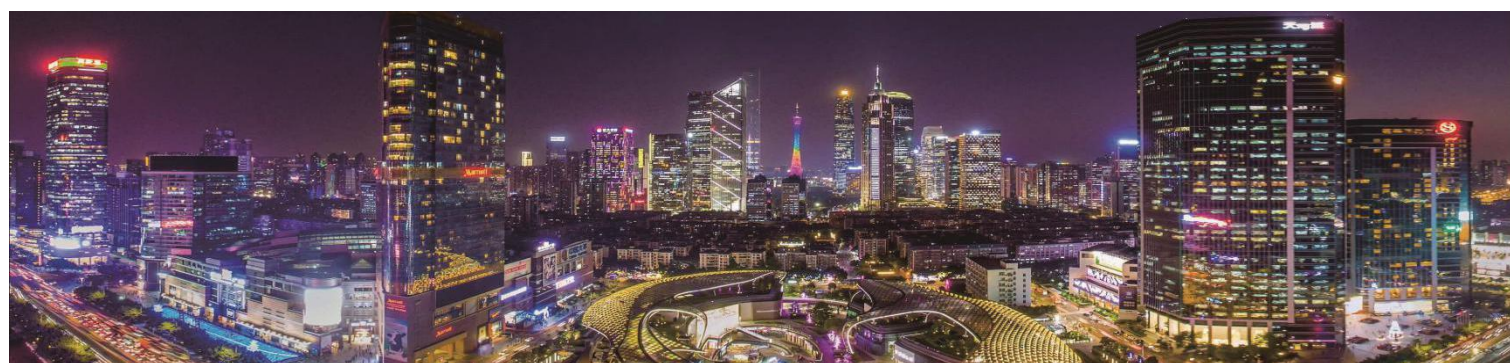


广东电力交易中心有限责任公司

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

广东电力市场 2020 年年度报告



广东电力交易中心

2021 年 02 月

前 言

2020 年是“十三五”收官之年，也是极不平凡的一年。面对突如其来的新冠疫情和复杂多变的经济社会、电力供应形势，广东电力市场在广东省能源局、国家能源局南方监管局的正确领导、网省电网企业和所有市场主体的积极支持参与下，努力克服疫情不利影响，丰富市场交易品种，持续完善交易规则，构建了完整的“中长期+现货”市场体系；南方（以广东起步）电力现货市场在全国率先开展发用两侧双边联动的全月结算试运行，实现现货市场“全覆盖、全穿透、全流程、全业务”，信息披露及时全面，受到国家部委和专家的肯定；积极防范化解市场风险，主动做好做细市场服务，全力保障市场平稳运行，圆满完成 2021 年度中长期交易合同“六签”任务。整个市场呈现开放有序、竞争活跃的良好态势，市场建设始终走在全国前列。

2020 年，广东电力市场累计完成市场交易电量 2716 亿千瓦时，累计节约用户用电成本 114.4 亿元。“十三五”期间，累计完成市场交易电量 8235.5 亿千瓦时，节约用户用电成本 385.6 亿元。截至“十三五”期末，准入市场主体 25072 家。

2021 年是实施“十四五”规划、开启全面建设社会主义现代化

现代化国家新征程的开局之年，也是广东电力市场攻坚克难、进入改革第二阶段的关键一年。广东将进一步贯彻新发展理念，继续统筹抓好疫情防控工作，积极稳妥推进南方（以广东起步）电力现货市场建设和市场运行各项工作，奋力实现“十四五”良好起步，助力我省在建设社会主义现代化国家新征程中继续走在全国前列。

《广东电力市场 2020 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、南方（以广东起步）电力现货市场结算试运行情况、2020 年市场建设情况、2021 年面临形势和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电网电力调度控制中心、广东电网市场营销部编制，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。

广东电力交易中心总经理致辞

回首 2020 年，栉风沐雨，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、在网省电网企业和所有市场主体的积极支持下，广东电力市场顺利通过了疫情突袭、市场边界大幅变化和现货全月结算试运行的考验，全年市场交易连续开市无间断、出清价格清晰合理、交易活跃流动性好，各项市场建设工作均圆满完成，超出预期。在这里我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、建设者和参与者表示衷心的感谢！

立足 2021 年，大道至简，实干为要！我们将继续把握创新发展的引领者、优质服务的践行者、绿色发展的推动者和政策决策的参谋部的定位，奋力实现“十四五”开好局起好步的目标，高站位、高质量推进广东电力市场改革发展各项工作，以市场主体为中心做好做优市场服务，打造高标准电力市场体系，不负韶华、不辱使命，以优异成绩向中国共产党建党 100 周年献礼！

广东电力交易中心总经理 黄远明

2021 年 2 月 26 日

目 录

前 言.....	1
广东电力交易中心总经理致辞.....	3
一、市场外部环境.....	5
（一）宏观经济形势.....	5
（二）电力供需情况.....	5
（三）广东电网概况.....	8
（四）市场政策文件.....	9
二、市场运行情况.....	12
（一）市场秩序.....	12
（二）市场准入.....	14
（三）市场主体.....	15
（四）价差中长期市场交易.....	18
（五）市场结算.....	21
（六）零售市场.....	24
（七）2021 年市场安排及年度交易情况.....	26
三、南方（以广东起步）电力现货市场结算试运行情况.....	28
（一）总体情况.....	28
（二）中长期市场交易.....	29
（三）现货市场交易.....	30
四、2020 年工作开展及“十三五”期间市场建设情况.....	34
（一）2020 年工作开展情况.....	34
（二）“十三五”期间市场建设情况.....	36
五、广东电力市场形势分析.....	42
六、2021 年主要工作安排.....	43
附录：2020 年广东电力市场大事记.....	47

一、市场外部环境

（一）宏观经济形势

2020 年，我国 GDP 总量 101.6 万亿元，同比增长 2.3%；广东省地区生产总值 11.08 万亿元，同比增长 2.3%（表 1）。

表 1. 2020 年广东及全国宏观经济形势

经济指标	广东		全国	
	2020 年	同比增速	2020 年	同比增速
国内（地区）生产总值	11.08 万亿元	2.3%	101.6 万亿元	2.3%
固定资产投资	-	7.2%	51.9 万亿元	2.9%
社会消费品零售总额	4.02 万亿元	-6.4%	39.2 万亿元	-3.9%
进出口总额	7.08 万亿元	-0.9%	32.2 万亿元	1.9%
其中：出口总额	4.35 万亿元	0.2%	17.9 万亿元	4.0%
进口总额	2.73 万亿元	-2.6%	14.2 万亿元	-0.7%
居民消费价格指数	-	2.6%	-	2.5%
规模以上工业增加值	3.31 万亿元	1.5%	-	2.8%

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

截至 2020 年底，全国全口径发电设备装机容量 22.0 亿千瓦，同比增长 9.5%（表 2）。2020 年全国全口径发电量 7.62 万亿千瓦时，同比增长 4.0%（表 3）；全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备累计平均利用小时 3758 小时，同比减少 70 小时。

表 2. 截至 2020 年底全国发电装机容量

装机类型	装机容量（亿千瓦）	同比增速（%）	装机容量占比（%）
总装机	22.0	9.5	100.0
其中：火电	12.5	4.7	56.6
水电	3.7	3.4	16.8
核电	0.5	2.4	2.3
风电	2.8	34.6	12.8
太阳能发电	2.5	24.1	11.5

数据来源：国家能源局

表 3. 2020 年全国全口径发电量

装机类型	发电量（万亿千瓦时）	同比增速（%）	发电量占比（%）
总装机	7.62	4.0	100.0
其中：火电	5.17	2.5	67.8
水电	1.36	4.1	17.8
核电	0.37	5.0	4.8
并网风电	0.47	15.1	6.2
并网太阳能发电	0.26	16.6	3.4

数据来源：中国电力企业联合会

截至 2020 年底，广东统调装机容量 1.4 亿千瓦，同比增长 11.3%（表 4），其中中调装机容量 1.1 亿千瓦，地调装机容量 0.3 亿千瓦。2020 年全省发受电量合计 6789 亿千瓦时，同比增长 3.2%（表 5）。

表 4. 截至 2020 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	14075.5	11.3%	100.0%
其中：煤电	6581.8	7.9%	46.8%
气电	2680.0	20.9%	19.0%
水电	937.8	0.9%	6.7%
核电	1613.6	0.0%	11.5%
并网风电	610.8	53.8%	4.3%
并网太阳能发电	577.0	51.0%	4.1%
其他	1074.4	6.6%	7.6%

数据来源：广东电网公司

表 5. 2020 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	6789	100.0%	3.2%
其中：外受电量	2009	29.6%	1.9%
省内煤电	2460	36.2%	0.5%
省内气电	748	11.0%	18.6%
省内水电	204	3.0%	-33.7%
省内核电	1032	15.2%	5.6%
省内风电	97	1.4%	34.7%
省内太阳能	45	0.7%	44.8%
省内生物质及其他	194	2.9%	34.9%

数据来源：广东电网公司

2. 全社会用电量

2020 年，全国全社会用电量 75110 亿千瓦时，同比增长 3.1%（表 6）；广东省全社会用电量 6926 亿千瓦时，同比

增长 3.4%（表 7）；广东最高统调负荷 1.27 亿千瓦，比去年最高负荷增长 4.0%。

表 6. 2020 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	75110	3.1	100.0
第一产业用电	859	10.2	1.1
第二产业用电	51215	2.5	68.2
第三产业用电	12087	1.9	16.1
城乡居民用电	10949	6.9	14.6

数据来源：国家能源局

表 7. 2020 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	6926.12	3.44	100.00
第一产业用电	125.33	7.62	1.81
第二产业用电	4205.29	2.04	60.72
其中：制造业	3431.09	3.27	49.54
第三产业用电	1416.27	2.66	20.45
城乡居民用电	1179.22	9.32	17.03

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 2020 年底，共有 220 千伏及

以上输电线路 43751 千米（含电缆）、变电站 566 座、主变容量 37431 万千伏安（含深圳电网）。

2. 外部联网情况

截至 2020 年底，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 2020 年底，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

2020 年，广东省按照国家电力体制改革和“六保六稳”工作部署，持续推进电力市场建设，编制出台系列政策文件。2020 年广东电力市场相关政策文件如表 8 所示。

表 8. 2020 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	国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知	发改办能源规〔2020〕245 号	要求结合实际制定电力现货市场稳定运行的保障措施，做好电力中长期交易合同衔接工作、不得设置不平衡资金池等。
2	市场建设	国家发改委办公厅 国家能源局综合司关于印发省级可再生能源电力消纳保障实施方案编制大纲的通知	发改办能源〔2020〕181 号	明确各省级可再生能源电力消纳保障实施方案的编制框架应包含的消纳责任权重、考核方法等内容。
3	市场建设	国家发展改革委 国家能源局关于印发各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知	发改能源〔2020〕767 号	提出各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重，明确牵头责任部门。

序号	类别	发文名称	发文号	主要内容
4	市场建设	国家发展改革委 国家能源局印发《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》的通知	发改体改〔2020〕234号	推进电力交易机构独立规范运行，进一步厘清交易机构、市场管委会和调度机构的职能定位，加快推进交易机构股份制改造。
5	市场安排	国家发展改革委关于做好2020年电力中长期合同签订工作的通知	发改运行〔2019〕1982号	明确2020年市场主体中长期合同电量不低于上一年用电量95%或近三年的平均用电量。
6	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”。
7	市场安排	广东省发展改革委关于2020年电力市场交易规模和市场准入有关事宜的通知	粤发改能源函〔2019〕3604号	明确2019年市场交易规模和市场准入条件。
8	市场安排	广东省发展改革委 国家能源局南方监管局关于做好2020年广东电力市场中长期交易合同签订工作的通知	粤发改能源函〔2019〕3704号	明确2020年广东电力市场交易组织形式、年度交易规模等内容。
9	市场安排	广东省能源局关于下达2020年度发电机组基数电量指导计划和做好电力市场年度交易安排的通知	粤能电力函〔2019〕689号	公布2020年度发电机组基数电量指导计划和电力市场年度交易安排。
10	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年市场交易规模、市场主体准入标准、各类市场交易安排。
11	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。
12	市场安排	关于开展南方（以广东起步）电力现货市场2020年8月全月结算试运行的通知	广东交易〔2020〕96号	明确全月结算试运行的参与主体和交易安排，发布按月结算试运行实施方案、结算试运行期间价差月度交易补充规则。
13	价格政策	国家发展改革委办公厅关于疫情防控期间采取支持性两部制电价政策降低企业用电成本的通知	发改办价格〔2020〕110号	采取支持性两部制电价政策，在疫情防控期间降低企业用电成本。

