

2024年度中国电力市场 发展报告

二〇二五年六月

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

内蒙古电力调控公司

内蒙古电力交易中心有限公司

前 言

2024 年是全面贯彻落实党的二十届三中全会“建设全国统一电力市场”部署的关键之年。这一年，电力市场建设取得重要阶段性进展，省间现货市场和山东、甘肃现货市场转入正式运行，省级现货市场建设进入提速扩围新阶段；南方区域电力市场实现整月结算试运行，长三角建立省市间电力互济交易机制；绿电市场实现全覆盖；电力市场运行基本规则、电力市场信息披露、市场注册等基础规则相继出台，多层次多品类多功能多主体电力市场体系初步建立。

为全面总结 2024 年我国电力市场建设进展和成效，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《2024 年度中国电力市场发展报告》。报告系统梳理了 2024 年全国统一电力市场建设的创新实践与丰硕成果，全景展现各地市场建设动态，提出 2025 年电力市场建设重点。本报告既是能源行业践行党中央、国务院决策部署的阶段性答卷，也是新征程上深化改革、推动电力市场高质量发展的行动参考。

2025 年是“十四五”规划收官之年，也是能源法实施开局之年。展望 2025 年，全国统一电力市场将初步建成。我们期待以此为载体，凝聚各方共识，破解改革难题，推动电力市场向着统一、高效与可持续的未来迈进，为构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系提供更强支撑！

目 录

一、2024 年电力市场概览	01
(一) 电力供需情况	01
(二) 经营主体情况	03
(三) 交易量价情况	03
二、2024 年电力市场进展成效回顾	11
(一) 市场体系加速构建，层次多维架构健全	12
(二) 市场机制不断完善，衔接方式迭代优化	20
(三) 规则体系初步完善，制度基础有效夯实	26
(四) 能源转型持续推进，绿证绿电放量增长	28
(五) 市场信号精准引导，保供稳价作用凸显	31
(六) 零售市场稳步扩容，交易电量稳中有增	33
(七) 新型主体蓬勃发展，业态类型加快丰富	35
(八) 监管体系持续健全，市场治理逐步规范	37
三、2025 年电力市场建设重点	41
四、大事记	43

一、2024 年电力市场概览

（一）电力供需情况

2024 年，全国累计发电装机容量达 33.49 亿千瓦，新增发电装机容量 4.29 亿千瓦；其中，风光新增发电装机 3.58 亿千瓦，累计达 14.07 亿千瓦，同比增长 33.9%。

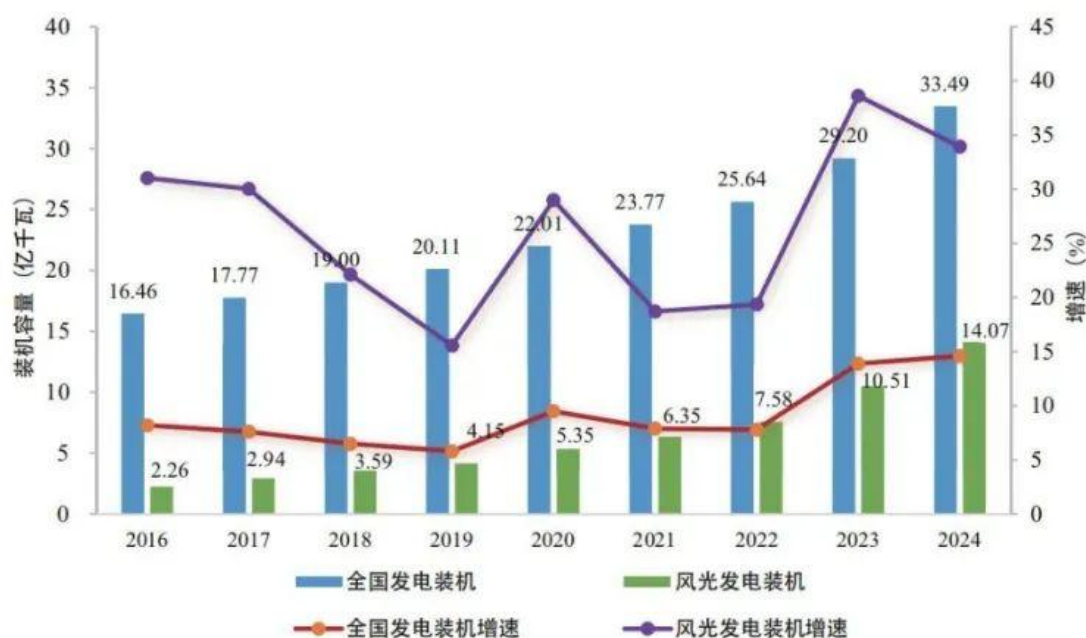


图 1 2016—2024 年全国发电装机情况

2024 年，全国发电量 10.09 万亿千瓦时，同比增长

6.7%；其中，风光新增发电量 3660 亿千瓦时，占总新增发电量的 58.1%，达到 1.83 万亿千瓦时。

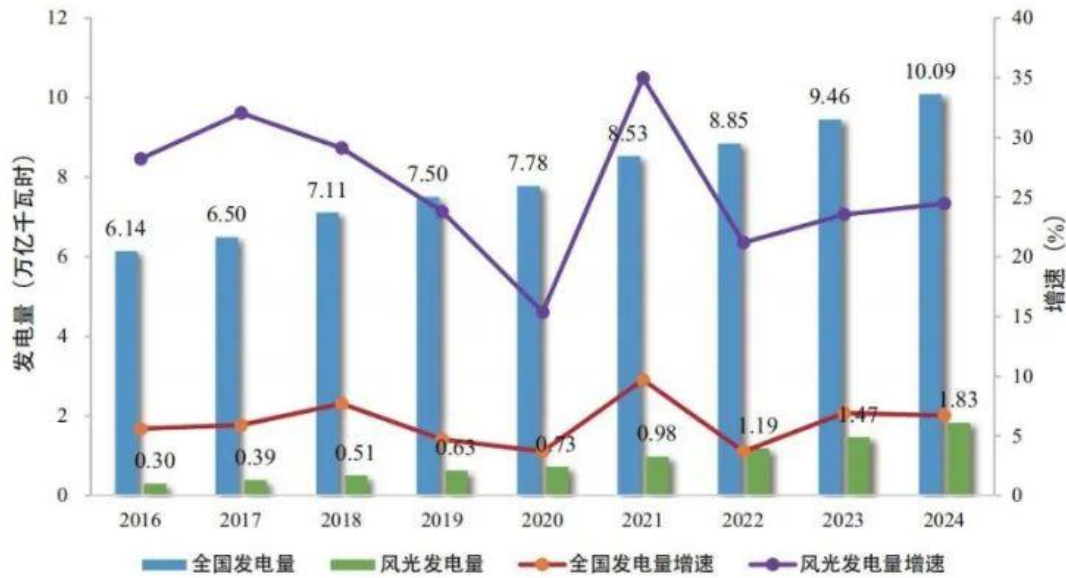


图 2 2016—2024 年全国发电量情况

2024 年，全国全社会用电量达 9.85 万亿千瓦时，同比增长 6.8%，2016—2024 年年均增速 6.6%。



图 3 2016—2024 年全国全社会用电量情况

（二）经营主体情况

各类经营主体数量稳步增加，市场参与度不断提升。2024 年全国电力市场经营主体数量 81.6 万家，同比增长 8.9%。其中，发电企业 3.5 万家，电力用户 77.7 万家，售电公司 4409 家。发电侧燃煤机组全部进入市场，超过半数的新能源及部分燃气发电、核电和水电参与市场；用户侧除居民、农业用户外全部工商业用户进入市场。

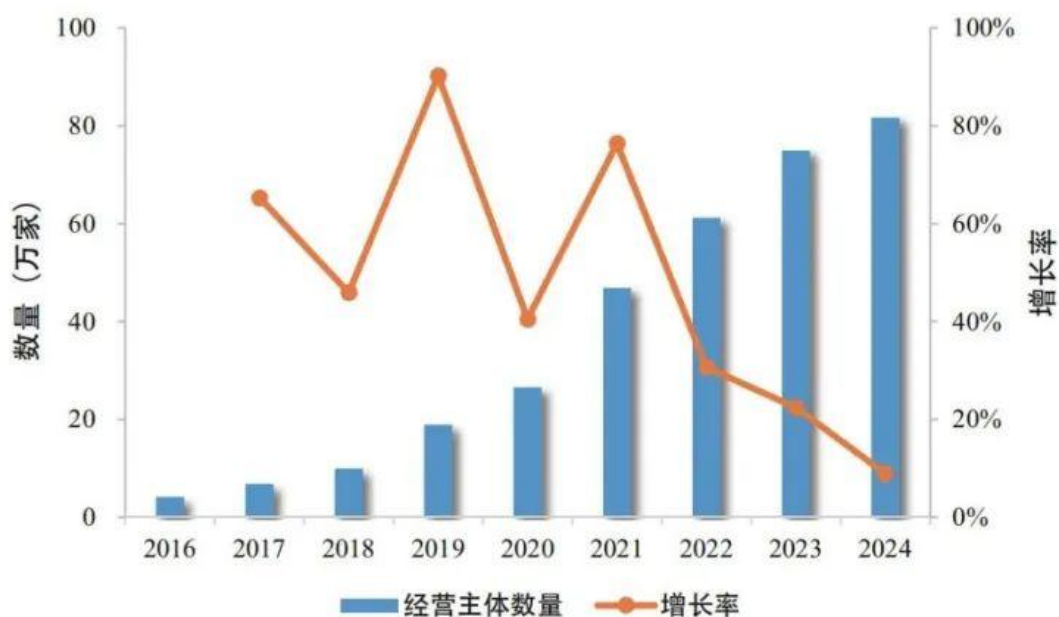


图 4 2016—2024 年电力市场经营主体数量情况

（三）交易量价情况

1. 全国总体水平

全国市场化交易电量持续增长。2024 年，全国市场化交

易电量 6.18 万亿千瓦时，同比增长 9.0%；占全社会用电量 62.7%，同比提升 1.3 个百分点，连续三年超过 60%；新能源市场交易电量 9569 亿千瓦时，占新能源发电量的 52.3%。

