



2024 | 广东电力市场 半年报告

广东电力交易中心

前言

PREFACE



2024年上半年，在省能源局和南方能源监管局的坚强领导、电网公司的大力支持以及经营主体的积极参与下，广东电力交易中心坚持稳中求进、以进促稳、先立后破，完整准确全面贯彻新发展理念，紧扣新型电力系统和新型能源体系建设，着力提高核心竞争力、增强核心功能，以广东电力现货市场正式运行为新起点，做好保供应、优服务、强合规、防风险各项工作。上半年，高标准推动交易机制完善，市场建设运营取得积极进展：发布《广东电力市场配套实施细则（2024年修订）》，交易规则体系不断健全；推动220kV及以上电压等级的新能源、年用电量500万千瓦时及以上的用户入市，市场发用电规模持续扩大；创新提出天然气采购综合价计算模型，按月动态调整气机变动成本补偿标准，实现气电一次能源价格传导机制顺利落地；印发《广东省抽水蓄能参与电力市场交易实施方案》，研究虚拟电厂参与交易机制，为各类新型主体入市奠定良好基础；南方区域电力市场开展三次共计13天结算试运行，顺利完成上半年结算试运行任务。1-6月，广东电力市场累计交易电量2832.1亿千瓦时(含市场直接交易1815.5亿千瓦时、电网代购1016.6亿千瓦时)，市场运行整体平稳有序、秩序良好。

本报告以广东电力市场运行情况为主线，总结了2024年上半年市场运行情况、重点开展工作以及下半年主要计划安排等内容，数据来源于广东电网公司、广东电力交易中心等单位。报告相关内容及数据仅供市场分析与参考之用。

目 录

CONTENTS



一、市场运行情况

(一) 电力供需情况	01
(二) 经营主体	02
(三) 市场结构	05
(四) 中长期市场交易	06
(五) 现货市场交易	10
(六) 可再生绿电交易	12
(七) 独立储能参与交易	12
(八) 需求响应交易	12
(九) 市场机组代购电交易	12
(十) 市场结算	13
(十一) 零售市场交易	17
(十二) 风险控制	18

二、上半年工作情况 19

三、下半年工作安排 22

附录1:2024年上半年电力市场政策文件 24

附录2:2024年上半年广东电力市场大事记 25



一、市场运行情况

2024年上半年，广东电力市场直接交易电量达1815.5亿千瓦时¹，约9成市场电量由中长期交易覆盖并锁定，有效发挥中长期“压舱石”作用；现货市场日前价格在0.068-0.525元/千瓦时之间波动，及时灵敏反映了能源成本高低和电力供应松紧程度。半年来，市场平稳有序运行，有效发挥了优化资源配置、保障电力供应、促进新能源消纳等积极作用。



（一）电力供需情况

截至2024年6月底，广东电网统调装机容量2.054亿千瓦，同比增长15.2%，其中中调装机容量1.529亿千瓦，地调装机容量0.525亿千瓦（表1）。

表1. 截至2024年6月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	20542.3	15.3%	100.0%
其中:燃煤	7217.9	3.4%	35.1%
燃气	4334.5	21.2%	21.1%
生物质	455.8	7.1%	2.2%
水电	936.9	0.2%	4.6%
核电	1613.6	0.0%	7.9%
蓄能(含储能)	1004.0	9.7%	4.9%
风电	1659.6	21.5%	8.1%
光伏	3192.9	67.8%	15.5%
其他	127.1	16.3%	0.6%

数据来源:广东电网公司

¹统计值包含年度交易分解至1-6月电量1205.5亿千瓦时、月度交易电量419.7亿千瓦时、周及多日交易净合约交易电量-57.1亿千瓦时（可买入卖出）、现货偏差电量245.6亿千瓦时、可再生绿电电量1.84亿千瓦时。

2024 年上半年，广东省全社会用电量 4134.2 亿千瓦时，同比增长 8.1%；广东省最高统调负荷 1.39 亿千瓦，同比增长 1.1%。

（二）经营主体

截至 2024 年 6 月底，共有 86248 家经营主体进入市场目录（表 2），同比增长 8.72%，上半年新增 6920 家经营主体。

表 2. 2024 年上半年各类经营主体数量和交易情况（单位：家）

市场主体	2024年上半年新增数量	截至2024年6月底累计数量	2024年上半年参与交易数量
售电公司	27	267	208
其中:发电背景	1	32	30
电网背景	1	8	4
独立售电	25	227	174
未注册	0	0	0
已退市	73	372	-
发电企业	59	343	214
其中:已退市	0	9	-
电力用户	6830	85633	52687
其中:大客户	0	780	655
一般用户	6830	84853	52032
独立储能	4	5	5
合计	6920	86248	53114

注：参与交易主体数量包含参与绿电交易的主体数量。

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 66.7%（图 1）。省外工商注册的售电公司 26 家。

