

广东电力市场 2019 年年度报告



广东电力交易中心

2020 年 02 月

前 言

2019 年，广东电力市场累计结算电量规模 1958.6 亿千瓦时，同比增长 26%，累计节约用户用电成本 78.4 亿元、节省煤耗 169.1 万吨、减少二氧化碳排放 449.9 万吨、降低社会发电成本 13.5 亿元，在优化资源配置和营商环境等方面发挥了重要作用。

2019 年，南方（以广东起步）电力现货市场在全国率先进入结算试运行。5 月 15-16 日、6 月 20-23 日和 10 月 21-27 日，分别开展按日和按周结算试运行。试运行期间，市场主体参与积极、市场出清价格合理、技术支持系统运行稳定，充分验证了市场规则的有效性、技术支持系统的可靠性以及业务流程的合理性，表明南方（以广东起步）电力现货市场已经具备连续试运行的技术条件。南方（以广东起步）电力现货市场实践为全国现货市场建设运营提供了宝贵经验。

《广东电力市场 2019 年年度报告》以广东电力市场运行数据为主线，主要分析宏观经济形势、电力体制改革政策、2019 年广东电力市场运行情况和建设情况、2020 年市场形势分析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市场营销部、广东电网电力调度控制中心编制，数据主要来源于国家能源局、广东省人民政府、中国电力企业联合会、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。

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）电力体制改革政策.....	5
二、市场运行情况.....	8
（一）市场竞争.....	8
（二）市场准入.....	9
（三）市场主体情况.....	9
（四）中长期市场交易情况.....	12
（五）中长期市场结算情况.....	14
（六）零售市场情况.....	18
（七）调频辅助服务市场情况.....	19
（八）2020 年市场安排及年度交易情况.....	19
三、南方（以广东起步）电力现货市场试运行情况.....	22
（一）总体情况.....	22
（二）现货环境下中长期市场运行情况.....	23
（三）现货市场申报情况.....	24
（四）市场出清情况.....	25
（五）市场结算情况.....	27

(六) 结算试运行关键机制及成效.....	29
四、2019 年工作情况.....	32
(一) 精心做好电力市场交易.....	32
(二) 积极推进现货市场建设.....	33
(三) 着力打造结算体系标杆.....	34
(四) 建立健全市场服务体系.....	35
(五) 扎实开展系统平台建设.....	36
五、2020 年工作安排.....	38
(一) 电力市场形势分析.....	38
(二) 2020 年主要工作安排.....	39

一、市场外部环境

（一）宏观经济形势

2019 年，我国 GDP 总量 99.1 万亿元，按可比价格计算，同比增长 6.1%，人均 GDP 突破 1 万美元。2019 年，广东省地区生产总值 10.8 万亿元，按可比价格计算，同比增长 6.2%，增幅较全国高 0.1 个百分点，经济运行保持总体平稳（表 1）。

表 1. 2019 年广东及全国宏观经济形势

经济指标	广东		全国	
	2019 年数值	同比增速	2019 年数值	同比增速
国内（地区）生产总值	10.8 万亿元	6.2%	99.1 万亿元	6.1%
固定资产投资	-	11.1%	55.1 万亿元	5.4%
社会消费品零售总额	4.3 万亿元	8.0%	41.2 万亿元	8%
进出口总额	7.1 万亿元	-0.2%	31.5 万亿元	3.4%
其中：出口总额	4.3 万亿元	1.6%	17.2 万亿元	5.0%
进口总额	2.8 万亿元	-2.9%	14.3 万亿元	1.6%
居民消费价格指数	-	3.4%	-	2.9%
规模以上工业增加值	-	4.7%	-	5.7%

数据来源：国家统计局、广东省人民政府

（二）电力供需情况

1、发电装机容量及发电量

截至 2019 年底，全国全口径发电装机容量 20.1 亿千瓦，同比增长 5.8%（表 2），增速比去年回落 0.7 个百分点；全国全口径发电量 7.33 万亿千瓦时，同比增长 4.7%；全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备累计平均利用小时数 3825 小时。

表 2. 截至 2019 年底全国全口径发电装机容量

装机类型	装机容量（亿千瓦）	同比增速（%）	装机容量占比（%）
总装机	20.1	5.8	100.0
其中：火电	11.9	4.1	59.2
水电	3.6	1.1	17.9
核电	0.5	9.1	2.5
并网风电	2.1	14	10.4
并网太阳能发电	2.0	17.4	10.0

数据来源：国家能源局

截至 2019 年 12 月底，广东电网统调装机容量 1.26 亿千瓦，同比增长 8.5%（表 3），其中中调装机容量 1.04 亿千瓦，地调装机容量 0.22 亿千瓦；全省发受电量合计 6581.6 亿千瓦时，同比增长 6.5%（表 4）。2019 年广东最高统调负荷 1.22 亿千瓦，比去年最高负荷增长 11.9%。

表 3. 截至 2019 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	12648.7	8.5%	100.0%
其中：煤电	6101.0	2.5%	48.2%
气电	2216.7	12.4%	17.5%
水电	929.7	1.2%	7.4%
核电	1613.6	21.3%	12.8%
并网风电	397.2	10.5%	3.1%
并网太阳能发电	382.2	68.1%	3.0%
其他	1008.3	13.5%	8.0%

数据来源：广东电网公司

表 4. 2019 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	6581.6	100.0%	6.5%
其中：外受电量	1970.9	29.9%	5.0%
省内煤电	2447.4	37.2%	-6.8%
省内气电	631.0	9.6%	22.2%
省内水电	307.8	4.7%	45.6%
省内核电	977.7	14.8%	28.2%
省内风电	72.0	1.1%	13.1%
省内太阳能	31.0	0.5%	54.1%
省内生物质及其他	143.8	2.2%	41.2%

数据来源：广东电网公司

2、全社会用电量

2019 年，全国全社会用电量 72255 亿千瓦时，同比增长 4.5%（表 5），增速较去年（8.5%）下降 4 个百分点；广东省全社会用电量 6695.9 亿千瓦时，同比增长 5.9%（表 6），增速较去年（6.1%）下降 0.2 个百分点。

表 5. 2019 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 量比重（%）	对全社会用电量增 长的贡献率（%）
全社会用电量	72255	4.5	100.0	100.0
第一产业用电量	780	4.5	1.1	1.4
第二产业用电量	49362	3.1	68.3	55.9
第三产业用电量	11863	9.5	16.4	27.9
城乡居民生活用电量	10250	5.7	14.2	14.8

数据来源：国家能源局

表 6. 2019 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	6695.9	5.9	100.0
第一产业用电量	116.8	3.0	1.8
第二产业用电量	4120.2	3.3	61.5
其中：工业	3322.6	3.0	49.6
第三产业用电量	1379.7	12.5	20.6
城乡居民生活用电量	1079.2	8.5	16.1

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 2019 年 12 月底，共有 220 千伏及以上输电线路 41614 千米（含电缆）、变电站 542 座、主变容量 35716 万千伏安（含广州、深圳电网）。

2、外部联网情况

截至 2019 年底，广东电网通过“八交九直”高压输电线路与中西部电网联网，受西电最大能力 3944 万千瓦。其中，通过 5 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，通过 1 回直流与国家电网联网。

截至 2019 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）电力体制改革政策

1、2019 年市场总体安排

根据《广东省经济和信息化委关于 2019 年电力市场交易规模安排和市场主体准入的通知》（粤经信电力函〔2018〕242 号）、《广东省经济和信息化委关于 2019 年广东电力市场年度交易安排的通知》（粤经信电力函〔2018〕255 号），2019 年广东电力市场安排市场交易规模目标为 2000 亿千瓦时，同比增长 27.2%，约占广东全社会用电量的 30%，约占省内发电量的 46%。其中安排年度双边协商交易规模 1200 亿千瓦时，年度集中交易规模 200 亿千瓦时，月度集中竞争交易规模约 600 亿千瓦时。

2、重要政策文件

2019 年，广东省按照中发“9 号文”及其配套文件、广东省售电侧改革试点实施方案及相关配套改革方案的统一部署，继续深入推进电力市场化改革，编制出台系列政策文件。2019 年广东电力市场相关重要政策文件如表 7 所示。

表 7. 2019 年广东电力市场相关重要政策文件

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 国家能源局关于深化电力现货市场建设试点工作的意见	发改办能源规〔2019〕828 号	要求加快电力市场体系建设，深化电力现货市场建设试点工作。
2	市场建设	国家发展改革委 工业和信息化部 财政部 人民银行关于做好 2019 年降成本重点工作的通知	发改运行〔2019〕819 号	深化电力市场化改革，鼓励售电公司代理中小用户参与电力市场化交易。
3	市场建设	国家发展改革委关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知	发改运行〔2019〕1105 号	要求全面放开经营性电力用户发用电计划，提高电力交易市场化程度。

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 国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知	发改能源〔2019〕807号	按省级行政区域设定可再生能源电力消纳权重，售电企业和电力用户协同承担消纳责任。
5	市场建设	国家能源局关于加强电力中长期交易监管的意见	国能发监管〔2019〕70号	要求进一步加强电力中长期交易监管，规范市场交易行为。
6	市场建设	广东省发展改革委 广东省能源局转发关于深化电力现货市场建设试点工作意见的通知	粤发改能源函〔2019〕3037号	要求结合我省实际，继续开展结算试运行，确保现货市场平稳可持续运行。
7	价格政策	国家发展改革委关于降低一般工商业电价的通知	发改价格〔2019〕842号	贯彻落实《政府工作报告》关于一般工商业平均电价再降低10%的要求。
8	价格政策	国家发展改革委 国家能源局关于印发输配电定价成本监审办法的通知	发改价格规〔2019〕897号	对2015年制定的《输配电定价成本监审办法（试行）》进行修订。
9	价格政策	国家发展和改革委员会关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见	发改价格规〔2019〕1658号	明确将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。
10	价格政策	国家发展改革委 国家能源局关于进一步推进增量配电业务改革的通知	发改经体〔2019〕27号	明确增量配电网与省级电网之间的结算电价。
11	价格政策	广东省发展改革委关于降低我省一般工商业电价有关事项的通知	粤发改价格〔2019〕191号	明确全省（除深圳）一般工商业电价降低5.39分/kWh（含税），深圳降低7.18分/kWh（含税）。
12	价格政策	广东省发展改革委关于自备电厂上网电价有关问题的通知	粤发改价格〔2019〕336号	明确广东省新投产的自备电厂上网电价统一为0.416元/kWh（含税）。
13	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。

