







增强煤电组合灵活性:以浙江2025/2030为例的经济与气候价值评估

Enhancing Zhejiang's coal power portfolio flexibility: the economic and climate gains

11/2025

作者

张树伟、黄楠雅、殷光治、乔瑾 卓尔德(北京)中心

秦旗

能源与清洁空气研究中心(CREA)

Authors

Shuwei Zhang, Nanya Huang, Guangzhi Yin, Jin Qiao Draworld (Beijing) Center Supported by Qin Qi, CREA

设计 Designer

吴文迪 Wendi Wu

Cover Photo by Tanes Ngamsom



关于CREA

CREA是一个致力于揭示空气污染的趋势、原因、其对健康的影响以及解决方案的独立研究机 构。CREA利用科学数据、研究和证据来支持世界各地的政府、机构和组织为实现清洁能源和清 洁空气而做出的努力。我们相信, 有效的研究和沟通是实现成功的政策、投资决策和倡议工作 的关键。CREA于2019年在芬兰赫尔辛基成立,在几个欧洲和亚洲国家都有工作人员。

关于卓尔德(北京)中心

卓尔德(北京)中心是一家小型、跨学科的云端协作应用与咨询型研究机构,以开发和维护定量 模型为核心能力。目前正建设用于"沙戈荒"氢-氨-醇基地评估的模拟工具Draworld-HAMMER(Hydrogen-Ammonia-Methanol Model for Energy Roadmap)。基于模型研究形成的多项建议已被已 被吸收进政策实践,包括拓宽可再生能源补贴来源、在电力体制改革中引入可量化评估指标等。 团队成员亦定期在《风能》、财新、Dialogue Earth(对话地球) 等撰写专栏, 持续参与中国能源转 型的政策讨论与公共沟通。

声明

本报告由能源与清洁空气研究中心(以下简称"CREA")根据其总部注册地所在国芬兰的法律法规 依法发布。CREA致力于用科学研究的方式,推广清洁能源,及研究减少空气污染的解决方案。

CREA在政治上独立具有政治独立性。本报告中使用的指代名称和其地图上呈现的材料不代表本 机构对任何国家、领土、城市或地区的法律地位或其当局的法律地位的意见表述,也不代表本 机构对任何国家、领土、城市或地区的边界或边界的划定的意见表述。

本出版物包含的内容和表达的观点是于调研期间基于独立的科学研究和分析所产出的成果和 意见, 仅为作者的个人观点和意见, 不一定代表官方政策或官方的观点, 也不一定代表CREA、其 成员和/或其出资方的观点和意见。

CREA不对报告中所含涉信息的及时性、准确性和完整性作担保。本报告仅用于环保公益和信息 分享目的使用,不作为公众及任何第三方的投资或决策的参考。CREA对本出版物内容中的任何 错误或遗漏不承担任何责任。



About CREA

The Centre for Research on Energy and Clean Air (CREA) is an independent research organisation focused on revealing the trends, causes, and health impacts, as well as the solutions to air pollution. CREA uses scientific data, research, and evidence to support the efforts of governments, companies, and campaigning organisations worldwide in their efforts to move towards clean energy and clean air, believing that effective research and communication are the keys to successful policies, investment decisions, and advocacy efforts. CREA was founded in Helsinki and has staff in several Asian and European countries.

About Draworld (Beijing) Center

Draworld (Beijing) Center is a small, interdisciplinary, cloud-based applied research and consulting institute with quantitative model development and maintenance at its core. The Center is currently developing **Draworld-HAMMER model** —the Hydrogen-Ammonia-Methanol Model for Energy Roadmap—as a simulation tool for evaluating large-scale **H₂-NH₃-MeOH** bases in China's desert and Gobi regions ("ShaGeHuang"). Several model-derived policy recommendations have already been incorporated into policy practice, including expanding the funding sources for renewable-energy subsidies and introducing quantifiable performance indicators into the power-sector reform. Team members also regularly contribute columns to Wind Energy, Caixin, and Dialogue Earth, actively engaging in policy discussions and public communication on China's energy transition.

Disclaimer

CREA is politically independent. The designations employed and the presentation of the material in this report do not imply the expression of any opinion whatsoever concerning the legal status of any country, territory, city or area or of its authorities, or concerning the delimitation of its frontiers or boundaries.



Key findings/报告发现

- 浙江电力系统高度依赖煤电与外来电:本地煤电发电占比约1/3,外来电容量已达45GW, 2030年预计升至55GW以上,电量占比接近1/3。外来电对系统运行影响日益显著。在极低 负荷时段暴露出系统运行问题:在春节等用电需求极低的时期,煤电机组的开机容量和 台数普遍偏多,而外省送入的电力在流向和功率上的调整灵活性不足,导致机组运行模 式单一,煤电利用强度过高。
- 市场割裂降低了价格信号的有效性:春节前后三周负电价期间,相比完美统一市场,短期(日前)市场电价平均被低估40%。这种价格扭曲在长期会削弱可再生能源项目的投资吸引力投资的经济性,同时也会并影响部分煤电机组的当期收益。
- 外来电灵活性是系统优化的关键瓶颈之一:目前跨省送电的线路分配仍以合同约定为主,当前跨区输电的路径刚性(合同路径不应决定潮流路径),未能充分结合随本地实时供需进行动态调整。要提升系统整体效率,需推动结合跨省电力市场化改革与电力潮流总体优化来解决这一问题改变。
- 现行备用和调度机制抑制灵活性: 当前的过度备用安排, 叠加与超额"必开机组"(must-run) 机制, 限制了不同机组在开机和停机上的差异化调度, 减少了风电和光伏的并网空间。机组开停机分化, 压缩风光并网空间。
- 「煤电组合灵活性提升将带来经济与气候价值:模拟结果显示,通过放宽煤电利用率约束和采用差异化经济调度,让高效机组利用率增加、低效机组退居备用,与当前调度范式相比,到2025年可减排约11%(反事实比较),到2030年可降低系统总成本约2.5%,并提升风电和光伏发电量占比至16.3%。
- 系统灵活性提升路径需聚焦煤电组合改革:现阶段储能和需求响应在经济性、系统贡献和运行机制方面仍不理想,且通常依赖"系统运行费"账户进行补偿。同时,基于中国当前电力系统仍以煤电为主体,应优先通过煤电机组的组合优化和运行机制的透明化来推动系统灵活性提升。
- 系统需从一元化利用向差异化运行转型: 应以经济调度和能效为导向, 推动煤电机组角 色分化, 让部分机组长期满发、部分机组转为备用或退役, 推动煤电整体由发电主体逐 步向调节支撑型电源转型。



Contents/目录

Key findings/报告发现	1
Contents/目录	2
中文摘要	3
Executive Summary	5
项目背景Introduction	6
第1章 电力系统灵活性与中国背景	7
1.1 灵活性提升: 欧美电力系统经历综述	7
1.2 国际经历在中国电力系统映射的局限性	9
1.3 当前系统现状与灵活性提升的结构性障碍	11
第2章 浙江电力部门现状与系统运行理解	15
2.1 浙江经济与电力部门	15
2.2. 浙江现货市场试点	17
2.3 关于系统与市场如何运行的现状理解	17
第3章 2025/2030 年浙江模拟:提高煤机组合灵活性的经济和气候收益	20
3.1 Pypsa模型框架与进一步开发	20
3.2 煤机效率、成本与容量分布	23
3.3 情景故事情节与参数设定	25
3.4 聚焦2025年春节负电价	26
3.5 聚焦煤电运行行为	27
3.6 聚焦外来电潮流特性	29
3.7 经济与气候收益综述	30
第4章 几个关键思辨问题的讨论	33
4.1 评价中国电力部门的减排潜力	33
4.2 是否新增煤电?	33
4.3 浙江新增电源的选项是否相当有限?	33
第5章 政策与行动建议	35
参考文献	37
附录:模拟方法论与参数设定	38
1. 运行约束添加	38
2. 二氧化碳排放、年度成本与风光份额计算	39
3. 历史发电容量设定	40
4. 网架结构设定	42
5. 需求与负荷曲线	42
6. 电源技术参数	43
7. 其他参数	43



中文摘要

研究背景

浙江省作为中国经济最发达的地区之一, 电力需求持续快速增长, 电力系统长期呈现煤电占主导、外来电依赖度高、可再生能源占比低的结构特征。在"双碳"目标和能源转型的背景下, 如何在保障供电安全的前提下提升系统灵活性、降低排放, 是亟待解决的核心问题。

研究问题

当前浙江电力系统存在运行灵活性不足、备用安排冗余、跨省输电缺乏调节性、以及煤电机组利用率"一刀切"等问题。上述问题不仅导致低负荷时段频繁出现负电价、市场价格被低估(春节期间低估约40%),还削弱了可再生能源的经济性与投资可持续性。为此,本研究提出实证研究问题:在煤电仍占主体的系统中,如何通过提升煤电组合灵活性,同时实现保障供电安全、降低经济成本和减少排放?

研究方法

本研究基于开源建模框架PyPSA和Draworld-P全国33节点模型,对浙江2025年和2030年电力系统开展机组级别的开机组合(Unit Commitment)与经济调度(Economic Dispatch)模拟。通过设定不同情景,比较传统"一元化"运行与放宽煤电利用率约束、引入效率区分调度的灵活性方案效果,量化其对系统成本、碳排放及可再生能源并网能力的影响。

主要结果

- 碳减排潜力显著: 2025年在灵活调度情景下,碳排放较现状情景下降约11%; 2030年伴随着明显的需求增长,抵消了部分灵活调度的减排潜力,但是相比2025年现状排放仍明显下降,代表着浙江电力系统"可以"在近期实现达峰。
- 经济成本降低: 灵活调度情景下, 2030年系统年成本可降低约2.5%(相比目前调度范式) ,缓解新增电源投资压力。虽然差异看似有限, 但其意义体现在三个方面: 首先, 本结果 未计入碳排放的外部性定价, 若考虑碳成本, 灵活调度所带来的减排效益将进一步放 大。其次, 系统结构正由高燃料成本的煤电(系统存量资产巨大)向高资本密度、低运行 成本的(新)风光电源转变, 成本下降度量是新电源的全部成本与既有资产(扩大利用)的 流动成本的比较, 并不完全体现其在长期价格稳定性和风险缓释方面的价值。第三, 鉴 于浙江电力系统年成本规模庞大(约2700亿元), 2.5%的优化意味着每年可节约约60-70 亿元, 且无需新增高成本的灵活性资源(如大规模储能)。
- 可再生能源利用提升: 风光发电占比从2025年的8.8%提升至2030年的16.3%, 并网能力显著增强, 并且不会存在弃电现象。



- 煤电角色分化: 高效机组实现7000小时以上满发, 低效机组退居战略备用, 推动煤电, 特别是中低效率煤电由"主体电源"向"调节性资源"转型。
- 运行问题暴露: 春节低负荷时期显示煤电过度开机、备用冗余和跨区电力刚性, 凸显改革必要性。

结论与政策建议

研究表明,在煤电仍占主体的中国电力系统中,短期灵活性提升应优先聚焦于煤电组合优化与调度机制改革,而非高成本的储能或需求侧响应等其他措施。政策建议包括:

- 1. 推进煤电差异化利用与效率优先调度, 打破"一元化"利用模式;
- 2. 优化备用与必开机组规则,避免冗余开机与灵活性受限;
- 3. 推动跨区电力市场化交易与潮流灵活化,提升外来电调节作用;
- 4. 强化系统运行数据透明度, 为精细化调度与政策制定提供支持。

通过上述路径, 浙江可为其他高煤电占比省份提供可复制的能源转型与系统灵活性提升的示范 经验。



Executive Summary

Zhejiang, one of China's most developed provinces, faces rapidly growing electricity demand, with peak demand rising from 120 GW in 2024 to 135 GW in 2025. Yet, its power system remains dominated by coal and increasingly dependent on imports, while renewables still only play a limited role. At the same time, redundant reserve requirements, rigid provincial power flows, and uniform coal power dispatch have led to frequent negative prices and weakened the economics of renewables. Against this backdrop, this study quantifies the economic and climate benefits of enhancing coal power portfolio flexibility in a coal-dominated power system, while at the same time ensuring supply security.