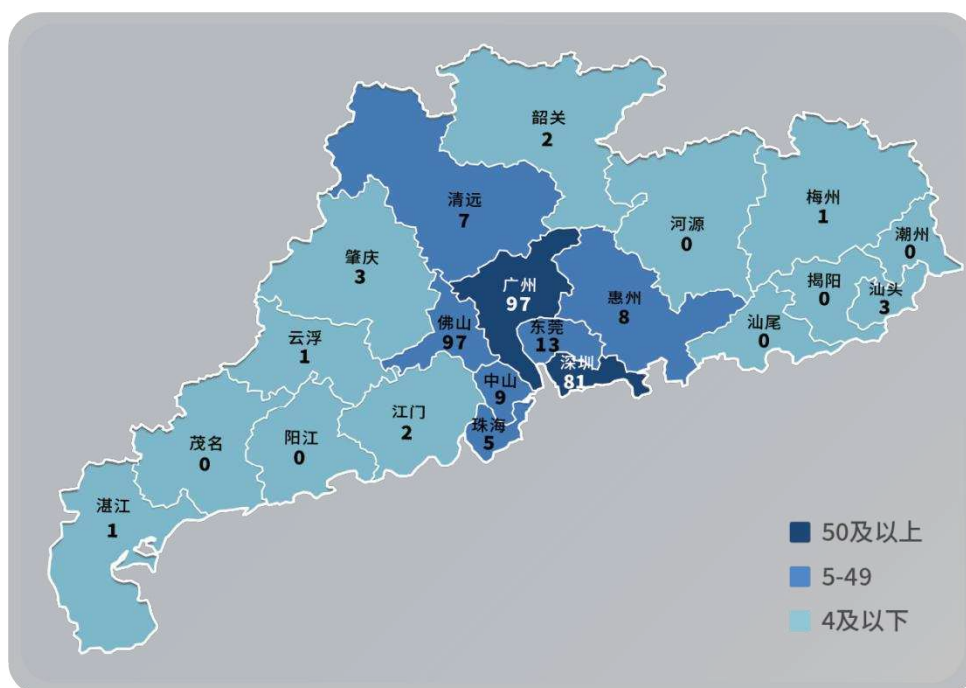


图 1. 2024 年上半年售电公司地市分布情况（单位：家）

广东省内发电企业的地市分布如图 2 所示，省外工商注册的发电企业 2 家。

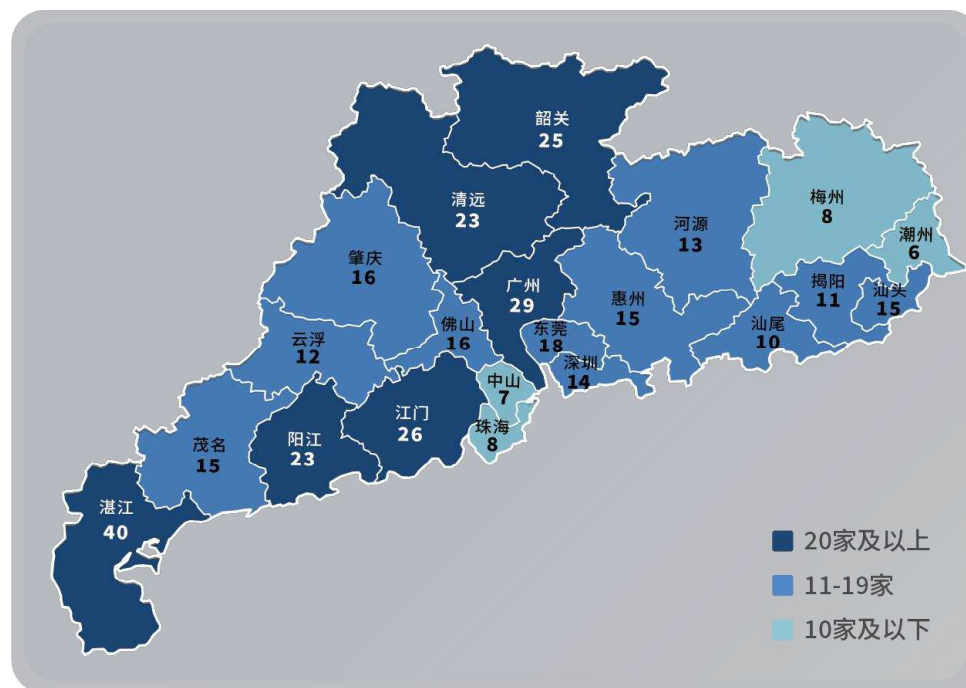


图 2. 2024 年上半年广东省内市场发电企业地市分布情况（单位：家）

广东省内电力用户的地市分布如图 3 所示，省外工商注册的电力用户或个人用户 1686 家。

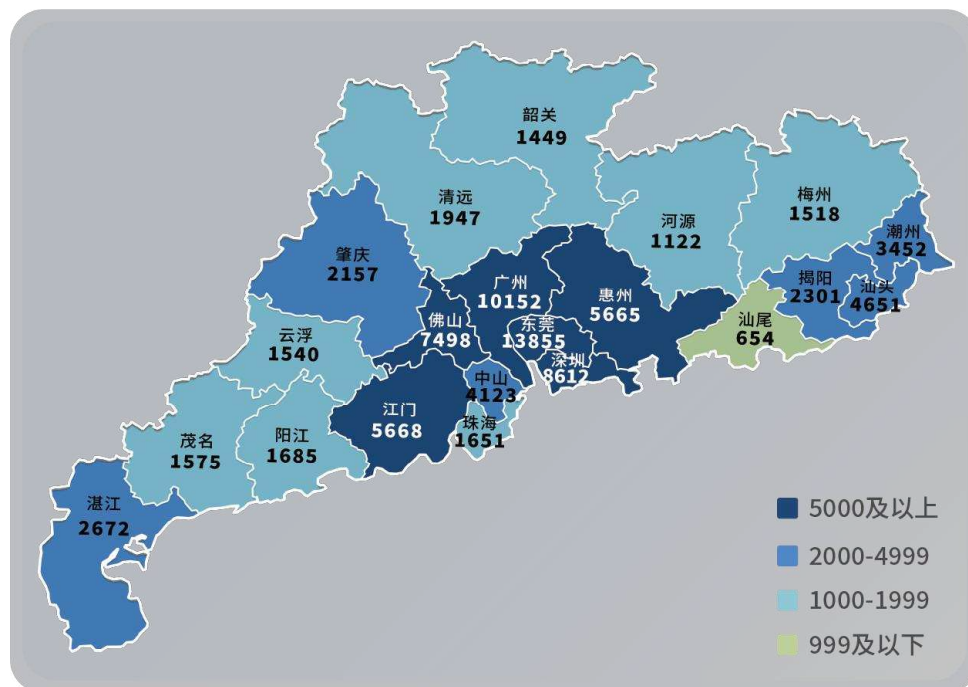


图 3. 2024 年上半年广东省内电力市场用户地市分布情况（单位：家）

广东省内独立储能企业的地市分布如图 4 所示。

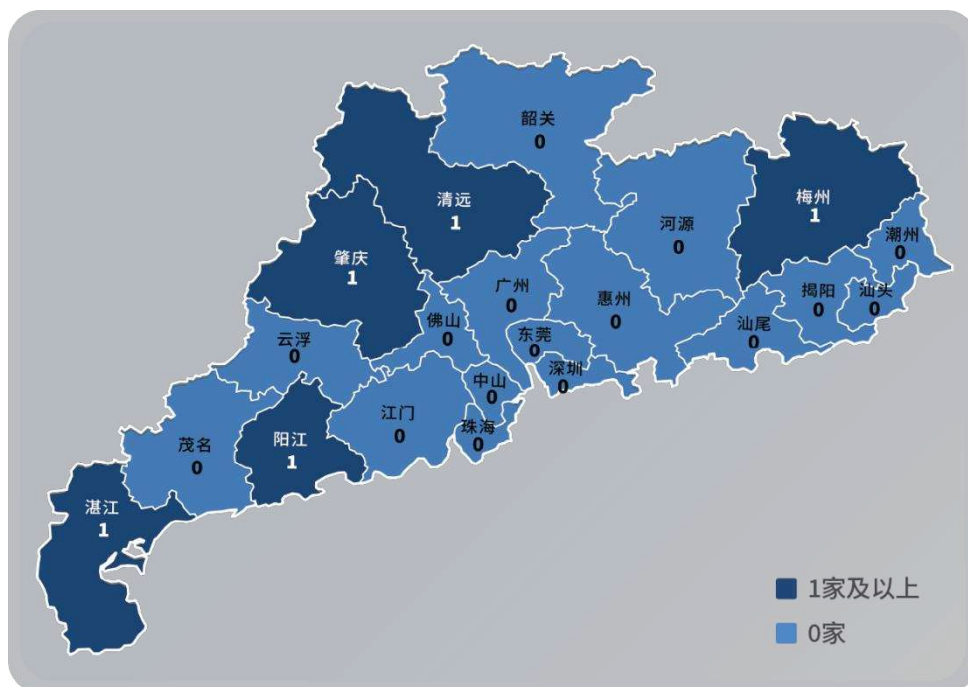


图 4. 2024 年上半年广东省内独立储能企业地市分布情况（单位：家）

（三）市场结构

1-6 月，发电侧市场集中度指数（HHI）处于 1151-1394 之间，平均值 1255，总体上属于“低集中寡占型”市场结构；用电侧市场集中度指数（HHI）处于 410-435 之间，平均值 419，属于“竞争型”市场结构（图 5）。