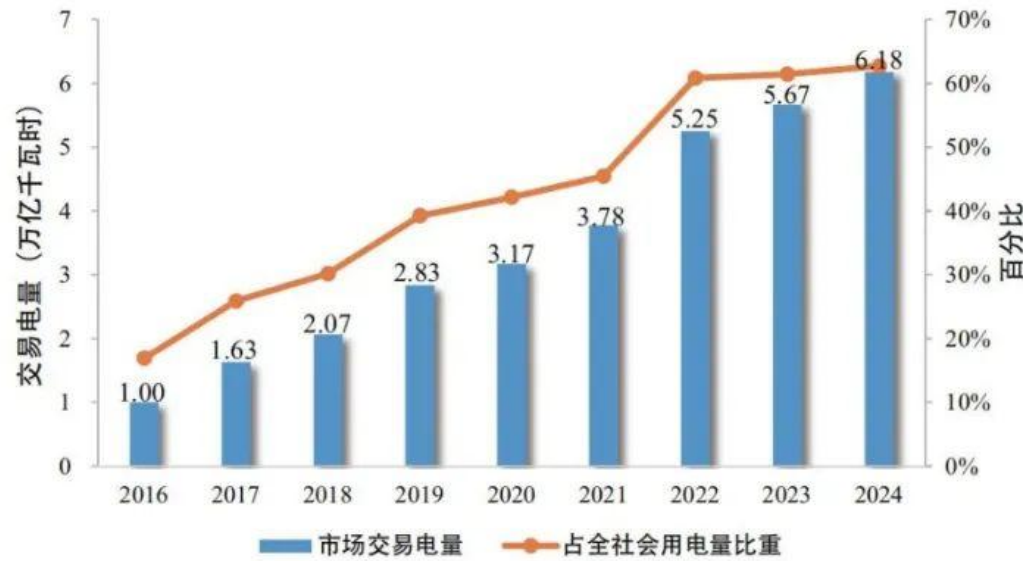


图 5 2016—2024 年全国市场化交易电量及占全社会用电量比重

分月来看，单月市场交易最大规模出现在 7 月份，达 6035 亿千瓦时；市场交易最小规模出现在 2 月份，达 4161 亿千瓦时。

分经营区来看，国家电网经营区内各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 4.72 万亿千瓦时，同比增长 6.3%，其中省间交易电量 1.17 万亿千瓦时；南方电网经营区内各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 1.14 万亿千瓦时，同比增长 22.1%，其中省间交易电量 0.26 万亿千瓦时；内蒙古电力交易中心累计组织完成市场交易电量 0.32 万亿千瓦时，同比增长 9.1%。

一、2024 年电力市场概览

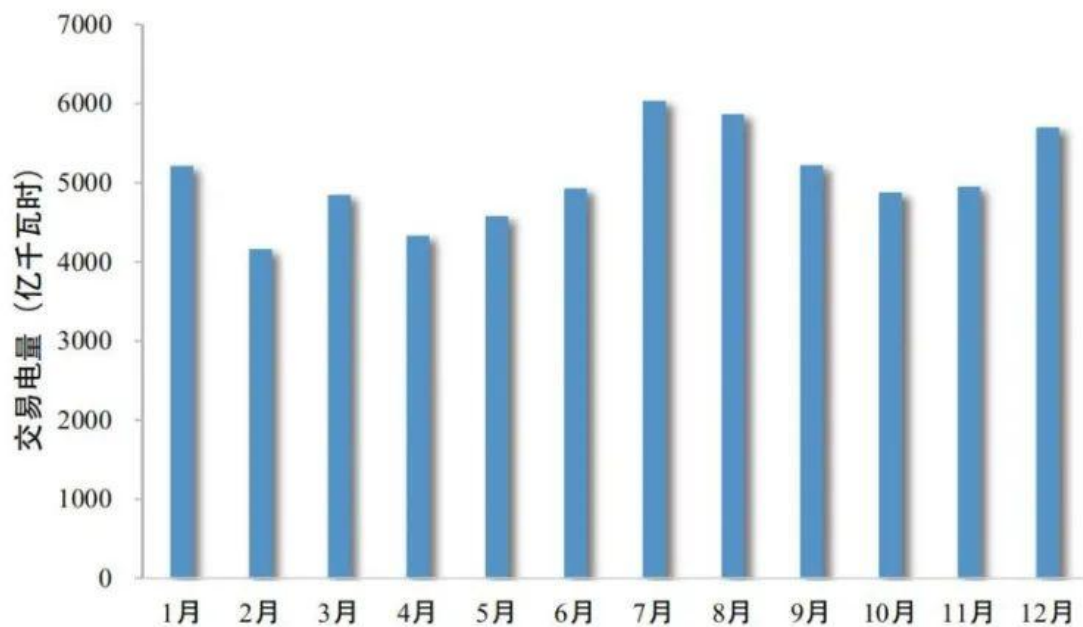


图 6 2024 年全国中长期交易分月电量

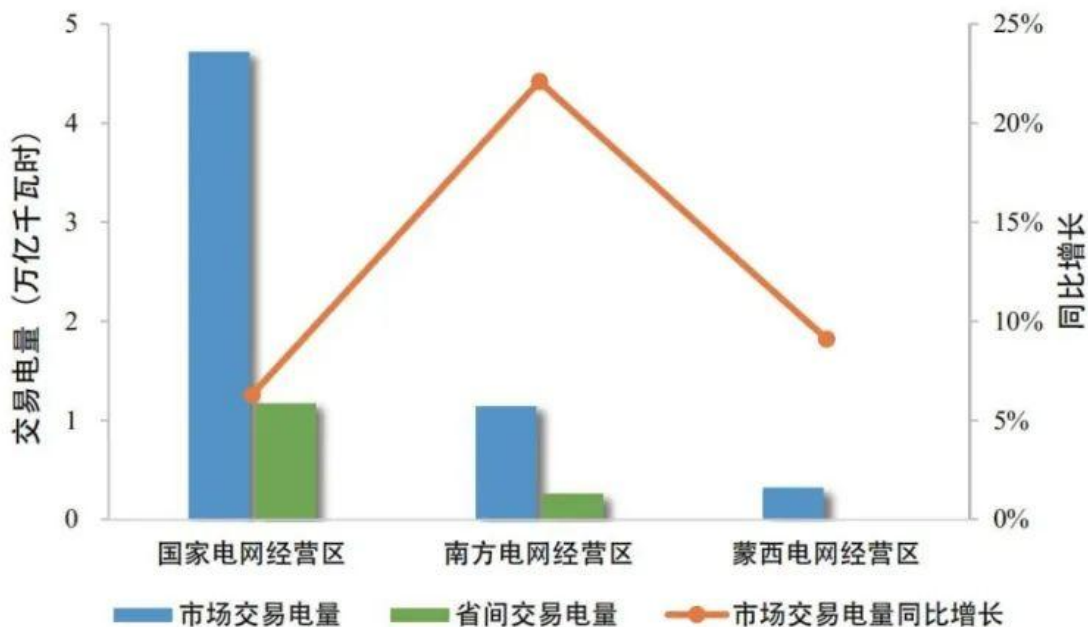


图 7 分经营区交易规模

2. 跨省跨区交易

跨省跨区中长期交易规模持续扩大。2024 年，全国跨省跨区中长期交易电量合计 1.39 万亿千瓦时，同比增长 19.8%。

省间电力现货交易活跃。2024 年，省间电力现货总成交电量为 376.31 亿千瓦时，成交加权平均价为 0.412 元 / 千瓦时。湖北卖出电量最多，占总成交量约 17.16%。买方总成交电量为 341.17 亿千瓦时，成交加权平均价为 0.573 元 / 千瓦时。浙江、四川买入电量最多，分别占总购入成交电量的 34.12%、23.73%。