序号	类别	发文名称	发文号	主要内容
14	价格政策	国家发展改革委关于延长阶段性降低企业用电成本政策的通知	发改价格〔2020〕994号	延长阶段性降低企业用电成本政策，明确实施范围、具体措施、工作要求。
15	价格政策	国家发展改革委关于印发《区域电网输电价格定价办法》的通知	发改价格规〔2020〕100号	修订《区域电网输电价格定价办法（试行）》。
16	价格政策	国家发展改革委关于印发《省级电网输配电价定价办法》的通知	发改价格规〔2020〕101号	修订《省级电网输电价格定价办法（试行）》。
17	价格政策	国家发展改革委关于核定2020~2022年省级电网输配电价的通知	发改价格规〔2020〕1508号	发布各省级电网输配电价。
18	价格政策	广东省发展改革委关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的实施方案	粤发改价格〔2019〕400号	要求燃煤发电新增交易电量执行“基准价+上下浮动”市场化价格机制。
19	价格政策	广东省发展改革委转发国家发展改革委关于阶段性降低企业用电成本支持企业复工复产的通知	粤发改价格〔2020〕74号	明确全省降电价范围，强调确保降低电价措施平稳实施并尽快执行到位。
20	价格政策	广东省发展改革委关于积极贯彻落实疫情防控期间降低企业用电成本有关问题的通知	粤发改价格函〔2020〕187号	支持企业积极应对疫情影响，疫情防控期间积极落实降低企业用电成本。
21	价格政策	广东省发展改革委印发《广东省发展改革委关于增量配电网配电定价成本监审的办法》的通知	粤发改规〔2020〕5号	对广东省行政区域内制定或者调整增量配电价格实施定价成本监审。
22	交易规则	国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力中长期交易基本规则》的通知	发改能源规〔2020〕889号	修订《电力中长期交易基本规则（暂行）》，适应现阶段中长期交易组织、实施、结算等方面需要。
23	交易规则	国家能源局关于印发《电力现货市场信息披露办法（暂行）》的通知	国能发监管〔2020〕56号	信息披露原则和方式，各类市场主体信息披露内容，信息保密和封存，监督管理等内容。
24	交易规则	关于印发《广东电力市场交易规则补充规定（试行）》的通知	广东交易〔2020〕66号	调整热电联产机组月度交易、大鹏一期“以气定电”机组参与月度交易、交易结算等条款。

二、市场运行情况

根据《广东省发展改革委关于 2020 年电力市场交易规模和市场准入有关事宜的通知》（粤发改能源函〔2019〕3604 号），2020 年广东省安排市场交易规模约 2600 亿千瓦时，同比增长 30%。

2020 年，广东电力市场累计交易电量 2716 亿千瓦时，其中用电侧市场电量 2501.4 亿千瓦时，同比增长 28.3%，占全省全社会用电量的 36.1%，占省内发电量的 52.3%，平均成交价差-45.7 厘/千瓦时，累计降低用户用电成本 114.4 亿元，节省耗煤 581.2 万吨，减少二氧化碳排放 1545.9 万吨，减少二氧化硫排放 11.2 万吨，降低社会发电成本 46.5 亿元。

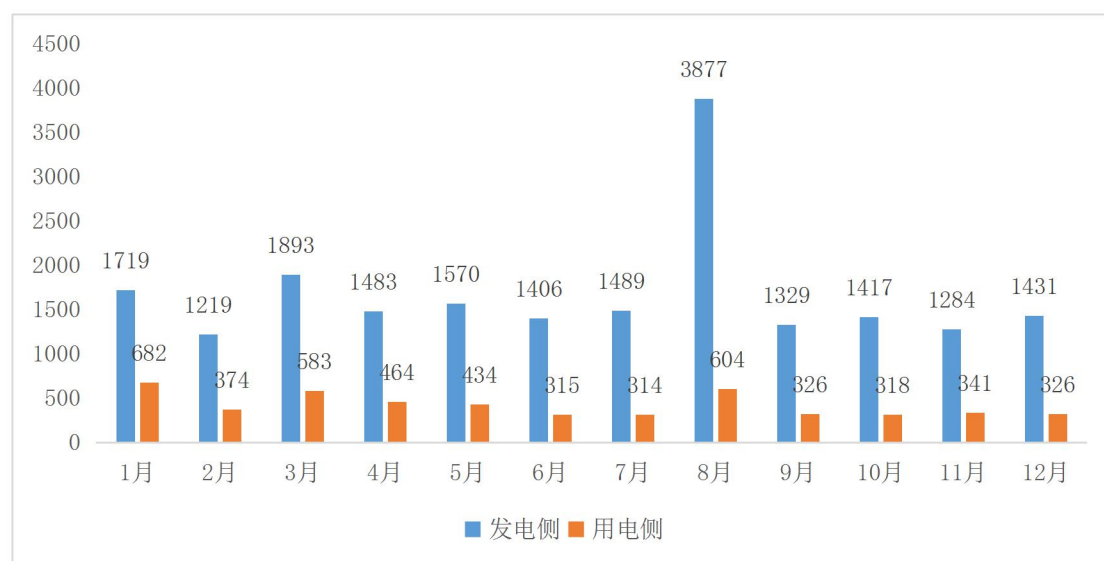
“十三五”期间，广东电力市场累计完成市场交易电量 8235.5 亿千瓦时，其中用电侧市场电量 7604.2 亿千瓦时，平均成交价差-50.7 厘/千瓦时，累计降低用户用电成本 385.6 亿元。2017-2020 年，累计节省耗煤 885.2 万吨，减少二氧化碳排放 2354.7 万吨，减少二氧化硫排放 17.0 万吨。

（一）市场秩序

1. 市场集中度

2020 年，根据月度集中竞争市场集中度指标，发电侧市场集中度指数（HHI）处于 1219-3877 之间，平均值 1676.4，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 314-682 之间，平均值 423.4，属于“竞争型”市场结构，竞争较为充分（图 1）。

“十三五”期间，发电侧 HHI 年平均值处于 1359.5-1676.4 之间，5 年平均 1504.1，总体上属于“低集中寡占型”市场结构；需求侧 HHI 年平均值处于 423.4-1310 之间，5 年平均 664.9，属于“竞争型”市场结构，且总体上呈逐年降低趋势，市场竞争持续充分（图 2）。



注：1. 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。
2. 广东电力市场 HHI 指数只统计月竞交易情况，8 月现货全月结算试运行期间，由于同时开展价差月度双边协商和挂牌交易，部分电厂、用户仅参与双边或挂牌交易，在月竞市场没有成交电量，导致 8 月的 HHI 指数相对较高。若考虑 8 月双边和挂牌交易电量，则 8 月 HHI 指数为 1349，全年平均值为 1465.8。

图 1. 2020 年广东月竞市场集中度指数（HHI）

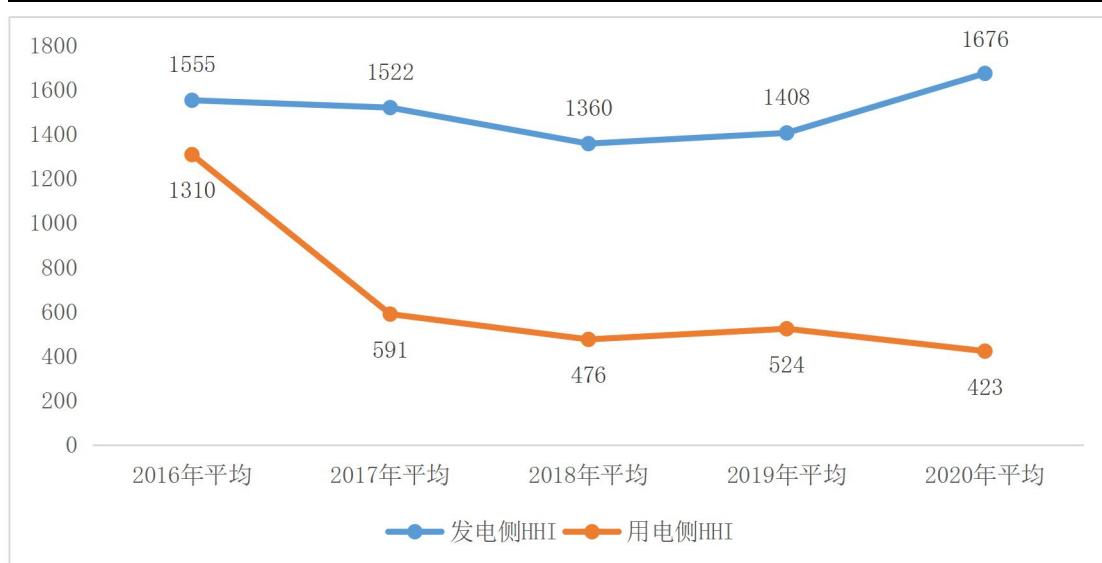


图 2. “十三五”期间广东月竞市场集中度指数（HHI）

2. 履约保函

截至 2020 年底，共收取 161 家售电公司共 188 份有效履约保函，保函金额合计 9.9425 亿元（表 9），有效防范电力市场欠费风险。

表 9. 截至 2020 年底售电公司履约保函提交情况

保函额度	200 万元	200-500 万元	500-1000 万元	1000-2000 万元
售电公司数量（家）	82	24	31	24

3. 合同履行

2020 年，广东电力市场共签订批发合同 3818 份，零售合同 20737 份，全部通过交易系统完成签订和备案，实际履约率 100%。

（二）市场准入

“十三五”期间，广东稳步放开发用电计划，发电侧、用户侧准入门槛逐年降低（表 10）。

表 10. 2016、2020 年市场准入门槛对比

		2016 年	2020 年
发电侧		<ul style="list-style-type: none"> ➤ 单机容量 30 万千瓦及以上燃煤机组。 ➤ 总装机 5271.2 万千瓦。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 省内中调及以上燃煤电厂（含点对网送电的鲤鱼江、桥口电厂）。 ➤ 省内中调及以上燃气电厂。 ➤ 总装机 10603.2 万千瓦。
用户侧	大用户	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 年用电量 8000 万千瓦时的省内工业企业。 ➤ 列入《广东省主题功能区开发产业发展指导目录》，年用电量 800 万千瓦时的企业。 ➤ 年用电量 5000 万千瓦时的商业用户。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 年用电量 8000 万千瓦时的省内工业企业。 ➤ 年用电量 5000 万千瓦时的商业用户。
	一般用户	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 11 个省级产业转移园区内的工商业用户。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 省级大型骨干企业。 ➤ 83 个产业转移园内所有工业用户。 ➤ 珠三角 9 市年用电量 400 万千瓦及以上的工商业用户。 ➤ 粤东西北 12 市年用电量 200 万千瓦及以上的工商业用户。 ➤ 年用电量 200 万千瓦及以上的钢铁、建材行业企业。 ➤ 年用电量 100 万千瓦及以上的高新技术企业。

（三）市场主体

截至“十三五”期末，共有 25072 家市场主体获得市场准入资格，比“十二五”期末增加 24845 家，“十三五”期间年均增长 156.2%（图 3）。其中，已完成注册登记的 23666 家，注册率 94.39%；参与市场交易的 21510 家，占总数的 85.79%（表 11）。

