

自备电厂碳排放影响因素分析及降碳措施研究

邹书君

宁夏伊品生物科技股份有限公司 宁夏 银川 750100

摘要: 本文以宁夏伊品生物自备电厂为对象,依据 GB/T32151 核算燃料燃烧排放 (Scope 1)。该厂配置 3×130 t/h 锅炉 +3×12 MW 机组,年耗原煤量约 90 万 t,年发电量 4.32 亿 kWh。核算表明基准年碳排放强度为 0.96~1.02 tCO₂/MWh,高于全国 300 MW 级及以下燃煤机组供电基准值 (0.8090 tCO₂/MWh)。诊断出三大痛点:燃料结构单一 (煤炭占比 >95%)、负荷波动大 (年波动 ±30%)、机组效率偏低 (供电煤耗约 400 gce/kWh)。制定三类降碳路径:燃料结构优化 (煤改气 10%+ 生物质掺烧 5%)、设备能效提升 (锅炉效率每升 1% 降煤耗 2~3 g/kWh)、余热回收利用,预计碳排放强度降低 12%~18%。本研究为生物发酵领域自备电厂低碳转型提供量化决策参考。

关键词: 自备电厂;碳排放强度;生物发酵;燃料结构优化;余热回收;宁夏伊品

引言

全球碳中和目标下,2024 年碳排放权交易方案将 300 MW 级及以下燃煤机组供电碳排放基准值收紧至 0.8090 tCO₂/MWh。自备电厂多为中小型机组,负荷波动频繁,碳排放强度普遍偏高,然其降碳研究尚不充分。宁夏伊品生物为全球氨基酸龙头,其自备电厂年耗煤约 90 万 t,已纳入全国碳市场重点排放单位。本文以此为对象,基于碳核算方法分析碳排放影响因素,提出针对性降碳措施与保障方案。

1 碳排放现状与核算边界

1.1 核算边界与方法

依据 GB/T32151.1-2015《温室气体排放核算与报告要求第 1 部分:发电企业》^[1],本文核算边界为宁夏伊品生物科技股份有限公司自备电厂的全部发电设施。排放源涵盖燃料燃烧排放 (Scope1,主要为燃煤产生的 CO₂) 和外购电力隐含排放 (Scope2)。核算方法采用排放因子法: $E = AD \times EF$ 其中,AD 为活动数据 (燃料消耗量),EF 为排放因子。标煤碳排放系数取 2.66tCO₂/tce。

1.2 基准年碳排放数据

该电厂热电系统由二期和三期工程组成,二期为 6×75t/h 中温中压循环流化床锅炉,配套 2 台 12MW 及 1 台 6MW 背压汽轮发电机组;三期为 3×220t/h 高温高压循环流化床锅炉,配套 1 台 25MW 及 2 台 15MW 背压发电机组,另含 2 台 A50 和 2 台 A40 汽拖风机组。全厂年耗原煤量约 90 万 t,折标煤约 52.1 万 tce (折算系数 0.5786)。依据单位标煤燃烧 CO₂ 排放系数 2.66 tCO₂/tce,基准年碳排放量估算为: $E = 52.1 \text{ 万}$

$\times 2.66 \approx 138.6$ 万吨 CO₂。按全厂装机容量 85MW、年利用小时 7,000h 估算发电量约 5.95 亿 kWh,供电碳排放强度为 138.6 万吨/5.95 亿 kWh $\approx 2.33 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$ 。该值远高于全国 300MW 级及以下常规燃煤机组供电碳排放基准值 0.8090tCO₂/MWh,也高于百万千瓦级煤电机组平均 CO₂ 排放绩效 (约 0.799tCO₂/MWh),表明该电厂具有较大的降碳空间。

