

广东电力交易中心有限责任公司

GUANGDONG POWER EXCHANGE CENTER CO.,LTD.

以国际先进为导向，致力于打造国内交易机构标杆



2025

广东电力市场年度报告

Guangdong Power Market Annual Report

前言

2025年是“十四五”规划收官之年，也是“十五五”规划谋篇布局的关键之年。在政府部门的坚强领导、电网公司的支持推动以及经营主体的积极参与下，面对复杂形势和繁重改革任务，广东电力交易中心坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，攻坚克难、开拓创新，着力破解一批机制难题与发展堵点，圆满完成年度各项目标，打造了省级电力市场建设的标杆。全年来看，市场建设运营取得积极进展：创新年度交易常态化开市机制，批发及零售年度交易调整为年中启动、分阶段开展；推动省内新能源全面入市交易，并建立覆盖存量与增量项目的可持续发展价格结算机制；建立虚拟电厂交易机制，聚合分散资源参与系统调节；推出标准平价套餐，促进批发价格向终端用户传导；筑牢风险监控“三道防线”，建成覆盖全流程的数字化监管驾驶舱；完善省内衔接机制，助力南方区域市场开展连续结算试运行。

一年来，广东电力市场发展持续“领跑”，全年交易规模达6541.8亿千瓦时，其中市场直接交易电量4586.3亿千瓦时，同比增长16.2%；用电侧结算均价为0.380元/千瓦时，同比降低14.2%，降本增效作用明显。绿电交易电量116.3亿千瓦时，同比增长60.2%，有力保障全省绿电消费需求。经营主体数量超14万家，类型更加丰富多元，涵盖火电、核电、新能源、新型储能、抽水蓄能、虚拟电厂等。市场竞争水平持续提升，发电侧市场集中度HHI指数平均值1192，用电侧市场集中度HHI指数平均值383。整体来看，广东电力市场交易活跃、竞争充分、公平有序、清洁低碳的特征愈发凸显。

本报告以广东电力市场运行情况为主线，系统总结2025年交易结算及重点工作开展情况，明确2026年主要工作计划，数据来源于广东电网公司、广东电力交易中心等单位，相关内容及数据仅供市场分析与参考之用。

致 辞



“

龙马精神催奋进，宏图焕彩启新元。值此2026年新春伊始，谨向每一位广东电力市场的指导者、建设者和参与者，以及关心广东电力市场的各界朋友致以美好的新年祝福！

”

回望2025：守正创新，奋勇前行，电力市场建设迈上新台阶，服务能源转型显担当

实干结硕果，担当铸华章。2025年，我们凝心聚力、笃行争先，全面落实国家电力市场化改革部署，紧跟能源转型步伐，主动识变、应变、求变，推动广东电力市场始终走在全国前列，圆满交出“十四五”优异答卷。

我们持续创新市场体系，立足“标杆”定位，在新形势新挑战中挺膺担当。健全气电机组“容量电价+气电传导”机制，促进气电可持续发展；实现年度交易常态化开市，为市场主体拓展交易窗口；发挥先行先试经验，有力支撑区域市场启动连续结算试运行。

我们持续推动绿色转型，锚定“双碳”目标，积极助推绿美广东生态建设。全面落实国家136号文要求，实现约8000万千瓦装机新能源全面参与交易。推动虚拟电厂参与交易，有效挖掘系统调节潜力、促进新能源消纳。积极参与开展全国首次跨经营区“点对点”绿电交易实践，进一步拓展我省绿电供应渠道。

我们持续优化市场服务，深化“智服”理念，生动践行以人民为中心的发展思想。构建零售服务一体化联动机制，稳步推进履约担保电子化。完成信息披露平台功能升级，建立“1+5+N”数字化智能监管平台。扎实推进与市场主体的政策传导与沟通交流，全年举办培训超2万人次、座谈会20余次。客户服务话务量8.9万宗，工单办理及时率99%，市场服务满意度98%。

我们深入推进治理体系现代化，强化“数智”赋能，持续提升交易机构运营规范化水平。构建电力交易特色的“管理大厦”，实现战略、管理与业务的贯通融合。建成全业务链条企业级数据中台，充分激活数据资产价值，增强决策支撑能力。全面推进“AI+管理”融合创新，推动数字化转型向场景化、深层次迈进。

广东电力市场始终保持安全、稳定、高效运行，得益于政府部门的坚强领导、统筹部署，得益于电网企业及广大经营主体的戮力同心、携手共进。在此，我们致以崇高的敬意和衷心的感谢！

展望2026：笃行致远，共绘蓝图，奋力开创电力市场发展新局面，赋能全国统一电力市场体系建设

聚力开新局，赋能谱新篇。2026年作为“十五五”开局之年，恰逢加快构建新型电力系统、建设全国统一电力市场的攻坚阶段，我们将紧扣“十五五”发展规划关于能源绿色低碳转型的总体部署，全面贯彻国办发〔2026〕4号文等政策文件精神，围绕新型能源体系和高标准市场体系建设目标，在以下四个方面协同发力、续写新章：

一是**聚焦机制完善**，围绕现货双边市场、容量补偿机制、零售分时套餐、绿电交易体系等重点工作，打造更加成熟完备、绿色低碳的高标准电力市场；

二是**聚焦衔接融合**，围绕南方区域现货市场转入正式运行、跨经营区及区域内跨省“点对点”交易等重点工作，助力建设更加协同联动、有机融合的统一电力市场；

三是**聚焦服务提质**，围绕优化注册管理、升级信息披露、规范零售运营等重点工作，构建更加智能便捷、精准高效的一流服务型电力市场；

四是**聚焦风险防控**，围绕数字化监管、市场秩序管控、运行风险防范等重点工作，营造更加规范透明、平稳有序的市场环境。

愿我们接续奋斗、乘势而上，秉持“合规+服务”理念，以敢为人先的创新锐气和扎实苦干的务实作风，全面开启广东电力市场高质量发展新篇章，共赴能源绿色低碳转型的星辰大海！

广东电力交易中心全体同仁

目录



CONTENTS

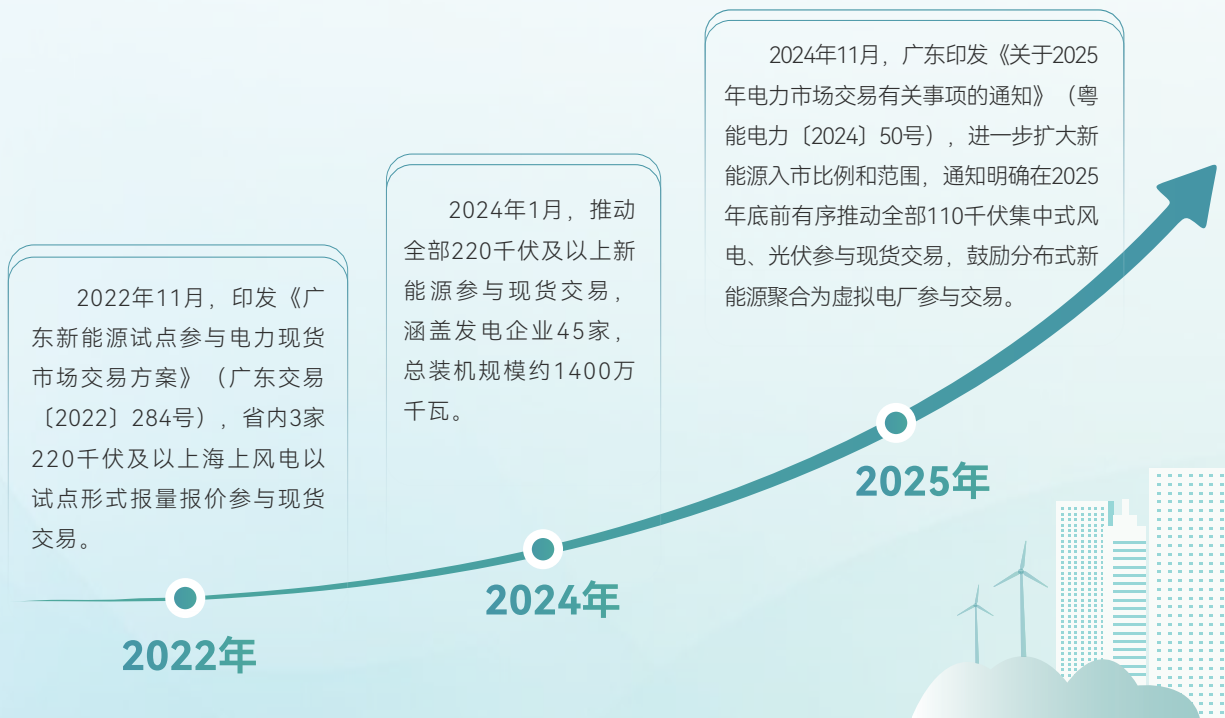
前言	01
致 辞	02
专 栏：广东新能源市场化改革探索与实践	04
一、市场运行情况	09
(一) 电力供需情况	10
(二) 经营主体情况	11
(三) 市场结构	14
(四) 中长期市场交易	15
(五) 可再生绿电交易	20
(六) 现货市场交易	20
(七) 需求响应交易	22
(八) 市场机组代理购电交易	22
(九) 批发市场结算	22
(十) 零售市场交易及结算	25
(十一) 风险控制	27
(十二) 2026 年年度交易	28
二、2025 年工作情况	30
三、2026 年工作安排	33
附录 1：2025 年电力市场政策文件	36
附录 2：2025 年广东电力市场大事记	39

专栏 广东新能源市场化改革探索与实践 >>>

2025年2月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）（以下简称“136号文”），为全面承接落实文件要求，更好发挥市场机制作用，在前期220千伏新能源参与市场交易的基础上，广东持续扩大新能源参与市场范围，实现新能源全面入市，以市场化改革促进新能源高质量发展。

（一）试点筑基：广东新能源市场化交易探索历程

广东以渐进式改革思路推进新能源市场交易试点，通过先开展小规模探索、逐步扩大试点参与范围，并持续完善交易机制，形成了可复制、可推广的实践路径，为新能源全面入市奠定坚实基础。



市场机制：建立了具有广东特色的新能源市场化交易模式，新能源全电量报量报价参与现货市场，采用“基数电量+市场化电量”方式结算，市场化电量价格由中长期交易和现货交易形成。在中长期交易中，新能源企业可结合自身出力特点，灵活签订年、月（多月）、周和多日等不同周期的合约；在现货交易中，新能源企业需同时申报量价信息及功率预测曲线，通过弃电约束机制，在系统具备消纳空间时优先出清，以市场化方式保障新能源消纳。在市场考核方面，建立功率预测偏差考核、发电计划执行偏差收益回收及日前实时偏差收益回收机制，促进新能源企业提高出力预测精度，公平承担系统调节责任。

	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年
风电	1223.5	1354.3	1655.7	1801.4	1853.3
光伏	1003.9	1480.8	2411.2	4111.7	6119.7

图1. 2021-2025年广东风电、光伏装机情况 (单位: 万千瓦)

随着新能源大规模、高比例并网，固定的新能源上网电价已难以适配新型电力系统建设和电力市场体系的发展需要，无法真实反映市场供需形势与系统调节成本，问题矛盾日益凸显。深化新能源上网电价市场化改革，构建与新能源特性相适应的市场化交易机制，已成为必然选择。

（二）改革深化：广东新能源全面入市的政策体系与关键机制

136号文印发后，广东迅速行动、系统谋划，扎实做好承接落实工作，新能源入市步伐全面提速。

1 构建发布“1+3”政策体系

1 纲领性文件

《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的实施方案》

1 广东新能源参与电力市场交易补充细则

如何参与市场化交易

3 配套规则

2 可持续发展价格结算机制竞价规则

如何参与机制电量竞价

3 可持续发展价格结算机制 制差价结算规则

如何开展机制电量结算



2 新能源参与市场交易的核心举措

要点1：推动新能源上网电量全面参与市场

参与市场方式多样：可采用直接报量报价、聚合后报量报价、接受市场形成价格等方式。

直接报量报价

省内110千伏及以上电压等级的集中式新能源场站全部报量报价参与市场交易。

聚合后报量报价

鼓励具备条件的10千伏及以下新能源聚合形成虚拟电厂报量报价参与市场交易。

接受市场形成价格

其余新能源接受现货市场形成的所在节点实时价格进行结算。

交易机制持续完善：新能源自主参与中长期市场，无签约比例限制；公平参与现货市场，放宽现货市场限价。申报、出清价格下限调整至-0.05元/千瓦时，出清价格上限调整至1.8元/千瓦时。

要点2：建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

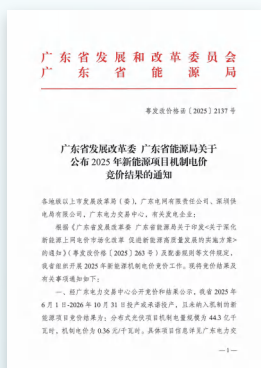
建立新能源可持续发展价格结算机制，对于纳入机制的新能源项目，其市场交易均价（月度发电侧实时市场同类型电源加权平均价）低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。

