

**电力、热力生产和供应业研究**

目 录

[1 行业基本情况 1](#_Toc5814)

[1.1 行业定义 1](#_Toc11392)

[1.2 主要服务 1](#_Toc3557)

[2 行业发展环境 2](#_Toc21150)

[2.1 政策环境 2](#_Toc5673)

[2.1.1 政策汇总 2](#_Toc28947)

[2.1.2 政策趋势 5](#_Toc8099)

[2.2 技术环境 6](#_Toc1592)

[3 行业发展情况 8](#_Toc11035)

[3.1 行业发展现状 8](#_Toc25663)

[3.1.1 全国行业发展现状 8](#_Toc27737)

[3.1.2 地方行业发展现状 13](#_Toc30890)

[3.2 行业发展趋势 16](#_Toc26700)

[4 行业发展特征 18](#_Toc5203)

[4.1 产业链图 18](#_Toc13672)

[4.2 商业模式 19](#_Toc24795)

[4.2.1 综合商业模式 19](#_Toc30684)

[4.2.2 上下游合作模式 20](#_Toc22143)

[4.2.3 营销模式 22](#_Toc16527)

[4.3 市场竞争情况 22](#_Toc23971)

[5 行业风险提示 24](#_Toc27918)

[5.1政策调整风险 24](#_Toc24972)

[5.2市场波动风险 24](#_Toc22471)

[5.3技术变动风险 24](#_Toc1573)

[附表 25](#_Toc25419)

# 1 行业基本情况

## 1.1 行业定义

电力、热力生产和供应业包括电力的生产和供应以及热力的生产和供应。电力的生产和供应是指火力发电、热电联产、水力发电、核力发电、风力发电、太阳能发电、生物质能发电及其他电力的生产，并利用电网出售给用户电能的输送与分配活动。热力的生产和供应是指利用煤炭、油、燃气等能源，通过锅炉等装置生产蒸汽和热水，或外购蒸汽、热水进行供应销售、供热设施的维护和管理的活动，包括利用地热和温泉供应销售的活动。

表1 电力、热力生产和供应行业界定

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 行业大类 | 行业中类 | 行业小类 |
| 电力、热力生产和供应业（D44） | 电力生产（D441） | 火力发电（D4411） |
| 热电联产（D4412） |
| 水力发电（D4413） |
| 核力发电（D4414） |
| 风力发电（D4415） |
| 太阳能发电（D4416） |
| 生物质能发电（D4417） |
| 其他电力生产（D4419） |
| 电力供应（D442） | 电力供应（D4420） |
| 热力生产和供应（D443） | 热力生产和供应（D4430） |

资料来源：《国民经济行业分类》（GB/T 4754-2017）

## 1.2 主要服务

电力生产与供应服务。电力生产与供应服务包含基础供电服务（居民用电供应、商业用电供应、工业用电供应）以及电力增值服务（分布式电源接入服务、电力节能服务、智能用电服务）。

热力生产与供应服务。热力生产与供应服务包含集中供热服务（居民采暖服务、商业和公共建筑供热服务）以及工业供热服务。

# 2 行业发展环境

## 2.1 政策环境

### 2.1.1 政策汇总

近年来我国基于“双碳”的长远视角总体布局电力、热力生产和供应行业，出台国家层面政策涉及电价、抽水蓄能、新能源配储、调节性电源、热电联产等多个领域，其主要意图皆在为构建新型电力、热力系统奠定重要基础，具体表现为以下几方面：一是电力市场化改革持续向纵深推进，重点包括我国开启第三轮输配电价核定，抽水蓄能电站容量电价核定结果出炉，规范发电机组进入及退出商业运营管理；二是多措并举协同构建新型电力系统；三是新规频出不断夯实电力领域监管力度；四是继续发力筑牢电力行业安全“防线”；五是推进节能降碳技术改造，推广热能循环利用技术，以提高企业的节能减污降碳水平。