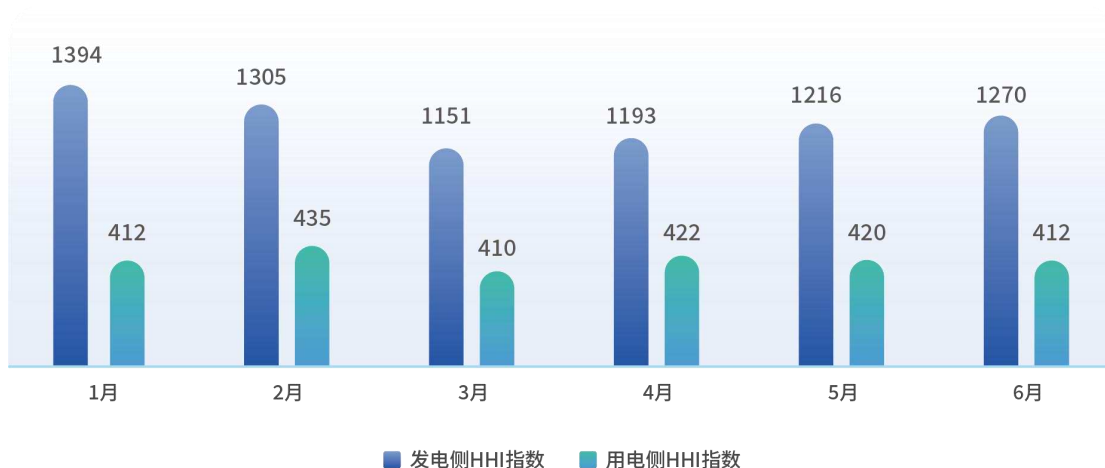


图 5. 2024 年上半年广东市场 HHI 指数

注：根据美国能源署 HHI 评价标准，HHI 指数小于 1000 为市场处于充分竞争状态，处于 1000-1800 区间为适度集中状态，高于 1800 则为高度集中状态。

1-6 月，根据发电集团、售电主体（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 6 所示。2024 年 1-6 月发电侧 Top1 和 Top4 指数平均值分别为 28%和 56%，用电侧 Top1 和 Top4 指数平均值分别为 16%和 29%。

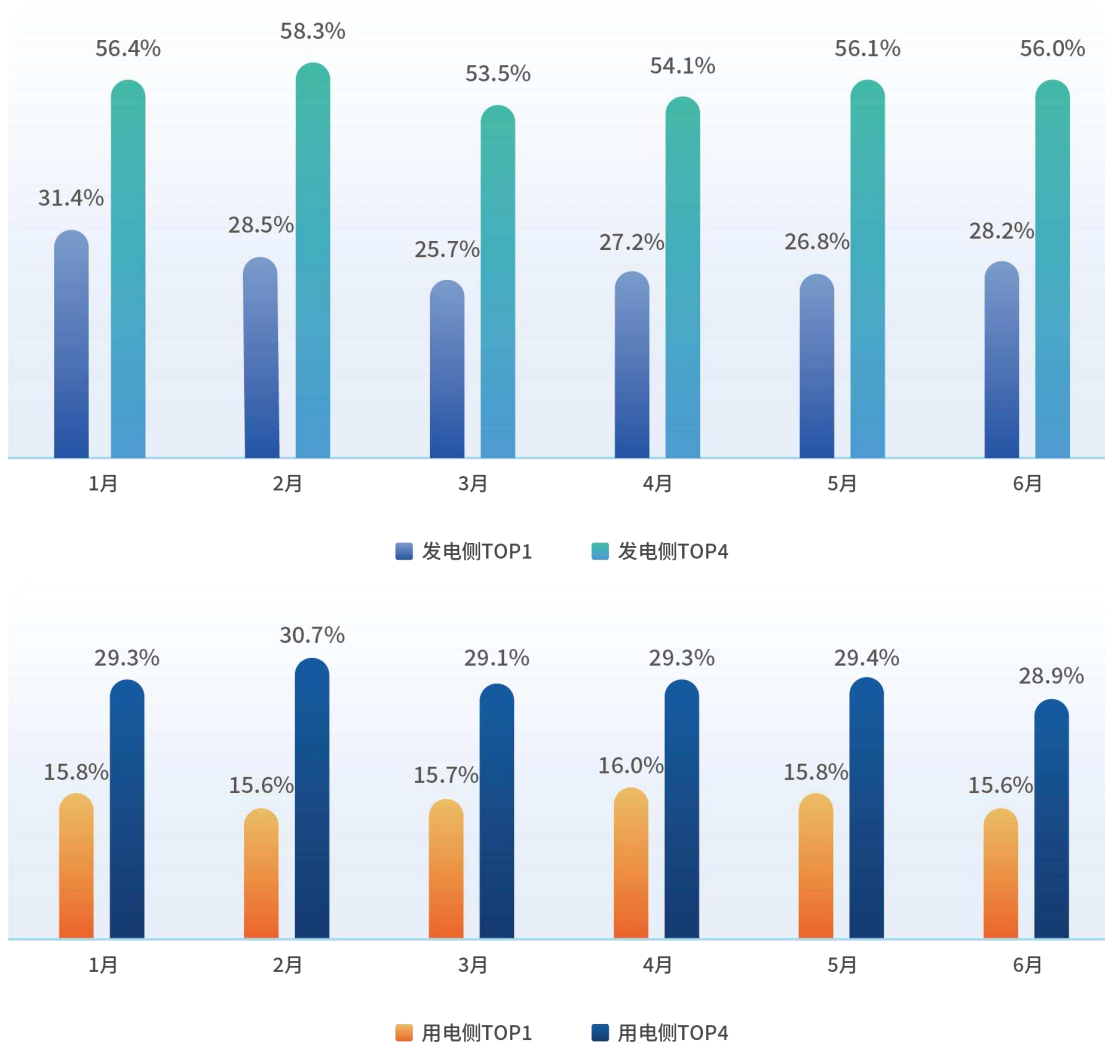


图 6. 2024 年上半年广东发电侧、用电侧 Top-m 指数

(四) 中长期市场交易

1-6 月,广东电力中长期市场一级市场总成交电量 1568.1 亿千瓦时,成交均价 453.8 厘/千瓦时。其中,年度交易电量 1205.5 亿千瓦时,月度交易电量 419.7 亿千瓦时,周及多日交易净合约电量-57.1 亿千瓦时。分电源类型来看,煤机交易电量 1142.5 亿千瓦时,气机交易电量 333.3 亿千瓦时,核电交易电量 92.3 亿千瓦时。

