

碳达峰碳中和背景下火力发电厂碳排放分析与建议

周 英

(陕西省土地工程建设集团有限责任公司渭北分公司, 陕西 西安 710075)

摘 要 中国实现碳达峰后到碳中和的时间仅有大约 30 年, 远远短于发达国家所用时间, 而且中国的绝对排放量是任何国家都不可比的。无论减排的速度还是力度, 达峰后中国年减排量将远超发达国家。本文介绍了目前主流的碳排放计算和核查方法, 为有效规范和降低碳排放, 建议顺应燃煤机组“上大压小”、高参数大容量发展趋势, 积极配置光伏、风电、核能和水电等低碳、零碳能源。推广技术固碳和生态固碳等碳汇手段, 开发绿色金融产品, 规范碳排放交易市场。

关键词 碳达峰碳中和 火力发电厂 碳排放

中图分类号: X773

文献标识码: A

文章编号: 1007-0745(2022)09-0121-03

中电联《2021年1-6月份电力工业运行简况》显示: 全国发电装机容量 22.6 亿千瓦, 其中, 燃煤发电 10.9 亿千瓦, 同比增长 2.5%, 占比 48.23%。未来很长一段时间, 燃煤发电仍将占据重要地位。燃煤发电同时排放大量 CO₂, 引起全球变暖。我国作为世界上最大的碳排放国家, 占世界能源碳排放总量比重的 28.8%, 对全球碳达峰和碳中和具有至关重要的作用。在 2015 年《强化应对气候变化行动 - 中国国家自主贡献》公开承诺了中国的 CO₂ 排在 2030 年左右达到峰值。^[1]

1 火力发电厂碳排放研究概述

一些学者已经对具体燃煤机组碳排放进行相关研究。盖志杰等以 2×300MW 燃煤发电机组为研究背景, 计算表明 2011~2014 年全厂年均碳排放总量在 300~312tCO₂ 之间。刘睿等研究了 630MW 燃煤机组和 135MW 燃煤机组的碳排放, 结果表明前者单位 CO₂ 排放量显著低于后者的。高建强等研究了 58%、74%、89% 负荷下, 330MW 燃煤机组的碳排放, 发现燃煤供电碳排放强度与机组负荷之间呈负相关, 对燃煤供电碳排放强度影响较大的系统依次为汽轮机系统、厂用电系统和锅炉系统。蔡宇等研究表明煤耗不决定机组供电碳排放序位, 不同品种、产地和批次煤质差异的影响不容忽视, 特别是煤化程度较低的煤中氢含量的影响。张小丽等研究表明对于 1993 年以来中国新增煤电装机, 2018 年之后剩余的锁定碳排放量为 102.3(43.9~147.3)GtCO₂。作为火力发电厂的一部分, 有必要综合研究比较燃煤机组、燃气机组、燃油机组三者碳排放特点, 为我国

后期实施“碳达峰、碳中和”提供技术指导。为此, 笔者归纳总结了目前主流的碳排放计算和核查方法, 针对典型的 660MW 燃煤机组、365MW 燃气机组和 660MW 燃油机组进行碳排放计算和分析, 并结合火力发电厂碳排放的特点, 提出碳减排、碳汇、碳金融等相关建议。^[2]

2 火电厂碳排放典型计算与分析

本节对典型的燃煤机组、燃气机组和燃油机组进行碳排放计算, 为使结果更具比较性, 计算前进行以下初步假设:

(1) 初步选择计算年利用小时数为 4216 小时(《中国能源大数据报告(2021)》)。(2) 外购电力排放因子选择 0.604tCO₂/MWh。参考《DB11/T1781-2020 二氧化碳排放核算和报告要求电力生产业》。综合考虑机组容量和运行方式, 燃煤机组、燃气机组和燃油机组外购电量分别为 1000MWh、500MWh 和 1000MWh。(3) 燃煤机组、燃气机组和燃油机组厂用电率分别选取 6%、2%、4%。燃煤机组、燃气联合循环机组厂用电率一般介于 4%~9%、1%~2.5% 之间。燃油机组厂用电率在燃煤机组和燃气机组之间。

