

国内电力现货市场交易结构与定价机制

——以广东电力市场为例

【前言概要】

广东电力市场已构建深度与复杂程度领先的省级电力价格体系。在物理层面依托“西电东送”特高压通道将西南水电资源与珠三角负荷中心紧密联结，呈现出典型的“强受端、多源互补”电网结构特征。在定价层面，市场建立了“中长期合约稳定基本盘、日前现货捕捉边际成本”的双轨并行价格发现机制。其中，年度双边协商以接近 100% 的成交占比发挥着价格定锚的核心作用，而偏差电量发电侧按节点边际电价（LMP）结算、用户侧按统一结算点电价结算；中长期合约承担了“锁定价格基本盘、平抑现货波动风险”的核心角色，2023 至 2025 年，广东中长期交易电量占全部市场交易电量的比例稳定在约 90%。

从定价机制方面，广东电力市场的独特性在于“气电耦合”的边际定价逻辑。省内统调装机中燃气发电占比超 20%，且多分布于珠三角负荷中心，在新能源出力不足或负荷尖峰时段，其燃料成本直接决定了现货市场的价格上限。从历史数据统计来看，广东日前现货价格与进口 LNG 到岸价之间呈现高度正相关性。背后主导电力价格的核心因素在于：动力煤价格锚定基础电价水平，LNG 价格通过气电边际出清决定尖峰时段价格；云南、贵州水电在枯水期与丰水期的出力切换，驱动电力价格中枢的年度周期波动；而西电东送特高压通道的满载能力对广东省内电力供需影响较大，本地气电的边际成本将显著推高系统边际电力价格。

展望未来，伴随全国统一电力市场体系的加速推进，广东电力市场将进一步强化其资源优化配置与价格发现功能。作为全球最大的电力供需集中区域之一，广东市场天然具备引入金融风险对冲工具的基础条件。从国际成熟电力市场经验来看，金融衍生品工具是完善市场体系的重要环节。广东作为全国电力市场化改革的先行区，其现货市场流动性、价格信号透明度及市场主体成熟度，已为未来探索更丰富的风险管理工具奠定了坚实基础。若电力期货品种得以有序推进，其合约设计大概率将锚定日前现货市场的节点加权均价或核心负荷节点价格，从而为售电公司、大工业用户及发电企业提供锁定远期成本、对冲现货波动的有效工具。

交易咨询业务资格：

证监许可[2011]1428 号

研究员：丁超

电话：021-65789252

邮箱：

dingzuchao_qh@chinastock.com.cn

期货从业资格号：F03105917

投资咨询资格证号：Z0018259

作者承诺

本人具有中国期货业协会授予的期货从业资格证书，本人承诺以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑均基于本人的职业理解，通过合理判断得出结论，本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户

第一部分 国内主要电网介绍

一、中国两大国家级电网

中国国内仅有两大国家级电网主体(国家电网和南方电网), 内蒙古电力集团(蒙西电网)是省级区域性电网, 并非与前两者并列的"国家级"电网机构。

我国电网架构呈现出“全国互联、区域统筹、省内细分”的多层级空间布局特征, 其物理拓扑与行政区划、资源禀赋及负荷分布深度耦合, 深刻影响着电力资源的优化配置效率与市场化改革进程。从宏观层面审视, 国家电网覆盖国土面积的绝大部分, 承担着“西电东送、北电南供”的能源战略大通道职能; 南方电网则立足于西南水电富集区与珠三角负荷中心, 构建了独特的跨区域资源互补体系; 而内蒙古电力(集团)有限责任公司作为独立的省级电网企业, 不仅保障了自治区内的能源消纳, 更在向北开放及区域互济中发挥着独特作用。这种“三足鼎立”的宏观架构, 奠定了我国电力工业“大电网、高参数、广互联”的物理基础, 也为跨省跨区电力交易提供了广阔的平台。

深入至省级行政单元内部, 电网结构并非均质分布, 而是依据负荷密度、电源结构及输电阻塞情况呈现出显著的区域差异性, 广东省的区域划分便是典型范例。广东省内电网被科学划分为珠三角、粤东、粤西及粤北四大片区。这一划分并非单纯的地理概念, 而是基于 500kV 骨干网架的物理拓扑结构、发电侧与负荷侧的分布情况, 以及跨区联络线的输送极限(潮流断面)而划定的。珠三角地区作为南方电网核心负荷中心, 具有受端电网密度极高、负荷刚性强的特征。其本地支撑电源以燃气轮机组为主, 并依托粤东沿海核电基地及西电东送特高压通道形成区外电力补给。这种“外来电+本地气电”的复合支撑体系, 使其成为全省乃至南方区域电力平衡的物理枢纽; 粤东、粤西沿海地带依托海上风电与火电集群, 构成了重要的电力送出端; 粤北山区则保留了部分水电与新能源资源, 发挥着调峰与生态屏障功能。这种分区逻辑精准映射了省内“西电东送、北电南供”的微缩版潮流走向, 揭示了省内输电瓶颈与阻塞断面的分布规律。

综上所述, 从宏观的三大电网络局到微观的省内四区划分, 我国电网结构体现了资源逆向分布与负荷正向聚集的矛盾统一。未来的电力体制改革, 必将依托于对上述物理网格的精细化认知, 通过价格信号引导源荷互动, 最终实现大范围资源优化配置与区域经济协调发展

其核心运行机制采用了“统一申报、统一出清、分别结算”的先进模式。在申报环节，五省区市场主体向各自省级交易中心申报数据，并实时汇集至南方区域调度中心；在出清环节，南方区域调度中心基于包含五省区全拓扑及联络线约束的统一数学模型，执行集中优化计算。这一过程不仅考虑了各省内部的供需平衡，更将省间联络线传输容量作为关键约束纳入安全校核，从而得出反映时空价值的节点/分区电价及省间联络线潮流计划；在结算环节，出清结果下发至各省交易中心，依据各省特定规则（如广东的用户侧统一结算价机制、云南的分区统一价机制等）完成财务清算，实现了物理流与资金流的解耦与重构。

支撑这一庞大市场体系运行的物理基础，是全球规模最大的“西电东送”能源配置平台。南方区域拥有“八交十一直”的西电东送大通道，包括±800 千伏云广特高压直流、昆柳龙混合级联特高压直流以及±500 千伏天广直流等骨干网架。这些通道将云南、贵州丰富的水电及火电资源，以超过 6800 万千瓦的总输送能力，源源不断地送往东部负荷中心。区域主网架以 500 千伏交流电网为骨干，实现了五省区的紧密互联，并通过直流异步联网方式与国家电网保持互济。

从供需格局来看，2025 年南方五省区全社会用电量预计突破 1.75 万亿千瓦时，其中广东省作为绝对负荷中心，其用电需求占据了主导地位。与之相对应的是粤港澳大湾区电网的高可靠性建设，供电可靠率已提升至 99.99% 以上。这种“西电东送、北电南供”的能源流向与“东强西弱”的负荷分布特征，决定了南方区域电力市场必须依赖高频次、高精度的现货交易来引导潮流走向，利用价格信号缓解输电阻塞，从而在保障大湾区能源安全的同时，促进西部清洁能源的高效消纳。

三、国家电网华东电网简介

国家电网有限公司旗下四大区域电网之一，华东电网承担着上海、江苏、浙江、安徽、福建四省一市的电网运营与调度职能，是我国负荷密度最高、经济最发达的区域性电网，其全网统调最高负荷常年位居全国首位。

