

DOI: 10.19666/j.rlfd.202605111

新型电力系统下海南电网煤电安全可靠保障研究

向小凤¹, 秦建柱², 丹慧杰¹, 劳帮壮³, 敬小磊¹, 刘斌³,
黄俊谐³, 韩星光³, 李宗泰¹, 王志超¹

(1. 西安热工研究院有限公司, 陕西 西安 710054;
2. 华能海南发电股份有限公司, 海南省 海口 570100;
3. 华能海南发电股份有限公司东方电厂, 海南 东方 572600)

[摘要] 【目的】针对海南海岛独立电网高新能源渗透率、核电基荷刚性且不再新增煤电的约束条件, 研究存量煤电的功能转型模式, 明确机组技术标准, 构建适配海岛电网的低碳灵活转型体系与安全支撑方案。【方法】结合海南电网电源结构、负荷特性、网架条件与调峰调频平衡结果, 明确煤电在新型电力系统中的功能定位与技术要求, 构建热电解耦、深度调峰、储能耦合、智慧运行、新能源耦合、低碳发展六大技术路径, 提出煤电对海南电网频率稳定、电压稳定、新能源消纳、应急保供、跨区域互济的安全可靠支撑策略, 并结合电力现货市场开展收益分析。【结果】研究表明:2025 年海南全社会用电量 544.73 亿 kW·h, 同比增长 4.97%; 预计 2027 年全省调峰最大缺口将达 183 万 kW。煤电经灵活性改造后, 最小技术出力可降至 25% 额定负荷以下。【结论】依托容量电价、现货市场与辅助服务机制, 改造后的煤电能够实现安全、低碳、经济协同发展。形成的技术体系、支撑策略与运行方案, 可为海南新型电力系统示范建设、煤电转型提质及同类海岛电网安全运行提供理论支撑与工程参考。

[关键词] 新型电力系统; 海南电网; 安全可靠保障; 调峰调频; 灵活性改造

[引用本文格式] (本段作者勿动) 作者姓名. 中文标题[J]. 热力发电, 2026, 55(14): 起始页码-终止页码. 作者姓名. 英文标题[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(14): 起始页码-终止页码.

Research on safety and reliability guarantee of coal-fired power units in Hainan power grid under the new power system

作者¹, 作者², 作者³ (四号仿宋) Xiang Xiaofeng¹, Qin Jianzhu², Dan Huijie¹, Lao Bangzhuang³, Jing Xiaolei¹, Liu Bin³,
Huang Junxie³, Han Xingguang³, Li Zongtai¹, Wang Zhichao¹

(1. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China;
2. Huaneng Hainan Power Generation Co., Ltd., Haikou 570100, China;
3. Dongfang Power Plant, Huaneng Hainan Power Generation Co., Ltd., Dongfang 572600, China)

Abstract: [Objective] With the comprehensive implementation of China's dual carbon goals and the full-scale construction of modern new power systems, Hainan's isolated island power grid has maintained a clean energy installed penetration rate steadily above 87.1%. Large-scale grid integration of onshore and offshore wind power, as well as centralized and distributed photovoltaic power, brings about prominent system challenges: insufficient

收稿日期: 2026-05-29 修回日期: 2026-06-22 接受日期: 2026-06-25 网络首发日期: XXXX-XX-XX

基金项目: 支撑能源转型的煤炭清洁高效利用国家科技重大专项项目 (2025ZD1701100, 2025ZD1701102)

Supported by: Coal-Major Project (2025ZD1701100, 2025ZD1701102)

第一作者简介: 向小凤 (1980), 女, 博士, 高级工程师, 主要研究方向为空气污染物排放控制及清洁能源低碳燃料燃烧,

xiangxiaofeng@tpri.com.cn.

通信作者简介: 王志超 (1986), 男, 博士, 正高级工程师, 主要研究方向为多元清洁燃料掺烧、低碳零碳发电技术, wangzhichao@tpri.com.cn.

peak shaving and frequency regulation capacity, continuous decline in system equivalent inertia, volatile power flow and severe voltage fluctuations. These issues create major hidden risks to the secure, stable and economical operation of the provincial power grid. Restricted by local policies that ban the construction of new coal-fired generating units, existing in-service coal-fired units serve as the only multi-functional supporting power source for Hainan Power Grid. They can provide essential ancillary services including deep peak regulation, fast primary and secondary frequency modulation, dynamic reactive power and voltage support, emergency spinning reserve, and system black-start capability. Against the backdrop of ultra-high renewable energy penetration, this paper systematically explores feasible flexible retrofitting modes for operational coal-fired units, defines their multi-dimensional core functional positioning and quantifiable technical indicators, and constructs a complete low-carbon flexible transformation framework together with targeted grid security support strategies tailored to the unique operating characteristics of isolated island power grids. [Methods] This study sorts out Hainan's current power supply mix, seasonal and diurnal load variation patterns, main grid structure and annual peak-valley balance status. On this basis, it clarifies the technical requirements for retrofitted units and proposes six transformation pathways: thermoelectric decoupling, deep peak-load retrofitting, energy storage coupling, intelligent digital operation upgrading, complementary coordination with new energy stations, and low-carbon emission reduction reconstruction. A multi-layer collaborative control strategy is established to mitigate grid operational risks, and the economic performance of retrofitted thermal units is quantitatively analyzed under the rules of the provincial electricity spot market and auxiliary service market. [Results] Statistics indicate that Hainan's total social electricity consumption reached 54.473 billion kW·h in 2025, with a year-on-year growth of 4.97%. Forecasts show the grid's maximum peak shaving deficit will expand to 1.83 million kW by 2027. Comprehensive flexible retrofits can lower the minimum technical output of coal-fired units to below 25% of their rated capacity. [Conclusion] When combined with capacity compensation pricing and standardized auxiliary service trading mechanisms, renovated thermal power assets can achieve coordinated optimization of grid safety operation, low-carbon energy transition and sustainable economic profitability. The research conclusions and transformation pathways provide valuable engineering references for new power system construction in other isolated island power grids with high renewable energy penetration worldwide.

