

## 中国经济高质量发展系列研究

### 数字经济：绿色电力+绿色算力协同发展，新市场孵化新业态



环保公用组分析师：陶贻功、梁悠南

# 并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

## 数字经济：绿色电力+绿色算力协同发展，新市场孵化新业态

### 核心观点

- **可再生能源装机占比超过 50%，能源转型推动市场化改革提速。**截至 2023 年末，全国可再生能源发电总装机达 15.16 亿千瓦，同比增长 25%，占全国发电总装机的 51.9%。能源转型加速，要求适应新型电力系统的市场机制创新。电价方面，煤电容量电价落地，辅助服务价格机制完善；电量方面，现货基本规则落地并明确各省现货市场建设进度。
- **电改提速，电力现货覆盖范围持续扩大。**第二次电改明确提出建立中长期与现货并举的电力市场，近年来电改提速推动电力现货覆盖范围持续扩大。截至 2023 年末，第一批 8 个试点地区中，山西、广东进入正式运行；第二批 6 个试点地区中，5 个进入长时间结算试运行；其余非试点地区全部进入试运行阶段。我们预计电力现货市场规模扩大，2025、2030 年现货电量有望达到 6500 亿千瓦时、1.3 万亿千瓦时。2023 年新能源市场电比例接近 50%，预计 2030 年全面参与电力现货市场，以市场方式促进变动成本更低的新能源优先消纳。
- **数字经济激发海量绿电需求，开辟新能源发展新时代。**数字经济与电气化高度契合，数字经济的爆发将为电力需求带来显著增量。仅以数据中心为例，我们预计 2025、2030、2035 年国内数据中心用电量分别为 0.51 万亿千瓦时、1.27 万亿千瓦时、2.90 万亿千瓦时，占全社会用电量比例分别为 5%、9.8%、17.6%；我们搭建了“数据中心-电力系统需求模型”，测算出 2026-2030 年，仅为满足数据中心耗电需求催生的光伏、风电年均新增装机可达 64GW、28GW，2031-2035 年升至 137GW、60GW；风光装机带动储能配套，截至 2030 年、2035 年，预计储能累计新增装机可达 350.9GWh、1926.6GWh。
- **数字经济赋能电力现货交易，助力电力企业减少亏损、增厚盈利。**随着电力现货市场在全国范围内铺开，电力企业需面对现货电价波动、运营灵活性要求、技术与人才储备等挑战。对于新能源企业，数字化、智能化分析模型有助于提高功率预测准确度，降低出力随机性造成的偏差考核风险；对于其他电力企业或售电公司，依托人工智能和机器学习等技术的自动算法交易有望增厚盈利水平。目前自动交易已主导欧洲电力市场，2022 年欧洲最大的短期电力交易所巴黎 Epex Spot SE，自动交易占比 60%左右，部分电力交易公司依托自动交易获得高额利润。
- **投资建议：**（1）数字经济加速电气化，数据中心、5G 基站等基础设施建设释放海量用电需求。伴随国家“双碳”能源转型，绿色电力和绿色算力协同发展，看好新能源装机长期成长空间；（2）数字经济赋能电力现货交易，助力电力企业减少亏损、增厚盈利。随着电力现货在全国范围内铺开，电价波动显著扩大，电力企业需要借助数字化转型，应对现货市场带来的挑战和机遇。我们预计具有较强运行管理能力的龙头发电企业有望受益；（3）个股建议关注：皖能电力、浙能电力、华电国际、国电电力、华能国际、协鑫能科、长江电力、川投能源、中国广核、中国核电等。

### 分析师

陶贻功：S0130522030001

梁悠南：S0130523070002

### 风险提示

- 1、装机规模不及预期的风险；
- 2、煤炭价格持续高位的风险；
- 3、上网电价下调的风险；
- 4、行业竞争加剧的风险等。

## 目录

|                                       |    |
|---------------------------------------|----|
| 一、电改持续深化，电力商品价值多维化.....               | 2  |
| （一）电力市场历程及现状：市场全形态运营，市场电比例超过 60%..... | 2  |
| （二）电力市场展望：电量交易精细化，电力价值多维化 .....       | 3  |
| 1. 电量：省间优先级高于省内，中长期与现货衔接 .....        | 4  |
| 2. 电价：价值多维化，调节性价值和绿色环境价值占比上升 .....    | 5  |
| 二、电改提速，电力现货覆盖范围持续扩大.....              | 7  |
| （一）电力现货发展历程及现状.....                   | 7  |
| 1. 发展电力现货的意义：促进消纳、引导需求、增强保供能力 .....   | 7  |
| 2. 电力现货政策回顾：覆盖范围持续扩大，各省建设时间点明确 .....  | 9  |
| 3. 电力现货试点现状：全国范围铺开，山西、广东已正式运行 .....   | 9  |
| （二）电力现货市场展望.....                      | 11 |
| 1. 交易规模不断扩大，2030 年现货电量超过 1 万亿千瓦时..... | 11 |
| 2. 市场机制衔接更为完善，购建全国统一电力市场 .....        | 12 |
| 3. 2030 年新能源全面参与电力现货市场 .....          | 12 |
| 4. 电力期货市场迎来发展机遇 .....                 | 13 |
| 三、绿色电力+绿色算力协同发展，新市场孵化新业态 .....        | 14 |
| （一）数字经济激发海量绿电需求，开辟新能源发展新时代 .....      | 14 |
| （二）数字经济赋能新型电力系统建设，助力能源体系升级变革 .....    | 17 |
| （三）数字经济辅助新能源现货交易，降低交易风险 .....         | 18 |
| 1. 新能源参与现货面临降价风险.....                 | 18 |
| 2. 人工智能提高功率预测准确性.....                 | 20 |
| （四）自动算法交易主导欧洲电力市场，部分企业获得高额利润 .....    | 23 |
| 四、投资建议 .....                          | 26 |
| （一）投资策略.....                          | 26 |
| （二）投资组合与盈利预测 .....                    | 26 |
| 五、风险提示 .....                          | 27 |

## 一、电改持续深化，电力商品价值多维化

### （一）电力市场历程及现状：市场全形态运营，市场电比例超过 60%

回顾我国电价改革历程，从计划走向市场。改革开放以来，我国电力行业经历了深刻变革，电力市场化建设持续推进，资源配置效率持续提升，推动了我国经济社会发展的全面进步。中发 9 号文开启新一轮电改，确定了“三放开、一独立、三强化”的改革基本路径以及“放开两头、管住中间”的体制框架。有序放开发电用电价格，市场形成价格比例快速提升。推动上网、销售环节政府定价快速向市场定价转变，促进了电力资源优化配置。

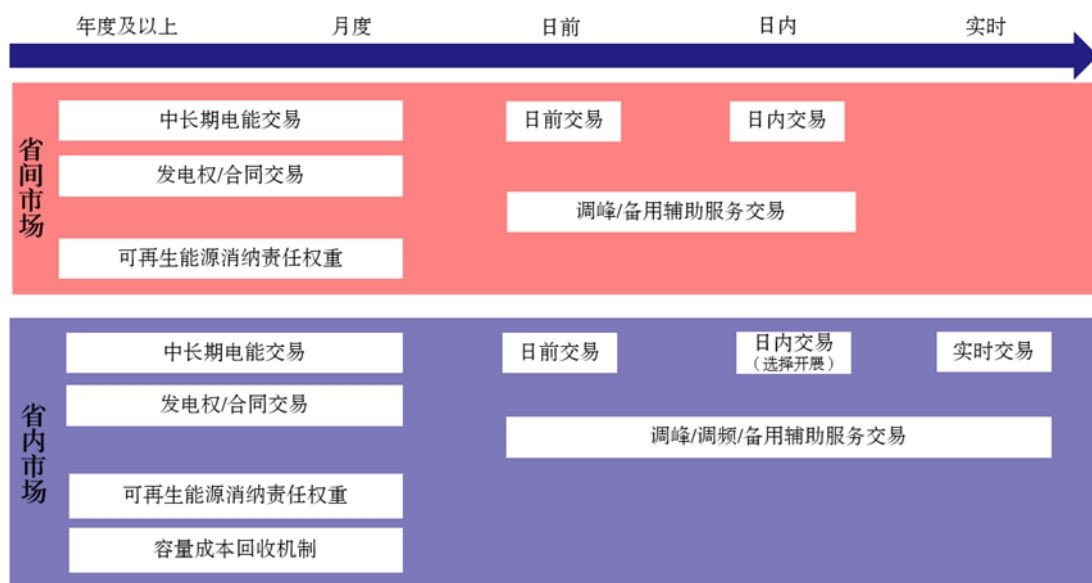
图 1：我国电价改革历程时序图



资料来源：中国电力新闻网，中国银河证券研究院

“中发 9 号文”开启第三轮电改，电力市场化探索取得积极成效。根据中电联 2023 年经济形势与电力发展分析预测会，目前已形成覆盖省间省内、覆盖多时间尺度和多交易品种的全市场结构体系，有效承接发用电计划放开，有力促进能源资源大范围优化配置。2022 年是我国电力市场全形态运营的第一年，也是我国电力市场建设历程中具有标志性意义的一年。随着新型电力系统建设不断推进，以及电力市场化改革逐步迈入“深水区”、“无人区”，电力市场建设面临供需形势变化拐点和新能源消纳与发展形势拐点。

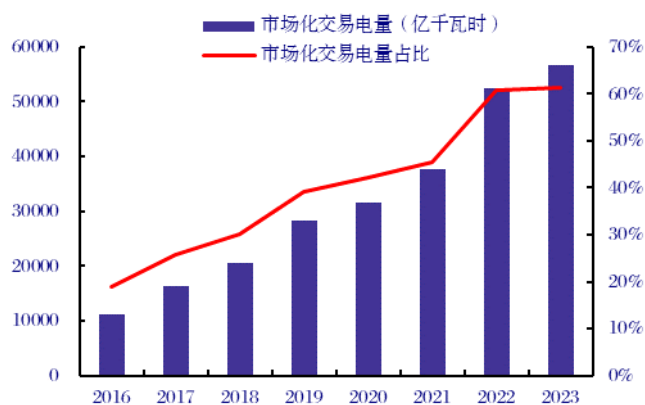
图2：近期省间及省内市场交易品种



资料来源：中国电力《中国电力市场建设路径及市场运行关键问题》马莉，中国银河证券研究院

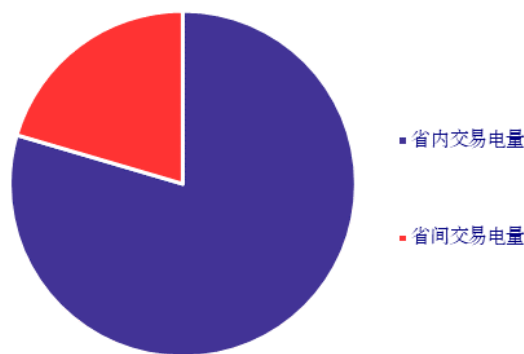
市场交易规模持续扩大，市场电比例超过 60%。根据中电联《2023 年 1-12 月份全国电力市场交易简况》，2023 年全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 56679.4 亿千瓦时，同比增长 7.9%，占全社会用电量比重为 61.4%，同比提高 0.61 个百分点。省内交易电量合计为 45090.1 亿千瓦时，其中电力直接交易 42995.3 亿千瓦时（含绿电交易 537.7 亿千瓦时、电网代理购电 8794.7 亿千瓦时）、发电权交易 1964.2 亿千瓦时、其他交易 130.5 亿千瓦时。省间交易电量合计为 11589.4 亿千瓦时，其中省间电力直接交易 1293.6 亿千瓦时、省间外送交易 10159.7 亿千瓦时、发电权交易 136.1 亿千瓦时。

图3：全国市场化交易电量及占比



资料来源：中电联，中国银河证券研究院

图4：2023 年全国市场化电量结构



资料来源：中电联，中国银河证券研究院

## （二）电力市场展望：电量交易精细化，电力价值多维化

资源禀赋决定我国应形成“构建大电网、融入大市场”的发展格局。电力市场的发展有其路径依赖，历史和现实条件、物理和社会环境决定其发展路径不唯一，需要积极探索建设具有中国特色的电力市场体系。我国能源资源与生产力逆向分布，80%以上的煤炭、水能、风能和太阳能资源分布在西部和北部地区，70%以上的电力消费集中在东中部地区，能源基地距离负荷中心

1000-4000 公里。随着中东部负荷和“三北”地区新能源装机规模持续增长，电力电量平衡及清洁能源消纳仅依赖本省、本区域已难以为继，电力电量平衡已由“分省分区”平衡全面向“全网统一平衡”转变，客观上要求构建大电网、大市场，实现大范围优化配置。截至 2023 年 6 月底，我国“西电东送”输电能力已超过 3 亿千瓦，其中跨省跨区直流通度夏期间最大输电能力可达 1.8 亿千瓦。

表1：中美欧电力市场对比

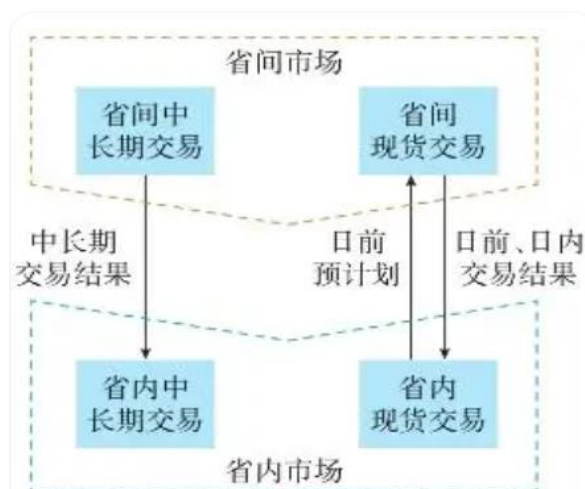
|       | 美国市场                     | 欧洲市场                                      | 中国市场                                                          |
|-------|--------------------------|-------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| 资源分布  | 资源与负荷分布相对较为均衡和分散         | 各国能源结构互补，负荷分布相对较分散                        | 能源资源与用电负荷呈逆向分布，且距离较远                                          |
| 电源结构  | 气电等灵活调节电源比例较高，煤电比例较低     | 各类型电源较为均衡                                 | 煤电机组占比超过 40%，水电、气电等灵活调节资源占比较低，但新能源规模大且集中                      |
| 电网体制  | 所有权较为分散                  | 各国之间所有权较为分散                               | 电网所有权集中，统一规划、统一建设、统一管理                                        |
| 电网结构  | 各区域电网相对独立，相互间电网联络规模有限    | 各国电网相对独立，部分区域内联系较紧，形成 5 个同步电网区域           | 全网资源配置的电网结构基本建成，但尚处于初期；省级电网通过省间输电通道普遍联系                       |
| 调度与交易 | 各 ISO 负责各自区域电网的调度管理与市场交易 | 各国调度+欧洲电网联合运营及协调中心。主要交易中心也加强合作，共同运营欧洲统一市场 | 统一调度、分级管理：国调（分调）负责省间输电通道调度+各省调负责省内电网调度<br>两级交易：国家级交易中心+省级交易中心 |
| 市场模式  | 金融交易+日前、实时市场             | 双边和约+日前、日内场内交易+平衡机制                       | 计划逐步放开→市场化的中长期交易+现货交易                                         |
| 市场结构  | 市场逐步扩大融合                 | 通过市场耦合形成欧洲统一电力市场                          | 统一市场、两级运作<br>未来逐步融合，在全国范围内统一进行优化配置，分控制区保障平衡                   |