在物理架构层面，华东电网是典型的“强受端特高压交直流混联电网”。区域内特高压交直流混联密度居全国之首，通过多条±800 千伏特高压直流和 1000 千伏特高压交流线路，与西北、西南及华中电网紧密互联，构建了强大的“西电东送、北电南送”受端网架。这种架构呈现出“直流落点密集、交流环网紧密、短路电流水平高”的显著物理特性。作为受端电

网，华东地区对外来电力依赖度极高，跨区送入电量常年保持在 3000 亿千瓦时以上，主要消纳三峡水电、四川水电及西北风光火打捆外送电量。与此同时，区内电源结构以煤电为基石，沿海核电机组（如秦山、三门、田湾、宁德核电等）密集分布并作为基荷电源运行。

在电力市场与定价机制方面，华东区域展现出独特的运行逻辑。与南方电网受西南水电丰枯季节影响显著的“季节性潮汐”特征不同，华东电网的现货价格波动更多受煤炭市场周期、外来特高压直流输送水平及极端高温负荷的双重驱动。由于核电承担基荷，全网调峰能力及边际出清价格高度依赖煤电机组的发电边际成本。在交易组织上，跨省市场化交易由北京电力交易中心统一组织，华东分部负责物理执行与安全校核。中长期交易严格执行“年度+月度+月内”多周期连续机制，年度合约占比常年超 90%，有效发挥了电价“压舱石”作用。目前，国网上海、浙江、江苏等地已相继开展现货市场结算试运行，正逐步构建“统一市场、两级运作、现货分步实施”的长效机制。

综上所述，华东电网不仅在物理上构成了国家能源安全的坚强受端枢纽，更在市场机制上探索着高比例外来电与本地火电耦合下的价格发现路径，其运行模式对我国东部负荷中心的能源转型具有重要的示范意义。

四、南方电网和国家电网华东电网对比

南方电网与华东电网作为我国两大核心区域性电网，在物理架构、资源禀赋及市场机制上呈现出显著差异。以下从三个维度进行深度对比分析：

物理架构与电网形态：强受端混联 vs. 多源互补互联

华东电网是典型的“强受端特高压交直流混联电网”。其核心特征是负荷密度极高且本地电源支撑相对不足，依赖多条±800 千伏特高压直流和 1000 千伏特高压交流线路与西北、西南及华中电网相连，形成了“直流落点密集、交流环网紧密”的受端网架结构。这种架构导致系统短路电流水平高，对安全稳定控制要求极为严苛，本质上是一个巨大的能源“汇聚池”。

南方电网则呈现出“西电东送、北电南供”的多源互补形态。其主网架以 500 千伏交流为骨干，依托“八交十一直”通道（如昆柳龙混合级联特高压），将云南、贵州的水电及火电大规模输送至广东负荷中心。相比华东，南方电网内部电源结构更多元，既有西南的大型水电基地，又有沿海的核电与气电集群，是一个跨区域资源优化配置的“输送网”。

电源结构与边际定价逻辑：煤电主导 vs. 水电潮汐

华东电网的定价逻辑深受“煤电成本+外来电”双重驱动。区内核电虽密集但主要作为基荷运行，调峰与边际出清高度依赖煤电机组。因此，其现货价格波动与煤炭市场周期及极端高温负荷紧密相关，表现出较强的“燃料成本敏感性”。

南方电网（特别是广东）的定价逻辑则具有显著的“季节性水电潮汐”特征。由于大量消纳云南、四川水电，丰水期与枯水期的供需格局差异巨大，导致电价呈现明显的季节性波动。此外，广东作为核心受端，其价格还受到省内气电、核电调节能力的影响，形成了“水火互济、气电调峰”的复杂定价机制。

市场机制与交易模式：统一出清 vs. 两级运作

华东电网正逐步构建“统一市场、两级运作、现货分步实施”的长效机制。其跨省交易由北京电力交易中心统一组织，强调年度中长期合约的“压舱石”作用（占比超 90%），现货市场则在沪苏浙等地分步试点，侧重于解决受端电网的阻塞管理与外来电消纳问题。

南方电网已率先建成“统一市场、两级运作”的区域电力市场体系。其核心创新在于区域日前现货市场的“统一申报、统一出清、分别结算”模式，即在包含五省区拓扑的统一模型上进行集中优化计算。这种模式打破了省间壁垒，实现了资源在更大范围内的实时优化配置，尤其在应对极端天气下的跨省互济方面表现出更高的灵活性。

总体而言，华东电网更像是一个“高精尖的能源消费枢纽”，其挑战在于如何在高密度负荷下保障安全并疏导外来电力；而南方电网则是一个“跨区域的资源配置平台”，其优势在于通过市场化手段实现了不同省份间能源禀赋的深度互补。两者共同构成了我国东部及南部地区能源安全与市场改革的双引擎。

第二部分 广东电力市场交易结构与定价机制

一、广东电力现货市场交易结构

南网省间电价分化格局与相关性特征

南方区域电力市场覆盖广东、广西、云南、贵州、海南五省区，由于各省电源结构、负荷特性及电网互联程度存在显著差异，省间电价呈现出高度分化的空间格局。

广东作为核心受端负荷中心，电价长期居于五省区最高位。海南因电网相对独立、岛内电源结构单一且装机规模有限，电价成本偏高，与广东接近。云南受益于丰富的水电资源，汛期来水充沛时电价大幅走低，为五省区最低；但枯水期价格显著回升，季节性波动特征极为突出。贵州以火电为主力电源，电价受电煤价格周期驱动明显。广西兼具水电与火电，价格总体偏低，但在特定工况下波动率极高，曾出现日内价格变异系数超过 100% 的极端情形。

从省间价格相关性看，广东与云南、贵州之间呈现显著的负相关乃至脱钩特征——当云南、贵州处于丰水期低价区间时，广东因负荷刚性仍维持高位运行，东西部价差持续拉大。广东与广西在高负荷时段则表现出高度正相关，因广西通过 500 千伏交流通道向广东送电，两省在尖峰时段共享同一边际定价逻辑。贵州与广西的电价相关性主要受电煤价格传导驱动。海南因通过海底直流电缆与主网弱互联，电价与其他四省几乎不相关，呈现出典型的"孤岛定价"特征。

“中长期+现货”双轨制交易机制

南方区域电价形成遵循"中长期为压舱石、现货为风向标"的双轨制架构，并受"西电东送"物理通道容量约束的深刻影响。

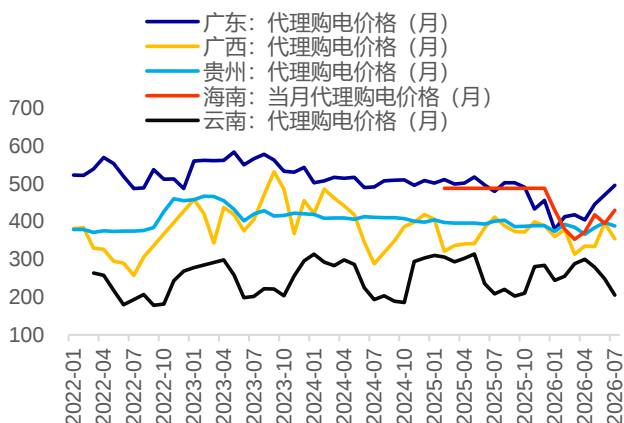
中长期交易层面，各省发电企业与省内及跨省大用户在省级交易中心通过双边协商或集中竞价签订年度、月度合约。广东作为受端大省，每年提前与云南、贵州签订巨量"西电东送"跨省中长期协议，依据政府框架协议锁定大比例基础电量与价格，约定月度交易电力电量及 96 点送受电特性曲线，有效锚定了区域电价的基本盘。

