

广东电力市场 2021 年年度报告



广东电力交易中心
2022 年 01 月

前 言

2021 年是“十四五”规划开局之年，在“两个一百年”奋斗目标的历史交汇处，面对复杂多变的新冠疫情和电力供需紧张形势，广东电力交易中心在广东省能源局、国家能源局南方监管局的正确领导和网省电网企业、各市场主体积极支持下，认真贯彻落实国家和省电力体制改革工作部署，不断深化我省电力市场建设工作。全年累计交易电量 2951.7 亿千瓦时，累计节约用户用电成本 100.5 亿元；顺利开展南方（以广东起步）电力现货市场 2021 年 5 月、11-12 月结算试运行，市场价格可升可降，有效疏导了发电成本、保障电力安全有序供应；首次启动市场化需求响应和可再生能源电力交易，为助力构建新型电力系统、早日实现双碳目标奠定了坚实基础；落实国家 1439 号文件要求，圆满完成 2022 年度中长期交易合同签订；不断完善市场规则方案和技术支持系统，为市场运行提供了强力支撑。市场总体运行平稳，形成了公平公开、竞争充分、多元发展的良好格局，市场改革不断向纵深推进，有力支撑了我省能源清洁转型和用电高质量发展。

《广东电力市场 2021 年年度报告》以广东电力市场运行数据为主线，主要分析市场外部环境、市场运行情况、现货结算试运行情况、2021 年市场建设情况、2022 年主要工作安排等内容。

本报告由广东电力交易中心联合广东省电力调度中心、广东电网公司市场营销部编制，数据主要来源于国家统计局、广东电网公司、广东电力交易中心等。报告及相关数据仅供广东电力市场分析与参考之用。

广东电力交易中心致辞

回首 2021 年，爬坡过坎，砥砺前行！在广东省能源局、国家能源局南方监管局的正确领导下、网省电网企业和所有市场主体的大力支持下，广东电力市场成功应对电力供应紧张、一次能源价格高企等严峻考验，顺利开展 5 月现货结算试运行，年内实现现货连续试运行的重大突破，首次开展可再生能源交易和需求响应交易，市场顺利完成从“价差传导”向“顺价联动”、从“只降不升”向“能升能降”、从“间断运行”向“连续运行”的根本性突破，为全年电力可靠供应和电网安全稳定运行做出了突出贡献，标志着广东电力市场进入高质量发展阶段。

广东电力市场之所以能够高质量发展，得益于省政府主管部门和监管机构迎难而上、坚定不移落实国家改革部署的决心和开放务实的作风，秉持“开门办市场”理念，有效平衡市场各方利益格局；得益于所有市场主体开放、协调、包容的传统和良好的契约精神，拥抱市场、融入市场、顺应市场，为行业新业态注入勃勃生机；得益于网省电网企业对电力市场化改革的主动担当、积极作为，全面完成调度、营销、财务等业务体系适应性升级改造，支撑了电力市场发展。在此，谨代表广东电力交易中心全体员工，向广东电力市场的指导者、建设者和参与者，以及关心广东市场的各界人士

表示衷心的感谢！

面向 2022 年，锐意进取，笃行不怠！2022 年是“十四五”规划的第二年，是向第二个百年奋斗目标进军新征程的重要一年，也是广东电力市场开启现货全年结算试运行的第一年。我们将坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，不忘初心、牢记使命，完整准确全面贯彻新发展理念，全面落实国家电力改革各项部署，持续提升市场运营服务能力，充分发挥电力市场对能源清洁低碳转型的支撑作用，保障南方（以广东起步）电力现货市场平稳有序运行。让我们只争朝夕、不负韶华，坚持改革创新争先，奋力在新时代新征程中开创广东电力市场高质量发展新局面，继续走在全国前列，以优异成绩迎接党的二十大胜利召开。

广东电力交易中心董事长 黄远明

总经理 林少华

2022 年 1 月 27 日

目 录

一、市场外部环境.....	1
（一）宏观经济形势.....	1
（二）电力供需情况.....	1
（三）广东电网概况.....	4
（四）市场政策文件.....	5
二、市场运行情况.....	8
（一）市场秩序.....	8
（二）市场主体.....	10
（三）中长期市场交易.....	12
（四）可再生能源电力交易.....	15
（五）市场化需求响应.....	15
（六）市场结算.....	16
（七）零售市场.....	19
（八）2022 年市场安排及年度交易情况.....	20
三、现货结算试运行情况.....	23
（一）5 月结算试运行情况.....	23
（二）11-12 月连续结算试运行情况.....	26
四、2021 年市场建设情况.....	32
五、2022 年主要工作安排.....	36
附录：2021 年广东电力市场大事记.....	38

一、市场外部环境

（一）宏观经济形势

2021 年，我国 GDP 总量 114.37 万亿元，同比增长 8.1%，两年平均增长 5.1%；广东省地区生产总值 12.44 万亿元，同比增长 8.0%，两年平均增长 5.1%（表 1）。

表 1. 2021 年广东及全国宏观经济形势

经济指标	广东		全国	
	2021 年	同比增速	2021 年	同比增速
国内（地区）生产总值	12.44 万亿元	8.0%	114.37 万亿元	8.1%
固定资产投资	-	6.3%	54.45 万亿元	4.9%
社会消费品零售总额	4.42 万亿元	9.9%	44.08 万亿元	12.5%
进出口总额	8.27 万亿元	16.7%	39.10 万亿元	21.4%
其中：出口总额	5.05 万亿元	16.2%	21.73 万亿元	21.2%
进口总额	3.22 万亿元	17.4%	17.36 万亿元	21.5%
居民消费价格指数	-	0.8%	-	0.9%
规模以上工业增加值	3.75 万亿元	9.0%	-	9.6%

数据来源：国家统计局、广东省统计局

（二）电力供需情况

1. 发电装机容量及发电量

2021 年，全国发电装机容量 23.77 亿千瓦，同比增长 7.9%（表 2）；全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时 3817 小时，比上年同期增加 60 小时。2021 年全年，全国规模以

上电厂发电量 81122 亿千瓦时，同比增长 8.1%（表 3）。

表 2. 2021 年全国发电装机容量

装机类型	装机容量（万千瓦）	同比增速	装机容量占比
总装机	237692	7.9%	100.0%
其中：水电	39092	5.6%	16.4%
火电	129678	4.1%	54.6%
核电	5326	6.8%	2.2%
风电	32848	16.6%	13.8%
太阳能发电	30656	20.9%	12.9%

数据来源：国家能源局

表 3. 2021 年全国规模以上电厂发电量

装机类型	发电量（亿千瓦时）	同比增速	发电量占比
总发电量	81122	8.1%	100.0%
其中：火电	57703	8.4%	71.1%
水电	11840	-2.5%	14.6%
核电	4075	11.3%	5.0%
风电	5667	29.8%	7.0%

数据来源：国家统计局

截至 2021 年底，广东统调装机容量 1.59 亿千瓦，同比增长 12.6%（表 4），其中中调装机容量 1.27 亿千瓦，地调装机容量 0.32 亿千瓦；全省发受电量合计 7694 亿千瓦时，同比增长 13.3%（表 5）。

表 4. 截至 2021 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	15855.6	12.6%	100.0%
其中：煤电	6786.9	3.1%	42.8%
气电	3054.6	14.0%	19.3%
水电	946.4	0.9%	6.0%
核电	1613.6	0.0%	10.2%
并网风电	1223.5	100.3%	7.7%
并网太阳能发电	1003.9	74.0%	6.3%
其他	1226.8	14.2%	7.7%

数据来源：广东电网公司

表 5. 2021 年广东省电力供应情况

电源类型	发受电量 (亿千瓦时)	发受电量占比	同比增长
全省发受电量合计	7694	100.0%	13.3%
其中：外受电量	1842	23.9%	-8.3%
省内煤电	3314	43.1%	34.7%
省内气电	891	11.6%	19.0%
省内水电	139	1.8%	-31.8%
省内核电	1079	14.0%	4.5%
省内风电	135	1.8%	39.0%
省内太阳能发电	82	1.1%	82.5%
省内生物质及其他	213	2.8%	9.7%

数据来源：广东电网公司

2. 全社会用电量

2021 年，全国全社会用电量 83128 亿千瓦时，同比增长 10.3%（表 6）；广东省全社会用电量 7866.63 亿千瓦时，同

比增长 13.58%（表 7）；广东省最高统调负荷 1.35 亿千瓦，同比增长 6.5%。

表 6. 2021 年我国电力消费情况

用电类别	用电量 (亿千瓦时)	同比增速	占全社会用电量的比重
全社会用电量	83128	10.3%	100.0%
第一产业用电	1023	16.4%	1.23%
第二产业用电	56131	9.1%	67.52%
第三产业用电	14231	17.8%	17.12%
城乡居民用电	11743	7.3%	14.13%

数据来源：国家能源局

表 7. 2021 年广东省电力消费情况

用电类别	用电量 (亿千瓦时)	同比增速	占全社会用电量比重
全社会用电量	7866.63	13.58%	100.00%
第一产业用电	141.75	13.10%	1.80%
第二产业用电	4712.74	12.07%	59.91%
其中：制造业	3850.03	12.23%	48.94%
第三产业用电	1696.56	19.79%	21.57%
城乡居民用电	1315.58	11.54%	16.72%

数据来源：广东电网公司

（三）广东电网概况

1. 输电网规模

广东电网以珠江三角洲地区 500 千伏主干环网为中心，

向东西两翼及粤北延伸。截至 2021 年底，共有 220 千伏及以上输电线路 47822 千米（含电缆）、变电站 610 座、主变容量 40373 万千伏安（含深圳电网）。

2. 外部联网情况

截至 2021 年 12 月底，广东电网通过“八交十直”高压输电线路与中西部电网联网。其中，通过 6 回直流与云南电网联网，通过 8 回交流、3 回直流与贵州、广西电网联网，北部通过 1 回直流与国家电网联网。

截至 2021 年 12 月底，广东电网通过 2 回 500 千伏交流海缆与海南电网相联；通过 4 回 400 千伏线路与香港电网相联；通过 6 回 220 千伏线路与澳门电网相联。

（四）市场政策文件

2021 年，广东电力市场相关政策文件如表 8 所示。

表 8. 2021 年广东电力市场相关政策文件

序号	类别	发文名称	发文号	主要内容
1	市场建设	国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知	发改价格（2021）1439 号	按照电改“管住中间、放开两头”总体要求，有序放开全部燃煤发电电量上网电价，扩大市场交易电价上下浮动范围，推动工商业用户都进入市场，取消工商业目录销售电价。
2	市场建设	国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知	发改办价格（2021）809 号	建立电网企业代理购电机制，明确电网企业代理购电方式流程。
3	市场建设	国家发展改革委 国家能源局关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知	发改能源（2021）704 号	提出各省 2021 年和 2022 年消纳责任权重目标，明确各方责任。