资料来源：北京电力交易中心，中国银河证券研究院

## 1. 电量：省间优先级高于省内，中长期与现货衔接

构建“统一市场、两级运作”电力市场框架，省间交易先于省内执行。电力市场分为省间市场和省内市场，其中省间市场定位于落实国家能源战略，促进清洁能源消纳和能源资源大范围优化配置，建立资源配置型市场；省内市场定位于优化省内资源配置，确保电力供需平衡和电网安全稳定运行，建立电力平衡型市场。因此，需要在满足大范围资源优化配置的前提下，保证省内电力基本平衡，“两级运作”意味着省间交易优先级高于省内。中长期交易方面，省间中长期交易物理执行，省间交易结果作为省内交易的边界；现货交易方面，首先在省内形成预平衡，再开展省间日前现货。当送端有富裕能力、通道有剩余空间、受端有购电需求时，组织送受端市场主体自主报量报价，实现电力市场化余缺互济和清洁能源大范围消纳。

图5：省间交易与省内交易衔接模式



资料来源：电力系统自动化，中国银河证券研究院

发挥高比例中长期稳价作用，加强与现货市场衔接。《关于加快建设全国统一电力市场体系

的指导意见》提出发挥中长期市场在平衡长期供需、稳定市场预期的基础作用，完善中长期合同市场化调整机制，缩短交易周期，提升交易频次，丰富交易品种。目前各省中长期交易比例在 80-90%左右，通过中长期交易减少电价风险。从中长期与现货市场衔接上看，多数省份已就市场风险管理、结算方式、曲线和时序衔接等方面提出了标准化解决方案。后续预计将进一步提高中长期市场交易频次（由 D-N 缩短到 D-2）、优化中长期曲线形成方式、细化中长期交易时段（与现货市场全天 96 时段紧密衔接）。

**表2：部分省份中长期交易规则**

| 省份/地区 | 中长期最短交易尺度 | 中长期曲线分解方式                              | 中长期签约时段划分                |
|-------|-----------|----------------------------------------|--------------------------|
| 山西省   | D-2       | 合同叠加值                                  | 按小时划分为 24 段              |
| 甘肃省   | D-2       | 合同叠加值                                  | 省内交易分为 10 个电量时段          |
| 江苏省   | D-2       | 企业自行申报                                 | 原来是分 5 个时段，以后准备按 24 点    |
| 江西省   | D-3       | 企业自行申报                                 | 年度、月度 4 时段申报，D-3 日 24 时段 |
| 辽宁省   | D-2       | 中长期曲线分解由双方协商、典型曲线、分时段交易多种方式，总曲线是各类合同叠加 | 24 段                     |
| 蒙西    | D-5       | 自行申报与合同叠加结合                            | 7 段                      |
| 四川省   | D-2       | 自行申报                                   | 6 段                      |
| 广东省   | D-3       | 中长期曲线分解分典型曲线、自定义曲线。总曲线由各类合同叠加          | 24 段                     |
| 云南省   | D-1       | 中长期曲线分解分典型曲线、自定义曲线                     | 48 段                     |

资料来源：各省电力交易中心，中国银河证券研究院

**各省现货市场建设进度明确。**现货交易有利于反映市场供需变化、发挥市场在电力资源配置中的决定性作用、提升电力系统调节能力、促进可再生能源消纳，促进电力系统转型。10 月 12 日，国家发改委、国家能源局发布《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813 号）。本次《通知》明确了各省电力现货推进节点，其中连续运行一年以上省份，可按程序转入正式运行；《通知》扩大了市场参与主体，按照 2030 年新能源全面参与市场交易的时间节点，推动分布式、储能、虚拟电厂等参与现货市场。本次文件与此前 9 月印发的国标文件《电力现货市场基本规则（试行）》主旨一致，即按“基本共识+因地制宜”的原则，推动各地现货开展，各市场衔接，加快构建全国统一电力市场体系。

**表3：各省电力市场建设进度规划**

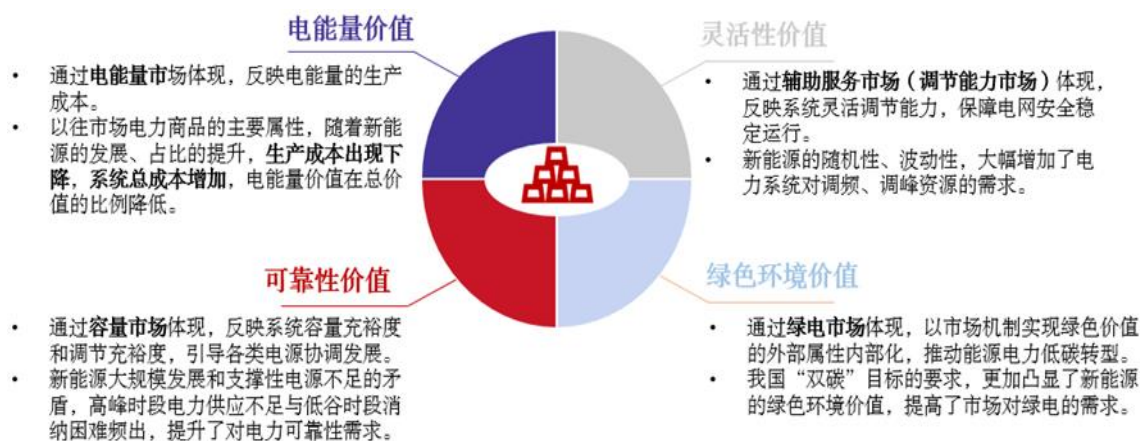
| 省份/地区                        | 结算时间安排                     |
|------------------------------|----------------------------|
| 连续运行一年以上省份                   | 按程序转入正式运行                  |
| 福建、辽宁、江苏、安徽、河南、湖北、河北南网、江西、陕西 | 2023 年底前开展长周期结算试运行         |
| 浙江                           | 2024 年 6 月前启动现货市场结算试运行     |
| 四川                           | 探索适应高比例水电的丰枯水季相衔接市场模式和市场机制 |
| 南方区域（广东、广西、云南、贵州、海南）         | 2023 年底前启动结算试运行            |
| 京津冀冀                         | 2024 年 6 月前启动模拟试运行         |
| 其他地区（除西藏外）                   | 2023 年底前具备结算试运行条件          |

资料来源：国家发改委，中国银河证券研究院

## 2. 电价：价值多维化，调节性价值和绿色环境价值占比上升

**电力商品价值多维化，传统能源调节性价值和新能源绿色环境价值占比上升。**在新型电力系统下，随着新能源逐步成为装机、电量主体，电力商品的价值较以往出现细分，由以电能量价值为主，逐步向电能量价值、调节性价值（可靠性价值和灵活性价值）以及绿色环境价值等多维价值体系转变。其中电能量价值通过电能量市场体现，反映电能量的生产成本。随着新能源占比提升，生产成本出现下降，电能量价值在总价值的比例降低；可靠性价值通过容量市场体现，反映系统容量充裕度和调节充裕度，引导各类电源协调发展；灵活性价值通过辅助服务市场体现，反映系统灵活调节能力，保障电网安全稳定运行；绿色环境价值通过绿电市场体现，以市场机制实现绿色价值的外部属性内部化，推动能源电力低碳转型。

图6：上网电价的合理构成



资料来源：北京电力交易中心，中国银河证券研究院

## 二、电改提速，电力现货覆盖范围持续扩大

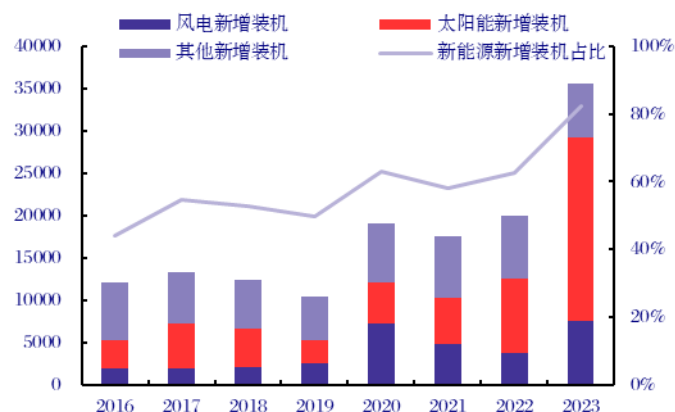
### （一）电力现货发展历程及现状

#### 1. 发展电力现货的意义：促进消纳、引导需求、增强保供能力

“双碳”目标推动能源转型，新能源电力结构占比提升。2023年新能源新增装机总共293GW，同比+134%，占同期新增装机的82%；截至2023年，新能源累计装机达到1051GW，占同期累计装机的36%。我们预计2025年新能源合计装机量将超过15亿千瓦（1500GW），较目前仍有400-500GW左右的增量。在新能源高速增长背景下，弃风、弃光率面临较大压力。

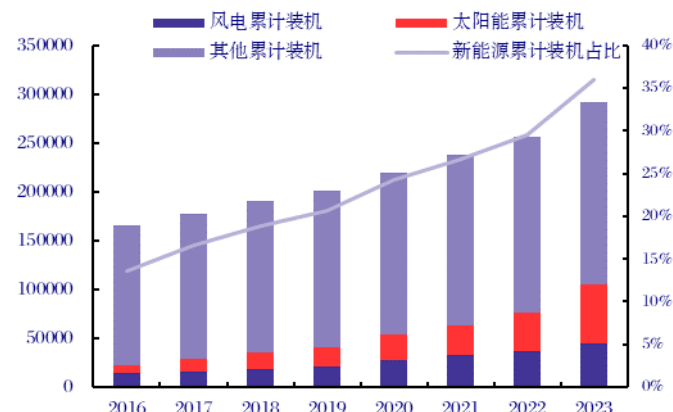
电力现货促进可再生能源消纳。现实中，在新能源发电量大幅增加、火电供应充足的情况下，电力现货市场的电价将大幅下降，从而产生两方面的效应：一是引导火电企业降低出力，电力现货市场的低价格激励火电机组降低发电负荷，以便更多地容纳新能源发电；二是刺激电力用户增加用电需求，从而提高了用户电力消耗，有助于新能源的消纳。

图7：全国新能源新增装机（万千瓦）及占比



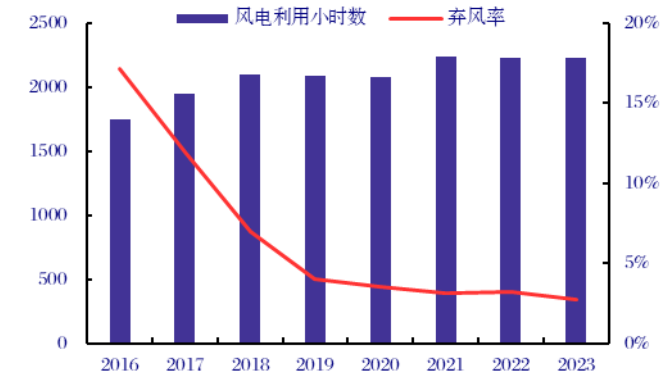
资料来源：国家能源局，中国银河证券研究院

图8：全国新能源累计装机（万千瓦）及占比



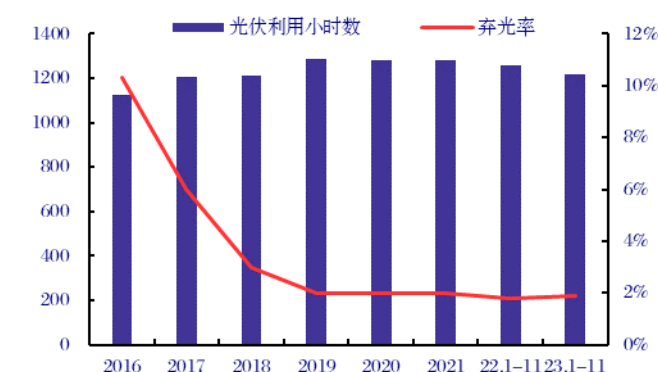
资料来源：国家能源局，中国银河证券研究院

图9：风电利用小时数及弃风率



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，中国银河证券研究院

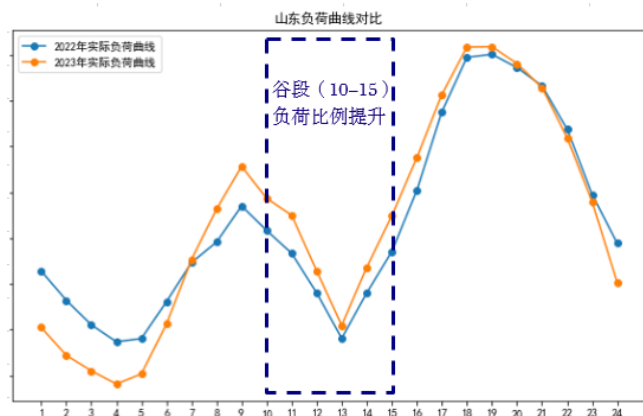
图10：光伏利用小时数及弃光率



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，中国银河证券研究院

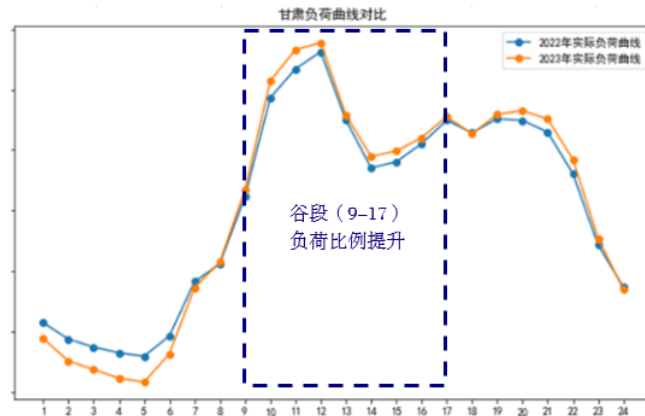
电力现货引导用户用能需求。通过电力市场的分时信号引导用户改变用能习惯，由过去的“按需用电”转变为“按价用电”，初步实现传统调峰模式向荷网源储协同互动方式的转变，有效提升电力系统的稳定性和灵活性。以山东、甘肃为例，午间光伏大发时，用户侧享受低谷电价。2022-2023年，山东、甘肃低谷时段对应负荷比例提升。