日前现货市场层面，南方区域采用"统一申报、统一出清、分别结算"模式。运行日前一天，南方区域调度中心基于全网预测负荷、跨省通道输电能力约束及各机组申报价格，在包含五省区电网拓扑的统一模型上执行安全约束机组组合（SCUC）与安全约束经济调度（SCED）的集中优化计算，出清得到各节点的日前分时节点边际电价（LMP）及省间联络线潮流计划。

出清结果下发后，各省交易中心按各自省级规则完成财务结算——广东采用用户侧统一结算价机制，云南采用分区统一价机制，实现了物理流与资金流的解耦。

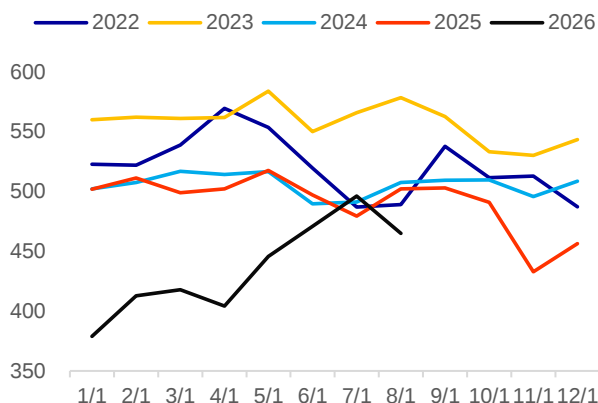
南方电网上市电力期货大概率以广东电网批发侧电能量价格作为基准。

图 3：南方电网代理购电价格（元/兆瓦小时）



数据来源：银河期货、官网

图 4：广东电网代理购电价格（元/兆瓦小时）



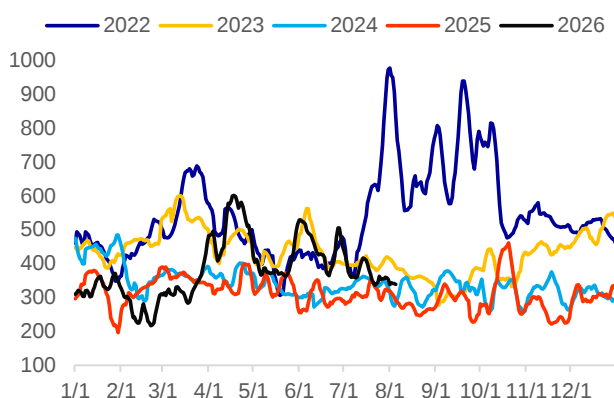
数据来源：银河期货、官网

广东电力日前现货价格波动巨大

广东电力日前市场均价的剧烈波动，已成为实体企业难以忽视的经营痛点。从月度与日度价格曲线可见，2022 至 2026 年间，燃煤与燃气机组在夏季高峰时段价格频繁冲高，部分月份均价突破 700 元/兆瓦时，日度峰值甚至触及 1000 元/兆瓦时上限。这种“尖峰陡、谷值深”的价格形态，使售电公司与工业用户长期暴露于“裸风险”之下——缺乏对冲工具，只能被动承受现货市场波动带来的成本冲击。对利润敏感的制造业而言，电价异常飙升可能直接吞噬季度利润，甚至迫使企业调整生产节奏或放弃高耗能订单，影响供应链稳定性。

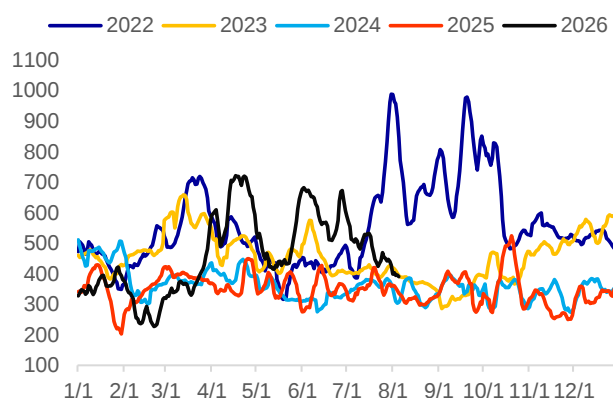
“燃煤”与“燃气”价格同步的背后：在广东的现货市场，无论燃煤、燃气还是新能源，都是按报价由低到高排队。一旦遇到西电东送通道阻塞，必须调用本地昂贵的燃气机组时，这套昂贵的燃气机组就成为了“最后中标的边际机组”。

图 5：广东电力日前市场均价：日度（元/兆瓦小时）



数据来源：银河期货、官网

图 6：广东日前市场均价：燃气：日度（元/兆瓦小时）



数据来源：银河期货、官网

电力期货能较好解决实体企业风险

电力衍生品推出，有望破解实体电力企业的风险转移。它可为市场主体提供标准化的套期保值工具，使售电公司提前锁定采购成本，工业用户平滑用电支出波动，将不可控的现货风险转化为可管理的金融成本。更重要的是，期货市场通过价格发现功能，能引导发电侧与用电侧形成更理性的预期，缓解“峰时抢电、谷时弃电”的非理性行为，提升整个电力系统的资源配置效率。从国际经验看，成熟电力市场中期货交易量往往是现货的数倍，其核心价值不在于投机，而在于为实体经济提供风险缓冲垫。

广东电力价格波动的背后，是能源结构转型与市场化改革双重逻辑的叠加。一方面，燃气机组作为调峰主力，其燃料成本与启停特性决定了其在高峰时段的高报价；另一方面，随着新能源渗透率提升，系统对灵活调节资源的需求激增，而当前辅助服务与容量补偿机制尚不完善，导致调节成本集中体现在电能量价格中。

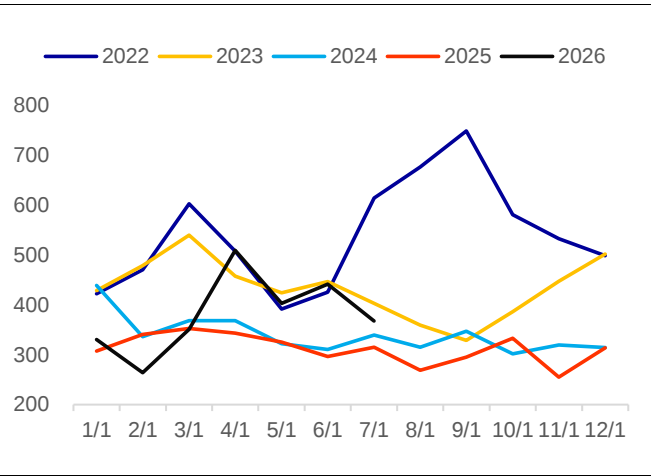
未来，随着电力期货、期权等衍生工具的逐步丰富，以及容量市场、辅助服务市场的协同完善，广东电力市场有望从“价格波动驱动”转向“风险管理与价值发现驱动”，为全国统一电力市场建设提供可复制的制度样本。