Methodology

Using a unit commitment and economic dispatch (UCED) model based on PyPSA and a national 33-node framework developed by Draworld, we simulate alternative dispatch scenarios for 2025 and 2030. The results highlight that Zhejiang's current "homogeneous" coal operation and rigid imports contribute to excessive operating reserves, distorted price signals, and underutilisation of renewable energy.

Key Findings

- **Emissions and cost benefits**: Differentiated dispatch could cut Zhejiang's coal emissions by 11% in 2025 and lower system costs by 2.5% in 2030 (RMB 60-70 billion annually), without the need for adding new large-scale storage.
- **Higher renewable penetration**: Wind and solar's share could rise from 8.8% in 2025 to 16.3% in 2030, with no curtailment.
- **Coal fleet transformation and reform needs**: High-efficiency units can run for over 7,000 hours, while inefficient plants are moved to reserves and backup, marking coal's shift from a dominant power source to a flexible and regulating resource.

Flexibility improvements in coal-heavy systems should prioritise **coal fleet optimisation and transparent scheduling**, rather than relying solely on costly storage or unnecessary demand-side measures in non-stress moments. Reforming reserve rules, enabling flexible interprovincial flows, and improving operational transparency are critical next steps.



项目背景Introduction

在中国,过去十年的电力体制改革推动了各省的现货市场试点。但由于市场割裂和市场间流动性不足,传统的"自由量裁式"调度范式仍未有根本改变。与此同时,电源结构的演变(风光占比提升、负荷波动增强)使得依赖大量备用的粗粒度有功平衡方式难以应对最小出力约束和快速平衡需求,亟需更精细化的经济调度模式。

在此背景下, 本研究利用模型模拟, 量化了通过煤电机组分化运行所带来的经济效益(高效机组利用率提升、 低效机组减少运行降低成本)及气候效益(煤电内部替代减排、减少弃风弃光以支持更高比例的可再生能源投 资)。

本研究由CREA同事进行故事情节设计,并与Draworld合作团队联合实施情景模拟,选择浙江省作为案例。这一地区选择的潜在收益在于:

- 系统代表性与示范性:浙江是发达省份,电力供应长期紧张,煤电和外来电依赖度高。若能在"保供、稳价、绿色"多目标下实现低碳高效发展,可为其他省份提供可行示范。
- 数据可得性与研究价值: <u>2025年1月1日,浙江双边现货市场正式开市</u>。实际运行公开数据基本可得, 并且市场规则<u>体现了最新的改进</u>。
- 研究积累与省情理解:研究团队长期跟踪浙江能源、电力和经济发展,具备及时、深入的现实理解与数据基础。

此外, 本研究选择2025年上半年作为重点模拟期, 主要基于以下考虑:

- 数据完整性:负荷、风光实际出力等运行数据完备,能够反映系统与最新市场动态,避免过多的假设。
- 数据代表性:上半年覆盖极低需求的春节/五一假期时期,也包含风电出力较小的春节,以及覆盖其他周期性变化内容。
- 研究时效性: 研究周期与数据时间段匹配,便于模型校准与验证。基于夏季用电高峰(7-9月份)的模拟可以很好理解系统运行困难时刻的动态。但是我们的理解是:目前系统"向下"平衡(downward)的难度(涉及系统灵活性问题)往往要大于"向上"的资源满足问题(涉及系统充足性问题)。

本报告共分为五章, 包括现状分析、问题识别, 以及模拟量化与政策建议:

第一章:回顾电力系统灵活性概念及国际经历,分析其带给中国的启示性与局限性:

第二章:系统梳理浙江电力部门、系统与市场运行现状,识别灵活性不足的结构性原因;

第三章:基于PyPSA-UC更新模型,模拟浙江2025与2030年电力系统,量化煤电组合灵活性提升的经济与气候效益:

第四章:探讨中国电力减排潜力、新增煤电争议、浙江新增电源局限等关键思辨问题;

第五章:总结研究结论并政策建议。

此外,附录部分详细列出了模型的参数设定、约束条件及数据来源,供有兴趣的机构与研究同事参考。

声明:本报告的模型模拟基于有限公开数据构建,旨在通过理想化的短期系统成本最小化(经济调度)情景,对浙江电网运行进行推断(infer),以获取解析性的洞见(insights)。我们认识到并强调:与系统实际运行比较(比如已经发生的2025年),模拟结果仍必然存在差异,甚至是很大差别。这一模拟旨在为理解电网在理想经济调度条件下的运行方式提供参照,有助于解释现实运行中的偏离现象,并为政策和机制改进提供参照框架。





第1章 电力系统灵活性与中国背景

在全球范围内,随着应对气候变化的紧迫性不断提升,以欧盟为代表的国家(集团)正加快向更可持续、环境友好的能源系统转型。这一转型的核心在于更大规模整合可再生能源,如风能和太阳能。随着这些能源的快速发展,电力系统的发电结构正发生显著变化:化石能源出力与份额逐步下降,可再生能源的装机容量和发电占比逐渐上升。作为伴生效应,这类能源的波动性(variability)和间歇性(intermittency)对电力系统的安全、稳定和调度范式提出了新的要求。这并非不可逾越的障碍,而是一个需要通过技术、市场与政策协同加以管理和优化的问题。

在此背景下,电力系统灵活性(flexibility)已成为保障能源转型顺利推进的关键能力。欧美国家正通过发展需求响应、储能技术、智能电网和跨区域电网互联,提升系统在不同时间尺度上应对负荷波动和可再生能源不确定性的能力。中国也在加快建设"新型电力系统",推动智能调度、需求侧管理、储能及跨省区电网协作,提高可再生能源消纳水平,提升系统运行的经济性与安全性。

1.1 灵活性提升: 欧美电力系统经历综述

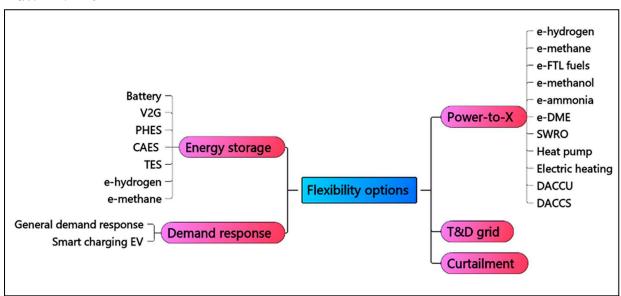
从知识视角, 众多的学术、应用与项目文献, 大多数来自欧美国家, 总结了实现电力系统(更加) 灵活运行的各种方式, 特别包括:

- 灵活发电:发电厂能够快速调整输出以匹配需求,包括快速启动的燃气轮机和具有调节能力的水电站。
- 能量存储系统: 如电池和抽水蓄能等技术, 可以在需求高峰或可再生发电量低时释放存储的能量, 而在供需形势反转时期存储过剩电力。
- 需求响应:鼓励消费者根据系统信号(如价格变化或高峰期间减少用电的请求)调整电力 使用。
- 电网互联: 与邻近电力系统连接, 共享资源并在更大地理区域内平衡供需, 平滑出力, 以减少调节规模与频率。
- Power to X与部门耦合:通过电解等途径,将过剩电力转为其他燃料,应用于其他部门或者在需求高峰时刻再次发电,起到长周期储能(类似之前的水电站)的作用。
- 其他手段。比如部分特定情况下,切除风光出力可能是总体成本理性的。

最新的, Khalili et al. (2025) 系统回顾了1067篇关于100%可再生能源(RE)系统的文献, 发现其中94.5%的研究采用了至少一种灵活性选项, 突显了灵活性在可再生能源并网利用中的关键作用。电转X(Power-to-X, PtX)技术(特别是电氢)、电池储能和输电网络是使用最广泛的策略。目前(



2025年)的研究重心正在从单一电力系统转向"电转X经济", 推动实现能源系统全电气化与多部门耦合的转型。



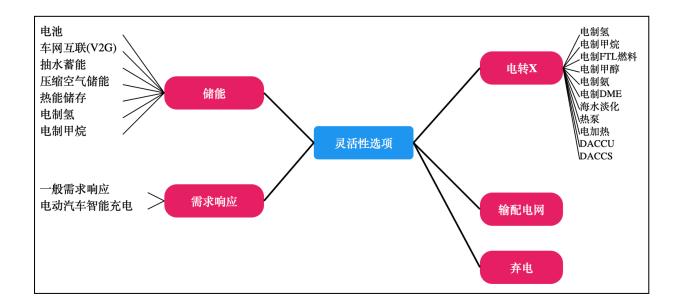


图 1-1 100%可再生能源系统中的灵活性(flexibility)选项

来源: Khalili, S., Lopez, G., & Breyer, C. (2025). Role and trends of flexibility options in 100% renewable energy system analyses towards the Power-to-X Economy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *212*, 115383. https://doi.org/10.1016/i.rser.2025.115383.

