

2025 年度中国电力市场发展报告

本书编写组◎编



人民日报出版社

指导单位

国家能源局市场监管司

编制单位

电力规划设计总院

支持单位

国家电力调度控制中心

北京电力交易中心有限公司

中国南方电网市场营销部

中国南方电网电力调度控制中心

广州电力交易中心有限责任公司

内蒙古电力调控中心

内蒙古电力交易中心有限公司

中国电力企业联合会规划发展部

前言

全国统一电力市场是全国统一大市场的重要组成和先行领域。2025 年全国统一电力市场体系初步建成，成果丰硕。这一年，跨电网经营区常态化交易破冰启航，省级电力现货市场实现基本全覆盖，“1+6”基础规则体系完备成型，南方区域电力市场启动连续结算试运行。这一年，新能源全面入市政策落地实施，绿电交易保持快速增长，新型经营主体持续培育，市场为新型电力系统建设发展注入强劲动力。这一年，运营机构数字化监测、监管机构数字化监管实现全覆盖，综合监管及专项监管工作稳步推进，市场治理效能持续提升，合力共塑规范有序的电力市场环境。

为系统总结 2025 年我国电力市场建设的创新实践与丰硕成果，国家能源局市场监管司指导电力规划设计总院，在相关单位支持下编制了《2025 年度中国电力市场发展报告》。报告以全景视角梳理了全国统一电力市场体系初步建成的标志性

进展，多维呈现各地市场建设动态，前瞻性提出 2026 年市场建设重点方向。本报告既是能源行业贯彻落实党中央、国务院决策部署的阶段性答卷，也是新征程上深化电力体制改革、推动构建新型能源体系的重要参考。

2026 年是“十五五”开局之年，全国统一电力市场体系正由初步建成向基本建成阔步迈进。我们期待以此为载体，凝聚各方智慧，破解改革难题，共同推动电力市场向更加统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的方向迈进，共同谱写电力市场高质量发展的崭新篇章。

目 录

一、2025 年电力市场概览	1
（一）电力供需情况	2
（二）输电通道情况	6
（三）经营主体情况	7
（四）交易量价情况	9
二、2025 年电力市场进展成效回顾	17
（一）市场体系纵深完善，统一市场初步建成	18
（二）市场机制加速构建，功能作用有效发挥	27
（三）规则体系完备成型，基础制度更趋牢固	35
（四）市场精准引导供需，保供稳价效果明显	37
（五）绿电发展迈入新程，环境价值持续彰显	40
（六）新型主体蓬勃发展，发用融合业态创新	41
（七）零售市场持续开放，主体多元交易活跃	44
（八）数智技术深度赋能，智慧运营提质增效	46
（九）市场监管纵深推进，数字赋能提升效率	49
（十）多道防线统筹联动，共铸协同治理合力	52
三、2026 年电力市场建设展望	57
四、大事记	61

一、2025 年电力市场概览

（一）电力供需情况

电力供应能力与绿色发展水平同步提升。截至 2025 年底，全国累计发电装机容量达 38.91 亿千瓦，新增发电装机容量 5.42 亿千瓦，同比增长 16.1%。2025 年全国发电量 10.58 万亿千瓦时，同比增长 4.8%。可再生能源装机占比超六成，全社会用电量中每 10 度电有近 4 度是可再生能源发电，可再生能源新增发电量超过全社会用电增量。

风光装机容量实现“三连超”。2025 年，风电、太阳能发电装机容量在超过煤电装机容量后，再度超过火电装机和全国最大用电负荷，达到 18.42 亿千瓦，同比增长 30.9%，全年新增装机 4.34 亿千瓦，装机占比达到 47.3%。

■ 风电装机 ■ 太阳能装机 ■ 火电装机 ■ 水电装机 ■ 核电装机

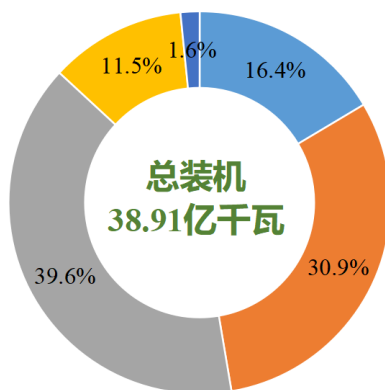


图 1 2025 年全国发电装机结构示意图

风光年发电量同比增长近三成。2025 年，风电发电量 1.13 万亿千瓦时，太阳能发电量 1.17 万亿千瓦时，风光发电量同比增长 25.8%，占全年总发电量的 22%，同比提高约 3.6 个百分点。与此同时，火电发电量 6.33 万亿千瓦时，实现十年来首次下降，同比下降 0.7%。全国新增可再生能源发电量 5193 亿千瓦时，已经覆盖全社会用电增量。

■ 风电发电量 ■ 太阳能发电量 ■ 火电发电量 ■ 水电发电量 ■ 核电发电量

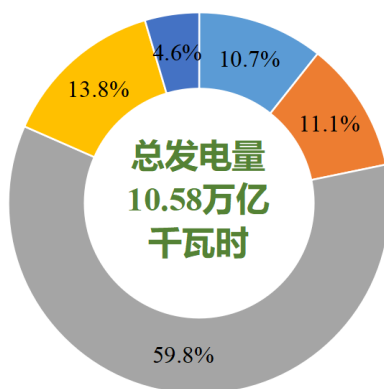


图 2 2025 年全国发电量结构示意图

新能源已成为“十四五”新增发电装机与发电量的“双主体”。“十四五”期间，全国新增发电装机共计 16.90 亿千瓦，其中风电、太阳能发电新增装机 13.07 亿千瓦，占新增装机的 77.3%，装机规模是“十三五”末的 3.4 倍。五年间，全国发电量由 7.78 万亿千瓦时增长至 10.58 万亿千瓦时，其中风电、太阳能发电量由 0.73 万亿千瓦时增长至 2.30 万亿千瓦时，占新增发电

量的 56.2%。

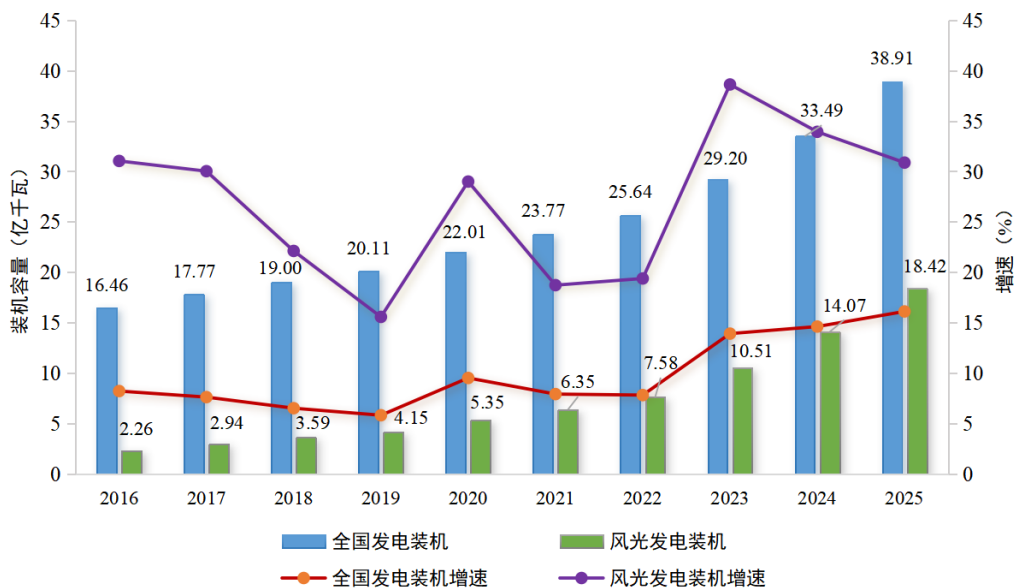


图3 2016—2025 年全国发电装机情况

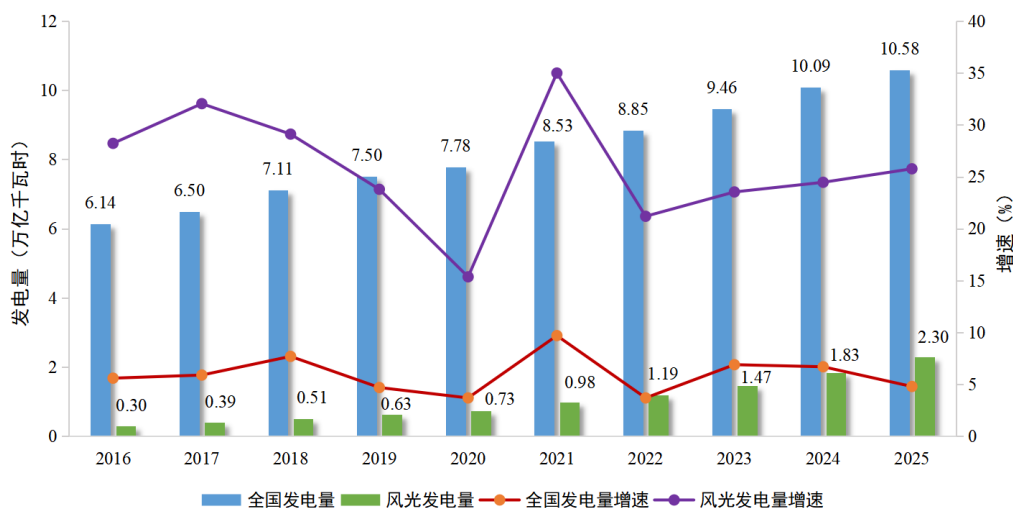


图4 2016—2025 年全国发电量情况

全社会用电量首破 10 万亿千瓦时。2025 年，全国全社会用电量达到 10.37 万亿千瓦时，同比增长 5.0%。“十四五”期间全社会用电量保持稳定增长，五年间全社会用电量年均增速 6.6%。

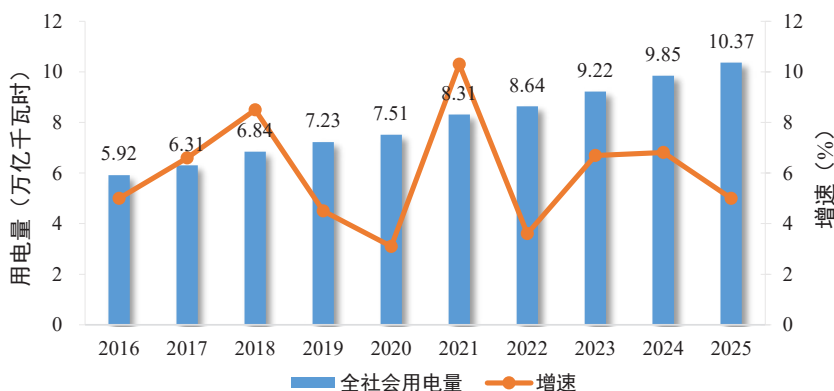


图 5 2016—2025 年全国全社会用电量情况

用电产业结构持续优化。分产业看，2025 年，第三产业和城乡居民生活用电对用电量增长的贡献达到 50%。充换电服务业及信息传输、软件和信息技术服务业用电量增速分别达到 48.8%、17.0%。“十四五”期间，第一产业、第二产业、第三产业、城乡居民用电量年均增速分别为 11.7%、5.3%、10.5%、7.8%。各产业用电量增长呈现差异，反映出我国农业现代化电气化水平不断提升、服务业数字化转型加速的产业发展特点。