序号	类别	发文名称	发文号	主要内容
4	市场建设	广东省发展改革委关于印发《广东省发展改革委关于我省可再生能源电力消纳保障的实施方案（试行）》的通知	粤发改规（2021）3号	明确消纳保障实施机制、消纳责任权重及分配、市场主体管理机制、消纳责任权重履行等内容。
5	双碳工作	中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见	中发（2021）36号	对碳达峰碳中和重大工作进行了系统谋划、总体部署。
6	双碳工作	国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知	国发（2021）23号	聚焦 2030 年前碳达峰目标，对推进碳达峰工作作出总体部署，提出碳达峰十大行动。
7	电价政策	关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知	粤发改价格（2021）331号	明确提出拉大峰谷电价差，将我省峰平谷比价调整为 1.7:1:0.38。
8	电价政策	关于我省电网企业开展代理购电问题的批复	粤发改价格函（2021）2348号	明确我省实施代理购电的用户范围、市场化采购规模、电价形成方式等具体措施。
9	交易规则	关于南方（以广东起步）电力现货市场 2022 年结算试运行市场监管有关事项的通知	南方监能市场（2022）1号	明确现货市场 2022 年试运行期间适用的规则和配套实施细则，明确有关监管事项。
10	交易规则	关于印发《广东省可再生能源交易规则（试行）》的通知	广东交易（2021）48号	明确消纳量账户注册、核算及监测统计方法，设计了可再生能源电力交易规则和消纳量交易规则。
11	交易规则	关于印发《广东电力市场月度交易规则补充规定（试行）》的通知	广东交易（2021）113号	增加月度双边协商交易、月度挂牌交易两个交易品种，明确相关机制和交易组织相关要求。
12	市场安排	国家发展改革委 国家能源局关于做好 2021 年电力中长期合同签订工作的通知	发改运行（2020）1784号	对签订 2021 年电力中长期合同工作提出了明确要求，即“六签”要求。
13	市场安排	广东省能源局 国家能源局南方监管局关于 2021 年电力市场交易有关事项的通知	粤能电力（2020）84号	明确 2021 年广东市场交易规模、市场主体准入标准、各类市场交易安排等。
14	市场安排	广东省能源局关于做好 2021 年广东电力市场年度交易有关工作的通知	粤能电力（2020）86号	明确年度交易电量上限、年度双边协商交易、年度集中交易相关安排及交易要求。

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

序号	类别	发文名称	发文号	主要内容
15	市场安排	关于开展南方（以广东起步）电力现货市场 2021 年结算试运行的通知	广东交易（2021）59 号	明确 2021 年 5 月现货结算试运行的关键机制、交易组织与结算、风险控制、交易参数等内容。
16	市场安排	关于开展南方（以广东起步）电力现货市场 2021 年 11-12 月结算试运行的通知	广东交易（2021）185 号	明确 2021 年 11-12 月现货结算试运行的关键机制、交易组织与结算、时序安排、风险控制、交易参数等内容。
17	市场安排	广东省能源局 国家能源局南方监管局关于 2022 年电力市场交易有关事项的通知	粤能电力（2021）110 号	明确 2022 年市场交易规模、准入标准、市场模式和交易安排。
18	市场安排	广东省能源局关于做好 2022 年电力市场年度交易工作的通知	粤能电力函（2021）582 号	明确 2022 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。
19	市场管理	国家发展改革委 国家能源局关于印发《售电公司管理办法》的通知	（发改体改规（2021）1595 号	明确了售电公司注册条件、注册程序及相关权利与义务等内容，进一步规范售电公司的运营管理。
20	市场管理	关于印发《广东电力市场注册管理办法》等管理制度的通知	广东交易（2021）48 号	发布《广东电力市场注册管理办法》、《广东电力市场交易系统账号管理办法》、《广东电力市场零售合同登记及零售关系管理办法》、《广东电力市场零售结算管理办法》。
21	市场管理	关于印发实施《广东电力市场交易信用评价评分细则（试行）》的通知	广东交易（2021）75 号	明确售电公司的信用评价标准、评价指标和评分细则。
22	市场管理	关于印发《广东电力市场售电公司退出管理办法》和《广东电力市场保底售电实施方案》的通知	广东交易（2021）119 号	提出售电公司退出管理办法、电力市场保底售电实施方案及相关管理流程。
23	市场管理	关于印发《广东电力市场履约风险管理实施细则（试行）》的通知	广东交易（2021）201 号	明确从 22 年起通过动态评估、分级预警和强制处置等模式开展履约风险管理。

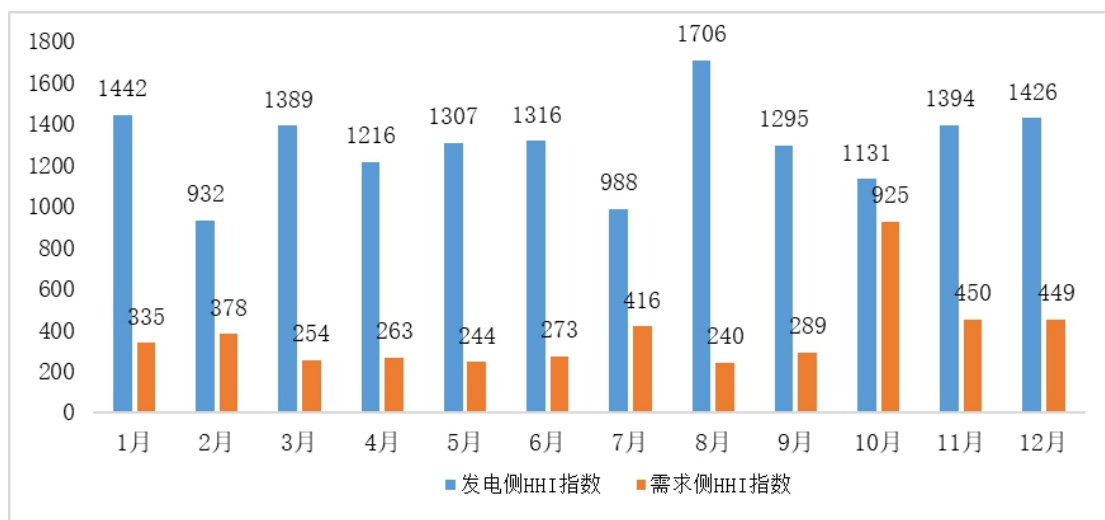
二、市场运行情况

2021 年，广东电力市场累计交易电量 2951.7 亿千瓦时，同比增长 18%，累计节约用户用电成本 100.5 亿元，节省发电耗煤 258.4 万吨，减少二氧化碳排放 687.2 万吨，减少二氧化硫排放 5 吨，降低社会发电成本 20.7 亿元。

（一）市场秩序

1. 市场力结构化指标

2021 年，发电侧市场集中度指数（HHI）处于 932-1706 之间，平均值 1295，总体上属于“低集中寡占型”市场结构；需求侧市场集中度指数（HHI）处于 240-925 之间，平均值 376，属于“竞争型”市场结构（图 1）。



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。

图 1. 2021 年广东市场 HHI 指数

2021 年，根据发电集团、售电主体（含批发用户）的年度、月度总成交电量，发电侧、需求侧的 Top1 和 Top4 指数

如图 2 所示。根据 1-12 月累计交易电量计算，发电侧 Top1 和 Top4 指数平均值分别为 32.3%和 48.3%，需求侧 Top1 和 Top4 指数平均值分别为 16.2%和 32.7%。

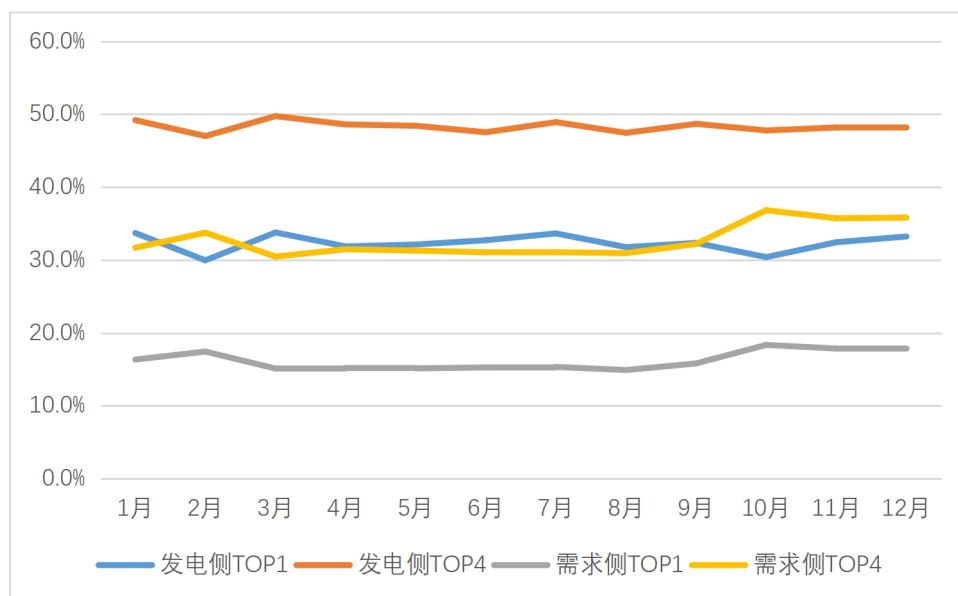


图 2. 2021 年广东发电侧、需求侧 Top-m 指数

2. 履约保函

截至 2021 年底，共收取 149 家售电公司合计 206 份有效履约保函，保函金额共计约 15.2 亿元（表 9）。

表 9. 截至 2021 年底售电公司履约保函提交情况

保函额度	<250 万	≥250 万元, <500 万	≥500 万元, <1000 万	≥1000 万, <2000 万	≥2000 万元
保函数量 (份)	23	104	31	20	28

3. 合同履行

2021 年，广东电力市场共签订批发合同 404 份，零售合

同 27219 份，全部通过交易系统完成签订和备案。

（二）市场主体

2021 年，累计新增 11766 家市场主体进入市场目录。截至 12 月底，共有 36838 家市场主体进入市场目录（表 10），比 2020 年底增加 46.93%。

表 10. 截至 2021 年 12 月底各类市场主体数量和交易情况（单位：家）

市场主体	2021 年新增数量	截至 12 月底 累计数量	2021 年 参与交易数量
售电公司	30	507	166
其中：发电背景	1	33	29
电网背景	1	13	6
独立售电	28	408	131
未注册	0	50	-
已退市	0	3	-
发电企业	91	188	96
其中：已退市	0	9	-
电力用户	11645	36143	25925
其中：大用户	1	779	671
一般用户	11644	35364	25254
合计	11766	36838	26187

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 61.54%（图 3）。

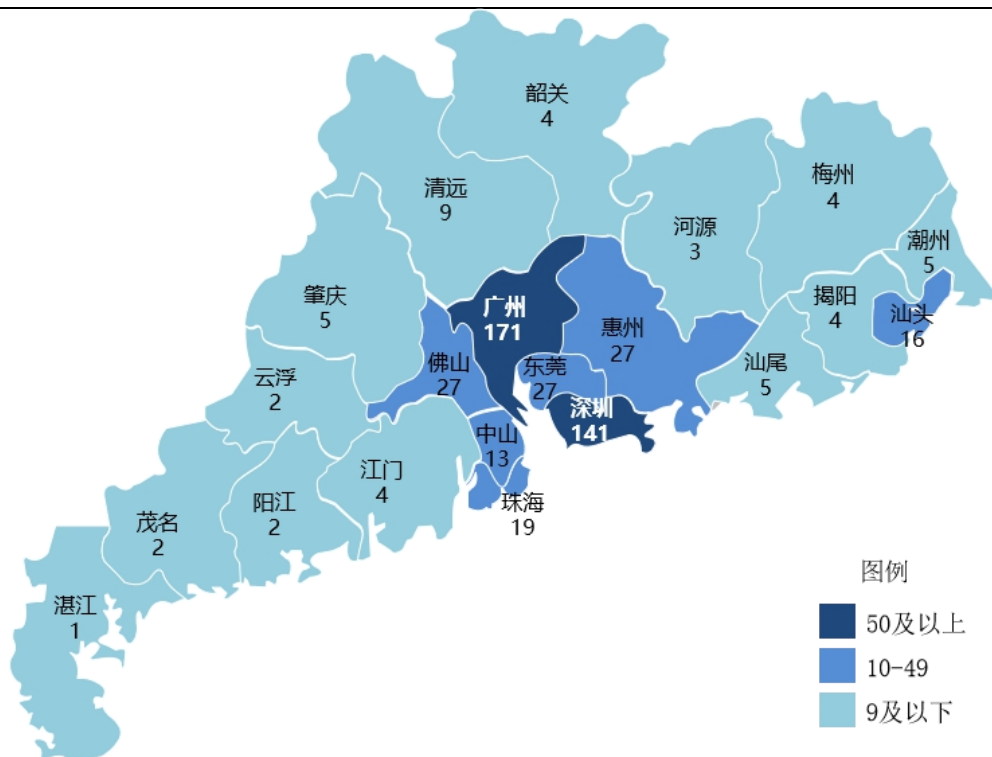


图 3. 截至 2021 年底广东省内售电公司地市分布情况 (单位: 家)