从实践视角,欧盟近期通过《灵活性需求分析方法学》(Flexibility Needs Assessment Methodology, FNA)建立了一个统一框架¹,用于在成员国层面评估未来5-10年的电力系统灵活

¹ https://www.entsoe.eu/tso-dso-flexibility-methodology/



性需求,并为各国制定非化石灵活性目标(indicative national objectives for non-fossil flexibility)提供依据。该框架以确保可再生能源并网、供电可靠性与成本效益的平衡为目标,并将评估结果纳入各国的国家能源与气候规划(NECPs),同时为欧盟层面的跨国灵活性分析提供数据基础。该方法学的关键要点包括:

- 需求类型:区分系统灵活性需求(包括可再生能源并网需求、爬坡需求和短期调节需求)与电网灵活性需求(涵盖输配电层面的拥塞和电压问题)。
- 覆盖与缺口:明确已由现有或预期资源满足的"已覆盖需求"与需新增资源弥补的"未覆盖需求"。
- 评估流程:基于欧洲与国家层面的资源充裕性评估(ERAA与NRAA)的经济调度结果,结合技术约束、预测误差、气候年份等,量化不同时间尺度(季节、日、小时)的灵活性指标。
- 电网因素:引入配网发展规划(DNDP)和输电网规划数据,通过"微调"环节将本地拥塞、 资源可用性等纳入系统需求评估。
- 指导标准:编制一致的数据类型与格式要求、跨国情景协调(如NECP目标年份一致性), 并明确需求响应、储能等非化石灵活性资源的贡献。
- 政策衔接:评估结果用于支持成员国设定非化石灵活性目标,并纳入国家能源与气候规划(NECP),同时为ACER汇总全欧灵活性缺口提供输入。

回到基本定义,电力系统灵活性往往指在广泛的条件下及时地维持电力系统可靠运行的能力(the ability to respond in a timely manner to fluctuations in electricity supply and demand)。它们适用于各种情况与场合,是普遍、永恒与一概而论的。但是,由于这些说法缺乏明确的时间、空间与参照系界定,"灵活性"从哪里(出力变化)谈起,与什么比较、意味着多大需求,以及供给面临何种激励与约束,就很难说清楚。这种说法往往缺乏细节与现实相关性,从而缺乏地区特定的进一步行动含义。本报告中,我们结合中国的电力部门现状、国情与省情开展灵活性提升的讨论。

1.2 国际经历在中国电力系统映射的局限性

在欧美国家,特别是德国、英国以及美国加州等高比例可再生能源地区,可再生并网中日益强调灵活性发电、储能和需求响应的重要性,以应对可再生能源出力的波动性。这种讨论与实践经历不可避免"传染"到中国。但是必须注意:这些地区的风光比重已经较高,而煤电因为成本高/比重小,完全势微,仅用于少量时刻(moments),或者具有监管淘汰时间表。这并不是中国大部分省份的现状——煤电发电比重仍旧在60%以上,而需求以稳定的工业负荷为主,相当部分机组容量是可以(can)以及应该(should)维持基荷常态运行的。

在中国强调激发煤电之外的灵活性措施,比如需求侧以及储能的角色,是一种不结合现状、缺乏参照系的未来思维实验,往往无益于短期内的系统结构转型与气候减排。



比如,加装额外储能提升可再生并网能力不仅成本高昂,将电网可以充分平抑的波动转嫁给每一个可再生业主,或者"建而不用"而浪费,或者通过时间转移负荷方式,而可能增加排放。充电时刻(需求低谷)充的是煤电(因为其他低效高成本机组退出了),而如果存在放电时刻(需求高峰时刻),替代的是边际成本更高,但是排放因子更低的天然气发电。如果考虑到充放电的损失,这一过程通常增加排放(相比"反事实"基准线)。

事实上,中国智库专家对此有明确认识。南方电网专家表示²:要煤炭和新能源优化组合,只有常规能源和新能源组合不行了才能轮到储能,因为储能是额外的投资,是有代价的。水电专家强调³:能源发展是一个动态的过程,对于一种现象的判断可能会随着时间的推移而改变。例如某地系统灵活性需求现在呈短缺状态。随着各类储能"大干快上"以及其他技术措施的提升和落实,最终系统灵活性调节资源基本能够满足新能源发展和电网安全稳定运行的需要。关于煤电启停调节——"一日两停"的技术可行性探讨⁴,也陆续提到政策议程中。

再比如,在煤电仍旧是发电主体的情况下,更多需求响应,无论是通过价格手段激励方式,还是行政命令管控,都意味着处于边际的煤电机组整体更稳定的出力,从而降低更高分辨率灵活运行的必要性。这在系统平衡困难时刻(stress moment)有其必要性,但是不能常态化,在长期不利于运行一个高比例风光系统所需要的经验积累与技术支持系统进化,推迟必要的变革,也可能造成长期发电结构影响。中国大部分省份推行的终端峰谷电价,中午时分倒推(终端减去输配电价)价格低过了燃煤电厂的燃料成本。即使光伏再多,午间煤电仍旧是边际机组,价格也不应该低到基准50%,甚至更低。这一价格超调,影响了人们的用电节奏,中午的电力需求反弹明显5,从而降低了光伏对煤电的进一步挤出。它抬升了煤电(其他时刻)的收益水平,抑制了新增光伏的价值,对其投资回报产生了影响。这一特别的(午间)价格下降,更像是一种价格手段(税/补贴),导致光伏发电的"影子价值"(参照系)人为降低。

灵活性的讨论,尤其需要结合电源结构的现状进行,所谓"put into the context"。相比于一个深度脱碳乃至零碳电力系统"长什么样",从煤电为主体的现状如何逐步过渡到可再生为主体的转型问题(transition)是同样值得研究的。

1.3 当前系统现状与灵活性提升的结构性障碍

截至2025年,中国电力系统呈现出强烈的"结构锁定"状态。首先,煤电机组仍是大部分地区的主力电源,其发电占比普遍60%以上。由于长期实行容量型投资模式及"标杆成本倒推"电价核算机制,不同煤电机组无论转化效率、建成年代、灵活性特性如何,均被"引导"实现大体相同的利用小时数,以符合"一省一价"的定价控制目标。这种人为趋同的运行特性,导致系统缺乏基于经济性(Merit-Order)的出力排序,降低了系统整体运行效率。煤电"基准电价"(bechmark price),

²http://www.cnnes.cc/guandian/guandian/20230901/6004.html

³ https://mp.weixin.qq.com/s/LIEdzxbwW78kyCLevWkilg

⁴ https://m.bjx.com.cn/mnews/20240702/1386386.shtml

⁵ https://m.bjx.com.cn/mnews/20231114/1343360.shtml



在目前的治理体系中,不仅是中长期交易的参照系,也是所谓"非市场化"发电部分电网收购的 价格, 在很大程度上代表了各省电力价格总体水平。

煤电基准电价通过长期成本倒推方式, 与上游煤炭价格和机组的利用效率存在一定的对应关 系。2025年,电煤中长期指导价在秦皇岛港为675元/吨(5500千卡),与过去两年持平。考虑到长 三角地区约750元/吨的到厂煤价, 以及浙江地区的基准电价(0.4153元/千瓦时, 含增值税13%), 大致可保障发电小时数4000-5000小时, 供电煤耗优于325gce/kWh的机组维持正利润(假设燃料 成本占长期度电成本的75%)。在2025年的现货市场环境下,这一体系是可运行的。但是显然,一 旦煤价、电价水平或机组煤耗出现偏离,体系中的某一环节便可能发生行为扭曲。该体系本质上 静态且脆弱。以煤价为例,受开采成本、市场环境、国内外竞争格局、地缘经济乃至政治因素的 常态化波动影响,要求煤价维持在一个狭窄区间,显然与现实情况不符(图1-2给出过去10年的长 江口动力煤价格指数变化)。

Yangtze River Mouth Thermal Coal Price Index (YBSPI) Trend Chart

长江口动力煤价格指数(YBSPI)走势图



图 1-2 长三角动力煤指数

(In Chinese)

来源: https://www.cctd.com.cn。采集时间: 2025年6月30日。

其次,现行的调度体系依赖过度备用安排,普遍按照"日最大/最小负荷水平"设置备用容量,而 缺乏针对负荷与可再生能源预测误差的动态备用机制。这种做法导致大部分时段系统存在明显 的备用过剩,大量煤电机组开机并长期在接近最小出力的水平运行。受最小出力约束影响,可再 生能源的并网比例被显著压制, 尤其是在风光资源丰富但系统负荷较低的时段。此外, 由于备用



冗余, 大量本可优化启停的机组保持长期运行状态(相比可再生具有可观的燃料成本), 加剧了 整体系统的经济损失与碳排放水平。

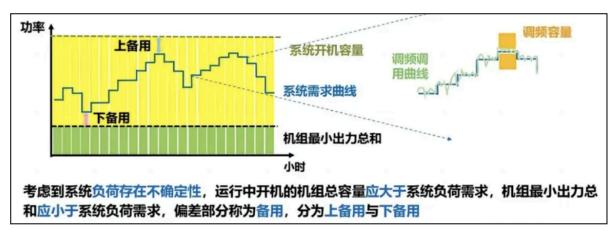


图 1-3 目前调度日平衡范式——巨量备用"齐步走" (In Chinese)

来源: 刘学(2024). 电力市场的原理、变革与关键问题报告. 清华大学. Retrieved from http://www.eiri.tsinghua.edu.cn/xwdt/byhd/7011908e08d84be5b209906c54eab742.htm. 全文来自: https://mp.weixin.gq.com/s/8XMGPtX09bzbwPeMPvF3Ag.

再次, 中央政府在跨省跨区输电中存在明显战略性行为, 体现为对跨区"大飞线"(所谓"输电专 线")的制度性特权安排。这种机制使得部分输电专线在调度中获得优先地位,交易路径决定了 物理潮流路径,不受市场价格/发电成本信号驱动,导致系统效率下降。在电力需求高峰期,这些 线路因容量已被"锁定",无法进一步提升输送潮流;而在需求不足、甚至出现负电价的低谷期, 受优待的输电通道又无法有效下调出力, 削弱了系统的弹性与调节能力。结果是, 无论需求如何 波动、输电效率和系统响应能力都被行政安排所钳制、电力市场的调节功能被严重削弱。



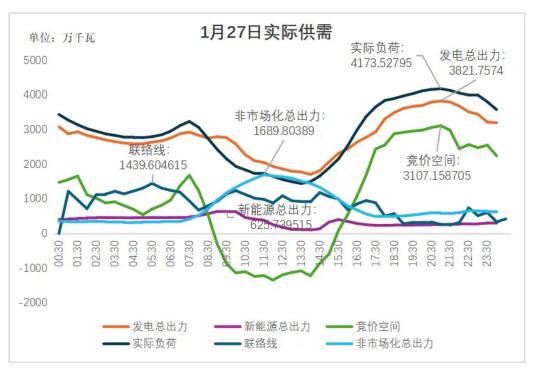


图 1-4 系统运行与跨省跨区"输电专线"僵直模式——浙江2025年1月27日(除夕) (In Chinese)