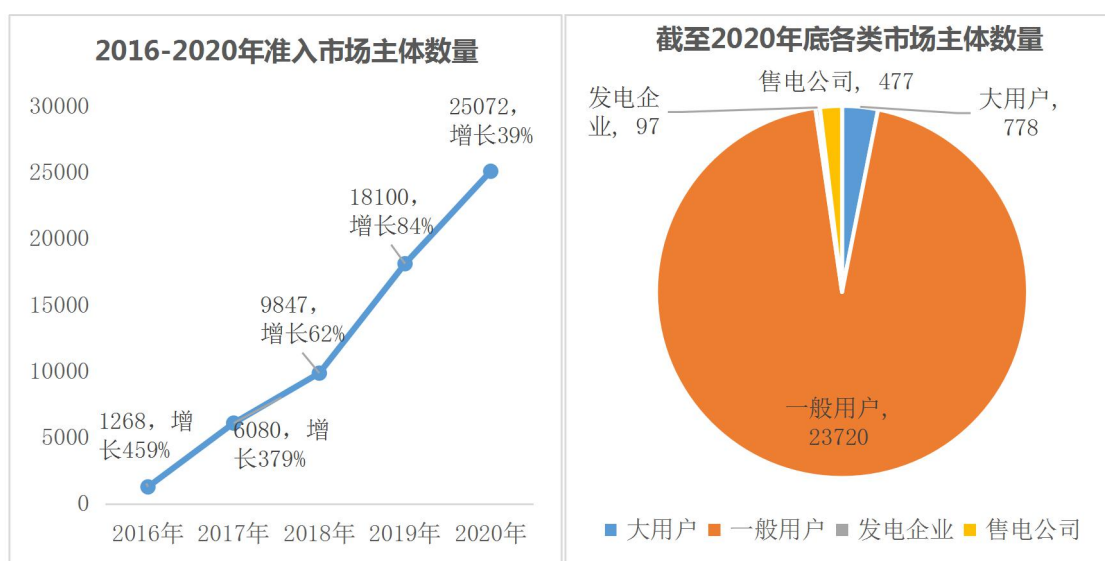


图 3. “十三五”广东电力市场主体准入情况（单位：家）

表 11. “十三五”期末各类市场主体参与市场交易情况

市场主体	准入数量（家）	参与交易数量（家）	参与交易的比例
售电公司	477	144	30.2%
其中：国有	69	36	52.2%
集体	2	1	50.0%
民营	334	95	28.4%
三资	21	12	57.1%
未注册	51	-	-
发电企业	97	86	88.7%
电力用户	24498	21424	87.5%
其中：大用户	778	676	86.9%
一般用户	23720	20748	87.5%
合计	25072	21510	85.8%

从准入市场电力用户的地区分布来看，东莞、广州和佛山分列前三位（图 4）。

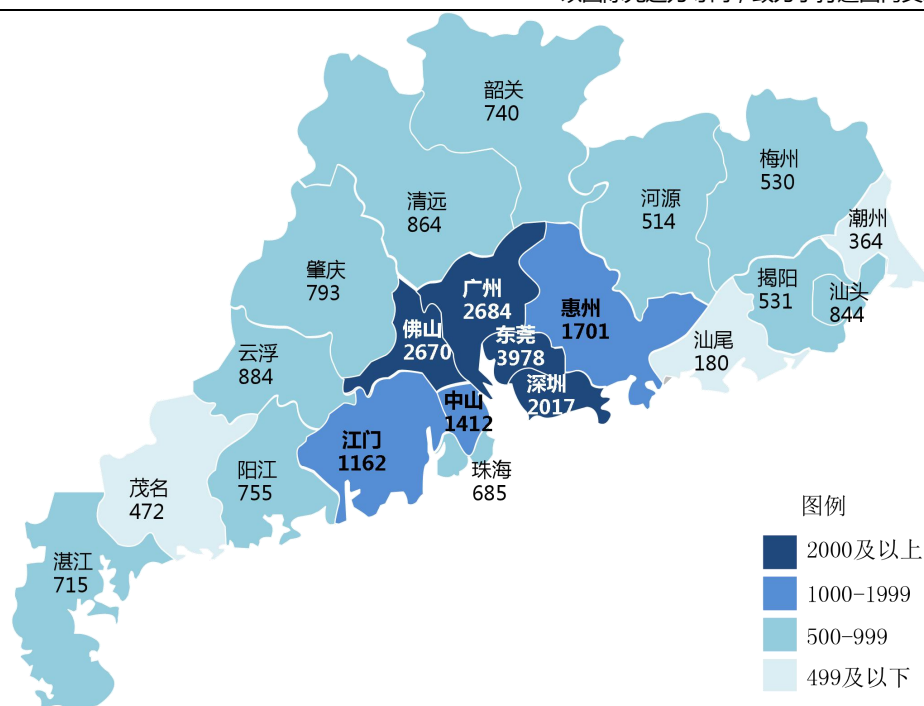


图 4. “十三五” 期末广东电力市场用户地市分布情况 (单位: 家)

从准入市场售电公司的地区分布来看，全年新增 8 家省外售电公司获得广东电力市场准入资格，售电公司仍以广州、深圳两地数量居多，共占全省总数的 68.9% (图 5)。

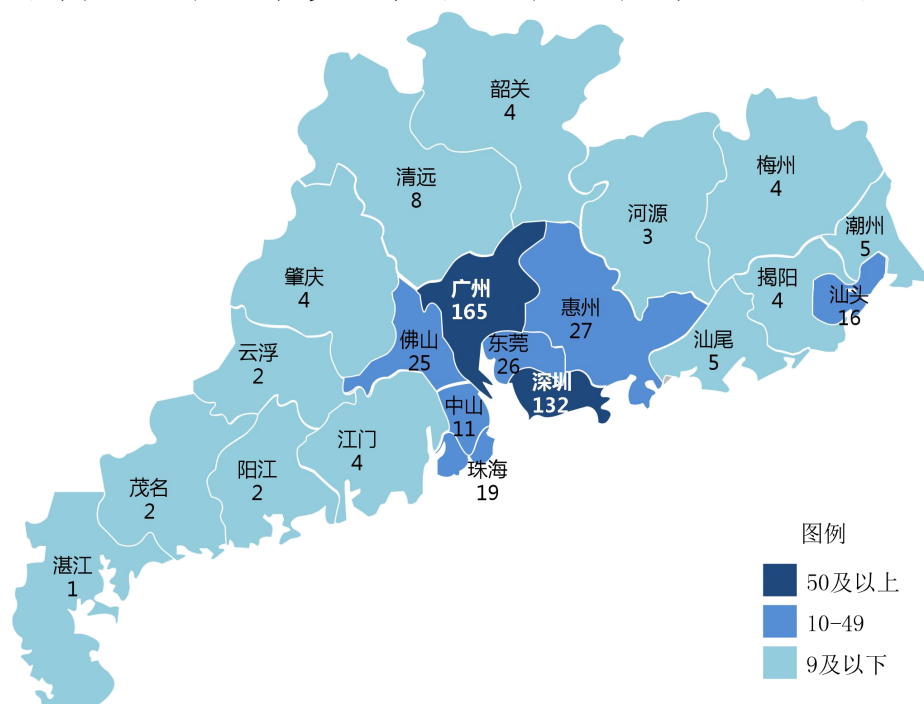


图 5. “十三五” 期末广东电力市场售电公司地市分布情况 (单位: 家; 不含八家省外售电公司)

（四）价差中长期市场交易

2020 年，广东省价差中长期电力市场总成交量 2716 亿千瓦时，其中，一级市场总成交量 2501 亿千瓦时，同比增长 28.3%，平均成交价差-45.7 厘/千瓦时；二级市场总成交量 215 亿千瓦时，成交均价 287.6 厘/千瓦时。

“十三五”期间，广东省价差中长期电力市场总成交量 8235 亿千瓦时，其中，一级市场总成交量 7604 亿千瓦时，平均成交价差-50.7 厘/千瓦时；二级市场总成交量 631 亿千瓦时（图 6）。

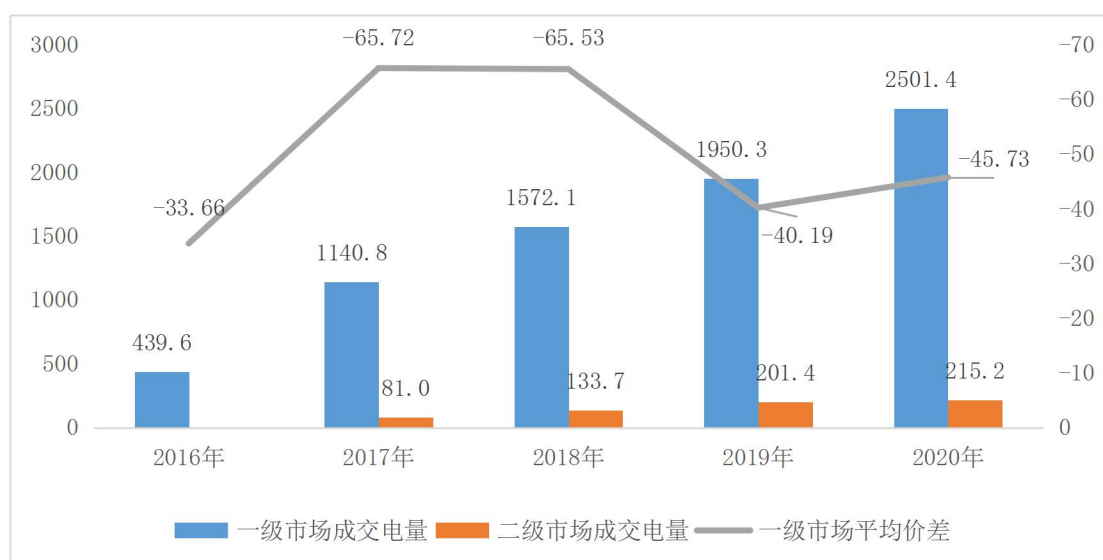


图 6. “十三五”期间市场交易量价（单位：亿千瓦时，厘/千瓦时）

1. 一级市场交易

2020 年，一级市场总成交量 2501.4 亿千瓦时，其中年度双边协商交易累计成交 2110.2 亿千瓦时，同比增长 78.1%，平均价差-47.1 厘/千瓦时；年度合同电量集中交易累计成交 46.7 亿千瓦时，同比减少 76.5%，平均价差-47.2 厘/千瓦时；月度集中竞争交易累计成交 326.4 亿千瓦时，同比

减少 42.4%，平均价差-34.2 厘/千瓦时（图 7、图 8）。

8 月现货结算试运行期间，组织 1 轮价差月度双边协商交易，总成交电量 16.96 亿千瓦时，平均价差-0.085 元/千瓦时；组织 1 轮价差月度挂牌交易，总成交电量 1.16 亿千瓦时，平均价差-0.121 元/千瓦时。