广东省内发电企业地市分布如图 4 所示。

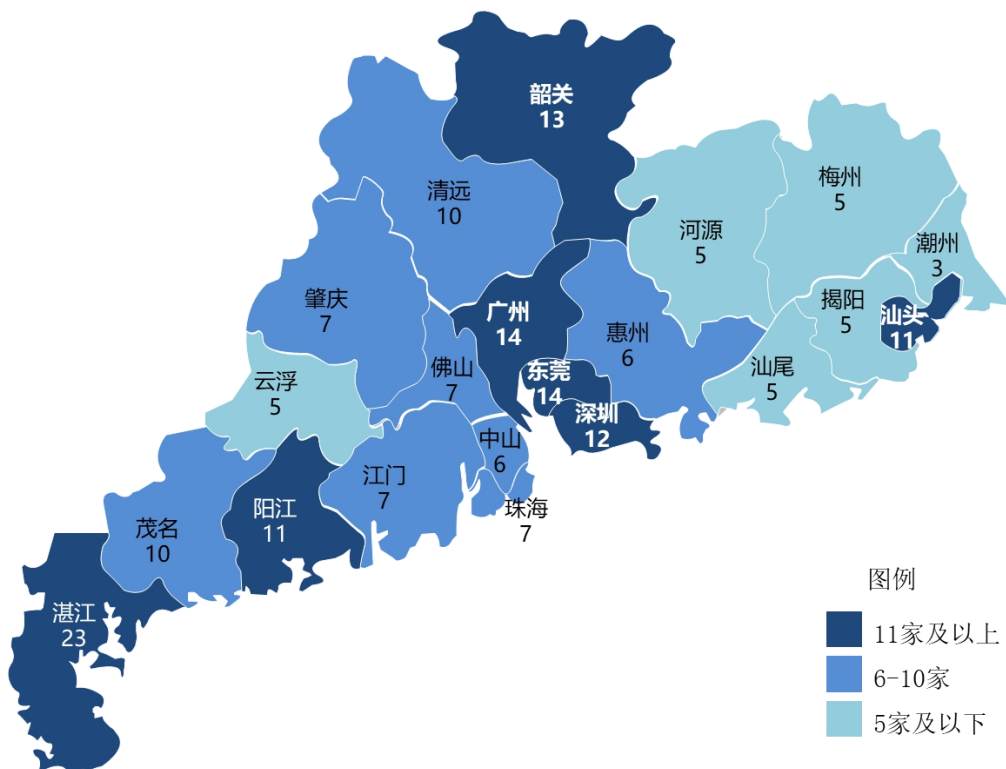


图 4. 截至 2021 年底广东省内市场发电企业地市分布情况

准入市场电力用户的地市分布如图 5 所示。

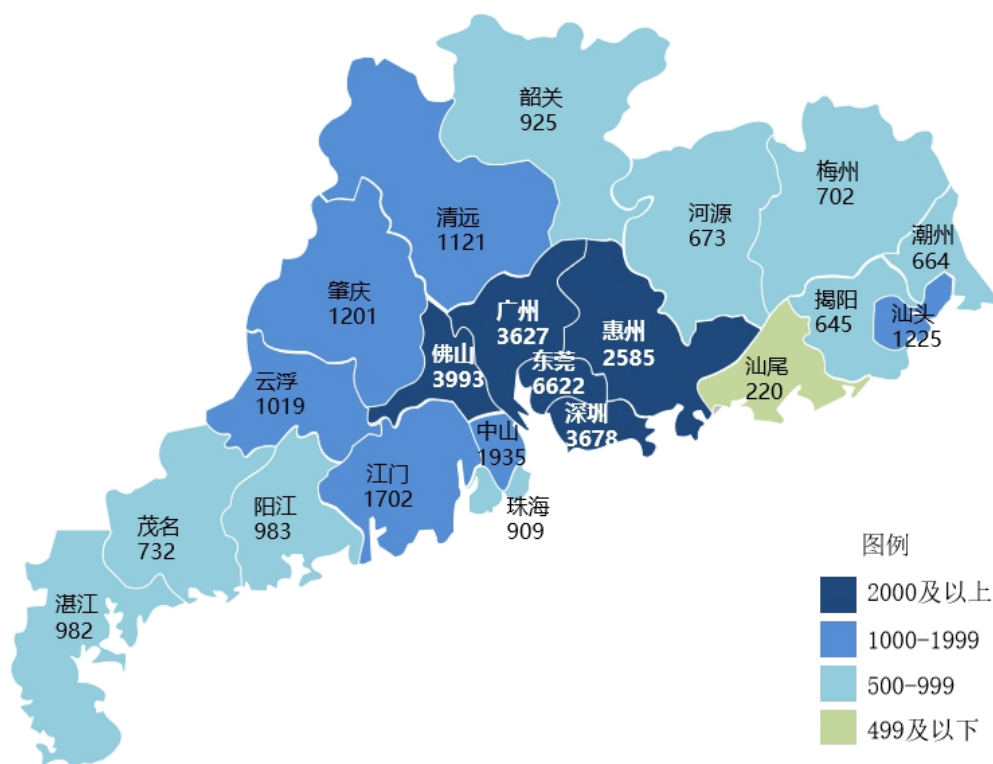


图 5. 截至 2021 年底广东电力市场用户地市分布情况（单位：家）

（三）中长期市场交易

2021 年，广东省中长期电力市场总成交电量 2937.2 亿千瓦时。其中，一级市场 2788.4 亿千瓦时，平均成交价差 -46.3 厘/千瓦时；二级市场 148.8 亿千瓦时（图 6）。一级市场中，煤机交易电量占比 77.1%，气机交易电量占比 22.2%，核电交易电量占比 0.7%。

