- [11] 生态环境部环境规划院碳达峰碳中和研究中心.中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告[R].2021,7,23.
- [12] 高金锴,佟瑶,王树才,等.生物质燃煤耦合发电技术应用现状及未来趋势[J].可再生能源,2019,37(04):31-36.

附录

附表 1 煤电行业典型企业调研案例分析

电厂类型	基本情况	十三五已采取的节能降碳措施	面临的问题	双碳应对建议
低热值煤电厂 A	2 台 350MW 机组，机组类型为超临界、热电联产机组，分别于 2017 年、2018 年投产运行；主体燃料为煤矸石，直接空冷，已完成灵活性改造，调峰能力为 30%。	<ol style="list-style-type: none"> 1. 高背压改造。对 1 号机组进行高背压改造，以汽轮机乏汽供热替代部分抽汽供热，2019 年供热季高背压供热量 76.5 万吉焦，节约标煤 6390 吨，发电煤耗降低 3.9 克标准煤 / 千瓦时。 2. 输煤、给煤系统改造。更换输煤系统二级筛筛板、细碎机锤头、破碎板，安装疏通犁煤器、加装振动给料机。 3. 更换高耗能电机。对 50 台入国家淘汰目录的高耗能电机进行更换。 4. 推进智慧化管理。完善 SIS（厂级监控信息系统）系统，实现自动统计、比对、分析，指导生产节能降耗。 5. 加强碳排放管理能力建设。成立碳资产管理领导小组，印发相关管理办法等 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 技术创新困难。煤耗水平与国家及省级的限定值还有一定差距，技术突破较难。 2. 能源梯级利用不充分。目前企业的锅炉烟气余热回收、灰渣余热回收等节能措施还未完全实施 3. 面临能耗、碳排放等多重压力。随着配额基准值越来越严格，企业排放配额盈余可能性逐渐减小，面临能耗指标、碳排放指标的多重压力。 4. 碳排放管理机制体制有待加强。现有数据未成体系，各级管理人员的节能意识、数据管理水平等还需进一步提升。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 开展多元化燃料替代； 2. 持续推动技术改造； 3. 积极探索余热利用项目； 4. 推进智慧化电厂建设； 5. 加快碳排放管理体系建设
常规燃煤电厂 B	2 台 500MW 机组，设计服务年限 30 年，2005 年投入运行，亚临界普通煤粉锅炉，主体燃料为烟煤，同时掺烧 3500 千卡 / 千克的低热值煤；湿冷；该机组为热电联产机组，已完成灵活性改造，调峰能力为 50%。	<ol style="list-style-type: none"> 1. 凝汽器改造。改造后单台机组年节约标煤约 1.2 万吨，两台机组节约标煤 2.4 万吨。 2. 汽轮机汽封改造。改造后热耗降低约 135.43 千焦 / 千瓦时，降低煤耗约 5.4 克标准煤 / 千瓦时，全年节约标煤约 1.28 万吨。 3. 水塔改造。改造后单台机组年节约标煤约 1486.4 吨。 4. 一次风机、送风机变频器改造。单台机组全年节约电能 1473.35 万千瓦时，厂用电率降低 0.47%。 5. 机组“等离子”改造。改造后，机组每次启动可节约燃油 25.6 吨。考虑机组在低负荷稳燃时也会节省燃油，预计年节省燃油约 200 吨。 6. 强化运行管理。单台机组年节约厂用电 37.3 万千瓦时，折算年节约标煤约 118 吨，同时年节约水量约 5.8 万吨。 7. 开展能力建设。节能技术监督工作实行三级管理。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 机组先天性设计不足。一些机组设备硬件上存在先天不足难以克服。 2. 大规模技改投入面临困难。企业资金紧张，设备更新和技术改造大规模投入面临困境。 3. 2019-2020 年度碳配额短缺。企业排放配额与排放量存在一定差距，增加企业碳排放履约压力。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 继续加强节能改造； 2. 实施 EMC 合同能源管理； 3. 加快企业转型