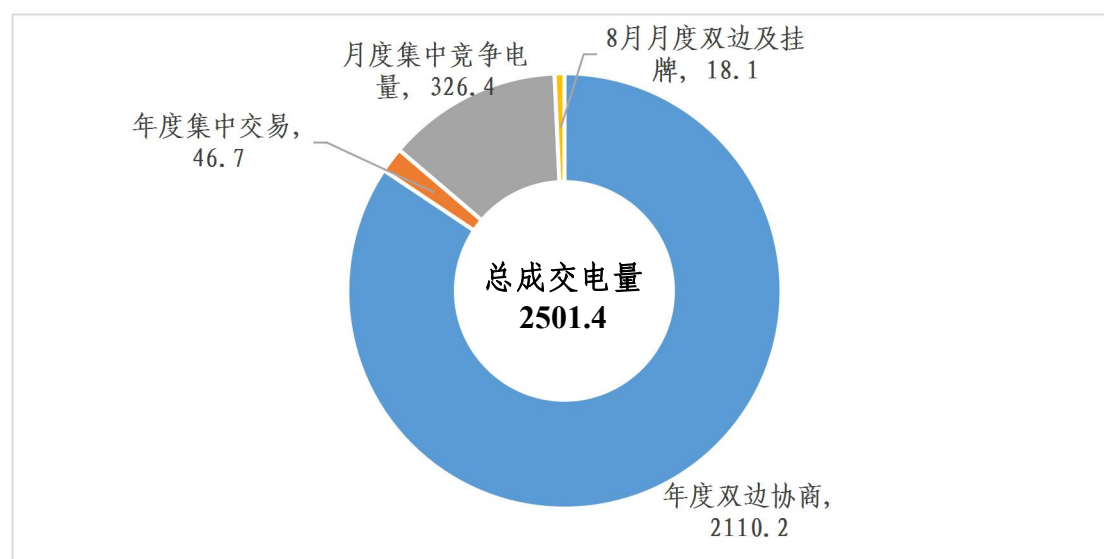


图 7. 2020 年广东一级市场交易情况（单位：亿千瓦时）

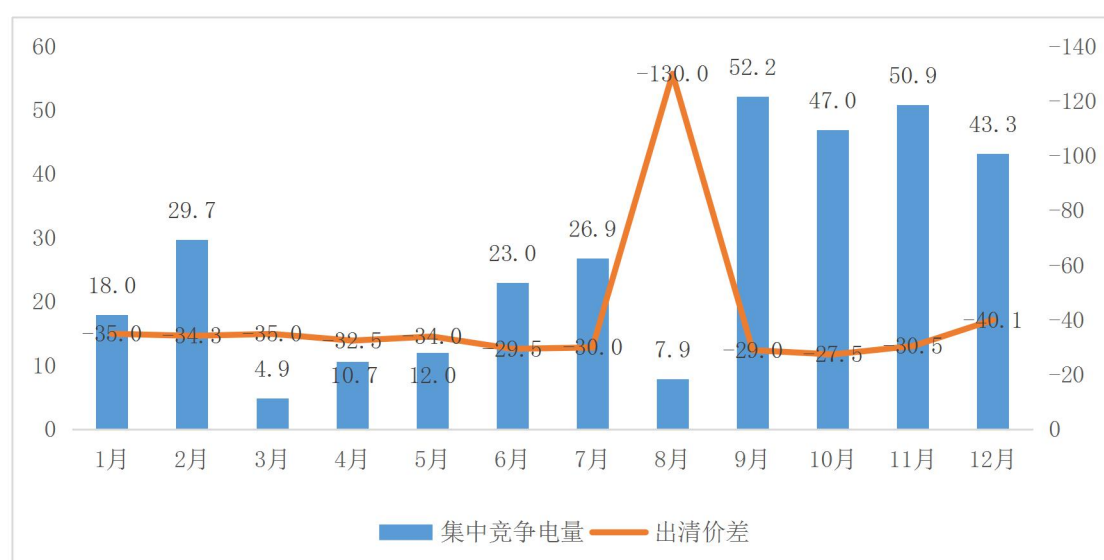


图 8. 2020 年月竞交易电量-价差图（单位：亿千瓦时，厘/千瓦时）

2. 二级市场交易

2020 年共组织月度发电合同转让交易 24 次，累计成交电量 215.0 亿千瓦时，同比增加 8.0%，成交均价 287.6 厘/千瓦时（图 9）。其中，煤机成交 189.8 亿千瓦时，同比增加 22.4%，成交均价 263.31 厘/千瓦时；气机成交 25.2 亿千瓦时，同比减少 42.7%，成交均价 471.28 厘/千瓦时。

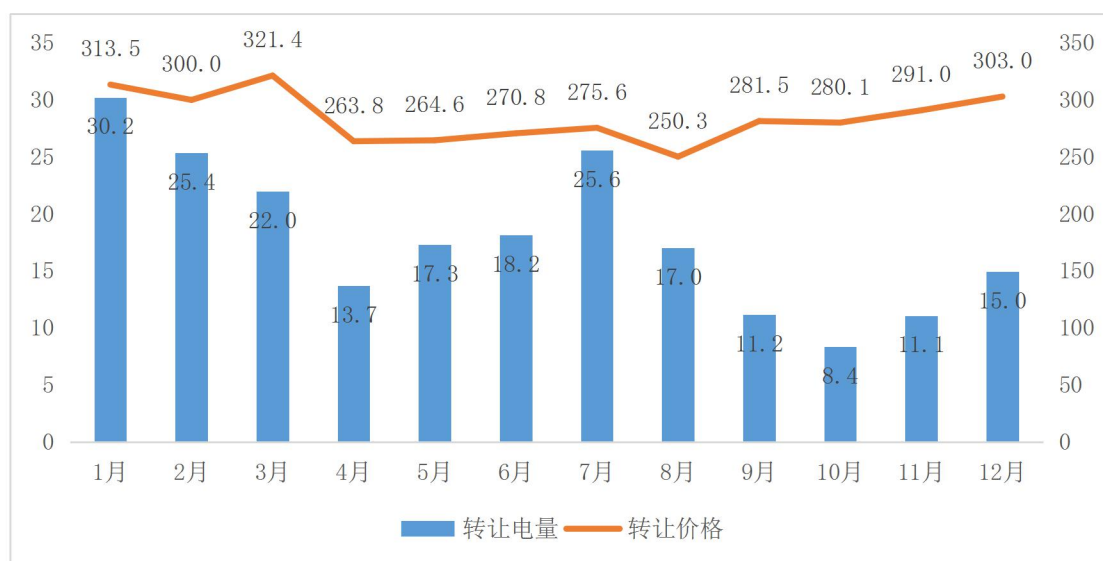


图 9. 2020 年发电合同转让交易情况（单位：亿千瓦时、厘/千瓦时）

（1）2020 年，共组织 12 次发电合同转让集中交易，累计成交电量 176.0 亿千瓦时，平均成交价格 293.4 厘/千瓦时。其中，煤机成交 150.8 亿千瓦时，气机成交 25.2 亿千瓦时。

（2）2020 年，共组织 12 次发电合同转让协商交易，累计成交电量 39.0 亿千瓦时，平均成交价格 261.9 厘/千瓦时，主要出让方为省内关停的燃煤机组。

8 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 0.20 亿千瓦时，平均成交价差 -0.122 元/千瓦时。

（五）市场结算

1. 结算电量

2020 年，市场用户实际用电量 2467.9 亿千瓦时，电量完成率 98.7%。受疫情影响，2 月份电量完成率仅 59.1%。自 3 月份开始，电量完成率恢复至正常水平（图 10）。

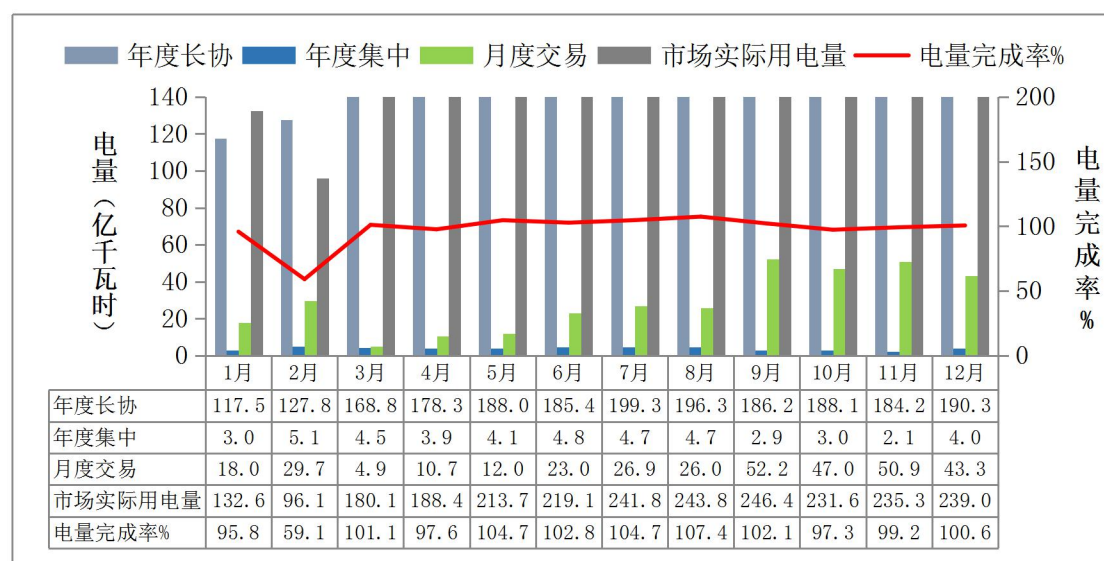


图 10. 2020 年市场交易电量及完成率（单位：亿千瓦时、%）

2. 结算电费与电价

2020 年，供给侧结算让利 118.8 亿元，按结算市场电量算平均价差-48.1 厘/千瓦时；用户（含批发市场用户和零售市场用户）净收益 94.4 亿元，按结算市场电量算平均价差-38.2 厘/千瓦时；售电公司净获利 24.4 亿元（其中获利电费 24.6 亿元，考核费用 0.2 亿元），按结算市场电量算平均价差-9.9 厘/千瓦时（表 12）。

2020 年，广东电力市场总考核费用 2.7 亿元，必开电量支出 0 亿元，偏差 2 补偿电费累计-6.9 亿元；根据市场管理

委员会决议，用往年市场结余资金支付 2 月份偏差 2 补偿电费 3 亿元、支付 3 月份偏差 2 补偿电费 1.2 亿元，两次合计 4.2 亿元；市场结余资金 0 亿元（表 12）。

表 12. 2020 年广东电力市场结算电费总体情况（单位：亿元）

市场主体		价差 电费	考核 电费	必开 补贴	偏差 2 补偿 电费	往年市场结余 资金支出	合计
供给 侧	煤机	93.5	1.7	0.0	-5.1	2.9	93.0
	气机	25.5	0.8	0.0	-1.8	1.2	25.8
	小计	119.0	2.5	0.0	-6.9	4.2	118.8
需求 侧	售电公司	-24.6	0.2	0.0	-	-	-24.4
	零售市场 用户	-94.3	0.0	0.0	-	-	-94.3
	批发市场 用户	-0.1	0.0	0.0	-	-	-0.1
	小计	-119.0	0.2	0.0	-	-	-118.8
市场结余资金		0.0	2.7	0.0	-6.9	4.2	0.0

注：1. 供需两侧支出为正，收入为负；2. 让利（获利）电费项含退补电费及 8 月现货净让利（净获利）；3. 考核电费项不含 8 月现货考核电费。

从各地市对比来看，2020 年，阳江、清远、韶关等地用户平均结算价差绝对值最高，汕头、潮州、东莞等地用户平均结算价差绝对值最低，最高和最低之间相差 10.7 厘/千瓦时（图 11）。