来源: 国能日新。https://mp.weixin.gq.com/s/PVIW-VGjNMnSrtgmyvTn9g。

综合来看,中国电力系统当前在推进灵活性提升方面,面临三大主要障碍:一是同质化煤电机组利用小时刚性目标(否则意味着定价模式失灵)限制部分机组的灵活性频繁释放;二是低精度、过度冗余的备用安排抬高了最小出力水平,挤压了可再生能源的并网空间;三是不考虑本地供给需求动态的"僵直"输电专线安排。这三大障碍,往往都以"煤电的过度使用"(以经济调度为参照系)作为症状与结果。要实现真正有效的灵活性提升,必须针对这三大障碍进行系统性改革,而不仅仅依赖微观、额外的技术创新或局部储能、需求响应措施的增量叠加。这种增量叠加,更大的可能是造成发电产能的进一步长期过剩。

基于以上对于现状的理解,本报告以浙江为例,开展容量结构扩张(capacity expansion)、开机组合(Unit-commitment)与经济调度(Economic dispatch)模拟。

_

⁶ https://dialogue.earth/en/energy/chinas-overuse-of-coal-is-causing-negative-power-prices/



第2章 浙江电力部门现状与系统运行理解

2.1 浙江经济与电力部门

浙江是中国的经济强省之一, 常年位列全国GDP总量规模与增速前列。民营经济活跃, 制造业基础雄厚, 同时在数字经济、绿色能源、新兴产业等领域发展迅速。其电力需求与供给平衡情况, 直接关系到经济高质量发展, 以及区域乃至全国能源结构优化和可持续发展。

近年来, 浙江在电力供需平衡方面面临重大挑战, 特别是在夏季高峰期间。<u>根据报道</u>, 我国在2023年首次推出高度割裂的省间电力现货市场, 浙江为了抢占电量, 往往需要支付高价。2022年, 国网浙江电力公司从福建、山西等地以高价购入电量, 每度电5-10元。然而, 即使在这种情况下, 浙江的电力供应仍然难以满足需求, 2024年前的若干年必须在夏季对部分工商业用户实行有序用电。

未来预期,新冠疫情之后随着中国经济重新"重型化"以及新兴产业,特别是数据中心、电动汽车等产业发展,电力需求增长迅速。浙江2022年到2024年用电量增速超过8%,最大负荷从1亿千瓦上升到1.23亿千瓦,预计2025年迎峰度夏期间达到1.35亿千瓦。浙能集团数据显示:2023年迎峰度夏期间,全省用电负荷"六创新高",机组发电量最高日负荷率91.2%;全年平均设备利用小时数为5010小时,其中煤电5533小时;2024年,省内统调燃煤机组最高实时负荷率达98.8%,全年煤电利用小时超过5600小时"。2025年,全省夏季最高负荷超过1.3亿千瓦(8月11日)8。

2024/2025年,浙江积极推进<u>工商业电价稳中有降</u>的工作。举措特别包括优化煤电价格、纠正外来电力定价扭曲、强化竞争性改革以及在发电、输配电和售电环节严格控本降本。旨在降低企业用电成本,促进经济发展,并提升资源配置效率。2025年煤电年度交易价格降低至0.412元/千瓦时,较2023年降低0.053分°。"绿色、稳价、保供"成为浙江未来一段时间电力部门高质量发展的主题词。2024年6月中旬,浙江省发展改革委发布三项能源"十五五"规划采购招标(浙江发改委官网公告),涉及《浙江省"十五五"时期能源安全保供专题研究》、《浙江省"十五五"时期能源稳价降价专题研究》、《浙江省"十五五"时期能源绿色低碳发展专题研究》三项内容,正是这一关切的体现。

相比经济格局类似的江苏等沿海省份, 浙江严重依赖外省电力输入, 而本地装机能力相对不足, 风光占比低、外来电比重大、煤电基准价高(图**2-1**)。全省装机与最高负荷比1.23, 是全国最低的地区¹⁰。建设中的"甘肃-浙江"特高压直流工程竣工后, 电力调入容量将超过5500万千瓦(55GW).

⁷ http://www.zzepc.com.cn/ZNDL/upload/files/2024/4/8a0b0daecd9bc2af.pdf; http://www.zzepc.com.cn/ZNDL/upload/files/2025/4/7a30dc9ba1b621eb.pdf

⁸ https://cs.zjol.com.cn/kzl/202509/t20250917 31235417.shtml

⁹ https://mp.weixin.qq.com/s/yr0F YmCgTF08ESWtJ1ioQ

¹⁰ https://mp.weixin.qq.com/s/yr0F YmCgTF08ESWtJ1ioQ。题目:一线 | 浙江省电力保供面临"三最"挑战。



预计外省输入将占浙江电力总量的1/3以上。考虑到长距离输电的物理约束和潜在的不确定性, 过度依赖西部来电可能对电力供应安全构成不可忽视的系统性风险。在面临用电需求快速增长的同时,浙江亟需加强本地电源建设¹¹。

如何在提升电力本地保障能力的同时,摆脱新增煤电的路径依赖,是一道必须抉择的政策选择题。这不仅关乎区域的经济运行效率和系统安全性,更直接影响到浙江在"双碳"背景下实现长期绿色发展的战略方向。

表 1-1 相比华东其他省份, 浙江本地装机比例低、风光占比低、外来电比重大、煤电基准价高 (2024)

		(2024)			
	本报告聚焦省份				
	浙江	上海	江苏	安徽	福建
年用电量(TWh)	678	198	849	360	359
最大负荷(GW)	123	40	147	65	54
风光发电占比	8.8%	8%	14%	14%	13%
煤电装机(GW)	53.8	92.4	53.8	55.1	31.3
煤电基准电价(含税,					
元/千度)	415	416	391	384	393
		4- - 44 64 97 1	BB 143	- *L ID	

|来源:卓尔德(北京)中心根据各种网络材料整理。如无特别说明,均为2024年底数据。

, 2025年初在建容量约为204GW, 为未来的可能情况提供了依据。

根据《浙江省推动碳排放双控工作若干举措》(2025年3月)¹², 浙江在未来能源结构转型中设定了日益明确的装机容量目标。到2025年底, 全省新增风电和光伏装机容量600万千瓦、核电装机100万千瓦, 非化石能源消费比重(扣除原料用能和能耗单列项目)预计24%左右;到2030年底, 风电和光伏装机目标提升至8000万千瓦, 核电装机达到1800万千瓦。此外, 浙江拟扩大布局抽水蓄能项目, 计划到2025年、2030年分别实现988万千瓦和2400万千瓦。海上风电, 浙江提出到2030年达到20GW的目标, 远高于周边省份如江苏(7.65GW)和福建(2030年目标调整为10GW)。尽管"十五五"期间煤电规划尚属保密, 缺乏公开信息, 但从全国层面看, 2024年煤电装机约为11.8亿千瓦

来源:卓尔德(北京)中心制图 (www.draworld.org)。

2.2. 浙江现货市场试点

浙江电力现货市场试点在**2025**年**1**月开始正式连续运行。2025年春节前后,系统处于季节性低谷、煤价稳定、气候温暖、需求下行背景下,浙江出现了一系列明显的负电价现象,引发了业内广泛关注。例如,在除夕期间出现全天48个价格点负电价的同时,也在春节后连续数日内多次出现1000元/MWh的实时高电价。

¹¹ 与浙江发改规划部门同事交流,2025年5月。要求匿名。

¹² http://www.tanpaifang.com/zhengcefagui/2025/0227110734.html



这种"冰火两重天"的市场表现,显示出现货市场的价格机制正在真实映射系统运行的边界条件——包括煤电灵活性不足、可再生能源预测误差、跨省调电配比及机组启停约束等多种因素的交织。通过这一"压力测试",浙江正在逐步构建一个更加精细化、动态化的市场体系,不仅有助于提升系统调度的经济性,也为后续新能源占比持续提升后的电力系统稳定运行积累宝贵经验。

基于2025年春节前后两周的实际市场运行数据,我们对浙江的电力市场价格做了统计分析,包含均值、方差、负电价频次与占比等。

指标 实时市场 备注 日前市场 价格点数 672 672 春节前后两周 价格均值(元/MWh) 145 252 全年需求低谷时期 价差大致是均值的1.5倍 价格标准差(元/MWh) 208 327 集中出现在除夕前后几天最 负价格频次 161 149 负价格占到所有时间的接近 负价格总占比 24% 22% 除了除夕前,往往出现在中午 最低价格(-200元/MWh)频次 132 89 2月1日日前低值, 但是2月2日 最高限价(1000元/MWh)频次 3 27 实时接近最高限价情况

表2-1 浙江现货市场2025年春节前后2周的供需、价格统计信息

来源:作者基于交易中心平台数据汇总分析(www.zjpx.com.cn)。

2.3 关于系统与市场如何运行的现状理解

围绕中国现货市场低/负电价频繁且剧烈的现象, 近阶段若干政策研究与行业评论陆续披露了运行细节, 为理解负电价形成机制提供了较为系统的观察窗口。

- 韩晓彤在《山东新能源"入市"解题》中指出,即使"五一"假期出现明显的负电价,山东仍持续调入外来电,未根据本地市场价格调整进口策略。
- 赵浩林在《电力中长期合约的物理执行本质是政府干预》分析中长期合同执行机制时指出,过去的中长期合约,性质上需要物理履约,而非金融避险合同。
- 郑亚先《电力现货市场持续深化的关键问题思考》则强调,部分省份在机组组合上采取 "必开机组"预设机制,即先确定部分机组出力,再进行市场优化。一些天然气机组完全不 参与出清。



柴玮《财务化的日前市场如何实现与实时运行的耦合统一》在对日前市场机制的分析中指出,目前多数省份的日前市场仍以调度负荷预测为基础构建需求侧,尽管用户可提交申报,但并不真正参与出清。

以上公开信息分别指向了电力系统运行中的若干关键环节——包括外部电力输入、中长期合同的执行机制、开机组合安排、用户侧市场参与程度以及备用容量设定方式。

- 外来电稳定输入:即使在出现负电价的时段,跨省调入电量仍未相应调整。这种跨区电量成为现货市场价格运行的边界。
- 先确定开机名单,再进行竞争:在市场优化之前就已设定部分机组必须运行。这可能导致 开机机组总量过多,以及可能不符合经济调度原则。
- 用户侧无法基于价格信号参与市场:需求侧类似澳大利亚等岛国的"电力库"(power pool)——无用户分散报价。这似乎意味着:日前交易从来未真正开门(gate open)。它排除了用户基于价格信号在"不同市场套利"的可能,抑制了市场间价格趋同的动态过程。
- 备用率设定过高且缺乏动态调整:由于存在最小出力物理约束,这类安排等同于将备用 转化为必开机组类似的"刚性出力"。

这些因素虽来源各异,但共同作用于一个核心问题:现货市场的"潜在厚度"(depth)被显著压缩,并限制了价格对供需变化的反馈能力,割裂的市场并且无法流动。特别是在春节、五一等低负荷时段,这些因素其影响变得不可忽略,能量市场退化为静态、缺乏需求、调整能力有限的"余量市场",所谓静态、缺乏需求的余量市场(the static residual market with no demand)。