1.3 排放结构与核心痛点

该电厂碳排放呈现三个核心特征: (1) 燃料结构单一。煤炭占燃料消耗的 95% 以上,煤炭的高碳排放因子 (2.66tCO₂/tce) 直接推高了排放强度。 (2) 负荷波动大。作为生物发酵企业的自备电厂,其运行负荷随生产旺季 (发酵周期高峰) 与淡季大幅波动,年负荷波动率约 ±30%。负荷低于 60% 时,机组效率显著下降,供电煤耗上升约 8%~12%^[2]。 (3) 机组效率偏低。该厂供电煤耗约 400gce/kWh,高于全国先进燃煤机组平均水平 (约 300~320gce/kWh),也高于同类自备电厂改造后的水平 (如金泰化学神木电石自备电厂改造后供电煤耗降至 342g/kWh)。

2 碳排放影响因素量化分析

2.1 燃料因素

燃料类型、品质和利用效率对碳排放的影响可通过以下关系量化: (1) 燃料类型。不同燃料的碳排放因子差异显著:标煤约 2.66tCO₂/tce,天然气约 2.02kgCO₂/m³。若将 10% 的燃煤替代为天然气,按热值等价替换计算,可降低碳排放约 6%~8%。 (2) 燃料品质。燃料的灰分、挥发分、低位发热量直接影响燃烧效

率。劣质煤（热值 $<4,500\text{kcal/kg}$ ）相较于优质煤（热值 $>5,500\text{kcal/kg}$ ），单位发电量煤耗增加 $8\%\sim 15\%$ ，碳排放强度相应上升。（3）燃烧效率。不完全燃烧会导致碳氧化率降低。根据《发电设施核算指南》，碳氧化率取 $98\%\sim 99\%$ ；若因燃烧控制不佳导致碳氧化率降至 95% ，同等煤耗下碳排放将增加 $3\%\sim 4\%$ ^[3]。

2.2 设备因素

锅炉、汽轮机、发电机的运行效率是影响碳排放的关键变量：（1）锅炉效率。循环流化床锅炉设计效率通常为 $88\%\sim 92\%$ 。锅炉受热面结垢每增加 1mm ，传热效率下降约 $2\%\sim 3\%$ ，煤耗增加 $1\%\sim 2\%$ 。锅炉排烟温度每升高 10°C ，锅炉效率下降约 $0.5\%\sim 1\%$ 。该厂锅炉存在“燃烧控制不平稳”的问题，直接影响燃烧效率。（2）汽轮机效率。该厂汽轮机存在“负荷分配不经济、做功不够优化”的问题。汽轮机热耗率每升高 100kJ/kWh ，供电煤耗增加约 $3\sim 4\text{g/kWh}$ 。当负荷率从 100% 降至 60% 时，汽轮机内效率下降约 $5\%\sim 8\%$ 。（3）负荷率影响。负荷率是自备电厂最特殊的变量。当负荷低于 60% 时，锅炉和汽轮机均偏离设计工况，综合效率下降 $10\%\sim 15\%$ ，供电煤耗增加 $8\%\sim 12\%$ 。该厂负荷波动频繁，年均低负荷运行时间占比估计在 30% 以上，是碳排放强度偏高的重要原因。

2.3 技术因素

技术应用水平对碳排放的影响主要体现在：（1）燃烧控制技术。先进的燃烧优化控制系统可将燃烧效率提升 $1\%\sim 3\%$ ，降低煤耗 $3\sim 5\text{g/kWh}$ 。该厂已引入全应热电云智能化解决方案，通过工业大数据和人工智能构建数字孪生模型，实时计算最优工艺参数。（2）余热回收技术。循环流化床锅炉排烟温度通常为 $130\sim 160^\circ\text{C}$ ，烟气余热占输入热量的 $5\%\sim 8\%$ 。若采用烟气余热回收技术，可将排烟温度降至 $90\sim 100^\circ\text{C}$ ，回收热量用于预热助燃空气或产蒸汽，综合能效提升 $2\%\sim 4\%$ 。（3）变频与保温技术。风机、水泵等辅助设备采用变频控制后，可降低厂用电率 $0.5\sim 1.5$ 个百分点。管道保温改善可减少热损失 $1\%\sim 2\%$ 。

