

燃煤机组耦合储能系统深度调峰经济性与动力运行特性分析

刘勇勇

陕西华电榆横煤电有限责任公司榆横发电厂 陕西 榆林 719000

摘要：深度调峰常态化对燃煤机组的变负荷能力和运行经济性提出了更高要求，耦合储能系统是提升机组调峰性能的有效技术路径。本文系统概述了燃煤机组耦合储能调峰系统的构成与运行架构，从燃煤机组变负荷动力响应和储能快速调节两个维度揭示了耦合系统的调峰运行机理，建立了涵盖调峰深度、变负荷速率和能效提升的动力特性评价指标体系。在此基础上，构建了耦合调峰系统的全生命周期经济性分析模型，并通过仿真对比分析了不同储能容量配置下机组的动态负荷响应特性、热力参数稳定性及能耗变化规律，为燃煤机组耦合储能系统的优化设计和经济性评估提供了理论依据。

关键词：燃煤机组；储能；深度调峰；经济性；运行特性

引言：随着新能源装机容量持续快速增长，燃煤机组深度调峰已成为电力系统运行的常态。深度调峰工况下，机组长时间在低负荷区域运行，不仅面临锅炉稳燃困难、SCR脱硝效率下降等安全问题，还因供电煤耗大幅升高导致经济性显著恶化。与此同时，频繁的变负荷操作加剧了汽轮机热疲劳和锅炉受热面寿命损耗，增加了设备维护成本。耦合储能系统为破解这一困境提供了新思路——储能装置在机组降负荷时吸收电能、升负荷时释放电能，可有效平抑机组出力波动、减少变负荷频次，拓展调峰深度。

1 燃煤机组耦合储能调峰系统概述

1.1 机组本体及热力系统概况

以典型600MW亚临界燃煤机组为研究对象，锅炉为一次中间再热、四角切圆燃烧Ⅱ型布置，最大连续蒸发量2020t/h，额定主蒸汽压力17.5MPa、温度540℃。汽轮机为亚临界、一次中间再热、单轴三缸四排汽凝汽式。机组设计最低稳燃负荷40%，最低技术出力35%，设计供电煤耗约318g/kWh。回热系统配置三台高加、一台除氧器和四台低加，共八级非调整抽汽。年利用小时数约4500h，深度调峰运行占比升至30%~35%，年变负荷次数超3000次，较基荷运行增加2~3倍，对调峰性能和运行经济性构成严峻挑战。

1.2 储能系统选型与工作原理

磷酸铁锂电池是大型火电机组耦合储能的首选路线，响应时间毫秒级，循环效率92%~95%，循环寿命5000~8000次，技术成熟、安全可控。储能容量按机组额定功率的5%~15%配置，兼顾调峰收益与投资经济性。系

统通过35kV母线接入厂用电，配置独立的BMS和EMS，实现与机组DCS协调控制。降负荷时储能充电吸收电能，使机组上网出力进一步降低而不影响锅炉最低稳燃负荷；升负荷时储能放电补充功率缺口，提高整体出力响应速度^[1]。

1.3 耦合调峰系统运行架构

耦合调峰系统运行架构分为功率层、控制层和调度层三个层级。功率层由燃煤机组和储能系统构成，机组承担基础负荷与长时调节，储能承担短时功率平抑与快速响应。控制层以DCS为核心，通过储能协调控制站实现与BMS/EMS联动，变负荷速率超限时储能自动补偿功率差额，出力偏离AGC指令时储能优先响应偏差。调度层接受AGC指令，根据储能SOC状态、机组当前出力及变负荷能力，将指令分解为机组目标出力和储能目标出力，实现协调优化。

2 耦合系统调峰运行机理与动力特性理论分析

2.1 燃煤机组变负荷动力响应机理

燃煤机组变负荷受锅炉热惯性制约，动力响应呈现明显延迟和速率限制。升负荷时，锅炉需经历制粉出力增加、煤粉输送、燃烧放热增强、工质吸热升温及调门开大等环节，总延迟约150~200s，变负荷速率限制在1.5%~3%/min。锅炉热惯性源于受热面金属蓄热与工质流动惯性，水冷壁及过热器金属总质量约2000~3000t，变负荷时蓄热变化需时间，限制了热负荷快速传递。汽机侧调门响应较快（数秒内），但整体速率由锅炉侧主导。低负荷区（<50%），燃烧稳定性下降，变负荷速率进一步降至1.5%/min以下，严重制约调峰灵活性。

2.2 储能快速调节动力补偿机理

储能系统功率响应毫秒级,可在数秒内满功率输出,弥补燃煤机组分钟级响应的时差。负荷指令变化初期(0~60s),储能承担主要功率调节任务,使出力快速跟踪AGC指令;中期(60~180s),随锅炉热负荷逐步建立,储能出力回退;后期(>180s),机组完全承担调节任务,储能恢复备用或充电。通过“储能先行、机组跟进”协调控制,耦合系统等效变负荷速率可由1.5%~3%/min提升至4%~6%/min。储能还可平抑变负荷过程中的功率超调和振荡,使出力曲线平滑,减少调门频繁动作对蒸汽参数的扰动^[2]。