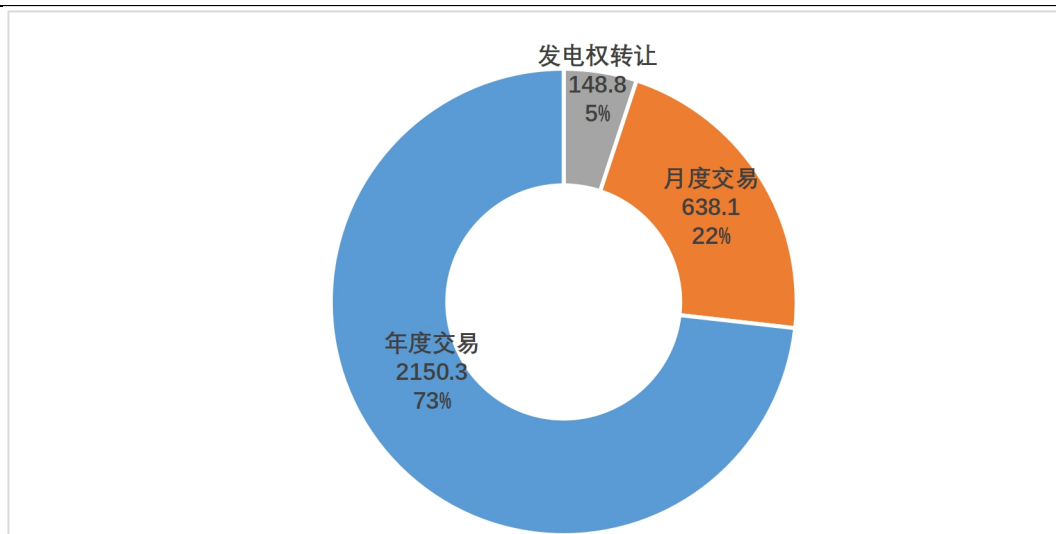


图 6. 2021 年广东电力市场交易电量构成（单位：亿千瓦时）

1. 年度交易

2021 年年度双边协商交易电量 2150.3 亿千瓦时，同比增长 1.9%，平均价差-53.6 厘/千瓦时（图 7）。

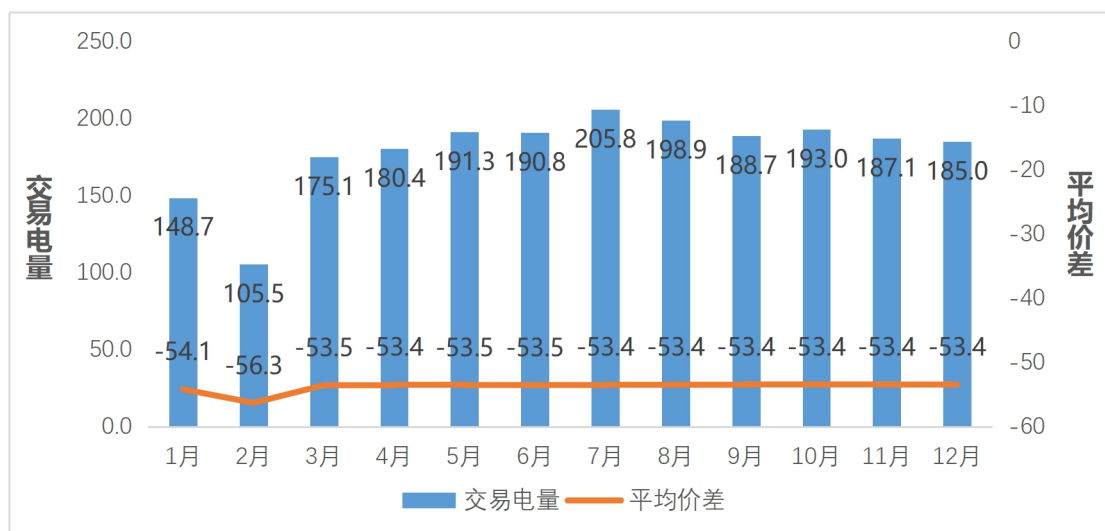


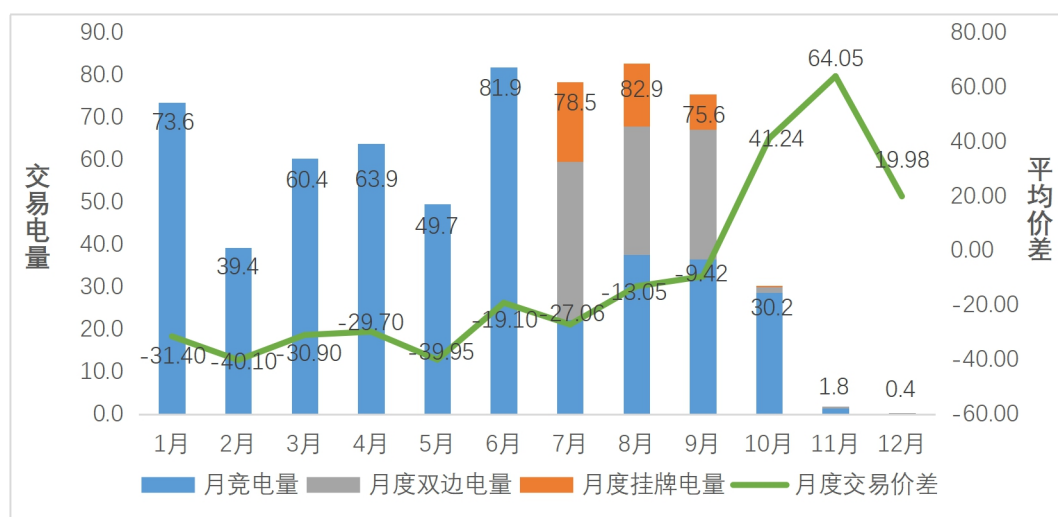
图 7. 2021 年年度双边协商交易分月情况（单位：亿千瓦时，厘/千瓦时）

2. 月度交易

2021 年 1-12 月，月度交易累计成交电量 638.1 亿千瓦时，同比增长 85.2%，平均价差-21.5 厘/千瓦时（图 8）；其中，

煤机成交 494.3 亿千瓦时，平均价差-21.5 厘/千瓦时；气机成交 143.8 亿千瓦时，平均价差-21.9 厘/千瓦时。

月度交易中，月度集中竞争交易共组织 12 次，累计成交电量 495.6 亿千瓦时，平均价差-20.7 厘/千瓦时；月度双边协商交易共组织 6 次，累计成交电量 100.2 亿千瓦时，平均价差-29.8 厘/千瓦时；月度挂牌交易共组织 6 次，累计成交电量 42.3 亿千瓦时，平均价差-12.1 厘/千瓦时。



注：11-12 月月度交易按绝对价格模式开展，为便于比较，转换为价差价格展示。

图 8. 2021 年 1-12 月月度交易情况（单位：亿千瓦时，厘/千瓦时）

3. 发电合同转让交易

2021 年 1-12 月，共组织月度发电合同转让交易 12 次，累计成交电量 148.8 亿千瓦时，成交均价 405.4 厘/千瓦时（图 9）。其中，煤机成交 115.0 亿千瓦时，成交均价 378.3 厘/千瓦时；气机成交 33.8 亿千瓦时，成交均价 501.0 厘/千瓦时。

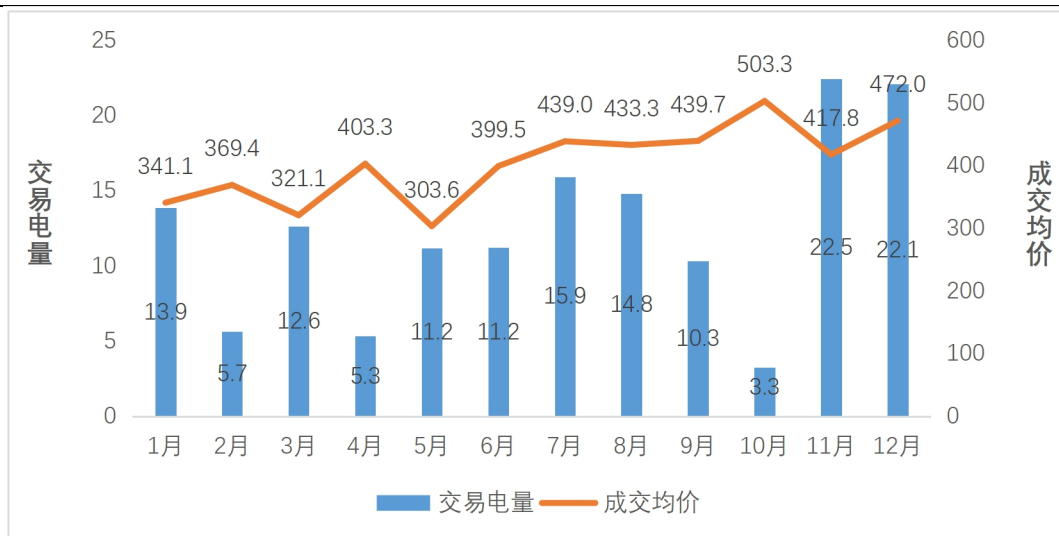


图 9. 2021 年广东发电合同转让交易情况（单位：亿千瓦时、厘/千瓦时）

（四）可再生能源电力交易

2021 年 6 月 22 日，广东省可再生能源电力交易正式启动，交易方式为双边协商交易。截至 12 月底，共组织完成 2021 年年度交易与 3 次月度交易，8 家可再生能源发电企业和 13 家售电公司参与交易，总成交电量 3005 万千瓦时，平均成交价差+26.1 厘/千瓦时。其中，风电成交 2364 万千瓦时，平均成交价差+25.0 厘/千瓦时；光伏发电成交 441 万千瓦时，平均成交价差+30.0 厘/千瓦时；生物质发电成交 200 万千瓦时，平均成交价差+30.0 厘/千瓦时。

（五）市场化需求响应

2021 年 5 月，广东首次启动市场化需求响应，运用市场化手段，激励引导用户主动节约用电参与削峰、避峰。截止 12 月底，共开展需求响应交易 77 天，日最大中标容量 149.1 万千瓦，累计 12219 个用电户注册，有效响应电量 2.6 亿千

瓦时，需求响应平均执行率 90.5%。5-12 月，售电公司需求响应净获利 2.4 亿元，响应用户净获利 7.4 亿元，分成比例为 24:76。市场用户总分摊电费 9.8 亿元，由需求响应地区市场用户按相应月份月度用电量比例分摊（表 11）。

表 11. 2021 年 5-12 月需求响应结算费用总体情况（单位：亿元）

费用项目		5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	12 月	合计
总体	调用收益	-1.1548	-0.6850	-2.2845	-2.2357	-2.3314	-0.7621	-0.3627	-9.8162
	考核电费	0.0064	0.0027	0.0058	0.0093	0.0060	0.0075	0.0069	0.0446
收益	售电公司净收益	-0.2895	-0.2221	-0.6172	-0.4521	-0.5483	-0.1656	-0.0873	-2.3821
	响应用户净收益	-0.8589	-0.4602	-1.6615	-1.7743	-1.7771	-0.5890	-0.2685	-7.3895
分摊	用户分摊电费	1.1484	0.6823	2.2787	2.2264	2.3254	0.7546	0.3558	9.7716

注：（1）支出为正，收入为负；（2）用户分摊电费包含需求响应调用收益分摊电费、考核分享电费。

（六）市场结算

1. 结算电量

2021 年，用户侧累计结算市场电量 2942.0 亿千瓦时（不含可再生），电量完成率 105.5%，相比去年同期提高 6.8 个百分点（图 10）。

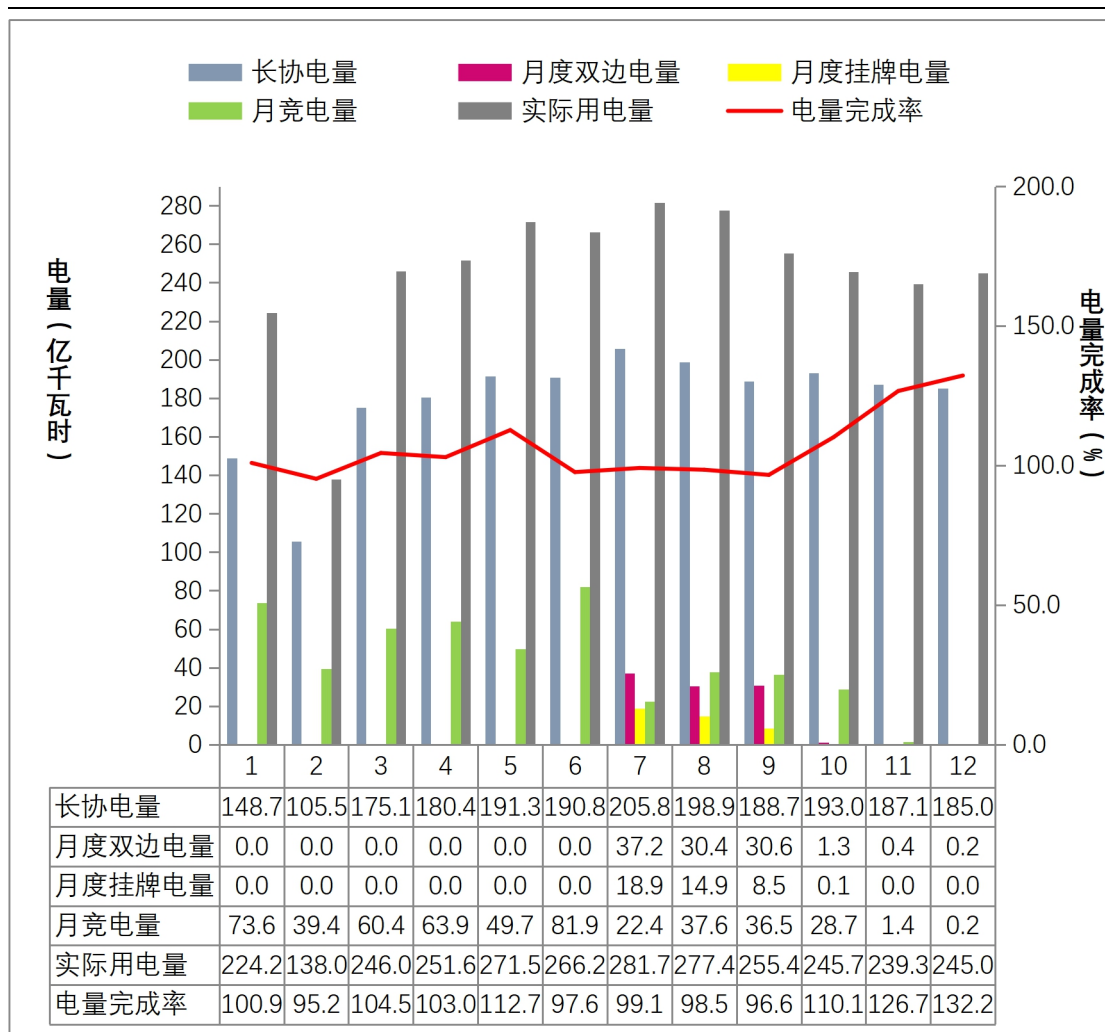


图 10. 2021 年市场交易电量及完成率（单位：亿千瓦时、%）

2. 结算电费与电价

2021 年，供给侧结算让利 99.6 亿元，按结算市场电量计算平均价差-33.8 厘/千瓦时；售电公司净收益 5.1 亿元（不含需求侧响应收益），按结算市场电量计算平均价差-1.7 厘/千瓦时；用户（含批发和零售用户）价差获利 94.5 亿元，其中用户价差合同获利电费 119.6 亿元，超额电费分摊-25.1 亿元；另外，平衡结算资金 1.1 亿元，用户变动成本补偿、居民损益及辅助服务分摊-3.4 亿元，用户净收益 92.2 亿元（表 12）。

表 12. 2021 年广东电力市场结算价差费用总体情况（单位：亿元）

	市场主体	价差 电费	考核 费用	必开 补贴	偏差 2 补偿 电费	合计
供给 侧	煤机	70.6	1.8	0.0	-2.2	70.2
	气机	29.0	0.3	0.0	-0.6	28.7
	核电	0.9	0.0	0.0	-0.2	0.7
	小计	100.5	2.1	0.0	-3.0	99.6
需求 侧	售电公司	-6.0	0.9	0.0	——	-5.1
	零售市场用户	-94.4	0.0	0.0	——	-94.4
	批发市场用户	-0.1	0.0	0.0	——	-0.1
	小计	-100.5	0.9	0.0	——	-99.6