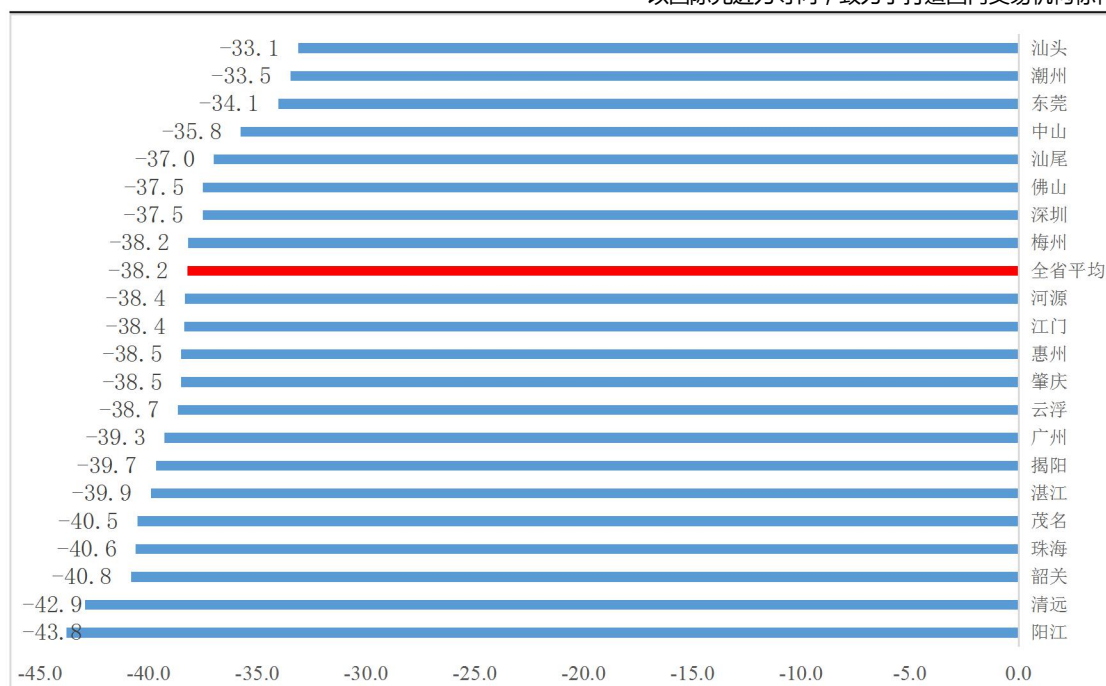


图 11. 各地市用户平均结算价差对比 (单位: 厘/千瓦时)

从月结临时结果主动确认率来看, 2020 年, 发电侧广东红海湾发电有限公司, 用电侧广东智光能源科技有限公司、深圳市旺达电力销售有限公司、广东虎电综合能源有限公司、广东富元电力销售有限公司的月结临时结果主动确认率并列第一, 达 91.7%。

3. 结算偏差

2020 年, 广东电力市场需求侧偏差率 (绝对值) 平均为 10.65%。受疫情期间负荷需求下降影响, 二、三月份偏差率较大, 其他月份都在 10% 以内。具体结算偏差分布情况如图 12 所示。

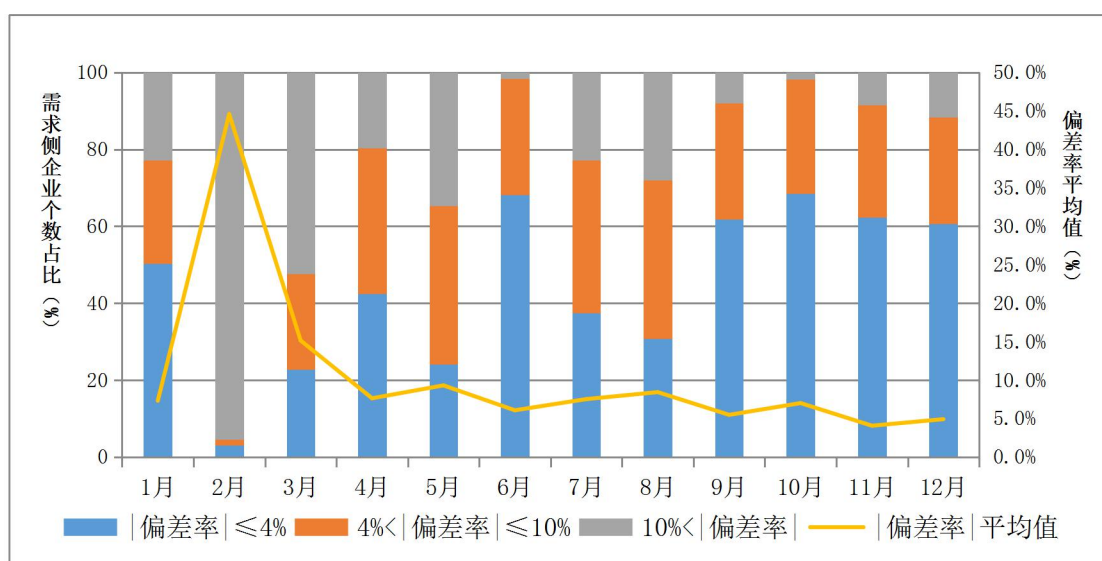


图 12. 2020 年广东电力市场需求侧偏差分布情况

从售电公司月度需求申报准确率来看，2020 年全年参与交易的售电公司中，广东公诚设备资产服务有限公司的月度需求申报准确率最高，达 97.5%。

（六）零售市场

截至 2020 年底，实际参与交易的售电公司共 144 家，参与交易的电力用户共 21424 家，其中 21423 家用户通过售电公司代理，占总用户数的 99.99%（表 13）。全年售电公司累计结算代理电量 2466.94 亿千瓦时，占总结算电量的 99.96%。

表 13. 参与交易的售电公司代理交易情况

公司性质	参与交易数量（家）	平均代理户数（家）	平均代理电量（亿千瓦时）	代理户数占比（%）	代理电量占比（%）	收益占比（%）
国有	36	227.6	40.1	38.0	58.5	38.5
集体	1	902.0	48.6	4.2	2.0	1.5
民营	95	118.6	9.1	52.3	35.1	54.9
三资	12	99.0	9.2	5.5	4.5	5.1
合计	144	149.6	17.1	100.0	100.0	100.0

注：1.全年有 122 家用户更换售电公司，因此平均代理户数计算有部分重复。2.表中收益数据不含退补费用。3.平均代理电量为全年实际结算电量。

2020 年，从用户侧获利结构来看，电力用户结算收益分成为 79.4%，除 8 月现货全月结算试运行期间分成 50%，其余各月分成在 76%-89%之间（图 13）。全年共有 3 家售电公司收益为负，整体亏损面为 2.1%。“十三五”期间，从用户侧获利结构来看，电力用户结算收益平均分成为 85%。

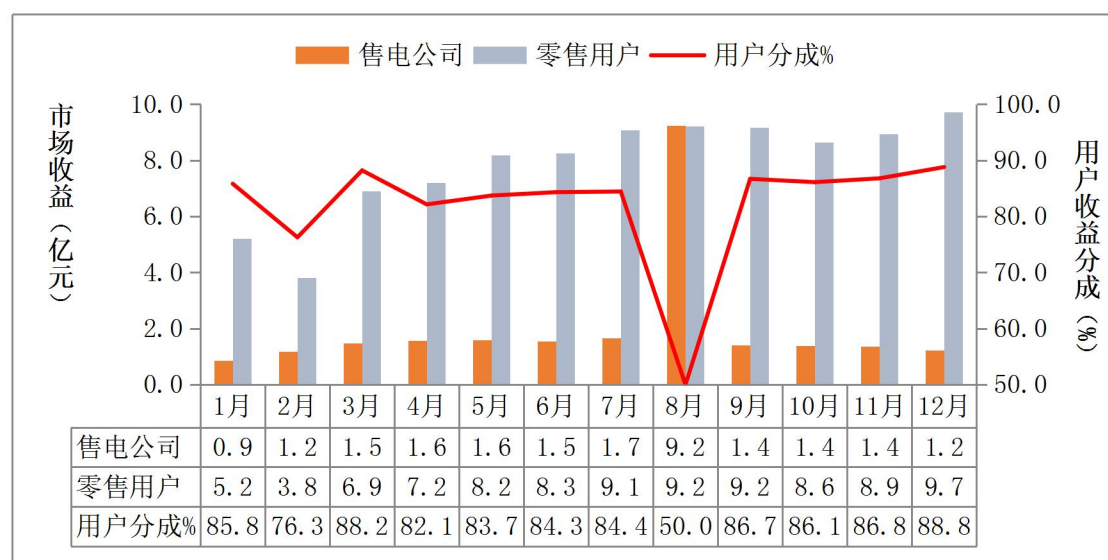


图 13. 2020 年用户与售电公司收益及分成情况（单位：亿元、%）

（七）2021 年市场安排及年度交易情况

1. 市场规模

2021 年，广东电力市场安排市场交易规模目标约 2700 亿千瓦时，比去年增长 3.85%，约占全省全社会用电量的 37%，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 2163 亿千瓦时（含年度补充交易），按照“价差合同+曲线”的模式组织。

2. 年度交易情况

2020 年 11 月、12 月，在省政府主管部门和电网公司的统一指导与协调下，分别组织完成 2021 年年度双边协商交易和年度补充交易，总成交电量 2156.3 亿千瓦时，平均价差 -53.6 厘/千瓦时，圆满完成国家中长期交易“六签”工作任务。其中年度双边协商交易 2100 亿千瓦时，平均价差 -53.5 厘/千瓦时；补充交易 56.3 亿千瓦时，平均价差 -58.5 厘/千瓦时（图 14）。

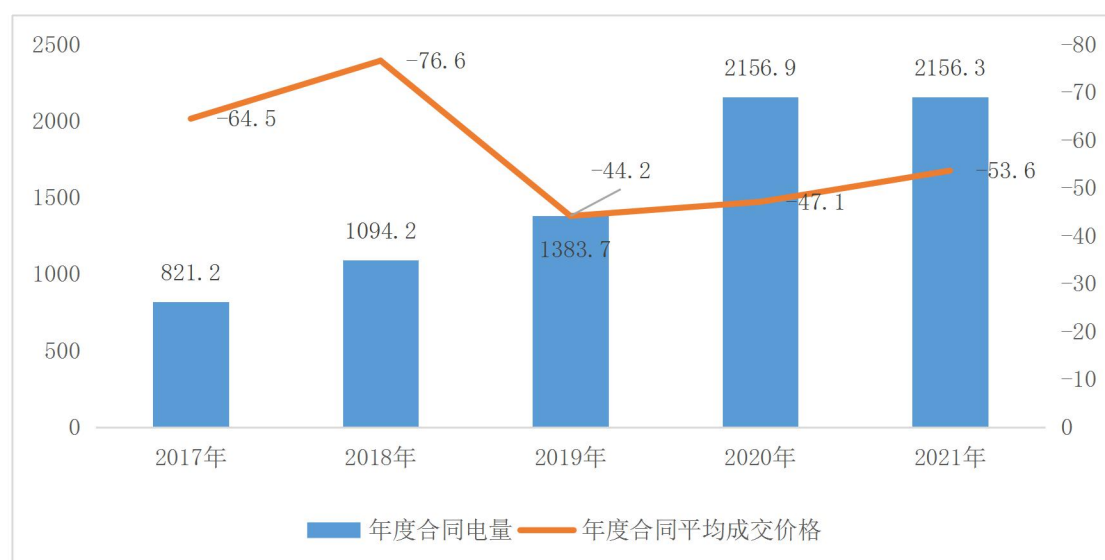


图 14. 2017-2021 年年度合同交易情况（单位：亿千瓦时、厘/千瓦时）

(1) 全签。非现货月要求年度加月度中长期合同电量达到实际用电量的 100%，现货月要求年度加月度价差中长期合同电量达到实际用电量的 95%，对超过允许负偏差范围的电量进行考核。

(2) 长签。鼓励市场主体签订长周期合同，2021 年年度合同交易规模约占全年市场交易规模的 80%左右。

(3) 见签。2021 年批发市场要求三方联合签约，购电方、售电方、电网企业共同签订三方合同，确保批发合同有效履约。

(4) 分时段签。交易系统实现所有市场用户历史分时电量在线查询，为中长期合同分时签约提供有力支撑。年度双边协商交易采用自定义分解曲线、月度集中交易采用统一分解曲线，将合同电量按照年分月、月分日、日分时的方式分解至小时。

(5) 规范签。批发市场已编制《售电公司与发电企业直接交易及电网企业输配电服务三方合同》、《广东电力大用户与发电企业直接交易及电网企业输配电服务三方合同》、《广东电力大用户与发电企业直接交易及电网企业输配电服务四方合同》范本，零售市场已编制《电力零售交易合同》范本，用于规范市场交易。