表2 全国性电力、热力生产和供应业政策汇总

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 发布时间 | 发布部门 | 政策名称 | 主要内容 |
| 2024.12 | 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》 | 充分发挥新型经营主体在提高电力系统调节能力、促进可再生能源消纳、保障电力安全供应等方面的作用，鼓励新模式、新业态创新发展，培育能源领域新质生产力，加快构建新型电力系统。鼓励虚拟电厂聚合分布式光伏、分散式风电、新型储能、可调节负荷等资源，为电力系统提供灵活调节能力。 |
| 2024.08 | 国家发展改革委等 | 《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》 | 优化加强电网主网架，提升新型主体涉网性能，推进构网型技术应用，持续提升电能质量。大规模高比例新能源外送攻坚行动，提高在运输电通道新能源电量占比，开展新增输电通道先进技术应用，组织编制建设改造实施方案，制定修订一批配电网标准，建立配电网发展指标评价体系。 |
| 2024.05 | 国务院 | 《2024—2025年节能降碳行动方案》 | 加快建设大型风电光伏基地外送通道，提升跨省跨区输电能力。加快配电网改造，提升分布式新能源承载力。积极发展抽水蓄能、新型储能。大力发展微电网、虚拟电厂、车网互动等新技术新模式。到2025年底，全国抽水蓄能、新型储能装机分别超过6200万千瓦、4000万千瓦；各地区需求响应能力一般应达到最大用电负荷的3%-5%，年度最大用电负荷峰谷差率超过40%的地区需求响应能力应达到最大用电负荷的5%以上。 |
| 2024.03 | 国家能源局 | 《2024年能源工作指导意见》 | 加快构建充电基础设施网络体系，深入推动交通用能电气化，持续优化城市、公路沿线和居民社区充电网络，加大县域充电基础设施建设支持力度，推动创建一批充电设施建设应用示范县和示范乡镇，探索开展车网双向互动。促进北方地区清洁取暖持续向好发展，因地制宜推进超低排放热电联产集中供暖和地热、太阳能、生物质能等可再生能源供暖，逐步发展电力、工业余热、核能供暖等多种清洁供暖方式，推动具备条件的清洁供暖项目稳妥有序实施。推进农村能源革命试点县建设，以点带面加快农村能源清洁低碳转型。 |
| 2024.02 | 国家发展改革委、国家能源局 | 《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》 | 到2027年，电力系统调节能力显著提升，抽水蓄能电站投运规模达到8000万千瓦以上，需求侧响应能力达到最大负荷的5%以上，保障新型储能市场化发展的政策体系基本建成，适应新型电力系统的智能化调度体系逐步形成，支撑全国新能源发电量占比达到20%以上、新能源利用率保持在合理水平，保障电力供需平衡和系统安全稳定运行。 |