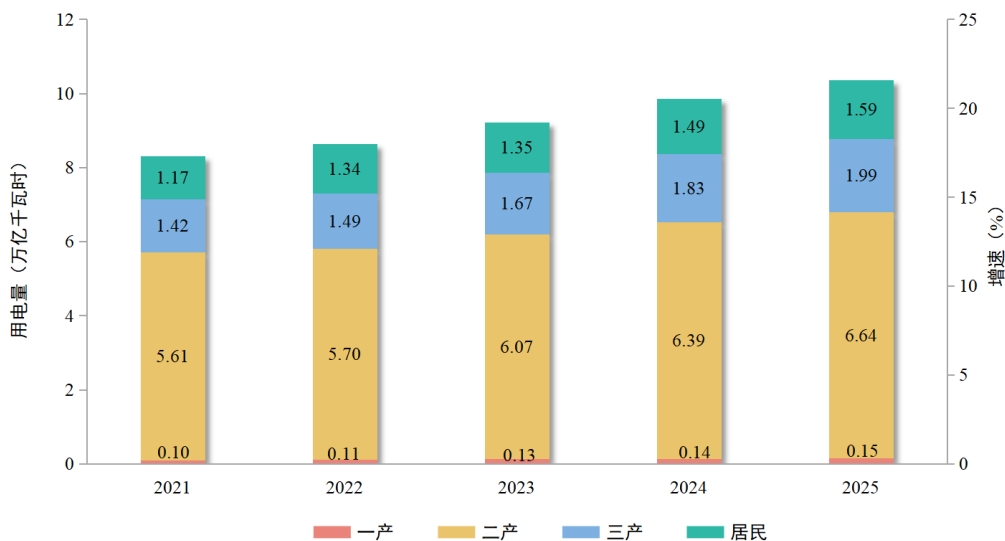


图6 “十四五”期间分产业用电量情况

（二）输电通道情况

跨省跨区送电能力稳步提升。2025年，随着陇东—山东±800千伏特高压直流输电工程等4条特高压直流工程投产送电，我国已累计建成投运24条特高压直流输电通道，构筑起横贯东西、纵贯南北的“电力高速公路”，全国“西电东送”输送能力达到3.4亿千瓦，为全国统一电力市场运行和电力资源大范围优化配置提供坚实的物理基础。

表 1 2025 年新投运特高压直流输电通道

序号	名称	投产时间	额定容量 (万千瓦)
1	陇东—山东 ± 800 千伏特高压直流输电工程	2025 年 5 月	800
2	哈密—重庆 ± 800 千伏特高压直流输电工程	2025 年 6 月	800
3	宁夏—湖南 ± 800 千伏特高压直流输电工程	2025 年 8 月	800
4	金上—湖北 ± 800 千伏特高压直流输电工程	2025 年 9 月	800

（三）经营主体情况

经营主体数量突破 100 万家。截至 2025 年底，全国各电力交易机构注册经营主体数量达到 109 万家，同比增长 33.6%。其中，发电企业 3.9 万家，电力用户 104.9 万家，售电公司 5395 家，新型经营主体 486 家。

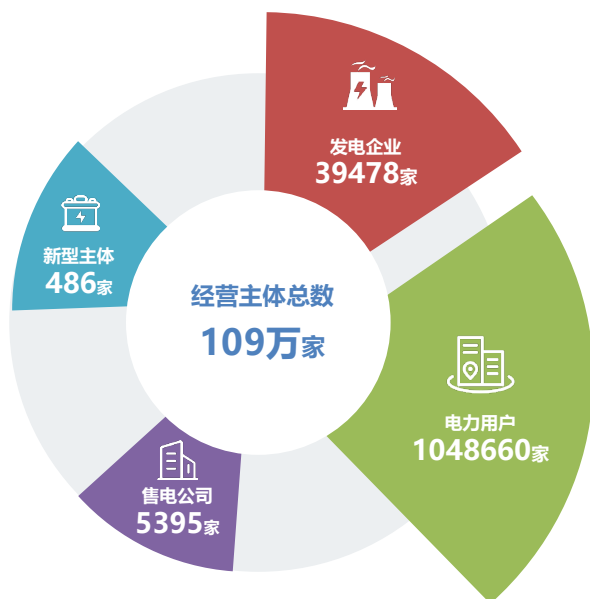


图 7 2025 年经营主体数量及分类

“十四五”电力市场经营主体持续扩围。“十四五”以来，我国发用电计划有序放开，先后推动煤电、工商业用电、新能源全面入市，五年间经营主体数量翻两番。

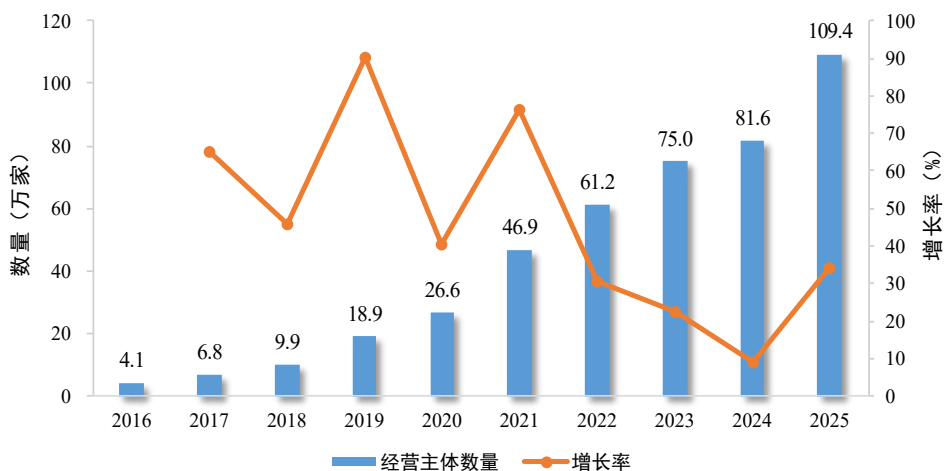


图 8 2016—2025 年电力市场经营主体数量情况

新主体、新业态蓬勃兴起。截至 2025 年底，全国已建成投运新型储能装机规模达到 1.36 亿千瓦 /3.51 亿千瓦时，与“十三五”末相比增长超 40 倍。虚拟电厂理论调节能力超 1600 万千瓦，车网互动聚合资源超 1900 万千瓦。新能源就近消纳方式不断创新，全国共有 84 个绿电直连项目完成审批。

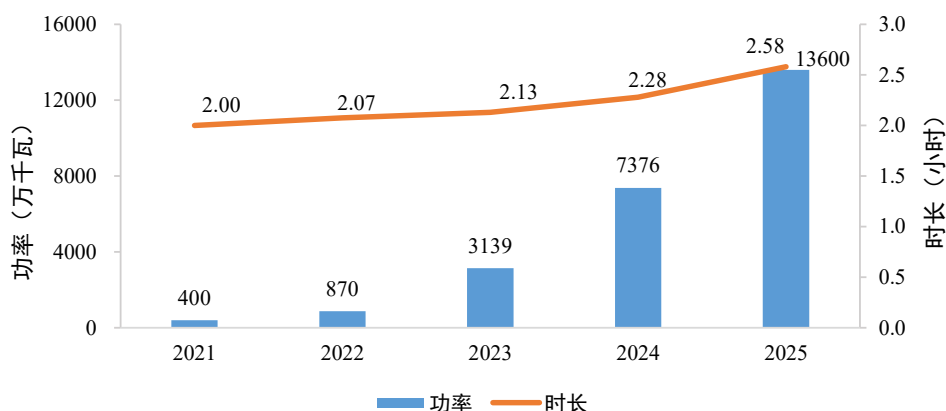


图 9 “十四五”期间新型储能装机规模情况

（四）交易量价情况

1. 全国总体水平

全国市场化交易电量占比连续四年超过 60%。2025 年，全国市场化交易电量 6.64 万亿千瓦时，同比增长 7.4%，占全社会用电量 64.0%，同比提高 1.3 个百分点。

“十四五”市场化交易电量规模翻倍。五年间市场化交

易电量年均增速 16.0%，2025 年全年市场化交易电量较“十三五”末增长 109.7%，市场化交易电量占全社会用电量比重不断提高，电力资源的配置方式发生根本性改变。

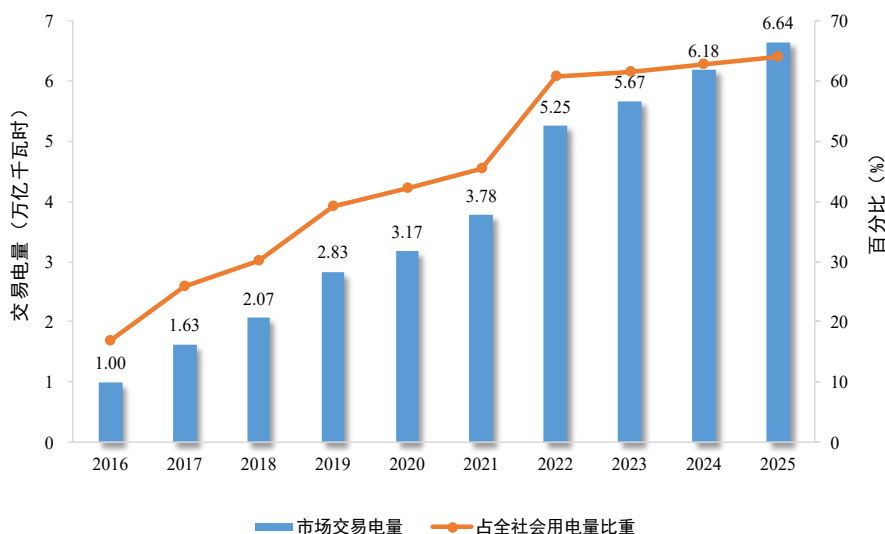


图 10 2016—2025 年全国市场化交易电量及占全社会用电量比重

2. 跨省跨区交易

跨省跨区交易电量刷新纪录。2025 年，全国跨省跨区交易电量合计 1.59 万亿千瓦时，创历史最高水平，同比增长 11.6%，较全国市场交易电量增速高出 4.2 个百分点。南方区域电力市场、长三角及东北、西北、华中等区域内同步电网电力互济交易机制的不断完善，丰富了跨省跨区电力交易的途径和方式，提升了跨省跨区电力交易的灵活性。