Key words: new power system; Hainan Power Grid; safety and reliability guarantee; peak and frequency regulation; flexible retrofitting

全球能源转型向纵深推进,以新能源为主体的新型电力系统,已成为实现“双碳”目标的核心载体^[1-2]。我国先后发布《新型电力系统发展蓝皮书》、《加快构建新型电力系统行动方案(2024—2027年)》等政策,明确新型电力系统“三步走”建设路径,提出煤电由传统电量型电源,向基础保障性与系统调节型电源并重转型的核心定位,为电力行业高质量转型发展指明方向^[3]。近年来,我国风电、光伏装机规模稳居全球首位,新能源发电量占比快速提升,电力系统形态、运行特性与控制逻辑发生深刻变化。高比例电力电子设备并网,带来系统等效惯量降低、频率波动加剧、电压支撑减弱、稳定裕度下降等突出问题,对传统电源的调节能力与安全支撑功能提出全新要求^[4-5]。

海南是全国唯一的省域清洁能源岛示范区与自由贸易港,肩负绿色低碳转型与高水平开放发展的双重使命。依托优越的风光资源与专项政策支持,海南清洁能源转型步伐持续加快。截至2025年底,全省清洁能源装机占比提升至87.1%,发电量占比达72.87%,新能源消纳率连续多年保持在99.87%以上,多项关键指标位居全国前列^[6]。海南

电网是典型的海岛独立电网,最高电压等级500 kV,建成“口”字型环岛主网架,通过双回联网线路与南方主网互联,可在联网与孤网两种工况下灵活切换运行^[7]。随着昌江核电二期两台百万千瓦级机组投运、大规模海上风电与集中式光伏基地开发,海南电网呈现小容量、大机组、高渗透、强刚性的典型特征^[8],核电基荷刚性持续增强,新能源随机性、波动性显著加剧,调峰调频缺口持续扩大,午间弃风弃光风险、孤网频率稳定风险、极端天气保供风险显著提升。

在海南省不再新增煤电装机的严格政策约束下,存量煤电机组成为现阶段唯一可同步提供深度调峰、快速调频、同步惯量、电压支撑、黑启动、应急保底的综合型电源,其安全可靠运行与功能转型,直接关系到海南新型电力系统建设成败与电力安全可靠供应。目前,国内外相关研究多聚焦于煤电单一灵活性技术改造、全国性调度运行策略、电力现货市场机制设计等方向^[9,10],针对海岛独立电网、高比例新能源、核电强刚性、联网/孤网双模式耦合场景下的煤电综合安全保障体系研究较为有限,尚未形成覆盖技术路径、调度策略、市场机制、

安全支撑的一体化解决方案。

为此,本文立足海南电网实际电源结构、负荷特性、网架条件与市场规则,以东方电厂等主力煤电机组为依托,系统开展煤电安全可靠保障研究,提出覆盖技术路径、调度策略、市场收益、安全支撑的一体化方案,对推动海南新型电力系统高质量建设具有重要现实意义。

1 国内新型电力系统发展与海南电源结构概况

1.1 新型电力系统发展与规划

图 1 所示为三大阶段在电源、电网、用户、储能侧的发展定位与演变逻辑,明确了新型电力系统加速转型期(当前至 2030 年)、总体形成期(2030—2045 年)、巩固完善期(2045—2060 年)^[11-12]。2030 年前,煤电仍是电力安全保障的压舱石,并向基础保障性和系统调节型电源并重转型。2030—2045 年,煤电加速清洁低碳转型。2045—2060 年,逐步成为备用与调节型电源^[13-14]。

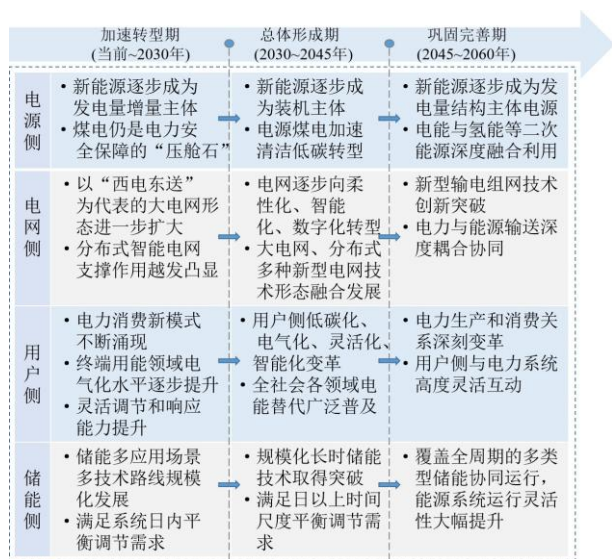


图 1 新型电力系统建设“三步走”发展路径

Fig.1 Three-step development path for the construction of new power system

我国全社会用电量保持稳步增长,用电刚性增长对系统调节能力提出更高要求。未来我国能源装机结构将发生根本性变化,发电结构直接决定全网碳排放水平,随着煤电占比下降、风光占比提升,电网碳排放因子显著降低,电源低碳化是实现“双碳”目标的核心路径^[15]。未来区域煤电年均利用小时数持续走低,机组定位完成深度转变,由传统发

电主体升级为兼顾容量支撑、系统调节的保障型电源^[16-17]。

1.2 新型电力系统发展与规划

海南电网作为我国唯一独立运行的省级海岛电网,电源结构具有清洁主导、多能互补、核电支撑、煤电兜底特点。截至 2025 年 8 月,全省总装机容量 2 527 万 kW,其中新能源装机 1 208 万 kW(风电 217 万 kW、光伏 945 万 kW、生物质 46 万 kW),占全省总装机比例升至 47.8%,新能源新增并网容量 371 万 kW,储能装机 124.7 万 kW,配储比例全国第 1^[18]。

海南电源结构历经单一水电、煤电主导、清洁转型三个阶段。2010 年前,水电与小型煤电为主体电源;2010—2020 年,东方电厂等大型煤电机组投运,成为电网主力支撑;2020 年后,随着清洁能源岛建设推进,光伏、风电、核电大规模并网,清洁能源装机占比连续突破,煤电逐步从基荷电源向调节与备用电源转型。

当前,海南电源结构核心特征分析如下:首先,核电基荷刚性强,昌江核电一期两台机组稳定运行,昌江核电二期机组分阶段于 2026—2027 年陆续投运,核电出力稳定、调节能力弱,进一步加剧系统调峰压力。其次,新能源波动性显著,光伏午间出力峰值超负荷 60%,风电夜间出力占比高,源荷时空错配问题突出。而且,调节资源结构性短缺,气电受气源约束调节能力有限,抽蓄库容有限,储能规模仍需提升,煤电成为唯一可快速响应的灵活调节电源^[19,20]。同时,网架结构相对薄弱,西电东送、西电南送,使西部新能源基地与北部、南部负荷中心联络线输电能力受限,加剧局部消纳难题。