注：（1）供需两侧支出为正，收入为负；（2）价差电费含退补费用；（3）5 月、11 月、12 月现货的价差电费按考虑考核补偿后的净收益统计。

从各地市对比来看，2021 年，阳江、河源、清远等地用户平均结算价差绝对值最高，潮州、汕头、东莞等地用户平均结算价差绝对值最小，最高和最低之间相差 15.9 厘/千瓦时（图 11）。

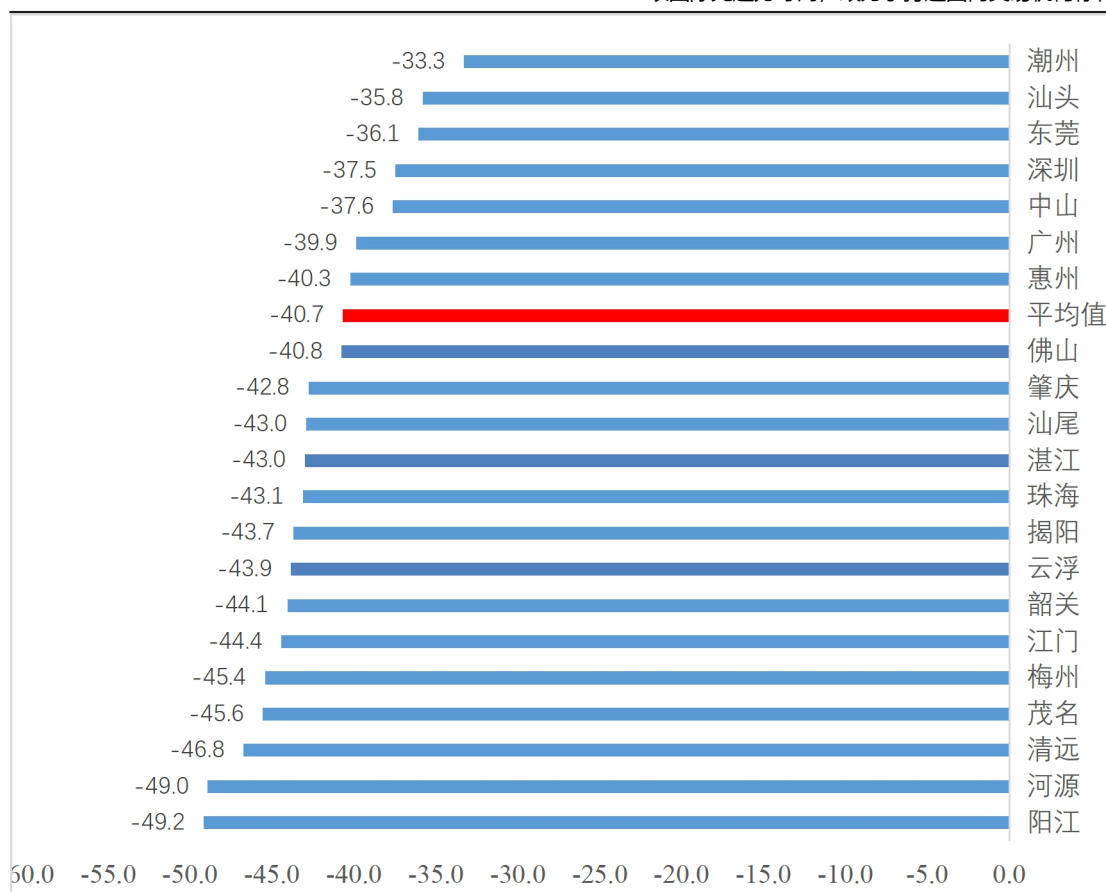


图 11. 各地市用户平均合同结算价差对比（单位：厘/千瓦时）

（七）零售市场

2021 年，共有 25925 家电力用户参与交易，其中 25923 家选择售电公司代理，2 家直接参与批发交易；共有 166 家售电公司参与交易，代理电量 2936 亿千瓦时（按代理用户实际用电量计算），占全市场交易电量的 99.8%。各类售电公司代理交易情况如表 13 所示。

2021 年，零售用户实际分成比例 95%。全年共有 96 家售电公司累计收益盈利，70 家亏损，整体亏损面为 42.2%。售电公司总体获利，平均度电获利 1.7 厘/千瓦时。

表 13. 2021 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	1-12月代理总电量	代理电量占比	代理用户合同价差度电获利	代理用户度电分摊	代理用户度电净获利	售电企业度电获利	零售用户分成比例	总代理用户数	代理用户数占比
发电背景	29	1425	48.6%	48.7	-9.3	39.4	-0.7	102%	7651	28.1%
独立售电	131	1310	44.6%	31.4	-9.4	22.0	5.2	81%	17118	62.9%
电网背景	6	201	6.8%	44.5	-9.4	35.1	-3.2	110%	2450	9%
合计	166	2936	100.0%	40.7	-9.3	31.4	1.7	95%	27219	100.0%

注：（1）代理电量为代理用户实际用电量；（2）正数表示获利，负数表示亏损；

（3）有 1296 家用户更换售电公司，代理户数统计略有重复。

（4）代理用户度电分摊包含超额电费、平衡结算资金及变动成本补偿分摊。

（5）获利电费、度电分摊不含需求侧响应。

（八）2022 年市场安排及年度交易情况

1. 市场规模

2022 年，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，广东电力市场安排市场交易规模目标约 5500 亿千瓦时，比 2021 年增长 104%，约占全省全社会用电量的 67%，视西电东送市场化进展情况可进一步扩大市场交易规模。其中安排年度市场交易规模 3150 亿千瓦时，按照“绝对价格+曲线”的模式组织。

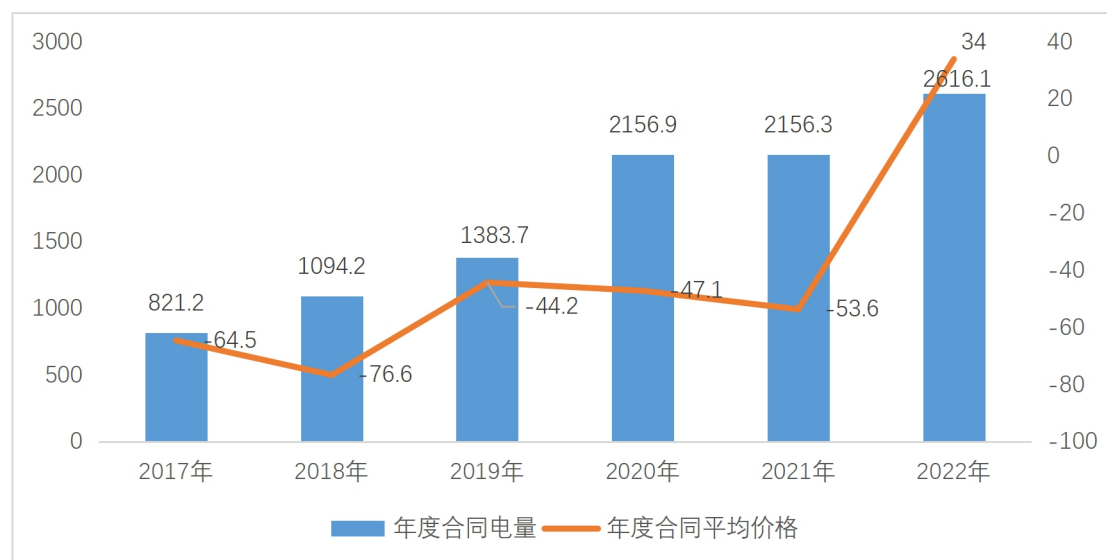
2. 年度交易情况

2021 年 12 月，分别组织完成 2022 年年度双边协商交易和年度挂牌交易，总成交电量 2616.1 亿千瓦时，平均价格

0.497 元/千瓦时，发电侧成交 92 家，售电公司成交 135 家，大用户成交 1 家。其中：

（1）年度双边协商交易成交合约 843 份，总成交电量 2541.6 亿千瓦时，均价为 0.497 元/千瓦时，发电侧成交 90 家，售电公司成交 132 家。

（2）年度挂牌交易成交笔数 237 笔，总成交电量 74.5 亿千瓦时，成交平均价格为 0.502 元/千瓦时，发电侧成交 52 家，售电公司成交 53 家，大用户成交 1 家。



注：2022 年度交易按绝对价格模式开展，为便于比较，转换为价差价格展示。

图 12. 2017-2022 年年度合同交易情况（单位：亿千瓦时、厘/千瓦时）

3. 可再生能源电力交易情况

2022 年可再生年度双边协商交易总成交电量 6.8 亿千瓦时，平均价格 0.514 元/千瓦时，其中发电侧成交 12 家，用电侧成交 21 家。

4. 电网代理购电交易情况

2021 年 12 月组织开展了 2022 年代购市场电量年度挂牌交易，总成交电量 495.4 亿千瓦时。其中共 82 家发电企业摘牌，总摘牌电量 456.31 亿千瓦时；剩余成交不足电量 39.13 亿千瓦时，按照剩余可摘牌电量空间分配给 92 家发电企业。

三、现货结算试运行情况

2021 年，南方（以广东起步）电力现货市场开展了 5 月、11-12 月结算试运行，平稳推进由“月度”向“不间断”的更长结算周期的过渡，顺利通过了电力供需紧张、燃料成本大幅上涨等多种不利因素的严峻考验，主动把握 1439 号文政策窗口机遇，建立市场价格直接向终端用户临时疏导机制，实现自 11 月起现货市场“边运行、边完善”的重大突破。总体来看，机制设计有效、业务运转高效、系统运行可靠，成功经受住了前所未遇的新场景测试，为后续全年连续结算试运行积累了宝贵经验。

（一）5 月结算试运行情况

5 月结算试运行在原有基数计划电量、年度价差中长期合同电量和零售代理关系不变的基础上，采用“价差月度交易+绝对价格周交易+现货”的模式开展，实施发电成本补偿，启动需求侧响应。

1. 年度和月度交易

5 月，价差中长期总交易电量 240.9 亿千瓦时，占 5 月市场用户侧总用电量 271.5 亿千瓦时的 88.7%；价差中长期交易综合均价 0.413 元/千瓦时。其中，价差年度合同电量 191.3 亿千瓦时（占全月市场电量 70.5%），平均价差-0.053 元/千瓦时；价差月竞交易电量 49.7 亿千瓦时（占全月市场电量 18.3%），成交价差-0.040 元/千瓦时。

5月现货结算试运行期间，共组织1轮用电合同电量转让交易，交易电量1.4亿千瓦时，平均成交价差-0.038元/千瓦时。

2. 绝对价格周交易

5月，累计开展绝对价格周双边协商、周集中竞争和周挂牌交易各4次，合计成交电量4.3亿千瓦时，均价0.388元/千瓦时。其中，周双边协商交易电量0.9亿千瓦时，平均价格0.301元/千瓦时；周集中竞争交易电量0.3亿千瓦时，平均价格0.484元/千瓦时；周挂牌交易电量3.1亿千瓦时，平均价格0.403元/千瓦时。