区分存量和增量项目分类施策：

	存量项目	增量项目
项目范围	2025年6月1日以前已投产的新能源项目 (包括 2025年6月1日以前通过竞争性配置等方式确定业主的海上风电项目)	2025年6月1日起投产的新能源项目
机制电量比例	妥善衔接现行具有保障性质的电量规模政策 ● 110千伏以下项目： 100% ● 2025年1月1日起新增并网的110千伏及以上集中式光伏项目： 50% ● 其他项目： 70%	通过竞价交易形成 ● 110千伏以下项目：机制电量比例申报上限 80% ● 其他项目：电量比例申报上限原则上与存量项目机制比例上限保持一致 ● 集中式光伏和陆上风电项目不参与机制电量竞价
机制电价	0.453 元 / 千瓦时	通过竞价交易形成 海上风电竞价上下限： 0.35-0.453 元 / 千瓦时 光伏项目竞价上下限： 0.2-0.4 元 / 千瓦时
执行期限	按照20年或全生命周期合理利用小时数扣减截至 2025年5月31日的累计投产时间较早者确定	海上风电项目： 14 年 光伏项目： 12 年

(三) 实践落地：新能源机制电量竞价组织实施情况

竞价工作有序推进。广东电力交易中心规范做好新能源项目的登记、申报与市场出清等环节。2025年10月1日至26日，组织开展新能源项目竞价登记工作；10月29日，有序组织竞价交易并发布临时结果；10月30日至11月5日进行了为期5个工作日的竞价结果公示。12月10日，省发改委、省能源局发布了2025年新能源项目机制电价竞价正式结果。



申报出清情况。本次竞价交易项目范围为分布式光伏项目，注册登记项目共18134个，容量合计7426MW；初始竞价电量规模50亿千瓦时，机制竞价交易出清规模取机制电量初始竞价规模和申报电量规模除以竞争有效性系数的较小值确定，竞争有效性系数此次为1.2；经出清及公示，最终入选项目11588个，装机容量5240MW，电量规模44.3亿千瓦时，机制电价0.360元/千瓦时。

(四) 成效初显：新能源全面入市的运行情况

2025年11月起，广东省内新能源企业上网电量全部进入市场，上网电价通过市场交易形成，整体运行平稳有序。

1 新能源参与市场总体情况

截至2025年底，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），合计装机容量3730万千瓦；共3个分布式光伏项目聚合为3个发电类虚拟电厂参与现货市场，合计装机容量1.48万千瓦；其余新能源项目作为价格接受者，按照所在节点实时市场分时价格进行结算。

2 直接报量报价参与交易情况

申报出清。2025年11-12月，报量报价参与市场的新能源日前申报价格平均为-27.8厘/千瓦时，日前和实时出清均价分别为229.5厘/千瓦时和188.7厘/千瓦时。

结算量价。2025年11-12月，报量报价参与市场的新能源上网电量95.1亿千瓦时，市场结算均价243.8厘/千瓦时。其中：中长期电量18.6亿千瓦时，占比19.6%，交易均价380.7厘/千瓦时；现货偏差电量76.5亿千瓦时，占比80.4%，偏差结算均价225.4厘/千瓦时；考核及分摊返还电费折合度电8.4厘/千瓦时。

3 聚合后参与交易情况

2025年12月，发电类虚拟电厂报量报价参与市场的申报价格平均为457.7厘/千瓦时，日前和实时出清均价分别为248.2厘/千瓦时和190.6厘/千瓦时，聚合的3个分布式光伏项目实际上网电量2.5万千瓦时，虚拟电厂结算均价243.9厘/千瓦时。分布式新能源市场化交易实现良好开局。

※上述结算价格未考虑机制电价。对纳入机制的电量，当市场交易价格低于机制电价时给予差价补偿。

(五) 结语

新能源上网电价市场化改革的全面落地，一方面，推动新能源全面参与市场化交易，有利于形成真实反映供需情况的市场价格，促进电力资源配置与高效利用；另一方面，通过构建可持续发展价格结算机制，稳定新能源发电企业收益预期，促进行业健康有序发展。



01

市场运行情况

- (一) 电力供需情况
- (二) 经营主体情况
- (三) 市场结构
- (四) 中长期市场交易
- (五) 可再生绿电交易
- (六) 现货市场交易
- (七) 需求响应交易
- (八) 市场机组代理购电交易
- (九) 批发市场结算
- (十) 零售市场交易及结算
- (十一) 风险控制
- (十二) 2026 年年度交易

01

市场运行情况

2025年，广东电力市场全年直接交易电量达4586.3亿千瓦时¹，同比增长16.2%，约九成市场电量由中长期交易覆盖并锁定，有效规避现货价格波动风险；日前现货市场单日均价在4.9-547.1厘/千瓦时之间波动，价格信号及时灵敏反映了一次能源价格和供需形势变化；绿电交易规模持续高速增长，有力满足外向型企业绿色低碳发展需求；南方区域内率先推动虚拟电厂入市交易，逐步释放海量资源聚合调节能力。一年来，广东电力市场始终保持平稳有序运行，高标准完成各项改革建设目标，为电力安全保供、绿色低碳发展提供了坚实支撑。

(一) 电力供需情况

截至2025年底，广东电网统调装机容量2.608亿千瓦，同比增长17.1%（表1），其中中调装机容量1.790亿千瓦，地调装机容量0.818亿千瓦；全省发受电量合计9293亿千瓦时，同比增长5.0%。

表1. 截至2025年底广东各类机组统调装机容量

装机类型	装机容量（万千瓦）	同比增速	装机容量占比
总装机	26078.3	17.1%	100.00%
燃煤	7888.9	9.4%	30.3%
燃气	5698.3	14.1%	21.9%
生物质	479.7	3.9%	1.8%
水电	934.8	0.1%	3.6%
核电	1613.6	0.0%	6.2%
蓄能及储能	1343.3	32.5%	5.2%
风电	1853.3	2.9%	7.1%
光伏	6119.7	48.8%	23.5%
其他	146.7	19.6%	0.6%

（数据来源：广东电网公司）

¹统计值包含年度交易电量3386.7亿千瓦时、多月交易净合约电量10.5亿千瓦时，月度交易净合约电量725.3亿千瓦时，周及多日交易净合约电量-1.5亿千瓦时，跨经营区点对点绿电交易电量0.3亿千瓦时，约定电能量价格的绿电交易电量2.5亿千瓦时，现货偏差电量462.5亿千瓦时。

2025年，广东省全社会用电量9589.7亿千瓦时，同比增长4.9%。广东省最高系统负荷1.65亿千瓦，同比增长5.3%。

(二) 经营主体情况

截至2025年底，累计注册登记经营主体共140396家（表2），同比增长40.5%，全年新增经营主体40454家。

表2. 2025年底各类经营主体数量和交易情况（单位：家）

经营主体	2025年新增注册数量	截至12月底累计注册数量	2025年参与电能量交易数量	2025年参与绿电交易数量
售电公司	230	635	409	125
发电背景	3	36	32	24
电网背景	8	20	10	4
独立售电	219	579	367	97
发电企业	170	569	332	183
电力用户	39997	139128	105582	914
批发用户	-	-	8	4
零售用户	-	-	105574	910
独立储能	9	15	13	-
抽水蓄能	1	2	1	-
虚拟电厂运营商	47	47	2	0
合计	40454	140396	106339	1222