附表 2 燃煤耦合生物质发电技术路线对比

技术名称	原理	优点	缺点
直接混燃耦合	生物质直接磨粉后送入锅炉混烧	生物质发电效率高	生物质电量检测和监管程度难，对燃煤机组影响大
分烧耦合	生物质直燃产生蒸汽送入汽轮机	生物质电量检测和监管程度简单，对燃煤机组影响小	单独增加生物质燃烧系统，系统改造复杂，投资高。
生物质气化与煤混燃耦合	生物质气化后送入锅炉与煤混燃	生物质发电效率高，生物质电量检测和监管程度简单，对燃煤机组影响小	经济成本较高

数据来源：课题组根据调研整理

附表 3 纯凝机组灵活性改造技术路线对比

技术名称	原理	优点	缺点	
炉膛温度场监测	能够检测燃烧器着火温度、着火强度和稳定性	避免锅炉熄火、保持燃烧稳定、指导运行人员配风调整	投资大	
低负荷稳燃技术	富氧燃烧	以高于空气氧气含量（20.947%）的含氧气体进行燃烧	节能效果显著，有效延长炉龄	烟气再循环量太大、功耗大、经济性不好
	等离子燃烧	采用直流空气等离子体作为点火源，实现锅炉的冷态启动不用一滴油的无油点火	经济实用、适用广泛、结构紧凑、调节范围大、安全环保	对设备运行可靠性要求高

技术名称		原理	优点	缺点
煤粉锅炉脱硝技术	省煤器烟气旁路	在省煤器入口前增加旁路烟道将高温烟气引出送至 SCR 入口烟道	烟温提升大于 20℃	所需场地大；挡板门容易卡涩；锅炉效率降低 0.1-0.3%
	省煤器水旁路	省煤器给水入口处分为主流水量和旁路水量，通过调整旁路水量和主流水量的比例来调节 SCR 反应器入口烟温	烟温提升不大于 15℃；所需场地小；安全性大	锅炉效率降低 0.1-0.3%
	省煤器热水再循环	指汽包底部与省煤器进口管装设再循环管	可提高烟气温度 0~60℃；所需场地小；安全性大	锅炉效率降低 0-0.65%
	增加零号高加	增加零号高加	烟温提升 5~8℃；所需场地小；提高低负荷稳燃	排烟温度每提高 10℃，降低 0.5 个锅炉效率
	省煤器分级布置	SCR 与空预器之间布置一级省煤器	可大幅度提升 SCR 入口烟温；所需场地小	加工复杂，造价高
CFB 锅炉脱硝技术	分离器提效	对分离器本体进行改造	提高循环灰量，减少温度差	工作不稳定
	烟气再循环	将氧气从空气中分离出来，分离出来的纯氧与锅炉燃烧的部分烟气混合成新的混合气进入炉膛	容易分离收集 CO ₂ ，减少 NO _x 排放	能量消耗大
	二次风深度分级燃烧改造	在布风板以上几米高的地方引入二次风	安全性大，减少 NO _x 排放	发生卡涩现象
	布风板结构改造	缩小布风板有效截面积	提高二次风率，减少 NO _x 排放	运行时不稳定

数据来源：课题组根据调研整理



附表 4 供热机组灵活性改造技术路线对比

技术名称	原理	优点	缺点
电锅炉供热	在热源侧设置电热锅炉，利用电作为供热热源实现热电解耦	对原系统改造小；热电解耦能力强	投资高；供热经济性差
储热供热	在热网侧设置储罐系统，削弱热-电负荷的时间耦合程度	对原系统改造小；供热经济性较好	投资高；占地面积大；对电网长期低负荷调峰的适应性较差
汽轮机旁路供热	利用汽轮机旁路将高参数蒸汽减温减压后对外供热	投资小；热电解耦能力强	经济性较差；对设备运行可靠性要求高
切除低压缸供热	切除低压缸进汽用于供热，实现低压缸零出力供热	投资小；供热经济性好；运行方式灵活	需要对末两级叶片动强度进行校核，无长时间运行经验

数据来源：课题组根据调研整理

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