3. 现货市场交易

5月现货偏差电量28.7亿千瓦时，占全月市场用户总用电量的10.6%。

（1）市场申报

5月，共有209台机组、159家售电公司和2家大用户参与现货申报，平均报价0.508元/千瓦时。

（2）市场出清

5月，现货日前、实时均价分别为0.51、0.57元/千瓦时。日前市场小时价格最高0.942元/千瓦时，最低0.171元/千瓦时；实时市场小时价格最高1.499元/千瓦时，最低0.095元/千瓦时。从价格水平分布（图13）来看，日前价格主要集中在0.35元/千瓦时至0.65元/千瓦时，实时价格主要集中在0.35元/千瓦时至0.75元/千瓦时。

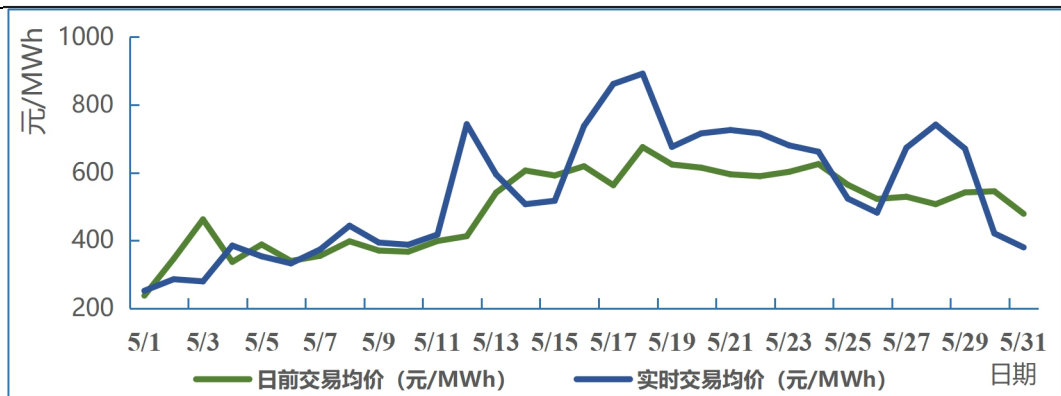


图 13. 5月发电侧现货价格水平

4. 市场结算

5月，发电侧市场机组全月总上网电量 431.4 亿千瓦时，收入总电费 203.6 亿元，市场机组总电量均价 0.472 元/千瓦时；用电侧结算电量 271.5 亿千瓦时（图 14），支出总电费 118.9 亿元，全电量综合电价 0.438 元/千瓦时（图 15）。

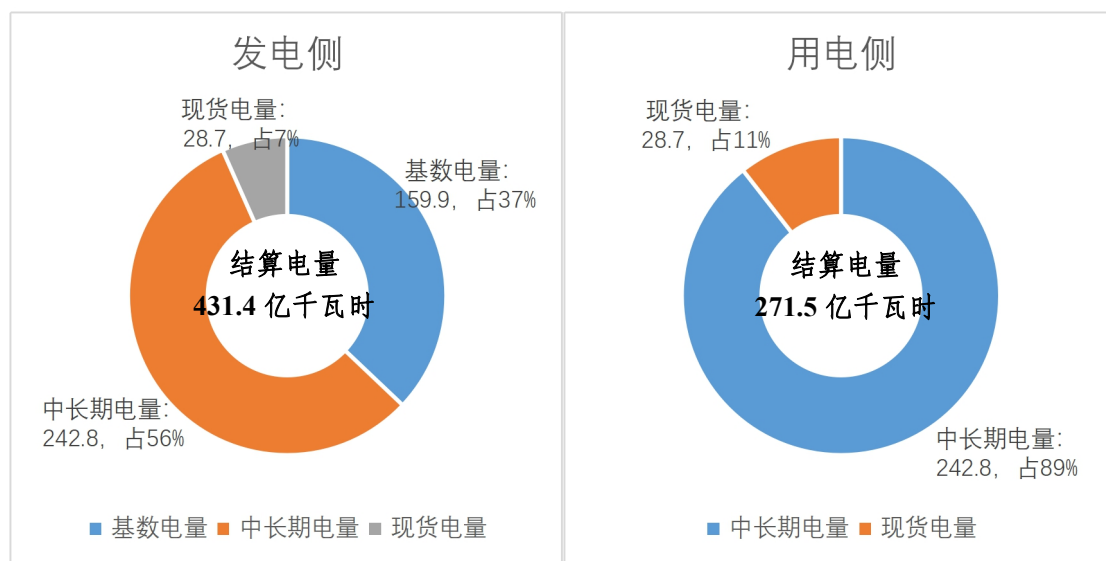
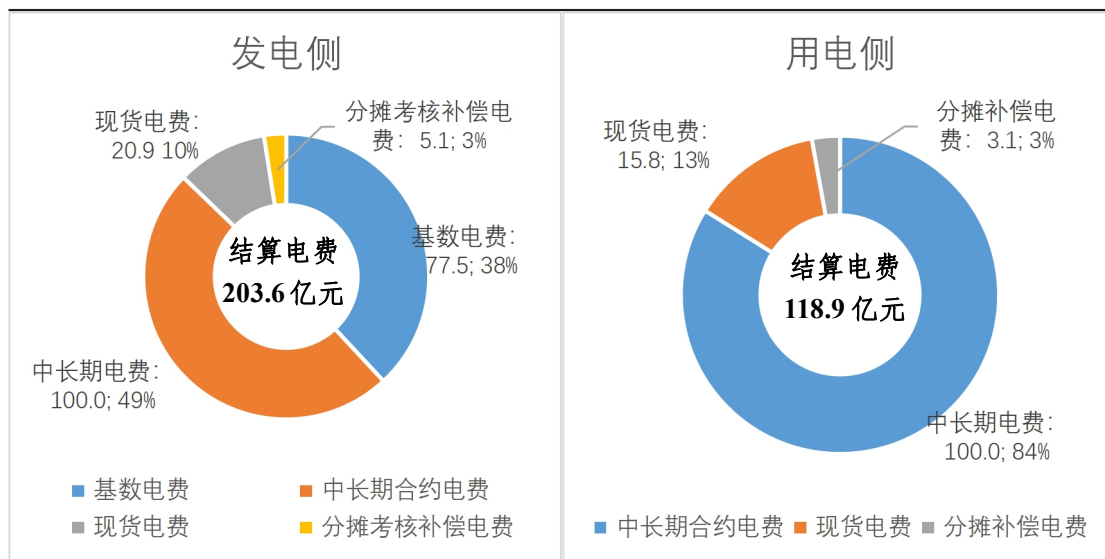


图 14. 2021 年 5 月结算电量情况 (单位: 亿千瓦时)



注：发电侧分摊返还补偿电费包含变动成本补偿、中长期合约阻塞电费 etc

图 15. 2021 年 5 月结算电费情况（单位：亿元）

（二）11-12 月连续结算试运行情况

11-12 月连续开展现货结算试运行。在现有年度中长期合同电量和零售代理关系不变的基础上，连续组织“绝对价格月、周交易+现货”结算试运行，全面放开燃煤、燃气电量进入市场，实施发电成本补偿，根据系统运行需要组织需求侧响应。按照国家 1439 号文要求，扩大月、周中长期成交价格上下浮动范围至 20%；理顺价格形成和传导机制，建立报价上限与一次能源价格联动机制，同时将批发价格超过基准价的部分，在 6 分/度的分摊上限以内传导至市场用户。12 月起，进一步落实工商业用户进入市场的要求，建立电网代理购电制度，对尚未进入市场的工商业用户全部取消目录电价，通过电网公司代理购电参加交易。

1. 年度和月度交易

11 月，年度和月度中长期总交易电量 188.9 亿千瓦时，

占 11 月市场用户侧总用电量 239.4 亿千瓦时的 78.9%；年度和月度中长期交易综合均价 0.411 元/千瓦时。其中：

（1）年度合同电量 187.1 亿千瓦时（占全月市场电量 78.2%），平均价差-0.053 元/千瓦时。

（2）月度交易电量 1.8 亿千瓦时（占全月市场电量 0.7%），成交价格 0.527 元/千瓦时。其中，月度双边协商交易电量 0.4 亿千瓦时，成交价格 0.439 元/千瓦时；月度挂牌交易无主体成交；月度集中竞争交易成交电量 1.4 亿千瓦时，成交价格 0.554 元/千瓦时。

12 月，年度和月度中长期总交易电量 185.3 亿千瓦时，占 12 月市场用户侧总用电量 245.1 亿千瓦时的 76%；年度和月度中长期交易综合均价 0.410 元/千瓦时。其中：

（1）年度合同电量 185.0 亿千瓦时（占全月市场电量 74.9%），平均价差-0.053 元/千瓦时。

（2）月度交易电量 0.4 亿千瓦时（占全月市场电量 0.7%），成交价格 0.483 元/千瓦时。其中，月度双边协商交易电量 0.2 亿千瓦时，成交价格 0.427 元/千瓦时；月度挂牌交易无主体成交；月度集中竞争交易成交电量 0.2 亿千瓦时，成交价格 0.554 元/千瓦时。

11 月，共组织 1 轮用电合同电量转让交易，交易电量 0.6 亿千瓦时，平均成交价格 0.469 元/千瓦时。12 月未开展用电合同电量转让交易。

2. 绝对价格周交易

11 月，累计开展绝对价格周双边协商、周集中竞争和周

挂牌交易各 3 次，合计成交电量 0.02 亿千瓦时，均价 0.403 元/千瓦时。其中，周双边协商交易电量 0.02 亿千瓦时，平均价格 0.403 元/千瓦时；周集中竞争交易和周挂牌交易无主体成交。

12 月，累计开展绝对价格周双边协商和周挂牌交易各 4 次，周集中竞争 3 次，无主体成交。

3. 现货市场交易

11 月，现货偏差电量 50.3 亿千瓦时，占全月市场用户总用电量的 21%。12 月，现货偏差电量 59.7 亿千瓦时，占全月市场用户总用电量的 24%。

（1）市场申报

11-12 月，共有 212 台机组、163 家售电公司和 2 家大用户参与现货申报。11 月，机组平均报价 0.716 元/千瓦时，其中气机申报均价 0.994 元/千瓦时，煤机申报均价 0.669 元/千瓦时。12 月，机组平均报价 0.665 元/千瓦时，其中，气机申报均价 0.935 元/千瓦时，煤机申报均价 0.605 元/千瓦时。

（2）市场出清

11 月，现货日前、实时均价 0.693、0.698 元/千瓦时，日前市场小时价格最高 0.946 元/千瓦时，最低 0.447 元/千瓦时；实时市场小时价格最高 1.181 元/千瓦时，最低 0.203 元/千瓦时。从价格水平分布（图 16）来看，日前价格主要集中在 0.65 元/千瓦时至 0.73 元/千瓦时，实时价格主要集中在 0.65 元/千瓦时至 0.75 元/千瓦时。