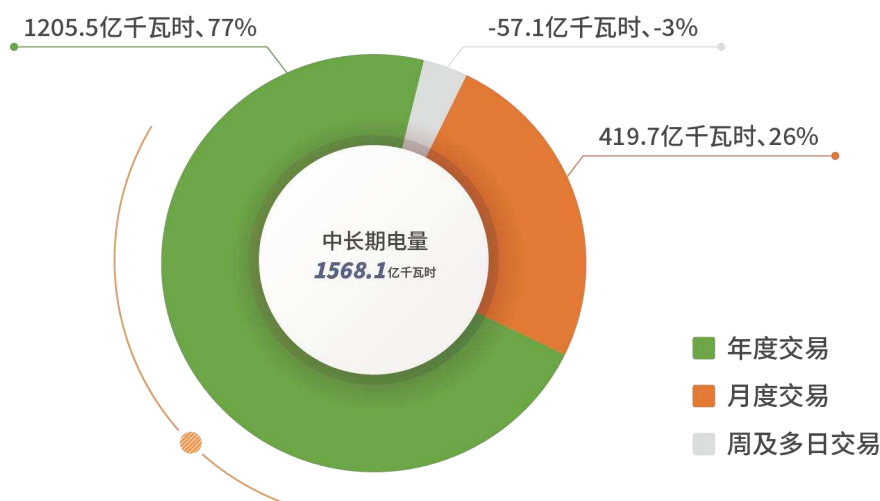


图 7. 2024 年上半年电力中长期交易成交电量（单位：亿千瓦时）

1-6 月，广东电力中长期市场二级市场成交电量 52.8 亿千瓦时，成交均价 524.3 厘/千瓦时。

1. 年度交易

2024 年年度交易共成交 2640.9 亿千瓦时（含年内新增年度交易），成交均价 463.2 厘/千瓦时（图 8）。其中，年度双边协商交易成交电量 2409.1 亿千瓦时，成交均价 462.9 厘/千瓦时；年度挂牌交易成交电量 137.1 亿千瓦时，成交均价 463.3 厘/千瓦时；年度集中竞争交易成交电量 13.7 亿千瓦时，成交均价 485.6 厘/千瓦时；年内新增年度交易 80.9 亿千瓦时，成交均价 453.0 厘/千瓦时。



图 8. 2024 年年度交易分月情况

注：1、年内新增年度交易指多月双边协商交易中除次月标的以外的电量。2、年度交易价格考虑月前自主协商价格调整。

2. 月度交易

1-6 月，月度交易累计成交电量 426.4 亿千瓦时²，成交均价 437.6 厘/千瓦时（图 9）。其中，煤机成交 309.2 亿千瓦时，成交均价 437.2 厘/千瓦时；气机成交 105.2 亿千瓦时，成交均价 440.3 厘/千瓦时；核电成交 5.21 亿千瓦时，成交均价 449.7 厘/千瓦时。

月度交易中，月度双边协商交易共组织 6 次，累计成交电量 361.1 亿千瓦时，成交均价 439.3 厘/千瓦时；月度集中竞争交易（市场用户负荷曲线）共组织 6 次，累计成交电量 48.8 亿千瓦时，成交均价 429.8 厘/千瓦时；月度分时集中竞争交易共组织 6 次，累计成交电量 16.5 亿千瓦时，成交均价 440.0 厘/千瓦时。

² 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煤机、气机以及核电成交电量之和。

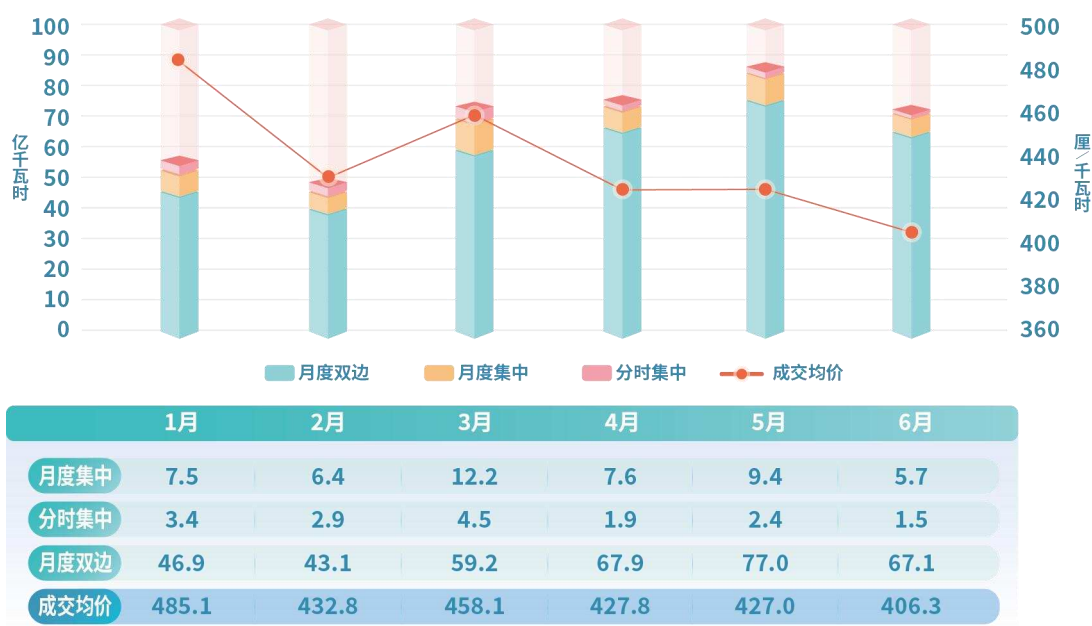


图 9. 2024 年 1-6 月月度交易情况

3. 市场合同转让交易

1-6 月，共组织月度发电侧市场合同转让交易 6 次，累计成交电量 38.1 亿千瓦时，成交均价 465.2 厘/千瓦时。其中，煤机受让电量 23.4 亿千瓦时，成交均价 431.2 厘/千瓦时；气机受让电量 14.7 亿千瓦时，成交均价 519.0 厘/千瓦时。

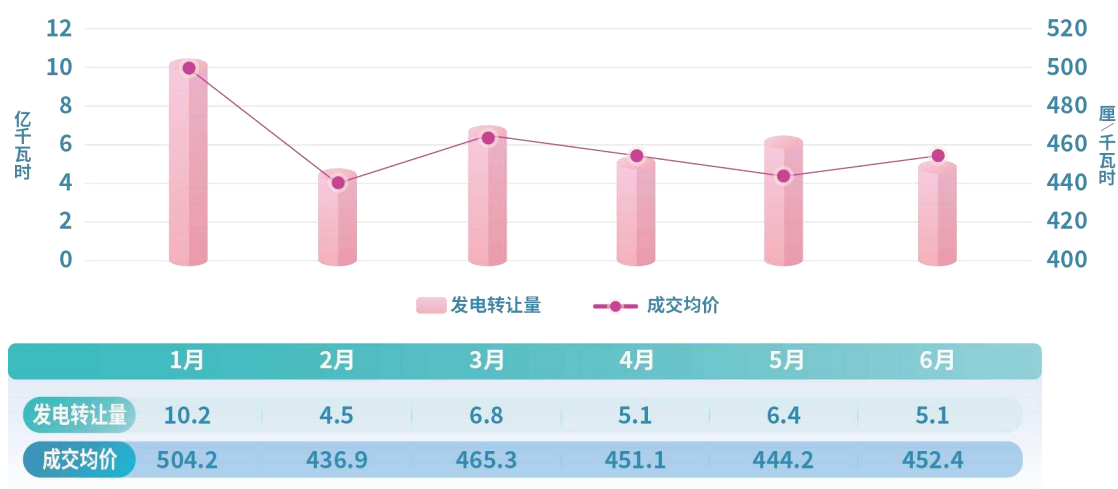


图 10. 2024 年 1-6 月发电侧市场合同转让交易情况

4. 周及多日交易

1-6 月，共开展多日分时集中竞争交易 65 次，净合约成交电量-0.01 亿千瓦时，均价 390.4 厘/千瓦时；累计合约成交电量 0.14 亿千瓦时，均价 325.2 厘/千瓦时。