省间电力现货交易保持活跃。2025 年省间电力现货市场交

易电量 386 亿千瓦时。其中，西北送出电量 109 亿千瓦时，东北送出电量 55 亿千瓦时，华北送出电量 39 亿千瓦时。

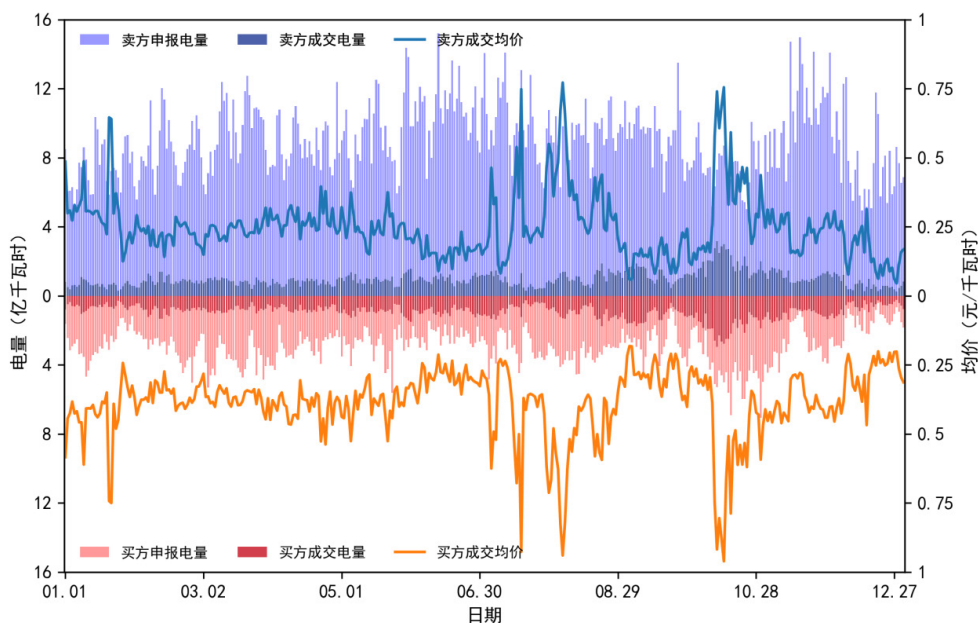


图 11 2025 年省间电力现货成交示意图

各地区省间电力现货交易参与方式持续优化。分地区看，湖北、四川卖出电量最多，浙江买入电量最多。与 2024 年相比，部分地区优化省内市场与省间现货市场衔接机制，适应地区供需特点灵活参与省间现货交易，其中以江苏、山东等受端地区为代表，省间现货卖出电量显著增加，有效缓解了地区新能源消纳压力。

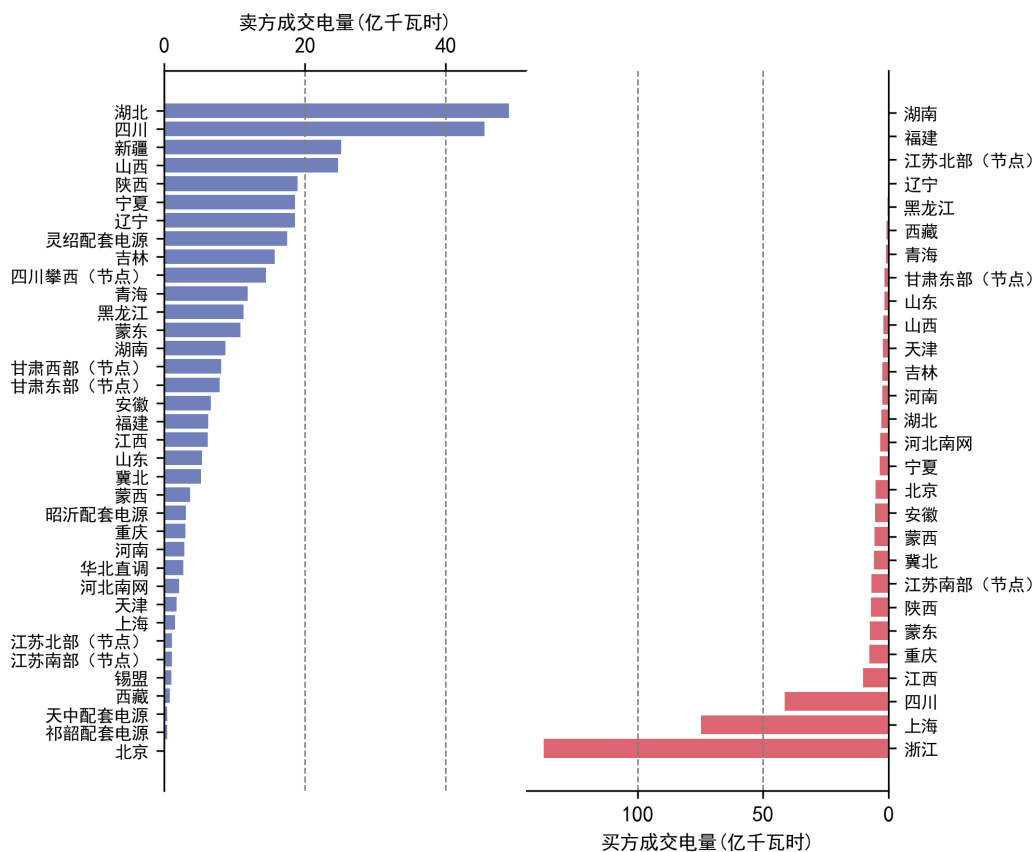


图 12 2025 年省间现货分地区成交量示意图

3. 省内市场交易

省内中长期交易电量保持增长趋势。2025 年，全国各省级电力交易中心组织中长期交易电量合计 4.81 万亿千瓦时。其中，绿色电力交易 0.27 万亿千瓦时、电网代理购电 0.72 万亿千瓦时、合同转让交易 0.27 万亿千瓦时。

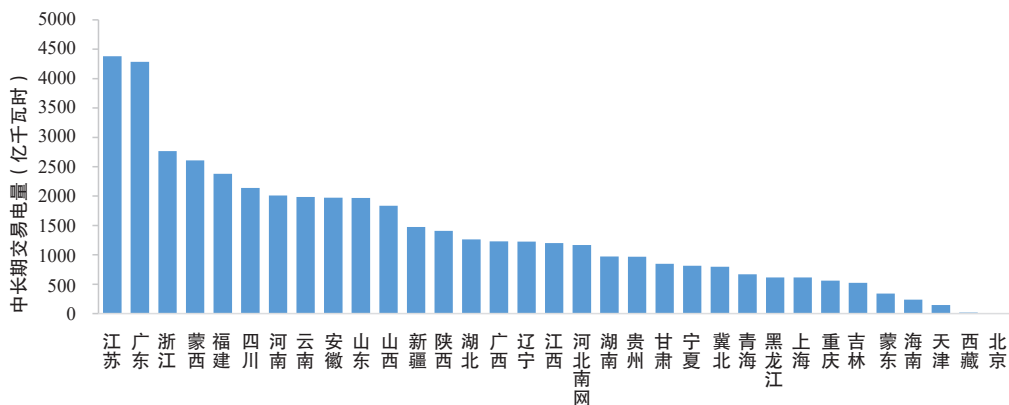


图 13 2025 年各地中长期市场交易电量示意图

省内中长期交易均价普遍下降。2025 年，各地电力中长期交易均价在 0.230—0.478 元 / 千瓦时之间，较各地煤电基准价平均下降 1.9%，其中 17 个省（区、市）/ 地区高于当地煤电基准价。受新能源快速发展、一次能源价格变化等因素影响，与 2024 年相比，2025 年 27 个省（区、市）/ 地区中长期交易均价呈下降趋势。

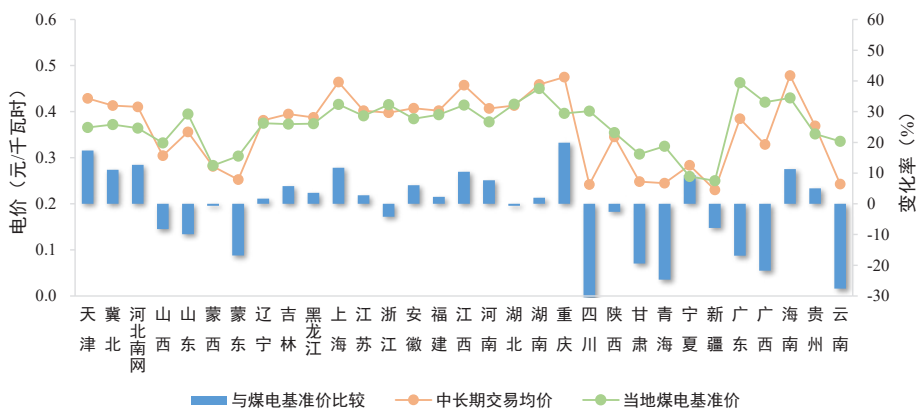


图 14 2025 年各地中长期市场交易均价示意图

省内现货价格总体呈现低于中长期价格的态势。2025 年，已正式运行的省级电力现货市场中，日前市场交易均价在 0.229—0.331 元 / 千瓦时之间，实时市场交易均价在 0.234—0.346 元 / 千瓦时之间。

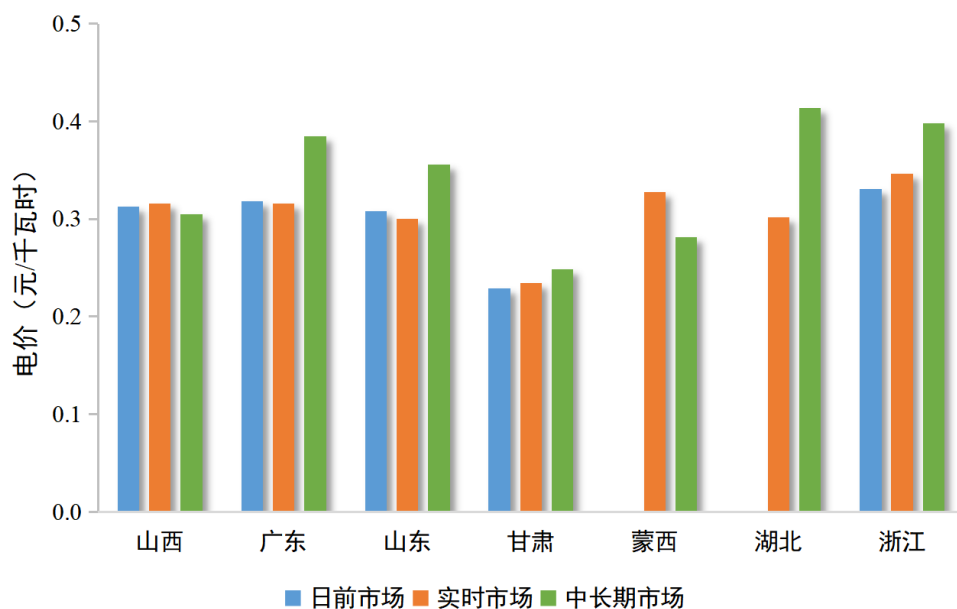


图 15 2025 年现货市场正式运行地区现货与中长期市场交易均价示意图

电网代理购电规模有序缩减。2025 年，全国电网代理购电量 1.69 万亿千瓦时，同比下降 8.2%，其中优先发电量 6769 亿千瓦时，市场化采购电量 10091 亿千瓦时。