序号	类别	发文名称	发文号	主要内容
14	价格政策	广东省发展改革委关于增量配电网配电价格的管理办法（试行）	粤发改规（2019）5号	确定增量配电网配电价格的定价方法，明确增量配电网与省级电网企业的结算价格和结算机制。
15	价格政策	广东省发展改革委关于降低我省输配电价的通知	粤发改价格函（2019）2729号	2019年7月1日起，调整降低广东省电网各价区输配电价。
16	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	明确实现电力中长期合同高比例签约，完善带电力负荷曲线交易机制。
17	市场安排	广东省经济和信息化委关于2019年电力市场交易规模安排和市场主体准入的通知	粤经信电力函（2018）242号	明确2019广东电力市场交易规模 and 用户准入条件。
18	市场安排	广东省经济和信息化委关于2019年广东电力市场年度交易安排的通知	粤经信电力函（2018）255号	明确2019年年度、月度交易安排、现货市场切换运行安排。
19	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	明确广东电力市场2020年交易规模、用户市场准入、发电主体等内容。
20	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。
21	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
22	市场安排	广东电力交易中心关于开展南方（以广东起步）电力现货市场按日试结算的通知	广东交易（2019）65号	明确5月15-16日首次开展现货试结算及相关安排。
23	交易规则	国家能源局南方监管局 广东省能源局关于调整用户侧允许偏差范围的通知	南方监能市场（2019）23号	将参与批发市场的用户侧允许偏差范围由±2%调整为±4%。
24	交易规则	关于调整燃气电厂发电侧偏差电量结算价格形成规则中部分系数的通知	南方监能市场（2019）191号	结合天然气价格变化和国家增值税税率调整，对燃气电厂发电侧偏差电量结算价格形成规则的部分系数进行调整。

二、市场运行情况

2019 年，广东电力市场累计结算电量规模 1958.6 亿千瓦时，同比增长 26.0%，平均成交价差-40.2 厘/千瓦时，全年累计降低用户用电成本 78.4 亿元、节省耗煤 169.1 万吨、减少二氧化碳排放 449.9 万吨、减少二氧化硫排放 3.2 万吨，降低社会发电成本 13.5 亿元，平均度电交易成本 0.43 厘。通过市场化交易，有效实现资源优化配置、降低实体经济用电成本。

（一）市场竞争

2019 年，广东电力市场继续健康发展，市场竞争相对充分。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 指数）处于 1201-1775 之间，高于竞争型市场的上限值 1000、低于高寡占型下限值 1800，属于“低集中寡占型”市场结构；需求侧 HHI 指数处于 436-697 之间，属于“竞争型”市场结构，竞争较为充分（图 1）。

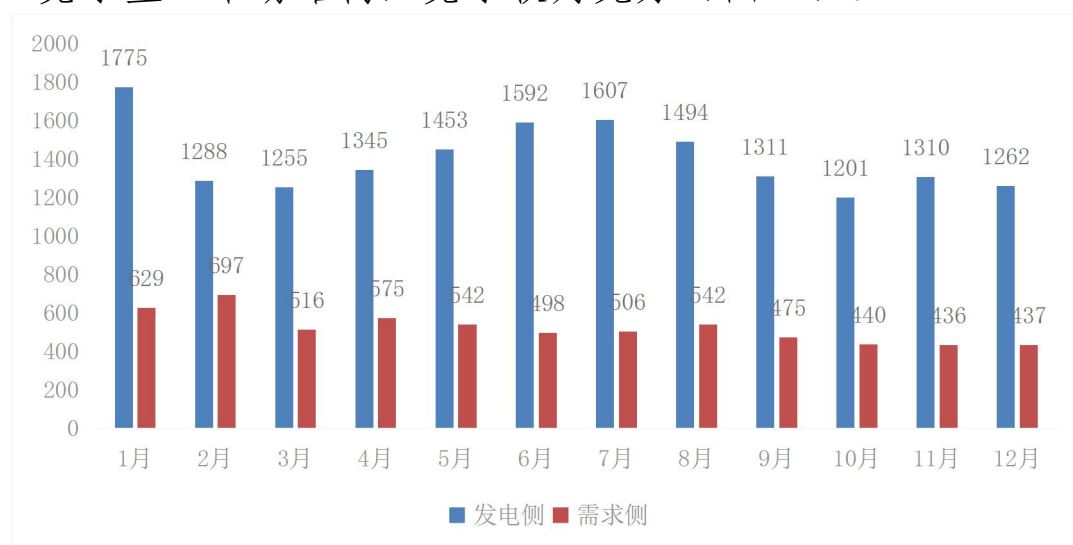


图 1. 2019 年广东月度集中竞争市场集中度（HHI）指数

(二) 市场准入

2019 年用户准入门槛为：珠三角 9 市的工、商业用户年度用电量 1300 万千瓦时，较 2018 年门槛（2500 万千瓦时）降低 1200 万千瓦时；粤东西北 12 市的工、商业用户年度用电量 500 万千瓦时，较 2018 年门槛（1500 万千瓦时）降低 1000 万千瓦时；广东省高新技术企业年度用电量 400 万千瓦时，钢铁、建材（水泥、石灰、石膏制造及其制品制造，玻璃制造及技术玻璃制品制造，建筑陶瓷制品制造）行业企业年度用电量 500 万千瓦时，物业管理企业准入门槛仍执行 2018 年标准。

发电侧准入条件为：省级及以上调度机构管辖的燃煤电厂（不含宝钢湛江自备电厂、珠海 A 电厂）、燃气电厂（不含广州大学城天然气分布式能源站）参与市场交易，较 2018 年增加 9E 机组。

(三) 市场主体情况

截至 2019 年底，共有 18100 家市场主体获得市场准入资格，比 2018 年底增长 87.6%，其中已完成注册登记 16291 家，注册率 90.0%。获得准入的市场主体中，售电公司 436 家，比 2018 年底增长 5.8%；发电企业 95 家（含核电及退役机组），比 2018 年底增长 9.2%，总装机容量 10403.9 万千瓦；大用户 776 家，比 2018 年底增长 0.4%；一般用户 16793 家，比 2018 年底增长 100.5%（图 2）。获准进入市场的主体内，参与市场交易的 10752 家（表 8）。

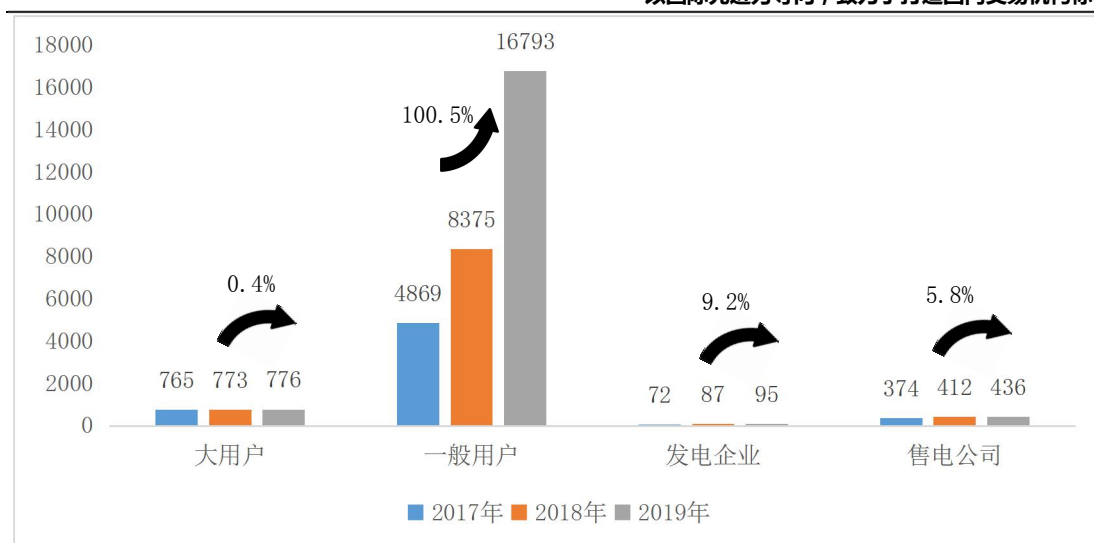


图 2. 2017-2019 年广东电力市场主体准入情况（单位：家）

表 8. 2019 年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	436	134	30.7%
其中：国有	64	35	54.7%
集体	2	2	100.0%
民营	301	86	28.6%
三资	18	11	61.1%
未注册	51	-	-
发电企业	95	85	89.5%
电力用户	17569	10533	60.0%
其中：大用户	776	695	89.6%
一般用户	16793	9838	58.6%
合计	18100	10752	59.4%