具体到浙江,根据《浙江电力现货市场基本规则》¹³,省电力调度机构有权指定必开机组(如因系统安全需要),这些机组采用核定成本或市场报价的低值参与出清。必开机组数量取决于实时电网运行需求,包括:输变电设备或断面重载风险;系统调频容量、备用容量不足;极端气候影响。

华东电网2014年发布的《运行备用调度管理规定》建立了区域旋转备用共享机制。在宾金直流满送浙江电网(760万千瓦)时,该机制降低了浙江本地备用需求,但依然要求调度机构动态计算最小旋转备用量,进而推导出最小开机台数。一个思维实验是:34台机组以50%负荷运行 vs. 17台机组满负荷覆盖1700万千瓦需求,前者保有巨量向上备用,但是容易触及最小出力约束,降低系统灵活性。而后者具有充足的下调空间,以利用系统降低出力以"容纳"更大可再生出力。

此方面的信息与运行透明度, 仍需要进一步提升以形成更准确理解。

表 2-2 系统灵活性不足、煤电过度使用与现货市场频繁极低/负电价"三位一体"

层级 (Level)	表现形式 (Manifestation)	1月27日案例 (Example from Jan 27)
宏观(Macro, Inter-regional-level)	僵直电力输入(Rigid imports)	在本地电力盈余时,省外煤电仍持续大规模输入

13



涉及外来煤电		
中观(Meso, System-level) 涉及煤电开机容量	非市场化出力(Out-of-market commitment)	非市场指令出力已覆盖全部1700万千瓦本地需求 ,市场变的几无空间
微观(Micro, Unit-level) 涉及煤电开机台数*	开机组合分配低效(Inefficient unit commitment and distribution)	34台机组以50%负荷运行 vs. 17台机组满负荷覆盖 1700万千瓦需求, 前者保有巨量向上备用, 但是容 易触及最小出力约束, 降低系统灵活性。而后者具 有充足的下调空间, 以利用系统降低出力以"容 纳"更大可再生出力。

来源:作者基于市场交易数据的汇总、分析与定性。

Note: 2025年4月28日发生的西班牙/葡萄牙的大停电的政府调查报告(6月17日公布)认为: 其中一个调度计划 因素是原计划当天有 10 家发电厂发电,但其中一家发电厂在前一天通知电网运营其无法运行。电网运营商认为其余九家发电厂的发电量足够,这可能是一个开机计划失误。同样属于开机台数方面的另外一个极端的问题。

https://elpais.com/economia/2025-06-17/el-gobierno-reparte-culpas-entre-red-electrica-y-las-empresas-por-el-gran-apagon.html。



第3章 2025/2030 年浙江模拟:提高煤机组合灵活性的经济和气候收益

3.1 Pypsa模型框架与进一步开发

本文基于开源建模框架 PyPSA(Brown et al., 2017),结合卓尔德中心发布的 Draworld-P 全国 33 节点模型(见图 2),对浙江省电力系统进行了精细化建模与额外约束添加方面的功能扩展。PyPSA(Python for Power System Analysis)是一个面向电力系统模拟与优化的开源工具,支持电力输配网的线性与非线性优化、电力经济调度、发电组合投资分析,以及高时空分辨率下的可再生能源建模。其核心优势在于灵活的数据结构与模块化建模方式,能够处理发电、储能、传输网络等多种能源技术,并支持基于 8760 小时逐时数据的系统运行分析。PyPSA的开放架构允许用户自定义约束条件、模型参数与目标函数,广泛应用于能源转型规划与政策评估场景。更多信息可参阅 PyPSA 官方文档(API Reference)。

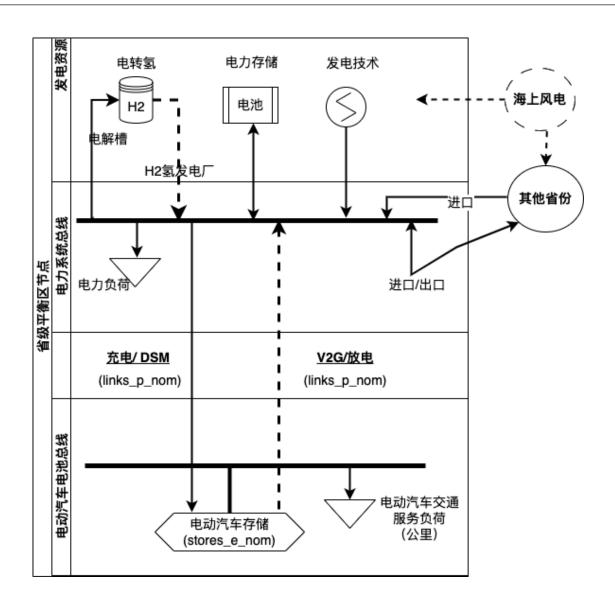
本研究所采用的 Draworld-P 33 节点模型,来源于卓尔德(北京)中心持续更新的开源电力系统数据库,并作为年度旗舰报告《电力透明度工程(2024-2030)》的建模基础。该模型涵盖了全国电网拓扑结构、发电结构与区域负荷特征,并根据最新规划与数据不断校准更新。

在此基础上,本文进一步进行了以下建模扩展,以更好反映当前煤电运行机制与未来政策导向:

- 单机级(Unit-level)煤电建模与开机组合控制:引入机组级参数,包括最小出力、启停约束、爬坡速率、启停成本等,模拟煤电机组真实运行特性,并为不同建设年份和技术效率机组赋予差异化调度能力。
- 电力系统运行备用约束:按照负荷的5%,风光装机的10%(反映开机计划预测误差)约束 系统的向上与向下备用能力。
- 煤电"一元化利用率约束"机制:在不同情景中设定统一的等效年利用小时数区间(如 3500-6000 小时),通过折算系数将该约束映射至建模时间周期内的能量输出区间。该 机制可用于模拟煤电总量份额控制、政策调节空间与转型路径评估。

模型的参数包括发电技术经济指标、可再生能源出力特性、需求特性及技术的可扩展约束等,可参见附录。







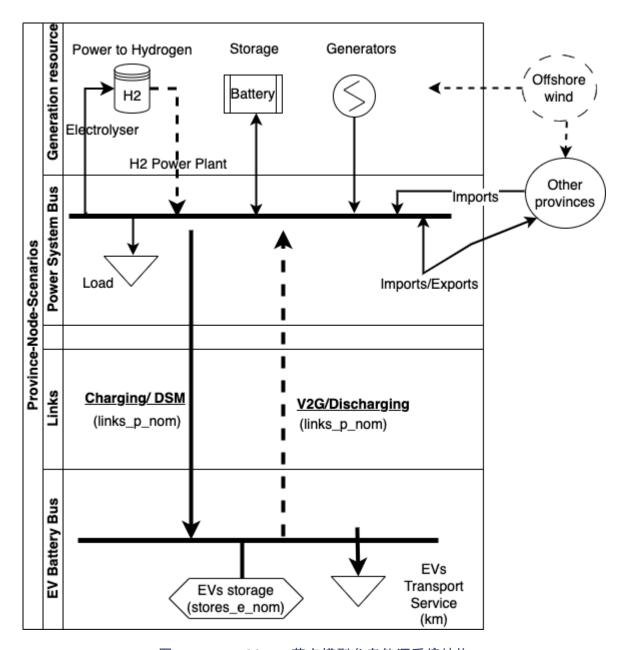
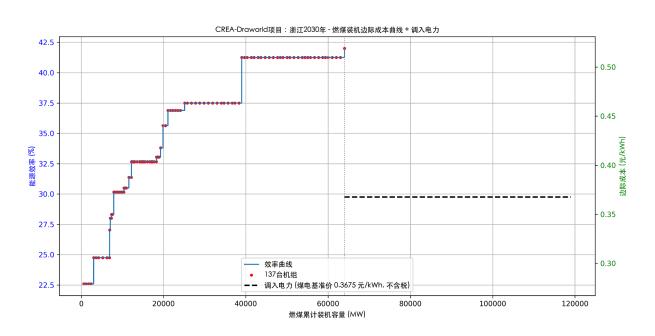


图 3-1 Draworld-P 33节点模型参考能源系统结构



3.2 煤机效率、成本与容量分布



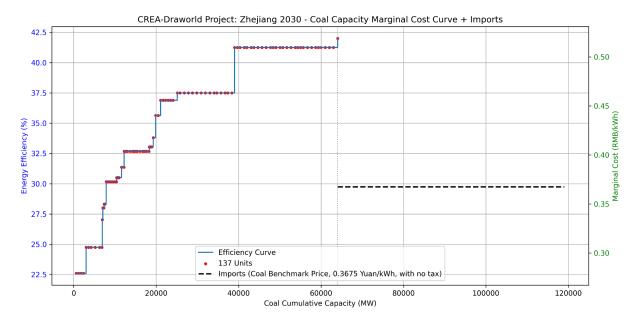


图 3-2 浙江2030年137个煤电机组的能效-容量堆积曲线

备注:本图展示了137台浙江2030年煤电机组的能源效率(%)与装机容量(MW)之间的堆积曲线,左侧纵轴表示效率,右侧纵轴则换算为边际发电成本(元/kWh),两者为一一对应关系。边际成本基于煤价750元/吨、煤炭热值5500 kcal/kg进行计算。

浙江省本地的煤电总装机容量到2030年预计在60GW上下。图中虚线右侧添加的"外来电"部分,代表通过跨省/跨区输电接入浙江的电力,总计约55GW,在图上以统一价格段表示。



外来电价格在图中按照浙江省煤电基准电价(不含税)0.3675元/kWh进行设定。实际上,来自"皖电东送"项目、三峡水电、四川水电、其他省份(宁夏、甘肃等)特高压输电等的电价结构更复杂,涉及不同来源、时间段及输电路径,部分还受到调度政策或市场交易机制影响。

来源: GEM, Jan 2025 Version, https://globalenergymonitor.org/report/boom-and-bust-coal-2025/

从图中137台煤电机组的效率分布来看, 煤电系统内部存在显著的效率差异。按照五个效率等级划分(<25%、25-30%、30-35%、35-40%、42%新机组), 可以看出, 浙江2030年的煤电结构呈现出以下几个特征:

- 机组效率差异明显, 形成多层次结构 当前机组的能源效率分布跨度较大, 最低不足25%, 而最高对应于最新的1000MW燃煤超 超临界机组效率——42%。这反映出浙江煤电系统远非"均质", 而是包含一系列不同技术 代际与性能水平的机组群体。这一结构为差异化调度与功能分工提供了技术基础。
- 中等效率机组占据主导,宜承担基荷又具备灵活性潜力整体来看,约有100台以上机组集中在30-40%的效率区间,总装机容量超55GW。这部分机组在传统电力系统中承担基荷发电,但在新能源占比提升、电网调节需求增强的背景下,这类机组也将逐步纳入调峰、调频等辅助服务中,面临运行方式和调度逻辑的调整。
- 低效率机组具备"灵活备用"潜力,不宜一概视为落后产能在25-30%效率区间内共有30台机组,总装机容量超16GW。这类机组虽然能效相对较低,但容量规模较小、响应能力较快,在未来灵活性调度框架下,具备承担快速启停、备用容量或负荷跟踪的潜力。在碳约束与系统安全双重压力下,应避免将其简单作为淘汰对象,而应转向更具策略性的运行安排。