图11：2022-2023 山东负荷曲线对比



资料来源：兰木达电力现货，中国银河证券研究院

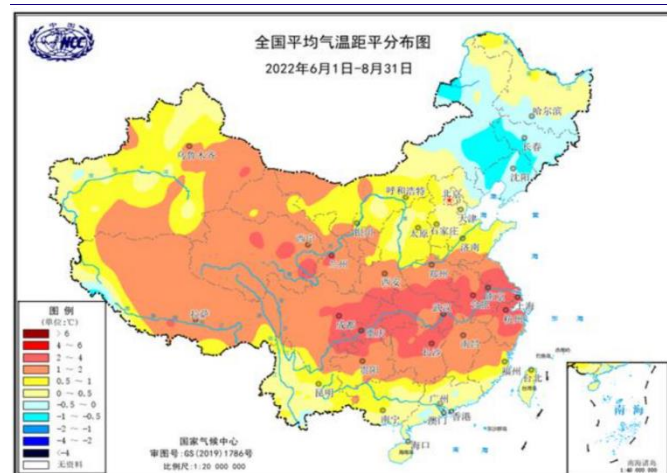
图12：2022-2023 甘肃负荷曲线对比



资料来源：兰木达电力现货，中国银河证券研究院

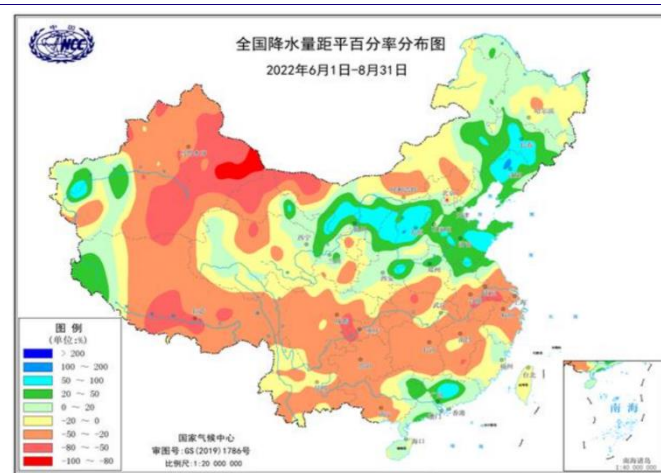
**电力现货提升电力保供能力。**以2022年夏季为例，由于持续罕见高温天气叠加来水严重偏枯，全国电力供需紧张，8月四川开启紧急限电。供需紧张推动省内与省间现货价格双双维持高位，以山西省为例，2022年8月，省内有9天全时段上限价1500元/MWh，为山西电力市场开启以来首次；省间月度均价近3000元/MWh。山西省发挥能源资源大省优势，创造条件给全国22个省份提供电力支援，有效缓解了华东、华中、西南区域的电力供应紧张形势，切实保障了多省市的高峰电力供应。

图13：全国平均气温距平分布图



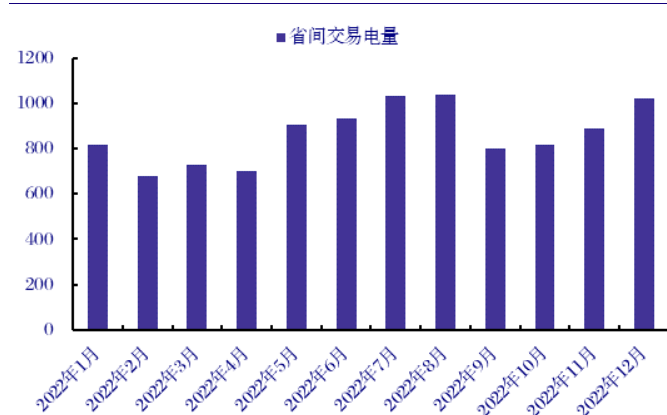
资料来源：国家气候中心，中国银河证券研究院

图14：全国降水量距平百分率分布图



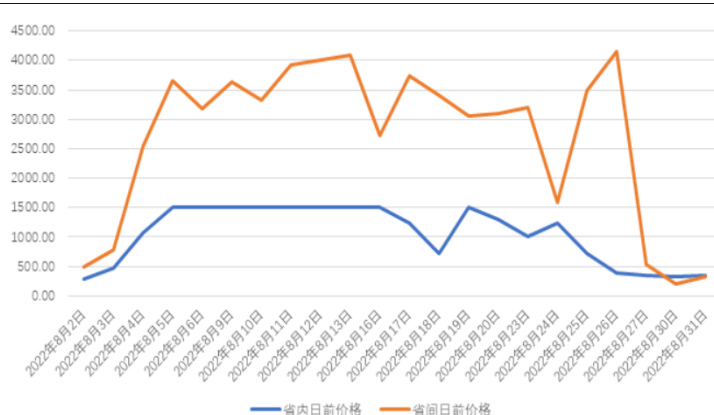
资料来源：国家气候中心，中国银河证券研究院

图15：2022年全国省间交易电量（亿千瓦时）



资料来源：中电联，中国银河证券研究院

图16：2022年8月山西省内与省间现货市场出清价格（元/MWh）



资料来源：北极星电力网，中国银河证券研究院

## 2. 电力现货政策回顾：覆盖范围持续扩大，各省建设时间点明确

**第二次电改明确提出建立中长期与现货并举的电力市场。**2015 年电改 9 号文配套文件《关于推进电力市场建设的实施意见》将电力市场划分为“中长期市场”和“现货市场”，明确提出“具备条件的地区逐步建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电力电量平衡机制；逐步建立以中长期交易规避风险，以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场。”从国外电力市场建设现状来看，电力市场中普遍存在中长期稳定市场和短期的动态交易市场，这种市场结构充分体现了风险与利益两种市场元素之间的相互关系。由于我国目前还处于市场化改革初期，因此以长期稳定交易为主能够很好地规避短期市场带来的风险，而短期市场则是长期市场的良好补充。

**表4：我国电力市场建设目标**

|        | 分类         | 作用                                                                                                                                                                      |
|--------|------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 电力市场构成 | 中长期市场      | 开展多年、年、季、月、周等日以上电能量交易和可中断负荷、调压等辅助服务交易。                                                                                                                                  |
|        | 现货市场       | 日前、日内、实时电能量交易和备用、调频等辅助服务交易。条件成熟时，探索开展容量市场、电力期货和衍生品等交易。                                                                                                                  |
| 市场模式分类 | 分散式        | 以中长期实物合同为基础，发用双方在日前阶段自行确定日发用电曲线，偏差电量通过日前、实时平衡交易进行调节的电力市场模式。                                                                                                             |
|        | 集中式        | 中长期差价合同管理市场风险，配合现货交易采用全电量集中竞价的电力市场模式。                                                                                                                                   |
| 电力市场体系 | 区域电力市场     | 包括在全国较大范围内和一定范围内资源优化配置的电力市场两类。其中，在全国较大范围内资源优化配置的功能主要通过北京电力交易中心（依托国家电网公司组建）、广州电力交易中心（依托南方电网公司组建）实现，负责落实国家计划、地方政府协议，促进市场化跨省跨区交易；一定范围内资源优化配置的功能主要通过中长期交易、现货交易，在相应区域电力市场实现。 |
|        | 省（区、市）电力市场 | 开展省（区、市）内中长期交易、现货交易。                                                                                                                                                    |

资料来源：国家发改委，中国银河证券研究院

**电改提速，电力现货覆盖范围持续扩大。**2017 年、2021 年，国家发改委、国家能源局分两批次选取了 14 个地区作为电力现货市场试点，基本覆盖全国一半地区。现货试点地区开展了各具特色的实践探索。试运行周期不断拉长，经营主体逐步多元，市场价格优化发用电行为的引导作用不断显现。2023 年 10 月，国家发改委、国家能源局发布《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》，力促电力现货市场尽快在全国范围内全覆盖，并明确各省电力现货市场建设时间点，电力现货市场改革明显加速。

**表5：电力现货市场建设相关政策**

| 时间      | 政策名称                                       | 主要内容                                                                                                  |
|---------|--------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2017.8  | 《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》<br>发改办能源〔2017〕1453 号 | 选择南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃 8 个地区作为第一批试点。2018 年底前启动电力现货市场试运行。                                    |
| 2021.4  | 《关于进一步做好电力现货市场试点工作的通知》<br>发改办体改〔2021〕339 号 | 选择上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北 6 省市为第二批电力现货试点。第一批现货试点地区尽快明确 2021 年开展结算试运行计划，给予市场稳定预期。                            |
| 2023.11 | 《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》<br>发改办体改〔2023〕813 号 | 推动连续运行一年以上的现货市场转入正式运行；扩大现货市场建设范围，明确各省现货市场建设时间点；加快放开各类电源参与电力现货市场，2030 年新能源全面参与市场交易；做好现货与中长期、辅助服务市场衔接等。 |

资料来源：国家发改委，中国银河证券研究院

**首个电力现货市场基本规则出台，指导规范电力现货市场建设，构建全国统一电力市场体系。**2023 年 9 月，国家发改委、国家能源局发布《电力现货市场基本规则（试行）》，这是首部国家层面指导现货市场设计以及运行的规则，对深化电力体制改革、推动电力市场化进程意义重大。此次《基本规则》一方面对已实现电力现货市场连续运行的地区进一步规范引导，实现健康持续发展；另一方面为尚未开展电力现货市场运行的地区开展电力现货市场建设探索提供可借鉴的经验，降低试错成本，推动全国范围内电力现货市场积极稳妥有序发展。

## 3. 电力现货试点现状：全国范围铺开，山西、广东已正式运行

**第一批电力现货试点区：山西、广东转入正式运行。**2023 年，首批 8 个试点地区，山西和广东分别于 2023 年 12 月 22 日和 12 月 28 日转入正式运行；蒙西、山东、甘肃继续开展连续不间断结算试运行；福建推动第二阶段电力现货市场建设，全年第一阶段现货市场长周期试运行；四川

结合实际探索丰枯季相衔接的市场模式，开展枯水期火电长周期结算试运行工作；浙江推动开展2次调电试运行。

表6：第一批电力现货试点建设概况

| 市场进展       | 运行时间           | 电源侧参与范围          | 新能源参与方式                   | 用户参与方式      | 现货价格限值（元/MWh） |                                    |
|------------|----------------|------------------|---------------------------|-------------|---------------|------------------------------------|
| 南方（以广东为起步） | 由连续结算试运行转入正式运行 | 2023.12.28 起     | 省内煤电、气电、核电、风电、光伏          | 报量报价        | 报量不报价         | 申报下限 0，上限燃煤成本每周动态调整；出清下限 0，上限 1500 |
| 蒙西         | 连续结算试运行        | 全年               | 煤电、新能源                    | 报量报价，公平竞争   | 不报量不报价        | 申报下限 0，上限 1500；出清下限未设置，上限 5180     |
| 浙江         | 调电试运行          | 分 2 次共 6 天       | 全省统调煤电                    | 暂不参与        | 不报量不报价        | 申报下限-200，上限 800；出清下限-200，上限 1200   |
| 山西         | 由连续结算试运行转入正式运行 | 2023.12.22 起     | 省内公用火电、新能源、独立储能、抽水蓄能、虚拟电厂 | 报量不报价，优先出清  | 报量不报价         | 申报下限 0，上限 1500；出清下限 0，上限 1500      |
| 山东         | 连续结算试运行        | 全年               | 火电、集中式风电、集中式光伏、核电、独立储能    | 报量报价        | 报量不报价         | 申报下限-80，上限 1300；出清下限-100，上限 1500   |
| 福建         | 结算试运行          | 第一阶段全年，第二阶段 15 天 | 省内统调常规纯凝火电                | 不报量不报价，优先出清 | 不报量不报价        | 申报下限 0，上限 1000；出清下限 0，上限 1000      |
| 四川         | 结算试运行          | 8 个月枯水期          | 火电、新能源                    | 报量报价，公平竞争   | 报量报价          | 申报下限 377，上限 625.87；出清下限 377，上限 626 |
| 甘肃         | 连续结算试运行        | 全年               | 公网火电、市场化水电、存量新能源、平价新能源    | 报量报价        | 报量报价          | 申报下限 40，上限 650；出清下限 40，上限 650      |