资料来源：公开资料整理

表3 三省一市电力、热力生产和供应业政策汇总

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **发布时间** | **发布部门** | **政策名称** | **主要内容** |
| 重庆市 | | | |
| 2024.11 | 重庆市经济和信息化委员会等 | 《重庆市新能源汽车与电网融合互动工作方案》 | 全面推广智能有序充电，扩大双向充放电（V2G）项目规模，丰富车网互动应用场景，以城市为主体完善规模化、可持续的车网互动政策机制，以V2G项目为主体探索技术先进、模式清晰、可复制推广的商业模式，以市场化机制引导车网互动规模化发展，构建以超充为主体、新能源汽车与电网融合互动的高质量充电基础设施体系，车网融合互动规模化推广应用取得重要进展。 |
| 2024.04 | 重庆市经济和信息化委员会 | 《重庆市虚拟电厂建设管理实施方案（征求意见稿）》 | 构建“1+N”虚拟电厂建设管理服务体系，依托新型电力负荷管理系统建设重庆市统一虚拟电厂运营服务平台，为全市N个虚拟电厂提供资源接入、资格审核、运行监测、能力校核、清分结算、运行效果评价等服务工作，实现全市虚拟电厂的统一管理、统一调控、统一服务。 |
| 2022.05 | 重庆市发展和改革委员会、重庆市能源局 | 《重庆市“十四五”电力发展规划（2021—2025年）》 | 电力保障安全稳定。到2025年外来电力最大输送能力力争达到1900万千瓦，市内发电装机规模达到3650万千瓦，形成疆电、川电、三峡电以及市内电源共同组成的多元电力保障体系。 |
| 陕西省 | | | |
| 2024.12 | 陕西省发展和改革委员会 | 《关于2025年电力市场化交易有关事项的通知》 | 大力支持可再生能源、新型主体发展。扩大风电、光伏及丰水期富余水电交易电量规模，完善适应可再生能源参与的市场交易机制，鼓励发电企业与用户签订多年期合同。鼓励新型主体参与现货市场，适当拉大峰谷分时价差，为新型储能、虚拟电厂、电动汽车充电设施等新型主体发展创造条件，助力新型电力系统建设。 |
| 2024.09 | 陕西省人民政府 | 《关于深化大气污染治理推进实现“十四五”空气质量目标的实施意见》 | 大力发展新能源和清洁低碳能源。全省非化石能源消费比重达16%以上，电能占终端能源消费比重达27%以上。加快已纳规核准的抽水蓄能电站建设进度。持续推进散煤治理清洁取暖。延安市、榆林市保质保量完成清洁取暖改造任务。以关中3个重点片区（杨凌片区、鄠邑兴平片区、高陵泾阳富平片区）为重点，开展优化提升清洁取暖行动。 |
| 2024.03 | 陕西省发展和改革委员会 | 《陕西省新型储能参与电力市场交易实施方案》 | 加快推动陕西省新型储能发展，明确新型储能市场定位，建立完善适应储能参与的市场机制，鼓励新型储能自主选择参与电力市场，坚持以市场化方式形成价格，持续完善调度运行机制，发挥新型储能技术优势，提升新型储能利用水平，保障储能合理收益，强化电力系统顶峰、调峰、调频、爬坡等灵活调节能力，保障电力可靠供应，促进清洁能源消纳。 |
| 四川省 | | | |
| 2024.11 | 国家能源局四川监管办公室 | 《四川电力中长期交易规则（2024年修订版征求意见稿）》 | 对电力交易的市场成员、市场注册、交易品种及方式、价格机制、合同执行、市场监管等方面进行了规定和修订。此外，交易结算依据交易合同，按照“照付不议、偏差结算”的原则执行。发电企业绿电优先结算，电力用户按省间绿电、省内绿电、留存电量、保障性小水电电量、其他电能量交易品种的顺序结算。 |
| 2024.09 | 四川省人民政府 | 《四川省空气质量持续改善行动计划实施方案》 | 提出大力发展清洁能源。持续加大非化石能源供给，促进水风光氢天然气等多能互补发展。加快推进工业、农业、建筑、交通、生活服务五大领域电能替代。到2025年，全省非化石能源电力装机比重达83.3%，非化石能源消费比重达41.5%左右，电能占终端能源消费比重达30%左右。 |
| 2022.12 | 四川省人民政府 | 《四川省电源电网发展规划（2022—2025年）》 | 提出到2025年，电力装机规模达到16560万千瓦，水电、火电、风电、光伏发电占比从77.8%、15.9%、4.6%、1.7%调整为64.1%、16.6%、6.0%、13.3%，电源多能互补、水火互济能力显著增强。省调机组季以上调节能力水库电站达40座、装机2392万千瓦，新建成气电项目装机容量850万千瓦以上，开工建设抽水蓄能项目12个，“三州一市”光伏基地和凉山州风电基地加快建设。 |
| 贵州省 | | | |
| 2024.10 | 贵州省能源局 | 《贵州省新型储能参与电力市场交易实施方案（试行）》 | 加快构建新型电力系统，稳步推进“双碳”目标落地落实，促进能源高质量发展的重要途径。促进新型储能健康发展，亟待建立新型储能商业运行模式，完善符合新型储能特点的电力市场体制机制，推动新型储能逐步进入市场参与交易。 |
| 2023.12 | 贵州省能源局等八部门 | 《关于加快推进我省地热能产业发展的实施意见》 | 提出到2025年，在贵阳、遵义、铜仁、黔南、黔东南等基础条件好的市（州）建成一批地热能供暖（制冷）试点示范项目；地热能管理流程逐步健全，开发利用信息统计和监测体系进一步完善。到2030年，力争实现地热能供暖（制冷）规模化、商业化应用，技术标准体系和科技创新支撑体系进一步完善，基本形成全省地热能产业高质量发展新格局。 |
| 2023.7 | 贵州省能源局 | 《贵州省电力需求响应实施方案（试行）》 | 加强电力需求侧管理，推动通过市场化响应方式，引导电力用户降低高峰时段用电负荷，助推电力系统削峰填谷，保障电网安全稳定运行，确保社会用电秩序平稳有序。需求响应资源经负荷聚合商聚合为虚拟电厂，以虚拟电厂为单元参与需求响应。各负荷聚合商分别按地区聚合用户侧可调节负荷、分布式电源等分类资源，形成独立虚拟电厂，实现电网能量交互。 |