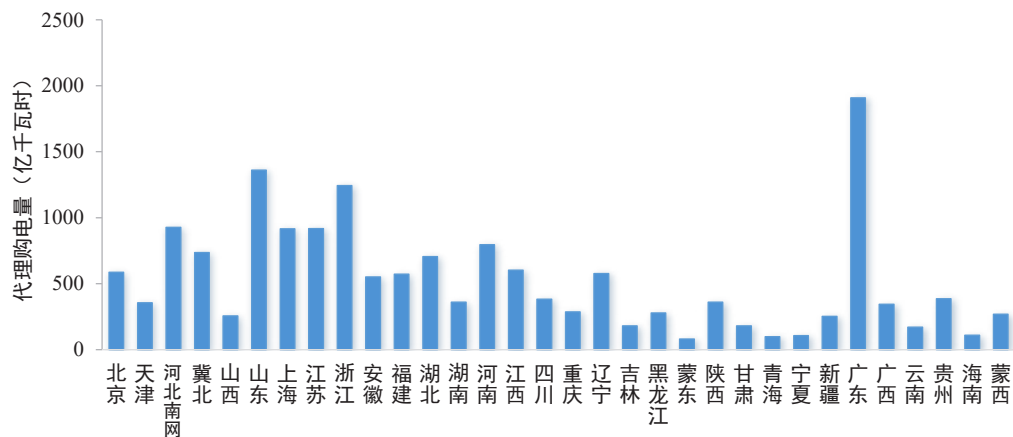


图 16 2025 年各地电网代理购电量示意图

二、2025 年电力市场进展成效回顾

2025 年，全国统一电力市场体系已如期实现初步建成的重要阶段性目标，多层次、多品类、多功能的电力市场体系基本形成，市场在保供应、促转型、稳价格等方面的作用得以有效发挥。一年来，统一市场基础规则体系完备成型，为市场规范运行筑牢制度基石；新能源全面入市政策落地，新型经营主体持续培育，适应新型电力系统的市场机制加速完善；数智赋能与市场监管同向发力，数字化监测、数字化监管持续推行，行业自律与信用体系建设协同推进，市场治理能力迈上新台阶。

（一）市场体系纵深完善，统一市场初步建成

多层次、多品类、多功能的电力市场架构持续健全。2025 年，全国统一电力市场建设全面提速，随着省级电力现货市场基本全覆盖、跨电网经营区实现常态化交易、“1+6”基础规则体系构建完备、南方区域电力市场连续运行等多项标志性成果落地，全国统一电力市场体系初步建成。

1. 跨电网经营区常态化交易机制建立

国家电网、南方电网、蒙西电网之间开启全时序常态化市场交易。2025 年 7 月 1 日，国家发展改革委、国家能源局批复

国家电网、南方电网跨经营区常态化交易机制方案，在该方案框架下，全年跨电网经营区交易电量 34 亿千瓦时。

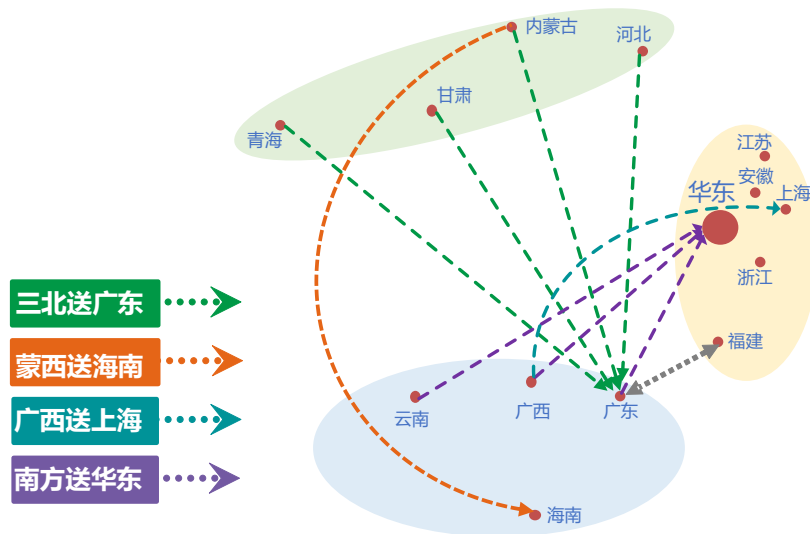


图 17 跨电网经营区交易案例示意图

专栏 1 跨电网经营区常态化交易机制实践历程

跨电网经营区交易依托跨经营区输电通道，建立国家电网、南方电网、蒙西电网经营区之间市场化交易机制，替代原有以政府间协议、应急调度为主的互济方式，实现电网经营区之间灵活互济。

跨电网经营区的绿电交易初探。在跨电网经营区常态化交易方案批复前，2025 年 3 月，北京电力交易中心、广州电力交易中心采用联合出清的方式，探索开展了广西、云南送上海跨经营区绿色电力交易，成交电量 5270 万千瓦

时，满足了上海数十家用电企业的绿色电力消费需求，是全国首笔跨国网、南网经营区的绿色电力交易。

南方区域支援华东迎峰度夏电力保供。2025 年 7 月，在《跨电网经营区常态化电力交易机制方案》的框架下，广州电力交易中心与北京电力交易中心联合组织，成功达成南网送华东 7—9 月电力互济交易，交易计划 7—8 月全天增送电力 120 万千瓦，9 月上旬全天增送电力 100 万千瓦，叠加前期已达成的电力交易，迎峰度夏期间南方电网向华东区域送电超 20 亿千瓦时，支援了华东地区电力保障供应。

海南用上三千公里之外的蒙西清洁能源。2025 年 10 月，在北京电力交易中心与广州电力交易中心联合组织下，蒙西电网与海南电网公司达成跨电网经营区交易电量约 700 万千瓦时，送端由新能源发电企业承接。此次交易充分利用跨区输电通道剩余空间，有效匹配受端清洁能源需求，进一步验证了跨电网经营区交易机制的适用性，为全国范围内的电力资源优化配置提供了范例。

跨经营区电力现货交易实践。2025 年 10 月 13 日，国家电网组织华东地区的浙江、上海等省市申报购电需求，参与南方区域电力现货市场交易，南方区域电力市场通过对全域资源的统一集中优化，实现跨电网经营区交易最大

负荷 180 万千瓦，叠加中长期等交易结果，南方区域向华东送电 4230 万千瓦时，支援了华东地区电力保障供应。

2. 跨省跨区交易机制持续完善

南方区域电力市场启动连续结算试运行。南方区域电力市场通过全域统一出清的方式实现电力资源在南方五省（区）的优化配置，自 2022 年启动建设以来，历经 3 年、12 轮次调电与结算检验，南方区域电力市场于 2025 年 6 月 28 日顺利转入连续结算试运行。

专栏② 南方区域电力市场建设运营成效持续彰显

连续运行以来，南方区域电力市场日前市场出清电量 5888 亿千瓦时，单日最大出清电量 39 亿千瓦时，日前市场加权均价 244 元 / 兆瓦时；实时市场出清电量 5905 亿千瓦时，单日最大出清电量 38 亿千瓦时，实时加权均价 238 元 / 兆瓦时。

南方区域电力市场促进清洁能源消纳。2025 年，云南入汛较常年提早 21 天，省内面临弃水压力，南方区域电力市场通过区域统一优化配置，增加云南水电向广东的送电规模，在缓解云南清洁能源消纳压力的同时，支援广东电力供应保障。2025 年，南方区域“西电东送”电量累计

2616 亿千瓦时，同比增长 9.8%，创历史新高。

市场风险防控能力持续提升。建立风险分类防控机制，制定风险处置预案，细化风险场景处置流程，组织联合应急演练，不断提升市场抵御各类风险的能力。2025 年 9 月，第 18 号超强台风“桦加沙”登陆广东，南方区域电力供需形势、电网运行方式发生巨大变化。南方区域电力市场及时、精准识别电网拓扑变化，通过现货机制快速调用区域各类调节资源应对负荷变化，每 15 分钟滚动开展全域电网安全校核，及时消除因系统运行方式变化带来的安全风险，保障了极端天气下南方区域电网安全运行和市场连续运营。

长三角电力互济交易持续深化。自 2024 年 7 月 1 日启动常态化运行以来，长三角电力互济交易机制持续完善、交易品种持续丰富，长三角电力市场管理委员会组建完成，政企联动、央地协同的工作机制有效运行。2025 年长三角电力互济交易电量累计达 1827 亿千瓦时，同比增长 4.2%，占区域全社会用电量的 7%。

专栏 3 长三角电力互济交易机制持续健全完善

率先探索跨省 D-3 日绿电交易。在年度、月度绿电交易的基础上，长三角电力互济不断缩短绿电交易的时间周期至 D-3 日，并实现工作日连续开市，交易方式更加匹配

新能源发电特性。2025 年，长三角区域组织月度、月内、周交易 29 场、D-3 日绿电交易超过 200 场，累计成交省间绿电交易 9.03 亿千瓦时，是 2024 年绿电交易电量的 6 倍。

丰富短期互济交易品种。适应长三角各省市电力供需特点和华东区域电网运行需求，在区域中长期交易的基础上，建立了绿色电力、富余发电资源、备用调峰辅助服务、富余新能源、富余需求侧可调节资源和抽蓄资源等短期互济交易品种。迎峰度夏期间实现区域内省间互济最大电力 4016 万千瓦，占同期用电负荷的 10.35%，在区域负荷 2025 年 6 次创新高的情况下助力长三角区域各省市电力平稳度夏；最大提升全网新能源消纳能力 581 万千瓦，累计减少弃风弃光电量 20.40 亿千瓦时。

形成统一交易界面。适应市场交易需要，长三角构建了电力交易界面，并与各省市电力交易平台建立数据与功能接口，基本实现统一平台架构、统一技术标准、统一核心功能、统一交互规范的“四统一”要求，各省市经营主体通过本地入口跨平台参与电力交易。

各区域因地制宜积极探索互济交易方式。随着新能源占比快速提高，各地电力供需波动时有加剧，电力资源突破省域范围优化配置的需求持续增长，东北、西北、华中等区域立足电

力系统特点和互济交易需求，因地制宜探索区域内省间互济交易的有效方式，利用市场机制促进调峰、备用等资源在区域内共享，提升区域电网安全运行能力和清洁能源消纳水平。

专栏 4 各区域省间电力交易机制探索

东北区域：省间中长期市场连续开市，区域内省间互济交易常态化开市。适应东北各省清洁能源占比高、供热机组运行约束强、电力系统调节能力十分有限等特点，东北区域在日前、日内阶段建立了区域内省间短期互济交易机制，并与各地市场、省间现货市场有序衔接。通过区域内省间中长期连续滚动撮合交易，促进中长期与互济交易机制妥善衔接。截至 2025 年底，东北区域省间中长期连续滚撮交易累计成交电量 31 亿千瓦时，日均达成合同 2732 笔，最大成交电力 390 万千瓦，占该时刻受入省辽宁负荷的 13.7%、中长期外购电力的 49.6%；东北区域省间互济交易机制累计成交电量 8.88 亿千瓦时，为各省最大提供 450 万千瓦的电力保供支援，占东北最大用电负荷的 5.5%。

西北区域：创新抽蓄、储能、“沙戈荒”大基地等市场交易机制，区域省间交易规模显著增长。西北区域率先出台并落地抽水蓄能电站、独立储能跨省中长期交易细则，印发国内首个“沙戈荒”大基地短期平衡市场运营规

则并启动试运行，实现中长期交易 D-3 日连续开市。2025 年，西北区内省间互济电量达到 649 亿千瓦时，同比增长 64.0%。

华中区域：提升市场交易灵活性，促进多元主体参与省间交易。华中区域在推动实现中长期市场连续运营、常态化开展 D-3 省间电能量、合同转让交易的同时，探索省间绿电集中竞价交易、“新能源+火电”打捆交易等交易方式，推动水火风光、抽水蓄能、新型储能及虚拟电厂等经营主体分类有序进入省间市场。2025 年，华中区域省间交易电量 577.1 亿千瓦时，同比增长 11.0%。其中，通过省间日前日内交易实现新能源减弃增发 41.06 亿千瓦时，同比增长 100.0%。多省联合支援省间备用最大电力 479 万千瓦。