(6) 电子签。2021 年市场化交易继续以电子签约方式组织中长期交易合同、结算合同签订。

三、南方（以广东起步）电力现货市场结算试运行情况

2020年8月，南方（以广东起步）电力现货市场全月连续组织“价差月度交易+绝对价格周交易+现货”结算试运行，发用两侧近2万家市场主体全流程参与，构建了完整的“中长期+现货”市场体系架构和以交易组织、市场出清、结算、风险控制、档案管理、计量采集、电量推送、舆情监控和技术支持系统维护为核心的市场运行机制，开创了在当前国情省情下最大程度的电力现货市场化路径。

（一）总体情况

全月结算试运行在现有基数计划电量、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：

价差月度交易	绝对价格周交易	现货市场交易
<ul style="list-style-type: none">➤ 价差月竞➤ 用电权转让➤ 价差双边➤ 价差挂牌	<ul style="list-style-type: none">➤ 周集中竞争➤ 周挂牌➤ 周双边协商	<ul style="list-style-type: none">➤ 日前现货➤ 实时现货

全月结算试运行期间，批发市场共有199台机组、136家售电公司和1家大用户参与；调度、交易、营销和计量等业务流程运转高效，日前出清结果和日清算账单（运行日后5天）每日发布；电网企业在母线负荷预测、停复电操作管理、档案与电量数据推送等方面提供全面支撑，21个地市母

线负荷预测准时率 100%，停电操作准点率 100%，档案一致率 100%，每日传送分时电量数据 100 多万条，满足电力市场多频次、连续不间断运行的要求。

（二）中长期市场交易

1. 价差年度和月度交易

价差中长期交易总成交电量 226.9 亿千瓦时，平均价差 -0.053 元/千瓦时（表 14）。

表 14. 现货全月结算试运行期间价差中长期交易情况

	交易电量（亿千瓦时）	成交均价（元/千瓦时）
价差年度合同	200.9	-0.047
价差月度交易	26.01	-0.100
其中：价差月竞	7.89	-0.130
价差月度双边协商	16.96	-0.085
价差月度挂牌	1.16	-0.121

2. 绝对价格周交易

7 月 29 日-8 月 21 日组织开展绝对价格中长期交易，包括 4 轮周集中竞争交易、4 轮周挂牌交易和 7 轮周双边协商交易，总成交电量 6.2 亿千瓦时，平均成交价格 0.303 元/千瓦时（表 15）。

表 15. 现货全月结算试运行期间绝对价格周交易情况

	交易电量（亿千瓦时）	成交均价（元/千瓦时）
周双边协商	5.25	0.304
周集中竞争	0.25	0.305
周挂牌	0.67	0.294

按照交易方向统计，发电侧卖电用电侧买电（正向交易）成交电量 0.28 亿千瓦时，发电侧买电用电侧卖电（反向交易）成交电量 0.44 亿千瓦时，发电侧卖电发电侧买电（发电权交易）成交电量 5.45 亿千瓦时，用电侧卖电用电侧买电（用电权交易）成交电量 94.6 万千瓦时。

（三）现货市场交易

1. 供需情况

供应方面，B 类机组扣除机组检修和系统必停容量后，实际可供容量 8500 万千瓦。需求方面，扣除西电、省内 A 类电源、“以热定电”容量和必开最小出力后，峰期、低谷平均有效竞争空间分别为 4154 万千瓦、1914 万千瓦。

2. 市场申报

全月结算试运行期间，共 199 台机组、136 家售电公司和 1 家大用户参与了现货申报。

发电侧全月日前申报均价为 0.434 元/千瓦时，最高 0.490 元/千瓦时，最低 0.359 元/千瓦时。

用户侧总体平均申报准确率 98.1%，个体日平均申报准确率约 91%。

3. 市场出清

结算试运行期间，发电侧日前出清电量平均 9.54 亿千瓦时（含基数电量），日前均价 0.197 元/千瓦时（图 15），实时出清电量平均 9.40 亿千瓦时，实时均价 0.205 元/千瓦时。

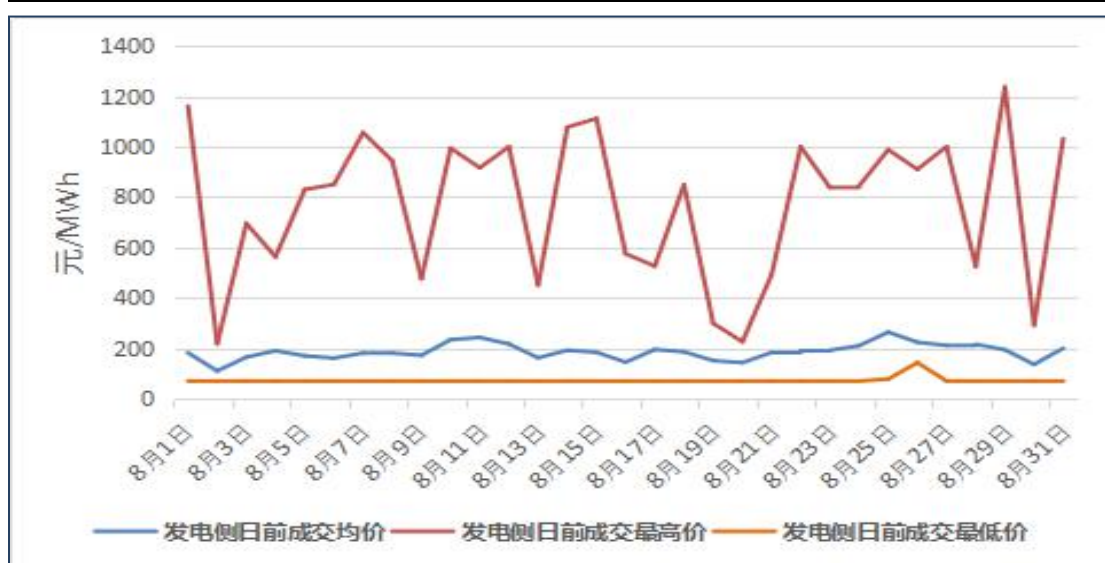


图 15. 全月结算试运行期间发电侧日前出清价格

结算试运行期间，用户侧日前中标电量平均 7.53 亿千瓦时，日前均价 0.199 元/千瓦时（图 16），实时均价 0.203 元/千瓦时。

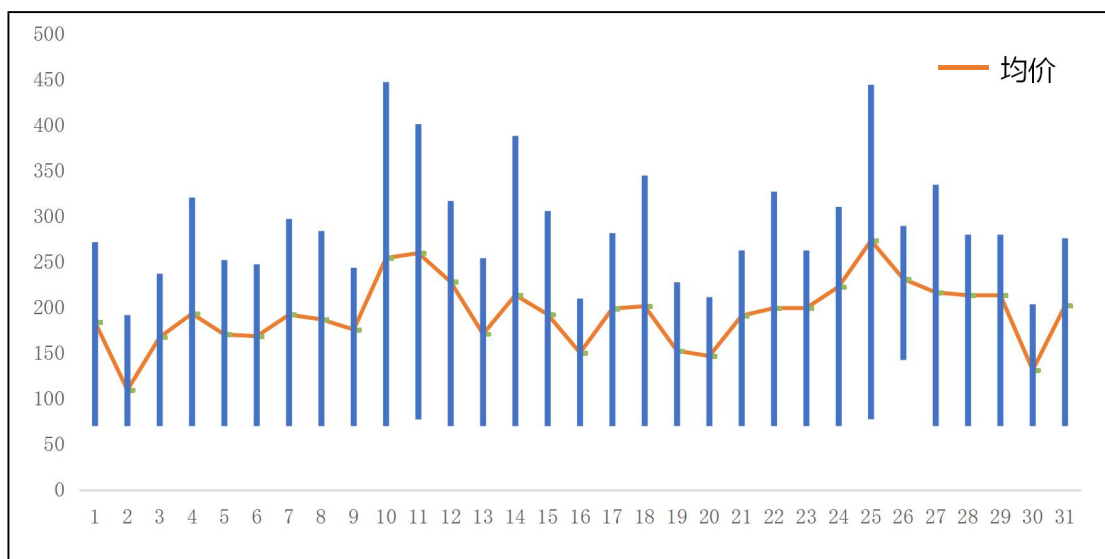


图 16. 全月结算试运行期间用户侧日前结算价格（单位：厘/千瓦时）

现货出清价格充分体现了电力价格的时空特性。不同时段价格水平与市场供需情况一致，峰谷价差明显，现货平均峰谷价差 0.219 元/千瓦时（图 17）；不同地区节点电价的

差异正确反映了网络阻塞影响，送入受阻地区（珠三角及粤东地区）节点电价明显较高、送出受阻地区（粤西粤北）节点电价较低，区域间价差约 0.5 元/千瓦时（图 18）。

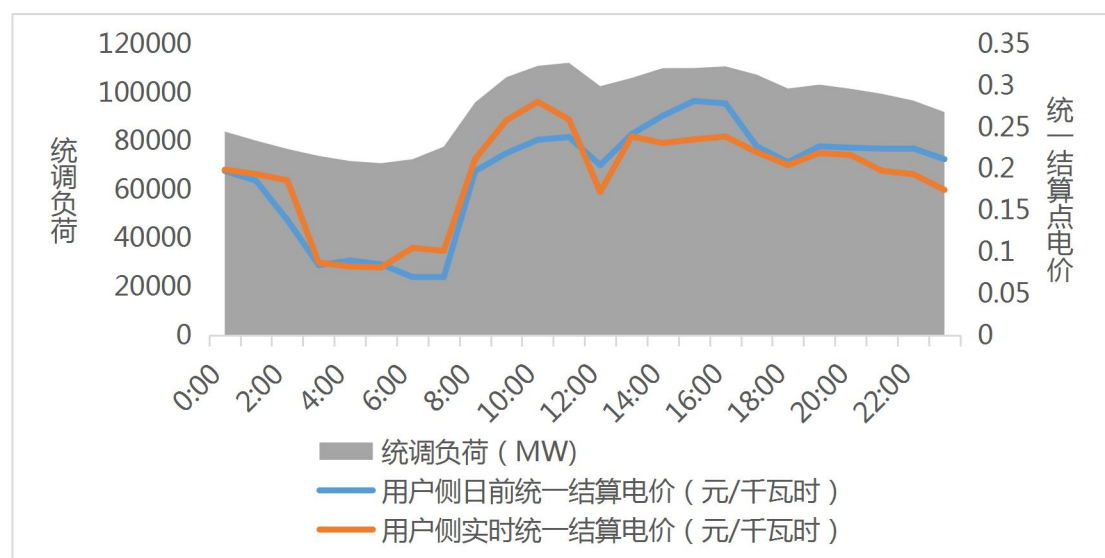


图 17. 用户侧统一结算电价与统调负荷关系

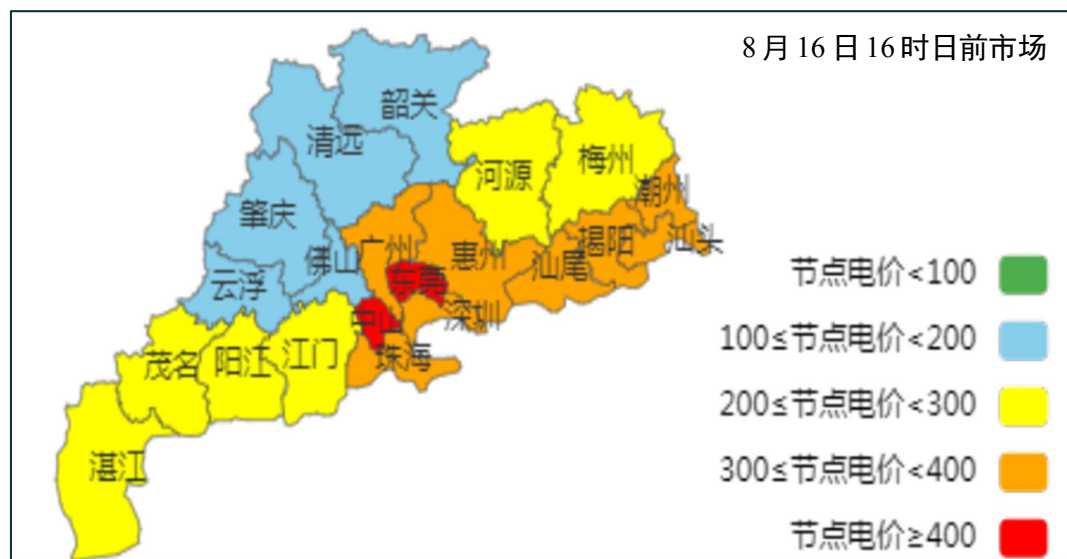


图 18. 典型日日前市场节点电价地区分布

4. 市场结算

供应侧市场机组全月总上网电量 291.6 亿千瓦时，收入总电费 128.5 亿元，市场机组总电量均价 0.441 元/千瓦时；需求侧结算电量 243.8 亿千瓦时，支出总电费 95.03 亿元，全电量综合电价 0.390 元/千瓦时（图 19、图 20）。