注：16793 家一般用户中有 6413 家是以 2020 年准入标准进入市场参加 2020 年交易，剔除后一般用户参与交易的比例为 94.8%。

从准入市场电力用户的地区分布来看，东莞、广州、佛山、深圳分列前四位（图 3）。

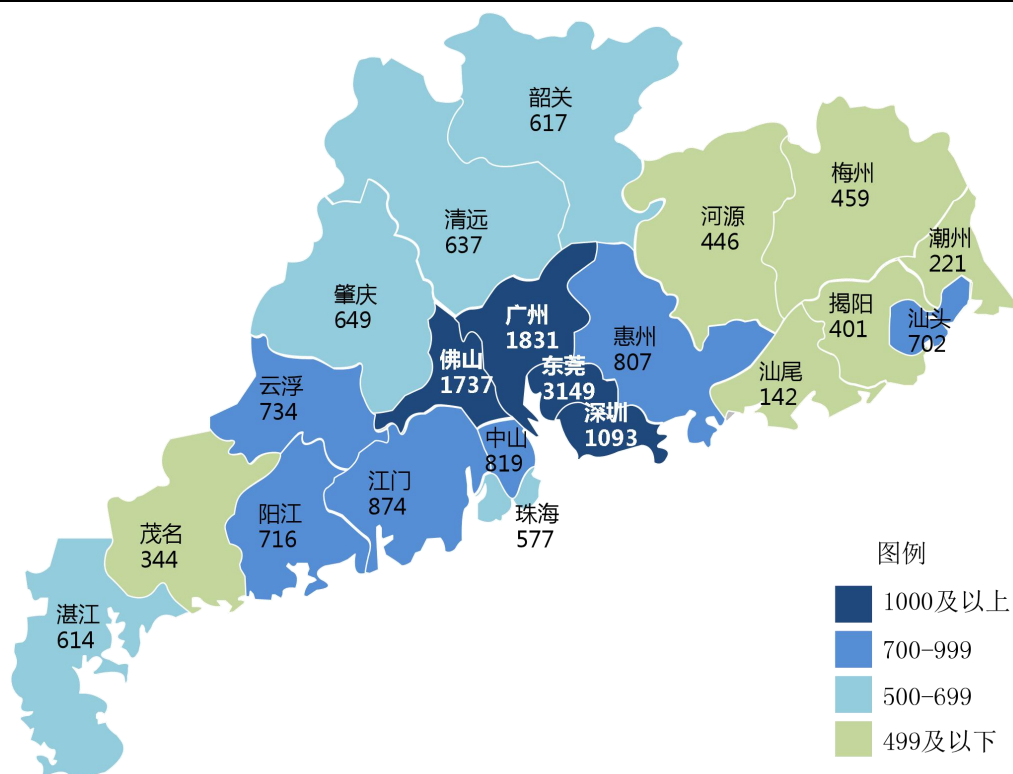


图 3. 截至 2019 年底广东电力市场用户地市分布情况 (单位: 家)

从准入市场售电公司的地区分布来看，以广州、深圳两地数量居多，共占全省总数的 62.2% (图 4)。

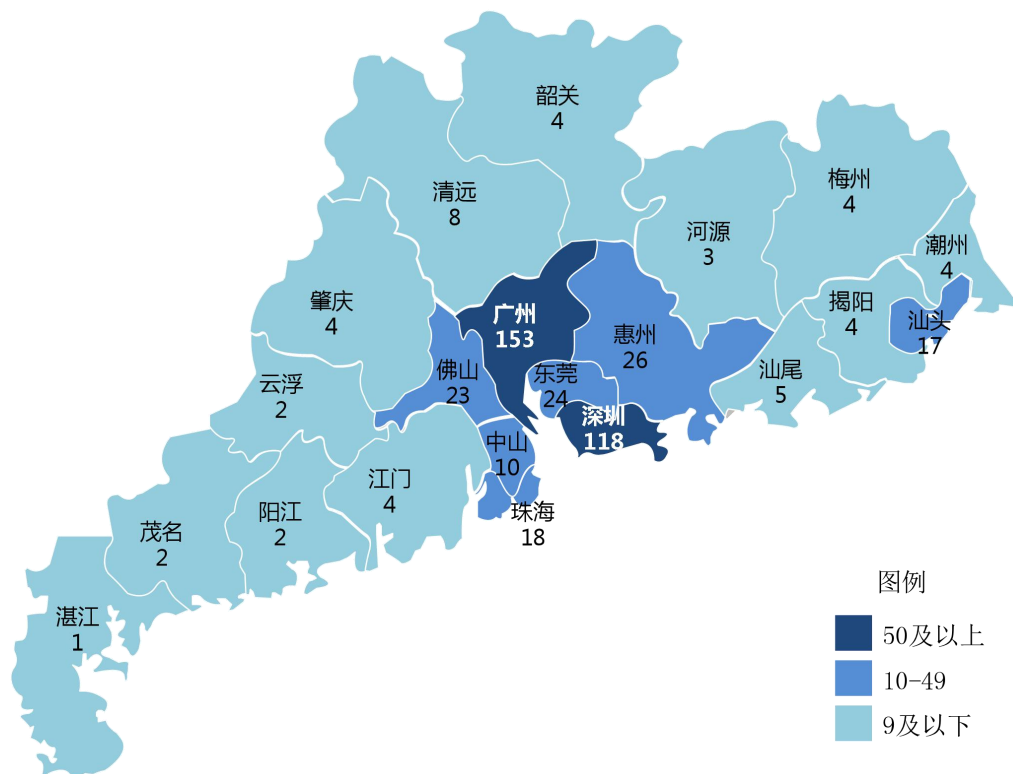


图 4. 截至 2019 年底广东电力市场售电公司地市分布情况 (单位: 家)

（四）中长期市场交易情况

2019 年，广东中长期电力市场累计交易电量 2149.4 亿千瓦时，其中，一级市场（年度双边协商、年度集中竞争、月度集中竞争）总成交电量 1950.3 亿千瓦时，同比增长 24.1%，平均成交价差-40.2 厘/千瓦时；二级市场（发电合同转让）总成交电量 199.1 亿千瓦时，平均成交价格 325.5 厘/千瓦时。