3. 省内市场建设全面提速

2025 年 4 月，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司联合印发《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394 号），进一步明确了各地电力现货市场建设时间节点要求。各地加紧推进电力现货市场建设，立足各地电力系统特点，持续优化市场机制设计，积极探索现货市场试运行并推进转入正式运行。

正式运行现货市场再添新成员。2025 年，蒙西、湖北、浙

江电力现货市场相继转入正式运行。截至 2025 年底，山西、广东、山东、甘肃、蒙西、湖北、浙江 7 个省级电力现货市场和省间电力现货市场实现正式运行。

专栏 5 新转入正式运行地区电力市场建设情况

蒙西电力现货市场采用“日前预出清+实时市场”的组织模式，立足系统高比例新能源特点，率先推动集中式新能源场站全量参与现货市场。2025 年 2 月 24 日，在经历 32 个月的连续结算试运行后，蒙西电力现货市场转入正式运行，成为我国第 5 个正式运行的电力现货市场。

湖北创新省内与省间两级现货市场出清衔接机制，推进多层次市场协调运行。2025 年 6 月 6 日，湖北电力现货市场转入正式运行，是我国第 6 个，也是华中区域首个、第二批试点中首个正式运行的电力现货市场。

浙江充分考虑浙江特高压交直流混联的大受端电网特点，以“安全、经济、绿色”为总体方向，形成了“现货+中长期交易+辅助服务”等多周期、多品种的市场模式，建立清晰的成本补偿制度。2025 年 8 月 7 日，浙江成为我国第 7 个、华东区域首个正式运行的电力现货市场。

电力现货市场实现基本全覆盖。2025 年 11 月，随着青海、

重庆启动电力现货市场连续结算试运行，除西藏等不具备条件的地区外，全国共有 29 个省级电网覆盖的省（区、市）/ 地区实现连续现货交易。

表 2 2024 年与 2025 年电力现货市场建设进展对比

现货市场建设进展	2024 年	2025 年
正式运行	山西、广东、山东、甘肃	山西、广东、山东、甘肃、蒙西、湖北、浙江
连续试运行	蒙西、湖北、浙江、福建	河北南网、辽宁、吉林、黑龙江、蒙东、陕西、宁夏、青海、新疆、上海、安徽、江苏、福建、重庆、江西、河南、湖南、四川、广西、海南、云南、贵州

（二）市场机制加速构建，功能作用有效发挥

2025 年，锚定全国统一电力市场体系初步建成的阶段性目标，各地积极优化市场交易机制，持续加强市场间衔接，不断探索更加适应新型电力系统的市场体系。

1. 电力中长期市场实现连续运行全覆盖

中长期市场持续发挥保供“压舱石”作用。2025 年，全国各类电力中长期交易电量 6.35 万亿千瓦时，占市场化交易总量的 95.7%。

中长期与现货交易衔接更加顺畅。2025 年，适应电力现货

市场连续结算试运行需要，各地不断缩短中长期交易周期，提高中长期交易组织频次。除西藏外，各地中长期市场均已实现按日连续运行、分时段交易和结算。

表 3 2024 年与 2025 年各地电力中长期交易最小周期对比

中长期交易最小周期	2024 年	2025 年
月	西藏	西藏
月内	北京、上海	
周	天津、冀北、广西、海南、贵州	
D-3	蒙东、青海、甘肃、江苏、重庆	
D-2	河北南网、蒙西、山西、山东、吉林、黑龙江、辽宁、陕西、宁夏、新疆、安徽、浙江、福建、湖北、江西、河南、湖南、四川、广东	北京、天津、冀北、河北南网、蒙西、山西、山东、辽宁、吉林、黑龙江、蒙东、陕西、宁夏、青海、甘肃、新疆、上海、安徽、浙江、江苏、福建、重庆、江西、湖北、河南、湖南、四川、广东、广西、海南、云南、贵州

省间省内中长期市场加强协同。为适应中长期市场连续运行需要，各级电力交易机构不断完善省间市场和省内市场的协同工作机制，优化交易时序和组织流程，统一交易方式、合同管理和数据结构，全面提升中长期市场运营水平。

2. 持续探索多元主体参与的现货交易机制

新能源、用户侧主体现货市场参与方式不断优化。截至 2025 年底，共有 21 个省（区、市）/ 地区已经实现新能源“报量报价”参与现货市场；继甘肃后，山东成为全国第二个用户侧主体“报量报价”参与现货市场的省份。

表 4 2024 年与 2025 年各地新能源参与现货市场方式对比

参与方式	2024 年	2025 年
报量报价	广东、山东、甘肃、蒙西、湖北、南方区域、安徽、湖南、江苏、河北南网、江西、辽宁、吉林、黑龙江、新疆、宁夏、青海	河北南网、蒙西、山西、山东、辽宁、吉林、黑龙江、蒙东、宁夏、青海、甘肃、新疆、安徽、浙江、江苏、江西、湖北、湖南、四川、广东、南方区域
报量不报价	山西、陕西、河南	陕西、河南、福建
不报量不报价	浙江、福建、四川、重庆、上海	上海、重庆

表 5 2024 年与 2025 年各地用户侧主体参与现货市场方式对比

参与方式	2024 年	2025 年
报量报价	甘肃	甘肃、山东
报量不报价	山西、广东、山东、南方区域、四川、安徽、陕西、辽宁、重庆、湖南、河北南网、江西、吉林、黑龙江、新疆、河南、宁夏、上海	河北南网、山西、辽宁、吉林、黑龙江、陕西、宁夏、青海、新疆、上海、安徽、浙江、重庆、江西、河南、湖南、广东、南方区域
不报量不报价	蒙西、湖北、青海、江苏、浙江、福建	蒙西、蒙东、江苏、福建、湖北、四川

专栏 6 山东推动用户侧主体报量报价参与现货市场

为适应新能源上网电量全面入市要求，山东省聚焦电力现货市场组织关键环节，推动日前市场由发电侧单边竞价转变为发用两侧双边竞价，有效提升用户侧议价能力，促进市场公平竞争。同步将日前市场经济出清与日前可靠性机组组合及发电计划出清环节分开组织、解耦运行：日前市场经济出清环节形成反映供需的价格信号，日前可靠性机组组合环节确定开停机计划，保障电力系统的安全可靠运行。

多地推动实时市场 5 分钟出清。为适应高比例新能源并网运行要求，在蒙西、浙江、重庆之后，2025 年江西、山西相继

推动实现实时市场 5 分钟出清，实时市场交易频次由每天 96 次提高至 288 次，市场出清结果更加贴近实际运行，实时调度控制更加精细。

3. 电力辅助服务市场交易与结算机制同步完善

省内调峰市场全面实现与现货电能量市场融合。2025 年，随着省级电力现货市场的全面覆盖，各地落实《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）和《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411 号）要求，推动实现调峰辅助服务市场与省内现货电能量市场融合，利用现货分时电价信号引导调节资源参与系统调峰。其间，国家发展改革委、国家能源局陆续批复 30 个地区电力辅助服务市场实施方案，指导各地做好电力辅助服务市场与现货市场的有效衔接。

辅助服务费用疏导方式不断完善。2025 年，各地优化电力辅助服务费用结算机制，健全辅助服务费用分摊疏导方式，按照“谁受益、谁承担”的基本原则，有序推动辅助服务费用向用户侧经营主体合理疏导。

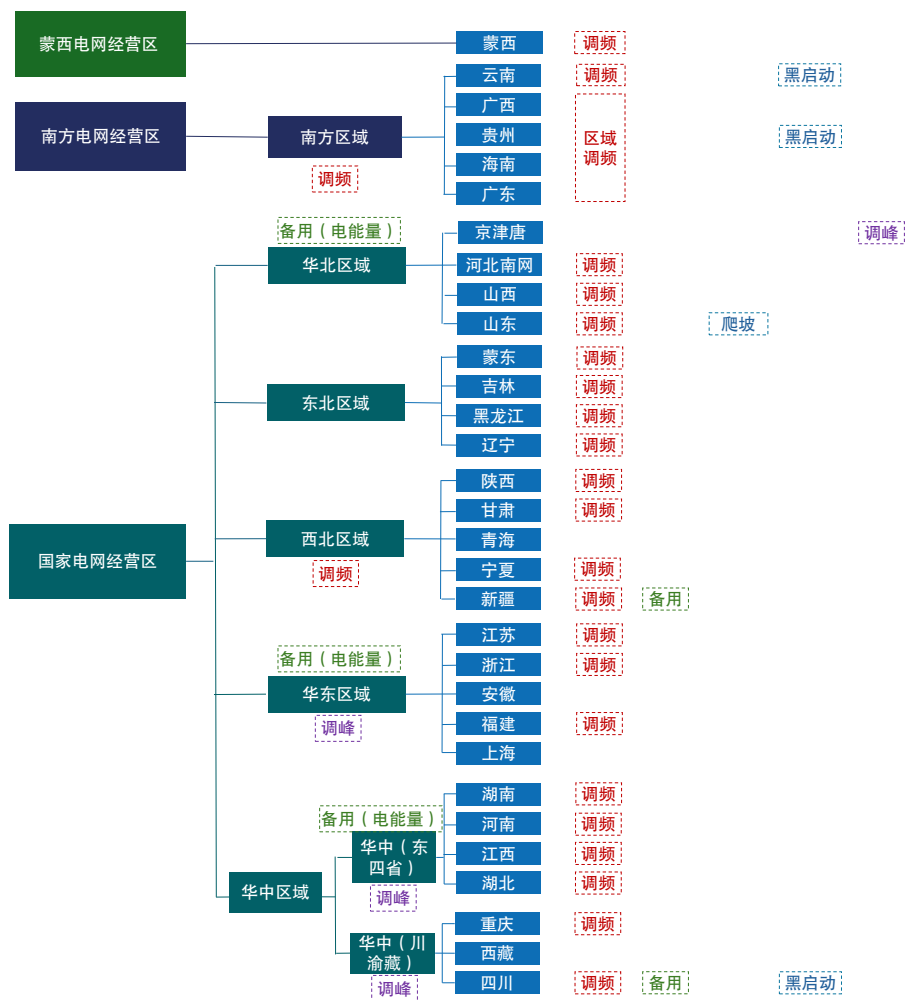


图 18 电力辅助服务市场交易品种

专栏 7 辅助服务市场与现货市场融合衔接

随着电力现货市场基本实现全覆盖，通过市场竞争确定出清价格和出力，发挥现货价格“风向标”的作用，调节供需平衡，原有调峰、顶峰、调峰容量等具有类似功能的市场不再运行。同时，为应对高比例新能源带来的波动

性和不确定性，各地积极探索多元化的辅助服务品种，包括调频、备用、爬坡及黑启动等。目前，调频辅助服务已在多地运行，2025 年浙江采用电力调频市场与现货市场联合出清的方式，累计出清 1.02 亿兆瓦，结算费用 3.52 亿元。山东为应对新能源装机的迅速增长，辅助服务市场除常规开展调频辅助服务交易外，率先开展爬坡辅助服务交易，以应对大规模新能源接入后的双向爬坡需求，2025 年累计中标机组 654 台次，最大中标容量 6030 兆瓦。