资料来源：公开资料整理

### 2.1.2 政策趋势

在电力生产和供应方面，我国政策将建立统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的全国统一电力市场体系，推进各类可再生能源参与绿色电力交易；发挥价格政策的关键引导作用，进一步深化电网改革；加大需求侧资源开发利用力度，加快培育适应绿色低碳转型的需求侧调节资源；完善先进高效的电力行业治理体系。

在热力生产和供应方面，我国政策将将进一步支持企业利用大数据、云计算、物联网等信息技术，建设智慧供热平台。通过对供热系统的实时监测、数据分析和智能调控，实现供热过程的自动化、智能化管理，提高供热效率和精准度，促进信息技术与热力生产供应技术的深度融合。同时，在热力需求不断增加和政策持续利好的环境下，我国热电联产项目建设持续推进。

## 2.2 技术环境

当前核电技术的发展已历四代，全球三代核电陆续商用，四代核电稳步研发中。四代核电安全性较三代有较大幅度提升，四代技术包括六种堆型：气体冷却快堆（GFR）、铅冷却快堆（LFR）、钠冷却快堆（SFR）、熔盐堆（MSR）、超临界水冷堆（SCWR）和超高温气冷堆（VHTR）。中国参与六种堆型中除开气体冷却快堆之外的五种堆型研发。

表4 核电堆型技术情况

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **核堆技术** | | **中子谱** | **冷却剂** | **温度（℃）** | **压力** | **燃料** | **燃料循环** | **装机容量（MWe）** |
| 气冷快堆 | | 快中子 | 氨 | 850 | 高 | U-238和部分U-235或Pu-239 | 闭式，现场 | 1200 |
| 铅冷快堆 | | 快中子 | 铅或铅-铋 | 480-800 | 低 | U-238和部分 U-235或Pu-239 | 闭式，地 区 | 20-180²、300- 1200、600-1000 |
| 熔盐堆 | 熔盐快堆 | 快中子 | 氟化盐 | 700-800 | 低 | 盐中的UF | 闭式 | 1000 |
| 先进高温堆 | 热中子 | 氟化盐 | 750-1000 | - | UO₂固体颗粒 | 开式 | 1000-1500 |
| 钠冷快堆 | | 快中子 | 钠 | 550 | 低 | U-238和MOX⁴ | 闭式 | 30-150、300-1500、1000-2000 |
| 超临界水冷堆 | | 热中子或快中子 | 水 | 510-625 | 极高 | UO₂ | 开式（热中子）；闭式（快中子） | 300-700、1000-1500 |
| 超高温反应堆 | | 热中子 | 氦 | 700-950（后继将达到1000） | 高 | UO₂菱柱或球形 | 开式 | 250-300 |

资料来源：公开资料整理

分布式电源与微电网技术。分布式新能源发电技术：高效经济的新能源、可再生能源开发技术；分布式能源的规划技术；分布式新能源发电主动支撑技术；分布式新能源发电出力预测技术；分布式新能源发电集群控制技术。分布式储能技术：储能调峰调频技术；稳定性与电能质量增强技术；微电网技术；新能源微电网频率和电压动态稳定技术；微电网群观群控技术。

# 3 行业发展情况

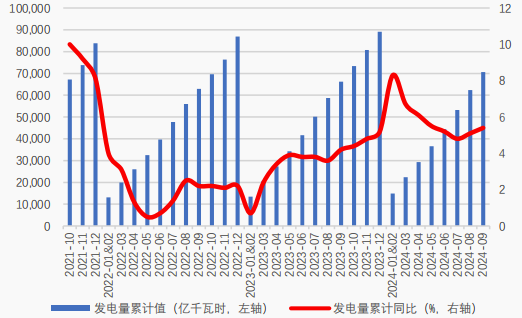
## 3.1 行业发展现状

### 3.1.1 全国行业发展现状

#### 3.1.1.1 行业产销

从电力供给方面来看，根据国家能源局相关数据，2024年前三季度，全社会发电量70560.40亿千瓦时，同比增长5.40%。分电源类型看，2024年前三季度，火电发电量47438.80亿千瓦时，同比增长1.90%t；水电发电量10039.70亿千瓦时，同比增长16.00%；核电发电量3275.50亿千瓦时，同比上升1.50%；风电发电量6733.20亿千瓦时（6MW以上电站），同比增长10.80%；太阳能发电量3073.10亿千瓦时（6MW以上电站），同比上涨27.00%。