效率区间	机组数量	总装机容量(MW)	平均效率(%)
<25%	1	350	22.5
25-30%	30	16,451	28
30-35%	73	41,260	33
35-40%	29	17,149	37
~42%(新)	4	3,183	42

表3-1 浙江煤电机组按照效率区间分组容量统计

来源: GEM, Jan 2025 Version, https://globalenergymonitor.org/report/boom-and-bust-coal-2025/

3.3 情景故事情节与参数设定

为了评估煤电在电力系统中灵活性作用的未来路径, 我们设定了四个典型情景, 结合2025年与2030年两个时间节点, 并分别代表不同的政策取向和系统响应能力。



在本研究设定的四个情景中, 煤电机组的利用率约束呈现出由一元化走向差异化的显著转变。 2025年与2030年的惯性情景(Inflex)均维持传统的统一利用率限制(3500-6000小时),体现出煤 电的高度一元化结构。而2025年提升情景(Improved)则放宽了利用率约束, 允许煤电在2000至 8760小时之间调节, 开启从刚性向灵活运行的过渡。在2030年深度灵活情景(EDflex)中, 打破一 元化约束框架, 实现煤电机组按效率分类利用, 部分机组高负荷运行以体现经济效率, 部分机组 则退居调峰、备用、战略储备乃至闲置提前关闭,实现从"主体发电电源"向"调节、支撑性资源" 的角色定位转型。

表3-2 情暑设计与故事情节

指标	ZJ2025-Ideal	ZJ2025-Inflex	ZJ2025-Improved	ZJ2030-Inflex	ZJ2030-EDflex
时间节点	2025年春节前后3 周,聚焦负电价问 题	2025年	2025年	2030年	2030年
机组运行区间	[40%, 60%]	[40%, 60%]	[30%, 90%]	[50%, 90%]	[0, 90%]
灵活性水平	中	低	ф	低	高
煤电定位	-	基荷主力	基荷发电/辅助支撑	基荷延续	按需出清
政策导向体现	-极端情况, 特别 处理	无额外运行政策	初步改革, 扩大煤电运 行区间与机组间分化 程度	改革滞后, 维持煤 电"齐步走"特征	煤电角色逐步转型,明显分化;高效机组实现7000小时以上,低效机组仅作为战略备用,全年仅个位数开机机会。

来源:课题组设计。

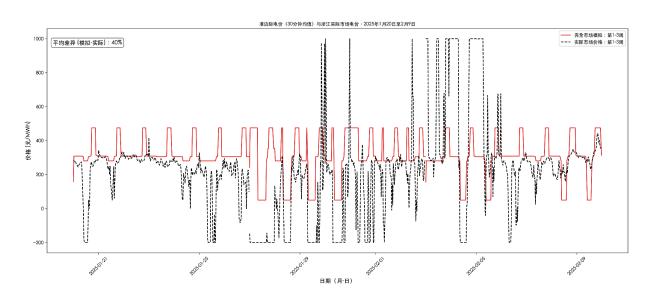


3.4 聚焦2025年春节负电价

2025年1月20日至2月9日,团队基于市场数据和调度模型,对浙江电力系统春节前后三周的电价进行了模拟与分析。2025年春节及前后两周,浙江电力市场经历了显著的需求波动:1月下旬需求逐步下降,除夕达到最低点,节日期间维持低位,随后在2月初逐步回升。在完美市场(Perfect Market Simulation)下,系统由天然气、煤电、核电等在不同的需求水平下决定整个市场的价格,表现出一定波动性,但整体价格稳定在约50-470元/MWh之间,全程未出现负电价。

相比之下,实际市场(Real-Market Prices)的价格曲线波动明显更大。在春节期间,出现了大量负电价,反映出非市场因素(例如备用事先确定、市场外开机或跨区电力保持稳定)造成市场需求"人为下降"的重要影响。与此同时,还偶有短时间内出现接近1000元/MWh的极高电价水平,这一水平远超任何边际机组的成本边界。这些极高电价水平是如何形成的,有待获得更详细开机状态数据后的进一步分析。

模拟的完美市场(**ZJ2025-Ideal**)价格相比实际市场价格平均高约**40**%, 这意味着可再生发电的市场价值, 因为市场割裂以及不流动(第二章归因), "人为"被压低。如果没有额外的支持机制, 这一降低可能阻碍可再生能源投资的可持续性。这是发改委/能源局136号文出台的背景。文件引入"多退少补"机制, 为可再生能源提供收入兜底, 短期内缓解其投资可持续性风险。但是, 这一机制覆盖多大范围的发电(所谓"机制电量"), 以及兜底价格是否对应于长期投资成本, 仍旧系于各省份的具体方案设计。





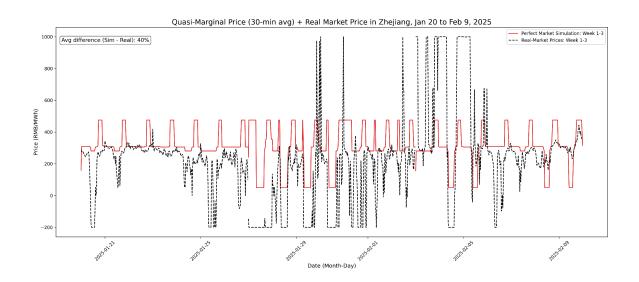


图 3-3 实际市场与基于完美竞争/经济调度ZJ2025-Ideal的价格轨迹 来源:市场运行数据来自于http://zipx.com.cn/.其他为开机组合模型模拟结果。

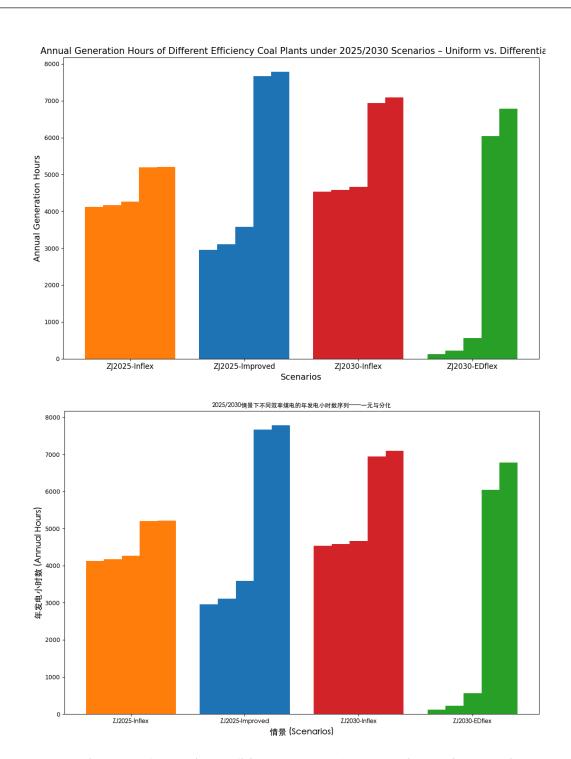
3.5 聚焦煤电运行行为

图3-3展示了不同情景下,浙江煤电机组按效率排序的年发电小时(Annual Hours)情况。

2025年: 煤电仍保持较高出力, 效率尚未成为主要区分依据。在 ZJ2025-Inflex 情景中, 系统运行 方式以保障供应为主, 煤电整体出力水平较高, 大多数机组年运行小时在4000-5200之间, 差别 不大。这大体是目前的"现状"。即便在 ZJ2025-Improved 情景中, 引入了一定程度的调度优化, 不同效率机组之间的运行时间略有分化。总体来看,系统仍以"平均利用"为主,煤电调度策略未 发生本质改变。

2030年: 系统运行更具选择性, 效率决定出力优先级。ZJ2030-Inflex 保持传统出力逻辑. 煤电仍 是基础电源, 运行小时维持在较高水平。相比之下, 在 ZJ2030-EDflex 情景中, 调度方式发生变化 :系统不再让所有机组"轮流"参与发电, 而是根据效率和边际成本, 优先调度高效机组。运行小 时呈阶梯状分布,效率高的机组(如超过40%)年运行超过7000小时,而效率低的机组几乎处于停 机状态。这种差别一方面来自于更多的可再生能源装机建设, 也包含煤电内部的进一步分化。





Annual Operating Hours of Coal Units by Efficiency under 2025/2030 Scenarios — Unitary and Divergence

图 3-4 煤电因效率差别的利用小时数分化

具体到情景的燃煤机组内部差异, ZJ2030-EDflex情景下, 不同效率水平的煤电机组展现出明显 的运行行为差异, 尤其在停机小时数占比方面, 呈现出与效率水平强相关的特征。

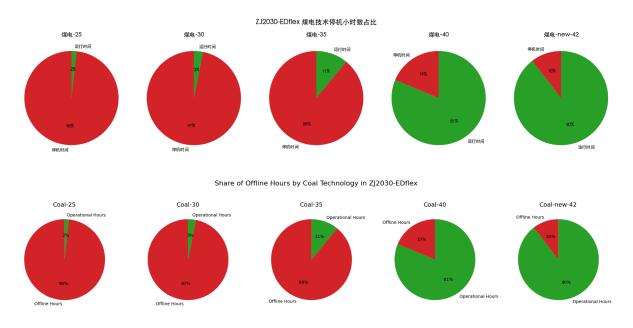


低效率机组(**<30%**)高度备用化。效率低于25%的机组全年停机时间占比接近100%,而25-30%效率段的机组也有99%的时间未运行。这一现象表明,此类机组在未来系统中已被功能性边缘化,主要作为"深度备用资源"保留,用于应对极端高峰或安全兜底场景。

中效率机组(**30-35%**)开始发挥调节角色。这一区间的机组仍具备基荷运行能力,但全年运行时间已大幅下降,仅占5%。这些机组开始在系统中承担更频繁的启停与调节任务,是当前由"基荷型"向"调节型"角色过渡的核心部分。

高效率机组(**35%**以上)成为基荷运行资源。它们具有超过90%以上的运行时间(扣除常态化检修)。

本图反映出浙江未来煤电系统从传统基荷运行模式,日益转向效率分层、用途分工的差异化运行机制。低效机组主要承担备用和极端响应功能,中效机组过渡为可调资源,而高效机组继续维持基荷运行。这样的特征才对应于一个高效的运行体系。



ZJ2030-EDflex Coal Technical Offline Hours Share

图 3-5 煤电因效率差别的开停机分化(待机-停机时间比例)