1、年度双边协商交易

2019 年年度双边协商交易累计成交电量 1184.7 亿千瓦时，同比增长 18.7%，平均价差-45.1 厘/千瓦时。其分月电量如图 5 所示。

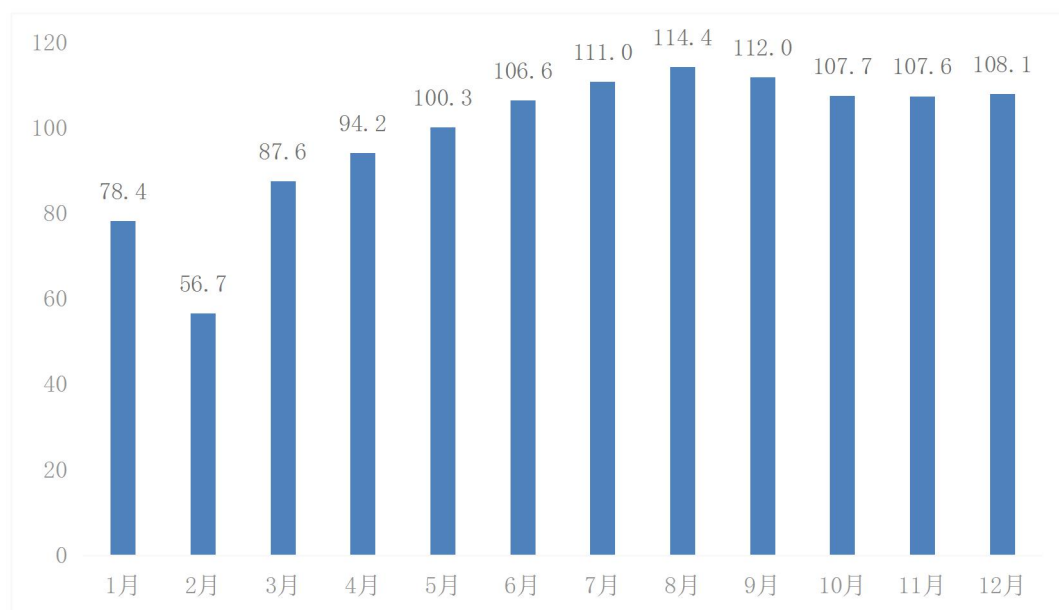


图 5. 2019 年年度双边协商交易分月电量（单位：亿千瓦时）

2、年度合同电量集中交易

2019 年年度合同电量集中交易成交电量 199.1 亿千瓦时，同比增长 106.5%，平均价差-38.7 厘/千瓦时。其月度电量分解如图 6 所示。

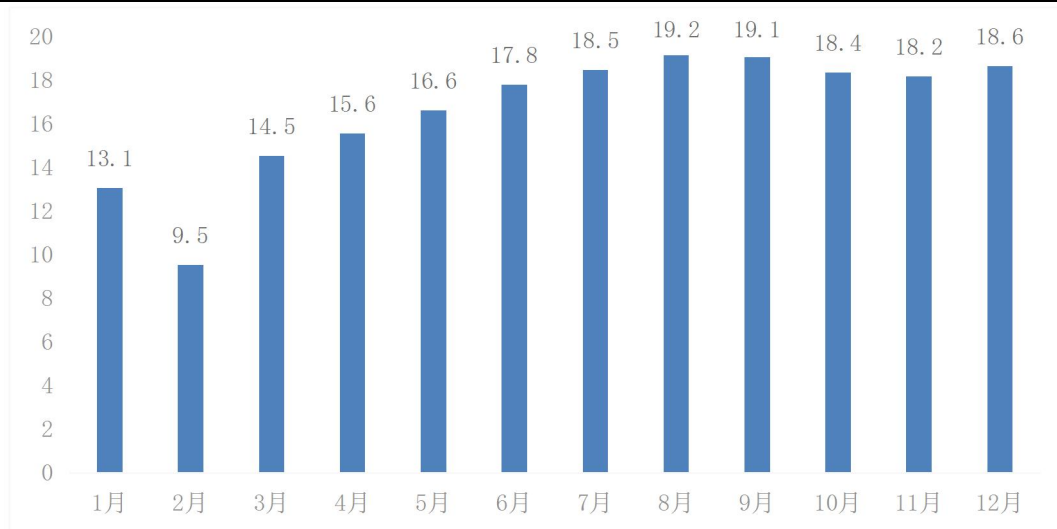


图 6. 2019 年年度合同电量集中交易分月电量（单位：亿千瓦时）

3、月度集中竞争交易

2019 年共组织 12 次月度集中竞争交易，累计成交电量 566.6 亿千瓦时，同比增长 18.6%，平均价差 -30.5 厘/千瓦时。

月度集中竞争交易成交电量及统一出清价差如图 7 所示。

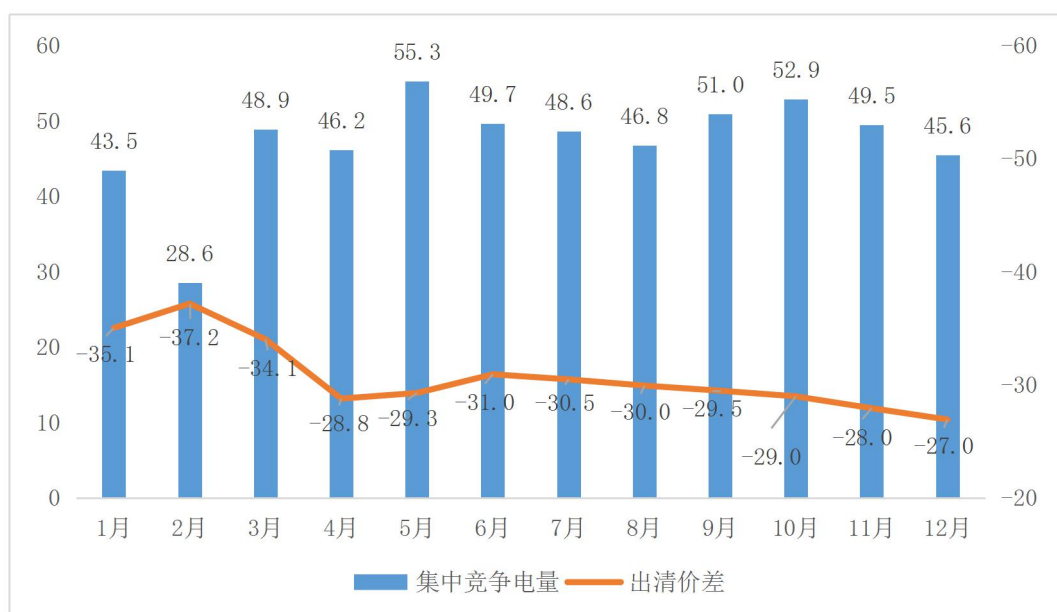


图 7. 2019 年月度集中竞争交易分月电量-价差图（单位：亿千瓦时，厘/千瓦时）

4、发电合同电量转让交易

2019 年，共组织月度发电合同转让交易 24 次，累计成交电量 199.1 亿千瓦时，同比增加 48.8%，成交均价 325.5

厘/千瓦时（图 8）。其中，煤机成交 155.1 亿千瓦时，同比增加 52.7%；气机成交 44.0 亿千瓦时，同比增加 36.7%。



图 8. 2019 年发电合同转让交易电量与电价（单位：亿千瓦时、厘/千瓦时）

（1）2019 年，共组织 12 次发电合同转让集中交易，累计成交电量 148.3 亿千瓦时，平均成交价格 344.74 厘/千瓦时。其中，煤机累计成交 104.3 亿千瓦时，平均成交价格 268.99 厘/千瓦时；气机累计成交 44.0 亿千瓦时，平均成交价格 524.56 厘/千瓦时。

（2）2019 年，共组织 12 次发电合同转让协商交易，累计成交电量 50.8 亿千瓦时，平均成交价格 269.4 厘/千瓦时，主要出让方为省内关停的燃煤机组。

（五）中长期市场结算情况

1、结算电量

2019 年，累计结算市场电量 1958.6 亿千瓦时，电量完成率 100.4%，月度最大正偏差 3.5%，最大负偏差 -2.1%。各月市场交易电量及完成率详见图 9。

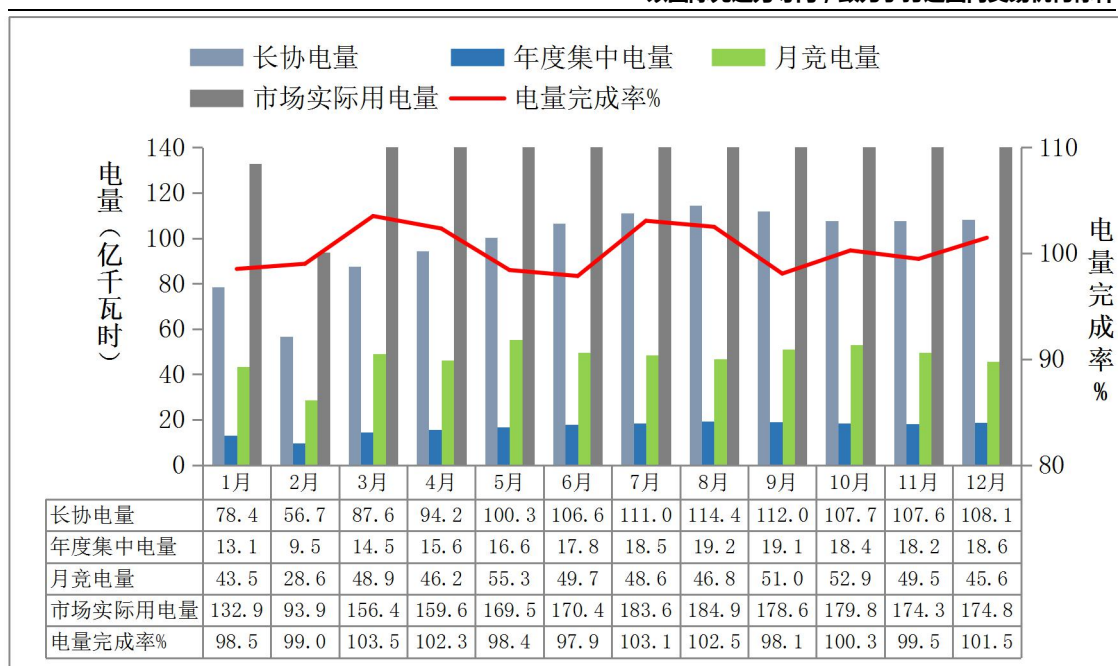


图 9. 2019 年各月市场交易电量及完成率（单位：亿千瓦时、%）

2019 年各月电量整体预测准确率波动比 2017、2018 年偏小（图 10）。总体来说，夏季整体预测准确率较高，春节前后的预测准确率较低。

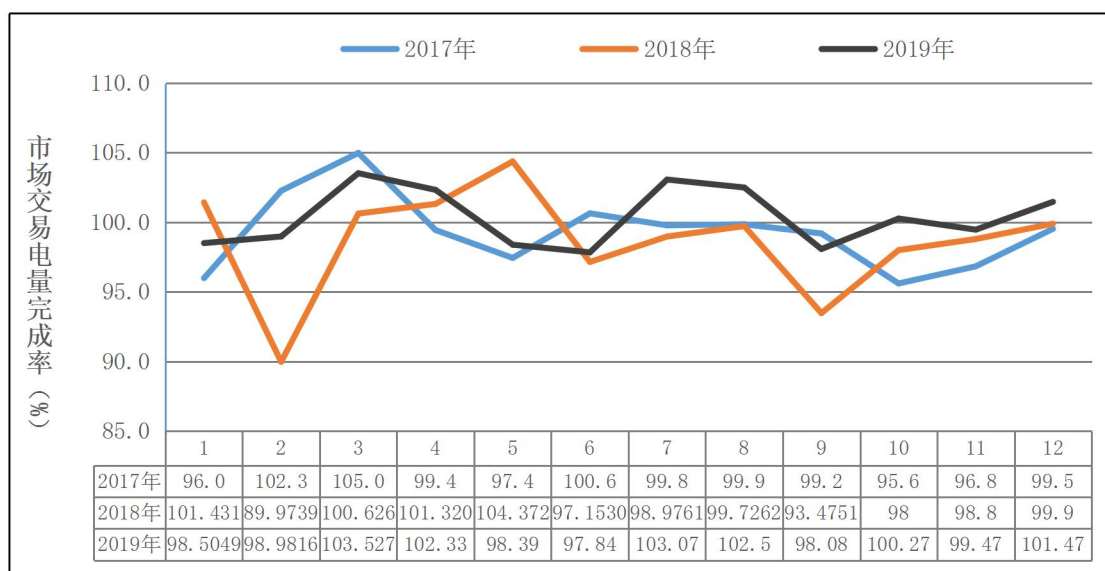


图 10. 2017-2019 年各月市场交易电量完成率对比（单位：%）

2、结算电费与电价

2019 年，供给侧结算让利 78.8 亿元（其中价差电费 78.7 亿元，考核费用 0.1 亿元），按结算市场总电量算平均价差

-40.2 厘/千瓦时；用户（含批发市场用户和零售市场用户）净收益 66.9 亿元，按结算市场总电量算平均价差-34.2 厘/千瓦时；售电公司净收益 11.3 亿元（其中价差电费 11.7 亿元，考核费用 0.4 亿元），按结算市场总电量算平均价差-5.8 厘/千瓦时（表 9）。

2019 年，广东电力市场总考核费用 0.5 亿元，必开电量支出 0 亿元，市场结余资金 0.5 亿元（表 9）。

表 9. 2019 年广东电力市场结算费用总体情况（单位：亿元）

市场主体		让利电费	考核费用	必开补贴	合计
供给侧	煤机	65.9	0.0	0.0	65.9
	气机	12.8	0.1	0.0	12.9
	小计	78.7	0.1	0.0	78.8
需求侧	售电公司	-11.7	0.4	0.0	-11.3
	零售市场用户	-65.9	0.0	0.0	-65.9
	批发市场用户	-1.1	0.0	0.0	-1.1
	小计	-78.7	0.4	0.0	-78.3
市场结余资金		0.0	0.5	0.0	0.5

注：1. 供需两侧支出为正，收入为负；2. 让利电费含现货让利电费；3. 表中数据含退补费用。

从各地市对比来看，2019 年各地市用户结算价差差异较大，梅州、阳江、汕尾、河源等地用户平均结算价差绝对值最高，惠州、东莞、韶关等地用户平均结算价差绝对值最小，最高和最低之间相差 6.4 厘/千瓦时（图 11）。