注：如电力用户先后参与批发、零售交易，按照批发计算。

从售电公司的地市分布来看，售电公司仍以广州、深圳两地数量居多，共占全省总数的59.7%，如图2所示。省外工商注册的售电公司共90家。

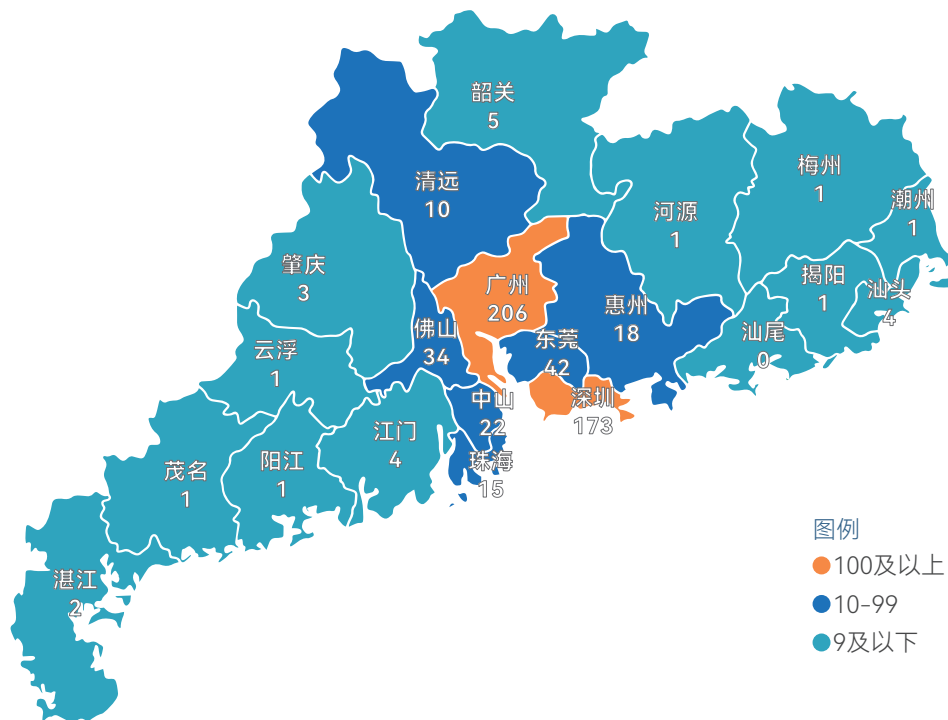


图2. 2025年底广东省内售电公司地市分布情况（单位：家）

广东省内发电企业的地市分布如图3所示，省外工商注册的发电企业共2家、个人分布式发电企业4家。

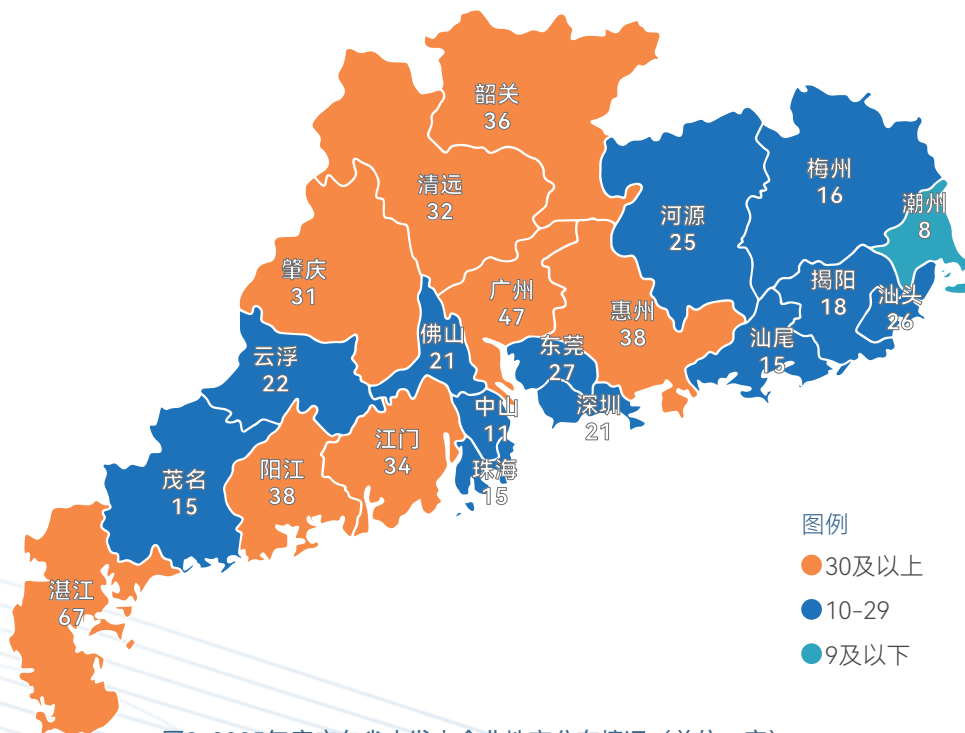


图3. 2025年底广东省内发电企业地市分布情况（单位：家）

广东省内电力用户的地市分布如图4所示，省外工商注册的电力用户共325家。

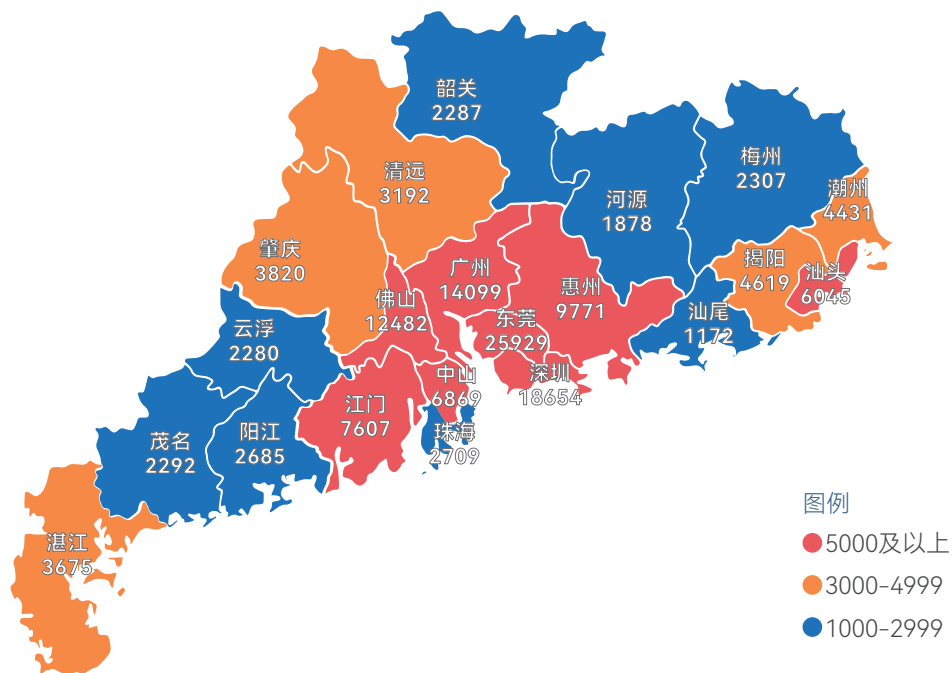


图4. 2025年底广东省内电力用户地市分布情况（单位：家）

广东省内独立储能及抽水蓄能企业的地市分布如图5所示。

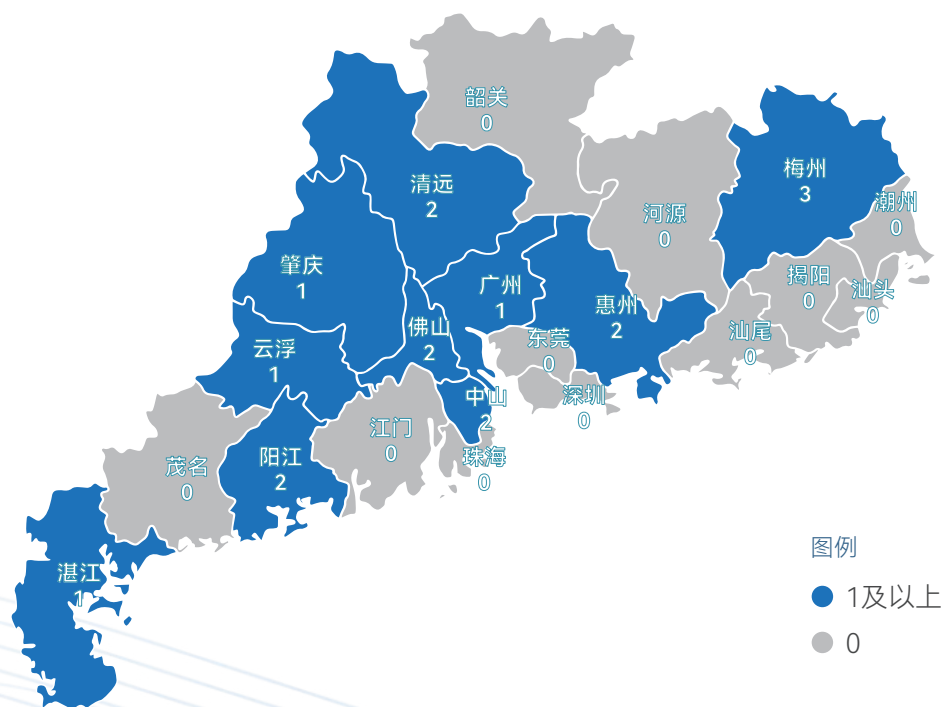


图5. 2025年底广东省内独立储能及抽水蓄能地市分布情况（单位：家）

2025年，47家虚拟电厂运营商完成系统接入、通过注册公示、纳入主体名单。虚拟电厂运营商省内地市分布如图6所示，省外工商注册的虚拟电厂运营商共4家。

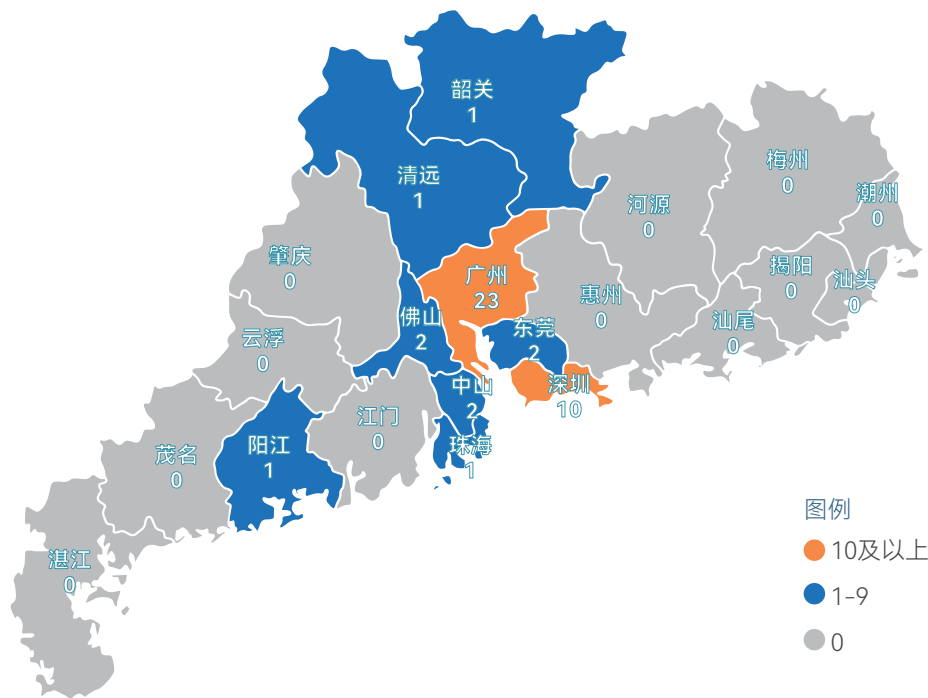


图6. 2025年底广东省内虚拟电厂运营商地市分布情况（单位：家）

（三）市场结构

2025年，发电侧市场集中度HHI指数处于1115-1298之间，平均值1192，总体上属于“低集中寡占型”市场结构；用电侧市场集中度HHI指数处于365-417之间，平均值383，属于“竞争型”市场结构（图7）。

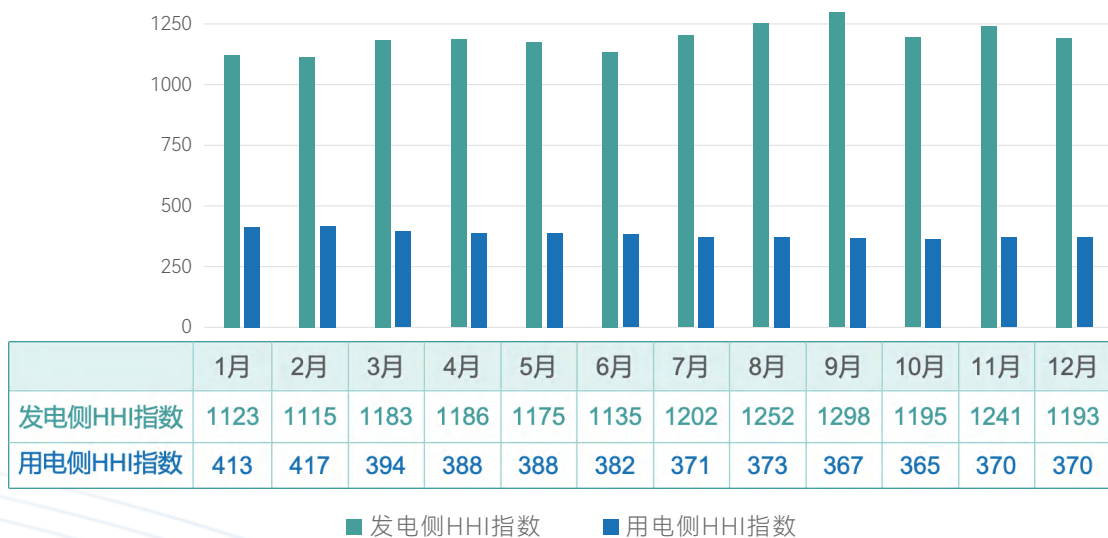


图7. 2025年广东电力市场HHI指数

注：根据HHI评价标准，HHI指数小于1000为充分竞争状态，处于1000-1800区间为适度集中状态，高于1800则为高度集中状态。

2025年，根据发电集团、售电公司（含批发用户）的实际发、用电量计算，发电侧、用电侧的Top1和Top4指数如图8所示。2025年发电侧Top1和Top4指数平均值分别为29%和54%，用电侧Top1和Top4指数平均值分别为15%和29%。

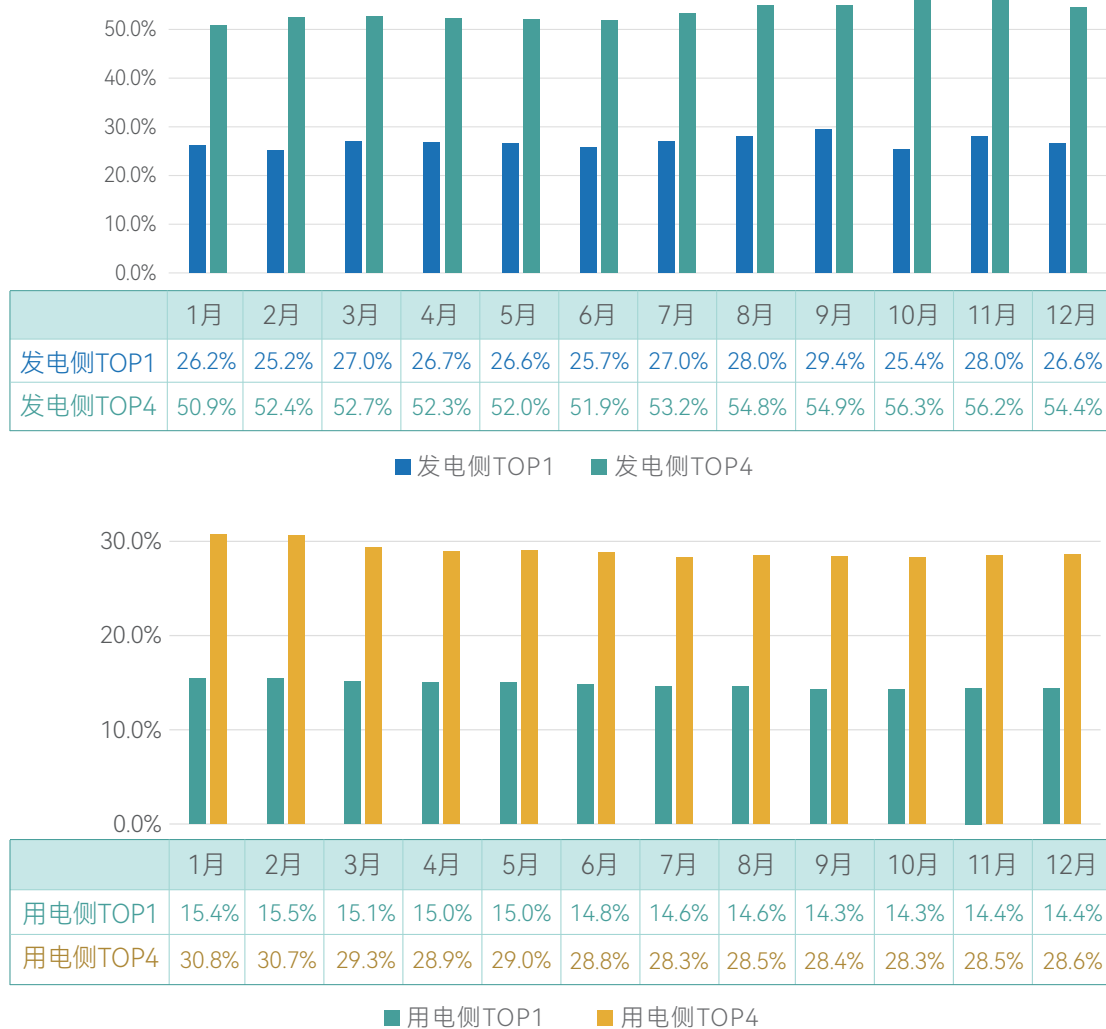


图8. 2025年广东电力市场Top-m指数

（四）中长期市场交易

2025年，广东电力中长期市场一级市场总成交量4121.0亿千瓦时，成交均价383.2厘/千瓦时。其中，年度交易电量3386.7亿千瓦时，多月交易净合约电量10.5亿千瓦时，月度交易净合约电量725.3亿千瓦时，周及多日交易净合约电量-1.5亿千瓦时²。分电源类型来看，煤机交易电量2790.4亿千瓦时，气机交易电量932.2亿千瓦时，核电交易电量331.2亿千瓦时，光伏交易电量9.4亿千瓦时，风电交易电量53.8亿千瓦时，储能4.0亿千瓦时。