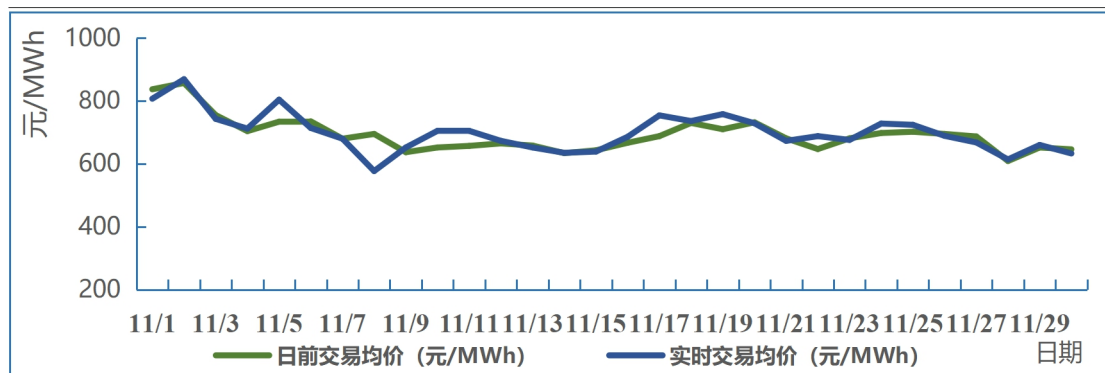


图 16. 11 月发电侧现货价格水平

12 月，现货日前、实时均价 0.673、0.694 元/千瓦时，日前市场小时价格最高 1.012 元/千瓦时，最低 0.152 元/千瓦时；实时市场小时价格最高 1.183 元/千瓦时，最低 0.13 元/千瓦时。从价格区间分布（图 17）来看，日前价格主要集中在 0.61 元/千瓦时至 0.72 元/千瓦时，实时价格主要集中在 0.62 元/千瓦时至 0.77 元/千瓦时。

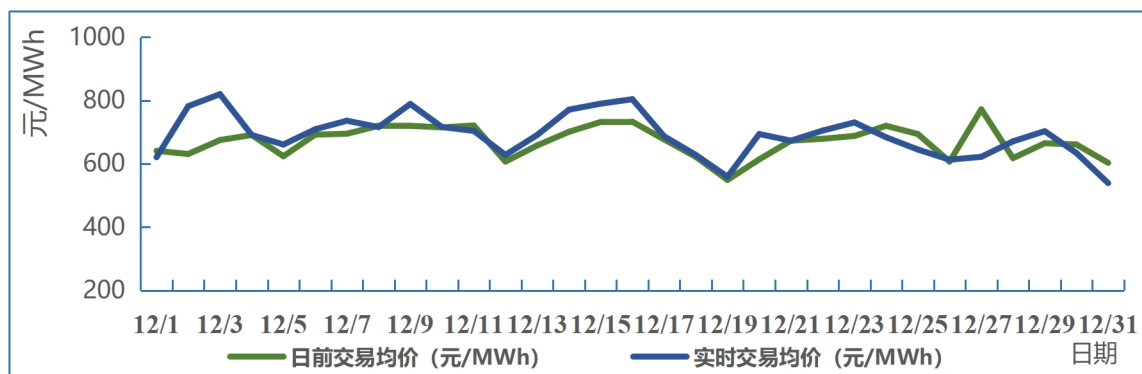


图 17. 12 月发电侧现货价格水平

4. 市场结算

11 月份发电侧市场机组全月总上网电量 324.9 亿千瓦时，收入总电费 162.0 亿元，市场机组总电量均价 0.499 元/千瓦时；用电侧结算电量 239.3 亿千瓦时（图 18），市场电费 108.2 亿元，结算平均电价 0.452 元/千瓦时（图 19）。

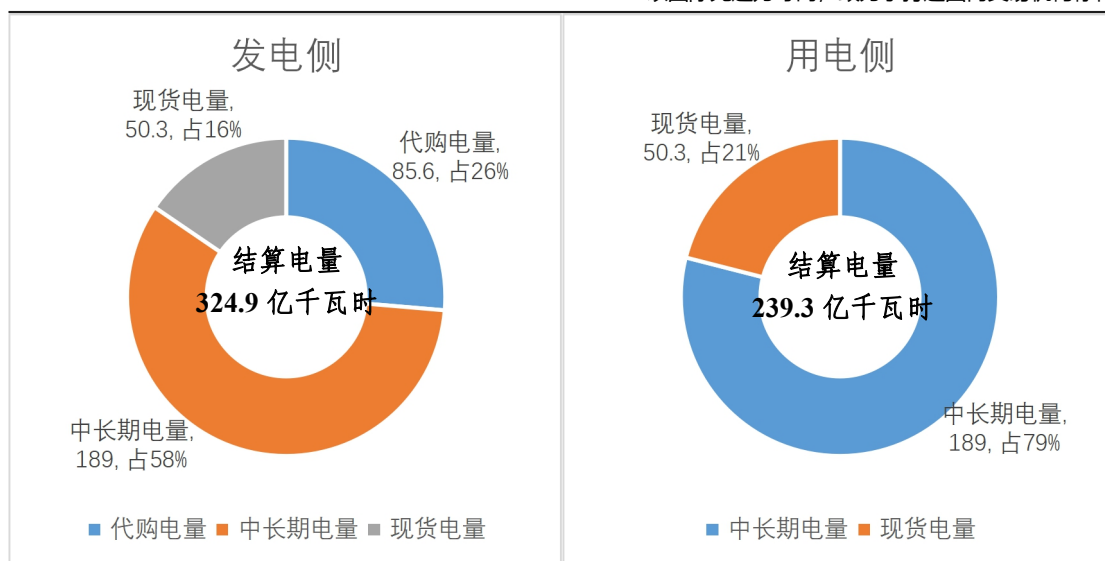
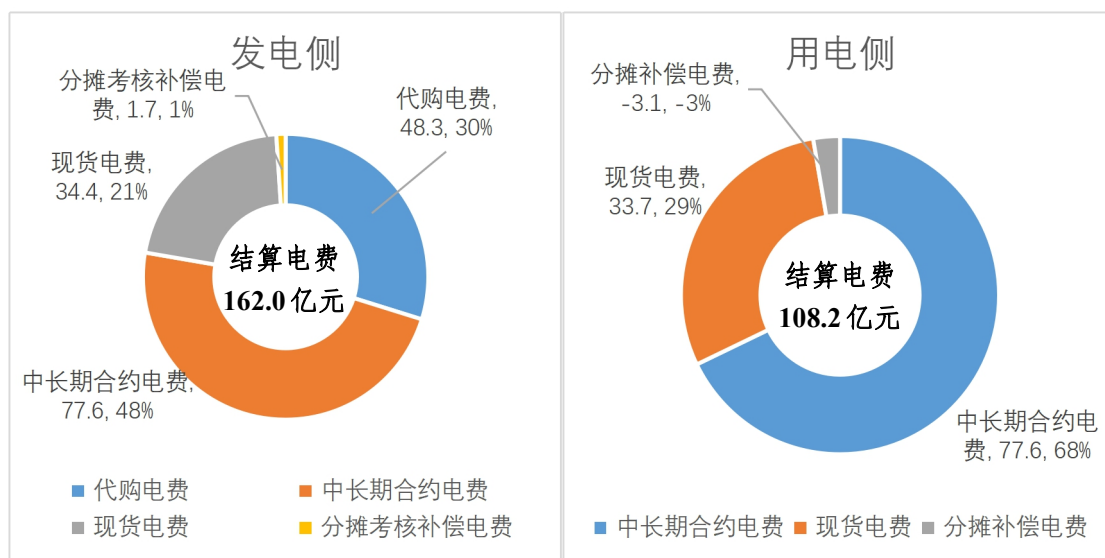


图 18. 2021 年 11 月结算电量情况（单位：亿千瓦时）



注：发电侧分摊返还补偿电费包含变动成本补偿、中长期合约阻塞电费等

图 19. 2021 年 11 月结算电费情况（单位：亿元）

12 月份发电侧市场机组全月总上网电量 377.6 亿千瓦时，收入总电费 185.1 亿元，市场机组总电量均价 0.490 元/千瓦时；用电侧结算电量 245 亿千瓦时（图 20），市场电费 111.8 亿元，结算平均电价 0.456 元/千瓦时（图 21）。

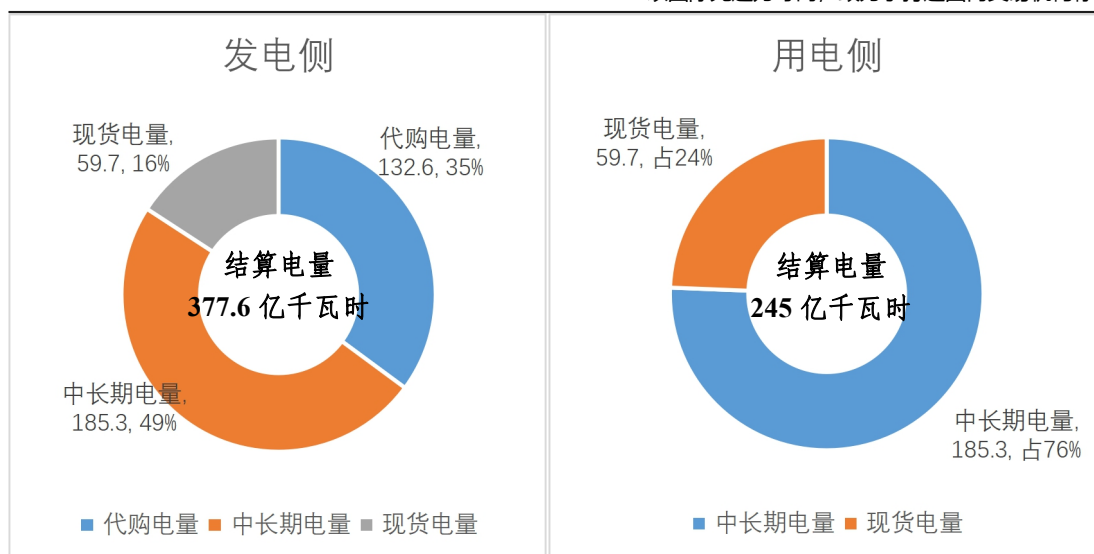
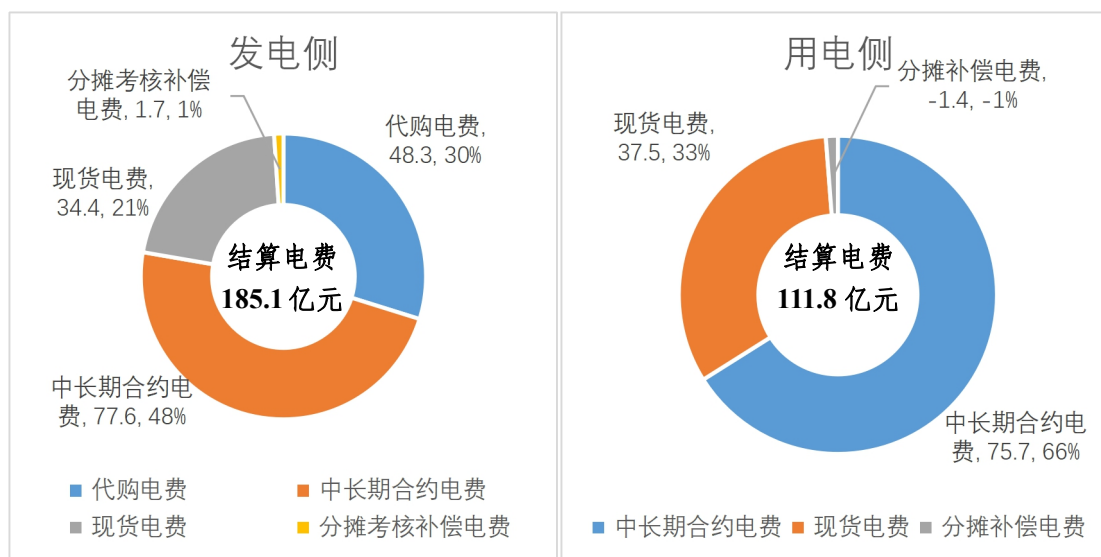


图 20. 2021 年 12 月结算电量情况 (单位: 亿千瓦时)