2.3 耦合系统深度调峰动力特性指标体系

耦合系统动力特性评价需建立多维度指标体系。调峰深度指标包括机组最低稳燃负荷(40%~45%)、耦合系统最低出力(可达25%~35%)及调峰深度提升幅度。变负荷能力指标涵盖最大变负荷速率(4%~6%/min)、AGC响应时间及负荷调节精度(稳态偏差±1%以内)。运行稳定性指标包括主蒸汽温度波动幅度(耦合后由±8℃收窄至±4℃)、炉膛压力波动范围(由±150Pa收窄至±80Pa)及轴振变化。上述指标构成耦合系统动力特性完整评价体系,为不同储能配置方案的性能对比提供统一量化标准。

2.4 耦合系统能效提升机理

耦合储能系统通过三个途径提升机组能效。其一,减少低负荷运行时长——储能充电使机组在相同上网出力下维持更高锅炉负荷率,高负荷率下锅炉效率更高、供电煤耗降低。其二,减少频繁变负荷损失——储能承担部分短时调节任务,机组变负荷频次减少约30%~40%,附加煤耗相应降低。其三,减少锅炉启停损耗——储能调峰能力使机组在负荷低谷期进一步下探出力而无需停机备用,避免了启停带来的巨大能量损失(一次冷态启动耗煤约100~150t)。

3 耦合调峰系统经济性模型构建

3.1 成本核算模型

耦合调峰系统的全生命周期成本包括初始投资成本、运行维护成本和更换成本三大类。初始投资成本涵盖储能设备购置费(电芯、PCS、BMS、EMS)、土建安装费、接入系统改造费,参考当前市场价格水平,磷酸铁锂储能系统单位投资约1000~1200元/kWh,按10MW/40MWh配置方案计,初期投资约4000~4800万元。运行维护成本包括电池系统的日常运维、故障检修、人工及管理成本,年均运维费用约为初始投资的2%~3%。更换成本考虑了储能系统寿命周期内的电池更换费用,磷酸铁

锂电池循环寿命约5000~8000次,按日循环1次计,更换周期约8~10年,更换成本约为初始投资的60%~70%。此外,还需计入储能系统自身运行的电量损耗成本(充放电效率约92%,能量损失约8%)和机组因耦合运行增加的厂用电消耗。全生命周期成本按20年计算,折合为等年值进行经济性评价。

3.2 收益核算模型

耦合调峰系统的收益来源主要包括调峰辅助服务补偿、峰谷电价差套利、发电量收益提升和容量市场收益四个方面。调峰辅助服务补偿是最主要的收益来源,根据各区域电力市场现行规则,深度调峰补偿标准通常按调峰深度和调峰电量计算,补偿价格约0.3~0.8元/kWh,一台600MW机组配置10MW/40MWh储能后,年调峰补偿收益约800~1500万元。峰谷电价差套利是利用储能系统在电价低谷时段充电、高峰时段放电获取差价收益,按峰谷价差0.5~0.8元/kWh、日循环一次计,年套利收益约300~600万元。发电量收益提升来源于储能减少机组低负荷运行时长带来的供电煤耗降低和发电量增加。容量市场收益取决于所在区域容量市场政策。

3.3 综合经济性评价指标

综合经济性评价采用净现值、内部收益率和投资回收期三个核心指标。净现值是将项目寿命期内各年的净现金流量折现至基准年后的累计值,当NPV>0时项目具有经济可行性。内部收益率是使项目净现值为零的折现率,反映项目自身的盈利能力,当IRR大于行业基准收益率(通常8%~10%)时项目可行。投资回收期是项目从开始投资到累计净收益抵消初始投资所需的时间,分为静态投资回收期和动态投资回收期,前者不考虑资金时间价值、后者考虑折现^[3]。此外,平准化度电成本可用于比较不同储能配置方案的经济性优劣,将其全生命周期成本分摊到单位发电量上,便于在不同技术和不同规模方案间进行横向对比。

3.4 关键影响因素分析

耦合储能调峰系统的经济性受多种因素影响,敏感性分析可识别其中的关键变量。储能系统初始投资成本是最敏感因素之一,单位投资每下降10%,项目IRR约提升2~3个百分点。调峰补偿价格是收益端的核心变量,补偿标准每提高0.1元/kWh,年收益增加约200~300万元,IRR提升约1.5个百分点。储能循环寿命直接影响更换成本和全生命周期收益,循环寿命从5000次提升至8000次,项目NPV约增加15%~20%。此外,煤价波动通过影响机组运行成本和调峰意愿间接作用于储能调峰收益。综合考虑各因素影响程度排序为:调峰补偿价格>储能初始