² 此处各类交易电量均指净合约成交量，与后文累计交易电量不同。

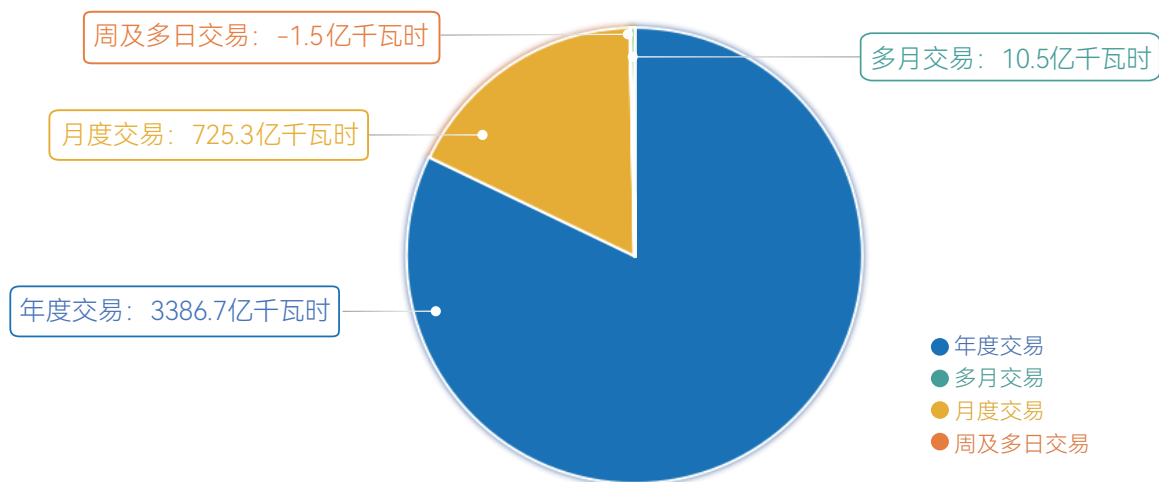


图9. 2025年各周期中长期交易成交电量

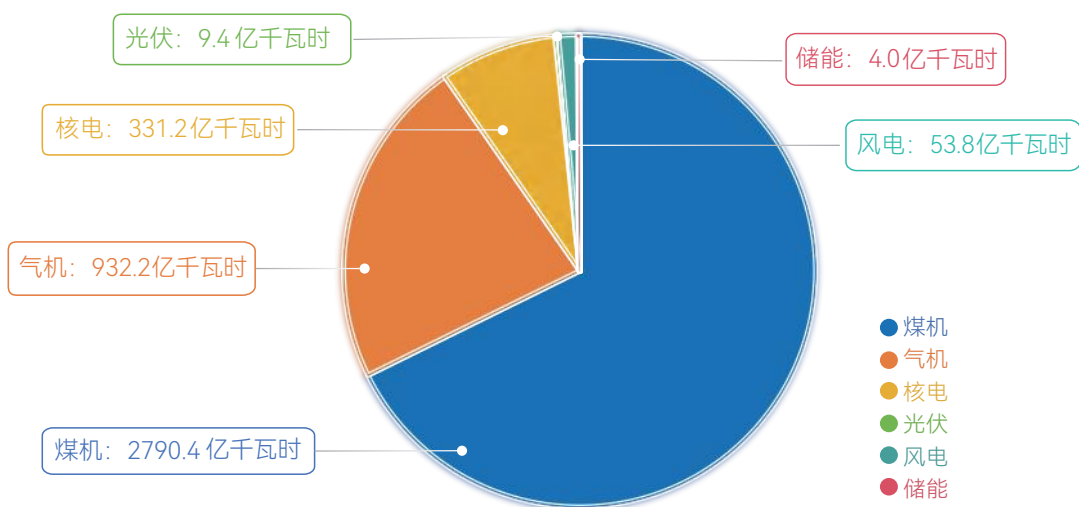


图10. 2025年分电源类型中长期交易成交电量

1 年度交易

2025年年度交易共成交3410.9亿千瓦时，成交均价391.9厘/千瓦时。其中年度双边协商成交电量3310.1亿千瓦时，成交均价391.9厘/千瓦时，年度挂牌成交电量59.4亿千瓦时，成交均价390.8厘/千瓦时，年度集中交易成交电量41.4亿千瓦时，成交均价392.7厘/千瓦时。年度交易分月电量如图11所示。

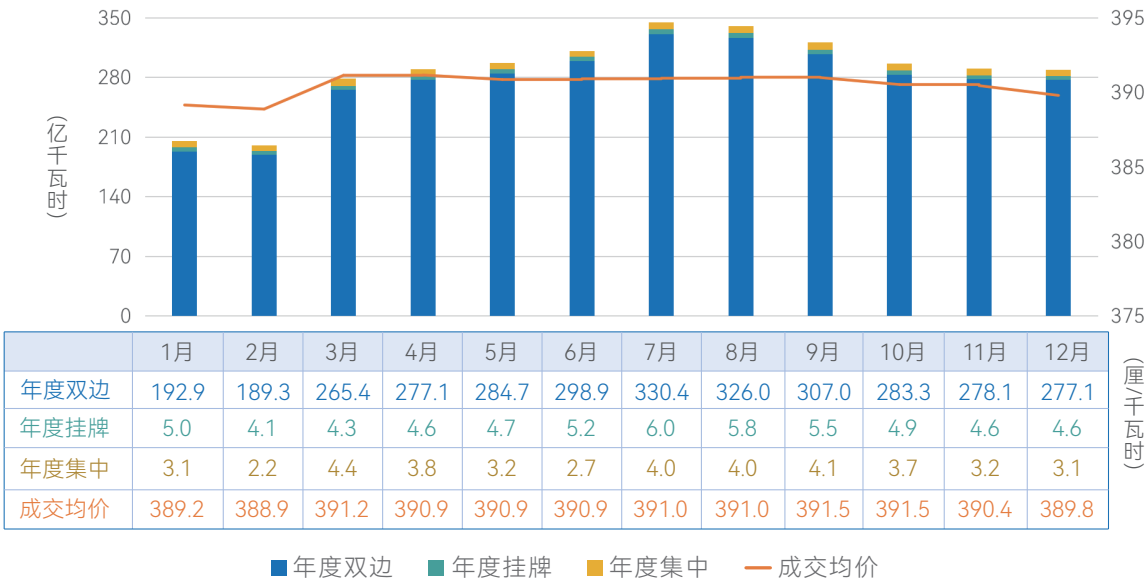


图11. 2025年年度交易分月情况

注：此处的年度交易情况为2024年11月29日-12月20日组织开展的年度交易成交数据，成交电量未考虑未投产机组削减，交易价格未考虑自主协商价格调整。

2 多月交易

2025年，多月交易累计成交电量15.5亿千瓦时，成交均价374.3厘/千瓦时。其中多月双边协商交易共组织开展11次，累计成交电量8.9亿千瓦时，成交均价373.8厘/千瓦时；多月集中交易共组织开展127次，累计成交电量6.6亿千瓦时，成交均价375.0厘/千瓦时。

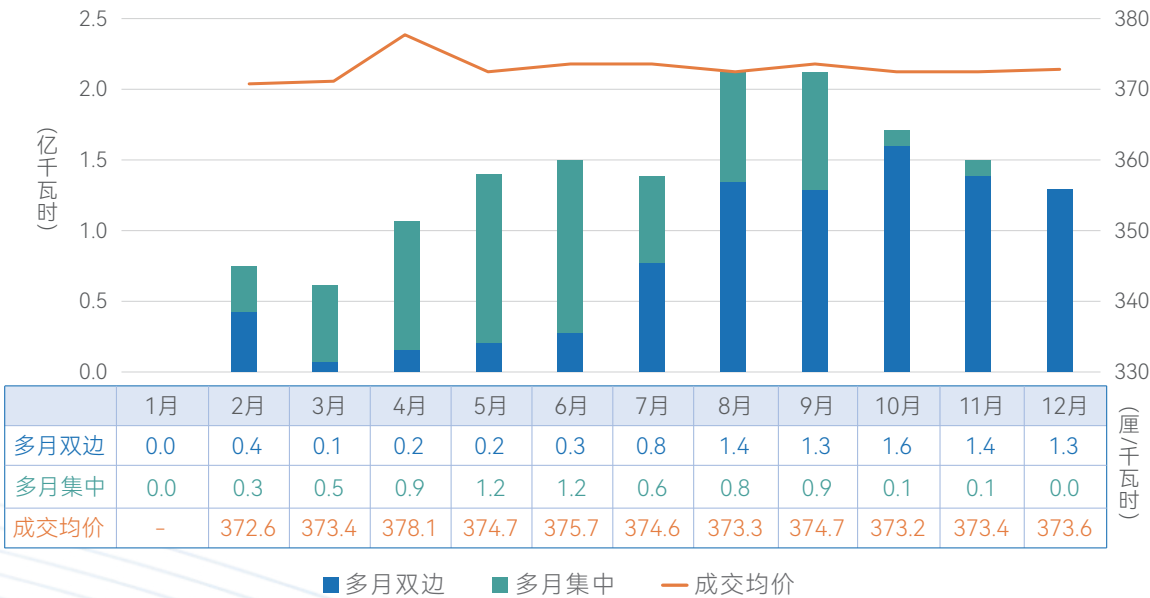


图12. 2025年多月交易情况

注：1月末组织开展多月交易，故无成交电量。

3 月度交易

2025年，月度交易累计成交电量727.6亿千瓦时³，成交均价373.3厘/千瓦时（图13）。月度交易中，月度双边协商交易共组织12次，累计成交电量705.9亿千瓦时，成交均价373.0厘/千瓦时；月度集中竞争交易（市场用户负荷曲线）共组织12次，累计成交电量6.6亿千瓦时，成交均价379.1厘/千瓦时；月度分时集中竞争交易共组织12次，累计成交电量15.1亿千瓦时，成交均价380.6厘/千瓦时。

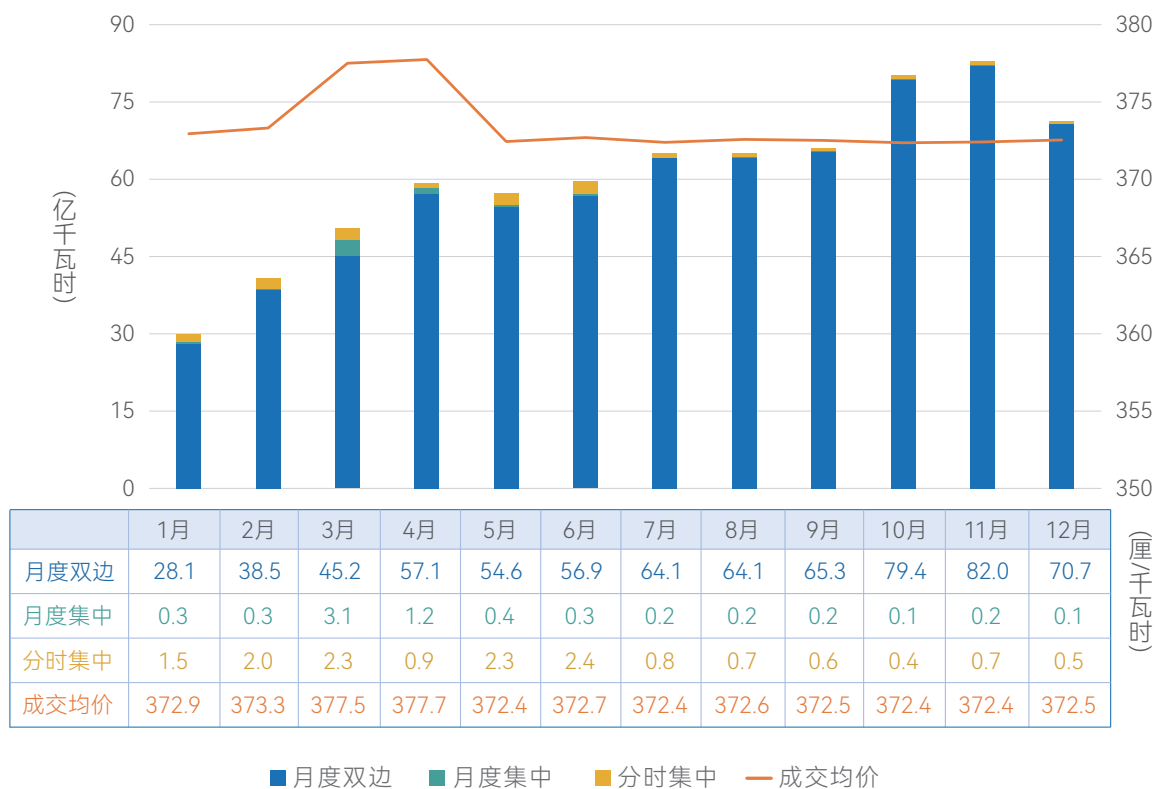


图13. 2025年月度交易情况

月度交易中，分类型来看，煤机成交505.4亿千瓦时，成交均价372.2厘/千瓦时；气机成交137.0亿千瓦时，成交均价373.1厘/千瓦时；核电成交66.4亿千瓦时，成交均价372.7厘/千瓦时；光伏机组成交2.5亿千瓦时，成交均价373.1厘/千瓦时；风电机组成交13.6亿千瓦时，成交均价374.4厘/千瓦时；储能成交0.5亿千瓦时，成交均价372.6厘/千瓦时；用户侧之间成交电量2.2亿千瓦时，成交均价372.3厘/千瓦时。