根据《海南能源综合改革方案》,海南明确 2025 年清洁能源装机占比 83%、2035 年 89%、2045 年全面建成零碳能源供给系统、2060 年前实现碳中和的发展目标^[21]。海南严格落实不再新增煤电管控要求,将存量煤电灵活性改造、功能转型纳入省级能源重点工作,实现地方规划与国家政策无缝衔接。图 2 为 2025 年海南海南电网 500 kV 主网架“口”字型环网架构示意图,主要为环岛超高压主干通道、区域联络线、主要电源接入点及关键负荷中心的地理分布^[22]。将重点开发海上风电、集中式光伏、分布式光伏,推进昌江核电后续机组建设,构建以非化石能源为绝对主体的电源结构,煤电将逐步过渡为应急备用与深度调峰电源,其安全可靠支撑作

用更为关键。

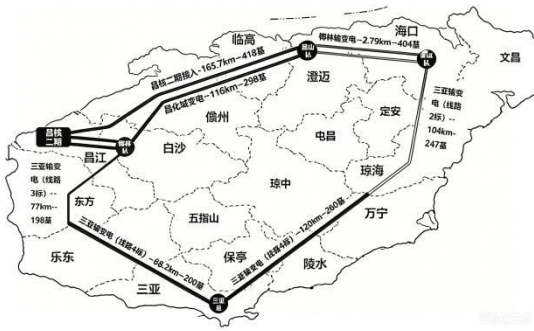


图 2 2025 年海南“口”字型超高压环网架构示意图^[22]
Fig.2 Schematic diagram of the 2025 Hainan "口"-shaped UHV ring network architecture (2025)

1.3 海南用电需求与电网消纳能力分析

海南用电负荷增速快、峰谷差大、季节性特征明显。2025 年,海南全社会用电量 544.73 亿 kW·h,同比增长 4.97%,最大统调负荷 862 万 kW,同比增长 7.7%,负荷增速位居全国前列。从负荷特性来看,海南负荷季节性波动与昼夜峰谷差大,且第三产业主导。当地第三产业与居民用电合计占比 57.85%,为用电主体,全年充换电服务业用电量同比增 32.20%,充电桩用电量 12.6 亿 kW·h、同比增 22.53%,成为用电增长新动能^[23]。

预测显示,海南全社会用电量将持续增长,到 2030 年,海南最高电力负荷将达 1550 万 kW,“十五五”期间全社会用电量年均增长率将达 10%^[24]。用电需求的持续增长与新能源的大规模并网,对电网消纳能力提出极高要求。

海南 500 kV “口”字型环岛主网架建成后,最大输电能力提升至 350 万 kW 以上,为新能源送出提供基础支撑。同时,虚拟电厂、智能调度等技术应用,提升系统协同调节能力。新能源配套储能规模达 124.7 万 kW,配储比例 25%,有效平抑出力波动^[25]。电力平衡、调峰缺口测算边界条件基于全年典型日负荷曲线、机组常规检修计划、新能源历史出力数据,分别按照光伏配套 25%储能、弃电率 5%与 10%两类场景开展。但受海岛小电网特性限制,海南电网消纳仍面临三大难题:一是源荷失衡严重,新能源最大出力超负荷 60%,远超电网承载能力^[26]。二是调节能力不足,预计 2027 年调峰最大缺口达 183 万 kW,午间弃风弃光风险突出^[27]。三是局部网架拥堵,西部新能源富集区 110 kV 线路重载率高,制约新能源全额消纳。

2 海南电网调峰调频需求与煤电机组新要求

2.1 海南电网调峰调频平衡与需求现状

结合海南电网电源出力特性、机组检修计划与新能源出力规律,采用电力电量平衡计算模型方法^[28],基于海南电网年度运行报告、新能源场站实测出力、在运机组额定参数等基础数据,开展 2025 年、2027 年电力及调峰平衡计算,结果如下。

2025 年调峰平衡情况,在光伏配套 25%储能、弃电率 5%条件下,2 月、11 月午间调峰缺额,最大缺额 11 万 kW。弃电率提升至 10%时,全年调峰基本平衡,最小盈余 15 万 kW。表明 2025 年通过合理控制弃电率与配套储能,可实现新能源基本消纳。

2027 年调峰平衡情况,在光伏配套 25%储能、弃电率 5%条件下,1~4 月、9~12 月均处于调峰缺额状态,2 月午间调峰最大缺额 183 万 kW。弃电率提升至 10%时,调峰缺额略有缓解,最大缺额仍达 158 万 kW。昌江核电二期全面投运后,叠加海上风电集中并网,2027 年是海南电源结构转型关键节点,系统调峰矛盾达到峰值。随着核电基荷出力进一步提升,系统调峰压力剧增,仅依靠储能与现有调节资源无法满足消纳需求,亟需煤电深度调峰支撑。

海南电网兼顾联网与孤网运行工况,频率波动突出,调频响应标准高。两种运行模式下煤电控制逻辑存在明显差异,联网模式依托南方主网频率支撑,煤电以常规一次调频、AGC 调节为主。孤网模式系统等效惯量大幅下降,频率抗扰动力弱,需煤电提升响应速度、增大调节深度,并启用孤网专属前馈控制策略。联网运行时,系统频率受南方主网支撑,但新能源波动仍引发频率偏差。孤网运行时,系统惯量低、频率稳定性差,一次调频动作频繁、单方向幅度大,对电源调频响应速度与精度要求极高。海南电网最大统调负荷仅 862 万 kW,新能源渗透率最高达 75%,频率波动范围易接近 ±0.25 Hz 极限值,煤电作为主要同步电源,其调频性能直接决定电网频率稳定水平。海南电网各类电源调峰调频出力遵循明确原则,煤电电厂考虑供热,最大出力扣除供热受阻 5 万 kW,最小出力按额定容量 40%考虑,灵活性改造后可降至 25%以下。气电具备启停调峰能力,常规机组 1 天可启停 1 次,

最小出力 25%额定容量。核电一期不参与调峰,二期仅参与有限调节。抽蓄承担削峰填谷,最大出力 60 万 kW。新能源优先发电,调峰期优先降低煤电、气电出力保障新能源消纳^[27]。

2.2 新型电力系统下煤电机组调峰调频新要求

结合《新一代煤电升级专项行动实施方案(2025—2027 年)》及海南海岛双模式电网运行特征,区域煤电功能持续升级,兼顾系统调节、安全兜底与低碳运行,匹配新能源高渗透运行场景^[29]。调峰层面,纯凝机组最低出力需降至 25%~35%额定负荷,供热机组依托热电解耦进一步压低稳燃负荷,机组变负荷速率、宽负荷能效、启停能力均匹配新能源波动与极端工况需求。调频层面,机组区分联网、孤网工况设置差异化参数,优化一次调频与 AGC 性能,同时具备 30%额定负荷以下稳定调频能力,依靠动态前馈策略抑制频率骤变。在安全、环保与经济维度,煤电需持续提供同步惯量、电压支撑,具备黑启动与孤岛运行能力。全负荷工况满足超低排放要求,依托容量电价、现货及辅助服务市场实现长效运营,并可耦合生物质、CCUS、绿氢等技术实现深度降碳^[30-31]。