表 1：国内电力市场相关文件

时间	政策文件	核心内容
2022年1月	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	首次提出建设全国统一电力市场体系的阶段性目标，明确2025年初步形成全国统一电力市场，2030年基本建成。
2023年9月	《电力现货市场基本规则（试行）》	规范电力现货市场运行，明确日前、日内、实时电能量交易的组织方式和价格形成机制。要求各省在2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖，为后续电力期货提供现货价格基准。
2024年2月	《电力市场运行基本规则》	统一电力市场基础规则，明确发电侧与用户侧双向报价机制，推动电价由市场供需决定。首次将虚拟电厂、独立储能等新型主体纳入市场参与范围，为电力期货标的物设计提供依据。
2026年2月	《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》	明确阶段性目标：2030年市场化交易电量占比达70%，各类型电源和非保障性用户全部直接参与市场；2035年全面建成统一市场体系。要求现货市场2027年前转入正式运行，推动发用两侧“全面报量报价”。
2026年6月	证监会主席吴清在陆家嘴论坛表态	明确支持推进电力期货研发，将其界定为“基础性、战略性期货品种”。强调电力期货需服务全国统一电力市场建设和新质生产力发展，重点解决电价波动风险对冲问题。

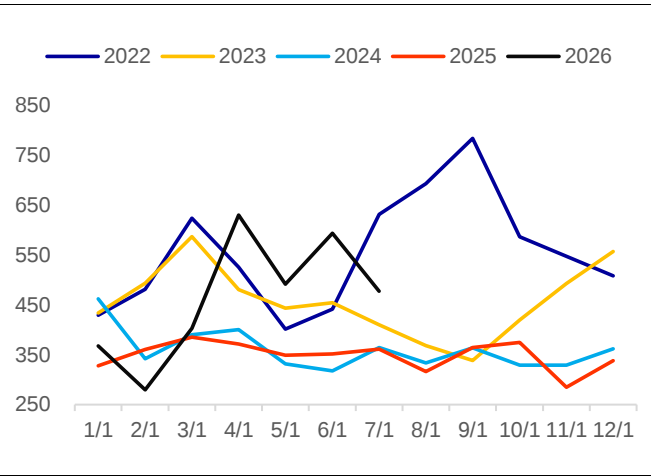
数据来源：银河期货、官网

图 7：广东电力日前市场均价：月均



数据来源：银河期货、Mysteel

图 8：广东日前市场均价：燃气：月均



数据来源：银河期货、Mysteel

广东电力现货市场与美国、德国电力现货市场对比

表 2：国内和海外电力现货市场对比

核心特征	广东电力现货市场	美国 PJM 电力现货市场	德国电力现货市场
定价机制	广东电力现货市场采用安全约束经济调度 (SCED) 下的节点边际电价 (LMP) 机制，实现全电网节点统一出清。 发电侧结算实行“差价合约”模式 ：中长期合约电量按合同固定价执行，现货偏差电量按所在物理节点的日前/实时LMP进行差价清算； 用户侧统一按全省负荷加权平均价进行结算。	在电力系统调度和运行层面，PJM 市场采用节点边际电价 (LMP) 机制。为了精确计算电网每条线路上真实的输电阻塞情况，PJM 的潮流计算模型中包含了超过 11,000 个物理节点	德国目前依然是一个完整的单一竞价区。在全网不阻塞的情况下，全网的参考价是同一个。现货交易（无论日前还是日内）在德国全国范围内的成交价格是一致的。通过跨区阻塞管理间接反映区域差异
供电结构	省内发电：火电+气电占比72%，核电占20%；年度外来电占23%。	燃煤、燃气、核电、风光混合，燃机大量参与调峰	风光可再生能源占比极高（超50%），煤电正在加速退役
尖峰负荷特征	极其明显的“夏季高温制冷型”尖峰，突发性强，保供压力大	冬、夏双峰，市场机制完备，极少出现硬短缺	绿电多时价格趋零甚至负值，尖峰期依赖燃气和进口
输电瓶颈/阻塞	西电东送通道拥堵是最大瓶颈。跨省送电受阻会导致省内价格剧烈分化	典型的多节点模型，部分地区拥堵严重，需缴纳金融输电权 (FTR) 费用	南北电网传输存在瓶颈，部分地区如南部风电过剩时会产生明显分区价差

数据来源：银河期货、官网

广东电力珠三角电价——单一制/两部制

单一制电价是以用户电度表每月记录的实际用电量（千瓦时）为唯一计费依据的电价制度，其计算公式为： $\text{电费} = \text{实际用电量} \times \text{电度电价}$ 。该制度不收取基本电费（即容量电费），用户的电费支出与实际用电度数严格成正比。

单一制电价主要适用于用电容量较小、负荷波动较大、生产连续性不强的轻工业和商业用户。这类用户的变压器利用率通常较低，若强制执行两部制，其基本电费支出将显著偏高，不利于降低实体经济运行成本。

两部制电价是将用户电费拆分为基本电费和电度电费两部分分别计费的电价制度，其计算公式为： $\text{总电费} = \text{基本电费} + \text{电度电费}$ 。

基本电费的三种计费方式

两部制用户可根据自身负荷特性，在以下三种基本电费计费方式中自主选择，且计费方式可按季度变更（用户提前 15 个工作日向电网企业申请）：

按变压器容量计费： $\text{基本电费} = \text{实际运行变压器容量 (kVA)} \times \text{容量电价 (元/kVA} \cdot \text{月)}$ 。
该方式费用固定，与实际用电量无关，适合负荷稳定、变压器利用率高的连续生产型企业。

按合同最大需量计费： $\text{基本电费} = \text{合同核定最大需量值 (kW)} \times \text{需量电价 (元/kW} \cdot \text{月)}$ 。

用户可提前 5 个工作日申请变更下一个月的合同最大需量核定值。若当月实际最大需量超过核定值的 105%，超出部分的基本电费加一倍收取；未超过 105% 的，按核定值收取。申请核定值低于变压器容量总和 40% 的，按 40% 核定。

按实际最大需量计费：基本电费 = 当月实际抄见最大需量值 (kW) × 需量电价。该方式不受变压器容量 40% 下限限制，适合负荷波动较大但整体用电量较高的用户。

此外，国家统一规定实施与负荷率挂钩的需量电价激励机制：选择执行需量电价计费方式的两部制用户，若每月每千伏安用电量达到 260 千瓦时及以上，当月需量电价按核定标准的 90% 执行。

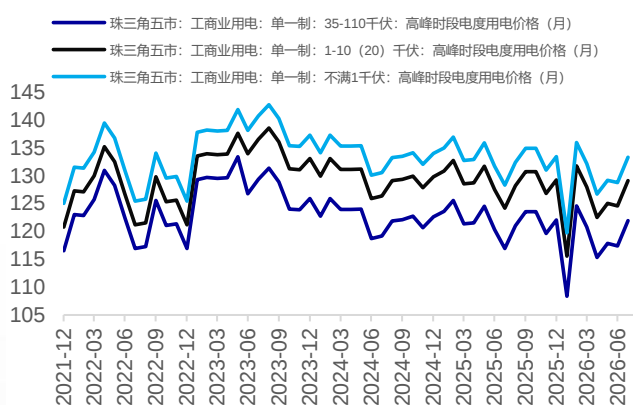
两部制电价的核心政策目标有三：

一是合理分摊电网固定投资成本。输配电网中的变压器、线路等基础设施具有显著的沉没成本特征，其建设成本不随用户实际用电量变化。两部制通过基本电费将这部分固定成本向大容量用户合理分摊，避免由全体用户均摊造成的交叉补贴扭曲。