³注：月度累计成交电量包含了月度集中竞争交易中用电-用电部分的成交电量。故总累计成交电量将大于分类型机组成交电量之和。

4 市场合同转让交易

2025年，共组织月度发电侧市场合同转让交易12次，累计成交电量66.3亿千瓦时，成交均价458.5厘/千瓦时。其中，煤机受让电量26.6亿千瓦时，成交均价436.0厘/千瓦时；气机受让电量39.6亿千瓦时，成交均价473.7厘/千瓦时；风电机组受让电量0.1亿千瓦时，成交均价372.0厘/千瓦时。

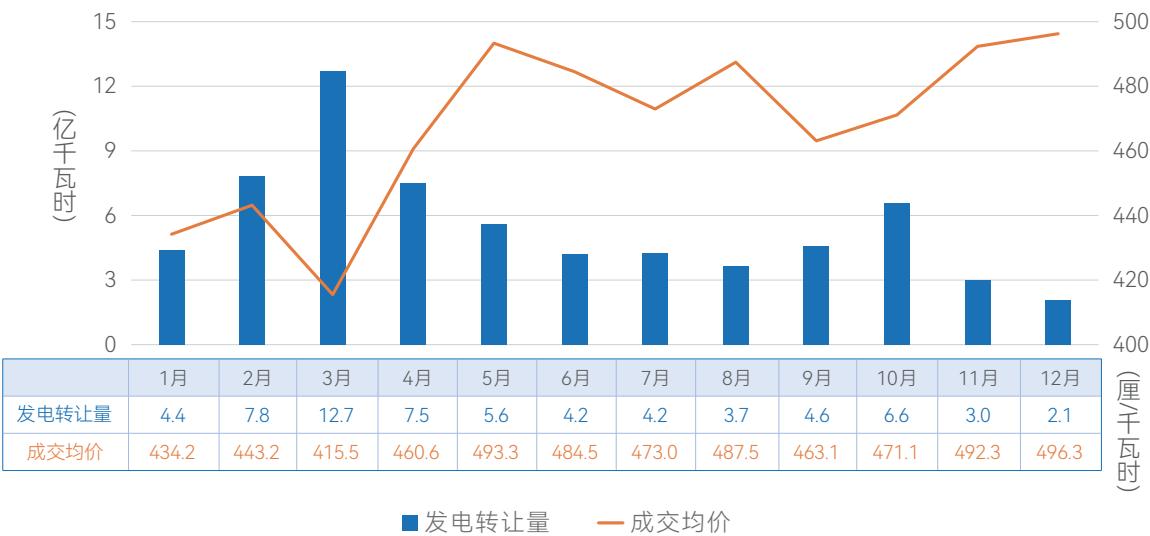


图14. 2025年发电侧市场合同转让交易情况

5 多日（周）交易

2025年，共开展多日分时集中竞争交易147次，累计成交电量1.3亿千瓦时，均价328.4厘/千瓦时。

2025年，共开展周双边协商交易366次，累计成交电量190.1亿千瓦时，均价350.3厘/千瓦时。

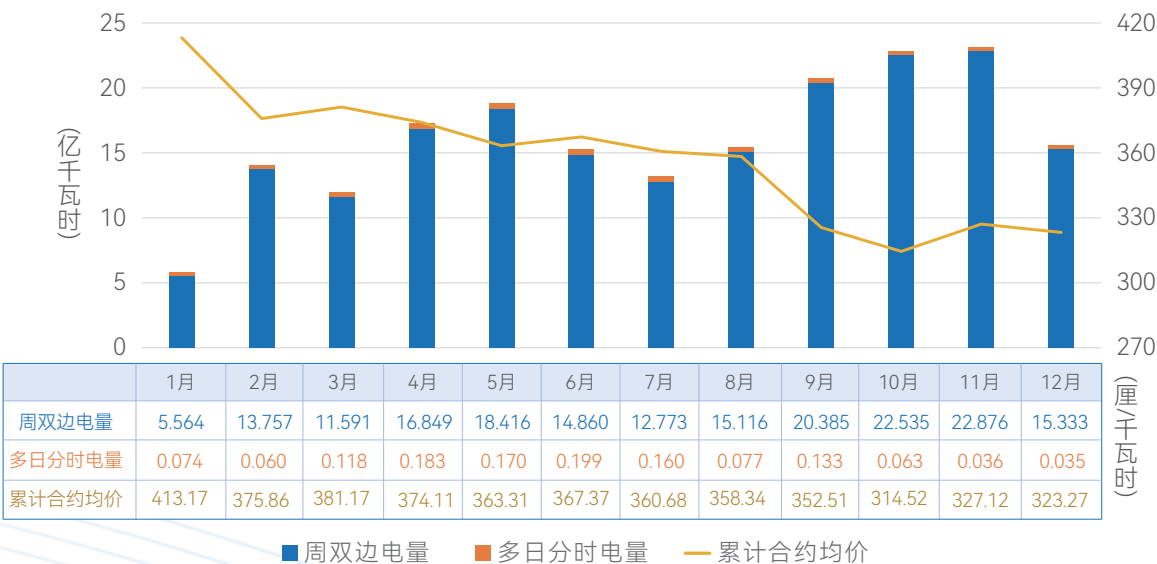


图15. 2025年周及多日交易情况

注：周、多日交易电量值相对较小，保留3位小数。

(五) 可再生绿电交易

省内交易方面，2025年，可再生绿电交易成交电量116.3亿千瓦时（双方约定电能量价格的成交电量为2.5亿千瓦时），电能量均价382.1厘/千瓦时，绿色环境价值均价11.0厘/千瓦时。

分周期来看，年度双边协商成交电量38.4亿千瓦时，电能量均价386.6厘/千瓦时，绿色环境价值均价5.8厘/千瓦时；多月双边协商成交电量9.4亿千瓦时，电能量均价434.6厘/千瓦时，绿色环境价值均价8.9厘/千瓦时；月度双边协商成交电量17.7亿千瓦时，电能量均价377.9厘/千瓦时，绿色环境价值均价10厘/千瓦时；月度集中竞争交易（事前）成交电量5.3亿千瓦时，绿色环境价值均价11.0厘/千瓦时；月度集中竞争交易（事后）成交电量45.5亿千瓦时，绿色环境价值均价17.3厘/千瓦时。

分类型来看，7家海上风电参与绿电交易，总成交电量19.0亿千瓦时；18家陆上风电参与绿电交易，总成交电量9.4亿千瓦时；101家集中式光伏参与绿电交易，总成交电量86.3亿千瓦时；60家分布式光伏参与绿电交易，总成交电量1.7亿千瓦时。128家售电公司参与绿电交易，总成交电量116.3亿千瓦时；4家电力用户直接参与绿电交易，成交电量0.069亿千瓦时。

跨经营区方面，2025年6月，华北、甘肃、青海、蒙东、蒙西送广东跨经营区绿电集中交易顺利达成，这是全国首次多通道、大范围跨经营区绿电交易。广东共有26家经营主体成交，经校核后成交电量0.3亿千瓦时(广东侧)，成交均价267.4厘/千瓦时(广东侧)，其中绿色环境价值均价为1.7厘/千瓦时。

(六) 现货市场交易

2025年，现货偏差电量462.5亿千瓦时，占全市场用户总用电量的10.1%。

1 市场申报

2025年，共有564台机组、414家售电公司、6家批发用户、13家独立储能、1家抽水蓄能（8台抽蓄机组）、3家发电类虚拟电厂参与日前申报，平均报价319.0厘/千瓦时。其中煤机337.5厘/千瓦时，气机685.4厘/千瓦时，新能源1.7厘/千瓦时，虚拟电厂457.7厘/千瓦时。

2 市场出清

2025年，发电侧日前总成交电量5111.9亿千瓦时，现货市场价格走势与一次能源价格走势基本一致，先高后低，整体反映成本和供需（图16）。

日前市场加权均价316.9厘/千瓦时，每日的现货日前均价最高547.1厘/千瓦时，最低4.9厘/千瓦时；实时市场加权均价313.9厘/千瓦时，每日的现货实时均价最高606厘/千瓦时，最低94厘/千瓦时。从价格水平分布来看，日前和实时价格主要集中在200-500厘/千瓦时。

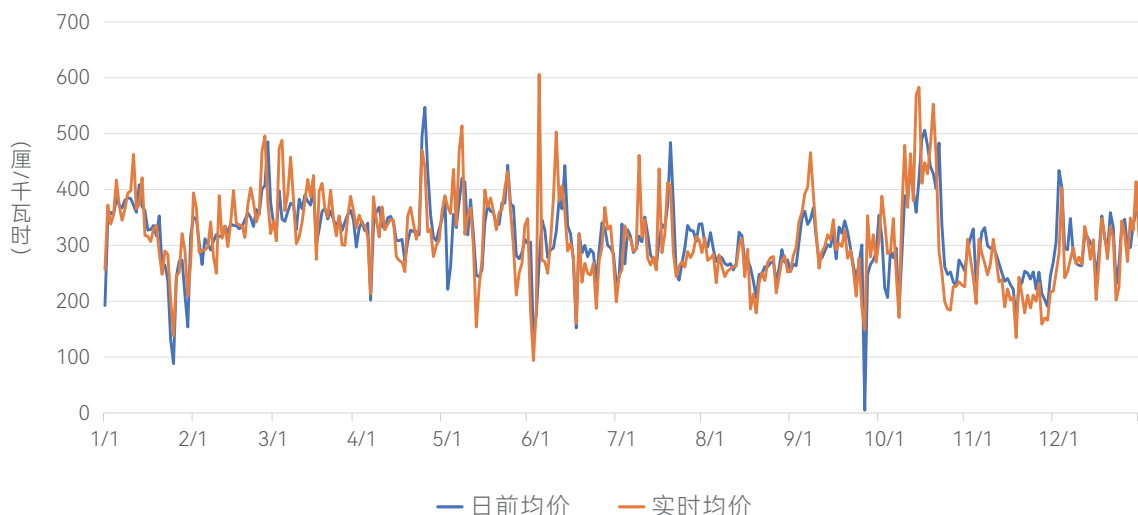


图16. 2025年发电侧现货价格水平

3 新能源参与现货交易

2025年，共有221家新能源发电企业（265个交易单元）参与现货交易。受地理位置和发电特性等因素影响，新能源机组现货出清价格整体低于市场平均水平。2025年新能源交易单元日前总成交量370.4亿千瓦时，均价239.5厘/千瓦时，实时总成交量407.8亿千瓦时，均价221.1厘/千瓦时。

4 独立储能及抽水蓄能参与现货交易

2025年，独立储能及抽水蓄能电站参与现货日前市场累计充电电量12.3亿千瓦时，放电电量10.1亿千瓦时，充放电平均价差（放电-充电）152厘/千瓦时；独立储能及抽水蓄能电站参与现货实时市场累计充电电量14.0亿千瓦时，放电电量11.4亿千瓦时，充放电平均价差（放电-充电）146厘/千瓦时。

5 虚拟电厂参与现货交易

2025年，发电类虚拟电厂日前总成交量3.1万千瓦时，均价248.2厘/千瓦时，实时总成交量2.4万千瓦时，均价190.6厘/千瓦时。

(七) 需求响应交易

根据实际供需情况，2025年未开展需求响应交易。

(八) 市场机组代理购电交易

2025年，共组织完成代购电年度交易与1次代购市场月度挂牌交易，总成交电量230.1亿千瓦时。其中代购市场年度交易成交电量197.7亿千瓦时；代购市场月度交易成交电量32.4亿千瓦时。

2025年，共组织完成12次代购电双边协商转让交易，累计成交电量7.3亿千瓦时，成交均价386.1厘/千瓦时。

(九) 批发市场结算

2025年，市场购电用户累计结算市场电量4586.3亿千瓦时，其中中长期电量4123.8亿千瓦时，现货偏差电量462.5亿千瓦时（图17）。

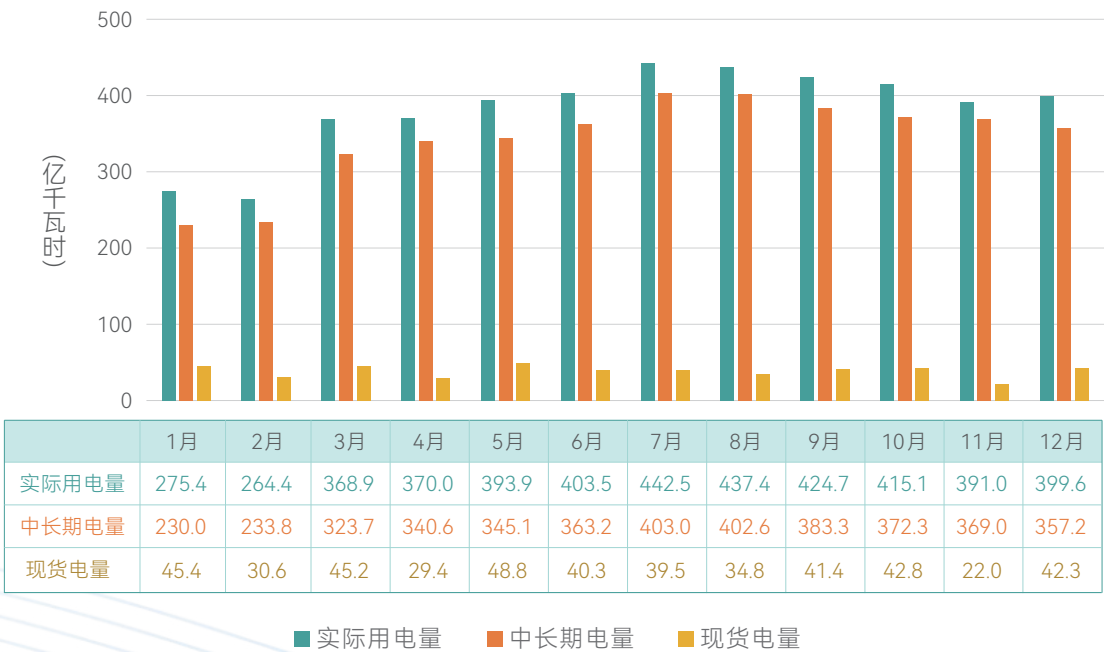


图17. 2025年市场结算电量

1 发电侧结算

2025年，市场直接交易机组总上网电量5328.3亿千瓦时，其中基数电量占比12.7%，代购电量占比3.0%，中长期电量占比77.4%，现货偏差电量占比6.9%（图18）。