南方区域调频辅助服务市场再深化。立足促进新型储能电站“一体多用、分时复用”，丰富新型储能电站的市场化商业模式，逐步取消接入电压等级和容量限制，完善储能协同参与调频辅助服务市场和现货电能量市场的交易结算机制。一是强化调频市场与电能量市场的衔接。新型储能可在同一运行日内，分时段灵活选择参与调频辅助服务市场或现货电能量市场，实现收益来源多元化。二是建立“报量报价”出清机制，匹配电网分时段调节需求。新型储能可自主申报多段充放电电量价曲线，参与现货电能量市场优化出清；在其余时段，可申报调节容量和里程价格，参与调频辅助服务市场出清。三是基于现货市场价格实施分时结算。按照新型储能所在节点的现货市场价格，分别对其充电、放电电量进行结算。

4. 容量补偿方式实现多途径探索

多地结合实际探索完善容量补偿方式。在煤电容量电价机制的基础上，部分地区立足省内新能源消纳需要，探索容量补偿机制、容量市场等方式，保障电力系统可靠容量供给，增加新能源消纳空间。

专栏 8 甘肃、山西容量补偿机制探索

甘肃建立发电侧可靠容量补偿机制。甘肃是我国新能源占比最高的地区之一，为加速推进煤电等调节性电源转型，甘肃在国家煤电容量电价政策框架下，出台《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行）》（甘发改价格规〔2025〕4号），提高煤电补偿标准至每年每千瓦330元，同时对电网侧独立新型储能可靠容量进行补偿，保障调节性资源固定成本回收，激励调节性资源投资建设，提高电力系统新能源消纳能力。

山西组织容量市场模拟交易。山西深入开展容量市场建设路径研究，初步形成容量市场建设实施方案与交易细则，成功组织600多家发电主体开展两轮模拟交易，平均申报有效容量5300万千瓦，对山西容量市场的建设方案、交易规则及技术支持系统进行了验证。

（三）规则体系完备成型，基础制度更趋牢固

1. 辅助服务、计量结算基本规则补齐基础规则体系

全国统一电力市场“1+6”基础规则体系完备成型。2025 年，国家发展改革委、国家能源局联合印发《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411 号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976 号）。以《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委 2024 年第 20 号令）为基础，中长期、现货、辅助服务基本规则为主干，信息披露、市场注册、计量结算为支撑的基础规则体系全面形成。

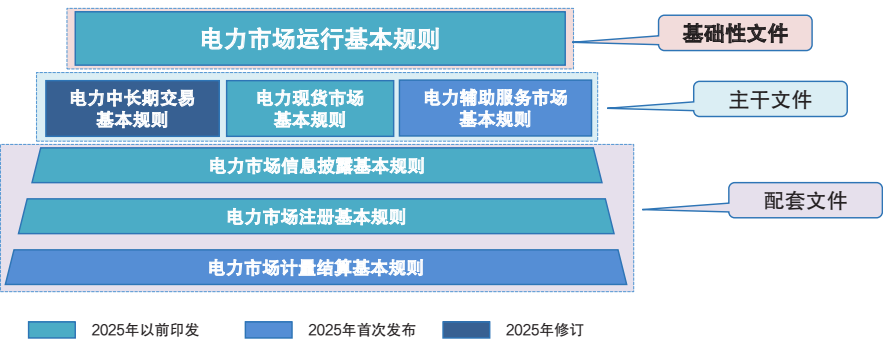


图 19 全国统一电力市场“1+6”基础规则体系

《电力辅助服务市场基本规则》规范了辅助服务交易品种的设立和市场交易的组织流程，按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”的总体思路，优化辅助服务费用补偿与分摊方式；《电力市场计量结算基本规则》明确了电力市场计量数据管理

要求，规范了市场结算准备、结算依据编制与发布、电费结算、追退补和清算等结算业务流程。

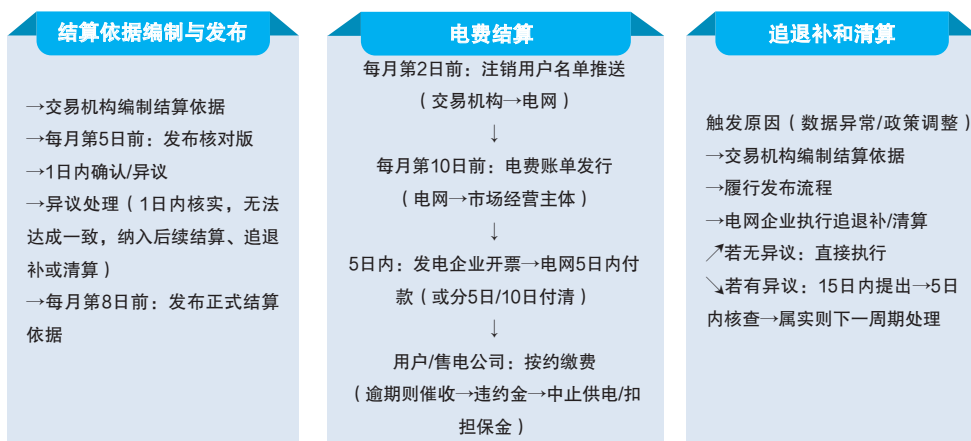


图 20 电费结算流程

2. 中长期市场基本规则补强市场规则顶层设计

中长期市场基本规则更加适应新型电力系统建设发展要求。2025 年 12 月，国家发展改革委、国家能源局联合修订并印发了《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号），在 2020 年版规则的基础上，完善规则内容架构，围绕“稳定性”“灵活性”“前瞻性”优化规则要求，更好发挥中长期市场服务新型电力系统建设作用。

推动构建全国统一大市场

- 完善规则体系基础，将《绿色电力交易专章》有关内容融入交易品种、交易组织等章节，将市场注册、信息披露、计量结算等已在其他基本规则里明确的内容进行删减，强化电力市场“1+6”基础规则体系的统筹衔接。
- 将跨电网经营区常态化交易、区内省间灵活互济交易等机制纳入规则，着力提升电力资源在全国范围内的优化配置能力。

服务新型电力系统建设

- 围绕“稳定性”，推动交易周期向“更长”延伸，鼓励开展多年期交易，强化中长期交易的“压舱石”作用。
- 围绕“灵活性”，推动交易周期向“更短”延伸，深化中长期连续运营，进一步提高交易频次，推动按日连续交易，提升中长期市场灵活性，促进与现货市场的协同衔接。
- 围绕“前瞻性”，增加新型经营主体参与中长期交易等前瞻性条款。

图 21 《电力中长期市场基本规则》主要修订内容

（四）市场精准引导供需，保供稳价效果明显

省间灵活互济交易助力“十四五”迎峰度夏电力保供创下最好成绩。2025 年迎峰度夏期间，在用电量同比大幅增长、最高负荷 4 次创新高的严峻形势下，通过省间市场化交易机制的灵活调节，强化了省间电力互济能力，保障了全国电力供应安全。

专栏 9 省间市场实现对供应紧张地区的精准支援

2025 年迎峰度夏期间，全国用电负荷频繁刷新纪录，7 月、8 月连续两个月全社会用电量突破 1 万亿千瓦时，全国最大负荷于 7 月 16 日首次突破 15 亿千瓦，达到 15.08 亿千瓦，连续多日维持高位。全部区域电网负荷在度夏期

间均创新高，为近八年来首次，全国各区域电网负荷累计 23 次创新高。

面对严峻的保供形势，在省间市场交易机制不断完善、省内市场与省间市场协同衔接方式持续健全的基础上，迎峰度夏期间，通过省间市场化交易，支援华东、华中、西南的 13 回跨区通道达到最大送电能力 7091 万千瓦，有力缓解部分地区供电紧张局面。省间现货市场最大互济电力达 1432 万千瓦，精准支援川渝等 20 余个用电紧张省份；南方区域电力市场通过全域电力资源统一优化配置，利用市场价格信号引导电力资源向电力供需紧张的地区流动。

市场价格信号引导调节资源参与系统调节。电力现货市场的常态化运行形成了日内分时电价，引导调节资源积极响应市场价格变化参与系统调节，在保障电力系统安全运行的同时增加新能源消纳空间。

专栏 10 价格信号引导灵活资源参与系统调节

2025 年 3 月，辽宁电力现货市场转入连续结算试运行，电价的实时变化成为引导发电企业参与调节的“风向标”。11 月，面对大风天气带动新能源“大发”的形势，市场电价走低，火电机组主动灵活减发，累计为风电、光伏等新

能源腾出 19 亿千瓦时的消纳空间。当月，全省风光新能源发电量达 59 亿千瓦时，同比增长 44.0%。在市场优化配置下，煤电发挥“压舱石”作用，与波动性新能源形成良性互补，系统稳定运行水平提升的同时，发电侧结算均价同比下降约 6%。

用户侧调节潜力持续挖掘。随着用户侧经营主体市场参与方式的不断优化，电力市场价格信号逐步实现向用户侧的有效传导，用户侧经营主体调节潜力稳步激发，电力供需匹配水平和安全运行能力得到提升。

专栏 11 山西市场价格信号“唤醒”系统调节能力

2025 年，山西电力现货市场出清周期由 15 分钟缩短为 5 分钟，更快速、更精准地反映电网瞬时供需变化，更好满足新型电力系统对实时平衡的要求，为市场经营主体提供更清晰的价格信号。晚间用电高峰时段，47 座储能电站、16 座虚拟电厂参与用电负荷调节。其中，141 万千瓦新型储能快速转为放电模式，84 万千瓦虚拟电厂按照日前安排同比降低聚合负荷，供电、用电双向调节最大功率达到 225 万千瓦，占实时用电负荷比重达到 6%。

（五）绿电发展迈入新程，环境价值持续彰显

新能源开启全面入市新阶段。2025 年 1 月 27 日，《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）印发，推动新能源上网电量全部参与电力市场，配套建立新能源可持续发展价格结算机制。政策与市场协同推动新能源发电与消纳，有力带动可再生能源电量占比提升。

集中式新能源报价行为持续完善。为落实新能源全面入市交易要求，推动构建符合新能源发电特性、分布格局、经营现状的市场报价方式，规范电力市场运行秩序，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于优化集中式新能源发电企业市场报价的通知（试行）》（发改能源〔2025〕1476 号），明确同一集团、同一省份的集中式新能源企业，经申请、公示、备案后，允许集中报价，同时考虑市场交易风险，要求集中后总装机不得超过省内最大燃煤电厂装机规模。

绿电交易规模再突破。2025 年，全国各电力交易中心累计完成绿色电力交易电量 3285 亿千瓦时，同比增长 40.6%，其中省内绿电交易电量 2682 亿千瓦时，占比 81.7%；省间绿电交易电量 603 亿千瓦时，占比 18.3%。其中，国家电网经营区绿色电力交易电量 2138 亿千瓦时，南方电网经营区绿色电力

交易电量 355 亿千瓦时，蒙西电网经营区绿色电力交易电量 792 亿千瓦时。

专栏 12 绿电交易机制持续完善

北京电力交易中心鼓励新能源发电企业与电力用户签订多年期绿电购买协议（PPA），稳定绿电长期供求关系，累计成交电量达 700 亿千瓦时，实现多年期绿电交易按月常态化开市。推动省间绿电交易全面转为带曲线交易，山东、浙江、甘肃等省份实现省内绿电转为带曲线交易。