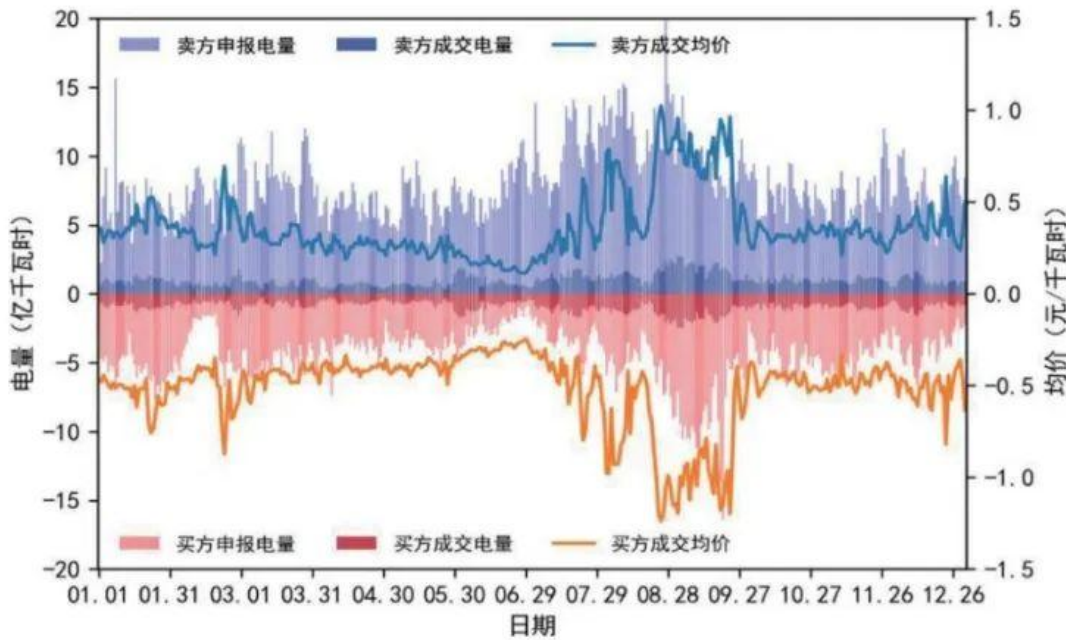


图 8 2024 年省间电力现货成交量价

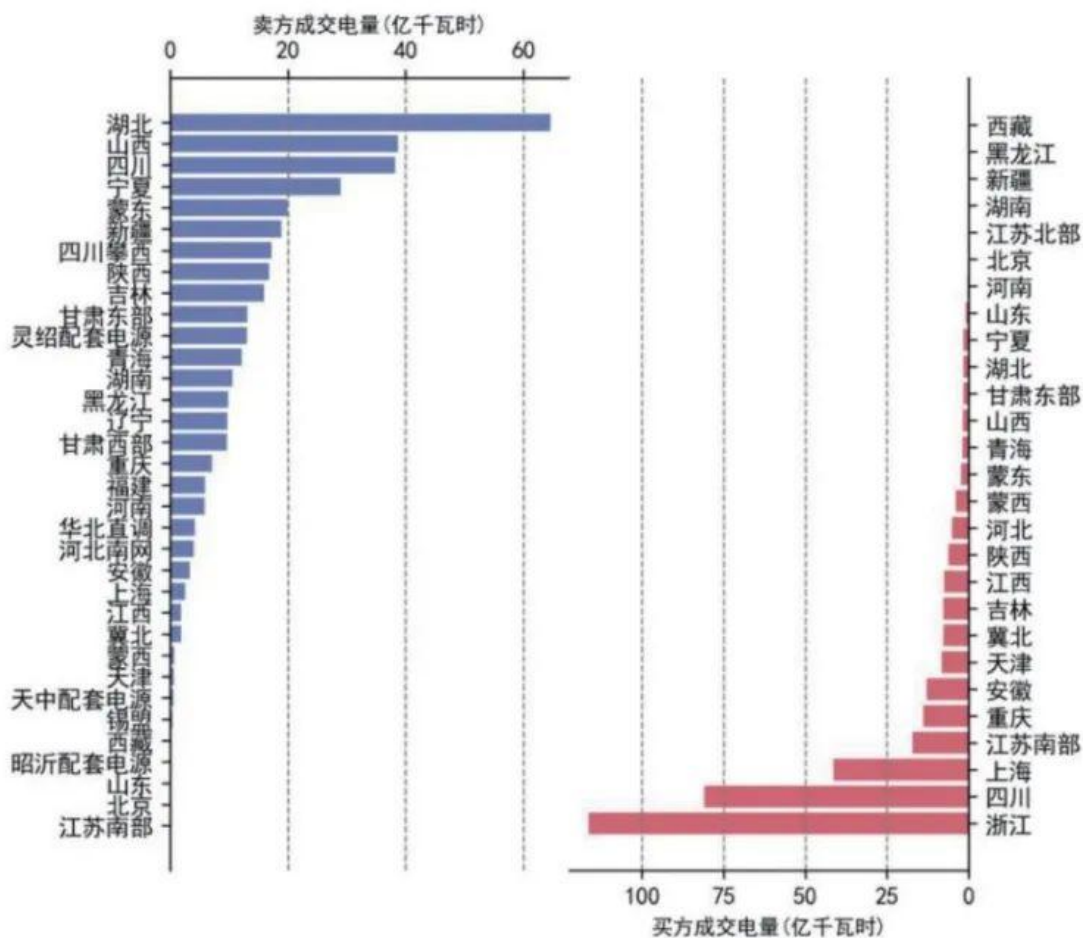


图 9 2024 年省间现货分省成交电量

3. 省内市场交易

省内中长期交易电量总体增长。2024 年，全国各省级电力交易中心交易电量合计为 4.75 万亿千瓦时，同比增长 5.4%。其中，省内电力直接交易 4.55 万亿千瓦时（含绿色电力交易 0.20 万亿千瓦时）、发电权交易 0.20 万亿千瓦时、其他交易 49.4 亿千瓦时。

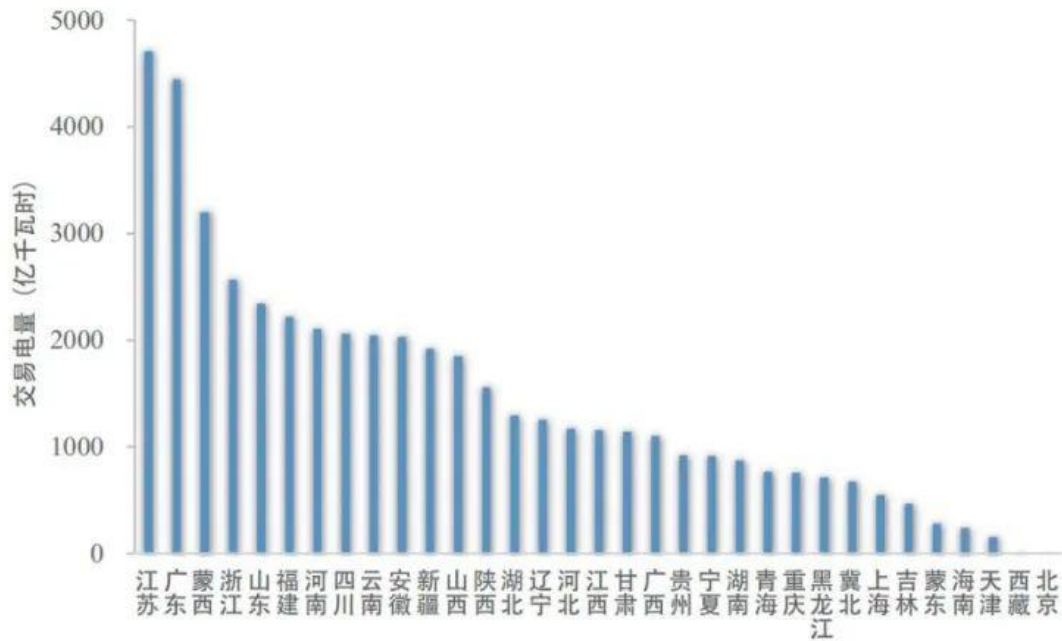


图 10 2024 年各地中长期交易电量

各地中长期交易价格差异明显。2024 年，各地中长期交易均价在 0.231—0.505 元 / 千瓦时之间，较当地煤电基准价平均高出 4.7%，其中 23 个省（区、市） / 地区高于当地煤电基准价，9 个省（区、市） / 地区低于当地煤电基准价。

现货价格普遍低于中长期。2024 年已转正式运行的山西、广东、山东、甘肃电力现货市场，日前市场均价分别为 0.314、0.347、0.316、0.249 元 / 千瓦时，山西高于中长期交易均价 1.1%，广东、山东、甘肃分别低于中长期交易均价 22.7%、14.3%、9.8%；实时市场均价分别为 0.324、0.341、0.310、0.269 元 / 千瓦时，山西高于中长期交易均价 4.2%，广东、山东、甘肃分别低于中长期交易均价 24.1%、16.1%、2.6%。

一、2024 年电力市场概览

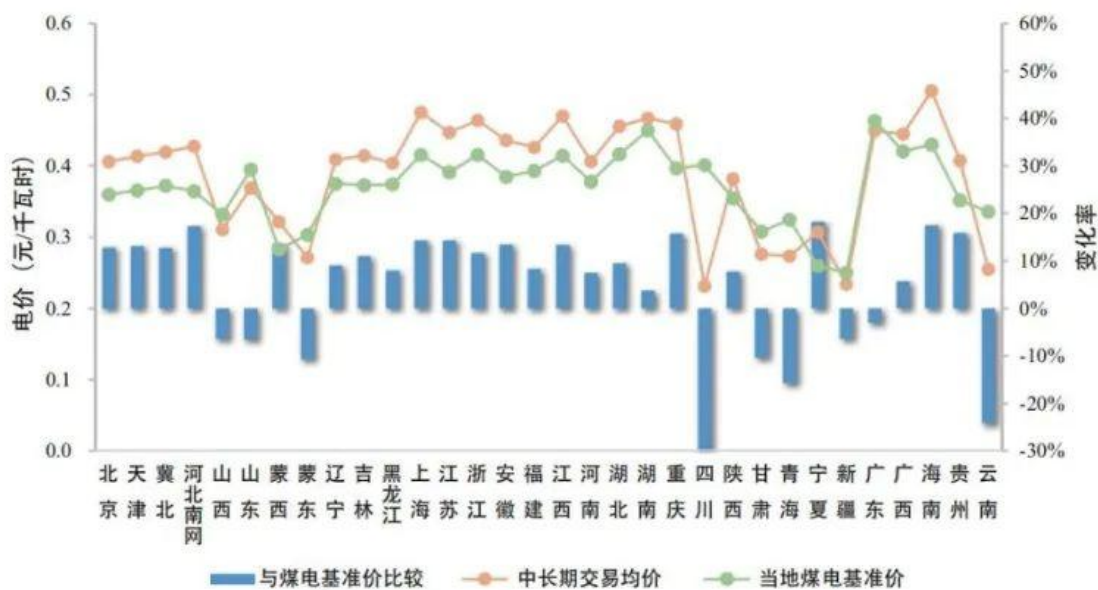


图 11 2024 年各地电力中长期交易均价

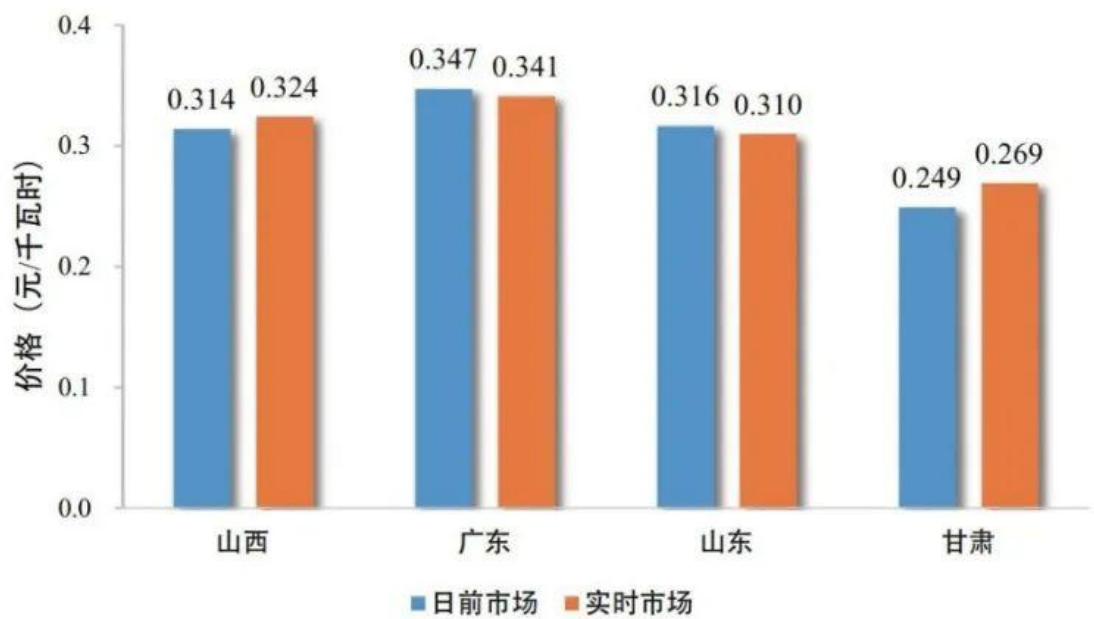


图 12 2024 年山西、广东、山东、甘肃电力现货市场价格情况

电网代理购电各地量价差异较大。2024 年，全国电网代理购电量 1.84 万亿千瓦时，其中优先发电量 0.88 万亿千

瓦时，市场化采购电量 0.96 万亿千瓦时；全国电网代理购电均价 0.426 元 / 千瓦时，各地电网代理购电均价在 0.250—0.505 元 / 千瓦时之间。