投资 > 储能循环寿命 > 峰谷电价差 > 煤价, 前三个因素对项目经济性起决定性作用。

4 耦合系统运行工况仿真与特性对比分析

4.1 仿真模型搭建与工况设定

基于MATLAB/Simulink搭建了600MW机组耦合储能调峰仿真模型。机组模型包含锅炉热力系统、汽轮机调节系统、回热系统及协调控制系统, 锅炉采用集总参数模型, 汽轮机采用级组模型。储能模型包含电池等效电路、功率变换系统及能量管理系统, 考虑SOC变化对端电压和内阻的影响。仿真工况覆盖AGC连续变负荷(50%~100%, 速率2%~4%/min)、深度调峰稳态运行(30%~50%负荷)及电网频率扰动响应。对比方案设计无储能及5%、10%、15%四种配置, 对比各方案的动态响应与稳定性指标。

4.2 动态负荷响应特性对比

无储能时, 机组出力跟踪延迟约150s, 最大变负荷速率2.8%/min, 存在约3MW稳态偏差和5min振荡收敛。配置10%储能后, 储能初期优先响应补偿约80%功率差额, 机组60~90s内接替, 等效变负荷速率提升至4.2%/min, 延迟缩短至60s以内, 稳态偏差降至 ± 0.8 MW。15%配置时速率达5.1%/min, 但SOC恢复时间延长, 连续变负荷后可用容量不足风险增加。5%配置效果有限(速率仅3.5%/min)。综合考虑, 10%为最优方案。

4.3 热力参数稳定性对比分析

无储能时, 变负荷过程主蒸汽温度波动 $\pm 8 \sim \pm 10^\circ\text{C}$, 再热汽温波动 $\pm 6 \sim \pm 8^\circ\text{C}$, 炉膛压力波动 $\pm 150 \sim \pm 200$ Pa。配置10%储能后, 储能承担初始调节任务, 机组自身变负荷速率降低, 锅炉热负荷变化平缓, 主蒸汽温度波动收窄至 $\pm 4 \sim \pm 5^\circ\text{C}$, 再热汽温收窄至 $\pm 3 \sim \pm 4^\circ\text{C}$, 炉膛压力收窄至 $\pm 80 \sim \pm 100$ Pa。水冷壁出口工质温度波动由 $\pm 12^\circ\text{C}$ 降至 $\pm 6^\circ\text{C}$, 高压缸排汽温度波动由 $\pm 8^\circ\text{C}$ 降至 $\pm 4^\circ\text{C}$ 。热力参数稳定性改善提高了运行安全性, 降低了热疲劳损伤速率^[4]。

4.4 机组能耗特性对比

无储能时, 50%负荷下供电煤耗约335g/kWh, 较额定工况升高17g/kWh。配置10%储能后, 机组在相同上网出力下维持更高锅炉负荷率, 供电煤耗降至约327g/kWh, 降低约8g/kWh。耦合后全工况平均供电煤耗降低5~10g/kWh, 年节约标煤8000~15000t。变负荷附加煤耗同样降低, 变负荷频次减少约35%, 附加煤耗降低约0.7~1.0g/kWh。储能自身充放电能量损失约8%, 但相对煤耗节约收益影响较小。

结束语

燃煤机组耦合储能系统是提升深度调峰能力的有效技术路径。本文从系统构成、运行机理、动力特性和经济性四个维度对耦合调峰系统进行了系统分析, 建立了涵盖调峰深度、变负荷速率和能效提升的动力特性评价指标体系, 构建了全生命周期经济性分析模型。研究表明, 磷酸铁锂储能与燃煤机组的耦合可显著提升机组的变负荷速率和调峰深度, 同时改善热力参数稳定性、降低供电煤耗。在现行调峰补偿政策下, 10%容量配置方案的经济性最优。建议后续研究进一步探索储能与燃煤机组耦合的协调控制策略优化方法, 以及储热-储电多能互补在燃煤机组调峰中的应用, 为新型电力系统下火电机组的灵活转型提供更多技术选择。

参考文献

- [1]徐传坤,张杰,马行驰,等. 660 MW燃煤机组与AA-CAES耦合系统热解耦及调峰研究[J]. 热力发电, 2026, 55(2): 95-107.
- [2]童家麟,吴瑞康,茅建波,等. 燃煤机组深度调峰瓶颈改善及耦合调峰技术研究[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(4): 43-50.
- [3]张世刚,陈明磊,武剑波,等. 耦合熔盐储能的火电机组灵活调峰系统热力性能分析[J]. 电力勘测设计, 2025(8): 1-8, 55.
- [4]景玉博,邹璐垚,蒋佳月,等. 碳捕集燃煤机组耦合储能技术的研究进展[J]. 综合智慧能源, 2024, 46(9): 20-27.