注：发电侧分摊返还补偿电费包含变动成本补偿、中长期合约阻塞电费 etc

图 21. 2021 年 12 月结算电费情况 (单位: 亿元)

四、2021 年市场建设情况

2021 年，是广东电力市场爬坡过坎，砥砺前行实现质变的一年，也是交易机构推动独立规范运行取得显著成效的一年，全年常态化开展中长期、现货、需求响应、可再生等多层次市场交易，累计开展 15 个交易品种、177 批次交易，实现交易“零差错”，获得广大市场主体的高度认可。

（一）实现南方（以广东起步）电力现货市场连续不间断运行的重大突破。

2021 年 5 月结算试运行，面对气温持续攀升、电力供应紧张、燃料成本大幅上涨等多种因素的严峻考验，通过积极配合政府、协调各市场主体，做好市场监控和问题处置，成功应对批发价格难以向终端用户疏导、市场管控措施不足等不利挑战，市场总体保持平稳有序运行，为再次重启试运行积累了宝贵经验。首次应用市场化需求响应机制，激励引导用户参与削峰、避峰，效果显著。

2021 年 11 月重启现货试运行，把握 1439 号文政策窗口机遇，推动所有工商业用户全部进入市场，建立市场价格直接向终端用户临时疏导机制；取消市场化燃煤、燃气电厂基数电量，建立机组报价与一次能源价格联动机制，实现 11 月起现货市场连续运行的重大突破。配合政府完成现货市场实施方案、“1+5”规则体系的编制，推动现货规则体系和关键机制更加成熟定型。

通过持续优化现货关键机制，在 2021 年不断拉长结算

周期，顺利实现试运行年内由“月度”向“连续”的过渡，南方（以广东起步）电力现货市场作为电力市场化改革的“广东样板”，相关研究成果获中国电力科学技术奖，成为国内首个获得电力行业最高级别技术奖励的电力市场类项目。

（二）积极运用市场化交易方式保障电力可靠供应和电网稳定运行。

一是用好国家关于燃煤价格上浮机制的政策要求，及时调整月度中长期交易单边降价让利机制，允许市场交易价格较燃煤基准价上浮最高 20%，实现了市场价格“能升能降”的重要突破。二是建立市场价格向终端用户动态疏导机制，将超出燃煤基准价部分的费用直接传导至终端用户，有效疏导发电成本，提高发电积极性。三是推动 2021 年 11 月重启现货试运行，通过现货全电量优化，最大程度提升了系统供给能力，发电侧非计划减出力由现货启动前约 1100 万千瓦下降至 300 万千瓦以下，保供稳价成效显著。

（三）“中长期+现货+辅助服务”的电力市场交易体系初具雏形。

作为首批售电侧改革和现货试点省份，广东已初步建立起以中长期为主、现货市场为补充、辅助服务市场相衔接的电力市场体系。目前，中长期市场 9 个交易品种，为市场主体提供了丰富避险交易工具，发挥中长期压舱石的作用；现货市场通过形成连续精准的价格信号，充分发挥市场决定资源配置的作用；辅助服务市场更是以市场化方式实现更细时间尺度内的电力供需平衡。以此为基础和平台，在 2021 年

对有关市场和机制进行优化完善，包括：首次引入风电、光伏等可再生能源参与市场化交易，推动可再生能源新机制落地实施；落实国家 1439 号文件要求，建立电网企业代理购电制度；新增用户侧峰谷平衡机制，加强与分时电价政策衔接。

（四）全方位提升市场保障能力，健全市场服务体系。

一是探索研究建立保底售电公司机制，编制发布《售电公司退出管理办法》、《保底售电实施方案》。二是强化准入注册信息核验能力，建立企业管理员授权书、入市承诺线上签订新模式，依托“日核日固”，确保档案数据及时准确；三是依托“交易 Wink”打造专属培训品牌，全年共开展 11 场次规则培训、累计培训市场主体 5 万人次。四是认真做好信息披露，提高市场运行透明度，加强微信公众号运营，全年累计推文 362 余篇，阅读量达 112 万次，推出电力市场小程序客户端，满足市场主体实时同步查看市场信息的需求。五是发布批发和零售合同模板，实现合同标准化、电子化签订，实现零售结算模式 100% 固化；六是推进服务热线升级改造，建立“一主一备”业务专线，全年累计接听热线 2.3 万宗，实现咨询快速应答。

（五）积极推进电力交易机构独立规范运行。

一是全面承接 234 号文件要求，引入广州电力交易中心作为新股东，完成新一届董事、监事的选举，编制《公司章程》《董事会议事规则》。二是持续优化制度管理体系。在没有成熟经验可借鉴的情况下，创新性地编制了交易品种策

划、交易组织、分析结算、交易系统管理等业务指导书修编 26 份，编制印发标准化交易规程，实现交易全流程规范化管理。三是加强风险管控，实现交易系统“三分离两独立”，新设立合规与风险控制部。

五、2022 年主要工作安排

新的一年，广东将始终坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，坚决贯彻国家和省政府的各项决策部署，坚持新发展理念，适应海量市场主体、多品种、高频次交易的需求，永葆“闯”的精神、“创”的劲头、“干”的作风，推动市场建设进入新阶段、迈向新台阶。

（一）持续优化现货市场关键机制，实现现货市场不间断运行。

持续完善南方（以广东起步）电力现货市场关键机制，解决现货结算试运行以来所面临的发电侧成本类补偿、中长期交易偏差考核、中长期与现货价格衔接等问题，确保现货长周期不间断运行平稳有序开展。

（二）加快放开可再生能源参与市场，促进电源结构低碳化转型。

推动可再生能源参与常规市场化交易。探索可再生能源参与中长期与现货市场的交易机制，促进可再生能源消纳；适时增加时间尺度更小的中长期交易和日内交易品种，提高交易灵活性，以适应可再生能源出力不确定性、波动性强的特点。

（三）研究开展储能等灵活调节资源参与市场。

编制发布储能的市场化交易方案，研究建立储能市场化交易机制，推动储能参与中长期、现货电能量和辅助服务交

易，通过优化系统峰谷有效保障电力可靠供应。同时通过市场化手段推动常规机组进行灵活性改造，保障电力系统安全稳定运行。

（四）积极推动外购电参与省内市场化交易。

逐步扩大市场化交易规模，落实全面放开经营性用户发用电计划的要求，从根源上解决因市场化发用电规模不匹配产生的负代购电量问题。积极推动外来电直接参与省内现货交易，优化市场竞价空间，进一步拉大市场峰谷价差。

（五）建立市场风险防控体系，确保市场运行平稳有序。

建立涵盖“事前、事中、事后”的市场力监测和防控体系，及时防范与化解市场力风险；健全市场风险防控机制，通过制度明确风险识别、监测、预警、处置流程；常态化运行现货模式下的履约风险管控机制，有效防范售电公司欠费风险；滚动修编交易机构安全生产风险库，提出风险防控措施和应急处置预案。

（六）完善零售市场建设，规范零售市场管理。

构建适应广东电力市场实际情况和与现货市场发展相适应的电力零售市场交易模式和管理体系，设计零售市场与批发市场在电价、电量、结算等方面的衔接协同机制，推动市场主体采用零售平台进行交易，并实现零售市场差异化分层管理。

附录：2021 年广东电力市场大事记

- 2021 年 1 月 12 日，广东电力交易中心开创“线上开放日”服务新模式，加强市场成员间交流合作，为市场建设建言献策。
- 2021 年 3 月 11 日，广东电力市场微信小程序正式上线，提供企业注册、零售电子合同、历史电量查询、零售结算等功能，实现零售市场业务移动化。
- 2021 年 3 月 19 日，广东电力交易中心圆满完成股权结构调整。
- 2021 年 5 月 14 日，印发《广东电力交易信用评价评分细则》，组织售电公司开展 2021 年信用评价工作，并发布评价结果。
- 2021 年 5 月 17 日，广东首次启动市场化需求响应，全年累计 12219 个用电户注册，有效响应电量 2.6 亿千瓦时。
- 2021 年 5 月 31 日，南方（以广东起步）电力现货市场顺利完成 5 月结算试运行，成功经受住了前所未遇的新场景测试。
- 2021 年 6 月 22 日，广东可再生能源电力交易正式启动，首日总成交电量 1048 万千瓦时，平均成交价差+18.8 厘/千瓦时。
- 2021 年 7 月 15 日，广东电力市场生态协同平台“交易 Wink”上线，主要定位为广东电力交易中心与批发市场主体沟通、协同的在线交流平台。

- 2021 年 7 月 19 日，全国首创的广东电力市场 5G 电力交易专网正式上线运行，实现核心交易业务专网化。
- 2021 年 8 月 30 日，广东 9 月份月度集中竞争交易总成交量 36.5 亿千瓦时，统一出清价差为 0.00 厘/千瓦时，为首次出现 0 价差。
- 2021 年 8 月 30 日，完成 2021 年 9 月份月度交易，自中发〔2015〕9 号文发布以来，市场交易电量累计突破 10000 亿千瓦时，节约用户用电成本 485.8 亿元。
- 2021 年 8 月 31 日，广东省发展改革委发布《关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知》，完善峰谷分时电价政策，将我省峰平谷比价调整为 1.7:1:0.38。
- 2021 年 9 月 7 日，全国绿色电力交易试点正式启动，开启了我国绿电消费新模式，共 17 个省份 259 家市场主体参与首次绿电交易，达成交易电量 79.35 亿千瓦时。其中，广东共 21 家市场主体参与，成交电量 9.1 亿。
- 2021 年 9 月 24 日，广东电力交易中心发布《关于完善广东电力市场 2021 年四季度运行有关事项的通知》，明确月度交易允许正价差、超额电费由所有市场用户按照实际用电量比例分摊等事宜。
- 2021 年 9 月 30 日，市场注册启用企业管理员授权书、入市承诺线上签订新模式，流程更加规范。
- 2021 年 10 月 1 日，广东电力交易中心 400930300 客服热线正式启用，配置专职客服应答团队，实现对市场主体日常咨询的快速受理与答复。

- 2021 年 10 月 8 日，《广东电力市场交易员管理办法（试行）》印发，随即启动交易员考试。2021 年共组织 9 场交易员考试，210 人通过考试，通过率 80%。
- 2021 年 11 月起，南方（以广东起步）电力现货市场启动连续结算试运行，本次试运行深入贯彻落实国家发改委 1439 号文要求，全面放开燃煤发电上网电价，扩大市场交易电价上下浮动范围，实现发电成本向终端用户传导。
- 2021 年 11 月 14 日，印发《广东电力市场履约风险管理实施细则（试行）》，对售电公司实施履约风险动态管理，切实保障市场安全有序运转。
- 2021 年 12 月起，对尚未直接参与市场交易的工商业用户，通过电网企业代理购电参与市场化交易，标志着工商业用户全面入市和工商业目录电价的全面取消。
- 2021 年 12 月 5 日，广东电力交易中心发布《关于开展 2022 年度零售合同线上签订工作的通知》，正式启用零售合同线上签订功能。
- 2021 年 12 月 7 日-12 月 25 日，组织开展 2022 年年度交易及可再生年度交易，年度交易成交电量 2616.1 亿千瓦时，可再生年度交易成交电量 6.8 亿千瓦时。
- 2021 年 12 月 27 日，广东省能源局 国家能源局南方监管局印发《关于南方（以广东起步）电力现货市场 2022 年结算试运行实施方案的复函》，自 2022 年 1 月起，南方（以广东起步）电力现货市场首次启动全年不间断试运行，实现市场由价差向绝对价格模式的全面转变。