二是引导用户优化用电容量申报。允许用户在“按容量”与“按最大需量”之间自主选择，倒逼企业根据实际负荷需求合理报装变压器容量，避免为远期产能盲目申报超大容量变压器，造成电网资源的低效配置。

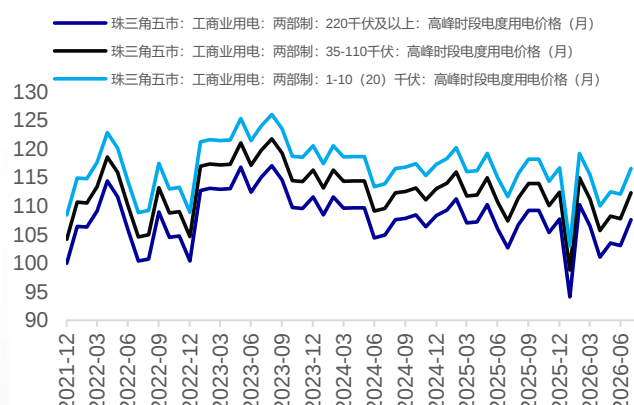
三是促进系统整体效率提升。两部制电价使用户的基本电费支出与变压器容量或最大需量挂钩，而与实际用电量脱钩，这种价格信号激励用户提高负荷率、削减尖峰负荷，从而降低系统峰值需求，减少为满足短时尖峰负荷而进行的冗余发电和输配电投资。

图 9：珠三角单一制高峰期电价



数据来源：银河期货、官网

图 10：珠三角两部制高峰期电价



数据来源：银河期货、官网

二、广东电力现货市场定价机制

燃料成本传导与边际定价：LNG 价格对广东电价的锚定效应

广东电力市场作为中国电力体制改革的先行区，其价格形成机制具有鲜明的"气电耦合"特征。从历史数据走势来看，广东电力市场价格与进口液化天然气（LNG）到岸价格呈现出高度的正相关性。这种联动并非简单的成本叠加，而是通过边际机组出清、长协价格平滑以及政策边界约束三重机制共同作用的结果，构成了广东现货及中长期市场定价的底层逻辑。

边际定价机制：气电作为"价格发现"的核心锚点

在广东电网的电源结构中，燃气发电不仅是调峰主力，更是决定现货市场价格上限的关键变量。根据广东电力交易中心的公开数据，广东统调装机中燃气机组占比超过 20%，且多分布于珠三角负荷中心。在电力现货市场的边际出清规则下，系统结算价格由满足负荷需求的最后一台中标机组（边际机组）的报价决定。

当新能源（风电、光伏）出力不足或遭遇极端高温/寒潮导致负荷尖峰时，系统必须调用调节性能最优但燃料成本最高的气电机组。此时，LNG 到岸价格的波动直接决定了气电的边际发电成本。2022 年三季度全球能源危机期间，LNG 到岸价格一度突破 70 美元/MMBtu，直接推动广东日前平均电价飙升至 700 厘/千瓦时以上；而在 2023-2024 年气价回落至 10-15 美元/MMBtu 区间时，电价中枢随之回落。这种精准的对应关系表明，在广东电力市场中，气电实际上扮演了“价格发现者”的角色，其燃料成本的波动率直接转化为现货电价的波动率。

中长期合约对燃料成本的平滑与滞后效应

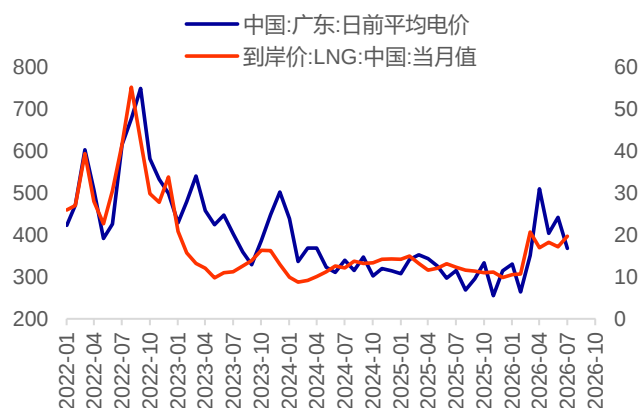
现货市场反映的是实时的供需与边际成本，而中长期市场（年度、月度双边协商）更多体现的是"预期管理"与"风险规避"。发电和售电双方在签订长协时，往往参考的是长协气源价格（通常低于现货 LNG 价格）或对未来燃料成本的加权预期，而非即时的现货气价。因此，长协价格天然具有平滑短期波动的功能。然而，当 LNG 价格出现持续性趋势上涨（如 2022 年下半年或 2025 年末），发电企业面临巨大的燃料成本倒挂风险，此时"成本加成"逻辑会在长协谈判中重新占据主导，迫使月度长协价格跟随上调。这种滞后性实际上是市场参与者在"锁定利润"与"规避亏损"之间博弈的时间差体现。

图 11: 周度电力均价和 LNG(元/兆瓦时、USD/MMBtu)



数据来源: 银河期货、Wind、官网

图 12: 月度电力均价和 LNG(元/兆瓦时、USD/MMBtu)



数据来源: 银河期货、Wind、官网

广东电网代理购电机制

代理购电电量即为广东电网每月为代理购电用户统一采购的电能总量，其构成可拆解为两个核心组成部分：优先发电电量与市场化采购电量。三者之间的数量关系为：

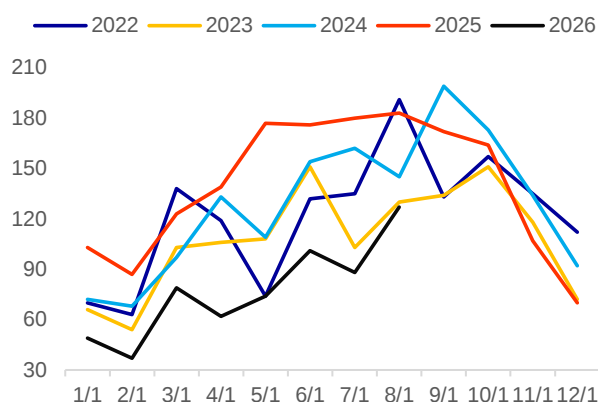
$$\text{代理购电电量} = \text{优先发电电量} + \text{市场化采购电量}$$

优先发电电量：保障性收购的政策性电量。优先发电电量是指电网企业在代理购电过程中，按照国家及广东省政府规定的可再生能源保障性消纳政策与标杆上网电价（或批复电价），从省内优先发电机组强制采购的电量规模。其制度内核在于保障清洁能源的优先上网权与合理收益。

优先发电机组主要包括：省内集中式及分布式光伏发电、风电、常规水电、核电、生物质发电及部分扶贫电站等。该类电量执行政府核定电价或批复电价，价格水平通常低于市场化采购电价，体现了对清洁能源的政策性扶持。