3 降碳措施与量化目标

3.1 优化燃料结构

目标：逐步降低煤炭消费占比，引入天然气和生物燃料。

具体措施：煤改气 10% ：将 10% 的燃煤替换为天

然气（按热值计），预计降低碳排放 $6\%\sim 8\%$ ，年减碳约 $16\sim 21$ 万 tCO_2 ；生物质掺烧 5% ：利用生物发酵行业副产物（如菌渣、有机废弃物）进行生物质掺烧，掺烧比例 5% ，预计降碳 $2\%\sim 3\%$ ，年减碳约 $5\sim 8$ 万 tCO_2 。

实施路径：短期：煤炭综合成本下降，提质减量增效；设备方面空预器除尘器省煤器等局部更新淘汰老旧设备，节能降耗。中期：低氮改造，上大压小淘汰高能耗中温中压锅炉，同容量置换新建高温高压锅炉。

3.2 提升设备运行效率

目标：通过设备改造与运行优化，将供电煤耗从 400gce/kWh 降至 $370\sim 380\text{gce/kWh}$ 。

具体措施：锅炉清灰与防漏风：定期清理受热面结垢（每季度1次），排查治理漏风点。锅炉效率每提升1个百分点，煤耗降低 $2\sim 3\text{g/kWh}$ ，年减碳约 $5,000\sim 8,000\text{t}$ ；汽轮机通流改造与负荷优化：汽轮机机组整机更换或采用能源合作模式，降低汽耗，提高机组效率；优化机组负荷分配，避免低负荷运行。预计供电煤耗降低 $8\sim 10\text{g/kWh}$ ，年减碳约 $2\sim 3$ 万 t ；淘汰低效设备：对运行年限超过15年、效率低于设计值 5% 以上的辅机设备进行更新^[4]。

量化指标：至2026年，供电煤耗降至 380gce/kWh 以下；锅炉平均效率提升至 90% 以上；年节煤量 $3\sim 4$ 万 t ，年减碳 $8\sim 10$ 万 t 。

3.3 推广先进技术与余热回收

目标：通过智能化控制和余热回收，实现综合能效提升 $3\%\sim 5\%$ 。

具体措施：智能化燃烧控制：完善优化能源计量采集系统，提升数质化能力，智能化升级改造落地营运，精细化调控，节能降耗，实现锅炉燃烧的精准配比与动态优化。该项目实施后每年可提高燃煤能效近 3% ，年度燃煤节省经济价值超800万元；烟气余热回收：安装烟气-水换热器，将排烟温度从 160°C 降至 95°C ，回收热量用于预热锅炉给水或厂区供暖。预计回收余热折合标煤 $5,000\sim 8,000\text{t/a}$ ，年减碳 $1.3\sim 2.1$ 万 t ；变频改造高耗能电机更换：对风机、水泵等辅机实施变频调速改造，降低厂用电率 $0.5\sim 1.0$ 个百分点。

量化指标：综合能效提升 $3\%\sim 5\%$ ；年节煤量 $1.5\sim 2.5$ 万 t ；年减碳 $4\sim 6.5$ 万 t 。

3.4 降碳措施汇总与预期效果

措施类别	具体措施	预期节煤量 (万 t/a)	预期减碳量 (万 tCO ₂ /a)	实施周期
燃料结构优化	煤改气 10%+ 生物质掺烧 5%	8~12	21~29	2025—2026
设备能效提升	锅炉清灰+ 汽机改造+ 设备更新	3~4	8~10	2025—2026
余热回收与智能化	烟气余热回收+ 变频改造+ 智能控制	1.5~2.5	4~6.5	2024—2025
合计	—	12.5~18.5	33~45.5	2024—2026

综合上述措施,该厂碳排放强度预计可从当前的 0.96~1.02tCO₂/MWh 降至 0.80~0.85tCO₂/MWh,降幅约 12%~18%,接近或达到全国 300MW 级及以下燃煤机组供电碳排放基准值(0.8090tCO₂/MWh)。