资料来源：北极星电力网，中国银河证券研究院

**第二批电力现货试点区：整体进入长时间结算试运行。**第二批 6 个试点地区，江苏、安徽、辽宁、湖北、河南这 5 个地区全年共完成 9 次结算试运行，运行时间合计 230 天。

表7：第二批电力现货试点建设概况

|    | 市场进展  | 运行时间        | 电源侧参与范围                                       | 新能源参与方式    | 用户参与方式      | 现货价格限值（元/MWh）                   |
|----|-------|-------------|-----------------------------------------------|------------|-------------|---------------------------------|
| 上海 | 调电试运行 | 分 2 次共 16 天 | 统调共用常规燃煤机组及 5 家燃机电厂                           | 暂不参与       | 不报量不报价      | 申报下限 0，上限 1500；出清下限 0，上限 1800   |
| 江苏 | 结算试运行 | 1 个月        | 单机 10 万千瓦以上统调公用燃煤机组、核电机组                      | 暂不参与       | 不报量不报价      | 申报下限 0，上限 1500；出清下限未设置，上限 5180  |
| 安徽 | 结算试运行 | 分 4 次共 47 天 | 省调公用煤电机组（10 万千瓦及以上），2022 年及以后省调平价新能源场站、独立储能电站 | 报量不报价，优先出清 | 报量报价以及报量不报价 | 申报下限 0，上限 800；出清下限 0，上限 800     |
| 辽宁 | 结算试运行 | 分 2 次共 33 天 | 省内公用火电、集中式新能源、核电                              | 报量不报价，优先出清 | 报量不报价       | 申报下限 0，上限 1500；出清下限 0，上限 1500   |
| 河南 | 结算试运行 | 1 个月        | 集中式新能源、参与中长期交易的燃煤发电企业                         | 报量不报价，优先出清 | 报量不报价       | 申报下限 50，上限 1200；出清下限 50，上限 1200 |
| 湖北 | 结算试运行 | 3 个月        | 统调共用燃煤机组、110 千伏以上新能源场站                        | 报量报价，公平竞争  | 不报量不报价      | 申报下限 0，上限 1000；出清下限 0，上限 1200   |

资料来源：北极星电力网，中国银河证券研究院

**非试点地区：全部进入试运行阶段。**非试点地区方面，2023 年 6 月 20 日，江西率先完成全国首个非试点地区电力现货市场结算试运行，宁夏、河北南网、陕西和重庆于 2023 年下半年陆续启动结算试运行，青海和新疆首次开展模拟试运行和调电试运行，吉林首次开展模拟试运行。

表8：非试点区电力现货试点建设概况

|      | 市场进展  | 运行时间    | 电源侧参与范围                         | 新能源参与方式    | 用户参与方式 | 现货价格限值（元/MWh）                   |
|------|-------|---------|---------------------------------|------------|--------|---------------------------------|
| 河北南部 | 结算试运行 | 分2次共13天 | 省内燃煤火电、集中式新能源                   | 报量报价       | 报量不报价  | 申报下限 0，上限 1200；出清下限 0，上限 1200   |
| 吉林   | 模拟试运行 | 20天     | 省调真调燃煤机组、集中式新能源场站               | 报量报价       | 报量不报价  | 申报下限 0，上限 1200；出清下限 0，上限 1500   |
| 黑龙江  | 调电试运行 | 1天      | ——                              | 报量报价，公平竞争  | 报量不报价  | ——                              |
| 江西   | 结算试运行 | 7天      | 省内公用燃煤火电、统调新能源                  | 报量不报价，优先出清 | 报量不报价  | 申报下限 0，上限 1500；出清下限 0，上限 1500   |
| 湖南   | 结算试运行 | 3天      | 大型公用燃煤机组、110千伏及以上电压等级并网的风电及光伏电站 | 报量报价       | 报量不报价  | 申报下限 0，上限 900；出清下限 0，上限 900     |
| 广西   | 结算试运行 | 1天      | 火电、气电、风电、光伏、水电                  | 报量不报价，优先出清 | 报量不报价  | 申报下限 0，上限 750；出清下限 0，上限 800     |
| 云南   | 结算试运行 | 1天      | 所有进入中长期市场的电源                    | 报量不报价，优先出清 | 报量不报价  | 申报下限 0，上限 740；出清下限 0，上限 800     |
| 陕西   | 结算试运行 | 7天      | 省内统调火电、新能源                      | 报量报价       | 报量不报价  | 申报下限 0，上限 750；出清下限 0，上限 750     |
| 青海   | 调电试运行 | 1天      | 燃煤、新能源                          | 报量报价       | 报量不报价  | 申报下限 0，上限 1000；出清下限 0，上限 1000   |
| 宁夏   | 结算试运行 | 3天      | 公用燃煤发电企业、新能源场站                  | 报量报价       | 不报量不报价 | 申报下限 40，上限 1000；出清下限 40，上限 1000 |
| 新疆   | 调电试运行 | 分2次共2天  | 火电、新能源                          | 报量报价       | 报量不报价  | 申报下限 40，上限 650；出清下限 40，上限 750   |

资料来源：北极星电力网，中国银河证券研究院

**区域现货市场：南方区域电力现货市场完成首次全域结算。**2023年12月15日，在南方区域电力市场交易平台上，来自广东、广西、云南、贵州、海南五省区超过16万家发电厂、售电企业和电力用户达成了约2000万千瓦时的电力现货交易，标志着我国全域电力现货交易首次实现了从模拟运行到实时结算的转变，为构建全国统一电力市场体系迈出关键一步。

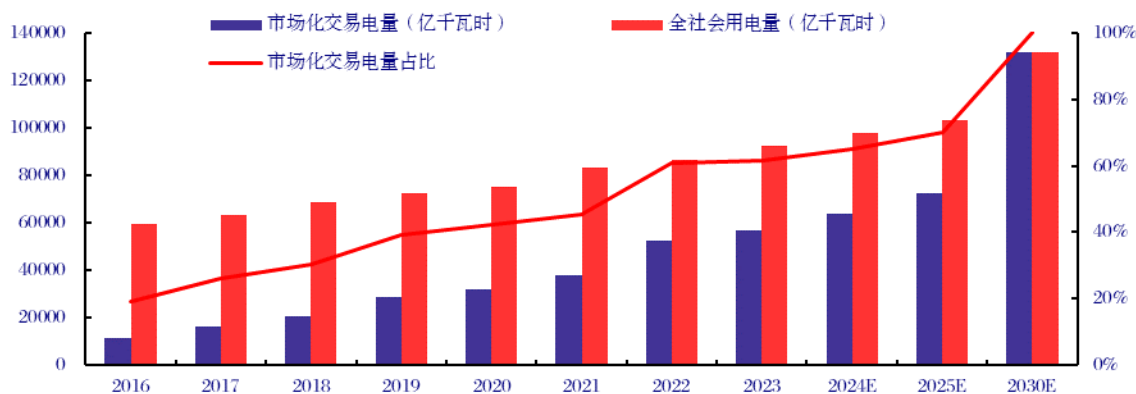
**省间现货市场方面：2023年完成整年连续结算试运行。**省间电力现货市场覆盖范围为国家电网和内蒙古电力公司经营区，买方均为电网公司代理购电，售电公司和用户尚未参与，在一定程度上解决了局部电力过剩、电力消纳困难等问题。

## （二）电力现货市场展望

### 1. 交易规模不断扩大，2030年现货电量超过1万亿千瓦时

**电力现货市场规模扩大，2030年现货交易电量有望超过1万亿千瓦时。**近年来，我国电力市场改革持续深入推进，市场交易规模持续扩大，市场主体日益丰富，电力市场建设取得阶段性成效。2023年全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量56679.4亿千瓦时，同比增长7.9%，占全社会用电量比重为61.4%；我们预计全社会用电量及市场电比例将持续提升，2025、2030年全社会用电量达到10万亿千瓦时、13万亿千瓦时，市场电比例65%、100%，对应市场交易电量6.5万亿千瓦时、13万亿千瓦时。市场电规模扩大将辐射到电力现货市场，目前现货交易规则允许全年电量10%通过现货交易来实现，2025、2030年对应现货电量有望达到6500亿千瓦时、1.3万亿千瓦时。

图 17：全国市场化交易电量及占比



资料来源：中电联，中国银河证券研究院

## 2. 市场机制衔接更为完善，购建全国统一电力市场

电力现货市场衔接机制不断完善，加快购建全国统一电力市场体系。2023 年 9 月国家发改委、国家能源局《电力现货市场基本规则（试行）》提出电力市场需要一体化推进，特别是加强电力现货交易与相关交易和机制的统筹衔接等问题，在《基本规则》中设置了市场衔接机制章节，对现货与中长期、辅助服务、代理购电、容量补偿的衔接提出了各方达成共识的原则性要求。例如，中长期交易要约定分时电量、分时价格、结算参考点等关键要素，推动调频、备用辅助服务与现货市场联合出清，探索建立市场化容量补偿机制等。随着电力市场间衔接机制完善，有助于加快构建全国统一电力市场体系，促进资源在更大范围内优化配置。

表9：《电力现货市场基本规则（试行）》市场衔接机制

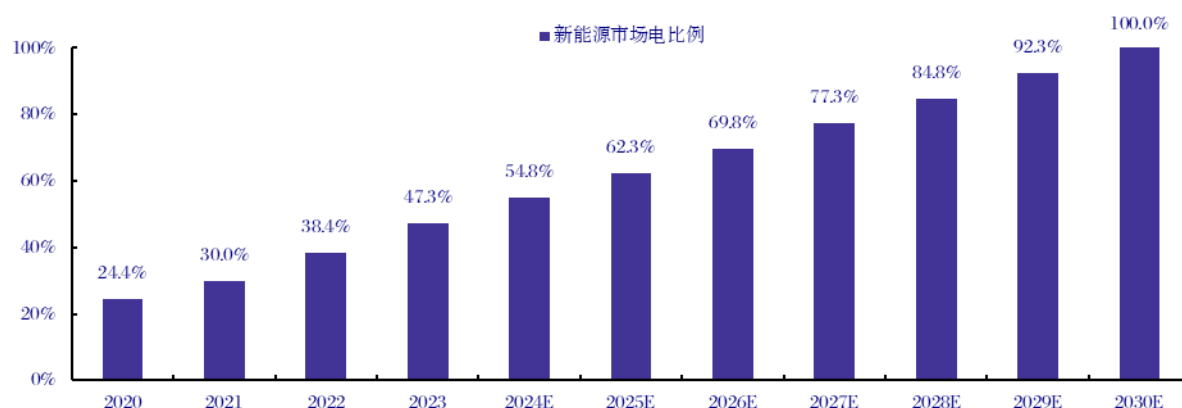
| 市场衔接机制        | 主要内容                                                                    |
|---------------|-------------------------------------------------------------------------|
| 中长期与现货市场衔接    | 确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格、结算参考点等关键要素；开展中长期分时段带曲线交易，增加交易频次，缩短交易周期。 |
| 代理购电与现货市场衔接   | 电网企业参与场内集中交易方式代理购电，形成分时合同；偏差电量应按照现货市场价格结算。                              |
| 辅助服务市场与现货市场衔接 | 现货市场起步阶段，调频、备用辅助服务市场与现货市场可单独出清；辅助服务费用由发用电两侧按照公平合理原则共同分担。                |
| 容量补偿机制与现货市场衔接 | 做好市场限价、市场结算、发电成本调查等与容量补偿机制的衔接。具备条件时，可探索建立容量市场。                          |

资料来源：国家发改委，中国银河证券研究院

## 3. 2030 年新能源全面参与电力现货市场

2023 年新能源市场电比例接近 50%，预计 2030 年全面参与电力现货市场。近年来新能源逐步进入电力市场，2023 年市场化交易电量 6845 亿千瓦时，占新能源总发电量的 47.3%。2023 年 10 月国家发改委、国家能源局《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》提出加快放开各类电源参与电力现货市场，按照 2030 年新能源全面参与市场交易的时间节点，现货试点地区结合实际制定分步实施方案。我们预计随着各省电力现货市场建设加速推进，2030 年新能源全面参与现货交易，以时空价格信号全面反映新能源造成的电力时空供需不平衡，实现新能源在更大范围内的优化配置和协同消纳。

图 18：新能源市场化电量占比



资料来源：中电联，国家能源局，中国银河证券研究院

#### 4. 电力期货市场迎来发展机遇

电力期货市场作为一种高级的电力市场形态，具有价格发现和规避风险的市场功能，可以在引导电力市场投资、控制系统风险等方面提供帮助。20 世纪 90 年代，欧美发达国家对电力市场进行了市场化改革，推出电力现货市场、实行竞争发电、输配分离等举措。而随之而来的电力价格波动加剧问题又使各国又相继推出电力期货合约。目前美国、欧洲、澳大利亚等许多国家和地区已引入电力期货交易。

表10：全球主要电力期货交易所

| 地区   | 交易所                                                                     |
|------|-------------------------------------------------------------------------|
| 北美   | NYMEX、ICE Futures U.S.、Nasdaq NFX、Nodal                                 |
| 欧洲   | EEX、Nasdaq Commodities、ICE Futures Europe、Borsa Istanbul、Borsa Italiana |
| 澳大利亚 | ASX 24                                                                  |
| 新西兰  | New Zealand Futures Exchange                                            |
| 新加坡  | SGX Asiaclear                                                           |

资料来源：FIA，中国银河证券研究院

中发 9 号文中已明确“待条件成熟时，探索开展电力期货和电力场外衍生品交易，为发电企业、售电主体和用户提供远期价格基准和风险管理手段”。可以看到，在本轮改革推动之初，就已将电力期货交易设计作为完善市场体系中重要的一环。目前我国是全球最大的电力生产和消费国，推出电力期货有利于推进我国电力交易市场体系建设，促进现有电力行业的交易更加透明和规范，引导电力行业长期投资和提供中远期电价信号，符合我国电力行业市场化改革发展的趋势。

### 三、绿色电力+绿色算力协同发展，新市场孵化新业态

#### （一）数字经济激发海量绿电需求，开辟新能源发展新时代

当前中国经济处于增长动能切换、结构调整阵痛时期，三项突出矛盾亟待解决：1）房地产加速调整形成的增长缺口；2）服务业比重上升与生产效率提升过慢形成的“鲍莫尔病”；3）人口老龄化程度加深引发的一系列问题。**解决以上问题，需要寻找到重新激发经济增长的新引擎——新质生产力。**2023年9月习总书记首提新质生产力，2024年1月中共中央政治局第十一次集体学习上习总书记再次明确“发展新质生产力是推动高质量发展的内在要求和重要着力点”，必须“推动新质生产力加快发展”。

**数字经济引领新质生产力，打造经济新动能。**新质生产力是由技术革命性突破、生产要素创新性配置、产业深度转型升级而催生的当代先进生产力，其核心要素为科技创新，而以人工智能、大模型、大数据等为代表的数字技术是当下乃至未来数年内最前沿、发展速度最快、影响范围最广的科技变革之一。银河研究院于2024年1月26日发布《数字经济：引领新质生产力，打造经济新动能》深度研究报告，报告明确阐述了在快速发展的数字技术引领下，**数字经济将成为未来GDP增长的主要驱动力。**2023年中央经济工作会议提出2024年重点工作任务的首位是“以科技创新引领现代化产业体系建设”，其中数字经济又排列首位，近5年重视程度逐年上升，强调“要大力推进新型工业化，发展数字经济，加快推动人工智能发展”、“广泛应用数智技术，加快传统产业转型升级”等。