2.1 燃煤机组碳排放计算

以国家能源集团某 660MW 燃煤机组为例, 该锅炉为一次中间再热、超超临界压力变压运行、单炉膛、平衡通风、紧身封闭、固态排渣、全钢架、全悬吊结构、切圆燃烧方式的高效超超临界锅炉。^[3]

该机组燃煤干燥无灰基挥发分大于 25%, 参照《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》中表 B.4, 燃用烟煤的锅炉固体不完全燃烧热损失为 1.5%, 相应的估算其碳氧化率取 98.5%。燃煤机组碳排放计算包括煤炭燃烧产生的碳排放、脱硫过程的碳排放、企业净购入使用电力产生的碳排放。由于该电厂采用等离子点火, 不涉及燃料油燃烧碳排放。在假定条件下, 660MW 燃煤机组碳排放为 2303751tCO₂/y。

2.2 燃气机组碳排放计算

以某燃气热电厂 2 号机组为例, 该机组为燃气蒸汽联合循环供热机组, 设计采用“一拖一”的结构形式, 机组包含 1 台燃气轮机、1 台燃气轮发电机、1 台余热锅炉(HRSG)、1 台蒸汽轮机、1 台蒸汽轮发电机和有关的辅助系统和设备。余热锅炉为三压加再热、无补燃、卧式自然循环锅炉, 型号为 UG-SGT4000F-R。在背压工况下, “一拖一”联合循环机组总发电功率为 365MW。燃气机组碳排放计算包括天然气燃烧产生的碳排放、企业净购入使用电力产生的碳排放。由于燃气机组无脱硫系统, 不涉及脱硫过程碳排放。在假定条件下, 365MW 燃气蒸汽联合循环机组碳排放为 573945tCO₂/y。

2.3 燃油机组碳排放计算

目前大型燃油机组主要分布在原油产地, 比如沙特拉比格 2×660MW 亚临界燃油机组、沙特延布 5×660MW 亚临界燃油机组等。以沙特某 660MW 亚临界燃油机组为例, 锅炉为亚临界参数、自然循环、前后墙对冲燃烧方式、一次中间再热、单炉膛平衡通风、全钢构架的汽包炉。汽轮机为东方汽轮机厂生产的亚临界、一次中间再热、冲动式、单轴、双背压、三缸四排汽凝汽式(型号: N660-16.67/538/538)。发电机为东方电机股份有限公司生产的水氢冷却、自并励静止励磁方式汽轮发电机。燃油机组满负荷燃油总量 142t/h。由于采用海水脱硫, 无脱硫剂添加, 即无脱硫过程的碳排放。综合考虑机组容量和运行方式, 燃油机组外购电量取 1000MWh。在假定条件下, 660MW 燃油机组碳排放为 1988626tCO₂/y。

2.4 火电厂碳排放分析

典型的燃煤机组、燃气机组和燃油机组碳排放三种类型的火力发电厂单位发电量碳排放数值分别为 0.8279tCO₂/MWh、0.3730tCO₂/MWh 和 0.7147tCO₂/MWh。燃气机组单位发电量碳排放最低, 仅为燃煤机组的 45%。相应地, 燃油机组碳排放为燃煤机组的 86%。燃煤机组、燃气机组和燃油机组的厂用电率分别为 6%、2%