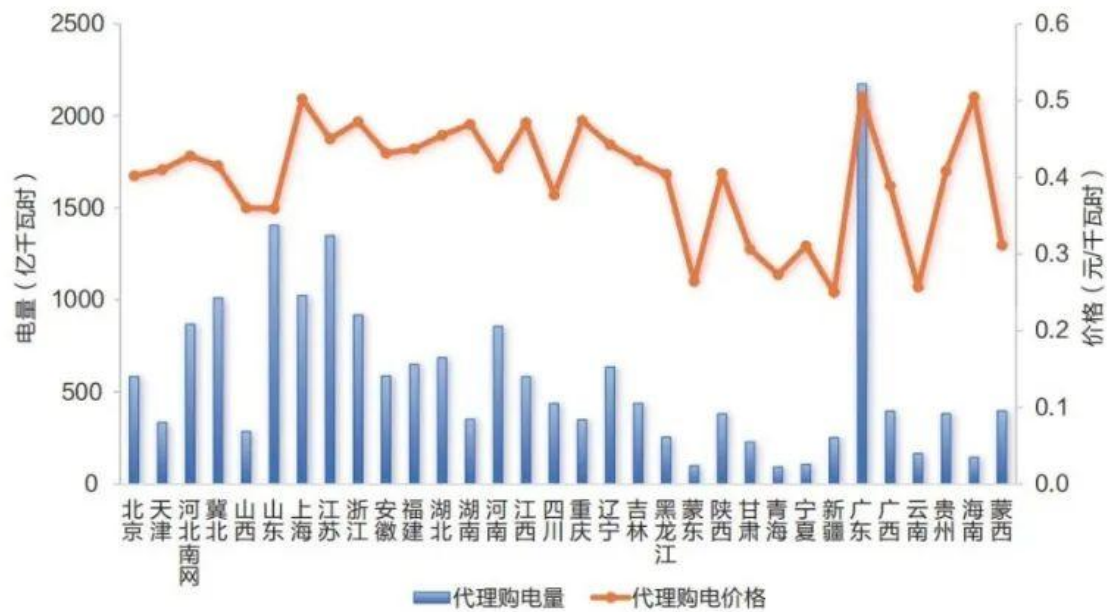


图 13 2024 年各地电网代理购电量价情况

二、2024 年电力市场进展成效回顾

2024 年，我国电力市场建设取得积极进展和明显成效。多层次多品类多功能多主体电力市场体系初步建立，电力中长期、现货、辅助服务市场机制持续优化，“1+6”基础规则体系初步完善，全国统一电力市场建设加快推进；中长期市场保供稳价功能持续发挥，现货市场引导供需高效调节，辅助服务市场新品类尝试助推电力系统稳定运行；绿电绿证交易规模大幅增长，绿色环境价值有效体现，电力市场促进低碳转型作用充分发挥；零售市场稳步发育，新型储能、虚拟电厂等新业态加速发展，为新型电力系统建设注入新动能；电力市场监管体系持续健全，有效推动电力市场规范运行，为全国统一电力市场建设提供有力支撑。

（一）市场体系加速构建，层次多维架构健全

1. 跨省跨区市场持续推进

省间电力现货市场正式运行。省间电力现货市场是在跨省跨区电力中长期市场交易基础上，利用跨省区通道可用输电能力开展的日前、日内现货交易。2024 年 10 月 15 日，省间电力现货市场转入正式运行。自 2022 年 1 月试运行以来，省间电力现货市场范围由点到面、持续扩大，目前已覆盖国家电网和蒙西电网经营区全域，有力促进了省间电力互济、电力保供和清洁能源消纳。试运行期间省间电力现货市场参与主体超 6000 个，覆盖多类型发电主体，累计交易电量超过 880 亿千瓦时，其中清洁能源电量占比达 44%。

专栏 1 省间现货市场保供应促转型成效显著

2024 年，省间现货市场累计成交电量 376 亿千瓦时，同比增加 18%；成交均价 0.412 元/千瓦时，较省间中长期均价高 0.035 元/千瓦时。

省间现货市场分时价格波动有效反映电力供需形势，在保供应、促转型方面成效显著。保供应方面，现货市场通过高峰高价有效激励各类电源顶

峰发电。2024 年度夏期间，省间现货最大互济电力 1616 万千瓦，特别是 8—9 月川渝极端高温大负荷期间，省间现货实现精准跨区支援互济，有效缓解了川渝等地区供电紧张局面。促转型方面，省间现货有效促进新能源大范围消纳。2024 年，新能源通过省间现货成交电量 98 亿千瓦时、同比增长 20%，提升新能源利用率 0.6 个百分点。

跨省跨区中长期交易制度进一步完善。《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024 年修订稿）》于 2024 年 7 月 1 日起正式实施，实施细则围绕中长期市场连续运营、促进新能源消纳、保障系统安全等关键内容，进一步健全交易机制、优化业务流程，创新开展省间多通道集中优化交易，提升资源大范围优化配置效率。广州电力交易中心 2024 年 4 月印发《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则》，进一步规范南方区域跨区跨省电力中长期交易，推动落实国家西电东送战略，促进清洁能源消纳，推进建设统一开放、竞争有序的南方区域电力市场。覆盖国家电网、南方电网、蒙西电网的跨经营区灵活互济交易机制初步建立，2024 年开展云霄直流国家电网、南方电网灵活互济交易，在年度市场已达成广东送福建 60 万千瓦交易的基础上，通

过月度、月内交易，度夏晚高峰时段广东增送福建 140 万千瓦，首次实现云霄直流南方电网送国家电网 200 万千瓦满送。度夏期间，蒙西电网首次通过省间中长期交易从国家电网经营区购电。

南方区域电力市场加速推进。南方区域电力市场涵盖广东、广西、云南、贵州、海南五省（区），形成区域内统一的中长期、现货和辅助服务市场基本框架体系。2024 年全年完成 5 轮累计 53 天结算试运行，11 月首次实现整月结算试运行。试运行期间，全月全网发电侧日前出清加权均价 0.315 元 / 千

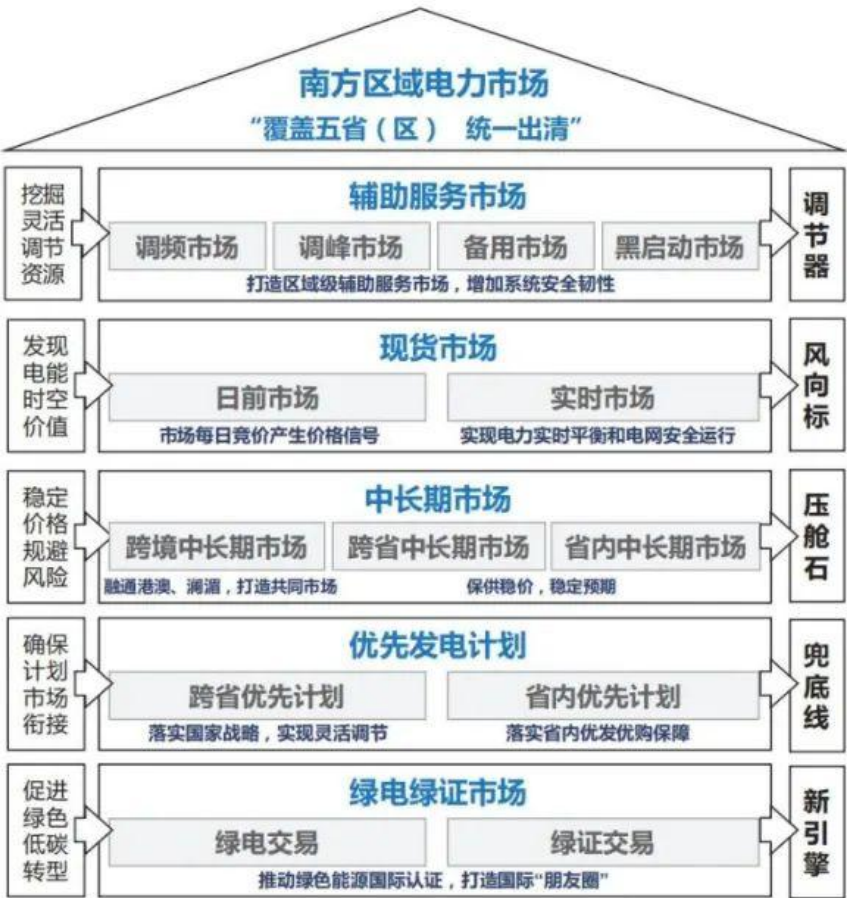


图 14 南方区域市场体系架构图

瓦时，逐日价格走势与市场供需趋势一致，通过区域现货市场实现省间增送电量 31 亿千瓦时。

专栏 2 南方区域电力市场建设取得重要进展

2024 年南方区域电力市场注册经营主体突破 20 万家，市场化电量占售电量比重达 72.5%；西电东送电量 2384 亿千瓦时，创历史新高。

市场建设持续推进。统筹区域协同与省内特色，按照相对独立、相互衔接的原则制定区域和省（区）内配套实施细则，形成“1+N+5X”系列规则。充分发挥资源配置作用，在落实跨省跨区优先发电计划基础上，开展跨省跨区市场化交易，促进省间余缺调剂和清洁能源消纳；省内市场更好发挥基础性保障作用，助力地方电力经济社会发展。辅助服务市场覆盖调频、备用、调峰等多品种。

技术攻坚取得突破。成功研发电力求解器“天权”，列入国家能源局首台套重大技术装备清单，打破国外技术垄断，支撑起全球最大规模区域现货市场运算需求，实现五省（区）6000 余节点每 15 分钟动态出清。

长三角电力市场平稳起步。2024 年 7 月 1 日，长三角电力市场正式启动，构建“电力互济、错峰互补、容量互备、供需互动”的省市间电力互济市场化机制，覆盖了上海、江苏、浙江、安徽和福建四省一市，启动新增富余需求侧资源互济交易、富余新能源消纳互济交易等交易品种，充分挖掘区域内发用两侧资源，进一步提升长三角电力保障供应和新能源消纳能力。2024 年迎峰度夏期间，华东区域最高用电负荷六创历史新高，达到 4.21 亿千瓦，同比增长 12.4%。长三角电力市场有效缓解高峰时段供电紧张局面，助力地方电力保供。