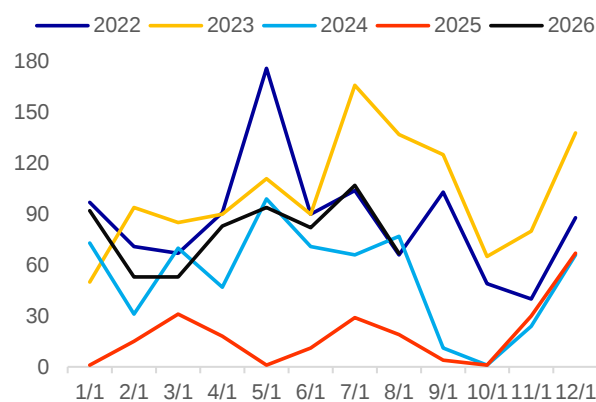
市场化采购电量：市场化定价的竞争性电量。市场化采购电量是指电网企业为补齐代理购电用户的用电缺口，在优先发电电量之外，通过广东电力交易中心平台，以市场化方式从发电企业（主要为燃煤、燃气火电企业）采购的电量规模。其采购手段涵盖多种交易品种：年度双边协商、月度双边协商、月度集中竞价、以及现货市场采购。

图 13: 广东: 优先发电: 电量



数据来源: 银河期货、官网

图 14: 广东: 市场化采购: 电量



数据来源: 银河期货、官网

高比例电力市场化下的价格形成机制

市场规模与市场化程度

2025 年, 广东全社会用电量达 9590 亿千瓦时, 同比增长 5%, 继续稳居全国首位。其中, 市场化用电量占全社会用电量的比重稳步提升至 68%, 全年市场交易总规模达 6542 亿千瓦时, 市场直接交易电量 4586 亿千瓦时, 同比增长 16%。截至 2025 年底, 全省累计注册登记经营主体达 140396 家, 同比增长 41%, 覆盖火电、核电、新能源、新型储能、抽水蓄能、虚拟电厂等多种业态。高比例市场化意味着广东终端电价的定价权已基本由市场供需博弈与一次能源成本传导所主导, 行政定价的覆盖范围大幅收窄。

中长期合约的"价格压舱石"功能

2025 年, 广东电力中长期市场一级市场总成交电量达 4121 亿千瓦时, 成交均价 383.2 厘/千瓦时, 占省内市场化用电量 (4586.3 亿千瓦时) 的 89.9%, 约九成市场电量由中长期交易覆盖并锁定。其中, 年度交易电量 3386.7 亿千瓦时, 成交均价 391.9 厘/千瓦时, 占中长期总成交量的 82% 以上, 月度交易净合约电量 725.3 亿千瓦时, 多月交易净合约电量 10.5 亿千瓦时, 周及多日交易净合约电量 1.5 亿千瓦时。年度双边协商交易成交电量 3310.1 亿千瓦时, 占年度总成交电量的 95.9%, 体现出"以双边协商为主、集中竞价为辅"的交易结构特征。

这一接近 90% 的中长期签约比例, 与国家发改委关于中长期交易应覆盖较高比例市场电量的政策导向高度契合。其核心功能在于: 通过提前锁定绝大部分电量的价格与规模, 有效

规避了日前及实时现货市场价格剧烈波动对实体企业产生的直接冲击。从批发市场结算结构看，2025 年现货偏差电量仅 462.5 亿千瓦时，占全市场用户总用电量的 10.1%，日前市场加权均价 316.9 厘/千瓦时，实时市场加权均价 313.9 厘/千瓦时，单日均价在 4.9—547.1 厘/千瓦时之间波动。正是由于中长期合约的"锚定"效应，绝大多数市场主体仅以约 10% 的电量暴露于现货价格波动风险之中。

跨省通道约束与边际出清机制

广东作为南方区域的核心受端负荷中心，其电力供需平衡高度依赖"西电东送"跨省输电通道。在电力市场分析框架下，这种对外部电源的结构性依赖使得广东现货出清价格不仅受省内火电煤价影响，更受跨省通道输送能力约束的深刻影响。

从价格传导机制看，影响广东现货出清价格的三大核心因素为：动力煤价格、市场检修容量和日前西电东送出力。当西电东送来水充沛、外送出力充裕时，省内低价水电大量入粤，有效压低省内边际出清价格；而当跨省通道接近输送极限或送端来水偏枯时，省内电源出力空间被压缩，广东本地高成本的燃气调峰机组被迫成为边际出清机组，极易触发价格大幅上行。2025 年日前市场单日均价最高达 547.1 厘/千瓦时，即为极端工况下通道约束与供需紧张叠加的价格反映。

电源结构转型对价格形成机制的深层重塑

截至 2025 年底，广东新能源装机达 7973 万千瓦，超越煤电成为省内第一大电源类型，新能源上网电量已全面参与市场交易（“装机容量”超越，而非“实际发电量”超越，由于新能源利用小时数远低于煤电，2025 年广东省煤电发电量依然远高于新能源发电量，约 3000 亿千瓦时 vs 约 1300 亿千瓦时）。自 2025 年 11 月起，省内 110 千伏及以上集中式新能源全部报量报价参与现货市场，合计 221 家发电企业（265 家场站），装机容量 3730 万千瓦。新能源的全面入市正在深刻重塑广东电力市场的价格形成逻辑：在风光大发时段，边际出清价格趋近于零甚至为负（出清价格下限已调整至 -50 厘/千瓦时）；而在无风无光的紧平衡时段，系统完全依赖高成本的燃气调峰，出清价格上限已调整至 1800 厘/千瓦时。这种极端价格区间的拉大，本质上是对系统灵活性资源稀缺性的市场化定价，也为未来电力期货等衍生品的研发提供了充足的价格波动基础与风险管理需求。

表 3：广东电力中长期市场化电量占比

指标	数值（亿kWh / %）	口径说明
省内中长期净合约	4121	省内口径，指中长期市场一级市场总成交净合约电量
省内市场化用电量	4586	省内口径，指2025年全省市场直接交易电量（含中长期及现货偏差结算电量）
省内中长期覆盖率	约90%	省内口径，由"省内中长期净合约"除以"省内市场化用电量"计算得出（4121÷4586≈89.9%）
省间市场化电量（净受入）	约2616	全口径增量，指2025年西电东送全年送电量（含政府授权中长期合同）
全口径中长期覆盖率	约90%	全口径，包含省内与省间市场化电量的综合覆盖率

数据来源：银河期货、官网

广东省双边协商交易成交量

年度双边协商交易：市场定价的"基准锚"

年度双边协商交易是广东电力市场中长期交易体系的核心品种。根据广东电力交易中心发布的交易结果通报，该品种在每年 11—12 月集中组织，由省内具备交易资格的发电企业（含核电、火电、新能源及独立储能等）与用电侧经营主体（售电公司及批发用户）通过“一对一”私下自主协商方式，针对次年全年的分月电量与绝对价格达成中长期合约。交易按照“绝对价格+曲线”模式开展，合同需包含电量、绝对价格、自定义 96 点分解曲线及结算参考点（即用户侧统一结算点）等核心要素。

从成交量看，年度双边协商交易在广东电力市场中占据绝对主导地位。2025 年度双边协商成交量达 3310 亿千瓦时，占年度交易总成交量（3411 亿千瓦时）的 97.0%；2026 年度双边协商成交量进一步攀升至 3590 亿千瓦时，占比高达 99.87%，而年度集中竞争交易与挂牌交易的合计占比不足 0.2%。这一极端集中的交易结构，充分体现了市场主体对灵活、个性化场外协商模式的强烈偏好——相较于公开竞价，双边协商允许双方根据各自的负荷特性、燃料成本预期及风险偏好，量身定制包含分时电价、燃料价格联动条款的差异化合约。2025 年 10 月，广东省能源局与国家能源局南方监管局联合印发《广东电力市场常态化开展年度交易实施方案》，将年度交易从过去的"年底集中签约、时间紧迫"模式，调整为"常态化开