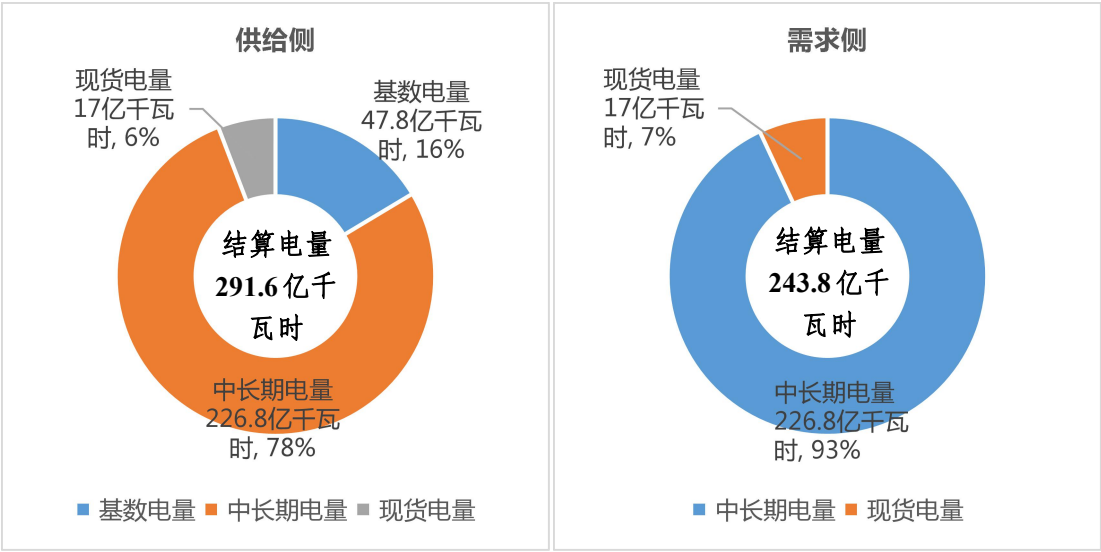


图 19. 全月结算试运行结算电量情况

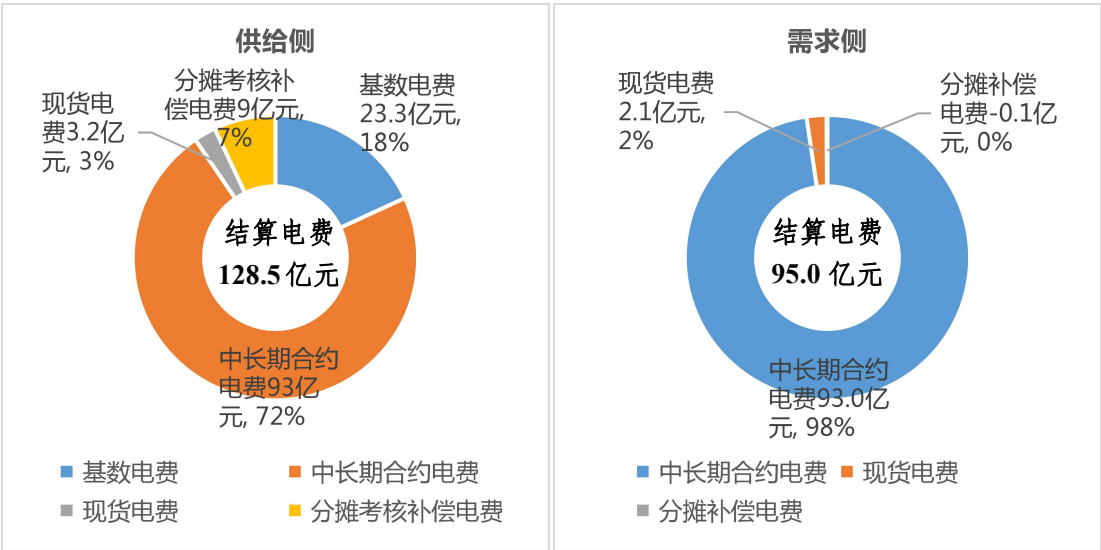


图 20. 全月结算试运行结算电费情况

四、2020 年工作开展及“十三五”期间市场建设情况

（一）2020 年工作开展情况

2020 年，在广东省能源局、国家能源局南方监管局的正确领导、网省电网企业和所有市场主体的积极支持参与下，广东电力市场坚持科学抗疫克服疫情不利影响，全面落实国家和省电力体制改革工作部署和“六保六稳”工作要求，有序推进现货市场建设，积极防范化解市场风险，主动做好做细市场服务，全力保障市场平稳运行，推动广东电力市场建设始终走在全国前列。

1. 积极推进现货全月结算试运行，完善市场体系机制，打造省级电力市场标杆。

一是积极有序推进现货市场建设，市场规则、应急机制和技术支持系统不断完善，构建了完整的“中长期+现货”市场体系架构，南方（以广东起步）电力现货市场在全国率先开展发用两侧双边联动的全月结算试运行，市场信息披露及时全面，成功打造省级电力现货市场体系标杆。二是积极开展可再生能源电力交易机制设计，编制《广东省可再生能源电力消纳保障实施方案》、《广东省可再生能源交易细则》，完成广东电力交易系统可再生能源电力交易相关功能改造，积极推进南方区域可再生能源电力消纳量交易系统建设。三针对受疫情影响导致偏差 2 分摊资金过大难题，及时调整市场交易规则，发布《广东电力市场交易规则补充规定》。四是全力推进电力交易机构独立规范运作。

2. 规范组织市场交易，防范化解市场运行风险，保障市场稳定运行。

一是精心组织月度集中竞争、发电合同转让等交易，按照国家“六签”工作要求，顺利组织完成2021年年度合同签订。二是持续监控化解市场运行中出现的风险，针对疫情影响及时做好年度交易电量自主调整，顺利解决竞价空间不足问题；响应天然气发电上网电价调整政策要求，研究提出偏差2调整机制。三是规范完善交易组织流程，修编发布“中长期+现货”及机组档案管理业务指导书，实现安全校核全流程覆盖。

3. 用心做好结算服务，优化结算管理制度体系。

一是用心做好市场结算服务，全年结算及时率、准确率均100%；剔除疫情期间免考核和8月现货结算试运行影响，全年月平均结算天数为4天。二是全力以赴完成8月现货全月结算试运行日清月结任务，累计完成3万余次日清算、月结算账单的及时准确发布。三是稳步推进疫情期间免考核工作，全年共免除发用两侧考核费用7.6亿元。四是持续完善结算业务架构和流程，编制发布《零售结算管理办法》等7项分析结算制度，初步构建了市场结算管理制度体系。

4. 建立健全市场服务体系，全面提升服务能力。

一是持续优化交易系统注册核验功能，实现管理员、用电信息注册及变更自动实时审核，自动审核率84%，剩余人工审核部分均在一个工作日内办结。二是建立日清计量点逐日交互机制，全年累计固化日清计量点1621.7万次，校核

分时电量 3.9 亿条，分时电量完整率 99.98%，档案一致率实现 100%。三是推进市场主体注册信息跨省区共享机制建设，全年为 8 家外省售电公司到广东、6 家广东售电公司到外省提供注册信息共享服务。四是优化服务渠道，启用在线咨询及自助查询功能，利用微信公众平台做好信息披露和宣传。五是灵活开展市场培训，以线上形式组织开展 8 轮宣贯培训，累计培训约 2 万人次，有效提升交易从业人员整体水平。

5. 全力开展数字化建设，加强网络安全防护，确保技术支持系统安全稳定。

一是多举措全力支撑全月结算试运行，实现全年系统核心功能模块运行正确率 100%。二是筑牢网络安全防护体系，完成广东电力交易中心 ISO27001 信息安全管理体系认证。三是完成交易系统 5G 电力交易专网建设，采用 5G+VPN 组网技术提升交易信息安全及可靠性。四是推动数字技术与业务发展深度融合，推进交易系统与粤商通对接，拓展交易系统注册、登陆等操作的前置认证方式。五是推进零售市场功能移动化，完成零售侧小程序的开发及上线。

（二）“十三五”期间市场建设情况

“十三五”期间，广东全面落实中发 9 号文和广东省电力体制改革文件精神，在新一轮电改中迈入了高质量发展的关键阶段，市场建设成效显著：

2016 年，作为全国首批售电侧改革试点，率先引入售电公司参加市场交易，成功开启售电侧市场化改革。

2017 年，创新建立了适合广东实际的中长期交易“6 个+”机制，建成较为成熟的价差中长期交易品种体系。

2018 年，率先建立“中长期+现货”市场体系，并在全国最早进入现货模拟试运行。

2019 年，南方（以广东起步）电力现货市场率先进入结算试运行，为现货试点在全国铺开积累了宝贵的实践经验。

2020 年，广东启动现货全月结算试运行，实现业内首个现货“全覆盖、全穿透、全流程、全业务”全月结算试运行。

截止 2020 年底，广东电力市场主体数超 2.5 万家；交易规模位居全国前列，“十三五”期间累计交易电量 7604 亿千瓦时，降低用户用电成本 385.6 亿元。

1. 创新搭建省级复杂大电网工况下“中长期+现货”电力现货市场体系，摸索建立国内电力市场建设成熟路径。

作为新一轮电改的先行者，广东电力市场立足国情、省情和网情，打造了“6 个+”的“广东样板”：建立“批发+零售”完整市场架构，市场结构清晰，有效联动；建立“计划+市场”解耦运行机制，实现了计划电与市场电的协调运行；建立“电能量+辅助服务”市场联动机制，实现在申报、出清及结算全流程的有机结合；建立“中长期+现货”结算衔接机制，从时间维度和量价关系上实现了电量电费平衡；建立“省内+省外”交易机制和流程，实现了跨省区交易与省内交易的有效衔接。市场体系架构合理、机制间相互作用，促成了竞争充分、交易活跃、透明高效、公平有序的市场形态，解决了国内计划与市场并轨运行等重大难题，国际首次

实现批发零售市场统一结算，价差传导、统一出清等多项关键机制在 20 多个省区推广应用。

2. 潜心研发国内首个具有自主知识产权的省级在线电力交易技术支持系统，有效支撑了我国最大省级电力市场的海量交易业务。

自主开发中长期交易系统、南方（以广东起步）电力现货技术支持系统，实现了对全流程交易业务信息化、自动化的技术支撑，保障市场高效、公开运行。以市场规则为依据，重构电网购售电系统和调度运行系统，推动营销、交易、调度、计量业务向市场化转变。从硬件、网络、数据库、应用的多个维度构建了一套四位一体的交易数据安全体系及解决方案，实现了国内首个海量市场用户毫秒级并发交易；提供了包括网站、移动 APP、微信服务号等交互方式，并通过智能化信息联想与挖掘技术，建立了完善的交易过程全景感知化监视界面。全面支撑多周期、多品种的中长期+现货市场运营，稳定支持全年 365 天 × 96 时段不间断运行，保证电网安全运行和市场高效运营，满足现货市场下海量用户高频交易与高并发访问要求，系统年可用率 $\geq 99.996\%$ ，并发用户数 ≥ 100000 ，数字化建设成果入选国资委国有企业数字化转型典型案例。