专栏 3 长三角电力市场保供应促转型发挥积极作用

长三角电力市场立足于省市间电力互济交易，以经济有效的市场化手段，保障各省市高峰时段的电力供应平衡，促进新能源跨省消纳，为长三角电力一体化发展筑牢根基，取得初步成效。

2024 年，省市间互济保供电力最高达 1041 万千瓦，为浙、皖、沪、苏分别提供省外错峰最大支援电力 526、200、735、653 万千瓦；互济调峰电力最高达 1066 万千瓦，支援浙、皖、沪、苏、

闽最大调节电力分别为 230、500、50、677、100 万千瓦，全年减少弃风弃光电量 14 亿千瓦时。

需求侧资源跨省互济作为长三角电力市场省市间互济的关键品种，在迎峰度夏期间利用各省市高峰负荷出现的时间不同，实现小时级的错峰互济支援。2024 年 7 月 22 日和 7 月 31 日，长三角富余需求侧可调节资源互济交易 2 次启动，共有 47 家经营主体参加，累计成交电力 36.1 万千瓦。

西北、华中（东四省）区域省间互济稳妥推进。西北区域创新开展中长期跨省弹性交易，通过“能量换容量”有效支援青海迎峰度夏、度冬保供电量分别为 17.6、21.7 亿千瓦时，支援陕西高峰时段最大电力 130 万千瓦，有效应对大负荷考验，充分发挥西北区域省间余缺互济和资源优化配置作用。华中（东四省）持续完善“点对网”交易模式，以短周期常态化连续开市交易模式促进华中区域可再生能源消纳和电力供应保障，全年成交电量 28.64 亿千瓦时，最大互济电力 110 万千瓦，实现电力资源在更大范围内共享互济。

2. 省内市场建设进入快车道

截至 2024 年底，山西、广东、山东、甘肃 4 个省级现货市场转入正式运行；蒙西、湖北、浙江、福建 4 个省级现货市场开展连续不间断结算试运行；四川、安徽、陕西、辽宁、重庆、湖南、宁夏、江苏、河北南网等 9 个省级现货市场已完成整月以上结算试运行；河南、江西、上海、吉林、青海、黑龙江、新疆等 7 个省级现货市场完成短周期结算试运行。与此同时，省内电力中长期市场实现全覆盖，电力中长期交易“压舱石”作用有效发挥；市场交易机制持续完善，山西、四川、重庆、辽宁等地修订印发电力中长期交易规则。辅助服务市场日趋健全，在省级辅助服务市场全覆盖基础上，各地积极推动多元经营主体参与，贵州省能源局印发《贵州省新型储能参与电力市场交易实施方案（试行）》，国家能源局浙江监管办联合省能源局印发《虚拟电厂参与浙江电力辅助服务市场试点工作方案》。

专栏 4 部分省份现货市场建设情况

山西：山西于 2023 年 12 月 22 日成为我国首个转入正式运行的电力现货市场。正式运行后，山

西进一步完善新型经营主体参与市场交易机制，2 家分布式光伏通过聚合代理方式参与绿色电力交易，分布式新能源入市实现零的突破。

广东：广东 2024 年电力现货市场结算电量 421.5 亿千瓦时，占全市场直接交易用户总用电量的 10.7%。广东推动 220 千伏及以上电压等级的新能源全部参与现货市场，建立了新能源“全电量报量报价参与现货市场、基数电量+现货偏差结算”市场机制；推动独立储能电站报量报价参与现货市场，同步建立与区域调频市场的衔接机制，实现独立储能“一体多用、分时复用”的商业模式落地。

山东：2024 年，面对新能源出力特性引发的季节性、时段性电价波动，先后建立独立储能、新能源与其配建储能联合体参与现货市场的交易机制，其中 34 座独立储能电站参与市场，总容量达 373.8 万千瓦，有效平抑了新能源出力波动。同时，有效引导用户侧响应，依托大电网余缺互济优势拓展省间电力交易，形成“源网荷储”协同运行格局。不仅使山东现货市场峰谷价差在合理范围内持续扩大，也探索了新能源最大比例消纳的新型电力系统

建设模式。

甘肃：甘肃电力现货市场采用集中式模式、全电量优化，发用两侧双边报价，率先实现新能源及用户报量报价参与现货市场。通过现货市场与中长期交易协同，引导 240 万千瓦负荷参与调峰，全年新能源发电利用率 92.88%，新能源发电量占比突破 35%。

蒙西：蒙西结合外送电力高、新能源占比高的特点，采用日前市场“预出清”不结算的“单偏差结算”现货市场模式。蒙西电力现货市场自 2022 年 6 月起转入连续不间断结算试运行，持续完善市场交易机制，不断缩短中长期交易周期，细化落实分时电价政策，建立顶峰能力考核机制，市场建设运营规范程度不断提升。

（二）市场机制不断完善，衔接方式迭代优化

1. 中长期市场

中长期交易频次不断提升。截至 2024 年底，多数省份中长期交易常态化开市，交易频次和周期趋近运行日。河北

南网、蒙西、山西、山东、吉林等 19 个省（区）/地区最小交易周期已达到 D-2 日，云南已达到 D-1 日。

表 1 各地电力中长期交易周期频次

中长期交易最小周期	省（区、市）/地区
月	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
D-1	云南

2. 现货市场

现货市场交易主体和参与方式更加多元。在新能源参与现货市场方式上，2024 年，共有 20 个省（区、市）/地区的新能源参与电力现货市场。其中，广东、山东、甘肃等 15 个省（区）/地区以“报量报价”方式参与；山西、陕西、河南 3 个省份以“报量不报价”方式参与；辽宁、宁夏 2 个省（区）可自选参与方式。在用户侧参与现货市场方式上，2024 年已开展现货市场结算试运行的 25 个省（区、市）/地区中，用户侧均参与电力现货市场。各地综合考虑用户侧

主体的体量规模、分布格局、电价承受能力等因素，采用了不同的用户侧参与市场方式。其中甘肃以“报量报价”方式参与；山西、广东、山东等 18 个省（区、市）/地区以“报量不报价”方式参与，蒙西、湖北等 6 个省（区）/地区以“不报量不报价”方式参与。

表 2 2024 年各地新能源参与现货市场方式

新能源参与现货市场方式	省（区、市）/地区（区域）
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、吉林、黑龙江、新疆、青海
报量不报价	山西、陕西、河南
报量报价 / 报量不报价	辽宁、宁夏
不参与	浙江、福建、四川、重庆、上海

表 3 2024 年各地用户侧参与现货市场方式

用户参与现货市场方式	省（区、市）/地区（区域）
报量报价	甘肃
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
不报量不报价	蒙西、湖北、青海、江苏、浙江、福建

3. 辅助服务市场

辅助服务品种日益丰富。在区域层面，华北、华东、华中、东北、西北主要开展区域内调峰交易，实现区域内资源余缺互济；南方开展与区域现货市场相衔接的区域调频、备用交易。在省内，各地主要开展调峰、调频等辅助服务交易，并根据电网实际运行需要，不断调整丰富辅助服务交易品种，探索爬坡等灵活调节资源的交易。

专栏 5 南方区域调频辅助服务市场实践

南方区域调频辅助服务市场于 2021 年 7 月 1 日正式运行，是国内首个以调频服务为交易品种的区域辅助服务市场，显著增强了南方区域电力系统的调频能力，为新能源大规模接入和消纳提供有力支撑。