1-6 月，共开展周双边协商交易 66 次，净合约成交电量-57.09 亿千瓦时，均价 531.6 厘/千瓦时；累计合约成交电量 82.38 亿千瓦时，均价 495.2 厘/千瓦时。



图 11. 2024 年 1-6 月周及多日交易情况

注：1.成交均价=净合约电费÷净合约电量。2.周、多日交易电量值相对较小，保留 3 位小数。

（五）现货市场交易

1-6 月，现货偏差电量 245.6 亿千瓦时，占全市场购电用户总用电量的 13.5%。

1. 市场申报

1-6 月，共有 298 台机组、210 家售电公司、4 家大用户和 5 家独立储能企业参与日前申报，平均报价 359 厘/千瓦时。

其中，煤机平均报价 424 厘/千瓦时，气机平均报价 604 厘/千瓦时，新能源平均报价 15 厘/千瓦时。

2. 市场出清

1-6 月，发电侧日前总成交电量 1934.7 亿千瓦时。日前市场加权均价 366 厘/千瓦时，每日的现货日前均价最高 525 厘/千瓦时、最低 68 厘/千瓦时；实时市场加权均价 363 厘/千瓦时，每日的现货实时均价最高 622 厘/千瓦时、最低 47 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 150-600 厘/千瓦时，如图 12 所示。

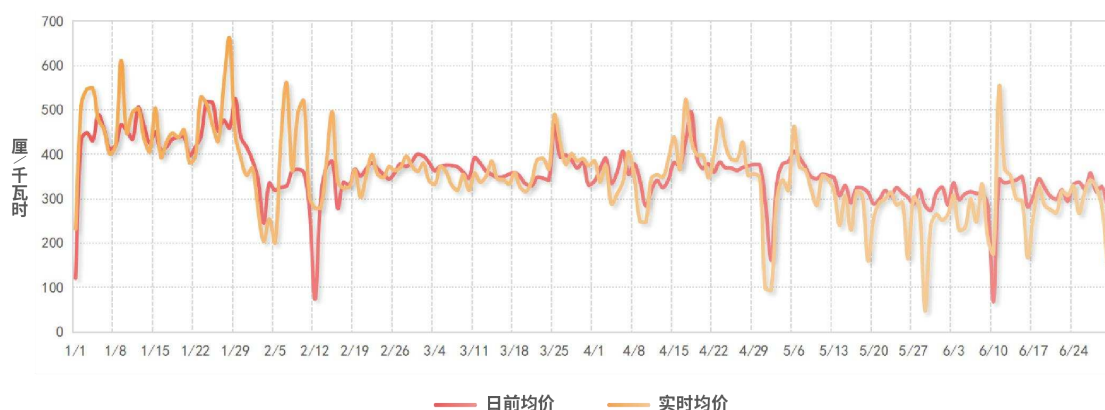


图 12. 2024 年上半年发电侧现货价格水平

3. 新能源参与现货情况

1-6 月，共有 43 家新能源发电企业（51 个交易单元）参与现货交易，平均申报电价 15 厘/千瓦时。日前总成交电量 132.5 亿千瓦时，均价 316 厘/千瓦时；实时总成交电量 139.3 亿千瓦时，均价 311 厘/千瓦时。

（六）可再生绿电交易

1-6月，可再生绿电累计交易电量51.8亿千瓦时，电能量均价464.2厘/千瓦时，绿色环境价值均价9.8厘/千瓦时。其中，年度双边协商交易（含年内多月）电量34.8亿千瓦时，电能量均价465.7厘/千瓦时，绿色环境价值均价10.5厘/千瓦时；月度双边协商交易总成交电量9.2亿千瓦时，电能量均价429.3厘/千瓦时，绿色环境价值均价8.9厘/千瓦时；月度集中竞争交易（事前）总成交电量1.4亿千瓦时，绿色环境价值均价8.3厘/千瓦时；月度集中竞争交易（事后）总成交电量6.3亿千瓦时，绿色环境价值均价8.0厘/千瓦时。

（七）独立储能参与交易

1-6月，独立储能参与现货日前市场累计充电电量2458.2万千瓦时，放电电量2133.6万千瓦时，充放电平均出清价差（放电-充电）148厘/千瓦时。

（八）需求响应交易

1-6月，共74家聚合商、1553家企业完成代理合同签订，未开展需求响应交易。

（九）市场机组代购电交易

1-6月，累计组织完成市场化机组代购电年度挂牌交易1次、代购电月度挂牌交易3次，总成交电量398.7亿千瓦时。

其中，代购电年度交易成交电量 335.1 亿千瓦时，代购电月度交易成交电量共 63.6 亿千瓦时。

1-6 月，共组织完成 6 次代购电双边协商转让交易，累计成交电量 8.6 亿千瓦时，成交均价 464.4 厘/千瓦时。

(十) 市场结算

1. 结算电量

1-6 月，市场购电用户累计结算电量 1815.5 亿千瓦时，其中，中长期电量 1568.1 亿千瓦时，现货偏差电量 245.6 亿千瓦时，可再生绿电电能量 1.8 亿千瓦时。（图 13）

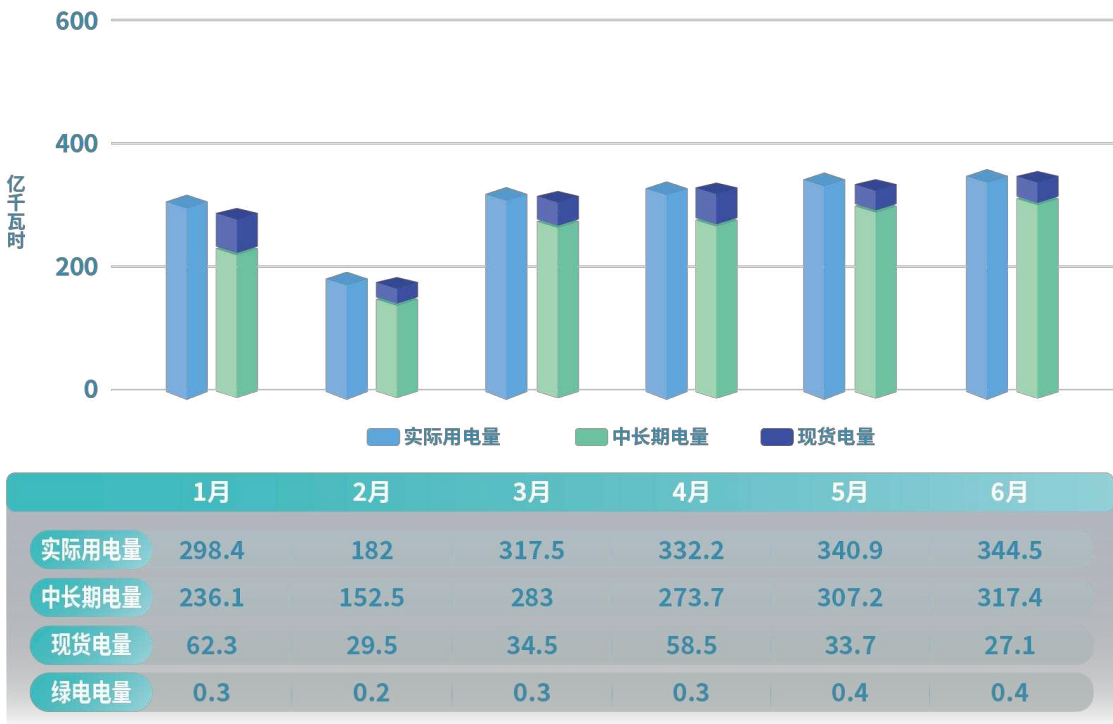


图 13. 2024 年上半年市场结算电量

2. 电能量结算电费与电价

(1) 发电侧结算情况

1-6 月，发电侧市场交易机组总上网电量 2395.1 亿千瓦时，其中，基数电量占比 16.7%，代购电量占比 7.5%，中长期电量占比 65.5%，现货偏差电量占比 10.3%。