市、多轮次推进"模式——每年二季度择机启动次年年度交易，按周组织；四季度根据最新市场参数更新交易安排，按日组织。

年度双边协商成交均价构成全省来年电力市场的"定价基准锚"。该价格将直接用于用户侧峰谷平衡机制计算、燃气机组变动成本补偿标准调整触发气价计算、售电公司批零结构不匹配考核等多个关键市场参数的标定。以 2025 年度为例，双边协商成交均价为 391.87 厘/千瓦时，较 2024 年的 465.64 厘/千瓦时同比下降 15.84%，这一价格信号在年初即锁定了全年电力市场的基本成本预期。

从政策功能看，年度双边协商是发电企业锁定全年电费收入基本盘、用电企业锁定全年购电成本的核心工具。根据广东省能源局与国家能源局南方监管局联合发布的交易通知，经营主体年度、多月、月度中长期成交电量之和不足 90% 的部分将实施偏差考核，考核价格为当月月度集中竞争交易综合价与日前市场统一结算点月度加权平均综合价之差的一定倍数。这一硬性约束使年度双边协商成为市场主体满足合规要求的"必选项"。

月度双边协商交易：负荷偏差的动态调节器

月度双边协商交易是广东电力市场中长期交易体系中的补充性调节品种，每月在运行月之前组织，由发电企业与售电公司（或批发用户）针对未来一个月的用电偏差进行双边协商，达成补充性中长期合约电量。所有月度交易均带曲线，包括双边协商、集中竞争交易、发电侧合同转让等品种。

月度双边协商的制度功能在于应对年度长协签约电量与实际用电需求之间的偏差。企业在年初签订年度合约时，难以精准预测次年各月的实际用电量——新生产线的投产调试、订单的季节性波动、宏观经济的不确定性等因素，均可能导致实际用电量偏离年度合约约定的分月电量。当实际用电量超出年度长协签约量时，用电侧通过月度双边协商"补货"增量电量；当实际用电量低于签约量时，则可通过发电侧合同转让等品种释放冗余电量。

月度双边协商的价格形成机制与年度长协存在本质差异。由于月度交易发生在实际用能前很短的时间窗口，其成交价格无法像年度长协那样提前锁定远期成本，而是高度参考当期动力煤价格走势、月度供需形势及现货市场的价格预期。根据广东电力市场规则，月度交易成交均价上限为 0.554 元/千瓦时，下限为 0.372 元/千瓦时（基于燃煤基准价 0.453 元/千瓦时上下浮动 20%），价格波动区间与年度长协一致，但实际成交价格的波动幅度显著更大。

此外，月度双边协商还承担着年度合约价格的动态修正功能。根据现行政策，在双方协

商一致的情况下，经营主体可按月调整后续月份年度双边协商合同的价格（合同电量不允许调整），调整后的年度合同均价由广东电力交易中心按月统计并披露。这一机制使年度长协的绝对价格能够根据一次能源市场的实时变化进行灵活修正，兼顾了长期合约的稳定性和短期市场的灵敏性。

年度与月度协同构建的分层风控体系

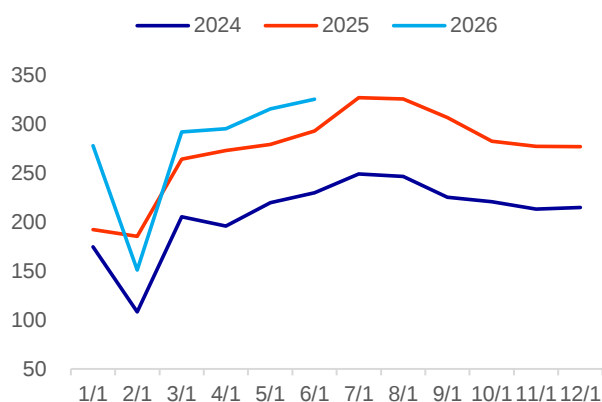
年度双边协商与月度双边协商共同构成了广东电力市场"长协锁定基本盘、月度调节边际偏差"的分层风控体系。年度合约覆盖了市场主体 90%以上的电量需求，将绝大部分价格风险在年初即予以锁定；月度合约则针对剩余 10%以内的偏差电量进行动态调整，使市场主体能够在不破坏长期成本稳定性的前提下，灵活应对短期负荷波动与一次能源价格变化。这一制度设计与国家发改委关于中长期交易应覆盖较高比例市场电量的政策导向高度契合，也为日前及实时现货市场仅承担约 10%偏差电量的价格发现功能奠定了制度基础。

表 4：广东电力现货市场双边协商成交电量

年份	双边协商 (亿kWh)	挂牌交易 (亿kWh)	集中竞争 (亿kWh)	年度总成交 (亿kWh)	双边协商占比
2021	2150	—	—	2150	100%
2022	2529	74	0	2603	97.1%
2023	2427	33	13	2473	98.1%
2024	2431	137	14	2582	94.2%
2025	3310	59	41	3411	97.0%
2026	3590	5	0	3594	99.9%

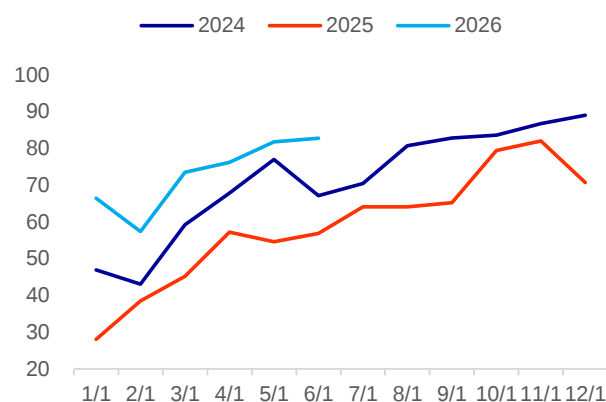
数据来源：银河期货、官网

图 15: 广东: 年度双边协商交易: 成交电量 (亿千瓦时)



数据来源: 银河期货、官网

图 16: 广东: 月度双边协商交易: 成交电量 (亿千瓦时)



数据来源: 银河期货、官网

广东电力现货价格与工业用电量的弱相关性

负荷—电价关系的非线性结构特征

基于广东电力交易中心披露的日前市场数据, 广东电力现货价格与工业用电量之间并非简单的线性正相关关系, 而是呈现出显著的分段非线性特征。在负荷未触及紧平衡阈值的常规工况下, 工业用电量的边际增减对现货出清价格的影响极为有限, 宏观外调电源结构与一次能源成本的变化, 比短期工业用电量波动对电价更具决定性影响。

2026 年一季度"量价背离"的供给侧驱动逻辑

外调水电超预期释放。2026 年一季度, 南方电网西电东送累计完成电量 415 亿千瓦时, 较计划多送 47 亿千瓦时, 同比增长 13.3%, 创历史同期新高。动力煤成本处于周期性低位。2026 年一季度, 国内动力煤市场处于震荡下行后的底部徘徊阶段, 北方港口库存维持历史高位, 供需格局整体宽松, 煤价对煤电边际报价形成压制。上述两大供给侧因素共同作用, 使广东在一季度工业用电量强劲增长的背景下, 现货电价同比反而维持低位运行, 形成了典型的"量增价稳"乃至"量增价降"的背离格局。