2024 年，南方区域调频辅助服务市场总体运行平稳有序，市场年出清均价为 11.23 元 / 兆瓦，年调频总里程约 1.22 亿兆瓦。

随着独立储能 2024 年 2 月进入市场，南方区域调频辅助服务市场竞争加剧，市场整体呈现出

“量增价减”的趋势。2024 年南方区域调频辅助服务市场平均出清价格同比下降 11.9%，提供里程同比提升 10% 以上。

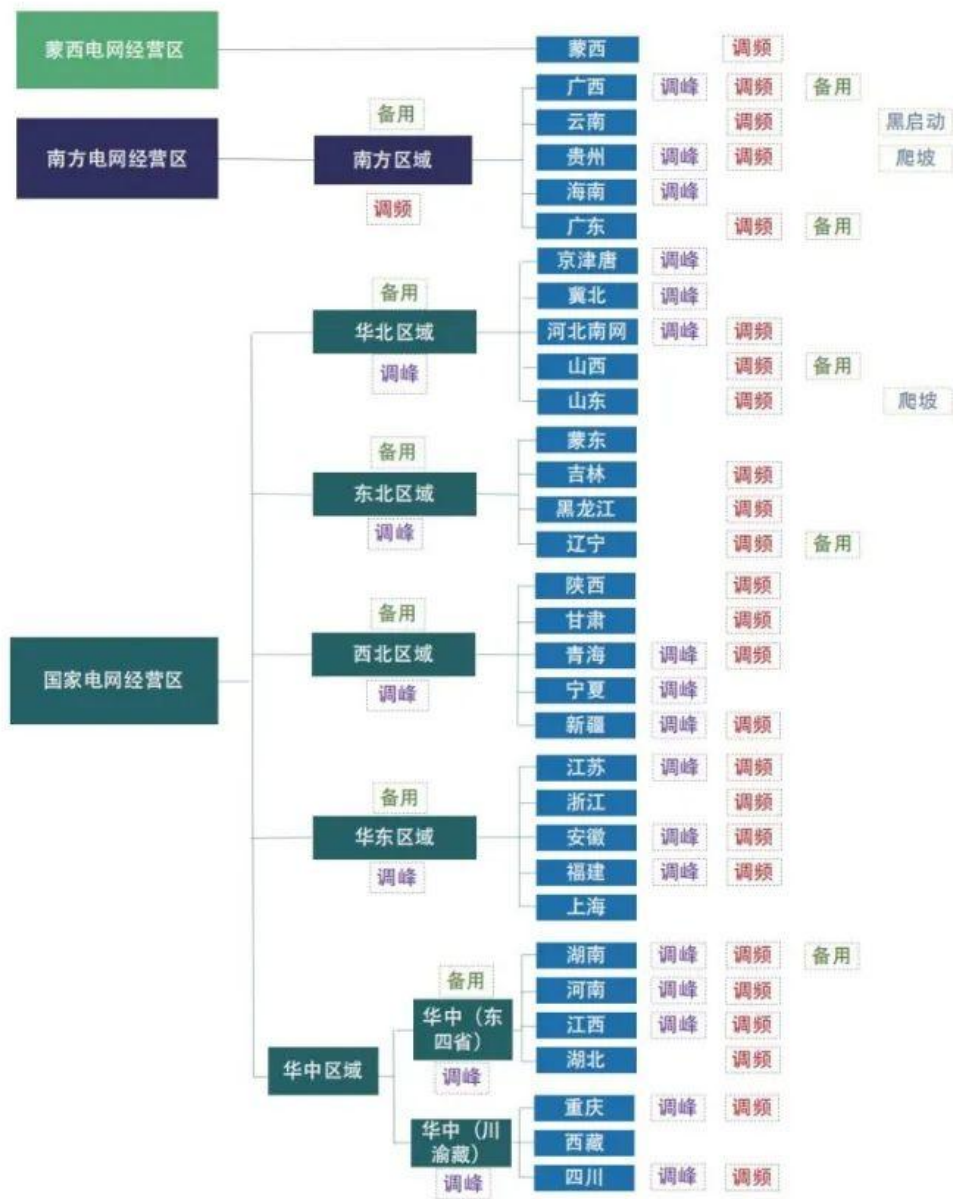


图 15 我国电力辅助服务市场品种

2024 年，全国电力辅助服务市场费用为 402.5 亿元，其中用户侧分摊费用 11.1 亿元，用户侧分摊占比 2.8%，用户侧平均度电分摊价格为 0.0008 元 / 千瓦时。发电侧煤电、风电、光伏发电、核电、水电、气电、其他电源分摊比例分别为 24%、44%、19%、8%、3%、1%、1%，发电侧平均度电分摊价格为 0.0053 元 / 千瓦时。

分品种来看，调峰、调频、备用、其他费用分别为 330.4、68.9、2.9、0.3 亿元。

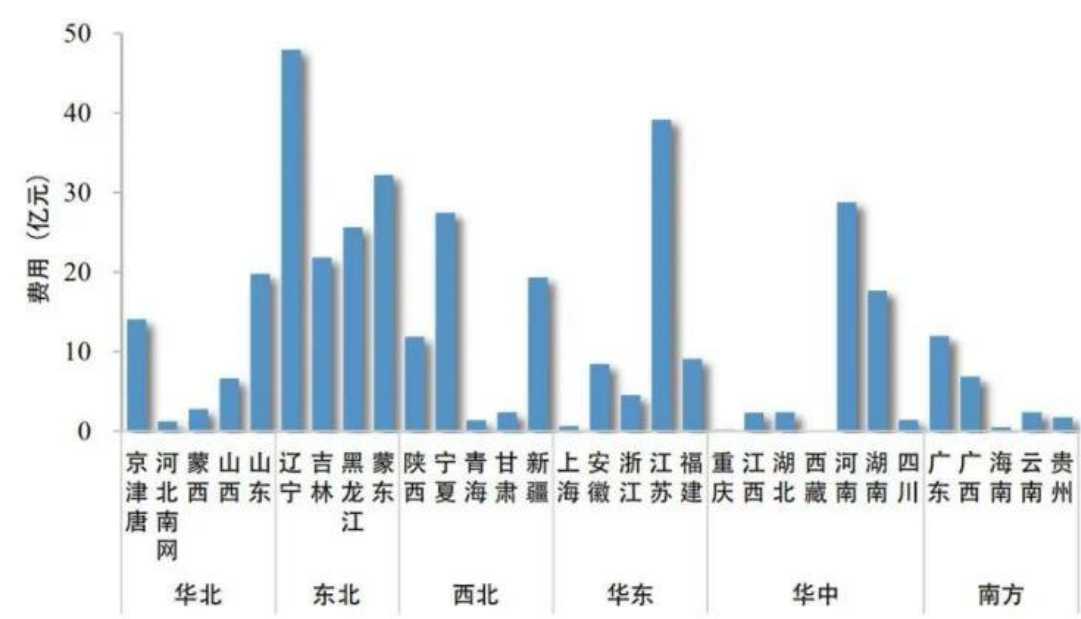


图 16 2024 年各地辅助服务市场费用情况

4. 市场衔接

中长期市场、现货市场和辅助服务市场协同发展。电力中长期市场夯实保供稳价基础、现货市场引导供需高效调

节、辅助服务市场有效支撑系统稳定运行的作用充分发挥。中长期市场交易频次和周期逐步趋近现货市场开市前，中长期市场不间断连续运营给予经营主体灵活调仓机会，山西、山东、广东等现货市场转正省份短周期中长期市场交易价格逐步与现货市场趋同；辅助服务市场与现货市场组织运营更加有序，调峰市场逐步与现货市场融合。2024 年 4 月 19 日，国家能源局山东监管办、山东省发展改革委、山东省能源局联合印发《山东电力市场规则（试行）》，将原有电力中长期、现货等规则进行修订整合，推动中长期、现货、辅助服务市场有机融合，交易组织、计量结算、信息披露、风险防控等环节协同衔接。

批发市场和零售市场相互贯通。售电公司对代理用户的负荷曲线管理作用更加明显，专业化服务水平得到进一步提升。零售市场套餐更加丰富，批零价格联动套餐比例提升，批发市场价格信号更好地向用户侧传导。

（三）规则体系初步完善，制度基础有效夯实

2024 年，国家发展改革委、国家能源局持续完善市场规则制度，印发《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委 2024 年第 20 号令）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9 号）、《电力中长期交易基本规则—绿

色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123 号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76 号），电力市场基础规则体系初步构建，奠定了全国统一电力市场的制度基础。

《电力市场运行基本规则》从市场成员、交易类型与方式、电能量交易、电力辅助服务交易等方面，进一步规范电力市场行为；《电力市场信息披露基本规则》明确信息披露原则和方式、信息披露内容、披露信息调整等，规范电力市场信息披露行为；《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》规范绿色电力交易方式，推动绿色电力交易更好融入电力中长期交易；《电力市场注册基本规则》规范市场经营主体参与市场的基本条件和注册流程。



图 17 全国统一电力市场“1+6”基础规则体系

（四）能源转型持续推进，绿证绿电放量增长

持续深化绿电市场建设。为助力我国经济绿色低碳高质量发展，支持企业积极应对绿色贸易壁垒，更好参与国际市场竞争，北京电力交易中心组织研究编制了多年期绿电交易协议参考模板（PPA），对多年期绿色电力协议签订方式、违约处理等关键环节提出了具有操作性的建议，以使用户长期稳定采购绿色电力。

绿证交易量实现翻两番。2024 年全国完成绿证交易 4.46 亿个，同比增长 364%。其中，绿证单独交易 2.77 亿个，绿色电力交易绿证 1.69 亿个。绿证单独交易以跨省交易为主，2024 年跨省绿证单独交易达 2.56 亿个，约占单独交易总量的 92.32%。绿色电力交易以省内交易为主，2024 年省内绿色电力交易绿证达 1.52 亿个，约占绿色电力交易绿证总量的 89.64%。分省来看，2024 年内蒙古自治区出售绿证规模最大、达 8041 万个，浙江省购买绿证规模最大、达 7622 万个。

绿电交易总量大幅提升。2022 年全国绿色电力交易电量为 181 亿千瓦时，2023 年达 697 亿千瓦时。2024 年，继国家电网、南方电网之后，蒙西电网获批复同意开展绿色电力交易，标志着绿色电力交易实现全覆盖。2024 年，全国各电力交易中心累计完成绿色电力交易电量 2336 亿千瓦时，

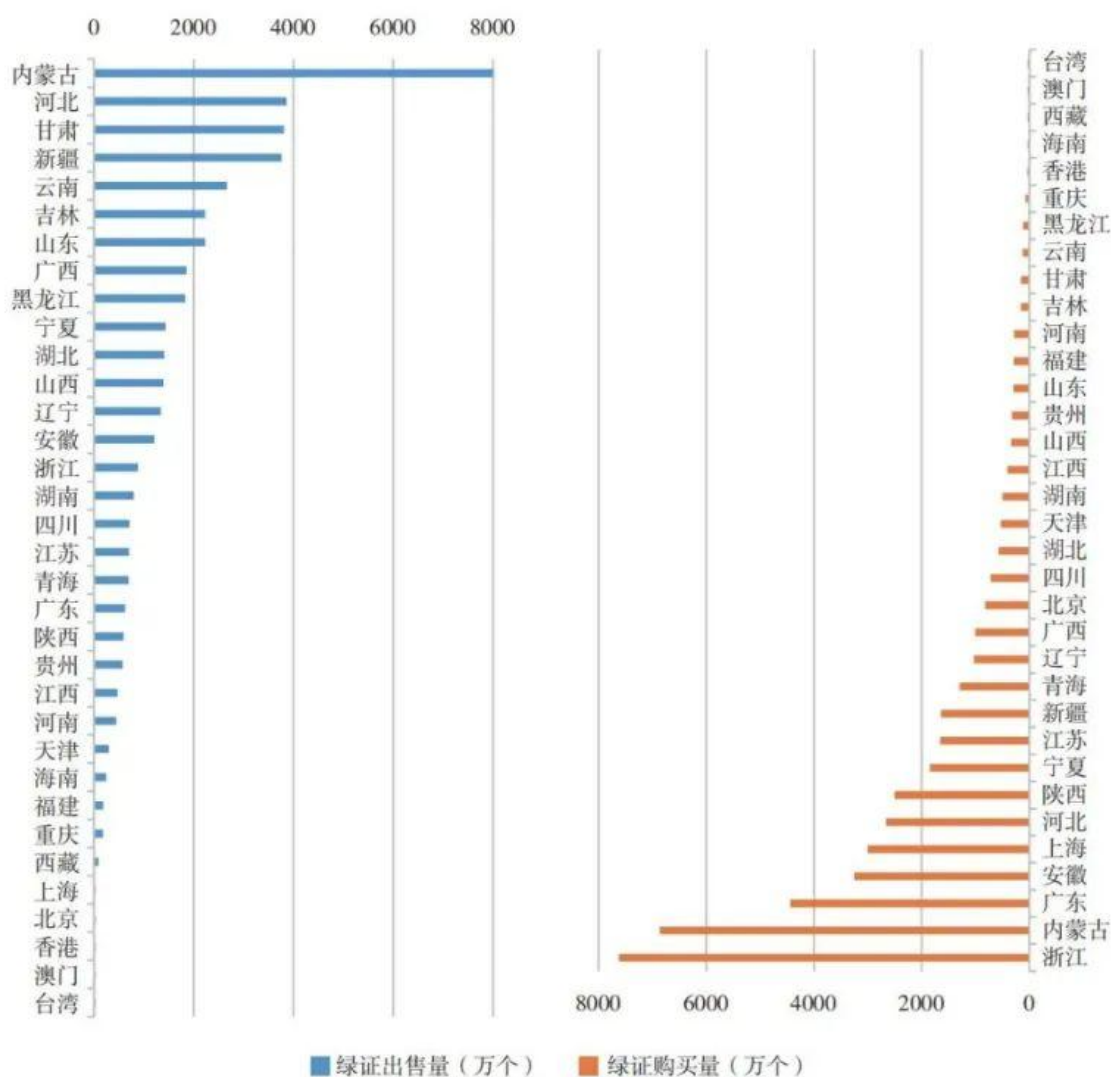


图 18 2024 年全国各省（区、市）绿证出售及购买情况

同比增长 235.2%。其中，国家电网经营区绿色电力交易电量 1358 亿千瓦时，南方电网经营区绿色电力交易电量 221 亿千瓦时，蒙西电网经营区绿色电力交易电量 757 亿千瓦时。分地区来看，2024 年蒙西绿色电力交易规模最大，冀北和辽宁次之。