目前，我国数字经济规模增速连续11年高于名义GDP增速，一旦人工智能等数字技术实现重大突破并快速渗透，数字经济的增长速度将进一步加快。同时随着数字技术加快对传统行业赋能，整体全要素生产率也将进一步提升。《数字经济：引领新质生产力，打造经济新动能》提出，按照总量法测算，中国数字经济占GDP比重到2030年/2035年将分别达到59.73%/71.60%，新动能实现反超。**在数字技术与实体经济深度融合下，产业数字化规模将持续占主导地位。**

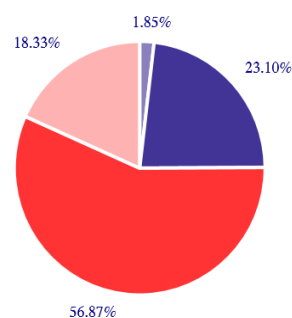
图19：中国数字经济占GDP比重预计2035年可达71.60%



资料来源：信通院，中国银河证券研究院

图20：数字经济分类占比（信通院数据口径）

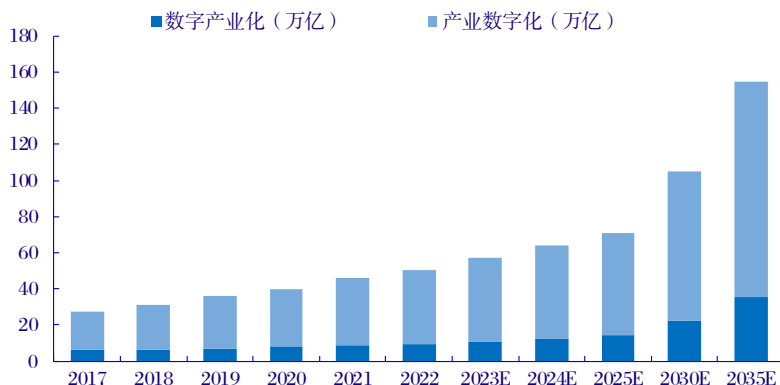
2022年数字经济规模占比：数字产业化vs.三二一产数字化



■ 一产数字化规模 ■ 二产数字化规模 ■ 三产数字化规模 ■ 数字产业化规模

资料来源：信通院，中国银河证券研究院

图21：中国数字产业化和产业数字化规模预测



资料来源：信通院，中国银河证券研究院

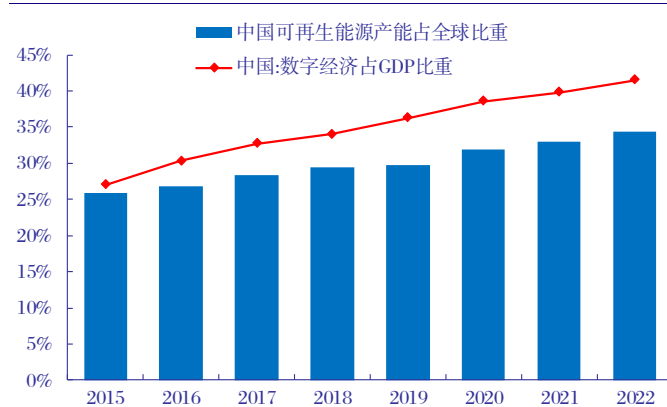
数字经济是典型的大国经济，其三大基础要素为数据、算力和算法。我国已在数据和算力两个维度取得了明显的优势。首先，中国具有庞大的人口基数，互联网渗透率也明显领先世界。其次，得益于新型举国体制下的统筹发展能力和强大生产力优势，中国已具有较强的算力综合供给能力：1）**算力设施布局方面**，我国深入实施“东数西算”工程，统筹利用政府力量及市场机制建设全国一体化算力网体系，跨地域、跨部门协同发展；2）**算力关键技术研发方面**，尽管近年美国技术封锁不断升级，但中国发挥新型举国体制优势，集中力量攻克核心技术“卡脖子”难题，统筹规划重点布局，推动集成电路产业高质量发展；3）**算力能源供应方面**，算力具有高耗能属性，对能源供给能力有较高要求，同时考虑“双碳”目标，可再生能源将成为数字经济发展的基石。

图22：“东数西算”全国布局图



资料来源：澎湃新闻，中国银河证券研究院

图23：中国可再生能源和数字经济占比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

《数字经济：引领新质生产力，打造经济新动能》提出数字经济范式升级五大方向，其中之一“从高能耗到绿色低碳”与新能源、电力设备等行业密切相关，是研究数字技术与其他行业深度融合、战略性新兴产业数字化转型等趋势的重要抓手。数字经济对于能源产业提出了更高的要求，一方面技术飞速发展催生了海量的电力能源消耗，另一方面体现在整个电力能源系统的安全性、稳定性、可控性、信息化、智能化、互通互联等。

数字经济依赖人工智能大模型计算、5G 高速通信等技术驱动，大型数据中心、5G 基站等新基建规模将迅速爆发，均以电力作为直接能源，未来电力需求将不可限量。根据 Nature 研究报告，由生成式人工智能驱动搜索消耗的能源是传统网络搜索的四到五倍。OpenAI 创始人 Altman 于 2024 年世界经济论坛上亦表示，智能算力与能源将成为未来世界两大基础货币，而高耗能的人工智能行业有可能引起一轮能源危机。

因此我们认为数字经济将有效撬动大规模的风/光/储能装机需求以及电网等配套基础设施的发展，有助于消化过剩产能。仅以数据中心为例，银河研究院计算机组预测，2030 年中国数据中心用电量约 1.27 万亿 kWh，占据中国总用电量的比重为 9.8%，全球数据中心用电量 2.71 万亿 kWh，占据全球总用电量的比重为 8.0%；2035 年中国数据中心用电量约 2.9 万亿 kWh，占据中国总用电量的比重为 17.57%，全球数据中心用电量 6.19 万亿 kWh，占据全球总用电量的比重为 15.8%。

**表11：中国数据中心用电量占比预测（用电量单位万亿 kWh）**

|         | 2022  | 2023E | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E | 2028E | 2029E | 2030E | 2031E  | 2032E  | 2033E  | 2034E  | 2035E  |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 中国用电量   | 8.64  | 9.2   | 9.7   | 10.1  | 10.7  | 11.2  | 11.7  | 12.3  | 12.9  | 13.6   | 14.3   | 15.0   | 15.7   | 16.5   |
| 增速      |       | 6.48% | 5%    | 5%    | 5%    | 5%    | 5%    | 5%    | 5%    | 5%     | 5%     | 5%     | 5%     | 5%     |
| 数据中心用电量 | 0.27  | 0.34  | 0.42  | 0.51  | 0.61  | 0.74  | 0.88  | 1.06  | 1.27  | 1.52   | 1.83   | 2.20   | 2.52   | 2.90   |
| 增速      |       | 25%   | 23%   | 23%   | 20%   | 20%   | 20%   | 20%   | 20%   | 20%    | 20%    | 20%    | 15%    | 15%    |
| 占总用电量比  | 3.13% | 3.67% | 4.30% | 5.03% | 5.75% | 6.58% | 7.51% | 8.59% | 9.81% | 11.22% | 12.82% | 14.65% | 16.05% | 17.57% |

资料来源：国际能源署，国网能源研究院，中国银河证券研究院

**表12：全球数据中心用电量占比预测（用电量单位万亿 kWh）**

|         | 2022  | 2023E  | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E | 2028E | 2029E | 2030E | 2031E | 2032E  | 2033E  | 2034E  | 2035E  |
|---------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| 全球用电量   | 26.8  | 27.5   | 28.3  | 29.2  | 30.0  | 30.9  | 31.9  | 32.8  | 33.8  | 34.8  | 35.9   | 37.0   | 38.1   | 39.2   |
| 增速      | 2%    | 2.60%  | 3.00% | 3.00% | 3.00% | 3.00% | 3.00% | 3.00% | 3.00% | 3.00% | 3.00%  | 3.00%  | 3.00%  | 3.00%  |
| 数据中心用电量 | 0.3   | 0.36   | 0.48  | 0.65  | 0.88  | 1.19  | 1.60  | 2.08  | 2.71  | 3.25  | 3.90   | 4.68   | 5.38   | 6.19   |
| 增速      |       | 19.15% | 35%   | 35%   | 35%   | 35%   | 35%   | 30%   | 30%   | 20%   | 20%    | 20%    | 15%    | 15%    |
| 占总用电量比  | 1.12% | 1.30%  | 1.70% | 2.23% | 2.93% | 3.84% | 5.03% | 6.35% | 8.01% | 9.33% | 10.87% | 12.67% | 14.14% | 15.79% |

资料来源：国际能源署，国网能源研究院，中国银河证券研究院

**数字经济加速电气化，连锁释放海量电力需求。**电气化进程可直观理解为能源消费中电力所占比例，数字经济为其带来巨大驱动力：1）推进数字产业化会加快数据中心、5G 基站等新基建投资，将直接提升终端用能中电力消费的占比；2）在产业数字化以及数字化治理中，数字技术（智能网联、人工智能）将赋能工业制造、建筑、交通运输等诸多产业，数字化/智能化将带来生产效率及用电量的双升；3）政府、居民生活用电也将随着数字化/智能化推进而进一步提高。我们认为，数字经济与电气化高度契合，数字经济的爆发将为电力需求带来显著增量。

以数据中心这一基础建设为例，我们测算了数字经济爆发后，仅仅由于数据中心所产生的对于中国风光装机、电网特高压配套以及储能装机的带动需求。原始输入项——数据中心基础用电量数据，是基于银河研究院于 2024 年 1 月 26 日发布《数字经济：引领新质生产力，打造经济新动能》深度研究报告中的测算模型。以 2024 年为新增装机起始年份，经过一系列关键假设的数据推演，我们测算出每年仅靠数据中心即可贡献可观的新增装机容量以及配套电网需求，光伏、锂电等新能源制造过剩产能有望得到有效消化：1）风光装机方面，截至 2025 年、2030 年、2035 年，我们预计光伏累计新增装机需求可达到 73GW、392GW、1078GW，风电累计新增装机需求可达到 32GW、171GW、469GW。2026-2030 年，仅为满足数据中心耗电需求催生的光伏、风电年均新增装机容量可达到 64GW、28GW，2031-2035 年光伏、风电年均新增装机将升至 137GW、60GW；2）储能方面，风光装机带动配套储能需求，截至 2025 年、2030 年、2035 年，我们预计储能累计新增装机需求可达到 20.9GWh、350.9GWh、1926.6GWh；3）电网基础设施建设方面，截至 2025 年、2030 年、2035 年，我们预计数字中心带动的特高压直流投资额分别为 1957 亿元、8145 亿元、16454 亿元。

表13：数据中心-电力系统需求模型

|            | 单位    | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E | 2028E | 2029E | 2030E | 2031E | 2032E | 2033E  | 2034E  | 2035E  |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| 数据中心用电量    | 万亿千瓦时 | 0.42  | 0.51  | 0.61  | 0.74  | 0.88  | 1.06  | 1.27  | 1.52  | 1.83  | 2.20   | 2.52   | 2.90   |
| 光伏贡献率      |       | 60.0% | 60.0% | 60.0% | 60.0% | 60.0% | 60.0% | 60.0% | 60.0% | 60.0% | 60.0%  | 60.0%  | 60.0%  |
| 光伏发电量      | 万亿千瓦时 | 0.05  | 0.06  | 0.06  | 0.07  | 0.09  | 0.11  | 0.13  | 0.15  | 0.18  | 0.22   | 0.20   | 0.23   |
| 光伏平均利用小时数  | 小时    | 1453  | 1453  | 1453  | 1453  | 1453  | 1453  | 1453  | 1453  | 1453  | 1453   | 1453   | 1453   |
| 光伏利用率      |       | 98.3% | 98.3% | 98.3% | 98.3% | 98.3% | 98.3% | 98.3% | 98.3% | 98.3% | 98.3%  | 98.3%  | 98.3%  |
| 光伏新增装机需求   | GW    | 33    | 40    | 43    | 51    | 62    | 74    | 89    | 107   | 128   | 154    | 138    | 159    |
| 光伏累计新增装机需求 | GW    | 33    | 73    | 116   | 167   | 229   | 303   | 392   | 499   | 627   | 781    | 919    | 1078   |
| 风电贡献率      |       | 40.0% | 40.0% | 40.0% | 40.0% | 40.0% | 40.0% | 40.0% | 40.0% | 40.0% | 40.0%  | 40.0%  | 40.0%  |
| 风电发电量      | 万亿千瓦时 | 0.03  | 0.04  | 0.04  | 0.05  | 0.06  | 0.07  | 0.08  | 0.10  | 0.12  | 0.15   | 0.13   | 0.15   |
| 风电平均利用小时数  | 小时    | 2259  | 2259  | 2259  | 2259  | 2259  | 2259  | 2259  | 2259  | 2259  | 2259   | 2259   | 2259   |
| 风电利用率      |       | 96.8% | 96.8% | 96.8% | 96.8% | 96.8% | 96.8% | 96.8% | 96.8% | 96.8% | 96.8%  | 96.8%  | 96.8%  |
| 风电新增装机需求   | GW    | 14    | 17    | 19    | 22    | 27    | 32    | 39    | 46    | 56    | 67     | 60     | 69     |
| 风电累计新增装机需求 | GW    | 14    | 32    | 50    | 73    | 100   | 132   | 171   | 217   | 273   | 340    | 400    | 469    |
| 风光外送比例     |       | 75.0% | 75.0% | 60.0% | 60.0% | 60.0% | 60.0% | 60.0% | 50.0% | 50.0% | 50.0%  | 50.0%  | 50.0%  |
| 风光外送容量     | GW    | 35    | 43    | 37    | 44    | 53    | 64    | 77    | 77    | 92    | 110    | 99     | 114    |
| 单条特高压直流输送  | GW    | 10    | 10    | 10    | 10    | 10    | 10    | 10    | 12    | 12    | 12     | 12     | 12     |
| 新增特高压直流    | 条     | 3.5   | 4.3   | 3.7   | 4.4   | 5.3   | 6.4   | 7.7   | 6.4   | 7.7   | 9.2    | 8.3    | 9.5    |
| 单条投资额      | 亿     | 250   | 250   | 225   | 225   | 225   | 225   | 225   | 203   | 203   | 203    | 203    | 203    |
| 新增特高压投资额   | 亿     | 878   | 1080  | 831   | 998   | 1197  | 1437  | 1724  | 1293  | 1552  | 1862   | 1676   | 1927   |
| 累计新增特高压投资额 | 亿     | 878   | 1957  | 2789  | 3787  | 4984  | 6421  | 8145  | 9438  | 10989 | 12851  | 14527  | 16454  |
| 储能配比       |       | 20.0% | 20.0% | 30.0% | 30.0% | 30.0% | 30.0% | 30.0% | 40.0% | 40.0% | 40.0%  | 40.0%  | 40.0%  |
| 储能时长       | 小时    | 4     | 4     | 6     | 6     | 6     | 6     | 6     | 8     | 8     | 8      | 8      | 8      |
| 储能新增装机需求   | GWh   | 9.4   | 11.5  | 44.3  | 53.2  | 63.9  | 76.6  | 92.0  | 245.2 | 294.2 | 353.1  | 317.8  | 365.5  |
| 储能累计新增装机需求 | GWh   | 9.4   | 20.9  | 65.2  | 118.4 | 182.3 | 258.9 | 350.9 | 596.1 | 890.3 | 1243.4 | 1561.2 | 1926.6 |