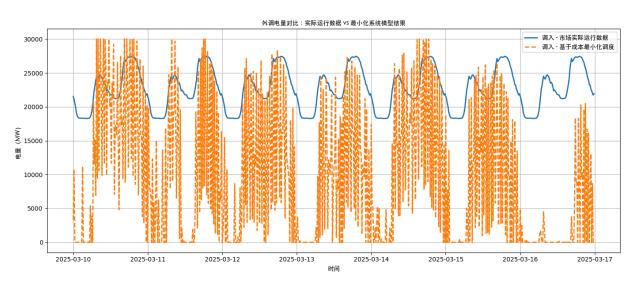
3.6 聚焦外来电潮流特性

图3-5展示的是2025年3月10日至3月17日期间,浙江跨区电力潮流的实际运行与模拟优化结果对比。这段时间处于春季中旬,系统负荷整体较稳,但风电和光伏出力波动频繁,具备典型性。蓝线表示实际运行下的外来电潮流,整体波动幅度较小,日内变化不明显,说明目前调度方式以



固定计划为主, 调整频率较低。橙色虚线是基于系统最小成本模型的模拟结果, 潮流呈现明显的 日内高频变化, 根据本地边际成本和外来电价格动态调节, 引入时段和规模出现明显差异。

这一对比反映出在**2025**年"灵活性"情景下,系统需要按价格信号调节潮流,但实际运行中仍受合同、路径和计划电量等因素限制,调度行为相对刚性。若能逐步推动按边际经济性进行跨区电力流动,将有助于提升系统运行效率,更好适应高比例可再生能源接入后的波动性需求。



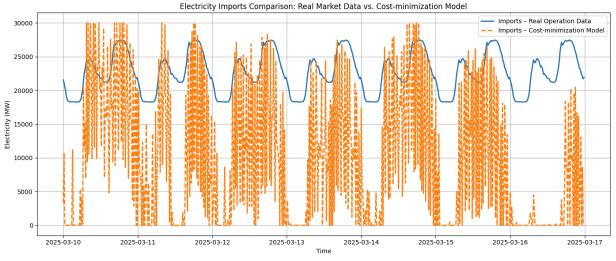


图 3-6 外调电量的运行模式(3月10-17日一周): ZJ2025-Improved模型结果 VS 实际运行数据

3.7 经济与气候收益综述

图3-6对比了浙江在不同情景下的三个核心指标:系统年总成本、碳排放量和风光占比,涵盖2025与2030两个时间节点。



系统总成本方面。2030年,Inflex情景成本,因为更多的新增电源投资上升至2777亿元;相比之下,EDflex情景控制在2713亿元,减少2.5%,可部分缓解成本压力。这一差异看似有限,但需要从以下几点理解其意义:首先,本结果未计入碳排放的外部性定价,若考虑碳成本,灵活调度所带来的减排效益将进一步放大。其次,系统结构正在由高燃料成本的煤电向高资本密度、低运行成本的风光电源转变,成本下降本身并不完全体现其在长期价格稳定性和风险缓释方面的价值。第三,在浙江电力系统年成本规模(约2700亿元)下,2.5%的优化意味着每年可节约约60-70亿元,这一节约是在无需新增高成本灵活性资源(如大规模储能)的前提下实现的。

碳排放方面。2025-Inflex排放为386.2百万吨,而2025-Improved情景下降至342.7百万吨,减排潜力接近11%。到了2030年,即使Inflex情景排放几乎持平于2025(386.3百万吨),EDflex通过灵活调度和新能源替代,可将排放降低至365.1百万吨,显示出长期调度优化带来的减排潜力。

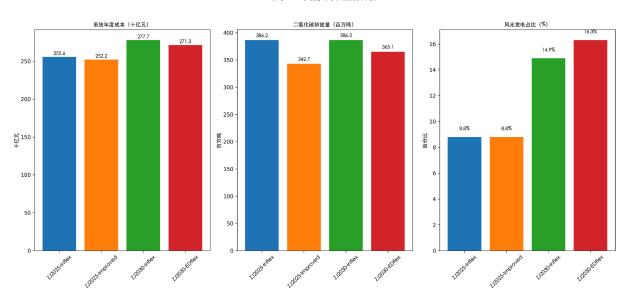
风电和光伏的出力占比方面, **2025**预计实现**8.8%**。到2030年, Inflex情景风光比重上升至14.9%, EDflex进一步提升至16.3%, 相比2025提升近一倍。该提升一方面来自于持续的风光电投资, 一方面是改善的系统运行, 提供了系统更多的并网能力。

综合来看,三个维度均显示出提升灵活性(特别是2030年EDflex情景)对控制成本、降低排放、提高新能源占比的综合效果。尤其是在碳减排与风光利用方面,EDflex相对传统调度模式具有更清晰的优势。特别值得一提的是,过去几年中国电力行业经历了疫情后的快速反弹,在夏季制冷需求、新电力密集产业的驱动下,浙江的年用电需求增速一度超过8%,个别年份甚至接近两位数。如果这一趋势延续,将显著加大系统的潜在排放水平,使得减排难度进一步加大。

ZJ2030-Inflex情景中的高排放水平, 正是这种背景下的结果。从这个角度看, 更新系统调度机制是协调"更大程度的电气化, 以及更大程度的低碳发展"的必要途径。



2025年与2030年情景下关键指标比较



Comparison of Key Indicators in 2025 and 2030 Scenarios

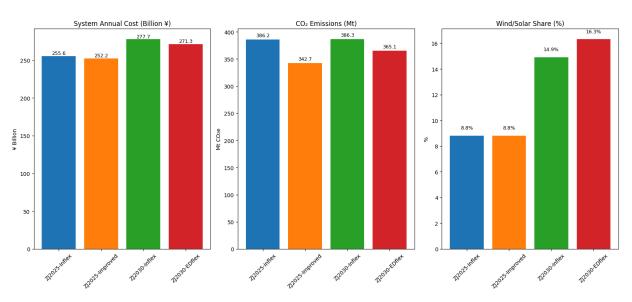


图 3-7 系统年度成本、二氧化碳排放与风光比重-2025/2030年比较



第4章几个关键思辨问题的讨论

4.1 评价中国电力部门的减排潜力

当前中国电力系统与一个理想的经济调度体系相比,存在明显的效率损失。如果能够通过体制改革、调度优化和市场化机制改进这些无效率部分,理论上可以释放出相当可观的减排潜力。然而,这个潜力如果限制释放了,那往往意味着未来的排放水平还要(相比目前)上升,这在政治上似乎是一个很大的问题。未来5年,如果电力需求(尤其是最大负荷)的增长继续保持较高水平,那么需求增加本身将不可避免地推高绝对排放量(如图3-3所示)。

这引出了一个值得深思的问题: 当我们说"改革实现的减排潜力"时, 是否意味着一旦改革完成、效率达到合理水平, 未来就不存在更多的减排空间了?短期看, 通过优化调度和效率提升, 确实可以降低单位电力的碳排放, 但长期看, 随着经济和用电需求的持续增长, 系统的绝对排放可能仍会上升。因此, 减排潜力既不能简单等同于效率差距, 也不能忽视未来需求扩张带来的排放压力。换句话说, 改革能带来的一次性收益(one-off)和未来需求增加带来的长期排放之间, 实际存在政治权衡问题。现实中, 似乎我们只能期望"边改革, 边减排"的中间路径。快速释放因为治理无效率导致的减排潜力往往在现实中不具有可行性。

4.2 是否新增煤电?

关于是否新增煤电,需要从容量必要性、经济性和长期系统需求的角度综合考量。首先,大容量并不等于高使用率,要使新增煤电成为可信赖的保障力量,而不过度使用,必须依赖体制和调度机制的完善。2025年,受极端高温和空调降温负荷推动,各省最大负荷依然保持高速增长,但新增煤电的经济性仍存在明显短板。更重要的是,是否建设新的长寿命煤电机组,不应仅基于高峰时段的短期需求,而是一个长达30-40年的系统性决策。虽然在高峰时段满足有效需求显得尤为引人注目,但这并不等同于系统最优选择。

当然,对于现有煤电机组来说,提高其运行弹性、扩展出力区间往往是合适的,这也是当前调度系统改进的核心。例如,浙能上市公司年报显示,2023年机组最高日负荷率达到91.2%,而2024年省内统调燃煤机组的最高实时负荷率更是达到98.8%。这种运行区间的扩展在一定程度上增强了煤电机组的长期竞争力,使其相较于其他化石能源机组(如天然气)甚至核电,具有更强的系统适应性和经济韧性。

4.3 浙江新增电源的选项是否相当有限?

近年来, 浙江的新增电源选择面临明显收窄。本地对外来电的依赖已趋于极限, 带来了区域安全保障的难题; 核电虽为优质清洁电源, 但受限于其超长的建设周期难以在短期内发挥作用; 水电



基本已无新增潜力, 而光伏装机已占到峰值负荷的50%, 事实上已超过其在最优电源结构中的 合理份额。

在此背景下, 若浙江未来负荷继续增长(如目前预期), 则新增电源已成为刚性需求。光伏的装机 比例已经较高, 无法解决新的负荷高峰(傍晚)的新增用电问题, 在经济意义上已经"过剩"。风电 虽是一条技术路径, 但其发展受制于土地空间、选址审批等多重限制, 不同研究的潜力评估也 大相径庭。例如, Zhenhua Zhang 等(2025)测算陆上风电技术潜力高达 162 GW, 而发改委能源所 (ERI, 2011)则仅给出 13 GW。此外, 浙江曾在 2016-2018 年两年间未批准任何陆上风电项目。从 决策者视角, 根据我们的调研, 本地决策者普遍对陆上风电的积极性不高。

因此, 加快海上风电开发投资, 并适度布局低利用小时数的天然气单循环机组, 往往成为当前环 境下相对可行和务实的补充选择。这需要投资审批决策者短期内的决断力。



第5章 政策与行动建议

本研究以浙江2025/2030案例为基础,表明在煤电仍占主体的系统中,提升灵活性应优先通过煤电组合优化与调度机制改革实现,而非依赖高成本、效果不确定的储能或需求侧响应。为推动系统经济性与低碳转型,提出如下政策与行动建议:

(一)推进煤电差异化运行

- 打破"一元化"利用模式,实施能效优先调度:
- 高效机组保持长期满发, 低效机组逐步转向备用、调节或退役:
- 通过多元化运行,避免过度备用与整体低效。

(二)优化备用与必开机组规则

- 动态, 高分辨率设定"最小开机台数", 合理平衡系统安全与经济性;
- 减少冗余备用.释放可再生能源并网空间:
- 提升调度机制的透明度, 防止价格信号被扭曲。

(三)推动跨省电力市场化与潮流优化

- 改革合同路径决定潮流的僵化模式, 允许电力按边际经济性流动;
- 建立跨省市场协调机制,提升外来电在调节中的灵活作用;
- 将跨区电力交易与本地供需结合,减少对系统灵活性的约束。