3. 攻克建立南方（以广东起步）电力现货市场体系 and 全业务流程场景工作体系，率先实现全月发用两侧双边联动的结算试运行。

南方（以广东起步）电力现货市场按照模拟运行、结算

试运行和连续不间断运行三个阶段推进，2018年8月31日启动模拟试运行，2019年全年累计组织3轮、共13天按日结算试运行，2020年8月组织全月结算试运行。多次结算试运行较好地验证了市场规则的有效性和交易系统的稳定性，市场主体参与度高，市场运行平稳有序，创新设计高成本机组补贴、平衡结算、用电特性曲线分解、合同电量曲线调整等市场机制，顺利解决了机组同台竞价、价差合同转换利益调整、市场不平衡资金、高买低卖等重大市场难题，提出了国际上未出现的阻塞盈余的解决办法，搭建了以“日核日固、每日交易、逐日盯市、日清月结、全日保障”为核心的现货市场运营体系，业务衔接有序、流程运转高效，获得政府和市场各方高度认可。表明南方（以广东起步）电力现货市场已经具备开展连续试运行的技术条件。

4. 持续优化中国特色市场化电费结算体系架构，实现电费结算“全穿透、大菜单、高灵活、智校核”。

结合结算全业务链以及结算业务的特点，从规则制定、算法设计、系统实现、业务管理等四个关键领域精准发力，确保设计合理、操作易行。建立了批发与零售全穿透机制，实现有机联动和有效传递，大幅缩短结算周期，有效控制了支付风险；提出了“量、价、费”基于时空多维度迭代组合的零售标准合约，实现系统一键式出单；研发智能校核结算技术，实现档案、电量、电费结算数据自动监测分析，发现并处理异常数据，确保结算准确性；创建面向市场主体的开放确认机制，充分发挥广大市场主体的积极性和责任意识，

将结算临时结果等关键信息开放给市场主体确认，及时处理发现的问题，确保结算准确率和及时率；与电网公司市场营销部、客服中心等建立协同会商机制，实现分层、分级、分周期的结算业务协同会商；规范分级校审机制，重点环节结果分级审批，规范结算全流程业务操作，杜绝结算廉洁风险，结算准时率、准确率连续三年实现 100%。

5. 精心打造涵盖服务手段、服务渠道、服务能力等多维度的电力市场服务体系，擦亮广东电力市场服务品牌。

“十三五”期间，广东电力市场服务逐步向专业化、精细化转变，向自动化、智能化发展，持续提升服务质量、提高客户满意度。规范市场服务工作机制与业务流程，印发服务细则；拓宽服务渠道，建立了涵盖热线电话、网站、APP、电子邮箱和微信公众号等平台的全渠道服务方式，截止 2020 年 12 月底，微信阅读量达 165.7 万人次，累计接听市场主体电话 3.3 万宗；“走出去”开展走访调研，“请进来”召开交流面谈，实现对市场主体需求及问题的快速受理和及时应答；依托网络直播、公众号学堂、交易问答等平台，打造国内最具规模的电力市场培训平台；大力推动广东电力市场信用风险管理体系建立，提出了基于信用评价指标的履约风险管控机制，有效提升市场风险防控能力。

6. 精准发力五大核心能力建设，以打造国内领先、国际先进电力交易机构为目标，推进交易机构规范高效运作，以卓越表现引领发展。

作为全国最早开始运作的电力市场之一，广东积极推进

交易机构组建和规范运作工作，2014 年 11 月，广东电力交易中心作为广东电网内设机构成立，2017 年 3 月完成工商注册。截止 2020 年底，中心下设发展研究部、交易组织部、分析结算部、市场管理部、信息数据部、综合部、财务部等 7 个部门，共有正式员工 59 名，平均年龄 35 岁，党员比例 73%，硕博比例 85%，涵盖电力系统、经济金融、工商管理、信息技术、财务会计等多个专业，正高职称 2 人，副高职称 25 人，博士后进站 3 人，期货从业资格 6 人。

广东电力交易中心以“让市场更有效、让能源更绿色、让生活更美好”为企业使命，以“打造国际领先电力交易机构，以卓越表现引领发展”为发展愿景，找准“创新发展引领者、优质服务践行者、绿色发展推动者和政策决策参谋部”的企业定位，重点提升市场创新能力、客户服务能力、平台运营能力、风险管控能力和发展支撑能力，致力成为国内领先、国际先进电力交易机构，打造国际先进电力市场。

自成立以来，交易中心累计发表 SCI/EI 期刊论文 11 篇，市场建设成果先后获得中电联电力创新一等奖、南方电网公司科技创新特等奖等荣誉。

五、广东电力市场形势分析

“十四五”期间，随着国家对能源工作提出更高要求，电力市场化改革也面临着新形势、新局面和新挑战，全面放开经营性电力用户发用电计划、“双碳”战略目标的提出、全省能源结构的转型、现货市场连续结算运行、南方区域统一电力市场建设、交易机构独立规范运行等各个方面都对电力市场的建设工作提出了新的要求。

2021 年，广东电力市场面临的主要形势与风险包括：

一是“双碳”战略目标驱动下，国家推动能源结构低碳转型，可再生能源将快速发展，市场电源结构将发生较大变化，目前的市场体系需进一步完善。

二是电力现货市场进入深水区，成本与价格的矛盾凸显，能源结构的调整和可再生能源的投产将对用电侧价格带来影响。

三是局部地区负荷高峰期面临供电紧张。预计 2021 年广东全省最高统调负荷 1.38 亿千瓦，同比增长 8.7%，负荷高峰时段可能存在局部地区供应紧张风险。

六、2021 年主要工作安排

2021 年是“十四五”开局之年，也是建党一百周年的历史性时刻。“十四五”期间，将以实现绝对价格“中长期+现货”模式连续不间断运行为目标，不断完善市场机制，丰富市场交易品种，促进市场建设与广东电网目标网架、清洁能源大规模入网格局相适应，实现源网荷储协同发展，推动电力工业产业链优化升级，在“十四五”末期基本建成高标准市场体系。

2021 年，广东将进一步贯彻新发展理念，奋力实现“十四五”良好起步，继续统筹抓好疫情防控工作，持续提升市场建设运营水平，积极稳妥推进南方（以广东起步）电力现货市场建设和市场运行各项工作，助力我省在建设社会主义现代化国家新征程中继续走在全国前列。

（一）积极推进电力市场体系建设，推动广东电力市场继续走在前列

一是持续完善现货市场关键机制。开展过渡阶段现货长周期运行模式和电源侧成本补贴等关键机制设计，修订现货实施方案、规则体系及配套办法，确保现货季度结算试运行顺利开展。二是丰富电力市场交易品种体系。提前谋划下一阶段电力市场架构设计与品种规划，有序推进需求侧响应市场，研究制定机组容量补偿机制，完善阻塞盈余分配机制。三是推动可再生能源交易新机制落地实施。完善可再生能源电力交易机制与证书设计，落实可再生能源电力消纳保障机

制，推动可再生能源交易正式上线运行。四是开展零售平台建设。参考国外电力零售市场，建设零售交易平台，满足市场主体信息发布、交易对接等需求，提高市场主体业务开展效率，促进市场良性竞争。

（二）持续规范开展交易组织，保障市场平稳有序运行

一是继续做好月度集中竞争、发电合同转让、现货结算试运行等交易任务，认真开展 2021 年可再生能源电力交易，及时开展市场运行评估分析。二是持续完善交易组织管理和安全生产风险管理，编制各业务领域交易运行规程，完善安全生产工作细则和业务指导书。三是做好市场风险监测深化研究，打造交易运行监控指标体系，推进监测系统实用化落地，持续做好规则效果和市场风险动态跟踪，建立市场风险快速响应机制。

（三）大力推进市场主体自律管理，规范市场秩序

一是完成交易中心股改工作。按照 234 号文的要求，加快推动交易中心股权结构调整，确保股改工作平稳有序。二是推进市场主体自律规范管理。对标国内外行业自律规范管理先进经验，建立交易员管理制度，加强市场主体评星评级，对市场主体定期开展评星评级工作。三是完善市场管委会制度。按照 234 号文的相关要求，推进广东电力市场管理委员会规范化运作，研究制定管委会规范运作实施方案，明确管委会和专业组架构设置和议事规则，推动管委会实体化、规范化各项措施落地。四是建立信用风险管理体系。围绕有效

防范电力市场信用风险，出台《广东电力市场信用评价管理实施细则》，完成省内电力市场信用体系建设，常态化开展和发布信用评价结果；在季度现货运行中应用“逐日盯市”风险计算模块，实现履约风险闭环管控；成立风控部，加强对市场风险的跟踪监控和及时处置；扩展电子保函、现金担保业务对接银行范围，探索研究履约保证保险新模式。五是修编完善广东电力市场信息披露实施细则，规范现货市场下信息披露工作。

（四）以客户为中心全面构建优化服务体系，满足市场主体差异化需求

一是推进提升服务效率，通过设置专职坐席人员等方式，快速、妥善解决市场主体咨询需求；强化交易系统、微信公众号平台的服务能力，持续开展对电力市场政策、常见问题的宣贯推广，持续收集市场主体需求并及时处置。二是推动营销分时电量数据质量提升，做好电量信息披露和结算客户服务。三是继续规范现货零售市场，引导现货零售合同模版应用推广，推进混合模式的零售分成模式固化落地，满足用户的多元化需求。四是逐步推动无纸化线上注册，强化个人及企业身份认证，完善注册信息核验规则。五是打造市场培训品牌。编制“基础理论+实践应用”电力市场精品课程，定期组织开展培训，初步形成规范化的市场主体培训品牌；常态化开展现货季度结算试运行等专题培训，定期组织市场主体交易员培训和考试，打造网上交易学堂。

（五）加快数字化智能化转型，提升系统运营能力和信息安全水平

一是完成价差中长期交易系统与现货模拟系统的合并。二是全面实现交易系统“三分离、两独立”，完成交易系统批发侧专网建设、零售侧移动化改造，完成 5G 电力交易专网在批发市场全面推广和深化应用。三是完成交易系统与粤商通对接的实用化工作，实现市场注册的全面自动化，确保资料真实性。四是开展交易系统数字化转型提升工作，深化大数据、人工智能、区块链等先进数字技术应用，有效支撑电力市场服务。五是积极推进南方统一电力交易平台建设，做好现有交易系统与统一交易平台有效衔接，实现现货及现货下中长期交易业务在广东上线试运行。

附录：2020 年广东电力市场大事记

- 2020.02.10，启动疫情期间发用两侧免考核，1-7 月累计免除发用两侧考核费共 7.5 亿元。
- 2020.04.20，首批 4 家省外售电公司获准进入广东电力市场，实现售电公司异地注册和交易。
- 2020.05.20，《广东电力市场交易规则补充规定（试行）》正式印发。
- 2020.05.28，广东准入市场主体总数突破 2 万家。
- 2020.08.26，广东电力市场引入售电公司以来累计交易电量突破 8000 亿千瓦时。
- 2020.08.31，南方（以广东起步）电力现货市场顺利完成全月结算试运行，实现了在当前国情省情下最大程度的电力现货市场化尝试。
- 2020.11.13，广东电力市场第一份电子保函开立，建立履约保证保险新模式。
- 2020.11.13，按“六签”要求完成 2021 年年度双边协商交易，累计交易电量 2100 亿千瓦时，占全年市场电量规模的 78%。
- 2020.12.09，广东电力交易中心 5G 电力交易专网上线试点运行，切实提高交易信息安全。相关成果被纳入国资委“2020 年国有企业数字化转型典型案例”。
- 2020.12.21，广东电力交易中心增资扩股项目挂牌。
- 2020.12.25，广东电力交易中心交易大厅投入使用。