发电侧总电费2314.7亿元，总电量均价434.4厘/千瓦时。其中基数电量电费占比12.5%，均价426.2厘/千瓦时；代购电量电费占比2.7%，均价387.2厘/千瓦时；中长期电量电费占比68.5%，均价384.6厘/千瓦时；现货偏差电量电费占比6.8%，均价430.4厘/千瓦时；分摊考核补偿电费占比9.5%，全电量均价41.3厘/千瓦时。

燃煤机组总上网电量3163.7亿千瓦时，结算总电费1252.2亿元，总电量均价395.8厘/千瓦时；燃气机组总上网电量974.6亿千瓦时，结算总电费为622.6亿元，总电量均价638.8厘/千瓦时。

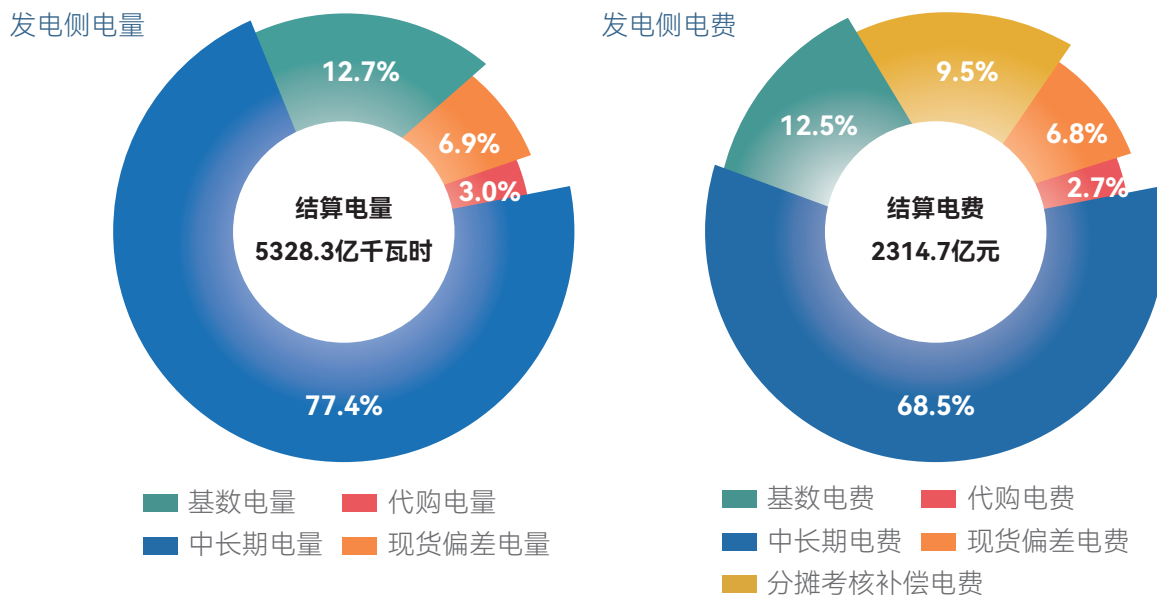


图18. 2025年发电侧结算情况

注：市场机组数据统计含105家常规电厂与221家参与现货交易的新能源发电企业；分摊考核补偿电费包含变动成本补偿电费、启动补偿电费、运行补偿电费、机组考核电费、中长期偏差考核电费、阻塞盈余分摊电费、发用不平衡分摊电费、并轨不平衡资金分摊电费等。

新能源机组总上网电量374.8亿千瓦时，其中基数电量197.2亿千瓦时，占比52.6%，中长期电量65.9亿千瓦时，占比17.6%，现货偏差电量111.7亿千瓦时，占比29.8%。总结算电费133.4亿元，均价356.0厘/千瓦时⁴，其中，基数电量电费89.4亿元；中长期电量电费25.2亿元，均价383.3厘/千瓦时；现货偏差电量电费22.8亿元，均价204.2厘/千瓦时；分摊考核补偿电费-4.0亿元，均价-10.8厘/千瓦时。

发电类虚拟电厂总上网电网结算电量2.5万千瓦时，均价243.9厘/千瓦时。

⁴注：此处结算价格未考虑2025年11-12月的机制电价。

2 独立储能及抽水蓄能结算

2025年，共有13家独立储能与1家抽水蓄能参与市场交易，充电（抽水）电量共计23.1亿千瓦时，均价282.2厘/千瓦时；放电（发电）结算电量19.2亿千瓦时，均价375.6厘/千瓦时；充放电价差93.4厘/千瓦时。合计结算电费6191.1万元⁵，其中充放电能量电费6950.1万元，分摊考核补偿电费-759.0万元。

仅参与电能量市场的独立储能与抽水蓄能充电（抽水）电量共计13.3亿千瓦时、均价265.5厘/千瓦时，放电（发电）电量10.6亿千瓦时、均价411.2厘/千瓦时，合计结算电费8295.1万元。参与电能量及调频市场的独立储能在电能量市场中充电电量共计9.7亿千瓦时、均价305.1厘/千瓦时，放电电量8.6亿千瓦时，均价320.6厘/千瓦时，合计结算电费-2268.0万元。

3 用电侧结算

2025年，用电侧共412家售电公司、8家批发用户参与结算，总结算用电量4586.3亿千瓦时，其中中长期电量占比89.9%，现货偏差电量占比10.1%。（图19）

用电侧总电费1744.1亿元，总结算均价380.3厘/千瓦时。其中中长期合约电费占比90.9%，均价384.6厘/千瓦时；现货偏差电量电费占比7.3%，均价275.8厘/千瓦时；分摊考核补偿电费占比1.8%，全电量均价6.6厘/千瓦时。

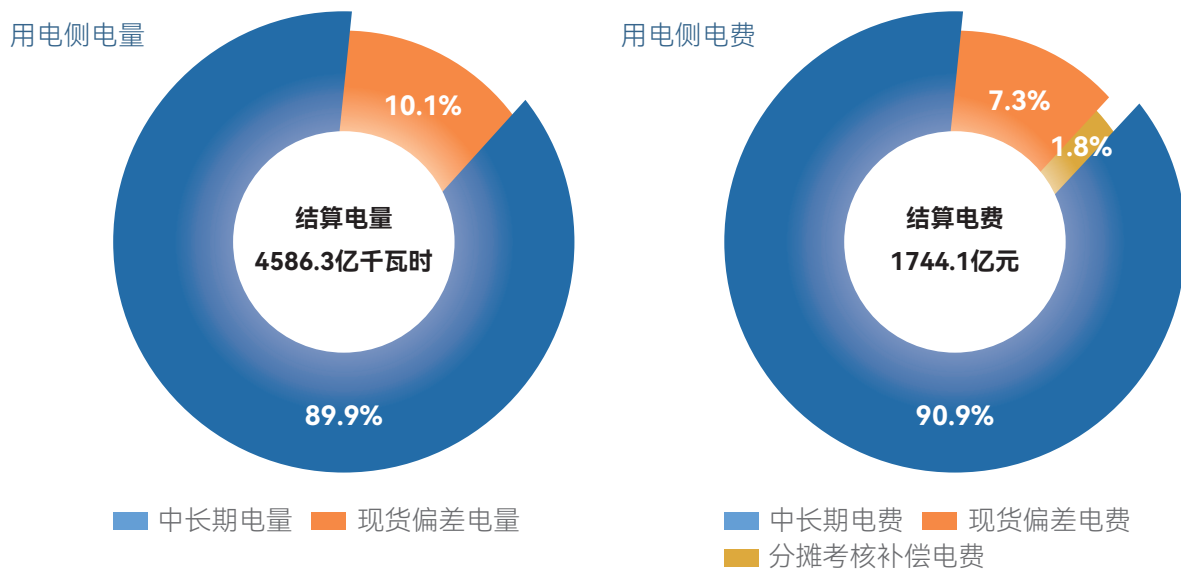


图19. 2025年用电侧结算情况

注：此处结算电量含可再生交易电能量结算电量；分摊考核补偿电费包含运行补偿分摊电费、启动补偿分摊电费、发用不平衡分摊电费、机组中长期偏差考核分摊电费、用电偏差考核电费等。

⁵此处仅为独立储能与抽水蓄能电能量市场结算情况，不含辅助服务市场结算收益。

4 绿电交易结算

2025年，绿电交易（绿色环境价值）结算电量114.9亿千瓦时，其中风电占比24.5%、光伏占比75.5%；结算均价11.1厘/千瓦时。

表3. 2025年绿色环境价值结算情况（单位：亿千瓦时、厘/千瓦时）

新能源类型	结算电量	结算均价
风电企业	28.1	13.5
光伏企业	86.8	10.3
合计	114.9	11.1

(十) 零售市场交易及结算

1 电能量零售交易及结算

2025年，共有412家售电公司、104778家电力用户参与电能量零售交易⁶；零售交易电量4579.8亿千瓦时，占全市场交易电量的99.86%。

零售用户电能量电费结算均价424.8厘/千瓦时（其中含变动成本补偿、峰谷平衡分摊等度电分摊合计24.7厘/千瓦时）。各类售电公司零售交易情况如表4所示。

2025年，共有396家售电公司累计收益盈利，16家亏损，售电公司总体获利，获利面96%，平均度电获利19.6厘/千瓦时。

表4. 2025年零售交易情况（单位：亿千瓦时、厘/千瓦时）

售电公司类型	参与交易家数	零售总电量	零售电量占比	总零售用户数	零售用户数占比	零售用户度电分摊	零售用户度电单价（含分摊）	售电公司度电获利
发电背景	32	2677.3	58.46%	24046	22.95%	24.6	405.1	7.7
电网背景	10	78.7	1.72%	1485	1.42%	25.0	424.8	13.2
独立背景	370	1817.5	39.68%	78085	74.52%	24.8	453.6	37.3
保底售电	-	6.3	0.14%	1162	1.11%	38.1	469.6	-
总计	412	4579.8	100.00%	104778	100.00%	24.7	424.8	19.6

注：（1）零售电量为零售用户实际用电量；（2）用户度电单价、度电分摊中的正数表示支出；售电公司度电获利中正数表示获利，负数表示亏损；（3）零售用户度电分摊包含电能量峰谷平衡分摊、输配电价峰谷平衡分摊、变动成本补偿分摊、保障居民农业损益分摊等分摊；（4）零售用户度电单价不含输配电价、政府性基金及附加和功率因素调整电费；（5）承接保底售电业务的售电公司为3家，其代理保底用户量价费的不重复纳入原售电公司统计。