发电侧总电费 1158.0 亿元，总电量均价 483.5 厘/千瓦时。其中，基数电量电费占比 14.7%，均价 427.1 厘/千瓦时；代购电量电费占比 7.1%，均价 458.1 厘/千瓦时；中长期电量电费占比 61.6%，均价 454.1 厘/千瓦时；现货偏差电量电费占比 9.5%，均价 445.6 厘/千瓦时；分摊考核补偿电费占比 7.1%，全电量均价 34.5 厘/千瓦时。（图 14）

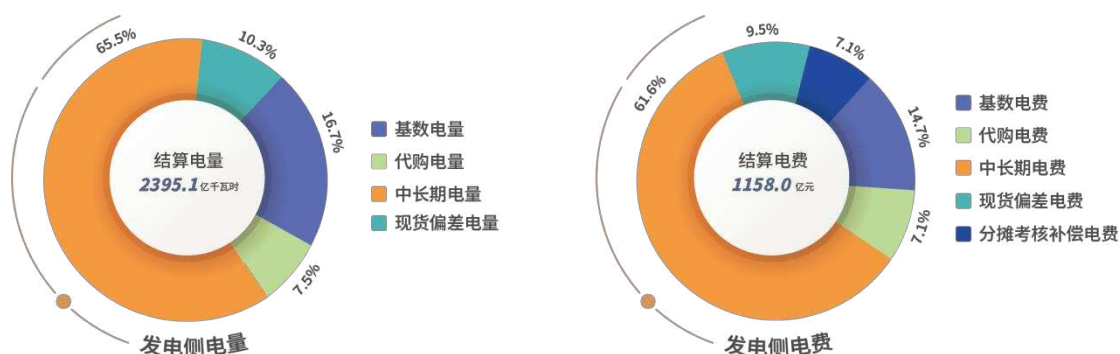


图 14. 2024 年上半年发电侧结算情况

注：市场交易机组数据统计含现货可再生发电场站；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。

（2）独立储能结算情况

1-6 月，共有 5 家独立储能试点参与电力现货市场，充电电量共计 1.5 亿千瓦时，均价 312.8 厘/千瓦时；放电电量共计 1.3 亿千瓦时，均价 336.2 厘/千瓦时；充放电价差 23.4

厘/千瓦时。合计结算电费-399.6 万元，其中充放电能量电费-386.4 万元，分摊及返还电费-13.2 万元。

注：此处仅为独立储能电能量市场结算情况，辅助服务结算收益未计算入内。独立储能参与调频辅助服务交易期间，响应调频指令调整出力，不以低价充电、高价放电的方式运行，由此产生的电能量结算电费以负为主。

（3）用电侧结算情况

1-6 月，批发市场用电侧总用电量 1815.5 亿千瓦时，其中，中长期电量占比 86.5%，现货偏差电量占比 13.5%。

用电侧总电费 810.3 亿元，总结算均价 446.3 厘/千瓦时。其中，中长期合约电费占比 88.0%，均价 454.1 厘/千瓦时；现货偏差电量电费占比 10.4%，均价 343.5 厘/千瓦时；分摊考核补偿电费占比 1.6%，全电量均价 7.2 厘/千瓦时。（图 15）

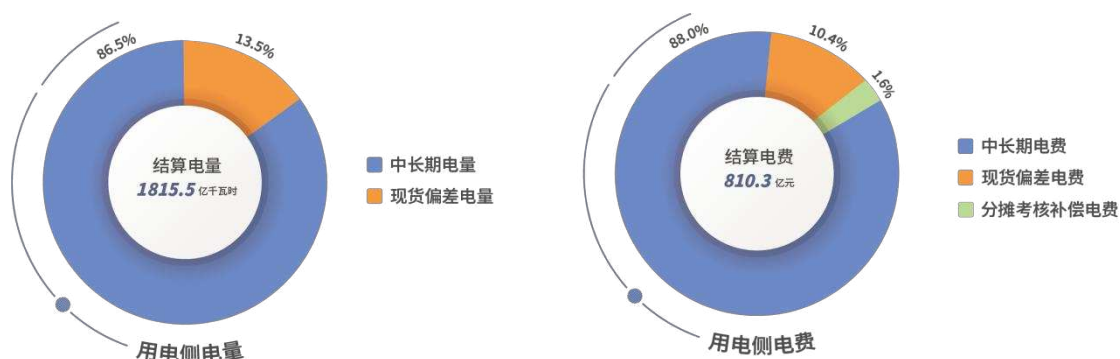


图 15. 2024 年上半年用电侧结算情况

注：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。

从各地市零售用户情况来看，平段结算均价为 463.7 厘/千瓦时。其中东莞、茂名、中山等地用户平段结算均价最高云浮、阳江、清远等地用户平段结算均价最低，最高和最低之间相差 13.7 厘/千瓦时。（图 16）