（六）新型主体蓬勃发展，发用融合业态创新

新型经营主体市场参与方式持续优化。为适应新型电力系统建设要求，各地积极探索创新新型储能、虚拟电厂等各类新型经营主体参与市场方式，挖掘用户侧调节潜力。同时，运用市场机制为新业态发展探索稳定的商业模式。截至 2025 年底，虚拟电厂、独立储能等新型经营主体注册数量超 400 家。

专栏 13 新型经营主体参与市场交易实践

省内市场方面。2025 年 7 月，浙江首次开展新型主体市场化电力响应，全省 19 家虚拟电厂聚合 265 家二级用户

参与其中，最大调节负荷达 29 万千瓦，标志着虚拟电厂正式迈入常态化参与电力系统负荷调节的新阶段。乐清市创新打造“绿电枢纽”分布式能源聚合平台，统一接入 8514 户分布式光伏、28 座储能电站，最大聚合调节能力达 10 万千瓦，相当于一座中型水电站的装机容量。

省间市场方面。长三角市场推动虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体直接参与省间中长期和短期互济交易。2025 年，安徽省 3 家虚拟电厂和江苏省 18 家发电聚合商聚合 1868 个分布式光伏项目（装机容量达 922 万千瓦）参与跨省绿电交易，成交电量 439 万千瓦时；上海 21 家次虚拟电厂作为用电侧主体参与富余新能源消纳互济交易，国庆、中秋假期期间增加消纳电量 35 万千瓦时。

山东电力市场助推新业态发展实现“多赢”。截至 2025 年底，山东风电、光伏装机 1.25 亿千瓦，装机占比 49%，其中风电 3013 万千瓦，光伏 9485 万千瓦。山东利用现货价差挖掘新型储能最大放电电力 839 万千瓦；完善虚拟电厂入市机制，35 家虚拟电厂参与现货市场，调节电量突破 3.4 亿千瓦时；完善电动汽车充电设施（V2G）入市机制，可通过虚拟电厂聚合、接受现货价格两种方式参与市场，推动首座居民 V2G 资源通过虚拟电厂聚合参与

市场，聚合调节能力 0.8 万千瓦；通过零售市场价格传导，引导约 500 万千瓦可调节负荷转移至低谷用电；积极推动省内新能源企业在电力富余时段常态化参与省间现货交易，累计交易电量 5.36 亿千瓦时，助力山东在 2025 年新能源装机增长 2216 万千瓦的情况下，消纳率依然达到 96.4%。

绿电直连等新业态发展的政策体系加快成型。《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650 号）和《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192 号）的发布，首次在国家层面构建了绿电直连的制度框架，明确项目须具备清晰的物理界面与安全责任界面，以新能源发电为主且自发自用比例达标。2025 年底，全国共有 84 个绿电直连项目完成审批，新能源装机规模达 3259 万千瓦。

算电协同正在兴起。算力产业作为数字经济的核心基础设施，正加快向绿色低碳、高效集约方向转型，绿电稳定供给已成为行业项目布局的重要考量之一。2025 年 9 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于推进“人工智能+”能源高质量发展的实施意见》（国能发科技〔2025〕73 号），提出构建算力、电力深度融合的算电协同发展机制，不断提高算力中心绿

电比例。上海、广东、江苏等东部沿海地区数据中心规模逐步扩大，用电量增速明显；宁夏、内蒙古、贵州等西部地区发挥新能源富集或综合环境优势，吸引数据中心的建设，用电量增长迅速。以上述地区为代表的多个省（区、市）在不同程度上开展了算电协同实践，大部分数据中心通过直接交易参与电力市场。

专栏 14 蒙西算电协同实践

蒙西电网地处风光资源富集带，算电协同发展根基坚实。绿电资源方面，2025 年底新能源装机突破 9300 万千瓦，年度可签约绿电超 900 亿千瓦时，绿电供给充裕、成本优势显著；算力资源方面，当地数据中心电能利用效率（PUE）位列全国算力枢纽第一梯队。市场机制方面，依托电力现货市场释放清晰价格信号，指导算力企业适配新能源特性优化负荷，联动高比例独立储能保障消纳，支撑 29 家算力主体月均交易电量超 6 亿千瓦时，实现新能源与算力中心异地高效协同，算电协同成效明显。

（七）零售市场持续开放，主体多元交易活跃

开展业务的售电公司与代理用户数量实现“双增长”。

2025 年，开展业务的售电公司数量达 3084 家，同比增长 18.0%，代理的零售用户数达 87.8 万家，同比增长 34.3%，售电公司平均代理零售用户数约为 285 个。

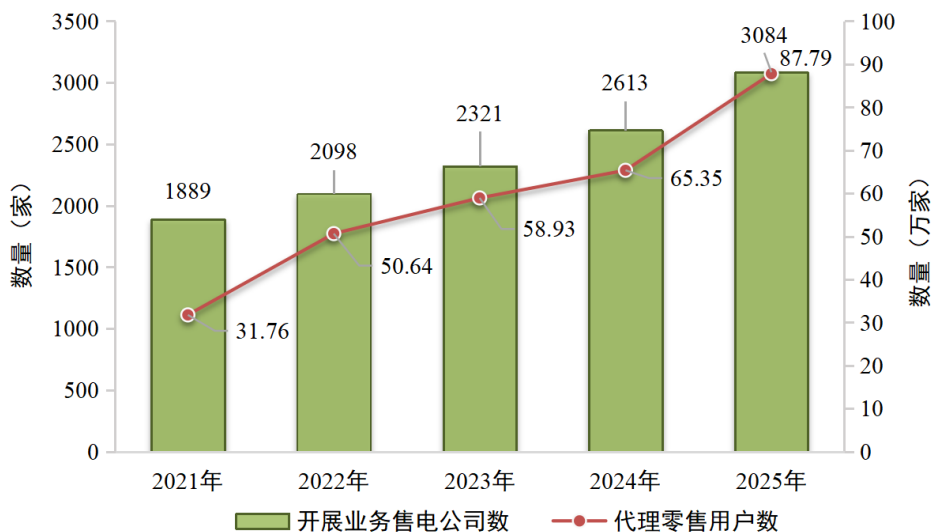


图 22 零售市场经营主体数量

零售市场交易规模再增长。2025 年，零售市场交易电量规模 3.98 万亿千瓦时，同比增长 9.0%，售电公司代理了市场化用户 60% 的电量。201—2025 年，零售市场交易电量年均增长率约 13.0%。



图 23 零售市场交易电量情况

（八）数智技术深度赋能，智慧运营提质增效

数字化监测全贯通护航市场交易。市场监测是强化市场治理的核心防线，更是事前防控风险、维护交易秩序、稳定市场运行的关键屏障。2025 年，按照相关政策要求，各级市场运营机构持续优化系统架构，全力推进多维度信息共享，破除市场一体化发展堵点。



图 24 市场信息实现“三通”

信息化技术规模化应用构建系统生态。推动区块链、人工智能等前沿数字技术与电力市场深度融合，实现多场景规模化应用、全链条赋能增效。依托区块链不可篡改、可溯源的特性，在绿电溯源、交易存证等核心场景实现规模化落地，探索小时级绿电溯源交易。积极应用人工智能技术开展智能化场景建设，在市场注册、风险识别、信息披露等环节深化智能审核、动态监测、自动分析等人工智能技术应用，有效提升电力交易平台智慧化服务与精细化运营能力，为全国统一电力市场建设数字赋能。



湖南电力交易中心人工智能应用实践

湖南电力交易中心融合数字技术，提升电力交易平台智能化水平和服务效率。在用户注册环节，创新上线智能

审核功能，通过 AI 自动识别、23 项规则智能校验与实时纠错，实现用电信息查询授权智能审核，优化注册服务体验。在运营服务环节，搭建向量知识库与智能问答体系，推出大模型支撑的结算单智能解读功能，实现一键查询、规则释义、收益归因分析等功能，如快速获取结算单、结算规则解答、计算过程呈现、多维数据辅助分析等，提升结算单可读性。在信息披露环节，统一规范披露标准与编码体系，构建全流程标准化工作机制；运用知识图谱与协同过滤算法实现信息个性化智能推荐，建立信息披露“监测—提醒”机制，对 175 项披露内容实时跟踪，对各类市场成员应披露的信息状态逐条监测，自动触发短信提醒，实现监测和提醒功能有效闭环，提升信息披露及时性、完整性与查询便捷度。

电力交易“掌上”应用功能不断强化。各交易机构积极研发上线电力交易移动应用，并持续丰富完善市场交易功能，经营主体参与市场交易的便利程度不断提升。

专栏 16 “e-交易”APP 多功能集成

2025 年，根据经营主体需求，“e-交易”移动应用功能建设和服务持续优化，成功上架应用商店。全年“e-交

易”累计访问量达 284.3 万次，用户登录 108.4 万次。在功能建设方面，平台新增移动端法人授权、交易日历、问卷调查、省间多年期绿电交易、平台聚合交易申报及绿证数据统计等实用模块，支撑经营主体参与零售市场及绿电、绿证交易。同时，平台优化信息披露机制，引入智能推荐功能，提升信息触达的精准度。

（九）市场监管纵深推进，数字赋能提升效率

电力领域专项监管成果凸显。2025 年，电力监管机构深入开展专项监管工作，取得显著成效。在市场秩序方面，通过对 22 个省（区、市）的突出问题专项整治，营造了公平竞争的市场环境。在电网公平开放领域，强化接入流程监管，有力保障了各类主体平等接入，公平享有电网资源。

市场监管有效发挥警示威慑作用。2025 年，国家能源局及各派出机构聚焦电力市场运行关键环节，持续监管整治违反市场规则、不正当竞争、行政不当干预等行为，集中发现处置了一批违法违规行为，并对 5 起电力市场典型违规问题进行公开通报。

专栏17 电力企业串谋报价等典型案例通报

发电企业间违规串通报价：江西电力中长期市场 5 家发电集团下属发电企业通过协商约定申报量价、时间等方式实施串通报价；山东现货市场 4 家发电集团下属发电企业通过统一市场策略、集中组织交易指导等方式违规串通报价。

同一发电集团下属企业违规集中报价：浙江电力中长期市场个别发电集团以向下属燃煤电厂发布统一的中长期交易价格套餐等方式，指定交易电量电价，协调下属电厂与售电公司达成交易。

发电企业与售电公司违规串通报价：江苏电力中长期市场个别发电集团下属发电企业与售电公司采取口头约定、统一管理交易 U-key 等方式违规实施串通报价。

发电企业违规行使市场力：浙江电力现货市场个别发电集团下属发电企业利用线路检修、输电通道阻塞等条件，通过高价申报抬高节点电价，违规行使市场力获取高额收益。

电力市场数字化监管实现基本全覆盖。截至 2025 年底，电力现货市场连续运行的各省（区、市）/地区数字化监管体

系均投入运行。基本实现现货、中长期、辅助服务市场运行指标和结算主要信息的呈现，动态更新展示各类交易情况，为后续实现市场异常情况和问题追溯提供条件，为市场发展研究决策提供基础。

专栏 18 数字化监管作用初步显现

随着全国统一电力市场建设加速推进，电力交易的主体、规模和频次不断增加，交易周期缩短至分钟级，加之新能源全面入市和新型主体逐步参与市场，市场运行更加复杂，传统监管方式难以满足新形势新要求。为加快提升监管工作的专业性、时效性、精确性，在以山西、山东等省份电力市场数字化监管指标试点基础上，国家能源局以《电力监管条例》《电力企业信息报送规定》等为依据，构建电力市场监管指标体系基本构架，推动各地因地制宜建立电力市场数字化监管指标体系。