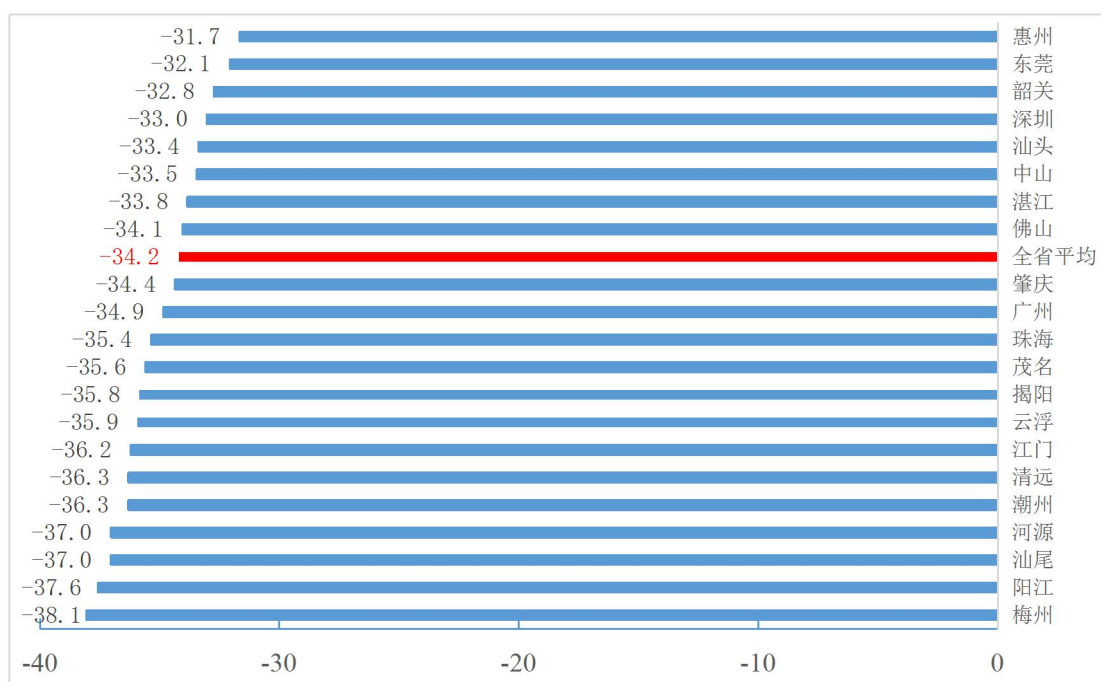


图 11. 各地市用户平均结算价差对比（单位：厘/千瓦时）

3、结算偏差

2019 年广东电力市场需求侧偏差率（绝对值）平均为 6.3%，其中偏差率最大的一月份为 7.1%，其他月份都在 7% 以内。具体结算偏差分布情况如图 12 所示。

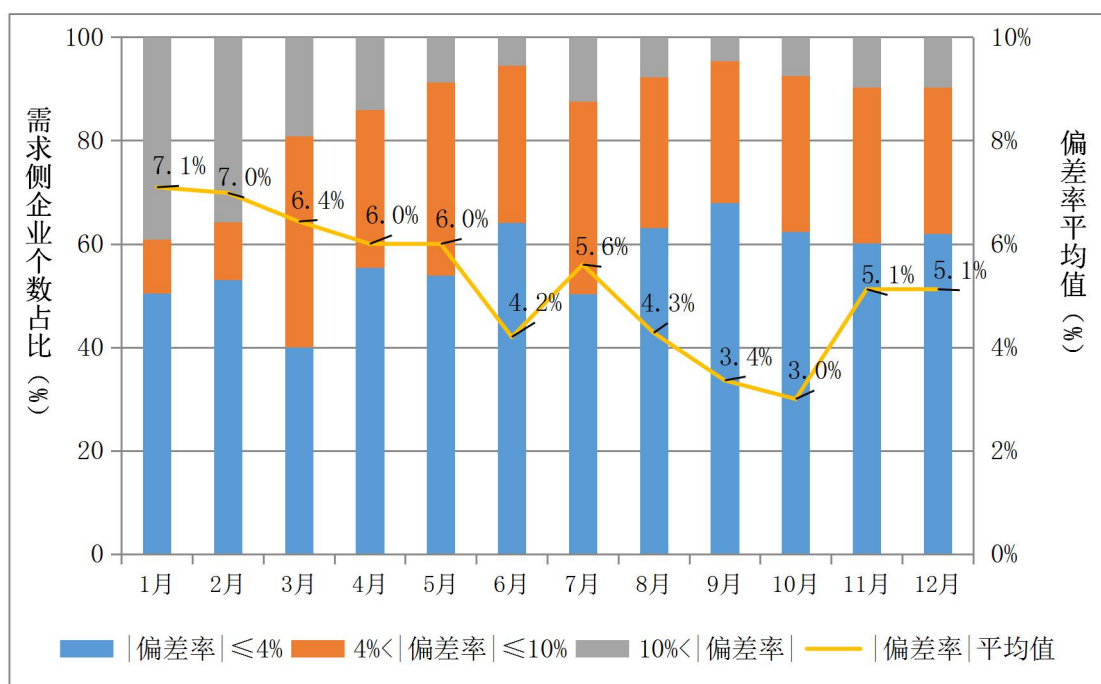


图 12. 2019 年各月广东电力市场需求侧偏差分布情况

（六）零售市场情况

截至 2019 年底，实际参与交易的售电公司共 134 家，各类售电公司市场占有率和获利占比明显分化（表 10）。参与交易的电力用户共 10533 家，其中 10530 家通过售电公司代理，占 99.97%。

2019 年，电力用户实际结算收益分成为 85.4%，各月分成均在 83%以上（图 13）。全年共 9 家售电公司总收益为负（全年累计 134 家售电公司参与结算），亏损面为 6.7%；总收益为负的售电公司中，最大亏损金额 316 万元，平均亏损金额 58 万元。全年共 125 家售电公司收益为正，最大盈利金额 9526 万元，平均盈利 903 万元。

表 10. 2019 年参与交易的售电公司代理用户及电量情况

公司性质	参与交易数量 (家)	代理交易 电量(亿 千瓦时)	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 (%)	全年总获 利(亿元)	获利 占比 (%)
国有	35	1018.4	120.4	29.1	39.6	52.6	4.7	41.6
集体	2	152.1	619.5	76.0	11.7	7.9	0.7	6.2
民营	86	661.9	54	7.7	43.68	34.2	5.3	46.9
三资	11	105.2	48.5	9.6	5.0	5.4	0.6	5.3
合计	134	1937.5	79.3	14.5	100.0	100.0	11.3	100.0

注：1.全年有 97 家用户更换售电公司，因此平均代理户数计算有部分重复。

2.三资售电公司含中外合资经营企业、中外合作经营企业、外商独资经营企业三类外商投资的售电公司。

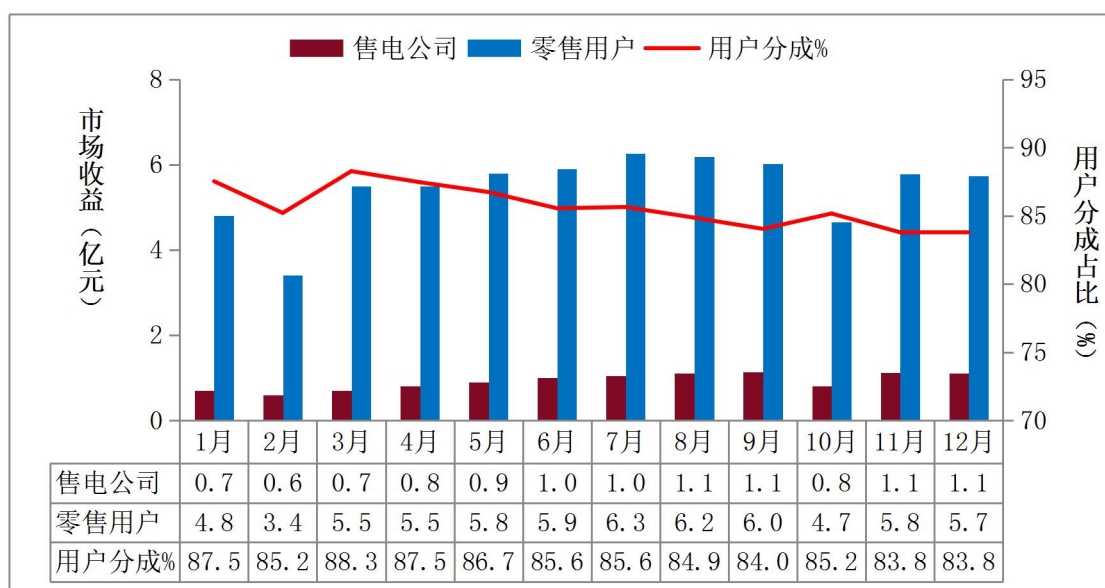


图 13. 2019 年用户与售电公司收益分成情况（单位：亿元、%）

（七）调频辅助服务市场情况

广东电力市场调频市场于 2018 年 9 月开始实现结算试运行，截止到 2019 年 12 月底，交易调频里程累计 5015.21 万兆瓦，调频里程收益累计 91396.78 万元。

（八）2020 年市场安排及年度交易情况

1、市场规模

2020 年广东电力市场安排市场交易规模目标约为 2600 亿千瓦时，同比增长 30%，约占广东全社会用电量的 37%，约占省内发电量的 56%。其中安排发电侧年度市场交易规模约 2200 亿千瓦时，按照“价差合同+曲线”的模式组织，鼓励优先签订年度双边协商合同。

为稳定市场预期、防范市场风险，按照国家深化电力市场化改革相关要求，发电企业、售电公司、参加批发市场的大用户签订的中长期交易合同电量原则应占全部市场化电

量的 90%以上。

2、市场准入

2020 年用户准入门槛调整为：所有进入市场的用户须满足 10kV 及以上电压等级。珠三角 9 市的工、商业用户年度用电量 400 万千瓦时，较 2019 年门槛（1300 万千瓦时）降低 900 万千瓦时；粤东西北 12 市的工、商业用户年度用电量 200 万千瓦时，较 2019 年门槛（500 万千瓦时）降低 300 万千瓦时；广东省高新技术企业年度用电量 100 万千瓦时，较 2019 年门槛（400 万千瓦时）降低 300 万千瓦时；钢铁、建材（水泥、石灰、石膏制造及其制品制造，玻璃制造及技术玻璃制品制造，建筑陶瓷制品制造）重点行业用户年度用电量 200 万千瓦时，较 2019 年门槛（500 万千瓦时）降低 300 万千瓦时；物业管理企业准入门槛仍执行 2018 年标准。