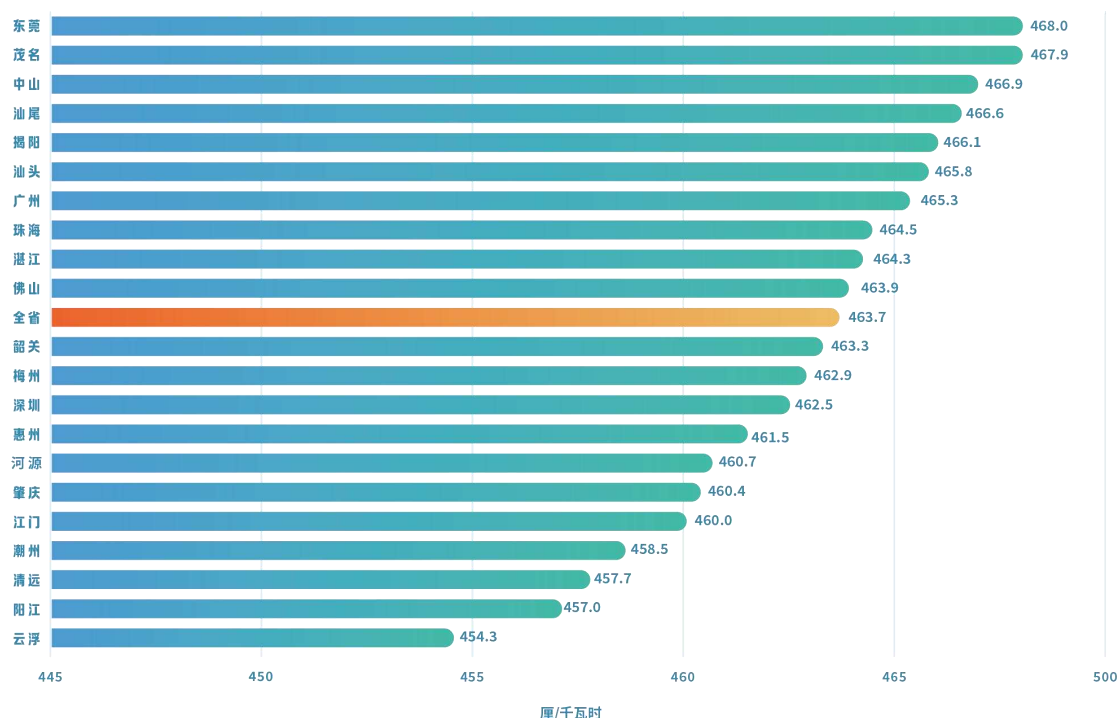


图 16.2024 年上半年各地市用户平均合同平段结算电价（不含分摊）

3. 可再生参与现货结算情况

1-6 月，现货可再生发电企业总上网电量 143.2 亿千瓦时。其中，基数电量 127.2 亿千瓦时，占比 88.8%；中长期电量 1.8 亿千瓦时，占比 1.3%；现货偏差电量 14.2 亿千瓦时，占比 9.9%。

总电费 59.9 亿元，均价 418.2 厘/千瓦时。其中，基数电量电费 57.6 亿元，占比 96.2%，均价 453.0 厘/千瓦时；中长期电量电费 0.8 亿元，占比 1.4%，均价 462.7 厘/千瓦时；现货偏差电量电费 2.9 亿元，占比 4.7%，均价 200.0 厘/千瓦时；分摊考核补偿电费-1.4 亿元，占比-2.3%，均价-9.8 厘/千瓦时。

4. 可再生绿电交易结算情况

1-6 月，绿色环境价值结算电量 29.1 亿千瓦时，均价 9.3 厘/千瓦时。

(十一) 零售市场交易情况

1-6 月，共有 52678 家电力用户参与交易，其中，4 家直接参与批发市场交易，52674 家参与零售市场交易；共有 208 家售电公司参与交易，零售交易电量（含绿电）1814.9 亿千瓦时，占市场购电用户总用电量的 99.9%。零售用户电能量电费结算均价 491.2 厘/千瓦时(已计算峰谷电价并包含分摊)。各类售电公司零售交易情况如表 3 所示。

1-6 月，共有 195 家售电公司累计收益盈利，13 家亏损，售电公司总体获利，获利面 93.8%，平均度电获利 16.9 厘/千瓦时。

表 3. 2024 年上半年零售交易情况（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	30	1090.5	60.10%	17706	33.60%	31.1	476.9	11.7
独立售电	174	691	38.10%	33900	64.40%	31.1	513.1	25.4
电网背景	4	33.3	1.80%	1068	2.00%	31.1	507.6	17.1
合计	208	1814.9	100.00%	52674	100.00%	31.1	491.2	16.9

注：（1）零售电量为零售用户实际用电量；（2）零售用户电能量电费结算均价已计算峰谷分时电价；（3）用户度电单价、度电分摊中的正数表示支出；售电企业度电获利中正数表示获利，负数表示亏损；（4）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、抽蓄等辅助服务分摊；（5）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等。

(十二) 风险控制情况

1.履约风险管控情况

截至 6 月底，221 家售电公司合计信用额度 28.7 亿元，其中，履约担保覆盖的担保信用额度 27.7 亿元，根据信用评级等级赋予的无担保信用额度 1 亿元；按照履约风险评估模型进行动态量化评估，售电公司合计履约风险 0.1 亿元。售电公司信用占用度和预警情况如表 4 所示。

表 4. 截至 2024 年上半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
售电公司数量	221	0	0	0

2.零售市场风险管控情况

一是通过书面函件、电子邮件、服务热线及政府转送等方式受理实名投诉 21 宗，经中心协调双方协商解决 8 宗，剩余 13 宗进行了公开披露，有效发挥全市场风险提示、警示作用。

二是持续监测零售合同签订情况，针对监测发现少部分零售合同价格远超市场正常价格水平的情况，累计向 120 余家售电公司进行书面函询，累计向 2800 余家电力用户发送风险提示信息及风险提示函，提醒电力用户关注自身高价零售合同风险。

◎ 二、上半年工作情况

2024年上半年，在政府主管部门、能源监管机构的坚强领导和电网公司、经营主体的大力支持下，广东电力交易中心认真贯彻电力体制改革决策部署，守正创新，勇于担当，往“高”攀登、向“新”发力、踏“稳”而行，持续推动广东电力市场建设走深走实。



（一）完善市场规则机制，推动市场高质量发展

- 一是发布《广东电力市场配套实施细则（2024年修订）》，规范开展注册、交易、结算、信息披露等电力市场业务。
- 二是提出天然气采购综合价计算模型，推动电力市场气电天然气价格传导机制落地实施，按月动态调整气机变动成本补偿。
- 三是研究探索以多月为标的的中长期连续交易机制，满足经营主体多场景交易需求。



（二）探索新型主体交易模式，挖掘系统灵活调节能力

- 一是研究抽水蓄能参与电能量交易的关键机制，推动《广东省抽水蓄能参与电力市场交易实施方案》印发。
- 二是积极研究虚拟电厂参与市场交易机制，形成虚拟电厂“电能量+辅助服务+需求响应”交易体系设计思路，全链条优化完善需求响应联动机制。
- 三是全国率先实现独立储能分时参与现货交易和调频市场，推动储能电站首次完成中长期交易。



(三) 全面应用绿电新规, 实现绿电交易做优做强

上半年, 绿电交易呈现“量升价跌”良好态势, 成交电量同比增长52%, 绿色环境价值均价同比降低48%。首次引入分布式光伏、居民用户参与绿电交易, 不断扩大参与主体范围。建立基于溯源证据链的绿电消费溯源系统, 支持企业一键申领绿电消费溯源报告, 并提供一站式服务。



(四) 积极建言献策, 全力配合区域市场结算试运行

一是上半年配合南方区域市场开展三次共13天结算试运行, 认真做好系统功能完善、交易组织和结算等工作承接, 并深入开展复盘分析。

二是深度参与不平衡资金、考核补偿、中长期交易等专题研究, 为后续更长周期结算试运行奠定基础。



(五) 坚持以客户为中心, 促进市场服务更加便捷优质

一是推动服务全面优化升级。拓宽零售平台、热线专线话务、Wink群等服务渠道, 以客户满意度为抓手提升咨询服务时效和质量。

二是加强和规范信息披露业务, 修编完善广东信息披露管理制度, 打造统一信息披露平台, 确保信息“应披尽披”。

三是健全宣传培训体系。组建以业务骨干为核心的培训团队, 编制科普性宣传材料和专业课件20余份, 组织完成8场面向全省市场主体的线上培训, 以及5场面向地级市的现场培训, 参与人员达2.7万人次。



(六) 强化市场风险监测管控,有效提升安全能级

- 一是构建全面风险管控体系,建成风险监控驾驶舱,实现市场风险全链条智能化监控。
- 二是强化履约风险管控,建立差异化履约担保机制,共涉及42家售电公司,调增保函5.5亿元。
- 三是及时发现并处置经营主体利用中长期“过桥”交易进行套利的风险,完善中长期偏差考核机制,保障市场平稳运行。
- 四是推动结算安全校核全面线上化,打造数据全覆盖校核应用,保障结算准确率100%。