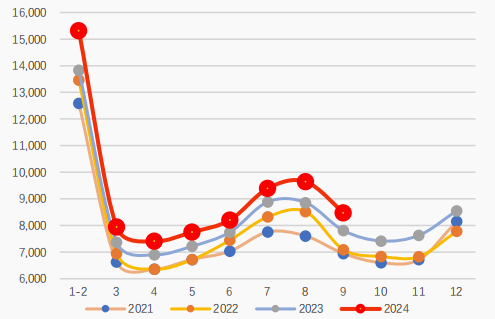
图1 全国发电量累计情况



数据来源：国家能源局

从电力需求方面来看，2024年前三季度，全国全社会用电量7.41万亿千瓦时，同比增长7.9%。一、二、三季度，全国全社会用电量同比分别增长9.8%、6.5%、7.6%。分产业来看，2024年前三季度，第一产业用电量1035亿千瓦时，同比增长6.9%；第二产业用电量4.74万亿千瓦时，同比增长5.9%，增速比上年同期提高0.5个百分点，占全社会用电量比重为64.0%，对全社会用电量增长的贡献率为48.9%；第三产业用电量1.40万亿千瓦时，同比增长11.2%，增速比上年同期提高1.1个百分点，占全社会用电量比重为18.8%，对全社会用电量增长的贡献率为25.9%。2024年前三季度，城乡居民生活用电量1.17万亿千瓦时，同比增长12.6%，增速比上年同期提高12.0个百分点；占全社会用电量比重为15.8%，对全社会用电量增长的贡献率为24.0%。2024年前三季度，东、中、西部和东北地区全社会用电量同比分别增长7.8%、8.3%、8.7%和3.2%。

图2 全社会分月用电量情况



数据来源：国家能源局

从电力输送方面来看，2024年前三季度，全国新增220千伏及以上变电设备容量（交流）16869万千伏安，同比多投产1227万千伏安；新增220千伏及以上输电线路长度18428千米，同比少投产4263千米。2024年前三季度，全国完成跨区输送电量7052亿千瓦时，同比增长10.3%，其中，一、二、三季度同比分别增长3.7%、16.4%、11.0%。2024年前三季度，全国完成跨省输送电量1.51万亿千瓦时，同比增长8.2%，其中，一、二、三季度同比分别增长4.8%、7.2%、11.3%；内蒙古、云南、四川、山西输出电量规模均超过1000亿千瓦时。

在热力供应方面，根据住房城乡建设部相关数据，截至2023年末，全国城市集中供热管道长度52.37万公里，同比增长6.13%；集中供热面积115.49亿平方米，同比增长3.81%。全国城市蒸汽集中供热能力12.39万吨/小时，同比下降1.30%；热水集中供热能力63.12万兆瓦，同比增长5.17%。

图3 全国城市集中供热管道长度情况



数据来源：住房城乡建设部

#### 3.1.1.2 行业投资

根据国家统计局相关数据，2024年前三季度，我国电力、热力生产和供应业固定资产投资额累计增长30.8%。

电力投资仍保持较大规模，其中电网投资增幅明显，电源投资受前期基数较大影响增幅较低，但非化石能源发电投资占比仍很高。根据国家能源局相关数据，2024年前三季度，全国主要发电企业电源工程完成投资5959亿元，同比增长7.2%。电网工程完成投资3982亿元，同比增长21.1%。

根据中国电力企业联合会相关发布，2024年前三季度，全国重点调查企业电力完成投资合计9941亿元，同比增长12.4%。分类型看，电源完成投资5959亿元，同比增长7.2%，其中非化石能源发电投资占电源投资比重为85.6%。电网完成投资3982亿元，同比增长21.1%。截至2024年9月底，全国全口径发电装机容量31.6亿千瓦，同比增长14.1%；其中，非化石能源发电装机占总装机容量比重达到56.5%。从分类型投资、发电装机增速及结构变化等情况看，电力行业绿色低碳转型成效显著。