⁶2025年，2家电力用户先后参与零售市场交易、批发市场交易。

从各地市对比来看，东莞、中山、深圳等地用户平均平段结算电价最高，云浮、阳江、韶关等地用户平均平段结算电价最低，最高和最低之间相差26.0厘/千瓦时（图20）。

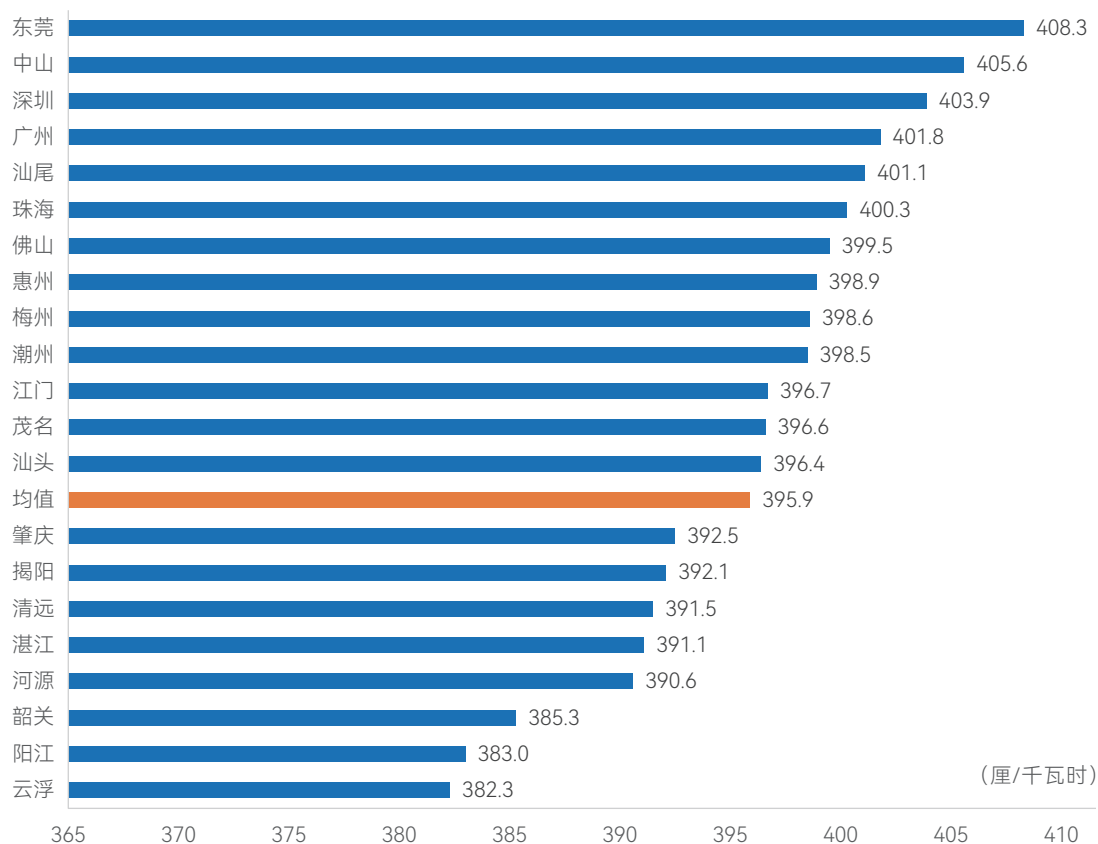


图20. 各地市用户平均合同平段结算电价对比（不含分摊）

2025年，随着一次能源价格持续走低，电力市场价格同步下降。本年售电公司批发结算均价380.3厘/千瓦时，同比降低14.2%；零售用户电能量结算均价400.1厘/千瓦时(不含分摊)，同比降低13.3%。

2 绿电零售交易及结算

2025年，共有125家售电公司、910家电力用户参与绿电零售交易及结算，总结算电量112.1亿千瓦时，绿色环境价值结算均价6.4厘/千瓦时。

(十一) 风险控制

1 履约风险管控

截至2025年底，532家售电公司合计信用额度116.9亿元，其中履约担保覆盖的担保信用额度105亿元，无担保信用额度11.9亿元，合计履约风险0.05亿元。售电公司信用占用度和预警情况如表5所示。

表5. 截至2025年底售电公司信用占用度和预警情况（单位：家）

信用占用度	60%以下	60-80%	80-100%	100%以上
预警情况	状况良好	黄色预警	橙色预警	红色预警
用电侧电费	532	0	0	0

2 零售市场风险管控

2025年，通过书面函件、电子邮件、服务热线及政府转送等方式受理实名争议118宗，主要通过协调双方自行协商、召开协调会等方式对争议事项进行办理，公开披露15宗争议事项，协调解决69宗，其余34宗经核实不属于披露范围。

3 信用评价

2025年，共有201家售电公司参与信用评分评价，其中AAA级46家、AA级78家、A级67家、B级3家、C级5家、D级2家。

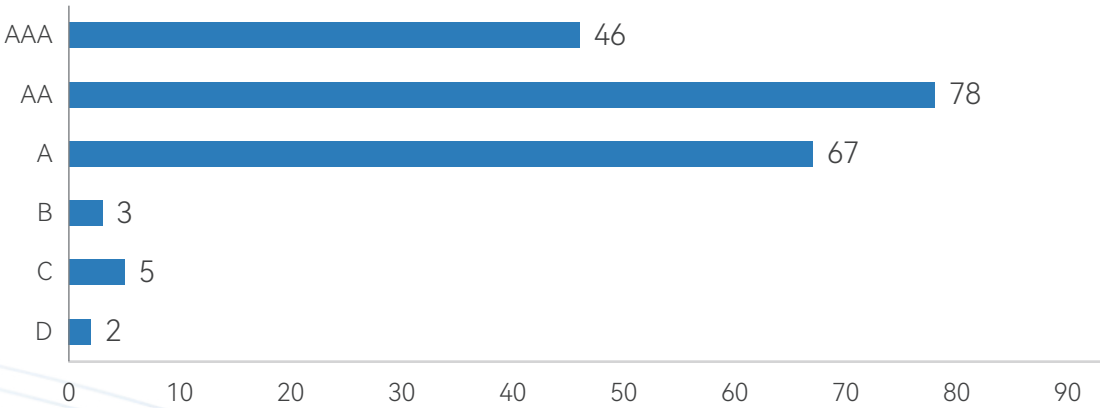


图21. 售电公司信用评价情况

(十二) 2026年年度交易

1 市场规模

落实国家关于有序推动全部工商业用户进入电力市场的要求，广东电力市场2026年安排交易规模约6800亿千瓦时（含电网代购电量），其中年度交易规模4200亿千瓦时。

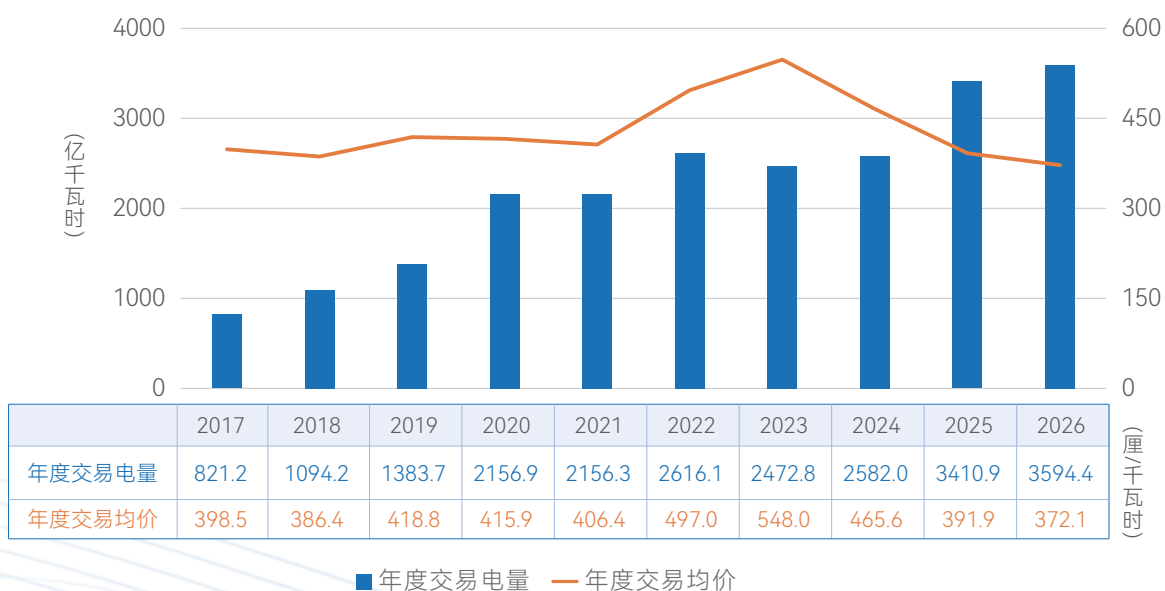
2 年度交易

2025年12月，组织完成2026年年度双边协商交易、年度挂牌交易和年度集中竞争交易，总成交量3594.4亿千瓦时，交易均价372.1厘/千瓦时，发电企业成交220家，售电公司成交448家，批发用户成交1家，独立储能成交1家。

(1) 年度双边协商交易共成交合约2211笔，成交量3589.7亿千瓦时，交易均价为372.1厘/千瓦时，发电企业成交218家，售电公司成交440家，批发用户成交1家，独立储能成交1家。

(2) 年度挂牌交易共成交231笔，成交量4.7亿千瓦时，交易均价为372.8厘/千瓦时，发电企业成交14家，售电公司成交41家。

(3) 年度集中竞争交易共成交51笔，成交量0.03亿千瓦时，交易均价为372.0厘/千瓦时，发电企业成交3家，售电公司成交3家。



■ 年度交易电量 — 年度交易均价

图22. 2017-2026年年度交易成交情况

注：2017-2021年度交易按价差模式开展，为便于比较，转换为绝对价格展示。

3 绿电年度交易

2026年绿电年度双边协商交易总成交量47.8亿千瓦时（其中双方约定电能量价格的成交量为33.8亿千瓦时），电能量成交均价372.2厘/千瓦时，绿色环境价值成交均价4.9厘/千瓦时，其中发电侧成交71家，用电侧成交39家。

4 市场机组代理购电交易

2026年代购市场年度挂牌交易总成交量315.4亿千瓦时，282台燃煤、燃气机组全部成交。

5 零售市场交易

2026年度零售合同累计成交量约4649亿千瓦时（按用户近一年用电量估算，下同），共486家售电公司、110300家市场用户参与。其中，竞价配置套餐电量4623.9亿千瓦时，占比99.5%，“固定价格”部分电量、“市场联动价格”部分电量分别为4098.7亿千瓦时和525.2亿千瓦时，比例为88.6%:11.4%，固定价格平段均价376.8厘/千瓦时；标准平价套餐电量24.7亿千瓦时，占比0.5%。

02

2025年工作情况

02

2025年工作情况

2025年，在政府主管部门、能源监管机构坚强领导，以及电网企业、各类经营主体大力支持下，广东电力交易中心扎实推进电力市场化改革，健全完善市场规则体系，高效规范开展交易组织，全力提升市场服务水平，科学谋划年度交易安排，坚决守住安全风险底线，圆满完成年度各项任务目标。

（一）优化交易机制、提升市场运行质效

一是顺利推动省内新能源全面参与市场。完善新能源交易模式，建立可持续发展价格结算机制，更好支撑新能源高质量发展。

二是实现年度交易常态化开市落地。推动批发及零售年度交易从年底集中开市调整为年中启动、常态化开展，为经营主体提供更多交易窗口，增加价格风险管理手段。

三是系统提出燃气机组参与市场优化方案。通过提高气机容量电价、完善气电价格传导机制，推动固定成本回收与度电成本补偿分离，实现能量与容量价值合理回归。

四是推动虚拟电厂参与市场交易。以市场化方式引导分散资源主动参与系统调节，进一步发挥市场优化资源配置作用，提高系统安全可靠运行水平。

（二）深化衔接融入，支撑统一市场建设

一是主动承担区域市场机制研究任务，加强跨省不平衡资金、省间利益调整机制等重点问题研究，配合推进日前市场出清和可靠性机组组合分离试点，推动形成发用共同竞争的现货市场格局。

二是支撑区域市场转入连续结算试运行，完善区域市场省内衔接机制，将跨省现货偏差纳入省内市场电量平衡，有效缓解“负代购”矛盾。

三是配合开展全国首次多通道、大范围跨经营区“点对点”绿电交易，消纳甘肃、青海、内蒙古等地区绿电0.3亿千瓦时，助力全国统一电力市场建设。

(三) 细化服务保障，助力主体稳健运营

一是推动零售平台小程序与公众号一体化联动，实现通知推送、合同管理、结算账单精准高效触达，持续提升零售市场服务便捷度与用户体验。

二是面向全市场经营主体开展系统使用调研，在功能流程、数据展示、系统性能与交互等方面完成40余项优化上线，持续提升市场服务质量。

三是深化售电公司管理，首次采用线上视频核验，动态监测处置不符合条件的企业，防范挂靠与造假等违规风险。

四是推动话务服务规范化专业化，全年提供话务服务8.9万宗，工单办理及时率99%，咨询服务满意率较上年提升4个百分点。

(四) 强化风险管控，筑牢市场安全防线

一是国内首批推动电力市场数字化监管业务落地，建立数字化监管指标体系，建成以“数据驱动、智能监管、服务市场”为核心的“1+5+N”数字化监管平台，显著提升电力市场监管效能。

二是依法规范电力市场秩序，印发争议投诉举报管理细则，建立线上争议举报投诉办理平台，高效协调化解经营主体各类争议纠纷。

三是稳步推进履约担保电子化，完成4家银行和3家保险公司系统对接，实现履约担保“零接触、无纸化”办理。

03

2026年工作安排

03

2026年工作安排

今年以来，国家相继印发《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）、《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号）等文件，为电力市场化改革向纵深推进提供了重要遵循。在政府部门统一部署和有力指导下，广东电力交易中心将坚持守正创新、提质增效的工作导向，聚力机制创新，促进绿色转型，优化服务质效，深化数智赋能，主动融入全国统一电力市场体系，为推进“十五五”期间广东电力市场高质量发展起好步、开好头奠定坚实基础。