(七) 持续升级完善交易系统,支撑业务高效运转

完善“1+5+1”交易系统架构,建设统一门户网站,优化交易、结算、零售、风控、交易服务费等功能模块,搭建业务数据全贯通的数据中台,保障全流程业务有序开展。推动“1+N”运营监控驾驶舱上线,实现市场运行“可视可控”。

◎ 三、下半年工作安排

下半年，广东电力交易中心将全面贯彻党的二十大精神、二十届三中全会精神，积极推进我省电力市场建设，以市场化手段促进保供稳价，支撑新型电力系统和新型能源体系建设，服务经济社会高质量发展。



(一) 研究明确2025年市场交易安排

结合市场运行情况和经营主体意见诉求，聚焦阻塞分配管理、容量电价机制、燃气机组市场交易、零售市场规范运行等电力市场重难点问题，以机制创新破解难题，提出具体完善建议，配合政府部门出台2025年市场交易方案，保障年度交易平稳开展。



(二) 深化“中长期+现货+零售”交易模式和机制

- 一是推动中长期多月连续交易机制落地，完善“年+多月+月+月内”多维度中长期交易品种体系。
- 二是建立现货市场双边报量报价模式，完成相关细则印发并试点实施。
- 三是研究建立市场简易交易机制，为海量用户参与市场交易提供新的便利渠道。



(三) 推动新型主体参与市场交易机制落地

- 一是发布抽水蓄能参与市场交易细则，完成系统功能开发，推动抽蓄机组试点进入电力市场。
- 二是配合政府印发虚拟电厂交易实施方案，探索分布式新能源参与交易模式，引导各类分散资源积极发挥调节作用。



(四) 全面支撑南方区域市场年内按月结算试运行

承接区域市场规则体系和结算试运行方案，配合开展区域市场重点问题专题研究，持续完善省内配套实施细则和交易系统功能，保障区域市场按月结算试运行目标实现。



(五) 促进绿色交易体系向更大范围、更宽领域延伸

- 一是完善绿电消费体系，持续跟踪绿电交易成效，更好满足我省企业用户绿色用能需求。
- 二是研究探索电-碳市场联动机制，力争推动电碳协同取得突破。
- 三是配合做好跨省跨区绿电交易工作，进一步扩大我省绿色电力供给。



(六) 持续提升市场服务水平和零售风险防控能力

- 一是做好服务提升专项方案实施，加强市场宣传和培训，不断提高市场服务水平。
- 二是规范开展信息披露工作，及时发布各类市场信息，促进市场更加透明。
- 三是做好零售市场设计和合同范本优化，前置管控风险，健全零售异常情况监测及处理机制，实施动态监测及联动处置。
- 四是完成交易系统统计分析、辅助决策等功能上线，提升用户体验。

序号	类别	发文名称	发文号	主要内容
01	能源工作	国家能源局关于印发《2024年能源监管工作要点》的通知	国能发监管〔2024〕4号	明确2024年能源监管工作的总体思路、工作目标和工作内容。锚定保障能源安全和推动绿色低碳转型两个目标，创新开展过程监管、数字化监管、穿透式监管、跨部门协同监管“四个监管”。
02	市场建设	国家能源局关于印发《电力市场信息披露基本规则》的通知	国能发监管〔2024〕9号	在《电力现货市场信息披露办法（暂行）》等文件的基础上，对信息披露相关工作进行整合，建立全国统一规范的电力市场信息披露体系，对信息披露原则和方式、信息披露内容、披露信息调整、信息保密和封存、监督管理等作出规定。
03	市场建设	国家发展改革委、国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知	发改价格〔2024〕196号	为适应新型电力系统发展需要，持续推进电力辅助服务市场建设。对电力辅助服务市场与其他市场统筹协调机制、需求确定机制，产品计价机制等提出相关指导意见。
04	能源工作	全额保障性收购可再生能源电量监管办法	发改委2024年第15号令	在2007年电监令第25号基础上进行修订，旨在促进可再生能源高质量发展，规范电力市场相关成员全额保障性收购可再生能源电量行为。
05	能源工作	国家能源局关于印发《2024年能源工作指导意见》的通知	国能发规划〔2024〕22号	旨在持续推动能源绿色低碳转型和高质量发展，保障能源安全，对2024年能源工作提出指导意见。
06	交易规则	国家发展改革委、国家能源局发布了关于印发《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》的通知	发改能源〔2024〕1123号	作为《电力中长期交易基本规则》的补充，明确了绿色电力交易的定义、组织方式、交易方式、价格机制及结算等规则。
07	市场建设	国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知	国能发科技规〔2024〕26号	旨在规范新型储能并网接入管理，优化调度运行机制，充分发挥新型储能作用，支撑构建新型电力系统，对功能定位、调度机制、技术与管理要求，市场化发展等提出相关指导。
08	市场建设	电力市场运行基本规则	发改委2024年第20号令	是加快建设全国统一电力市场体系的顶层设计文件，是正在组织编制的全国统一电力市场“1+N”基础规则体系中的“1”，为国家发展改革委、国家能源局制修订的一系列电力市场基本规则等规范性文件提供依据。
09	市场建设	电力市场监管办法	发改委2024年第18号令	为适应电力市场的新变化和新要求，促进电力行业的健康可持续发展，对原监管办法进行了修订，对实施主体及职责、监管对象及范围、监管内容、监管措施等进行了规范。
10	市场建设	国家能源局关于做好新能源消纳工作，保障新能源高质量发展的通知	国能发电力〔2024〕44号	旨在多措并举提升电力系统对新能源的消纳与利用效率。对加快推进新能源配套电网项目建设、积极推进系统调节能力提升和网源协调发展等工作内容提出指导意见。
11	市场安排	广东省能源局、国家能源局南方监管局关于2024年电力市场交易有关事项的通知	粤能电力〔2023〕704号	明确2024年广东电力市场交易规模、准入标准、市场模式和交易安排。
12	市场安排	广东省能源局关于做好2024年电力市场年度交易工作的通知	粤能电力函〔2023〕732号	明确2024年年度交易规模及电量上限、年度双边协商、年度挂牌、可再生能源交易、电网代购市场电量、核电交易电量等相关安排及交易要求。

附录 2：2024 年上半年广东电力市场大事记

省内分布式光伏、居民用户首次参与绿电交易,成交电量分别为13.3万千瓦时、0.4万千瓦时。

推动储能电站作为首批试点参与南方区域调频辅助服务市场,全国率先实现独立储能分时参与现货交易和调频市场。2024年3月,独立储能电站首次完成中长期交易,获国家能源局高度肯定。

6月1日,印发《广东电力市场气电天然气价格传导机制实施方案(试行)》,进一步加强燃气机组变动成本补偿与天然气价格涨跌的有效联动,促进气电可持续运营发展。

6月24-30日,配合完成南方区域电力市场首次按周结算试运行。

《广东省抽水蓄能参与电力市场交易实施方案》印发,贯彻落实国家关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的要求,建立健全抽水蓄能参与电力市场交易机制,以市场方式形成电量电价,促进抽水蓄能健康可持续发展。

8月7日起,广东绿电溯源报告系统正式启用,用电企业可便捷登录系统按需一键申领溯源报告。