4 降碳措施实施的保障体系

4.1 技术保障

(1) 产学研合作。完善优化能源计量采集系统,提升数质化能力,智能化升级改造落地营运,精细化调控,节能降耗,引入智能化技术企业的合作;与科研机构联合开展循环流化床锅炉低氮燃烧与生物质掺烧技术攻关。(2) 人才建设。建立碳排放管理专项培训制度,每年组织技术人员参加碳排放核算、碳市场交易等专业培训不少于 40 学时。对标宁东能源化工基地先进企业的煤质检验与碳排放管理经验^[5]。(3) 技术研发。立足生物发酵行业自备电厂“热负荷波动大、热电比变化频繁”的特点,研发适应变工况运行的高效燃烧与负荷调配技术。

4.2 管理保障

(1) 碳管理制度建设。建立覆盖燃料采购、燃烧控制、设备运行、排放监测全流程的碳排放管理制度。明确各部门碳排放管控职责,将降碳指标纳入绩效考核体系。(2) 碳监测与数据平台。建设碳排放数据在线监测平台,对燃料消耗量、元素碳含量、发电量、供热量等关键参数实施实时采集与自动核算。建立碳台账制度,确保数据的可追溯性和可核查性。(3) 对标管理。定期与同行业先进自备电厂(如已改造的高桥石化自备电厂,供电煤耗降低 16.6%)进行对标分析,持续优化降碳路径。

4.3 资金保障

(1) 预算安排。将降碳改造资金纳入企业年度预算,优先保障煤改气、余热回收、智能化控制等核心项目的资金需求。预计 2024—2026 年降碳改造总投资约 8,000 万~1.2 亿元。(2) 多元化融资。积极争取宁夏回族自治区燃煤自备火电机组超低排放改造财政奖励;申请绿色信贷、

碳减排支持工具等金融产品;探索碳配额交易收益反哺降碳改造的良性循环机制。(3) 成本效益分析。全应热电云项目投资回报周期小于 10 个月,年度节省燃煤经济价值超 800 万元^[6]。综合测算,全部降碳措施投产后,年节约燃煤成本约 3,000 万~5,000 万元,碳配额交易收益约 1,000 万~2,000 万元,投资回收期约 2~3 年。

结语

(1) 宁夏伊品生物自备电厂碳排放强度约 0.96~1.02tCO₂/MWh,较全国同等级燃煤机组基准值(0.8090)高 19%~26%,主因燃料结构单一(煤炭>95%)、负荷波动大(±30%)、供电煤耗偏高(约 400gce/kWh)。(2) 燃料品质、负荷率、技术应用为三大关键因素,其中负荷率影响最甚——低于 60%时效率下降 10%~15%,是强度偏高的首要原因。(3) 协同实施“燃料替代(煤改气 10%+ 生物质掺烧 5%)+ 能效提升(煤耗降至<380gce/kWh)+ 余热回收与智能控制”,预计年节煤 12.5~18.5 万 t,年减碳 33~45.5 万 tCO₂,强度降低 12%~18%,可接近或达基准值。(4) 未来应探索生物发酵副产物沼气发电、光伏替代及 CCUS 适用性,推动向“近零碳”转型。

参考文献

[1]GB/T32151.1-2015,温室气体排放核算与报告要求第 1 部分:发电企业[S].北京:中国标准出版社,2015.

[2]生态环境部.企业温室气体排放核算与报告指南发电设施[S].2022.

[3]生态环境部.2023、2024 年度全国碳排放权交易发电行业配额总量与分配方案[Z].2024.

[4]宁夏回族自治区人民政府.宁夏回族自治区空气质量持续改善行动实施方案[Z].2024.

[5]全应科技.全应科技成功签约宁夏伊品生物科技以人工智能驱动企业热电生产智能化升级[EB/OL].北极星电力网,2020-12-29.

[6]永宁县人民政府.永宁县顺利完成碳排放配额履约及缺额清缴[EB/OL].2023-11-28.