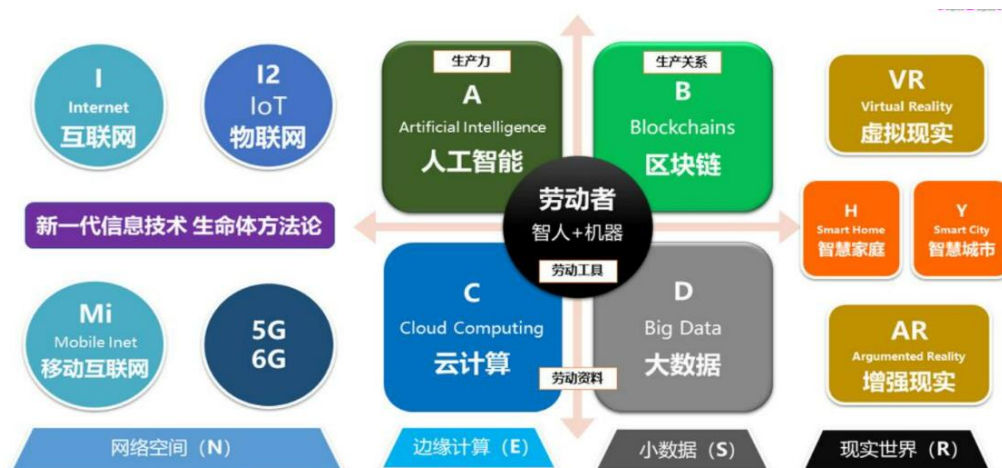
资料来源：国家能源局，中国银河证券研究院

## （二）数字经济赋能新型电力系统建设，助力能源体系升级变革

**传统电力体系灵活性不足、非智能、效率低下：**1）供给依赖化石燃料，且发电侧往往是集中式管理，缺乏灵活性和适应性，难以快速响应需求的变化，也不利于可再生能源的整合利用；2）受限于老旧的技术和设备，尤其是在热电联产过程中大量热能未被有效利用，发电效率低下；3）大规模发电中心远离用能中心，提升了输配过程中的能源损耗，同时提高了系统的维护成本和复杂性，单向输电的模式也缺乏灵活性，无法有效应对供需波动；4）需求端信息孤立，缺乏有效的信息交流、反馈等机制，大部分用户数据价值未充分挖掘，从而导致难以预测和响应消费者的实时需求、能源资源错配等问题。

**数字技术深度赋能，助力能源体系升级变革。**2016 年电力行业首提“云大物移”技术概念，后随着人工智能、区块链、边缘计算等数字技术的应用逐渐成熟，最终形成了以“云大物移智链边”为代表的先进数字信息技术概念。《新型电力系统发展蓝皮书》明确了“新型电力系统以数字信息技术为重要驱动”，要广泛应用“云大物移智链边”等先进数字信息技术在电力系统各环节广泛应用，助力电力系统实现高度数字化、智慧化和网络化，推动以电力为核心的能源体系实现多种能源的高效转化和利用。

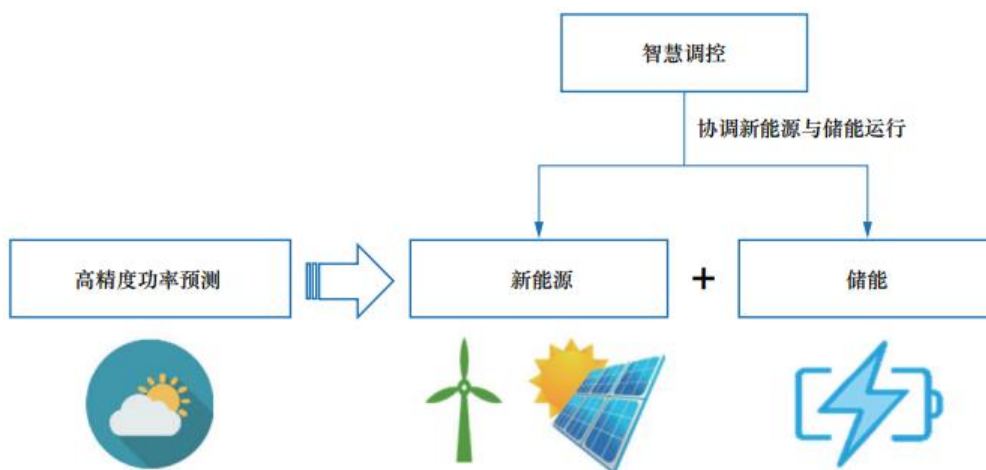
图24：数字科技生态圈



资料来源：《数字化转型》李福东，中国银河证券研究院

**智慧调控、功率预测提升新能源安全可靠替代能力。**《新型电力系统发展蓝皮书》提出打造“新能源+”模式，推进新能源与调节性电源的多能互补，推广电力源网荷储一体化发展模式，强化新能源资源评估和功率预测技术研究，提高预测精度、延长预测周期，完善调度运行辅助决策功能，深化极端天气下功率预测技术研究，加强源荷互动，提高需求侧管理水平，实现源网荷储协同运行。深度融合长时间尺度新能源资源评估和功率预测、智慧调控、新型储能等技术应用，推动系统友好型“新能源+储能”电站建设，优化调度运行方式，实现新能源与储能协调运行，大幅提升发电效率和可靠出力水平。提升新能源主动支撑能力，逐步具备与常规电源相近的涉网性能。

图25：系统友好型新能源电站示意图



资料来源：国家能源局，中国银河证券研究院

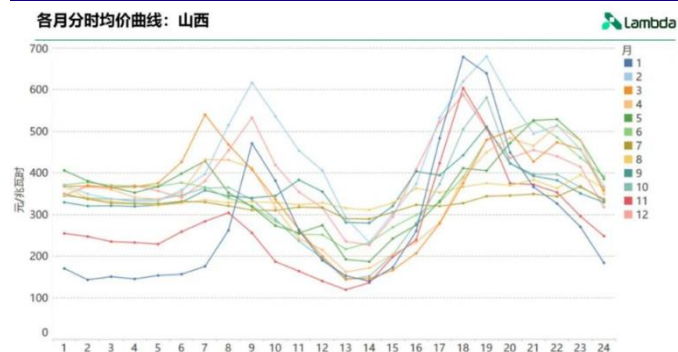
### （三）数字经济辅助新能源现货交易，降低交易风险

#### 1. 新能源参与现货面临降价风险

新能源出力时段集中，面临高峰低价段、低峰高价段的风险。由于新能源发电没有边际成本，因此现货市场出清价格受新能源影响大。同一区域内，风电、光伏的发电出力时间集中，新能源

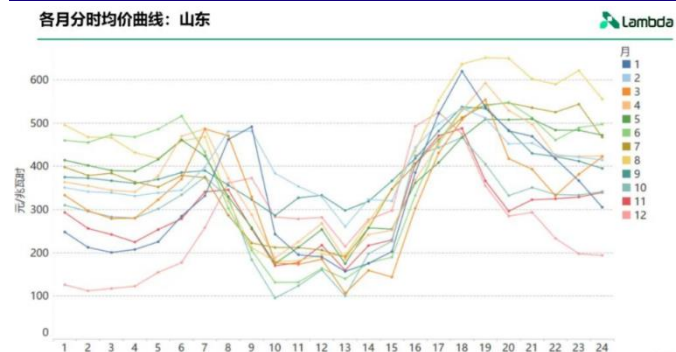
大发时段电力价格下降。而在无风无光，或少风少光造成的新能源出力受限时段，电力价格又在供需关系调节下上涨。以山西、山东为例，10-16点光伏大发时段，现货日均价集中在100-300元/MWh的低价；在17-20点晚高峰时段，由于光伏、风电出力较低，市场供需紧张，因此现货日均价集中在500元/MWh以上的高价。

图26：2023年山西电力现货各月分时均价曲线（元/MWh）



资料来源：兰木达电力现货，中国银河证券研究院

图27：2023年山东电力现货各月分时均价曲线（元/MWh）



资料来源：兰木达电力现货，中国银河证券研究院

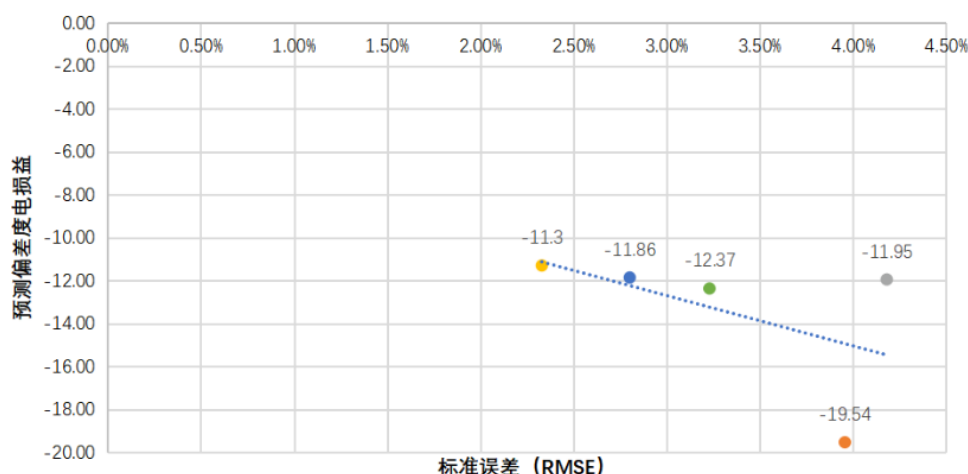
**新能源出力随机性造成偏差考核风险。**当前各地新能源出力预测偏差仍然较大，在现货市场中需要为预测偏差引发的平衡成本付费，即出力超出部分往往低价卖出，出力不足的部分往往需要高价被替发。以山西、山东为例，2022年两省全部新能源企业因短期功率预测偏差（忽略节点价格差异）产生的亏损：总亏损山西为5.29亿元，山东为19.88亿元，度电亏损在0.01元左右；预测偏差越大的场站在日前市场的亏损幅度越大。

表14：2022年山西、山东新能源短期功率预测偏差损益

| 省份 | 类型 | 日前预测偏差度电损益（元/MWh） | 日前预测偏差损益（亿元） |
|----|----|-------------------|--------------|
| 山西 | 光伏 | -4.54             | -0.70        |
|    | 风电 | -10.43            | -4.59        |
|    | 平均 | -8.92             | -5.29        |
| 山东 | 光伏 | -7.92             | -4.09        |
|    | 风电 | -9.73             | -15.79       |
|    | 平均 | -9.29             | -19.88       |

资料来源：兰木达电力现货，中国银河证券研究院

图28：2023年2月山西5风电场标准误差与预测偏差度电损益关系



资料来源：兰木达电力现货，中国银河证券研究院

受到出力时段集中、功率预测偏差等影响，新能源参与现货面临降价风险。以山西、山东、甘肃等较为成熟的电力试点省份为例，2023年光伏、风电年均上网电价在200-300元/MWh左右，

请务必阅读正文最后的中国银河证券股份有限公司免责声明。

较对应省份基准价下跌 30%左右。蒙西市场由于需求大幅增加，年现货均价涨幅较大，风光搭便车价格上涨。

表15：2023 年现货价格及风光价格年度均价（元/MWh）

| 省区     | 现货价格   |        |         | 光伏价格   |         |         | 风电价格   |         |         | 基准价   |
|--------|--------|--------|---------|--------|---------|---------|--------|---------|---------|-------|
|        | 均价     | 较基准价   | 同比      | 均价     | 较基准价    | 同比      | 均价     | 较基准价    | 同比      |       |
| 广东     | 443.10 | -9.90  | -21.28% |        |         |         |        |         |         | 453   |
| 山西     | 347.00 | 15.00  | -10.86% | 247.73 | -84.27  | -1.74%  | 272.99 | -59.01  | -7.45%  | 332   |
| 山东     | 353.09 | -41.81 | -3.72%  | 216.57 | -178.33 | 5.85%   | 287.83 | -107.07 | -8.88%  | 394.9 |
| 甘肃-河东  | 339.91 | 32.11  | -20.60% | 194.74 | -113.06 | -30.32% | 220.44 | -87.36  | -24.21% | 307.8 |
| 甘肃-河西  | 279.60 | -28.20 | -23.66% |        |         |         |        |         |         | 307.8 |
| 蒙西-呼包东 | 619.89 | 336.99 | 39.44%  | 438.67 | 155.77  | 56.62%  | 453.47 | 170.57  | 34.23%  | 282.9 |
| 蒙西-呼包西 | 642.13 | 359.23 | 42.27%  |        |         |         |        |         |         | 282.9 |
| 省间     | 359.58 |        | -43.10% |        |         |         |        |         |         |       |