和 4% 情况下, 三种类型的火力发电厂单位供电量碳排放数值分别为 0.8808tCO₂/MWh、0.3806tCO₂/MWh 和 0.7445tCO₂/MWh。从降低碳排放的角度, 在同等条件下优先配置燃气蒸汽联合循环发电是在保证用电安全前提下降低碳排放强度的有效措施。从火电厂碳排放的来源, 燃煤机组、燃气机组和燃油机组的化石燃料燃烧所产生的碳排放占电厂碳排放总量的一般在 99% 以上, 所以火电厂降低碳排放的主要技术路线还是提高能源利用效率、降低单位发电量的碳排放量。在条件容许的情况下, 优先使用单位供电量碳排放较低的能源, 如天然气、氢能、燃气掺氢等; 对于燃煤机组, 优先发展高参数大容量、热电联产、热量冷三联产等机组。脱硫过程所产生的碳排放主要影响因素有燃煤量、煤质含硫量、脱硫剂中碳酸盐含量、转化率等。其中, 燃煤量和煤质含硫量对脱硫过程所产生的碳排放影响最大。煤中硫含量一般介于 0.2%~4%, 高硫煤对应的脱硫碳排放总量和排放占比都相应增加。文中燃煤机组煤中含硫量为 0.22%, 对应的脱硫过程碳排放总量和排放占比分别为 6186tCO₂/y、0.27%。假设燃煤含硫量 4% 作为单一变量, 相应的脱硫过程碳排放总量和排放占比将变为原先的 18 倍左右, 即约 112472tCO₂/y 和约 4.91%。企业净购入使用电力产生的碳排放受机组检修周期、基建情况、调度启停等因素影响, 不同火电厂外购电量不同, 应根据实际情况确定。根据调研统计, 一般火电厂年均外购电量统计区间在 400~2500MWh, 外购电力的排放因子不同地区略有差异, 应具体查询当地权力责任部门确定。

3 火电厂碳排放相关建议

3.1 碳排放计算和核算建议

(1) 目前我国火电厂碳排放计算方法主要通过燃料碳核算方法, 建议建立相关标准, 规范 CEMS 核算方法。(2) 核算脱硫过程的碳排放, 要特别注意脱硫类型及脱硫剂的使用情况。对于海水脱硫, 不涉及石灰石等脱硫剂添加, 即不考虑脱硫过程的碳排放。(3) 统计分析碳排放应该从总量和强度两个方面进行。不同机组不能单纯比较数值大小, 应根据运行时间、燃料类型、是否供热、机组效率等角度研究综合分析。

3.2 碳减排建议

(1) 减少化石能源使用, 提高能源使用效率。对于燃煤机组, 随着机组容量增大和参数提升, 度电碳排放逐渐降低。据此, 为降低单位发电量碳排放, 可采取“上大压小”措施, 关停 300MW 以下燃煤机组, 大力发展高参数大容量机组。(2) 增加清洁能源使用,

提高清洁能源在发电装机容量占比。积极配置光伏、风电、核能和水电等低碳、零碳能源。例如,风电场调度运行控制优化、减少弃风弃光现象、季节性抽水蓄能电站、调峰调频抽水蓄能电站、远海大型风电系统建设等。

3.3 碳汇建议

(1)积极采用技术手段进行碳捕集、碳利用、碳封存,即CCUS技术(Carbon Capture, Utilization and Storage)。开展碳捕集技术研究和应用,包括且不限于点源CCUS技术、生物质能碳捕集与封存技术(BECCS, Biomass Energy Carbon Capture and Storage)、直接空气碳捕获与储存技术(DACCS, Direct Air Carbon Dioxide Capture and Storage)等。BECCS技术是利用生物质能的光合作用来捕集并在后期分离、储存二氧化碳的技术。DACCS技术是一种利用DAC溶液系统或固态系统从空气中捕集二氧化碳并转化为产品封存起来的技术。开展碳利用技术研究和应用,包括且不限于矿化碳利用、化学碳利用、生物碳利用(CO₂促进植物生长)等。开展碳封存技术研究和应用,包括且不限于利用含水层封存CO₂、强化采油技术(EOR, Enhanced Oil Recovery)等。(2)积极开展生态固碳,充分利用森林、草原、湖泊、绿地、湿地等生态环境对二氧化碳吸收,降低大气中碳含量。^[4]