2.3 调峰调频供需平衡与应用场景

结合各类电源运行特性,分别按照新能源弃电率 5%、10%及光伏配套 25%储能的边界条件开展调峰平衡计算。结果表明,2027 年电网调频需求显著增加,现有常规电源的调节能力已无法适配系统运行要求。在此背景下,海南煤电机组成为调峰调频的核心载体,可在日内负荷调节、省间电力互济、应急保供及市场化运行等多类场景发挥作用,通过深度调峰、动态爬坡配合储能、抽水蓄能、虚拟电厂等资源协同运行,平抑新能源出力波动、保障电网可靠供电并挖掘市场化收益空间。

3 煤电机组调峰调频关键技术路径

立足海南煤电机组现状与调峰调频需求,构建热电解耦、深度调峰、储能耦合、智慧运行、新能源耦合、低碳发展六大技术路径,全面提升煤电灵活性与支撑能力。

3.1 热电解耦技术路径

结合图 3 煤电灵活发展技术体系可知,热电解耦是煤电灵活性改造的核心技术,与深度调峰、储能调峰、智能运行构成四大技术方向,其细分技术包含低压缸零出力、高低旁供热、滑温灵活性改造、

宽负荷供汽等多项工艺,可从根源破除以热定电约束,全面提升机组调峰能力。



图 3 煤电灵活发展技术路径

Fig.3 Technology system for flexible development of coal-fired power

针对海南东方电厂供热机组以热定电制约调峰的问题,采用热电解耦技术,打破热电强耦合约束,提升调峰能力^[32]。低压缸零出力技术系统如图 4 所示。

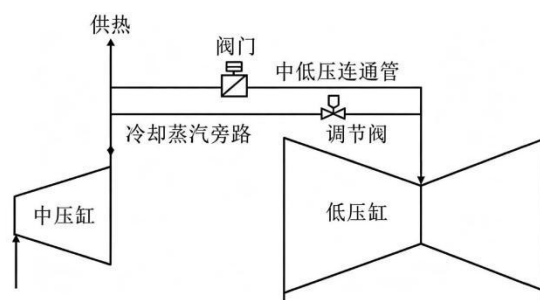


图 4 低压缸零出力供热技术系统

Fig.4 Technical system of Heating with zero output of low-pressure cylinder

该技术通过切除低压缸进汽,通入少量冷却蒸汽带走鼓风热量,实现供热季深度调峰。350 MW 机组改造后,相同锅炉负荷下供热量提升 100 MW,相同供热负荷下电调峰能力提升 60 MW,调峰深度降至 20%额定负荷,投资约 1 000 万元,投资回收期 2~3 年。汽轮机旁路供热系统如图 5 所示,利用高、低压旁路直接抽取锅炉侧高品质蒸汽对外供热,不经过低压缸做功,大幅降低机组发电负荷,是实现热电解耦的主流配套方案。高低旁供热系统,可通过高旁、低旁抽取高品质蒸汽供热,降低机组发电功率,提升调峰能力。350 MW 机组改造后,调峰能力提升 50 MW,配合低压缸零出力可实现 20%额定负荷调峰,同时满足工业抽汽 200 t/h 需求,结合本地工程造价水平,测算改造投资约 1 000 万元,投资回收期 3~4 年。滑温灵活性改造技术通

过主再热蒸汽温度宽域可调,解决热电耦合约束问题。测算主蒸汽温度滑变达 80°C ,机组电负荷调节能力提升 8%,热负荷调节能力提升 10%。热电解耦技术能够有效打破机组热电耦合约束,在保障供热供汽的前提下大幅提升调峰能力,适配海南工业供汽与电网调节双重需求。

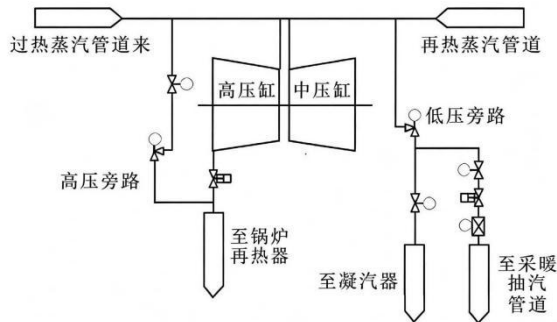


图5 汽轮机旁路供热系统
Fig.5 Steam turbine by pass heating system

3.2 深度调峰技术路径

深度调峰技术围绕锅炉、汽轮机、辅机全系统优化,实现煤电机组超低负荷稳定运行、快速变负荷,满足深度调峰要求^[33]。锅炉侧采用低负荷稳燃、水动力安全监控、宽负荷脱硝技术,锅炉低负荷稳燃采用预燃室燃烧器、双燃料原煤仓、外置粉仓、精细化风粉调整,最小出力降至 15%~25%,调峰深度提升 5%~10%。汽轮机侧采用末级叶片防护、给水泵小机优化、加热器疏水改造,优化调门特性与动态滑压运行,保障低负荷辅机稳定运行,供电煤耗降低 $0.8\sim 1.2\text{ g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$,能够实现机组 $\leq 30\%$ 额定负荷长期稳定运行。宽负荷脱硝技术通过省煤器旁路、热二次风加热,保证催化剂入口温度不低于 300°C ,确保全负荷区间环保达标,水动力与受热面安全监控技术则有效解决低负荷下水循环安全问题,防止超温爆管,为机组深度调峰提供安全保障。

3.3 储能耦合调峰调频技术路径

耦合各类储能技术,弥补煤电响应速度短板,提升调峰调频性能,形成煤电与储能协同模式。熔盐储热供汽-调频-调峰系统如图 6 所示,配置熔盐储热系统,电/蒸汽加热熔盐储热,放热时提供工业供汽与辅助调频。350 MW 机组耦合后,调峰深度可降至 25%额定负荷,爬坡速率提升至 3%额定功率每分钟,AGC 调节性能提升 300%。机组可稳定供应 4 MPa 以上工业蒸汽,实现供汽、调频与调峰