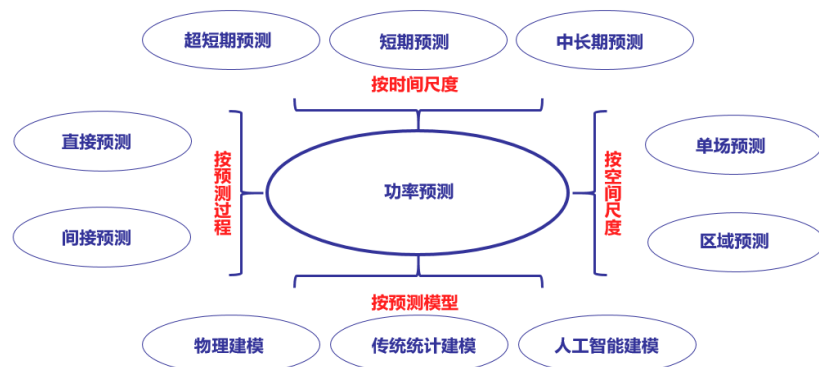
资料来源：兰木达电力现货，中国银河证券研究院

## 2. 人工智能提高功率预测准确性

**新能源功率预测准确率考核趋严。**根据南方电网数据，近年来国内外新能源预测精度有明显提升，2021 年我国省级电网风电、光伏日前电力预测准确率约 88%、87%，电量预测准确率约 93%、96%，在中长期方面，国网江苏省电力公司风光资源中长期预测准确率达 78%，出力高峰判断正确率达 83%。考虑到新能源装机规模持续快速增长，其间歇性、波动性的特性带来的电力实时平衡问题日益突出，电网调度运行困难越来越大，各地《电力并网运行管理实施细则》和《电力辅助服务管理实施细则》功率预测考核指标在逐渐趋严。以华东监管局为例，日前功率预测准确率将从 2019 年版的 80% 上升至 2021 年版的 90% 以上，超短期功率预测准确率将上升至 95% 以上。

**新能源功率预测分类方式多元。**新能源功率预测一般基于气象预报数据、新能源功率数据等动态数据，结合新能源场站位置和设备参数等信息构建模型。根据**时间分类**可以分为超短期预测、短期预测以及长期预测。我国电力管理规定，新能源电站必须每天上报一次短期发电预测功率、每 15 分钟滚动上报一次超短期发电预测功率。长期预测一般适用于预测以年为单位的长时间数据，多用于电网部署、制定年度运维方案等。按照**预测模型**可以分为物理建模方法、时间序列建模方法、基于机器学习和深度学习等人工智能技术的建模方法。按照**预测过程**可以分为直接预测和间接预测。按照**空间尺度**可以分为单场预测和区域预测。

图29：新能源功率预测分类



资料来源：《基于数据驱动的光伏功率预测技术研究》席涵宇，中国银河证券研究院

表16：功率预测影响因素

| 类型    | 预测时间范围                           | 影响因素                                                     |
|-------|----------------------------------|----------------------------------------------------------|
| 短期预测  | 预测 10 天的数据，以数据滚动更新形式             | 气象预测数据的精度、模型的精度等                                         |
| 超短期预测 | 测定未来 4h 内的时间长度，每个监测点的间隔时间为 15min | 气象预测数据的精度、模型的精度、实时测风、测光数据、发电机组实时开机状态数据的准确性、历史实发功率数据的丰富程度 |
| 长期预测  | 以年为单位的长时间数据                      | 气象预测数据的精度、模型的精度、场站位置等                                    |

资料来源：《功率预测对电力现货交易的影响研究》沈继宝，中国银河证券研究院

**AI 建模预测优势明显。**相较于传统非人工智能方法，基于人工智能的预测模型在建模难度、数据输入处理能力、预测的时空尺度适用性等方面均优于物理模型。物理建模基于地理信息、气象数据与数值天气预报结果构建功率预测模型，受数值天气预报结果精度影响大，难以适应极端天气情况。传统统计方法（时间序列、马尔可夫链、灰色预测等）基于历史功率数据预测未来的风电光伏、出力，建模简单，高维数据处理能力差，预测精度普遍较低。而 AI 建模通过大量历史训练数据学习输入数据和输出新能源功率预测结果之间的映射关系，AI 模型参数基于数据训练得到，容易获取，模型的输入特征亦可灵活构建，结合智能优化算法还可进行参数自动寻优，进一步省去了人工调参的工作量，对高维非线性样本空间具有良好的拟合能力，尤其在新能源概率预测、区域预测、复杂时空特性关联性挖掘等特殊场景下更是具有传统非 AI 方法不可比拟的优势。

表17：物理模型与 AI 模型对比

| 预测方法      | 物理模型                           | AI 模型                  |
|-----------|--------------------------------|------------------------|
| 建模难度      | 综合气象、电气、电子、机械等多个学科知识，专业性要求高    | 具备多种通用模型，并配套成熟工具包，建模简单 |
| 模型参数获取难度  | 基于试验测试或产品手册，参数获取难度高            | 通过模型训练得到，较为容易          |
| 数据输入      | NWP 数据                         | 历史功率和历史气象观测数据、NWP 数据   |
| 预测空间尺度实用性 | 适用于单机建模，应用于场站以及区域预测时需进行二次建模    | 可直接用于单机、单场站和区域预测       |
| 预测时间尺度适用性 | 受限于 NWP 精度，一般用于短期预测            | 可用于分钟级、超短期预测，也可用于短期预测  |
| 可解释性      | 强                              | 弱                      |
| 建模数据要求    | 仅需要场站信息、设备参数等静态信息，不需要功率气象等历史数据 | 需要大量历史气象和功率数据，数据量少时    |

资料来源：《人工智能技术在新能源功率预测的应用及展望》朱琼峰，中国银河证券研究院

**AI 新能源功率预测流程可以分为数据层、模型层、场景层和应用层。**如下图所示，在**数据层**，地理位置信息、运行数据（风速、温度、压强等）、数值天气预报系统 NWP 数据、设备基本信息等数据通过网络传送到数据中心进行存储，而后在数据处理模块中对各类数据进行异常值处理、数据插值及增强。**模型层**将筛选出的数据与历史数据以多模型组合方式进行训练和推理，最终得到的模型在**场景层**可广泛用于跨空间尺度、多时间尺度、多预测结果（确定性预测、事件预测、概率预测、集群预测）。**应用层**可服务于电网调度、新能源消纳、绿电交易、综合能源服务等应用。

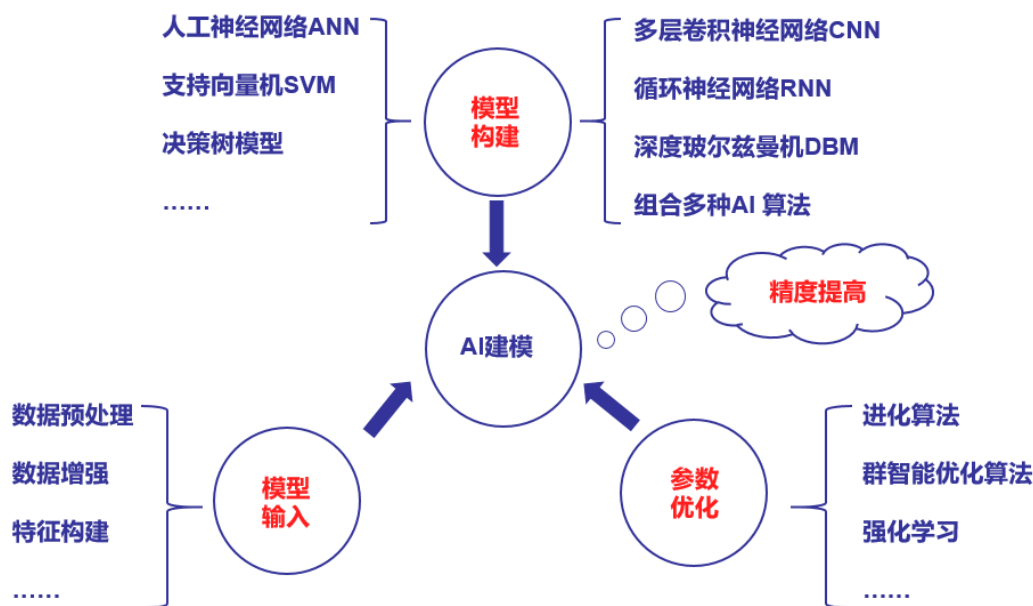
图30：基于 AI 的新能源功率预测技术框架



资料来源：《人工智能技术在新能源功率预测的应用及展望》朱琼峰，中国银河证券研究院

AI 技术通过模型输入、模型构建和参数优化应用于新能源功率预测领域。根据电科院研究，当前 AI 技术在新能源功率预测领域的应用主要包括模型输入、模型构建和参数优化三个方面。**模型输入**包括数据预处理、数据增强和特征构建方面的应用。**模型构建**主要涉及传统机器学习算法（包括支持向量机 SVM、梯度提升决策树 GBDT 以及各种传统浅层神经网络）、基于深度学习的新一代 AI 技术（包括多层卷积神经网络 CNN 和循环神经网络 RNN）以及组合多种 AI 算法的组合预测技术。**参数优化**包括进化算法、群智能优化算法等静态优化算法和强化学习等动态优化算法，主要用于模型训练和组合参数优化。

图 31：AI 技术通过模型输入、模型构建和参数优化应用于新能源功率预测领域



资料来源：《人工智能技术在新能源功率预测的应用及展望》朱琼峰，中国银河证券研究院

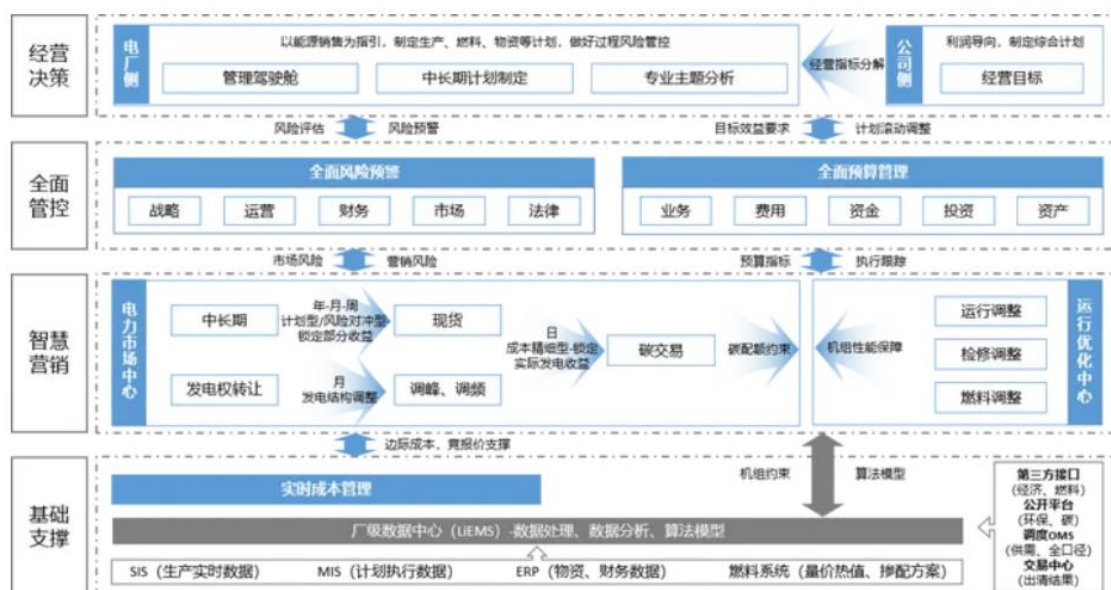
**有效提高功率预测准确性。**以金风慧能为例，基于英特尔统一的大数据分析和 AI 平台—Analytics Zoo，公司在全国多个光伏测试场站以月为周期进行实地测试，在单小时内使用 3 万条记录对模型进行 5000 次迭代优化，并在 50 毫秒内获得未来 2 小时的功率预测数据。截至 2021 年，Analytics Zoo 将预测准确率从传统方案的 59%提升到 79.41%。

根据南方电网研究，**新能源功率预测仍存在诸多挑战**，包括超短期、短期、中长期电力电量相关的预测应用相对割裂，网、省、地、场多时空尺度的协同应用尚未出现，且极端转折天气下相关应用措施较少。同时，新能源预测与电力市场和实时调度的结合应用还处于早期阶段，预测误差与市场出清结果等市场行为关联度的细致分析尚未出现。未来，强化学习、元学习、GNN、大模型等多种 AI 技术将与之相结合，在具体场景自适应、小样本学习、NWP 数据时空分辨率、分布式新能源预测、预测方法标准化验证等多个方面提升 AI 模型应用深度及广度。目前 Google、英伟达等厂商均开始研发 AI 大模型在气象领域和新能源发电领域的应用。

#### （四）自动算法交易主导欧洲电力市场，部分企业获得高额利润

**电力市场化、电力现货建设加速，数字化赋能全价值链分析决策。**传统模式下发电企业价值创造取决于机组固定成本水平、可变成本管理能力和机组的灵活性和风险承受能力。在进一步放开市场化交易后，市场定价成为主流，电价影响因素日趋复杂。企业需打造沟通与分析能力强的交易队伍，及时跟踪市场规则与成员行为的变化情况，持续广泛积累市场交易所需各类数据,创新市场分析、预测与优化等多种算法模型，不断升级迭代交易支撑平台推动交易自动化等。