发电侧准入条件调整为：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，不含宝钢湛江自备电厂）、燃气电厂（不含通明 1、2 号机组，通明 3、4 号机组，福华德 4、5 号机组，美视 7、8 号机组，虎门 1、5 号机组，虎门 2、6 号机组等不具备发电能力的机组），与 2019 年准入条件相当。

3、年度交易情况

2019 年 12 月 10 日，完成 2020 年年度双边协商交易 2117.1 亿千瓦时，同比增长 78.7%，平均价差-47.11 厘/千瓦时；12 月 18 日，完成年度合同电量集中交易 46.7 亿千瓦时，同比减少 76.5%，平均价差-47.15 厘/千瓦时（图 14）。

相比较 2019 年，2020 年年度交易不事先划分年度双边协商和年度集中交易具体电量，年度双边协商交易除需申报电量和价差价格外，还需申报分解曲线和结算参考点；年度集中交易标的按月申报，并由交易中心按照典型曲线统一分解。

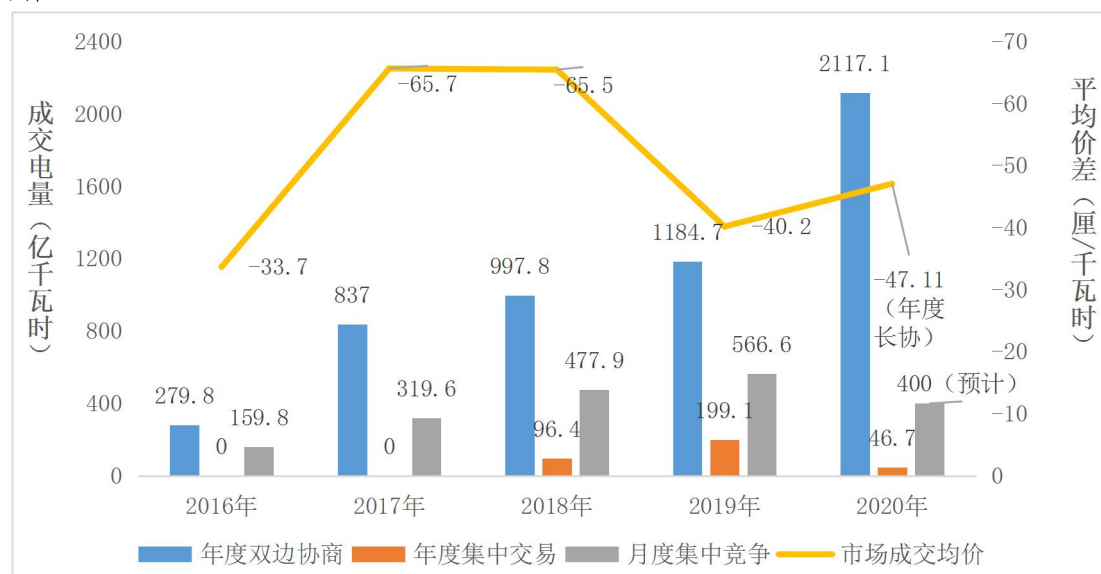


图 14. 各类交易品种成交电量与市场平均价差（单位：亿千瓦时、厘/千瓦时）

三、南方（以广东起步）电力现货市场试运行情况

为落实国家电力现货试点的工作要求，在广东省能源局、国家能源局南方监管局的统一部署下，南方（以广东起步）电力现货市场在全国率先开展结算试运行。5月15-16日、6月20-23日、10月21-27日，南方（以广东起步）电力现货市场分别开展了两轮按日结算试运行和一轮按周结算试运行，累计试运行时间共13天，试运行天数最长。结算试运行期间，市场主体参与积极、市场出清价格合理、支持系统运行稳定。

（一）总体情况

1、5-6月份结算试运行

5-6月份共组织6天结算试运行。试运行按照日前申报、日前及实时出清、调度计划执行的全流程开展试结算工作，并将当天的出清结果按现货顺价模式结算，当月其余天仍按照现有价差模式结算。中长期价差合同转换为顺价合同时，将燃煤标杆电价（0.426元/千瓦时，不含环保电价）加上市场主体各自价差作为顺价合同价格。由于各类型机组批复上网电价不同，各机组因中长期合同转换中参考基准价选取产生的损益，由电网公司全额承担。售电公司与其代理市场用户签订的零售合同保持不变，保障零售用户到户电价不变、结算不受影响。试结算产生的市场不平衡资金暂由现行中长期结算结余资金垫付。

5月、6月结算试运行发电侧出清均价分别为0.281元/

千瓦时和 0.320 元/千瓦时。

2、10 月份结算试运行

10 月 21-27 日，组织开展周结算试运行，采取将原价差中长期合同转换为绝对价格中长期合同并开展现货环境下的中长期交易和七天现货市场交易模式。

10 月结算试运行应用电能量价格加输配电价的方式，形成用户用电绝对价格；开展现货环境下中长期交易，组织交易品种包括周集中竞争交易、挂牌和双边协商交易。市场从价差模式转换至绝对价格模式后，按照零售用户月度收益不变、发电企业价差中长期合同电量收益不变、售电公司价差中长期合同电量收益不变的原则进行结算，对售电公司超出（或不足）其原有价差模式收益的部分进行平衡结算。基于用电企业历史用电数据的分时特性，对原有价差中长期合同电量进行曲线分解，并允许市场主体经协商一致后，对分解曲线进行调整。

10 月结算试运行期间，发电侧加权日前均价 0.251 元/千瓦时，实时均价 0.241 元/千瓦时，明显低于广东省煤机标杆上网电价 0.453 元/千瓦时和 5-6 月结算试运行发电侧出清价格。

（二）现货环境下中长期市场运行情况

10 月 18-19 日组织开展现货环境下中长期交易，交易标的为 10 月 21-27 日电量，包括周集中竞争交易、双边协商交易和两轮挂牌交易。中长期交易总成交电量 2.498 亿千瓦时，

涉及市场主体 115 家。其中周集中竞争交易成交电量 1.5 亿千瓦时，成交均价 0.331 元/千瓦时；双边协商交易成交电量 2694 万千瓦时，成交均价 0.459 元/千瓦时；挂牌交易成交电量 7278 万千瓦时，成交均价 0.326 元/千瓦时。

（三）现货市场申报情况

1、5-6 月份申报情况

5 月 15-16 日、6 月 20-23 日，共 190 台机组、123 家售电公司和 3 家大用户参与了现货申报，市场主体实现全覆盖。发电侧申报曲线整体类似，其中，5 月申报均价为 404.4 元/MWh，报零价容量平均 2070MW，占比 5.55%；6 月申报均价为 433.9 元/MWh，报零价容量平均 1549MW，占比 4.2%。售电公司及大用户总体根据实际用电量申报，5 月日前申报与实际用电量的偏差率 3.0%，6 月偏差率为 2.4%。

2、10 月份申报情况

10 月 21-27 日，共 192 台机组、128 家售电公司和 3 家大用户参与了现货申报，市场主体实现全覆盖。发电侧申报均价为 428.4 元/MWh，报零价容量平均 2677MW，占比 6.6%，报零价容量比模拟运行显著减少。售电公司及大用户总体根据实际用电量申报，10 月偏差率为 -2%。

3、机组申报特点

（1）机组总体报价水平与各类型机组综合成本水平匹配。其中，煤机 5、6、10 月结算试运行平均报价分别为 380 元/MWh、412.8 元/MWh、406.1 元/MWh，气机平均报价分

别为 510 元/MWh、526 元/MWh、528.5 元/MWh。

(2) 基本上都采用了 5 段报价的形式，充分利用了规则空间。其中低出力段机组报价总体偏低，5、6、10 月低出力段平均报价分别为 173.4 元/MWh、198 元/MWh、148 元/MWh。

(四) 市场出清情况

1、5-6 月份出清情况

5-6 月结算试运行期间，发电侧日前出清电量平均 9.8 亿千瓦时，日前均价为 307.9 元/MWh，实时出清电量平均为 10.0 亿千瓦时，实时均价为 309.9 元/MWh；用户侧日前中标电量平均为 5.71 亿千瓦时，日前均价为 303.1 元/MWh，实时均价为 308.5 元/MWh（图 15）。

2、10 月份出清情况

10 月结算试运行期间，发电侧日前出清电量平均 8.33 亿千瓦时，日前均价为 251.3 元/MWh，实时出清电量平均为 8.25 亿千瓦时，实时均价为 241.2 元/MWh；用户侧日前中标电量平均为 6.09 亿千瓦时，日前均价为 251.9 元/MWh，实时均价为 244.1 元/MWh（图 15）。

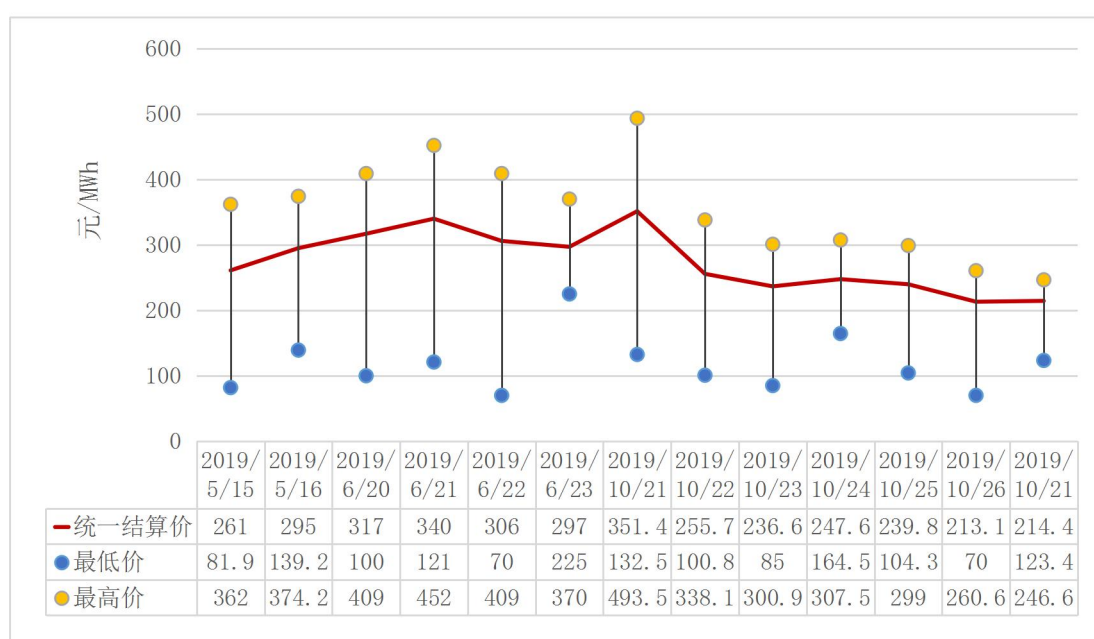


图 15. 试结算用电侧日前出清价

3、市场出清特点

结算试运行期间，市场主体积极合理报价，根据结算试运行交易结果，现货价格有效反映了电能量的时间和空间价值：一是时间特性显著，不同时段价格波动趋势与市场供需情况一致，峰谷价差明显，如 10 月 21 日负荷高峰期最高价格 0.494 元/千瓦时，当日低谷期 0.133 元/千瓦时，相差 2.7 倍；二是空间特性显著，不同地区节点电价的差异正确反映了网络阻塞的影响，送入受阻地区节点电价显著升高，送出受阻地区节点电价则较低，如 10 月 21 日 16:00 某高负荷节点与某低负荷节点同一时间价格相差 3.7 倍。同时，结算试运行充分实现了资源优化配置，低成本机组多发电，高成本机组少发电，实现社会福利最大化。