3.4 碳金融建议

(1)开发、推广、跟踪绿色金融产品,涉及绿碳产品的“募投管退”的各个阶段,确保绿色债券、绿色保险等金融产品有序、可控、安全、合法推进实施。(2)有序推进碳排放总量核算,积极参与碳排放交易。2021年7月16日9点30分全国碳排放权交易在上海环境能源交易所正式启动,首笔碳交易价格52.78元/吨,总量16万吨。

3.5 火电厂发展建议

长久以来,火电一直承担着我国能源安全的重要责任。我国已明确,“十四五”时期将严控煤电项目,并在《2021年能源工作指导意见》中提出,2021年将煤炭消费比重降低至56%以下,这是我国为尽快实现碳达峰目标采取的关键举措。2020年我国火力发电量为51743亿kW·h,同比增长2.53%,占总发电量的67.87%,近十年来首次降到70%以下。标准煤耗从333g/(kW·h)降到了305.5g/(kW·h),降幅达到8.26%,但仍距离我国的碳排放目标有相当的距离。随着“3060目标”的提出以及可再生能源的全面快速发展,今后火电发展空间将进一步被压缩。在此期间,

火电领域的技术创新将以清洁低碳、安全高效和灵活智能为研究重点。一是开展燃煤电厂烟气多污染物高效一体化协同治理技术,火电厂大规模碳捕集、封存与利用技术研究,促进煤电的低碳清洁发展;二是开展新一代高参数超超临界发电关键技术,煤基联合循环发电及多联产技术,煤炭与生物质、污泥及垃圾耦合高效发电技术改造,提高火电系统综合效率;三是开展智慧火力发电及在役燃煤机组灵活性改造等技术,推动火电机组智能化转型。^[5]

4 结论

本文介绍了目前主流的碳排放计算和核查方法,对典型的660MW燃煤机组、365MW燃气机组和660MW燃油机组进行碳排放计算。在给定条件下三种类型的火力发电厂碳排放总量分别为2303751tCO₂/y、573945tCO₂/y、1988626tCO₂/y,单位发电量碳排放数值分别为0.8279tCO₂/MWh、0.3730tCO₂/MWh和0.7147tCO₂/MWh。燃气机组单位发电量碳排放最低,仅为燃煤机组的45%。相应地,燃油机组碳排放为燃煤机组的86%。从降低碳排放的角度,在同等条件下优先配置燃气蒸汽联合循环发电是在保证用电安全前提下降低碳排放强度的有效措施。从火电厂碳排放的来源,化石燃料燃烧所产生的碳排放占电厂碳排放总量一般在99%以上。脱硫过程所产生的碳排放占比与煤中含硫量有关。企业净购入使用电力产生的碳排放受机组检修周期、基建情况、调度启停、区域排放因子等因素影响,不同电厂略有差异,占比最小。为有效规范和降低碳排放,建议提高化石能源使用效率,增加清洁能源占比。顺应燃煤机组“上大压小”、高参数大容量发展趋势,积极配置光伏、风电、核能和水电等低碳、零碳能源。推广技术固碳和生态固碳等碳汇手段,开发绿色金融产品,规范碳排放交易市场。

参考文献:

- [1] 杨英明,孙建东,李全生.我国能源结构优化研究现状及展望[J].煤炭工程,2019,51(02):149-153.
- [2] 李庆,姜龙,郭玥,等.燃煤电厂超低排放应用现状及关键问题[J].高电压技术,2017,43(08):2630-2637.
- [3] 张立,谢紫璇,曹丽斌,等.中国城市碳达峰评估方法初探[J].环境工程,2020,38(11):1-4.
- [4] 胡鞍钢.中国实现2030年前碳达峰目标及主要途径[J].工业大学学报(社会科学版),2021,21(03):1-15.
- [5] 朱法华,王玉山,徐振,等.中国电力行业碳达峰、碳中和的发展路径研究[J].电力科技与环保,2021,37(03):9-16.