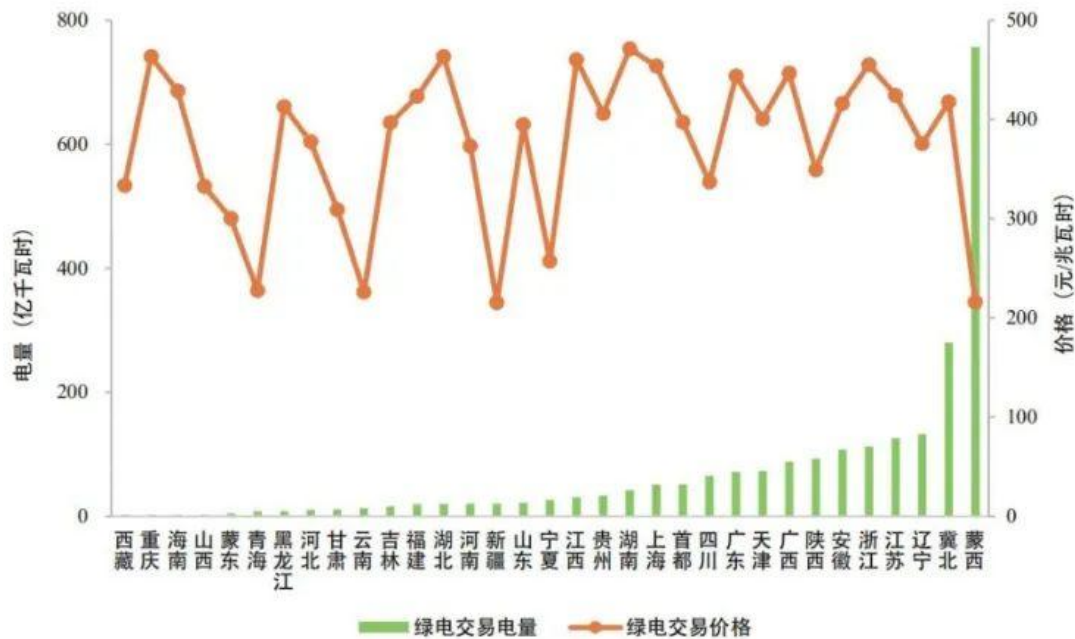


图 19 2024 年全国各地绿色电力交易电量及交易均价情况

专栏 6 在华国际化工企业参与绿色电力交易

自 2021 年起巴斯夫在华参与绿色电力交易；2022 年，巴斯夫绿电采购量达 3.3 亿千瓦时；2023 年，巴斯夫与国家电投、明阳集团签署长期绿电采购协议；2024 年，巴斯夫与中国能建广东院签署为期 25 年的电力购买协议（PPA），为巴斯夫湛江一体化基地采购可再生电力。

2024 年，为进一步推动企业自身清洁化生产，巴斯夫杉杉电池材料有限公司在长沙和宁夏基地建设分布式光伏电站。此外，2024 年巴斯夫与中

电国际（CLP China）和远景科技集团（Envision Energy）签署为期 10 年的嵌套式购电协议，以期在未来十年实现南京、如东和镇江基地 100% 可再生能源供应。

（五）市场信号精准引导，保供稳价作用凸显

电力市场助力保障电力供应。电力中长期交易电量占市场化电量比重超 90%，充分发挥“压舱石”作用。2024 年迎峰度夏期间，在用电负荷大幅高于往年情况下，依托电力中长期及省间现货市场，跨区通道最大送电能力达 1.42 亿千瓦，最大支援华东、西南 1400 万千瓦，有效保障经济社会发展用电需要。

高峰高价激励火电企业积极保供。在用电负荷高峰、新能源出力下降时段，现货市场价格同步上涨，火电企业通过强化设备运维、优化厂用电等措施，确保高峰高价时段能够顶峰发电，保障电力供应。例如，2024 年蒙西火电机组发电受阻率、非计划停机率分别由现货市场连续试运行前的 13.7%、4.7% 下降至 4.9%、2.4%，顶峰发电能力大幅提升，有效保障迎峰度夏、度冬期间的电力供应。

价格信号引导工商业用户错峰用电。电力现货市场形成的分时价格信号能够有效挖掘用户侧调节潜力，对于具备调节能力的工商业用户，通过优化生产时序安排，将更多的生产计划调整至低价、零价甚至负价的时段，既有利于降低用电成本，对电力保供和消纳新能源也有着积极的促进作用。例如，2024 年山东省通过价格信号引导可调节负荷转移，实现午间填谷 508 万千瓦、晚间削峰 225 万千瓦，促进了新能源消纳和提升电网安全稳定运行水平。

用能成本总体保持稳定。在近年全球范围内能源供应趋紧、价格大幅波动的背景下，我国通过完善电价机制、推进市场化交易等措施，保持电价基本稳定，实现用能成本总体可控。

专栏 7 山西现货市场推动电力保供能力全面提升

山西依托电力现货市场，引导“源网荷储”密切跟踪供需变化，充分发挥保供和调节作用，成功应对历史最高负荷考验。

一是激励发电侧顶峰发电。充分发挥现货市场价格引导作用，2024 年度夏、度冬期间，省调机组开机容量创历史新高。发电企业为响应价格信

号，提前设备消缺，降低机组发电受阻容量。山西现货市场自 2021 年 4 月启动不间断运行以来，全省日均增加顶峰发电能力约 5%。二是推动新型主体参与保供。2024 年燃气机组累计启停调峰 510 台次，同比增加 30%；引导 12 家独立储能、5 家虚拟电厂通过市场化方式参与电网调节，发挥顶峰能力 150 万千瓦。三是引导负荷侧资源优化用电。现货市场分时电价向零售用户疏导，引导用户由“接受价格”向“响应价格”转变，主动调整用电行为，用电负荷由晚高峰向中午低谷转移约 200 万千瓦，以市场化方式实现了负荷移峰填谷，电力保供能力显著提升。

（六）零售市场稳步扩容，交易电量稳中有增

售电公司作用更加凸显。2021—2024 年，开展业务的售电公司数从 1889 家增长到 2613 家，年均增长率约 11.4%。所代理的零售用户数从 31.76 万增长到 65.35 万，年均增长率约 27.2%，售电公司平均代理零售用户数约为 250 个，售电公司数量与代理零售用户数保持逐年稳定增长。



图 20 2021—2024 年零售市场经营主体数量

零售市场电量稳中有增。2021—2024 年，零售市场交易电量从 2.41 万亿千瓦时增长到 3.66 万亿千瓦时，年均增长率约 14.9%，市场规模持续扩大。



图 21 2021—2024 年零售市场交易电量及增长情况

（七）新型主体蓬勃发展，业态类型加快丰富

新型储能参与市场方式更加多样。2024 年，我国新型储能参与电力市场呈现“政策框架统一、区域差异化探索、技术多元化应用”的特征，通过参与电能量市场、辅助服务市场等多途径实现收益。山东、广东储能以“报量报价”方式参与现货，山西储能可自主选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与现货，甘肃储能以“报量不报价”方式参与现货，在电价高峰放电、低谷充电。广东、甘肃、山西、山东等地储能可自主选择参与现货和调频市场。

虚拟电厂参与电力市场有益尝试。《2024 年能源监管工作要点》要求，切实发挥需求侧参与系统调节作用，推动用户侧储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型主体进入电力市场。《国家能源局关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》（国能发法改〔2024〕93 号）提出，新型经营主体参与市场与其他经营主体享有平等的市场地位，鼓励新型经营主体平等参与电力市场。各地积极探索通过多种交易品种互补，鼓励虚拟电厂等新型经营主体参与电能量市场、辅助服务市场。市场经营主体多元，有华能、国电投、三峡、京能等国有企业，有电管家、特来电、蔚来汽车、万邦数字等民营企业，有芬欧汇川等外资企业。

专栏 8 甘肃新型储能参与电力市场

甘肃探索建立有利于新型储能参与的市场机制，为不同场景新型储能提供商业途径：新型储能在电力现货市场通过“低充高放”获取电能量价差收益，在辅助服务市场通过提供调频服务获得补偿。截至 2024 年底，甘肃新型储能装机规模 442 万千瓦 /1153 万千瓦时，新型储能在自主参与市场的情况下，2024 年平均利用小时数 1146 小时，其中电网侧储能 2074 小时，电源侧储能 944 小时，基本实现日均一充一放，部分日期实现两充两放。

甘肃新型储能 80% 以上为新能源配建储能，存在“点多、量少、控制难”的特点。为充分发挥储能在电力系统平衡和新能源消纳方面的规模化作用，甘肃创新运用新型储能协调控制系统，探索尝试储能资源的市场化和精准化调控。2024 年甘肃新型储能累计充电量 20.91 亿千瓦时，提升新能源利用率 2.41 个百分点；用电高峰时段最大放电电力 323 万千瓦，有效缓解电力保供压力。在甘肃新能源装机占比超过 64%、日最大出力波动超过 2000