（五）市场结算情况

1、5-6 月份结算情况

5 月 15-16 日、6 月 20-23 日，采取“全月价差+现货模式差额”的混合结算方式，在国内率先开展现货按日结算试运行。现货出清总电量 59.0 亿千瓦时，其中按基数价格结算电量为 23.6 亿千瓦时，按中长期价格结算电量为 34.8 亿千瓦时，现货价格结算的偏差电量为 0.6 亿千瓦时，现货偏差电量占市场电量的比重较小，仅为 1.7%。市场电量均价为 383.9 厘/千瓦时，相对于参考基准价 426 厘/千瓦时，降价 42.1 厘/千瓦时，与当月月度价差中长期市场降价幅度相近。

供应侧和需求侧现货结算费用明细详见表 11 和表 12。

2、10 月份结算情况

10 月 21-27 日，在国内首创“中长期价差+现货绝对价”结算方式，基本平衡了各方利益诉求。现货出清总电量 57.8 亿千瓦时，其中按基数价格结算电量为 15.9 亿千瓦时，按中长期价格结算电量为 42.3 亿千瓦时，现货价格结算的偏差电量为 -0.5 亿千瓦时，现货偏差电量占市场电量的比重仅为 -1.1%。7 天现货试运行期间，需求侧市场电量实际总支出为 17.7 亿元，市场电量均价为 422.6 厘/千瓦时，相对于参考基准价 463 厘/千瓦时，降价 40.4 厘/千瓦时，与当月 24 天月中长期市场价差让利相近。

供应侧和需求侧现货结算费用明细详见表 11 和表 12。

表 11. 三次现货结算试运行供应侧结算情况（单位：亿元）

序号	费用项目	5月15-16日	6月20-23日	10月21-27日
1	供应侧收入总电费（2+3）	8.23	18.77	27.21
2	基数合约总电费	3.17	8.37	7.90
3	供应侧市场电量总电费 （4+5+6+7+8）	5.06	10.40	19.31
4	中长期合约全电费	4.50	8.92	17.85
5	现货偏差电量电费	0.07	0.16	-0.08
6	运行补偿电费	-	0.01	0.0002
7	电源侧成本补贴电费	0.49	1.35	1.60
8	中长期阻塞产生的不平衡 费用	0.003	-0.04	-0.06

注：①中长期阻塞产生的不平衡费用由各电厂分摊；②5月15-16日无结算运行补偿电费；③基数合约总电费含基数交易盈亏；④中长期合约总电费含中长期交易盈亏。

表 12. 三次现货结算试运行需求侧结算情况（单位：亿元）

序号	费用项目	5月15-16日	6月20-23日	10月21-27日
1	需求侧支出总电费 （2+3+4+5+6+7）	4.57	9.06	17.69
2	中长期合约电费	4.50	8.93	17.85
3	现货偏差电量电费	-0.02	0.05	-0.16
4	偏差收益转移电费	0.0005	0.0002	0.0004
5	分摊费用（不含电源侧 成本补贴分摊电费）	0.09	0.08	0.01
6	电源侧成本补贴分摊电 费	-	-	1.6
7	返还电费	-	-	-1.61

注：①分摊费用包括偏差收益转移分摊电费、阻塞盈余分摊电费、运行补偿分摊电费；②返还电费实际由电网公司支付。

（六）结算试运行关键机制及成效

通过 2019 年三次现货结算试运行的实际操作，发现了一些有待优化完善的问题，通过建立有针对性的机制，实现了试运行的顺利开展和连续运行周期不断增加，为下一步全面优化现货机制、完善解决现货相关问题奠定了基础。

（1）建立市场阻塞盈余分配等机制，实现了试运行的结算资金平衡。

一是阻塞盈余。市场用户按照统一结算电价支付的总电费与发电侧总电费不平衡导致阻塞盈余。10 月按周结算试运行期间，对 5、6 月用户侧统一结算价的计算方法进行了调整，由全负荷加权统一价，改为根据发电侧市场总电费和应承担的阻塞盈余计算用户侧统一结算价并事后发布，消除了 5、6 月结算试运行期间市场阻塞盈余为负的现象。

二是发用电量不平衡偏差电费。日前市场中，市场发电按日前出清电量结算，市场用户按日前申报电量结算，发用两侧结算电量不相等，从而产生偏差电费。该偏差电费是随机偏差，可能为正也可能为负，由用户侧按照电量比例分摊或分享。

三是并单结算不平衡资金。由于 5、6 月采用“全月价差+现货模式差额”的并单方式进行结算，产生该不平衡资金。10 月按周结算试运行首次采用“中长期价差+现货绝对价”结算方式，不再进行原有并单操作，消除了并单结算不平衡资金。

(2) 建立电源侧成本补贴机制，在辅助服务交易、固定成本回收等机制尚不健全的条件下，实现燃气等高成本机组与常规燃煤机组同台竞价。

按实发电量对气机等高成本机组按照机组上网电价与转换基准价的差值进行补贴，从而促成高成本机组参与市场，解决不同成本机组同台竞价问题。

(3) 建立售电侧平衡结算机制，在年度价差合同转为绝对价格结算的试运行过渡阶段，避免了售电公司因用户目录电价差异产生结构性亏损。

10月按周结算试运行按照保持售电公司原有年、月价差中长期合同收益不变的原则，对结算试运行期间转换成绝对价格结算后，售电公司超出（或不足）其原有价差模式收益的部分进行平衡结算。由电网公司实施多退少补的平衡结算，消除售电公司因代理不同类型用户所产生的盈亏。

(4) 建立价差中长期曲线分解机制，统一采用历史曲线分解的方法，避免了试运行期间售电公司曲线分解不准引起的亏损，为市场主体逐步过渡适应现货市场提供了保障。

为解决5、6月份结算试运行中价差中长期分解曲线与用户个体实际用电曲线存在差异导致的“高买低卖”的问题，10月改为根据售电公司代理用户的历史用电特性曲线进行存量合同分解，同时提供自主调整窗口，显著改善了曲线分解效果。通过对比发现，采用用户历史特性曲线进行分解后，更贴近市场主体真实用电曲线，中长期电量占比显著提升，现货偏差电量占比明显降低，降低了约3个百分点，符合预

期目标。

总体来看，经过 2019 年三次电力现货结算试运行，初步建立起完整的现货市场工作体系，通过真实的交易申报、出清和结算操作，测试了交易规则和业务流程的有效性，检验了技术系统的可靠性，为现货市场的建设完善和下一步的连续结算试运行找准了方向。

四、2019 年工作情况

2019 年，广东电力市场形成稳中有进、重点突破格局，交易规模持续扩大，市场主体迅速增加，市场运行平稳有序，现货市场建设工作取得重要突破，在全国率先建成现货市场体系并开展结算试运行。广东电力市场能够“干在实处、走在前列”推动电力市场新发展，一方面得益于省政府电力主管部门和监管部门迎难而上、坚定不移落实国家电力市场化改革部署的决心和开放务实的工作作风，秉持“开门办市场”理念，充分听取并合理采纳各方主体意见，有效平衡市场各方利益格局；另一方面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，全面完成营销计量体系升级改造，试运行期间承担发电高价机组补贴、售电平衡结算等成本，全面支撑了广东电力市场建设发展；此外，也得益于所有市场主体的开放、协调、包容的优良传统，不断学习和实践，融入改革，带动市场整体专业水平不断提升，为行业新业态注入勃勃生机。

2019 年市场交易领域的具体工作有以下几个方面：

（一）精心做好电力市场交易

1、强化管控，顺利完成交易任务

一是实施交易全过程严格管控，规范交易组织流程和作业标准。二是建立交易运行值班机制，适应未来多品种并发交易需要。三是建立信息多重校验机制，全部交易数据经系统自动校核和多人人工核对的方式，确保交易数据准确。

全年顺利完成 26 次价差中长期交易、12 次现货环境下中长期交易和 13 次现货交易，共 8 个品种 51 批次交易，实现交易“零差错”。

2、实施培训认证，市场意识水平显著增强

开展新一轮宣贯培训，重点对试运行典型问题、技术系统使用方法及需关注事项，进行全面系统讲解，全年共组织 4 期现货市场集中培训和 6 期现货结算试运行专题培训，累计培训 1395 人次。实施市场主体交易资格认证，共有 377 人通过考试并取得资质，有效提升交易从业人员整体水平。

3、配合开展跨区跨省发电合同电量转让交易

全力配合广州电力交易中心开展跨区跨省发电合同电量转让交易，在国家“西电东送”发展战略统一部署下，以电力市场交易促进清洁能源消纳，控制省内煤电总量，做好节能减排，实现资源的优化配置。