#### 3.1.1.3 行业价格

2024年10月，全国代购电均值为0.397602元/kWh，其中21省高于均价且占比64%，全国代购电中位数为0.433386元/kWh（重庆），全国代购电最大值为0.5098元/kWh（广东），全国代购电最小值为0.185366元/kWh（云南）。

表5 2024年前10月全国电网代购电价格（元/兆瓦时）

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **地区** | | **2024年1月** | **2024年2月** | **2024年3月** | **2024年4月** | **2024年5月** | **2024年6月** | **2024年7月** | **2024年8月** | **2024年9月** | **2024年10月** |
| 江苏 | | 459 | 447.3 | 4362 | 440 | 443.4 | 455 | 455.4 | 455.7 | 440 | 433.5 |
| 安徽 | | 436.38 | 436.75 | 436.75 | 438.48 | 436.49 | 436.49 | 437 | 437.01 | 438.14 | 436.39 |
| 广东 | | 502.3 | 507.5 | 516.9 | 514.3 | 516.7 | 489.7 | 491.2 | 507.5 | 509.5 | 509.8 |
| 山东 | | 462.1 | 464.8 | 471.9 | 472.3 | 466.1 | 392.2 | 438.2 | 430.5 | 457.9 | 460 |
| 山西 | | 349.974 | 360.07 | 360.214 | 345.504 | 346.644 | 365.415 | 371.094 | 356.276 | 357.659 | 357.131 |
| 北京 | | 409.861 | 399.348 | 398.787 | 397.018 | 394.809 | 398.866 | 409.176 | 404.845 | 399.217 | 393.817 |
| 河北 | 不满1千伏 | 415.8 | 445.8 | 421.4 | 432.8 | 422.4 | 410.9 | 401 | 424.9 | 432.1 | 437 |
| 其他工商业 | 429.1 |
| 冀北 | | 411.9 | 424.4 | 415.6 | 417.8 | 412.8 | 414.5 | 412.7 | 415.8 | 415.1 | 417.1 |
| 河南 | | 412.3 | 409.078 | 416.755 | 411.67 | 411.324 | 411.654 | 411.683 | 411.861 | 411.422 | 411.502 |
| 浙江 | | 484 | 473.4 | 480.4 | 486.3 | 483.9 | 473.7 | 474 | 466.7 | 479.8 | 488 |
| 上海 | | 429.7 | 459.0 | 467.9 | 524.0 | 479.3 | 480.5 | 476.7 | 483.1 | 466.5 | 440 |
| **重庆** | | **483.213** | **483.437** | **439.314** | **444.74** | **445.32** | **437.338** | **468.22** | **491.582** | **430.655** | **433.386** |
| **四川** | | **456.9** | **475.4** | **476.7** | **484.0** | **397** | **278.9** | **258.8** | **260.5** | **318.2** | **325.3** |
| 黑龙江 | | 404.42 | 404.428 | 404.428 | 404.422 | 404.413 | 404.417 | 404.416 | 404.414 | 404.42 | 417.832 |
| 辽宁 | | 424.5 | 445.267 | 416.978 | 421.448 | 412.801 | 415.047 | 397.822 | 438.499 | 463.972 | 454.943 |
| 吉林 | | 421.29 | 421.809 | 430.005 | 432.208 | 415.003 | 407.656 | 417.808 | 412.899 | 436.131 | 436.121 |
| 蒙东 | | 262.691 | 275.581 | 240.668 | 223.425 | 260.792 | 271.859 | 288.832 | 290.528 | 279.069 | 249.646 |
| 蒙西 | | 295.3 | 290.4 | 301.7 | 299.6 | 299.5 | 284.1 | 297.1 | 284.4 | 285.5 | 304.9 |
| 江西 | | 481.08 | 475.35 | 471.65 | 464.97 | 466.63 | 466.35 | 470.24 | 468.38 | 466.83 | 458.89 |
| 湖北 | | 476.2 | 465.8 | 456.1 | 455.5 | 449.6 | 446.5 | 431.5 | 445 | 432.1 | 466.5 |
| 湖南 | | 455.22 | 479.36 | 474.49 | 453.06 | 455.77 | 453.96 | 473.22 | 477.6 | 470.83 | 461.91 |
| 青海 | | 299.119 | 340.164 | 283.403 | 277.796 | 242.427 | 241.763 | 212.11 | 201.054 | 240.5 | 261.799 |
| 宁夏 | | 284.5 | 292.9 | 325.2 | 286.1 | 305 | 292.6 | 296.7 | 292.3 | 302.1 | 299.9 |
| **陕西** | | **398.7** | **403.3** | **406.2** | **404.7** | **392.4** | **405.5** | **412.3** | **413.2** | **393.6** | **403.1** |
| 天津 | | 420.7 | 412.4 | 403.8 | 410.2 | 405.6 | 409 | 416.2 | 415.5 | 406.5 | 392.1 |
| 甘肃 | | 321.922 | 358.523 | 348.47 | 318.722 | 316.769 | 282.731 | 277.308 | 278.833 | 291.045 | 288.409 |
| 新疆 | | 260.691 | 251.712 | 248.751 | 231.092 | 227.619 | 219.93 | 255.051 | 234.974 | 233.927 | 256.814 |
| 广西 | 单一制 | 421.6 | 485.262 | 462.214 | 441.934 | 417.987 | 345.568 | 288.054 | 318.259 | 348.504 | 386.452 |
| 两部制 | 503.34 | 482.672 | 511.848 | 516.307 | 473.507 | 467.564 | 403.989 | 437.578 | 452.558 | 477.549 |
| 海南 | | 515.76 | 508.3 | 505.55 | 505.330 | 505.330 | 505.330 | 505.33 | 505.33 | 505.33 | 505.33 |
| **贵州** | | **418.555** | **408.53** | **409.112** | **409.042** | **406.376** | **412.565** | **411.193** | **409.908** | **410.066** | **408.081** |
| 云南 | | 313.632 | 292.22 | 283.128 | 298.593 | 286.664 | 224.904 | 193.724 | 203.887 | 188.921 | 185.366 |
| 深圳 | | 502.3 | 507.5 | 516.9 | 514.3 | 516.7 | 489.7 | 491.2 | 507.5 | 509.5 | 509.8 |
| 福建 | | 438.6 | 427.6 | 429.6 | 444.8 | 441.2 | 450 | 441.4 | 445.2 | 438.9 | 442.4 |