协同运行,超临界锅炉在 25%负荷下仍可保持干态运行。超级电容混合储能调频技术采用超级电容与锂电池混合储能,超级电容响应短时高频指令,锂电池补充长时功率。华能罗源电厂综合调频性能指标提升 59.77%,锂电池寿命延长 3.6 倍,年调频收益显著增加,适配海南煤电 AGC 调频需求。压缩空气耦合煤电技术利用低谷电量压缩空气储能,高峰释放驱动发电,耦合后系统电与电效率超 70%,可实现 30%以下深度调峰,与火电机组耦合后能够进一步拓展调节范围,海南煤电配套储能配置比例不低于 10%,电化学混合储能则优先响应高频波动,延长电池寿命 3 倍以上,大幅提升调频 K 值。储能耦合技术实现了煤电与储能的优势互补,提升调峰深度的同时加快了调频响应速度^[34]。

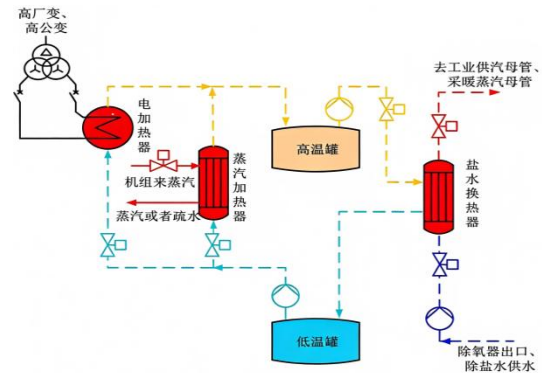


图6 熔盐储热供汽-调频-调峰系统图
Fig.6 Schematic diagram of molten salt thermal storage system for steam supply, frequency regulation and peak shaving

3.4 智慧运行技术路径

智慧运行技术基于大数据、人工智能技术,实现机组宽负荷自动巡航、智能调控,提升运行灵活性与安全性。采用一键干湿态转换、智能监盘、智能巡航、智能协调控制,实现负荷变化速率 $2\%/min\sim 3\%/min$,低负荷稳定燃烧与自动优化运行。智能监盘与故障预警系统能够提前识别低负荷风险,智能协调控制自动寻优运行参数,低负荷燃烧闭环控制实现火检、负压、温度场联合调控,全面提升机组智能化水平与运行稳定性,适配高比例新能源电网的快速调节需求。

3.5 新能源耦合技术路径

推动煤电与新能源协同发展,提升新能源消纳能力,实现清洁互补、低碳发展。如图 7 所示,煤电协同新能源发展路径是煤电与新能源多元耦合

模式, 包含光煤互补、风光火储打捆等主流协同架构及运行逻辑。光煤互补系统利用槽式/塔式太阳能集热系统替代锅炉部分受热面, 可有效降低煤耗。风光火打捆输电依托琼粤联网通道, 可实现煤电与新能源打捆外送, 煤电深度调峰保障新能源外送空间, 风电大发时煤电降出力, 风电不足时煤电顶峰, 实现新能源与煤电协同运行、稳定外送。新能源耦合技术推动煤电从单独发电向多能互补转型, 提升新能源消纳空间与外送稳定性。



图 7 煤电协同新能源发展路径研究

Fig.7 Research on development path of coal-fired power coordinated with new energy

3.6 低碳发展技术路径

低碳发展技术通过生物质掺烧、绿氢/氨掺烧、CCUS 实现降碳, 典型生物质直接混燃工艺如图 8 所示。

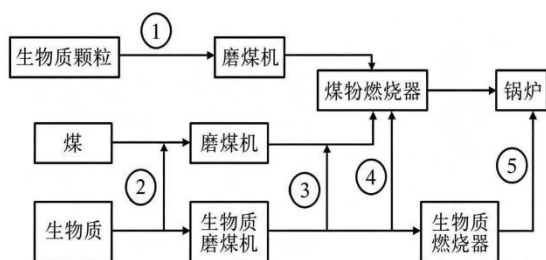


图 8 生物质直接混燃工艺示意图

Fig.8 Schematic Diagram of Direct Biomass Co-firing Process

生物质掺烧 350 MW 机组耦合 5% 生物质, 年替代标煤 4.775 万吨, 减排二氧化碳 13.98 万吨, 燃煤机组 NO_x 排放质量浓度 $\leq 30 \text{ mg/m}^3$, 生物质掺烧比例可达 5%~10%。绿氢/氨掺烧可实现高比例清洁燃料耦合, 结合预留接口并开展小型 CCUS 示范项目, 进一步完成二氧化碳捕集、利用与封存, 实现深度降碳。低碳技术推动煤电向清洁化转型, 契合双碳目标与海南清洁能源岛建设要求。

3.7 适用于海南的煤电调频方案

以 350 MW 超临界机组为主要适用对象, 结合海南电网双模式运行特性, 制定一次调频优化与 AGC 火储联合调频方案。通过对一次调频控制逻辑

进行优化, 机组采样周期可以压缩至 80 ms, 功率响应速率提升至 12% 每分钟。机组在孤网运行状态下可通过动态调整前馈增益有效平抑频率波动, 整体响应滞后时间控制 $\leq 3 \text{ s}$, 调节稳定时间控制 $\leq 60 \text{ s}$, 能够更好适应海岛电网对快速稳定响应的实际需求。

火储联合调频系统配置 10 MW/10 MW·h 储能装置, 储能单元承担 60% 的高频功率波动, 可实现毫秒级快速跟踪。燃煤机组承担剩余 40% 的基荷调节任务, 配合精细化配煤与燃烧调整, 维持机组在宽负荷范围内连续稳定运行。经过系统优化后, 机组综合调频性能指标 K 值可稳定提升至 4.5 以上, 相关改造项目年增收可达 150 万元以上, 静态投资回收期约为 3.2 年。

同步建立调频与环保协同控制策略。机组在低负荷调频运行区间可自动联动 SCR 脱硝系统, 适当提升喷氨量 15% 左右, 使催化剂入口温度保持在 300°C 以上, 将氮氧化物排放稳定控制在 50 mg/m^3 以内, 在提升调节能力的同时满足环保排放要求。针对孤网运行特殊工况, 系统还具备不平衡功率实时计算与自适应前馈调节能力, 可进一步增强电网在独立运行方式下的安全稳定水平。

4 煤电机组对海南电网安全可靠支撑策略

4.1 电网稳定性保障支撑策略

电网稳定性保障支撑策略主要为: 在频率稳定层面, 煤电机组作为同步电源保有同步惯量, 提供天然频率支撑, 通过优化一次调频参数、加装 PSS 装置、完善励磁控制策略, 可有效抑制低频振荡, 使系统阻尼比提升 0.3~0.5 百分点, 依托煤储联合调频平抑高频波动, 可将海南孤网频率波动管控至 $\pm 0.2 \text{ Hz}$ 以内, 筑牢孤网工况频率安全底线。在电压与暂态稳定层面, 煤电机组拥有快速无功调节能力, 故障工况 0.2 s 内快关汽门、调整机械功率以防功角失稳, 优化励磁系统后无功调节响应时长不大于 0.1 s, 电压控制精度达 $\pm 2\%$ 额定电压, 机组协同调相机、储能设备可优化电网薄弱断面运行水平, 保障受端电网短路比达标, 将电网暂态稳定极限提升 30%, 缓解西电东送断面输电压力, 提升系统电压及暂态稳定裕度。在新能源适配层面, 灵活性改造后煤电最小出力降至 25%~35% 额定负荷, 预留新能源消纳空间, 依托源网荷储联动机制协同抽