（二）积极推进现货市场建设

1、创新发展，国内率先开展现货结算试运行

一是创新设计高成本机组补贴、平衡结算和用电特性曲线分解等市场机制，对机组同台竞价、价差合同转换利益调整、市场不平衡资金等重大问题提出解决方案，保障试运行顺利开展。二是建立完整现货市场工作体系，现货业务链条运转高效。编制完善现货市场规则细则、作业指导书和表单等制度，建立现货业务流程和应急处理机制，并贯通各业务环节。三是累计组织 3 轮、共 13 天现货结算试运行，充分

检验了规则系统和业务流程。四是国内首个现货环境下中长期交易品种成功上线运行。通过多频次、标准化连续交易，可对发用电合约进行灵活调整，有效规避现货价格波动风险，形成了完整的“中长期+现货”市场体系。

2、开展国内首个电力现货市场第三方评估

为稳妥推进现货市场建设，防范系统性风险，委托电力规划总院作为第三方中立机构，全方位、深层次、多角度开展国内首个电力现货市场评估，重点对市场规则方案、技术支持系统进行深入研究分析。

全面、动态跟踪了10月按周结算试运行全过程，独立组织4轮市场主体座谈会，并开展市场问卷调查，广泛听取发电、售电和电力用户意见，与电力市场领域专家开展多次“一对一”访谈，针对试运行涉及的关键问题进行专题研究，提出客观意见，确保市场运行安全。

（三）着力打造结算体系标杆

1、国内率先实现电力现货试结算

一是融合创新，高难度实现“价差传导”与“绝对价”模式并单结算，实现批发与零售的现货结算全穿透。二是提出地方电网输配电价应用等机制，较好地平衡了各方利益诉求。三是在技术上实现了价差转绝对价、双模式多轮次耦合的高复杂度结算，全面检验了技术支持系统稳定性，考验了计量、营销、财务、广深联动的结算流程及协同应急机制，为下一步全面推进现货按月试结算工作奠定了基础。

2、建立规范化智慧化零售结算体系

一是基于零售合同特征模式辨识技术，提出多模式海量零售合同的精准结算实现方法。二是制定并推广现货市场零售结算合同模板，完成现货标准零售模板自动生成功能开发及测试。三是编制完成现货零售结算管理办法，规范零售合同管理、零售结算模式系统固化、零售结算流程、退补管理以及违规处理等工作。四是开展 2019 年零售结算模式系统固化，系统固化率超 75%，支撑零售合同刚性执行。五是克服按日、按周试结算流程复杂的困难，全年结算凭证出具周期平均 4.2 天、结算准确率 100%。

（四）建立健全市场服务体系

1、以多渠道服务手段强化市场服务能力

一是大力提升交易系统功能自动化、智能化，有效提高注册效率和服务便捷性。二是举办交易中心开放日，深化普及现货市场知识，构建面对面交流平台。三是打造微信公众号服务品牌，建立双向互动机制，截至 2019 年底，微信公众号关注人数达 19643 人，全年收集答复留言 123 条。四是持续加强服务渠道建设，完成交易系统自助查询和在线咨询功能开发，新增现货出清专线，全年累计接听热线 13532 宗。

2、以信息披露及时性提高市场运行透明度

一是着力打造公开透明交易平台，完成交易申报信息披露功能开发上线，定期发布超过保密期限的市场信息。二是计划性推进信息披露工作，全年共推送微信推文 216 篇，其

中交易学堂及市场问答 34 篇，全年阅读量达 29.1 万人次。

3、以信用风险管理体系应对市场交易风险

一是完善信用评价体系。建立现货市场信用评价指标，组织开展第一次信用评价工作。二是优化交易风险计算方式。完善交易系统风险模块功能，并开展联调测试，具备市场风险监控条件。三是组织售电公司按规定缴纳保函，截至 2019 年底，共收取 143 家售电公司 160 份保函，合计金额 7.671 亿元（表 13），有效防控了市场欠费风险。

表 13. 截至 2019 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）	80	27	17	19

（五）扎实开展系统平台建设

1、现货及配套中长期交易系统建设方面

一是结合模拟运行和结算试运行，持续完善现货技术支持系统，已满足开展不间断结算运行的技术条件。二是建立系统数据交易异常应急处理机制，完善数据交互流程，实现现货技术支持系统各子系统间贯通，保障各业务环节有序开展。三是组建信息化专业运维团队，编制巡检作业指导书和运行保障制度，有效支撑试运行工作顺利实施。四是积极配合南方区域统一电力市场交易平台建设，全力协助广州电力交易中心推进相关工作。

2、信息系统安全及运维方面

一是加强信息安全制度建设。初步建立交易系统运行维护操作“两票”制度，发布《广东电力交易系统账号与权限

管理办法》等 7 项制度，全年完成信息安全风险检查共 12 次。二是加强信息安全技术建设。大力推进交易系统同城双活、异地灾备功能完善，降低单系统运行风险，优化交易系统审计功能，实现数据有主人、使用有授权、操作有痕迹；完成系统应用层面内外网分离，提高网络安全性。

3、应用信息新技术方面

一是全面应用三验真技术，验证系统所有用户身份证、名字和手机号的一致性，确保登陆系统用户的真实安全，目前系统通过率达 87.64%。二是全面应用 OCR 技术，自动识别用户注册上传身份证、营业执照及授权委托书，减少用户填单和业务人员审查时间。三是采用档案智能校核功能，对档案工单智能分析，自动处理归档部分档案工单。

五、2020 年工作安排

（一）电力市场形势分析

2020 年，市场面临的主要形势与风险包括：

1、电力市场化改革进入深水区，深层次的矛盾和问题亟待优化解决。十三五收官之年，现货试点和电力市场化改革必将进一步深入推进，广东电力市场面临计划与市场两种管理模式并存、计划电价与市场电价相互作用、降电价与建市场需统筹兼顾、全社会发电成本需合理分摊等一系列深层次问题，随着市场规模进一步扩大，市场建设的工作局面愈发复杂。

2、现货市场机制有待完善，长周期连续试运行亟待突破。现货市场初步建立后，在阻塞管理、需求侧响应、信息披露、容量成本回收、双边报价模式等方面需进一步完善机制，通过月及以上长周期试运行来充分验证和改进。同时，对高效稳定的交易组织、结算、市场服务、信息安全、市场监测、仿真分析能力以及市场主体专业技术能力等方面也提出更高要求。

3、局部地区负荷高峰期面临供电紧张，电力供应形势更加复杂多变。预计 2020 年全省统调最高负荷 1.30 亿千瓦，同比增长 6.6%。由于新增发电资源分布不均、自身有效出力受限等情况，预计负荷高峰期全省电力供应处于紧平衡，不排除局部地区存在较大电力缺口的风险。

(二) 2020 年主要工作安排

2020 年，广东将继续以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，按照国家、省电力市场化改革要求，积极推进广东电力市场建设的各项工作。

1、高质量推进“中长期+现货”市场建设，完善市场体系机制

一是创新市场机制设计，做好售电公司高买低卖补偿机制、输配电价应用、信息披露及双边报价等重要问题研究，做好市场风险第三方评估和风险防范对策研究。二是健全整套市场制度体系，编制完善现货市场规则细则、作业指导书及作业表单，不断提升交易规范化、标准化水平，建立完整现货业务流程及应急处理机制，优化工作链条。三是设计与现货市场相匹配的零售市场交易和管理模式，开展零售市场交易管理平台的关键功能开发。四是进一步开展现货市场宣贯培训，规范交易员培训上岗机制，努力打造高素质交易人才队伍。

2、不断升级技术支持系统，支撑现货连续运行

一是持续完善现货及中长期系统功能，重视联调联试，做好现行中长期系统与现货及现货下中长期系统的切换，并以安全为前提逐步推进信息系统三网分离。二是完善与发电侧、售电（用户）侧技术支持系统接口建设，加强数据交互管理。三是推进零售市场功能全面移动化，实现用户操作便捷化，研究探索区块链在保函、合同、信用评价等方面的应

用。四是建设全景智能监视运维平台，满足大数据、用户行为分析、风险预警等需求。五是以完成 ISO270001 标准认证为主线，持续修编、完善信息安全相关制度及流程，规范化开展交易系统权限管理、数据管理等工作。六是按照南方电网统一部署，稳步推进南方区域统一电力市场交易平台试运行稳步切换。

3、有序开展多品种交易组织，促进市场平稳运行

一是精心组织开展月度集中竞争、月度发电合同转让、现货试运行等交易任务。二是规范完善交易组织管理，持续开展交易业务指导书修编，进一步规范交易全流程，保证交易时效性。三是基于现货试运行情况，严格把控交易流程，做好交易智能校核工作，保障“中长期+现货”连续运行正常有序开展。四是开展市场力监测与防范机制研究、市场运行风险智能在线监测预警方法研究、市场干预和处理机制研究，为市场运行和市场力监测、市场风险预警业务提供技术支撑。五是建立基于业务指导书、作业表单、交易日志的规范化流程操作，应用系统校核、线下校核、第三方软件校核等多种方式校核。

4、多措并举健全结算机制，提高现货结算水平

一是优化完善现货按月试运行混合结算机制，优化营销、计量、财务及深圳电网现货协同结算流程，提高现货试运行结算质量。二是按照“现货基本模型+试结算临时功能”模块化方式，梳理完善结算功能模块，提升系统对规则调整的适应性。三是进一步完善现货市场评价机制及体制，建立

现货试运行评价机制，为不断完善现货试运行机制提供参考与支撑。四是继续规范现货零售市场，发布现货零售管理办法及现货零售合同模版，丰富结算系统零售结算套餐，尽量满足用户的多元化需求。

5、完善服务体系建设，精心打造市场服务品牌

一是强化服务渠道建设，充分利用热线电话、系统线上咨询、微信问答、座谈会、开放日等方式，及时解决市场主体疑惑和问题。二是完善信用风险管理体系，完成周集中竞争交易风险功能开发，编制交易保函的收取方案，在现货市场运行前完成交易保函收取。三是加快新履约担保方式应用，推进电子保函与现金接口建设，扩大电子保函合作范围，丰富履约担保形式。四是持续优化 OCR 识别功能，提升准入注册自动识别率。五是研究梳理增量配电网用户注册与档案管理，规范业务流程。