(四)强化系统运行透明化

完善调度数据和市场信息披露,确保政策制定与市场主体的可预期性;



- 建立统一的灵活性评价指标体系, 定期公布系统备用水平、煤电出力分化情况;
- 逐步形成可对标国际经验的透明运行框架。

(五)能力建设与方法论提升

- 加强开机组合与经济调度(UCED)方法论研究与培训;
- 提升调度机构建模与仿真能力, 支持精细化调度;
- 将灵活性指标纳入长期规划与电源结构决策中, 为转型提供量化依据。



参考文献

- 1. Khalili, S., Lopez, G., & Breyer, C. (2025). Role and trends of flexibility options in 100% renewable energy system analyses towards the Power-to-X Economy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 212, 115383. https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115383
- 2. State Grid Corporation of China, Electric Power Research Institute of SGCC, & State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd. (2022). CN112072714B 一种基于在线计算的电力系统最小开机方式优化方法 [An optimization method for minimum generator commitment based on online calculation in power systems]. Chinese Patent granted March 15, 2022. https://worldwide.espacenet.com/patent/search/family/072714B
- 3. 樊国旗, 刘桂龙, 樊国伟, 刘昌东, 王鹤群, 段青熙, & 朱子民. (2020). 考虑现货交易的日前开机方式调度方法研究 [Research on day-ahead unit commitment scheduling considering spot market transactions]. 《浙江电力》, 2020(9).
- 4. Brown, Tom, Jonas Hörsch, and David Schlachtberger. "PyPSA: Python for power system analysis." *arXiv preprint arXiv:1707.09913* (2017).
- 5. 国家发改委能源研究所(ERI), 2010. 中国2030年风电发展展望——风电满足10%电力需求的可行性研究。能源基金会资助项目。https://www.efchina.org.
- Zhang, Zhenhua; Zhu, Ziheng; Gordon, Jessica A.; Lu, Xi; Zhang, Da; Davidson, Michael R (2025). ."Renewable Energy Pathways to Carbon Neutrality in China." University of California, San Diego; Tsinghua University; UC Berkeley; May 2023. https://ucigcc.org/publication/renewable-energy-pathways-to-carbon-neutrality-in-china/.



附录:模拟方法论与参数设定

1. 运行约束添加

在模型中, 为了更真实模拟煤电机组在不同场景下的运行模式, 特别是考虑市场化环境下的调 度灵活性与备用需求, 主要设置了以下三类约束:

约東类别	含义与目的
向上备用约束	确保实际出力 + 向上备用 ≤ 机组容量,保证在需要增发电力时有足够调 节空间。
向下备用约束	确保向下备用最多降到最小出力水平,不破坏机组安全和技术极限。
年利用小时约束	控制机组在模拟期(折算到半年)内的总发电量在场景设定的上下限内 (含±20%容差),体现市场化调度和额外"补偿"机制。

 $p_{dispatch} + p_{reserve_up} \le p_{nom} \times status$

 $p_{reserve_down} \le p_{dispatch} - p_{min_pu} \times p_{nom} \times status$

 $E_{total} \in [min_hours, max_hours] \times p_{nom}$



变量	中文解释
$p_{dispatch}$	机组实际发电出力(MW),即当前时刻的发电量
$p_{reserve_up}$	机组为系统提供的向上备用容量(MW),即随时可增加的出 力能力
$p_{reserve_down}$	机组为系统提供的向下备用容量(MW),即随时可减少的出力能力
p_{nom}	机组额定容量(MW),如果是可扩容机组则为优化变量,否则为固定值
status	机组状态变量(0 或 1),表示机组是否在当前时刻并网运行 (仅对可调度机组适用)
p_{min_pu}	机组最小出力占比(小数,如 0.3 表示 30%),是机组的技术 最小出力限制
E_{total}	模拟期内机组总发电量(MW·h),即所有时间步的出力之和
min_hours	场景设定的最小年利用小时(h/year),如 3500 小时
max_hours	场景设定的最大年利用小时(h/year),如 6000 小时

2. 二氧化碳排放、年度成本与风光份额计算

二氧化碳排放(CO₂ Emissions from Electricity Generation)

 CO_2 _generation = (Power Output (MW) × Hours) / Efficiency × Emission Factor (kg/MWh_fuel)

这里:

- Power Output (generator_t.p):模型输出的机组出力,单位 MW
- Efficiency: 机组热效率(煤电0.35-0.4, 燃气 0.5+)
- Emission Factor: 煤电≈94-100 kg/GJ, 约等于 880-1050 kg/MWh_fuel; 燃气≈50-56 kg/GJ, 约等于 490-550 kg/MWh_fuel

说明:需要按燃料类型对每台机组的发电量(MW×小时)除以效率,再乘以对应排放因子。模拟期少于一年,需按全年折算。

系统总成本(Total System Cost)

Total Cost = n.objective = \sum (Annualized Investment Cost (new builds) + Fuel Cost (existing units))

这里:



- n.objective: PyPSA 模型优化后的系统总成本

- Annualized Investment Cost:新建机组的年度化投资成本(考虑资本回收率)

- Fuel Cost: 历史存量机组的年度燃料消耗成本

说明: PyPSA 自动在 objective 中综合考虑新扩建设备的投资(按年度化资本成本计算)以及全部 机组的运行成本(燃料、固定运维)。

风光份额(Wind-Solar Share)

WindSolar_Share = $(\Sigma \text{ Wind Output} + \Sigma \text{ Solar Output}) / \Sigma \text{ Total Generation}$

这里:

- Wind Output:所有风电机组的总发电量(MW×小时)

- Solar Output:所有光伏机组的总发电量(MW×小时)

- Total Generation:系统内所有机组的总发电量(MW×小时)

说明:计算风光发电份额时,需要区分可再生能源机组(carrier为 wind, solar, onshore, offshore 等)与总发电量(包含化石、核电、可再生)。模拟期少于一年,需按全年折算。

3. 历史发电容量设定

附表-1 浙江2024-2025-2030年发电外生容量设定

	2020	2023	2024	ZJ2025	ZJ2030-Inflex	ZJ2030-EDflex
onshore	1.86	5.8	6.5	7.0	_	_
wind	1.00	3.0	0.5	1.0	_	_
offshore	0	0.1	4.8	5.0	20.0	20.0
wind	U	0.1	4.0	3.0	20.0	20.0
solarPV	15.17	33.5	47.3	50.0	-	-
hydro	7.12	13.9	15	15	15	15
nuclear	9.08	9.1	9.2	10.2	25	25
Gas Cycle	2.9	11.3	15	15	-	-
Gas Turbine	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Coal	47.4	50.4	53.8	54.9	-	-
Shed	0	0	0.0	0.0	0	0
Pump Hydro	4.6	5.6	8.0	9.9	24	24
Battery	0	0.8	1.0	1.0	-	-
H2	0	0	0.0	0.0	0	0



oil	3	3	3.0	3.0	3	3
others	3	3	3.0	3.0	3	3
Elec Imports	15	24	45	45	55	55

来源: 2024/2025来自于各种公开材料/新闻报道收集; 2030年为卓尔德设定最可能值: "-"部分为模型内生结 果。

附表_2. 性由运行与在建灾量(2025年初)

	China	East China	Zhejiang
operating (post-1990)	1152.5	225.4	48.8
construction	204.2	47.6	11.9
permitted	120.9	19.7	1.3
pre-permit	37.1	6.3	1.0
announced	58.6	6.0	0.0
shelved	81.2	12.2	0.0
mothballed	3.2	0.7	0.0
Coal capacity in 2024end (GW)	1193.0	257.0	53.8
2025-setting (GW)	-	-	54.9

Source: GEM, Jan 2025 Version, https://globalenergymonitor.org/report/boom-and-bust-coal-2025/

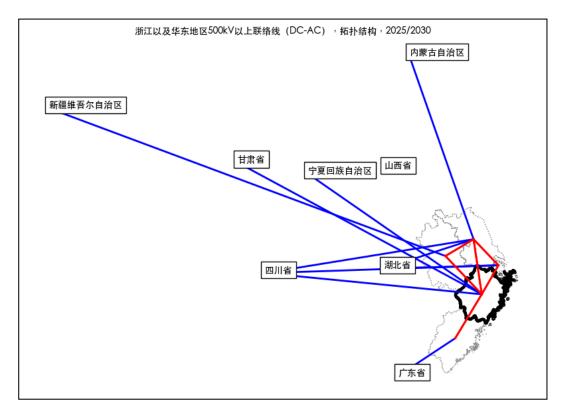
主要信息来源:

- 《浙江省推动碳排放双控工作若干举措》, 2025年3月), 转引自 http://www.igea-un.org/cms/show-6970.html。
- 2. 《今日浙江》杂志, 转引自: https://www.escn.com.cn/news/show-2086906.html.
- 煤电采用unit-level表示, 2025年共计123个机组, 合计容量54.9GW; 2030年考虑老旧机组 退役, 以及在建机组, 共计137个外生机组, 合计容量67GW(运行+在建)。考虑开/停机相关的成 本以及爬坡速率、后停时间、最小出力等物理与技术约束。
- 其他机组类型采用集计(Aggregated)整数形式表示, 不考虑开机成本。 4.



4. 网架结构设定

模型的网络结构来源于公开材料汇总, 考虑与华东地区紧密互联的1000kV 交流线路, 以及8条跨 区直流线路(包括甘肃-浙江特高压800kV直流在建)。



附图-1 浙江外来电与华东电网联络线拓扑结构(运行线路统计截止2025年初,含甘肃--浙江特高 压在建)

来源:www.draworld.org 根据公开材料汇总与整理。

5. 需求与负荷曲线

需求包括所有"统调"负荷, 不含孤网运行部分以及分布式光伏。最大负荷2025年138GW(来自于 市场运行数据), 2030年160GW(课题组设定)。

2025年, 负荷曲线为现货市场实际数据。来源:浙江交易中心公开数据。http://zjpx.com.cn/。

2030年. 负荷曲线基于2018年形状, 考虑新增的基荷需求(包括高耗能, 特别是IT中心)以及局部 时刻需求(特别是傍晚的空调负荷), 16-21点, 在2025年实际曲线基础上进一步调整。



6. 电源技术参数

机组容量、效率等信息来源于GEM数据库(Jan-2025 Version, https://globalenergymonitor.org/report/boom-and-bust-coal-2025/)。技术经济参数为卓尔德维护模型的设定数据, 体现工业实践与典型案例参数。

7. 其他参数

煤炭价格,基于2025年1月1日-6月30日 CCTD 长江口动力煤价格指数(YBSPI)。 https://www.cctd.com.cn/index.php?m=content&c=index&a=lists&catid=520。 大体在750元/吨 5500 千卡(不含税),不同月份之间略有浮动。

2030年设定为相同轨迹变化。