蓄、储能联合调峰,可推动海南新能源消纳率提升,保障高比例新能源并网稳定运行。

4.2 电力短缺、应急保供与跨区域互济策略

煤电机组从高峰保供、新能源出力补缺、故障应急兜底三方面,构建全域电力短缺应对体系。开展机组顶峰性能改造后,高峰时段最大出力可提升10%~15%,关键保供时段出力达标率不低于98%。同步完善电煤保障体系,依托长期协议锁定七成以上电煤资源,并储备可满足7天满发需求的应急燃料,保障冬夏用电高峰平稳过渡。面对阴雨、无风等新能源出力不足场景,机组凭借1.0%~2.2%额定功率每分钟的爬坡能力快速增发。依托6~15 h冷备用启停能力,可有效填补新能源长时间低出力缺口。

针对电网全停、线路故障等极端工况,机组依托黑启动能力可在15 min内参与系统恢复,搭配FCB孤岛运行功能,故障状态下可持续保障厂用电及重要用户负荷供电。机组非计划停运次数控制在0.3次/(台·年)以内,且具备72 h内快速启动能力,在台风、强降雨等极端天气下筑牢电网应急保供底线。

依托琼粤联网通道,机组可配合省间电力互济灵活调整运行方式。午间新能源大发阶段主动压低出力,为绿电外送腾出空间;夜间本地电力缺口增大时,再依托外部受电补充供应,实现区域电力资源优化配置,同步提升电网整体运行的安全性与经济性。

4.3 电力现货市场下煤电收益与运营策略

海南电力现货市场电价波动大、储能独立参与、交易规则差异化,推动煤电盈利模式从单一电量收益转向容量电价、现货电量、辅助服务协同的新格局。自2026年起煤电容量电价回收固定成本比例不低于50%。按全国统一标准330元/(kW·年)测算,350 MW机组年容量收益约1155万元,可有效覆盖折旧、财务等刚性成本。现货电量收益依托峰谷价差套利实现,机组在傍晚用电高峰高价满发,午间光伏低谷深度调峰,降低亏损风险,整体收益优于中长期合约^[35]。辅助服务收益涵盖调频、深度调峰、旋转备用及黑启动等,其中火储联合调频成效显著,海南同类350 MW机组项目月调频收益超200万元,年收益可达190万元以上,成为关键增收点。

运营策略层面,煤电企业以灵活性改造为核心

竞争基础,通过提升调峰深度与响应速度强化竞价优势。组建专业化现货交易团队,基于市场价格信号精准报价,捕捉价差收益。遵循低价深调、高价顶峰原则优化运行曲线,最大化现货收益。积极参与辅助服务市场,持续提升调频性能指标,以获取更高补偿。同时,以中长期合约锁定基础收益,依托容量电价机制形成稳定收益闭环,在煤电年利用小时数下行趋势下,保障机组健康可持续运营。

4.4 海南电力消纳、外送、潮流问题解决方案

针对海南电网高比例新能源并网带来的消纳、外送与潮流分布不均等问题,依托煤电灵活性改造与源网荷储协同机制构建一体化解决方案。充分发挥煤电调峰能力,午间光伏大发时主动压减出力至低位,为新能源腾出消纳空间。傍晚光伏骤降时快速爬坡补缺口,配合抽水蓄能、新型储能与虚拟电厂实现源网荷储高效互动,通过跨省余缺互济提升通道利用率,支撑海南新能源消纳率稳定维持在99.87%以上。电网侧加快500 kV主网架与220 kV配套工程建设,强化西部新能源基地外送能力。完成120万kW煤电机组灵活性改造,最小出力降至额定容量30%以下,同步建成120万kW新型储能与50万kW虚拟电厂可调负荷资源,配合峰谷电价引导用户错峰用电,进一步拓展消纳空间。外送方面,优化琼粤直流控制策略,通道利用率提升至95%以上,新能源外送占比达40%。结合第二条琼粤直流规划,2027年跨省外送能力将达180万kW,并推动与广东电力现货市场衔接、完善辅助服务机制,保障绿电市场化高效外送。针对潮流不均,新建220 kV联络线推动网架网格化,将关键断面潮流控制在额定容量70%以下。在新能源集中并网点装设静止无功发生器,电压偏差控制在±2%以内。依托高精度新能源功率预测系统优化调度策略,全面提升电网安全稳定运行水平。

4.5 新一代煤电体系下东方电厂实施方案

海南东方电厂4台350 MW超临界机组,作为海南电网核心煤电支撑电源,将在“十五五”期间全面转型为兼具灵活调节与兜底保障能力的新型电源。原厂设计供电煤耗约303 g/(kW·h),常规最小稳定出力35%~40%额定负荷,改造实施后机组最小出力可降至25%额定负荷,负荷率50%以上区间负荷变化速率可达2.2%/min,负荷率30%~50%区间负荷变化速率可达1%/min,供电煤耗降至300 g/(kW·h)以下,碳排放水平较改造前降低10%~

15%。

围绕总体改造目标系统推进重点任务。通过锅炉燃烧优化、汽轮机通流升级与辅机变频改造实现深度调峰,保障机组在 25%低负荷工况下长期稳定运行。依托生物质掺烧、烟气协同治理及 CCUS 技术布局推进清洁降碳,有效削减碳排放。融合 5G、AI 在线监测、数字孪生与智能燃料管理技术搭建智能运维体系,全面提升机组智能化管控水平。融入源网荷储一体化调度体系,探索与新能源联营运行模式,进一步强化电网支撑能力,通过健全设备全生命周期管理、优化机组启停方式,强化安全保供基础,保障各项运行指标稳定达标。首期完成 3 号机组通流改造、生物质掺烧改造及智能监测系统部署。中期完成 4 台机组辅机变频改造、热控系统升级及数字孪生平台建设。后期申报新一代煤电试点项目并完成 CCUS 示范工程建设,全面达到示范机组各项指标要求。