万千瓦的情况下，助力电力安全稳定供应，支持新能源利用率在 90% 以上。

（八）监管体系持续健全，市场治理逐步规范

完善电力市场监管规则制度。2024 年 11 月，十四届全国人大常委会第十二次会议审议通过能源法，提出加快建立主体多元、统一开放、竞争有序、监管有效的能源市场体系，推动能源领域自然垄断环节独立运营和竞争性环节市场化改革，依法加强对能源领域自然垄断性业务的监管和调控。2024 年 4 月，国家发展改革委、国家能源局制修订《电力市场监管办法》（国家发展改革委 2024 年第 18 号令），进一步明确电力市场监管职责，完善对各类电力市场成员的监管内容，着力维护电力市场秩序，保障电力市场统一、开放、竞争、有序。

开展电力市场秩序突出问题专项监管。聚焦电力领域突出矛盾和电力市场化交易及市场运行中存在的突出问题，国家能源局在全国开展涵盖市场规则执行、市场竞争行为、信息披露报送等内容的电力市场秩序专项监管。针对监管发现问题，国家能源局印发《关于进一步规范电力市场交易行为

有关事项的通知》(国能综通监管〔2024〕148号),从全面贯彻落实全国统一电力市场建设部署、推动经营主体间合规交易、规范市场报价行为、定期做好监测分析、强化日常监管等五个方面提出规范性要求。

开展电力市场不当干预行为整治。为进一步明晰行政干预行为判定界限、统一判断标准、明确相关工作程序,国家能源局制定《以行政手段干预电力市场化交易行为整治工作指引(试行)》,建立国家发展改革委、国家能源局联办机制,并进一步明确了不当干预行为判定标准和工作程序,为持续开展以行政手段干预电力市场化交易行为专项整治提供依据和指引。

专栏9 电力企业串谋报价等行为整治典型案例

国家能源局山东监管办依法依规对4家发电企业组织所属电厂串通报价等行为进行调查,并作出罚款金额合计112万元的行政处罚。

国家能源局浙江监管办依法依规对某电力国企2家下属发电企业串通报价、操纵市场行为进行调查,并作出罚款金额合计50.4万元的行政处罚。

国家能源局华中监管局依法依规对某电力交易

中心通过事后调整合同电量变相减轻售电公司偏差考核的行为进行调查，并作出罚款金额 46 万元的行政处罚。

深入开展电力市场数字化监管。为加快推进电力市场数字化监管工作，推动实现数字化监管常态化开展，国家能源局印发《关于推进电力市场数字化监管工作的通知》（国能发监管〔2024〕84 号），按照“统一标准、数据共享、分批开展、持续完善”的思路，指导各地建立适合当地实际、科学完备的电力市场数字化监管指标体系，不断提升市场监管的整体性和协同性；推动各地完善电力市场数字化监管功能设计，包括市场基础数据实时监测、风险预警和在线监管等功能，聚焦远程、实时电力市场数字化监管工作开展需求；指导国家能源局各派出机构建立健全电力市场数字化监管工作机制，探索实践电力市场数字化监管应用。

专栏 10 山东积极探索电力市场数字化监管

伴随电力现货市场建设推进，数字化监管也提上日程，结合山东电力现货市场建设和运营特点，

山东在已有平台基础上，创新构建包含 5 大类 247 项指标的市场监管指标体系，为各地实现数字化监管提供参考模板。同步推进数字化监测系统建设开发，包括运行监视、行为监测、效益监测等 6 大模块，实现市场运行分析、异常行为识别及风险识别预警等功能。

截至 2024 年底，山东电力市场数字化监管系统已连续稳定运行一年，累计接入主体申报、市场运行和交易结算等核心数据 1153 项，生成监测周报 26 份、月报 6 份。国家能源局山东监管办依托数字化监测手段，共发现超阈值指标 31 项，发现电力市场秩序突出问题线索 22 项，主要包括发电企业集中报价、通过报高价规避开机趁机消缺等违规行为，以及利用中长期与现货市场价差的季节性特点超签电量套利等典型问题，为市场风险防控、规则修订和监管执法提供了依据和支撑。

三、2025 年电力市场建设重点

2025 年，全国统一电力市场体系将初步建成，更好发挥促进电力保供、低碳转型、稳定价格的作用。形成电力市场“1+6”基础规则体系，印发电力市场辅助服务、计量结算基本规则，修订《电力中长期交易基本规则》，通过中长期市场更好落实省间优先发用电计划，形成稳定的省间基础潮流，有效衔接省间中长期连续交易和现货市场，促进余缺互济；有效衔接省内中长期和现货连续交易，实现电力电量渐进式平衡调控，夯实省内电力保供基本盘；提升中长期交易灵活性，支持各地结合实际完善年度、月度、月内等不同周期合同调整机制，鼓励相关经营主体根据自身需求，灵活开展中长期合同转让、变更等交易，提高合同履约质量。跨电网经营区电力交易实现常态化，统一市场规则、交易品种和交易时序，促进电力资源在全国范围内的优化配置。基本实现现货市场全覆盖，南方区域电力市场转入连续结算试运行，省级现货市场全面实现连续结算，强化中长期市场、现货市场、辅助服务市场的有效衔接。

推动新能源上网电量全面参与市场，完善辅助服务价格政策和交易规则，加快构建适应新型电力系统的市场价格机制。**建立电力市场评价制度**，加强各地电力市场建设横向对比和历年进展纵向分析，引导市场有序发展。**进一步完善电力市场监管体系**，持续开展电力领域综合监管、电力市场秩序专项监管，常态化开展地方不当干预电力市场交易行为整治，创新数字化监管方式，充分发挥电力市场管理委员会行业自律、市场运营机构市场监测、监管机构专业监管的电力市场运行“三道防线”作用，推动落实中长期电力交易签约履约激励约束机制，防范市场风险，保障市场稳定，深化市场信用监管，增强经营主体诚实守信意识。

四、大事记

2024年1月9日，国家能源局印发《2024年能源监管工作要点》（国能发监管〔2024〕4号），提出系统推动全国统一电力市场体系建设。

2024年1月31日，国家能源局印发《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号），进一步对电力市场信息披露进行规范，明确信息披露的原则和方式、信息披露内容、披露信息调整、信息保密和封存等有关内容。

2024年2月7日，国家发展改革委、国家能源局联合印发《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），规范调峰、调频、备用服务等三类辅助服务价格形成机制。

2024年4月12日，国家发展改革委出台《电力市场监管办法》（国家发展改革委2024年第18号令），进一步明确国家能源局及其派出机构的监管职责，扩大监管范围，规范各类市场参与者行为，完善市场规则体系和增补监管措施。

2024 年 4 月 25 日，国家发展改革委出台《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委 2024 年第 20 号令），全国统一电力市场“1+6”基础规则体系中的“1”正式落地，为全国统一电力市场体系建设提供基础制度规则遵循。

2024 年 4 月 25 日，国家能源局印发《关于开展 2024 年电力市场秩序突出问题专项监管的通知》（国能综通监管〔2024〕61 号），在全国范围内开展电力市场秩序突出问题专项监管，重点对交易规则执行情况、限制市场竞争情况、信息披露及报送情况、其他电力市场秩序突出问题进行监管。

2024 年 6 月 17 日，山东电力现货市场转入正式运行，成为 2024 年首个，也是全国范围内第三个转入正式运行的省级电力现货市场。

2024 年 7 月 1 日，长三角电力市场暨省市间电力互济交易正式启动。按照电力互济、错峰互补、容量互备、供需互动的总体思路，长三角电力市场涵盖富余需求侧可调节资源、富裕新能源消纳等 6 个交易品种。

2024 年 7 月 24 日，国家发展改革委、国家能源局印发《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123 号），明确按照“省内为主、跨省区为辅”的原则，推动绿色电力交易有序开展，满足电力用户绿色电力购买需求。

2024年7月29日，国家能源局在京召开会议，启动部署2024年电力领域综合监管现场监管工作，在黑龙江、安徽、山东、广西、四川和宁夏等6个省（区）开展新一轮电力领域综合监管，围绕煤电规划建设和改造升级、电网公平开放接入服务、电网企业利用自然垄断优势向下游竞争性环节延伸、电力调度交易与市场秩序、可再生能源消纳、“获得电力”服务水平提升、加快建设全国统一大市场举措落实等7个方面开展监管。

2024年9月5日，甘肃电力现货市场转正式运行大会在兰州召开，标志着甘肃电力现货市场连续不间断结算试运行40个月后转入正式运行。

2024年9月13日，国家能源局印发《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号），进一步规范市场主体注册管理水平，解决各地在实际工作中存在的准入标准模糊、设置准入门槛、注册流程不统一、经营主体多头注册等问题。

2024年10月15日，经历近1000天的实践检验，省间电力现货市场转入正式运行。省间电力现货市场覆盖国家电网和蒙西电网经营区，能够有效反映市场供需，形成能涨能跌的市场化价格机制，是全国统一电力市场的重要组成部分。

2024年10月25日，国家发展改革委在江西省南昌市

召开推进全国统一电力市场建设现场会。国家发展改革委党组成员、副主任李春临，国家能源局党组成员、副局长宋宏坤出席会议并讲话。会议充分肯定了全国统一电力市场建设取得的重要阶段性进展，要求各有关方面要重点聚焦加快电力现货市场建设、推进中长期市场连续运营、强化省间市场大范围资源配置能力、促进各级各类电力市场衔接协同等关键环节，持续完善电力市场体系和交易机制，加快建设适应新型电力系统要求、更好服务高质量发展的全国统一电力市场。

2024 年 11 月 28 日，国家能源局印发《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》（国能发法改〔2024〕93 号），明确新型经营主体定义范围，规范新型经营主体调度运行管理要求，优化完善新型经营主体的市场注册、交易机制与计量结算，推动新型经营主体公平参与电力市场，以市场机制促进新型经营主体创新发展。

2024 年 11 月 29 日，在国家能源局统筹组织下，中国电力企业联合会联合多家单位共同发布《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》。

2024 年 11 月 30 日，南方区域电力市场完成首次全月结算试运行，对南方区域电力市场的市场机制设计、运营组织流程、技术支撑能力进行了全方位验证，为未来转入连续结算试运行乃至正式运行奠定基础。

2024 年 12 月 15 日，2025 年全国能源工作会议在京召开。国家发展改革委党组书记、主任郑栅洁出席会议并讲话，国家能源局党组书记、局长王宏志作工作报告。会议强调，持续深入推进实施能源安全新战略，加快规划建设新型能源体系，加快建设全国统一电力市场，着力提高监管效能和水平，将 2025 年初步建成全国统一电力市场作为能源工作重点。