目前，山东、山西、甘肃、湖北、浙江、江苏等 10 余省发挥电力市场数字化监管指标体系的预警提示、线索溯源等作用，发现市场经营主体异常行为线索近百起，涉及非理性报价、串谋报价、操纵市场等多种类型，国家能源局华中监管局、浙江监管办、江苏监管办等已对相关问题立案查处。

（十）多道防线统筹联动，共铸协同治理合力

为适应全国统一电力市场建成运营要求，在监管机构专业监管效能不断提升的同时，2025 年我国能源行业信用管理制度进一步强化，市场管理委员会行业自律作用、市场运营机构市场监测作用持续发挥。同时，各地不断涌现出行业、司法等多方共治的创新探索实践，各方协同发力，为构建主体多元、竞争有序的电力市场格局提供坚实的治理保障。

1. 市场管理委员会建设迈出关键步伐

市场管委会行业自律治理效能持续增强。各级管委会深入贯彻“共商共建共享”原则，在完善交易规则、协调市场事项、反映主体诉求、开展自律监督等方面积极作为，市场管理委员会在维护市场公平、促进平稳运行中的作用日益凸显。

专 栏 19 长三角电力市场管理委员会组建成立

2025 年 6 月，长三角电力市场管理委员会成立会议在上海召开。长三角电力市场管委会的成立，标志着长三角电力互济交易取得新的重大进展，在电力市场建设与治理模式方面进行了有益探索，对于提高电力市场建设运行效率、规范市场化运作方式具有重要作用。自市场管理委员会成立以来，审议包括绿电 D-3 交易、D-3 滚动撮合交易、

信息披露、2026 年版长三角跨省电力中长期市场实施细则等多项规则和方案，提出意见建议上百条，促进长三角电力互济交易更好贴合主体需求，提升市场治理的规范高效。

2. 市场运营机构监测作用持续发挥

市场运营机构监测制度不断完善。2025 年，各电力交易中心着力健全监测制度体系，完善市场力监测、异常交易行为识别、风险预警等配套机制，推动监测工作有章可循、规范开展。通过明确监测指标、规范处置流程、强化信息披露，逐步构建起覆盖交易全过程的常态化监测机制，以制度建设保障监测效能提升，为电力市场平稳有序运行筑牢根基。

专栏 20 广东电力交易中心依托社保信息监测把好准入关

2025 年 10 月，广东电力交易中心上线社保信息与合同信息监控功能，常态化监测经营主体是否持续满足市场准入要求。2025 年 12 月，经监测与核查，17 家售电公司存在未按要求及时更新专业从业人员社保缴纳信息等异常情况，对未能动态满足注册条件的主体进行通报，并要求限期整改。

3. 市场治理方式持续探索创新

央地协同、部门联动工作机制持续探索完善。2025 年，部分地区为适应不断增长的电力市场治理需要，集中能源行业、司法等多方力量，创新市场治理方式，不断提升市场风险预见能力、违规行为甄别能力、突发事件处置能力，为电力市场平稳运行与健康发展注入新动能。

专栏 21 电力市场治理方式创新实践

2025 年 12 月，贵州成立全国首家电力交易纠纷人民调解委员会。该机构由贵州电力市场管理委员会发起，经司法备案，组建专业调解队伍，灵活采用现场、网上、电话等方式调解经营主体间民事纠纷，为多元化解交易纠纷、完善市场治理体系探索了新路径。

4. 市场信用管理体系再升级

市场信用体系建设持续深化。依托国家能源局资质和信用信息系统，做好电力市场经营主体信用记录，统一公示行政处罚信息，统一开展信用修复。推进信用分级分类监管，持续营造诚信行业氛围和良好市场环境。建立完善信用制度，积极推进电力市场信用体系建设。

专栏 22 市场信用体系应用实践

持续做好信用记录。2025 年，归集电力市场行政处罚信息 53 条、涉及企业 49 家，处罚信息依法在“信用能源”网站公示。组织相关企业开展信用修复，全年对符合条件的完成信用修复 18 条。扎实推进“信用能源”与“信用中国”互联共享，累计归集共享公共信用信息 88 万余条、涉及企业 15 万余家。

不断完善信用制度。制定印发能源行业信用体系建设行动方案、信用信息管理办法等文件，积极推进电力市场信用体系建设，明确经营主体信用信息归集共享、公示披露等内容。

三、2026 年电力市场建设展望

2026 年是“十五五”开局之年，站在全国统一电力市场体系由初步建成向基本建成迈进的新的历史起点上，电力市场建设仍将持续深化推进。围绕加快健全适应新型能源体系的市场和价格机制这一重点任务，积极落实《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）有关要求，2026 年电力市场建设将重点从以下方面发力。

一是全国一半以上省份电力现货市场正式运行。到 2026 年底，各电力现货市场将连续试运行超过 1 年，其中市场运行基本平稳、市场机制相对成熟的南方区域市场及安徽、陕西、福建、辽宁、河北南网等多个省级电力现货市场将按程序转入正式运行。**二是更多区域省间电力交易常态化运行。**南方区域电力市场加强区域一体化探索，在与省间市场有机衔接的基础上，长三角、东北电力省间互济平稳开展，西北、华中等区域实现省间短期互济交易常态化运行。**三是零售市场秩序有序规范。**批零价格传导联动和信息披露机制进一步健全，售电公司逐步从“价差套利”向“服务增值”转型，零售市场协同共治体系基本建立。**四是电力中长期交易质效提升。**推动电力中长期合同高比例签约，完善签约履约激励约束机制，实现电力资源长期稳定配置，推动中长期市场精细化、标准化，提高交易

频次和灵活性，健全完善中长期合同调整和转让机制，各地逐步取消固定分时电价政策，中长期市场价格由经营主体通过市场形成。**五是电力辅助服务市场加速推进。**调频辅助服务市场实现基本全覆盖，爬坡、转动惯量交易品种创新探索，东北、南方等地启动区域备用辅助服务市场，更多省份向用户侧传导辅助服务费用，为电网安全稳定运行提供有力支撑。**六是电力市场监管持续深化。**常态化开展电力市场异常行为监测与处置，进一步推动数字化监管应用实践，及时精准纠治扰乱市场秩序行为，持续规范市场经营主体信息披露行为，健全电力市场风险防控机制，坚持做好公共信用评价，融合信用手段推进电力市场监管，保障电力市场健康平稳运行。

四、大事记

2025 年 1 月 6 日，国家能源局印发《2025 年能源监管工作要点》（国能发监管〔2025〕3 号），聚焦能源安全保供监管、能源绿色发展监管、能源自然垄断环节监管、电力市场建设与监管，一体推进能源监管效能提升。

2025 年 1 月 27 日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），推动新能源上网电量全部进入电力市场，配套建立可持续发展价格结算机制。

2025 年 2 月 24 日，经过 32 个月连续结算试运行后，蒙西电力现货市场转入正式运行，是全国第 5 个正式运行的电力现货市场。

2025 年 3 月 3 日，国家能源局在北京召开 2025 年电力调度交易与市场秩序厂网联席会议，国家能源局负责同志出席会议并讲话。会议强调，重点做好能源安全保障、推动能源绿色低碳发展、加快全国统一电力市场建设、强化电力市场秩序监管等工作。

2025 年 4 月 3 日，国家发展改革委、国家能源局印发《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411 号），规范省级及以上电力辅助服务市场建设与运营流程，提高电力系

统安全稳定运行能力和水平。

2025年4月4日，国家能源局印发《关于开展2025年电力领域综合监管工作的通知》（国能发监管〔2025〕36号），对山西、江苏、江西、贵州、青海、辽宁6省开展电力领域综合监管，电力市场建设和市场秩序为监管重点任务之一。

2025年4月16日，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司印发《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号），明确2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算试运行。

2025年5月21日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650号），创新新能源就近消纳新模式。

2025年6月6日，湖北电力现货市场转入正式运行，是全国第6个正式运行的电力现货市场，也是电力现货市场第二批试点地区中首个转入正式运行的现货市场。

2025年6月23日，国家能源局在京召开全国统一电力市场建设推进会，国家能源局主要负责同志、国家发展改革委负责同志出席会议并讲话。会议强调，要深刻理解全国统一电力市场建设的重要性紧迫性，确保“2025年初步建成全国统一电力市场”的目标按期完成。

2025年6月28日，南方区域电力市场启动连续结算试运

行，国家发展改革委、国家能源局负责同志出席启动会并讲话。南方区域电力市场通过全域统一出清的方式，实现了电力资源在五省区的优化配置。

2025 年 7 月 1 日，国家发展改革委、国家能源局批复国家电网、南方电网跨电网经营区常态化交易方案，各地经营主体注册信息实现“一地注册、全国共享”。

2025 年 7 月 17 日，《2024 年度中国电力市场发展报告》在国家能源局官方网站公开。

2025 年 7 月 18 日，国家发展改革委、国家能源局印发《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976 号），为全国统一电力市场提供标准化、透明化的计量结算框架，进一步保障市场公平、提升交易效率。

2025 年 8 月 7 日，浙江电力现货市场转入正式运行，是全国第 7 个正式运行的电力现货市场，也是华东地区首个转正式运行的电力现货市场。

2025 年 9 月 2 日，国家发展改革委、国家能源局印发《电力现货连续运行地区市场建设指引》（发改能源〔2025〕1171 号），引导电力现货连续运行的省（区、市）优化市场机制。

2025 年 11 月 1 日，青海、重庆电力现货市场启动连续结算试运行，全国除西藏、京津唐外，其他地区均已实现电力现货市场的常态化运行，电力现货市场基本实现全覆盖。

2025 年 11 月 5 日，国家发展改革委在安徽省合肥市召开推进全国统一电力市场建设现场会。国家发展改革委、国家能源局负责同志出席会议并讲话。会议要求，加快健全适应新型能源体系的市场和价格机制，完善全国统一电力市场体系。

2025 年 11 月 18 日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于优化集中式新能源发电企业市场报价的通知（试行）》（发改能源〔2025〕1476 号），规范新能源企业市场报价行为，稳定市场交易秩序。

2025 年 12 月 2 日，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司印发《关于建立全国统一电力市场评价制度的通知》（发改办体改〔2025〕1032 号），明确全国统一电力市场评价工作应结合市场建设情况开展多维度综合评价。

2025 年 12 月 15 日，2026 年全国能源工作会议在北京召开。国家发展改革委主要负责同志出席会议并讲话，国家能源局主要负责同志作工作报告。会议强调，要加快能源体制机制改革创新，持续深化全国统一电力市场建设，健全适应新型能源体系的市场机制，加强新型能源监管制度体系建设。

2025 年 12 月 16 日，国家能源局 2026 年监管工作会议在北京召开。国家能源局主要负责同志出席会议并讲话。会议要求，2026 年能源监管工作要在纵深推进全国统一电力市场建设上出实策、激活力，融合衔接各层次电力市场，健全市场规则

制度机制，坚定维护电力市场秩序。

2025 年 12 月 17 日，国家发展改革委、国家能源局印发《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号），完善电力中长期交易顶层设计，更好地适应全国统一电力市场建设的新形势、新要求。

2025 年 12 月 26 日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于促进电网高质量发展的指导意见》（发改能源〔2025〕1710 号），要求强化新型电力系统枢纽平台作用，支撑全国统一电力市场建设。