4.6 效益分析

提出的煤电灵活性提升与安全支撑方案可同步实现显著社会效益与经济效益。社会效益层面,改造可增强海南孤网抗扰动能能力,抑制高比例新能源并网引发的频率波动与备用短缺,降低大面积停电风险,为自贸港民生与产业用电提供可靠保障。通过深度调峰为新能源消纳腾出空间,可推动消纳率提升 3%~5%、减少弃风弃光,助力海南清洁能源岛建设,降低土地与资源消耗。稳定供电可支撑旅游与高新技术产业发展、优化营商环境,技改工程还能带动电力工程与运维产业发展、促进就业与产业升级。配套环保协同控制可削减 NO_x 与烟尘排放,改善区域空气质量,降低能耗与燃料成本、稳定用电价格,为国际旅游消费中心提供清洁用能环境。经济效益层面,以 350 MW 超临界机组为测算对象,调峰调频改造总投资 1 980 万元,年均净收益 618.75 万元,投资回收期约 3.2 年,5 年累计净收益 3 093.75 万元、10 年累计净收益 6 277.5 万元,收益来源涵盖一次调频、AGC 调频、电力现货与节能降碳等,具备良好经济可行性。

5 结论与展望

结合海南电网高比例新能源与核电规模化并网的发展现状,预计 2027 年调峰最大缺口约 183 万 kW,作为电网重要调节与保底电源,存量煤电的综合支撑作用现阶段难以被替代作为电网重要调节

与保底电源,存量煤电的综合支撑作用现阶段难以被替代。依托六大技术路径开展机组升级,可使煤电机组最小出力降至 25%~30%额定负荷,负荷变化率提升至 1%~2.5%/min,满足海南电网调节需求。建立四位一体安全保障机制,可将系统频率波动由 ± 0.5 Hz 收窄至 ± 0.2 Hz,新能源消纳率稳定在 99.87%以上。搭配煤电多元运行支撑策略与容量电价、电力现货、辅助服务相结合的市场化体系,可统筹兼顾电网安全、低碳转型与经济效益。东方电厂等主力煤电经新一代灵活性升级后,可转型为灵活调节与兜底保障电源,为海南新型电力系统示范建设提供参考。

未来海南新能源、核电持续发展与琼粤联网扩容,煤电将向深度调峰、应急备用及黑启动支撑转型,并按照完成灵活性改造、转为主力备用、承担黑启动与应急保供任务、为系统兜底储备资源 4 个阶段分步推进。后续推进煤电与氢能、CCUS、虚拟电厂深度融合,完善市场收益模式与机组综合性能,保障海南清洁能源岛建设与碳中和目标顺利实现。

[参 考 文 献]

- [1] 肖先勇, 郑子萱. "双碳"目标下新能源为主体的新型电力系统: 贡献、关键技术与挑战[J]. 工程科学与技术, 2022, 54(1): 47.
Xiao X Y, Zheng Z X. New power systems dominated by renewable energy towards the goal of emission peak & carbon neutrality: contribution, key techniques, and challenges[J]. Advanced Engineering Sciences, 2022, 54(1): 47.
- [2] Wang T Y, Li N G, Chen L, et al. Evolution and challenges of the new-type power system: transformation under the carbon neutrality goal[C]//2024 International Conference on Advanced Control Systems and Automation Technologies (ACSAT). Nanjing: IEEE, 2024: 91.
- [3] Luo C, Zhang Z Q, Chen L Y, et al. Mechanism and roadmap for energy storage to participate in power market for the new type power system developing[C]//2025 4th International Conference on Energy, Power and Electrical Technology (ICEPET). Chengdu: IEEE, 2025: 1023.
- [4] 石文辉, 屈姬贤, 罗魁, 等. 高比例新能源并网与运行发展研究[J]. 中国工程科学, 2022, 24(6): 52.
Shi W H, Qu J X, Luo K, et al. Grid-integration and operation of high-proportioned new energy[J]. Strategic Study of CAE, 2022, 24(6): 52.
- [5] 舒印彪, 陈国平, 贺静波, 等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 61.
Shu Y B, Chen G P, He J B, et al. Building a new electric power system based on new energy sources[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 61.
- [6] 邵长春, 王培琳, 郭卫华, 等. 海南能源转型走在全国前列[N]. 海南日报, 2025-11-08(A03).