（一）锚定一流标准，构建更加完善的市场交易机制

一是研究建立发电侧可靠容量补偿机制，配套完善市场交易和价格机制，适时调整中长期市场交易价格下限。

二是完善年度交易常态化开展相关机制，设计零售市场分时价格套餐，推动取消人为规定的分时电价与时段，促进批发-零售价格的有效传导。

三是配合做好日前市场出清与可靠性机组组合分离结算运行，省内同步转入市场与计划不解耦模式，推动用户侧“报量报价”参与现货交易落地，实现负荷类虚拟电厂入市。

四是研究建立可持续发展价格结算机制绿电分配机制，更好满足企业绿色消费需求。

（二）加快全面融入，助力区域和全国统一市场推进

一是全力支撑区域现货市场转入正式运行，积极配合开展南方区域跨省跨区“点对点”交易。

二是贯彻落实国家建设全国统一电力市场的战略部署，研究建立跨经营区交易与广东市场的衔接机制，推动实现跨经营区交易常态化开展。

(三) 坚持数智赋能，打造智能高效市场服务体系

一是全面推进智能化升级，研发智能问答工具，推行向导式在线办理，提升服务效率。

二是夯实注册业务基础，优化“线上审核+线下核验”流程，理顺发电、储能等主体注册流程。

三是规范零售市场运营，强化市场监测，构建风险防控体系，推动纠纷调解标准化。

四是信息披露平台功能升级，以数据改造为核心，运用监测、提醒等手段提升披露质量，优化界面展示。

(四) 抓实数字监管，切实保障市场平稳有序运行

一是扎实推进数字化监管与市场风险管控的联合应用，持续优化监测指标和预警模型，实现对各类异常和风险的早发现、早预警、早处置。

二是持续强化市场秩序管控，推动制定经营主体自律管理制度，优化争议投诉举报线上处理机制，有效维护良好市场秩序。

附录1：2025年电力市场政策文件

序号	发文名称	发文号	主要内容
1	国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知	发改价格〔2025〕136号	旨在推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格；对存量 and 增量项目进行分类管理；建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。
2	广东省发展改革委 广东省能源局关于印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的实施方案》的通知	粤发改价格〔2025〕263号	落实国家新能源电价改革要求，制定广东实施方案，促进新能源高质量发展。
3	关于发布《广东新能源增量项目可持续发展价格结算机制竞价规则》《广东省新能源发电项目可持续发展价格结算机制差价结算规则》两个规则的通知	广东交易〔2025〕260号	明确广东新能源增量项目的竞价规则和差价结算规则，旨在通过市场化竞价方式确定增量项目的机制电价与电量，以支持新能源可持续发展。
4	关于发布《广东新能源参与电力市场交易补充细则》的通知	广东交易〔2025〕316号	明确了新能源参与广东电力市场的三种方式，规定了其参与中长期、现货及绿电交易的具体规则，以平稳推进新能源电量全面入市。
5	国家发展改革委 国家能源局关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知	发改能源〔2025〕650号	定义绿电直连模式，并部署相关工作，旨在探索创新新能源生产和消费融合发展模式，促进新能源就近就地消纳，更好满足企业绿色用能需求。
6	国家发展改革委 国家能源局关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知	发改价格〔2025〕1192号	健全新能源就近消纳价格机制，鼓励分布式能源发展，提升本地消纳能力。
7	国家发展改革委 国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见	发改能源〔2025〕1360号	提出促进新能源消纳和调控的指导意见，提升新能源消纳水平，优化新能源调控管理。
8	国家发展改革委 国家能源局关于优化集中式新能源发电企业市场报价的通知（试行）	发改能源〔2025〕1476号	规范集中式新能源报价行为，完善报价约束机制，促进新能源有序参与电力市场交易。
9	国家能源局关于印发《可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）》的通知	国能发资质规〔2025〕107号	规范绿证全生命周期管理，涵盖职责分工、核发、划转、核销等，促进绿证市场高质量发展。
10	国家发展改革委等部门关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见	发改能源〔2025〕262号	提出2027年、2030年绿证市场建设目标基础上，从市场供给、消费需求、交易机制、应用场景、绿证走出去等方面提出可操作可落地的具体措施。
11	国家能源局综合司关于印发《浙江、河南、广东省分布式可再生能源发电项目绿证核发工作方案》的通知	国能综通资质〔2025〕106号	在浙江、河南、广东省探索开展分布式可再生发电项目绿证核发全覆盖工作。
12	国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力中长期市场基本规则》的通知	发改能源规〔2025〕1656号	进一步完善电力中长期交易机制，新增新型经营主体入市条款，纳入新型主体参与、跨经营区常态化交易、绿电交易等内容，细化风险防控，优化规则体系衔接等。
13	国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力辅助服务市场基本规则》的通知	发改能源规〔2025〕411号	旨在贯彻落实加快建设全国统一电力市场要求，指导全国电力辅助服务市场建设，优化各类电力辅助服务市场价格形成机制，健全电力辅助服务费用传导机制，构建统一规范的电力辅助服务市场体系。

序号	发文名称	发文号	主要内容
14	国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力市场计量结算基本规则》的通知	发改能源规〔2025〕976号	统一电力市场计量结算标准，明确计量点设置与数据管理要求，保障市场公平公正结算。
15	国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于建立全国统一电力市场评价制度的通知	发改办体改〔2025〕1032号	建立统一电力市场评价指标体系，定期开展市场绩效评估，推动市场机制持续优化。
16	国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力现货连续运行地区市场建设指引》的通知	发改能源〔2025〕1171号	指导电力现货连续运行地区完善市场机制，优化交易流程，提升市场运行效率。
17	国家能源局南方监管局 广东省能源局关于印发《广东电力市场运行规则》的通知	南方监能市场〔2025〕13号	旨在规范广东电力现货市场的运营管理，维护市场秩序，制定市场基本规则，明确市场各项基本制度。
18	关于发布广东电力市场配套实施细则（2025年修订）的通知	广东交易〔2025〕69号	在2024年规则文件基础上，对现货交易、中长期交易、结算、信息披露、市场注册五项配套细则进行了修订。
19	关于印发实施《广东电力市场交易信用评价评分细则（2025年版）》的通知	广东交易〔2025〕89号	旨在进一步完善售电公司信用评价体系，推进市场主体信用分级分类管理。
20	《关于完善广东电力市场燃气机组市场关键机制的通知》	广东交易〔2025〕191号	完善广东燃气机组市场关键机制，包括取消气机变动成本补偿机制、完善天然气价格传导机制、优化气电参与现货市场出清机制等。
21	广东省能源局 国家能源局南方监管局关于印发《广东电力市场常态化开展年度交易实施方案》的通知	粤能电力〔2025〕39号	推动广东电力市场年度交易从“阶段性”向“常态化”转型，通过分阶段组织批发与零售交易、强化履约风险管控，实现市场平稳运行。
22	国家发展改革委 国家能源局关于跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函	发改体改〔2025〕915号	明确跨电网经营区常态化电力交易机制方案，助力跨区域电力交易常态化，优化电力资源跨区配置。
23	国家发展改革委关于印发输配电定价成本监审办法、省级电网输配电价定价办法、区域电网输配电价定价办法和跨省跨区专项工程输电价格定价办法的通知	发改价格规〔2025〕1490号	完善输配电价定价规则，规范成本监审，健全电网企业价格监管机制。
24	关于印发《南方区域电力市场运行规则（试行，2025年V1.0版）》的通知	南方监能市场〔2025〕65号	旨在规范南方区域电力市场运营管理，维护市场秩序，促进跨省电力资源优化配置，制定市场基本规则，明确市场各项基本制度。
25	关于印发南方区域电力现货市场连续结算试运行实施方案的通知	南方电网总调〔2025〕16号	明确南方区域电力现货市场连续结算试运行的总体要求、运行边界与实施安排、市场组织实施、市场风险管理、服务与保障等。
26	关于印发《南方区域电力市场中长期电能量交易实施细则》等5项实施细则的通知	广州交易〔2025〕119号	旨在进一步规范南方区域电力市场交易，做好南方区域电力市场连续结算试运行工作，发布现货交易、中长期交易、结算、信息披露、市场注册五项配套实施细则。

序号	发文名称	发文号	主要内容
27	关于印发《南方区域新能源参与电力市场交易实施方案（试行）》的通知	南方监能市场〔2025〕146号	规范南方区域新能源电力市场交易行为，明确交易机制与实施要求，推动新能源市场化消纳。
28	关于印发《广东、广西、海南发电机组参与电力市场交易业务衔接暂行规定》的通知	南方监能市场〔2025〕145号	制定相关省份新机组参与电力交易的实施方式，规范新机组市场参与。
29	国家发展改革委 国家能源局关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见	发改能源〔2025〕357号	旨在加快推进虚拟电厂发展，就规范虚拟电厂的定义和定位、推动虚拟电厂因地制宜发展、提升虚拟电厂建设运行管理水平、完善虚拟电厂参与电力市场等方面提出具体工作安排。
30	关于发布广东虚拟电厂参与电力市场相关细则的通知	广东交易〔2025〕152号	细化明确虚拟电厂参与市场机制，推动虚拟电厂参与中长期+现货交易。
31	关于发布《广东省市场化需求响应实施细则》的通知	广东交易〔2025〕356号	建立以市场为主的需求响应补偿机制，引入有资源聚合管理能力的虚拟电厂，拓宽电力需求响应实施范围，挖掘各类需求侧资源并组织其参与需求响应，明确了参与方式、交易品种与结算规则
32	国家发展改革委 国家能源局关于做好2026年电力中长期合同签约履约工作的通知	发改运行〔2025〕1502号	部署2026年电力中长期合同签约履约工作，推动合同规范签履，保障电力市场稳定。
33	关于加强辖区中长期批发交易合同签约履约监管的通知	南方监能市场〔2025〕142号	加强辖区电力中长期批发交易合同签履监管，保障合同规范执行。
34	广东省能源局关于做好2026年电力市场年度交易工作的通知	粤能电力函〔2025〕349号	明确2025年年度交易规模及电量上限、年度交易组织及要求、核电年度绿电交易、电网代购电量等相关安排及交易要求。
35	关于广东电力市场2026年交易关键机制和参数的通知	广东交易〔2025〕271号	明确2026年广东电力市场交易相关核心机制与参数，包括准入、价格机制、零售交易模式等。
36	关于发布《广东电力零售市场交易结算有关事项(暂行)》的通知	广东交易〔2025〕329号	旨在通过完善信息披露、加强合同监测及建立批零价差传导机制，以规范零售市场秩序。
37	广东省发展改革委 广东省能源局 国家能源局南方监管局关于调整我省煤电气电容量电价的通知	粤发改价格〔2025〕1254号	适应新型电力系统建设，提高煤电、气电机组容量电价。

附录2：2025年广东电力市场大事记

2025年1月

1月22日，广东发布《2025年重大输变电设备停电对电力市场运行影响的通知》，是全国电力交易机构首次针对重大输变电设备停电对市场运行影响、面向市场经营主体发布的专项通知。

2025年1月

1月23日（农历小年）、1月28-31日（农历除夕至大年初三）期间，广东连续于午间开展全国规模最大的车网互动灵活响应活动，共组织全省421个运营商，共5312个商业运营充电站、3.3万个充电桩参与，参照谷期用电价格的80%，对新能源汽车车主给予响应补偿，最低价格可全免充电费，只收取服务费。期间，广东省全省共引导25万辆新能源车参与，增加最大充电负荷21万千瓦、累计响应电量322万千瓦时。

2025年4月-12月

广东分三批次推进全省199家110千伏新能源单元参与现货市场，合计装机1624万千瓦，实现110千伏及以上新能源项目全部直接报量报价参与现货交易。

2025年6月

6月13日至30日，来自甘肃、青海、内蒙古等地的风光新能源通过坤渝直流、长南线、江城直流等输电通道直送广东，实现了全国首次多通道、大范围跨经营区绿电交易，为粤港澳大湾区数据中心、外贸企业等提供绿电保障。

2025年6月

6月27日，广东发布《广东虚拟电厂参与电能量交易实施细则（试行）》《广东虚拟电厂运营管理实施细则（试行）》；截至2025年12月，47家企业完成系统接入、通过注册公示、纳入虚拟电厂运营商名单，2家虚拟电厂运营商（3个发电类虚拟电厂交易单元）参与现货交易及结算。

2025年6月

6月28日，南方区域电力现货市场启动连续结算试运行，是我国首个打破省级行政区划限制实现多省区电力资源统一优化配置的电力现货市场，标志着全国统一电力市场建设迈出关键一步，取得重大标志性成果。

2025年7月

7月24日，广东发布《关于调整我省煤电气电容量电价的通知》，提高广东煤电、气电机组容量电价水平，其中燃气机组容量电价自2025年8月起调整，燃煤机组容量电价自2026年1月起调整，助力我省煤电、气电机组逐渐向基础保障性和系统调节性电源并重转型。

2025年9月

9月1日，广东发布《广东电力市场建设蓝皮书》，全景展示了广东电力市场“奠基开局、开拓创新、快速发展”三个阶段发展历程，系统总结了市场架构体系、交易机制、业务运营、服务生态、信息平台、监督管理等方面六大建设成效，并镜鉴国内外成熟电力市场展望了未来三大发展方向。

2025年10月

10月20日，广东发布《电力市场常态化开展年度交易实施方案》，将批发及零售年度交易从年底集中开市调整为年中启动、常态化持续开展，增加价格风险管理手段，稳定主体预期。同月广东2026年度批发和零售交易开市，为历年最早、全国最早。

2025年10月

10月20日，广东发布2025年新能源项目机制电价竞价通知，同月完成竞价交易，竞价结果为：分布式光伏项目机制电量规模为44.3亿千瓦时，机制电价为0.36元/千瓦时。

2025年11月

11月1日，推动全省约8000万千瓦新能源发电全面进入电力市场。