制造业内部结构的电价敏感度分层

广东制造业用户的电价风险敞口呈现显著的结构化分层, 不同规模与类型的用户对现货价格波动的敏感度存在本质差异。

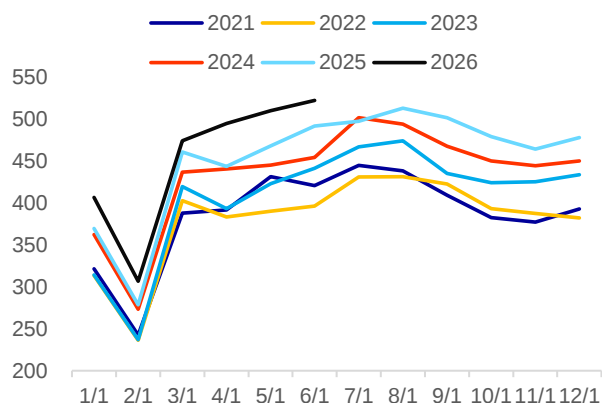
大型重工业用户 (钢铁、石化、电解铝等): 此类用户执行两部制电价 (电度电价+容需

量电价), 且在中长期市场中锁定了极高的合约覆盖率。根据广东电力市场规则, 年用电量 500 万千瓦时及以上的工商业用户原则上须直接参与市场交易, 其零售合同中固定价格签约电量比例可达 70%—90%, 仅 8%—15% 的电量联动日前现货市场。从批发市场整体看, 2025 年广东中长期电量占市场化结算电量的 89.9%, 现货偏差电量仅占 10.1%。因此, 大型工业用户的综合用电成本在签约周期内高度稳定, 受现货价格扰动因素较小。

中小型制造业用户: 年用电量 500 万千瓦时以下的用户通过售电公司参与零售市场, 或以“固定价格+联动价格”模式签约, 其联动比例虽受政策约束 (10%—30%), 但实际承受的现货价格传导效应远高于大型用户。更值得关注的是, 部分尚未直接入市的中小用户仍由电网企业代理购电, 其电价按月发布, 调整滞后于现货市场的实时波动。

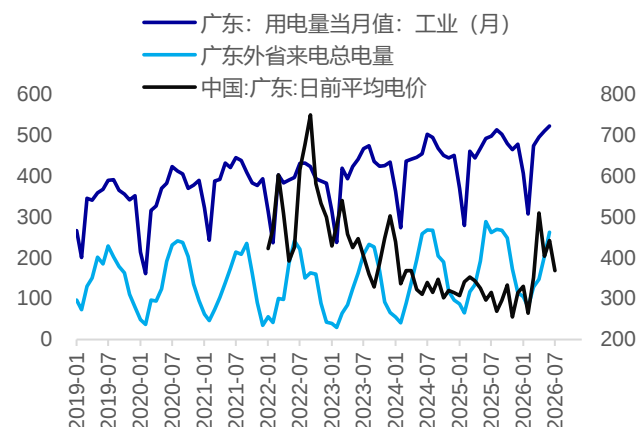
因此, 真正在现货市场中推高边际出清价格的需求侧力量, 并非用电量占比最大的大型重工业, 而是中小型制造业在特定工况下 (如订单集中交付期) 出现的超预期增产——这种增量负荷直接作用于现货市场的边际出清区间。

图 17: 广东省工业用电量 (亿千瓦时)



数据来源: 银河期货、Wind、官网

图 18: 广东电价与用电量(左:亿千瓦时, 右:元/兆瓦小时)



数据来源: 银河期货、Wind、官网

第三部分 广东电力现货市场总结与前瞻

广东电力现货市场总结与电力期货前瞻

广东电力市场已构建深度与复杂程度领先的省级电力价格体系。在物理层面依托“西电东送”特高压通道将西南水电资源与珠三角负荷中心紧密联结，呈现出典型的“强受端、多源互补”电网结构特征。在定价层面，市场建立了“中长期合约稳定基本盘、日前现货捕捉边际成本”的双轨并行价格发现机制。其中，年度双边协商以接近 100% 的成交占比发挥着价格定锚的核心作用，而偏差电量发电侧按节点边际电价（LMP）结算、用户侧按统一结算点电价结算；中长期合约承担了“锁定价格基本盘、平抑现货波动风险”的核心角色，2023 至 2025 年，广东中长期交易电量占全部市场交易电量的比例稳定在约 90%。

从定价机制方面，广东电力市场的独特性在于“气电耦合”的边际定价逻辑。省内统调装机中燃气发电占比超 20%，且多分布于珠三角负荷中心，在新能源出力不足或负荷尖峰时段，其燃料成本直接决定了现货市场的价格上限。从历史数据统计来看，广东日前现货价格与进口 LNG 到岸价之间呈现高度正相关性。背后主导电力价格的核心因素在于：动力煤价格锚定基础电价水平，LNG 价格通过气电边际出清决定尖峰时段价格；云南、贵州水电在枯水期与丰水期的出力切换，驱动电力价格中枢的年度周期波动；而西电东送特高压通道的满载能力对广东省内电力供需影响较大，本地气电的边际成本将显著推高系统边际电力价格。

展望未来，伴随全国统一电力市场体系的加速推进，广东电力市场将进一步强化其资源优化配置与价格发现功能。作为全球最大的电力供需集中区域之一，广东市场天然具备引入金融风险对冲工具的基础条件。从国际成熟电力市场经验来看，金融衍生品工具是完善市场体系的重要环节。广东作为全国电力市场化改革的先行区，其现货市场流动性、价格信号透明度及市场主体成熟度，已为未来探索更丰富的风险管理工具奠定了坚实基础。若电力期货品种得以有序推进，其合约设计大概率将锚定日前现货市场的节点加权均价或核心负荷节点价格，从而为售电公司、大工业用户及发电企业提供锁定远期成本、对冲现货波动的有效工具。

免责声明

本报告由银河期货有限公司（以下简称银河期货，投资咨询业务许可证号 30220000）向其机构或个人客户（以下简称客户）提供，无意针对或打算违反任何地区、国家、城市或其它法律管辖区域内的法律法规。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河期货。未经银河期货事先书面授权许可，任何机构或个人不得更改或以任何方式发送、传播或复印本报告。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资建议。银河期货认为本报告所载内容及观点客观公正，但不担保其内容的准确性或完整性。客户不应单纯依靠本报告而取代个人的独立判断。本报告所载内容反映的是银河期货在最初发表本报告日期当日的判断，银河期货可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河期货没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河期货不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

银河期货不需要采取任何行动以确保本报告涉及的内容适合于客户。银河期货建议客户独自进行投资判断。本报告并不构成投资、法律、会计或税务建议或担保任何内容适合客户，本报告不构成给予客户个人咨询建议。

银河期货版权所有并保留一切权利。

联系方式

银河期货有限公司 / 研究所

北京：北京市朝阳区建国门外大街 8 号北京 IFC 国际财源中心 A 座 31/33 层

上海：上海市虹口区东大名路 501 号上海白玉兰广场 28 层

网址：www.yhqh.com.cn

电话：400-886-7799