- Shao C C, Wang P L, Guo W H, et al. Hainan takes the lead in national energy transition[N]. Hainan Daily, 2025-11-08(A03).
- [7] 邵长春, 郭卫华. 擘画海南自贸港能源大动脉[N]. 海南日报, 2025-12-16(A05).
Shao C C, Guo W H. Drawing the energy arteries of Hainan free trade port[N]. Hainan Daily, 2025-12-16(A05).
- [8] 朱江, 古峻岭. 海南昌江核电二期 3 号机组首次开启带核调试 [EB/OL]. (2026-05-01). <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1863914509293700521&wfr=spider&for=pc>.
Zhu J, Gu J L. Unit 3 of Hainan Changjiang nuclear power phase II initiates nuclear commissioning for the first time[EB/OL]. (2026-05-01). <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1863914509293700521&wfr=spider&for=pc>.
- [9] 吴珊, 边晓燕, 张菁娴, 等. 面向新型电力系统灵活性提升的国内外辅助服务市场研究综述[J]. 电工技术学报, 2023, 38(6): 1662.
Wu S, Bian X Y, Zhang J X, et al. A review of domestic and foreign ancillary services market for improving flexibility of new power system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(6): 1662.
- [10] Zhang L T, Zhang X. Resolving near-term power shortages in China from an economic perspective[R]. Helsinki: CREA, 2023.
- [11] 徐进. 我国新型电力系统"十五五"发展的十大看点[J]. 中国电力企业管理, 2026, (1): 73.
Xu J. Ten highlights of China's new power system development during the 15th five-year plan period[J]. China Power Enterprise Management, 2026(1): 73.
- [12] 汲国强, 段金辉, 吴姗姗, 等. 2026 年及"十五五"全国电力供需形势分析展望[J]. 中国电力, 2026, 59(2): 13.
Ji G Q, Duan J H, Wu S S, et al. Analysis and outlook on national power supply-demand situation for 2026 and the 15th five-year plan period[J]. Electric Power, 2026, 59(2): 13.
- [13] 郑立军. 新型电力系统下热电发展现状、痛点与破局路径[J]. 中国电力企业管理, 2026(1): 78.
Zheng L J. Current situation, pain points and breakthrough paths of thermoelectric development under the new power system[J]. China Power Enterprise Management, 2026(1): 78.
- [14] 王盛, 谈健, 史文博, 等. 英国新型电力系统建设经验以及对我国省级电网发展启示[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(7): 19.
Wang S, Tan J, Shi W B, et al. Practices of the new power system in the UK and inspiration for the development of provincial power systems in China[J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(7): 19.
- [15] 许洪华, 邵桂萍, 鄂春良, 等. 我国未来能源系统及能源转型现实路径研究[J]. 发电技术, 2023, 44(4): 484.
Xu H H, Shao G P, E C L, et al. Research on China's future energy system and the realistic path of energy transformation[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(4): 484.
- [16] Moon S, Lee J, Kim J, et al. Analysis on the acceptance of coal phase-out policy considering public preferences: policy implications and future direction based on empirical evidence from South Korea[J]. Energy Economics, 2025, 145: 108453.
- [17] Li Y, Tang Y Z, Luan J, et al. Environmental impact re-evaluation of coal-fired district heating systems from the marginal life cycle perspective[J]. Journal of Cleaner Production, 2026, 557: 148245.
- [18] 刘佳. 新华能源周报 | 国家能源局: 核电厂核岛工程预算定额; 充电宝 3C 认证新规 8 月 15 日开始实施 [EB/OL]. (2025-08-15). <https://www.xinhuanet.com/energy/20250815/56c6e49ca86f4b1ea298093d000b371f/c.html>.
Liu J. Xinhua energy weekly | NEA releases budget quota for nuclear island works of nuclear power plants; new CCC certification rules for power banks take effect on august 15[EB/OL]. (2025-08-15). <https://www.xinhuanet.com/energy/20250815/56c6e49ca86f4b1ea298093d000b371f/c.html>.
- [19] Sun J B, Wang Y, He Y, et al. The energy security risk assessment of inefficient wind and solar resources under carbon neutrality in China[J]. Applied Energy, 2024, 360: 122889.
- [20] Fan J L, Huang X, Shi J, et al. Complementary potential of wind-solar-hydro power in Chinese provinces: based on a high temporal resolution multi-objective optimization model[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2023, 184: 113566.
- [21] 朱滢琳. 海南新型电力系统建设按下"加速键"[EB/OL]. (2024-12-10). <http://hq.news.cn/20241210/0b7e4ac7c6894fca92080ab1bb61b84f/c.html>.
Zhu Y L. Construction of new power system in Hainan hits the accelerator[EB/OL]. (2024-12-10). <http://hq.news.cn/20241210/0b7e4ac7c6894fca92080ab1bb61b84f/c.html>.
- [22] 盛晶晶. 全国首个 500 千伏省域数字电网在琼投运, 海南电网迈入超高压时代 [EB/OL]. (2025-12-29). http://www.csepi.ceec.net.cn/art/2025/12/29/art_17314_2526293.html.
Sheng J J. China's first provincial 500 kV digital power grid put into operation in Hainan, Hainan power grid enters EHV era[EB/OL]. (2025-12-29). http://www.csepi.ceec.net.cn/art/2025/12/29/art_17314_2526293.html.
- [23] 邵长春, 陈明艳, 卢欣, 等. 2025 年海南全社会用电量逾 544 亿千瓦时[N]. 海南日报, 2026-01-27(A06).
Shao C M, Chen M Y, Lu X, et al. Total electricity consumption of Hainan in 2025 exceeds 54.4 billion kWh[N]. Hainan Daily, 2026-01-27(A06).
- [24] 邵长春, 郭冬冬, 黄勇华. 海南—广东电力灵活互济工程获批[N]. 海南日报, 2026-02-14(A01).
Shao C M, Guo D D, Huang Y H. Approval of Hainan-Guangdong flexible power mutual support project[N]. Hainan Daily, 2026-02-14(A01).
- [25] 邵长春, 郭卫华, 莫若慧. 海南新能源装机破 1200 万千瓦[N]. 海南日报, 2025-08-11(A01).
Shao C M, Guo W H, Mo R H. Hainan's new energy installed capacity exceeds 12 GW[N]. Hainan Daily, 2025-08-11(A01).
- [26] 郭卫华. 海上风电并网跑出自贸港"加速度" [N]. 中国能源报, 2025-05-20(10).
Guo W H. Offshore wind power integration accelerates in Hainan free trade port[N]. China Energy News, 2025-05-20(10).
- [27] 王善立, 张佳艺, 吴佳乐, 等. 海南省调峰需求分析及电源配置[J]. 南方能源建设, 2025, 12(增刊 2): 29.
Wang S L, Zhang J Y, Wu J L, et al. Demand analysis and power supply configuration for peak load balancing in Hainan province[J]. Southern Energy Construction, 2025,

- 12(S2): 29.
- [28] 陈典, 陆润钊, 张松涛, 等. 新型电力系统电力电量平衡计算分析技术综述[J]. 电网技术, 2023, 47(10): 3952. Chen D, Lu R Z, Zhang S T, et al. Review of new power system power balance calculation and analysis techniques[J]. Power System Technology, 2023, 47(10): 3952.
- [29] 叶小宁, 王彩霞, 时智勇, 等. 国外高比例新能源消纳分析及对中国新能源可持续发展的建议[J]. 中国电力, 2025, 58(6): 137. Ye X N, Wang C X, Shi Z Y, et al. Analysis on high proportion new energy consumption abroad and suggestions for sustainable development of new energy in China[J]. Electric Power, 2025, 58(6): 137.
- [30] 杜仁伟, 罗鹏, 鲁豪, 等. 火电行业低碳发展技术路线研究及建议[J]. 中外能源, 2025, 30(4): 89. Du R W, Luo P, Lu H, et al. Research and suggestions on low-carbon development technology routes of thermal power industry[J]. Sino-Global Energy, 2025, 30(4): 89.
- [31] Wang Z H, Sun Y Q, Kong H, et al. An in-depth review of key technologies and pathways to carbon neutrality: classification and assessment of decarbonization technologies[J]. Carbon Neutrality, 2025, 4(1): 15.
- [32] Zhang L F, Wang Z P, Li X T, et al. Investigation on thermodynamic performance and heat-power decoupling characteristics of coal-fired combined heat and power unit integrated with molten salt thermal storage system[J]. Applied Thermal Engineering, 2025, 279(Part D): 127818.
- [33] Guo X, Liao Y F, Li G, et al. Low-carbon economic dispatch of photovoltaic-carbon capture power plant considering deep peak regulation[J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 420: 138418.
- [34] Zhang X Y, Ma Z Y, Wen H N, et al. Study on the characteristics of molten salt heat storage in the fast peak regulation of coal-fired power unit[J]. Thermal Science, 2024, 28(5 Part A): 3825.
- [35] Yin X J, Tian H X, Zhou C, et al. Power spot market clearing optimization based on an improved low-load generation cost model of coal-fired generator[J]. Processes, 2025, 13(9): 2745.
- (责任编辑 李园)