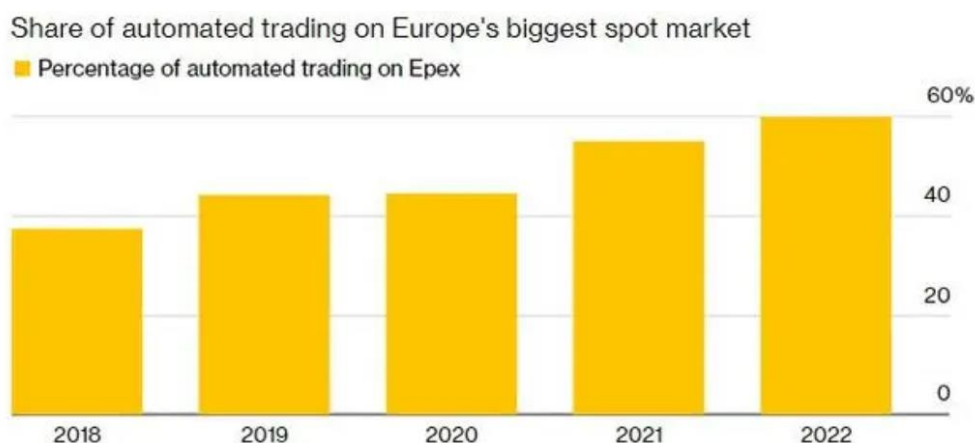
图 32：电力企业全价值链分析决策架构



资料来源：朗坤智慧，中国银河证券研究院

自动算法交易已主导欧洲电力市场。根据智通财经报道，多家电力交易公司越来越大规模地采用人工智能和机器学习来赚取收益。2022 年欧洲最大的短期电力交易所巴黎 Epex Spot SE，自动化电力交易占交易总量的 60%左右，且呈现逐年上升趋势。2022 年欧洲能源危机期间，能源价格大幅波动，电力交易公司把握时机，利用卫星图像、天气模式、社交媒体等信息，通过领先市场来获得利润。其中丹麦电力交易商 MFT 在 2022 年的利润飙升了 8 倍多，达到 5.76 亿欧元，约为每位员工 440 万欧元。

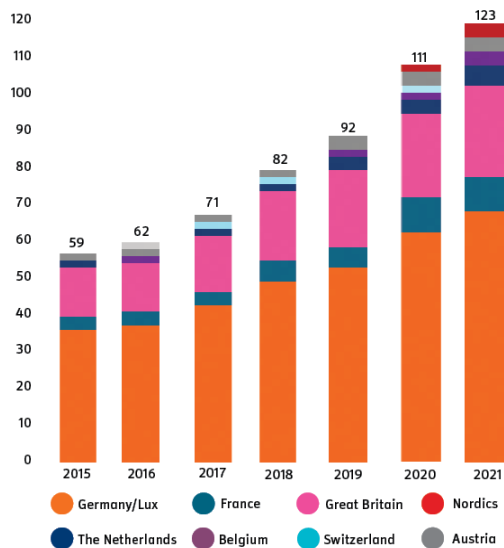
图 33：Epex Spot SE 交易所自动化交易占比



资料来源：Epex Spot，中国银河证券研究院

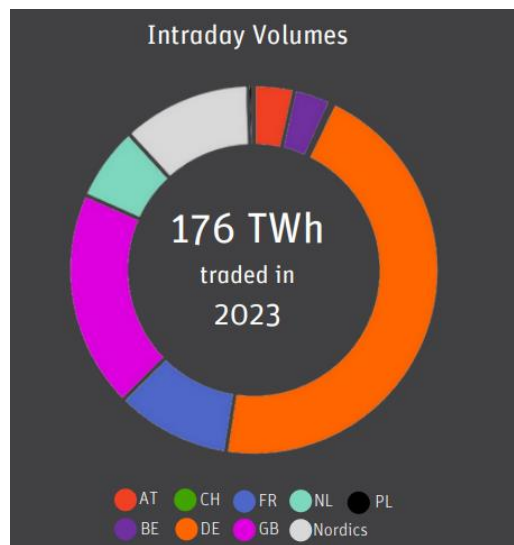
自动算法交易活跃，近年日内成交量复合增速接近 15%。随着自动算法交易在欧洲电力市场中的广泛使用，交易活跃度显著提升。根据 Epex Spot SE 数据，2023 年日内电力交易量为 176TWh，与 2015 年 59TWh 相比，8 年年化增速 14.6%。现货交易量提升有助于发挥价格发现作用，更能实时反映市场供需和成本。

图34：2015–2021 年 Epex Spot SE 交易所日内交易量（TWh）



资料来源：Epex Spot，中国银河证券研究院

图35：2023 年 Epex Spot SE 交易所日内交易量



资料来源：Epex Spot，中国银河证券研究院

## 四、投资建议

### （一）投资策略

**投资策略：**（1）数字经济加速电气化，数据中心、5G 基站等基础设施建设释放海量用电需求。伴随国家“双碳”能源转型，绿色电力和绿色算力协同发展，看好新能源装机长期成长空间；（2）数字经济赋能电力现货交易，助力电力企业减少亏损、增厚盈利。随着电力现货在全国范围内铺开，电价波动显著扩大，电力企业需要借助数字化转型，应对现货市场带来的挑战和机遇。我们预计具有较强运行管理能力的龙头发电企业有望受益；（3）个股建议关注：皖能电力、浙能电力、华电国际、国电电力、华能国际、协鑫能科、长江电力、川投能源、中国广核、中国核电等。

### （二）投资组合与盈利预测

表18：重点公用事业公司盈利预测与估值（2023 年 3 月 19 日）

| 代码     | 简称   | 股价    | EPS   |       |       |       | PE    |       |       |       |
|--------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|        |      |       | 2022A | 2023E | 2024E | 2025E | 2022A | 2023E | 2024E | 2025E |
| 600027 | 华电国际 | 6.54  | 0.01  | 0.45  | 0.70  | 0.76  | 670   | 15    | 9     | 9     |
| 600011 | 华能国际 | 9.18  | -0.47 | 0.54  | 1.02  | 1.17  | (20)  | 17    | 9     | 8     |
| 600795 | 国电电力 | 5.02  | 0.16  | 0.31  | 0.48  | 0.52  | 32    | 16    | 10    | 10    |
| 600023 | 浙能电力 | 6.09  | -0.14 | 0.50  | 0.54  | 0.62  | (45)  | 12    | 11    | 10    |
| 000543 | 皖能电力 | 7.51  | 0.19  | 0.62  | 0.62  | 0.72  | 40    | 12    | 12    | 10    |
| 002608 | 江苏国信 | 7.40  | 0.02  | 0.54  | 0.85  | 0.99  | 410   | 14    | 9     | 7     |
| 600863 | 内蒙华电 | 4.45  | 0.27  | 0.43  | 0.50  | 0.57  | 16    | 10    | 9     | 8     |
| 600025 | 华能水电 | 9.40  | 0.38  | 0.40  | 0.44  | 0.50  | 25    | 24    | 21    | 19    |
| 600900 | 长江电力 | 24.72 | 0.87  | 1.00  | 1.16  | 1.49  | 28    | 25    | 21    | 17    |
| 600674 | 川投能源 | 16.23 | 0.72  | 0.99  | 1.10  | 1.24  | 23    | 16    | 15    | 13    |
| 601985 | 中国核电 | 8.51  | 0.48  | 0.55  | 0.60  | 0.64  | 18    | 15    | 14    | 13    |
| 003816 | 中国广核 | 3.82  | 0.20  | 0.22  | 0.24  | 0.26  | 19    | 17    | 16    | 15    |
| 001289 | 龙源电力 | 18.97 | 0.61  | 0.98  | 1.11  | 1.29  | 31    | 19    | 17    | 15    |
| 600905 | 三峡能源 | 4.72  | 0.25  | 0.26  | 0.34  | 0.40  | 19    | 18    | 14    | 12    |
| 000537 | 中绿电  | 9.78  | 0.34  | 0.49  | 1.15  | 1.61  | 29    | 20    | 9     | 6     |
| 603105 | 芯能科技 | 10.09 | 0.38  | 0.51  | 0.66  | 0.85  | 26    | 20    | 15    | 12    |
| 002015 | 协鑫能科 | 11.65 | 0.42  | 0.78  | 1.02  | 1.26  | 28    | 15    | 11    | 9     |

资料来源：wind，中国银河证券研究院

## 五、风险提示

装机规模不及预期的风险；煤炭价格持续高位的风险；上网电价下调的风险；行业竞争加剧的风险等。

## 插图目录

|                                                    |    |
|----------------------------------------------------|----|
| 图 1： 我国电价改革历程时序图 .....                             | 2  |
| 图 2： 近期省间及省内市场交易品种 .....                           | 3  |
| 图 3： 全国市场化交易电量及占比 .....                            | 3  |
| 图 4： 2023 年全国市场化电量结构 .....                         | 3  |
| 图 5： 省间交易与省内交易衔接模式 .....                           | 4  |
| 图 6： 上网电价的合理构成 .....                               | 6  |
| 图 7： 全国新能源新增装机（万千瓦）及占比 .....                       | 7  |
| 图 8： 全国新能源累计装机（万千瓦）及占比 .....                       | 7  |
| 图 9： 风电利用小时数及弃风率 .....                             | 7  |
| 图 10： 光伏利用小时数及弃光率 .....                            | 7  |
| 图 11： 2022-2023 山东负荷曲线对比 .....                     | 8  |
| 图 12： 2022-2023 甘肃负荷曲线对比 .....                     | 8  |
| 图 13： 全国平均气温距平分布图 .....                            | 8  |
| 图 14： 全国降水量距平百分率分布图 .....                          | 8  |
| 图 15： 2022 年全国省间交易电量（亿千瓦时） .....                   | 8  |
| 图 16： 2022 年 8 月山西省内与省间现货市场出清价格（元/MWh） .....       | 8  |
| 图 17： 全国市场化交易电量及占比 .....                           | 12 |
| 图 18： 新能源市场化电量占比 .....                             | 13 |
| 图 19： 中国数字经济占 GDP 比重预计 2035 年可达 71.60% .....       | 14 |
| 图 20： 数字经济分类占比（信通院数据口径） .....                      | 14 |
| 图 21： 中国数字产业化和产业数字化规模预测 .....                      | 15 |
| 图 22： “东数西算”全国布局图 .....                            | 15 |
| 图 23： 中国可再生能源和数字经济占比 .....                         | 15 |
| 图 24： 数字科技生态圈 .....                                | 18 |
| 图 25： 系统友好型新能源电站示意图 .....                          | 18 |
| 图 26： 2023 年山西电力现货各月分时均价曲线（元/MWh） .....            | 19 |
| 图 27： 2023 年山东电力现货各月分时均价曲线（元/MWh） .....            | 19 |
| 图 28： 2023 年 2 月山西 5 风电场标准误差与预测偏差度电损益关系 .....      | 19 |
| 图 29： 新能源功率预测分类 .....                              | 20 |
| 图 30： 基于 AI 的新能源功率预测技术框架 .....                     | 22 |
| 图 31： AI 技术通过模型输入、模型构建和参数优化应用于新能源功率预测领域 .....      | 23 |
| 图 32： 电力企业全价值链分析决策架构 .....                         | 24 |
| 图 33： Epex Spot SE 交易所自动化交易占比 .....                | 24 |
| 图 34： 2015-2021 年 Epex Spot SE 交易所日内交易量（TWh） ..... | 25 |
| 图 35： 2023 年 Epex Spot SE 交易所日内交易量 .....           | 25 |

## 表格目录

|                                              |    |
|----------------------------------------------|----|
| 表 1: 中美欧电力市场对比 .....                         | 4  |
| 表 2: 部分省份中长期交易规则 .....                       | 5  |
| 表 3: 各省电力市场建设进度规划 .....                      | 5  |
| 表 4: 我国电力市场建设目标 .....                        | 9  |
| 表 5: 电力现货市场建设相关政策 .....                      | 9  |
| 表 6: 第一批电力现货试点建设概况.....                      | 10 |
| 表 7: 第二批电力现货试点建设概况.....                      | 10 |
| 表 8: 非试点区电力现货试点建设概况.....                     | 11 |
| 表 9: 《电力现货市场基本规则（试行）》市场衔接机制.....             | 12 |
| 表 10: 全球主要电力期货交易所 .....                      | 13 |
| 表 11: 中国数据中心用电量占比预测（用电量单位万亿 kWh） .....       | 16 |
| 表 12: 全球数据中心用电量占比预测（用电量单位万亿 kWh） .....       | 16 |
| 表 13: 数据中心-电力系统需求模型 .....                    | 17 |
| 表 14: 2022 年山西、山东新能源短期功率预测偏差损益 .....         | 19 |
| 表 15: 2023 年现货价格及风光价格年度均价（元/MWh） .....       | 20 |
| 表 16: 功率预测影响因素 .....                         | 21 |
| 表 17: 物理模型与 AI 模型对比 .....                    | 21 |
| 表 18: 重点公用事业公司盈利预测与估值（2023 年 3 月 19 日） ..... | 26 |

## 分析师承诺及简介

本人承诺，以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学（北京），超过 10 年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022 年 1 月加入中国银河证券。

梁悠南，公用事业行业分析师，毕业于清华大学（本科），加州大学洛杉矶分校（硕士），纽约州立大学布法罗分校（硕士）。于 2021 年加入中国银河证券，从事公用事业行业研究。

## 免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。银河证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

## 评级标准

| 评级标准                                                                                                                                                      | 评级   | 说明                        |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|---------------------------|
| 评级报告发布日后的 6 到 12 个月行业指数（或公司股价）相对市场表现，其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准，北交所市场以北证 50 指数为基准，香港市场以摩根士丹利中国指数为基准。 | 行业评级 | 推荐：相对基准指数涨幅 10%以上         |
|                                                                                                                                                           |      | 中性：相对基准指数涨幅在-5% ~ 10%之间   |
|                                                                                                                                                           |      | 回避：相对基准指数跌幅 5%以上          |
|                                                                                                                                                           | 公司评级 | 推荐：相对基准指数涨幅 20%以上         |
|                                                                                                                                                           |      | 谨慎推荐：相对基准指数涨幅在 5% ~ 20%之间 |
|                                                                                                                                                           |      | 中性：相对基准指数涨幅在-5% ~ 5%之间    |
|                                                                                                                                                           |      | 回避：相对基准指数跌幅 5%以上          |

## 联系

### 中国银河证券股份有限公司 研究院

深圳市福田区金田路 3088 号中洲大厦 20 层

上海浦东新区富城路 99 号震旦大厦 31 层

北京市丰台区西营街 8 号院 1 号楼青海金融大厦

公司网址：www.chinastock.com.cn

### 机构请致电：

深广地区：程曦 0755-83471683 chengxi\_yj@chinastock.com.cn  
 苏一耘 0755-83479312 suyiyun\_yj@chinastock.com.cn  
 上海地区：陆韵如 021-60387901 luyunru\_yj@chinastock.com.cn  
 李洋洋 021-20252671 liyangyang\_yj@chinastock.com.cn  
 北京地区：田薇 010-80927721 tianwei@chinastock.com.cn  
 唐嫚玲 010-80927722 tangmanling\_hj@chinastock.com.cn