资料来源：公开资料整理

根据中国城镇供热协会相关发布，居民供热价格方面，2023年华北地区平均价格为21.67元/平方米，东北地区为27.07元/平方米，华中及华东地区为22.20元/平方米，西北地区为22.69元/平方米。

#### 3.1.1.4 行业效益

伴随业务扩张，电力、热力生产和供应业企业整体资产和收入规模有所扩大，同时受煤炭价格回落、上网电价维持较高水平以及高盈利性的清洁能源发电占比提高等因素影响，电力、热力生产和供应业企业盈利能力同比提高。2024年1-9月，规模以上电力、热力生产和供应业实现营业收入74918.7亿元，同比增长4.3%，实现利润总额4973.2亿元，同比增长13.8%。

### 3.1.2 地方行业发展现状

#### 3.1.2.1 重庆市

2023年，重庆市总发电量1054.3亿千瓦时，同比增长9.7%；其中，火电发电量843.4亿千瓦时，同比增长11.9%；水力发电量168.4亿千瓦时，同比增长-0.8%；风力发电量38.2亿千瓦时，同比增长13.8%；太阳能发电量4.3076亿千瓦时，同比增长2.3%。2024年1-9月，重庆市总发电量884.2亿千瓦时，同比增长9.5%；其中，火电发电量691.7亿千瓦时，同比增长7.2%；水力发电量152.6亿千瓦时，同比增长18.4%；风力发电量35亿千瓦时，同比增长18.7%；太阳能发电量4.9299亿千瓦时，同比增长42.7%。

图4 重庆发电量累计情况

数据来源：国家统计局

2023年重庆市全社会用电量达到1453亿千瓦时，比上年增长3.5%。2024年1-9月重庆市全社会用电量为1240亿千瓦时。随着重庆市经济的持续发展和城市化进程的加快，电力需求仍将继续增长。

截至2023年底，重庆市累计建成新能源装机366万千瓦，其中，风电205万千瓦、光伏发电161万千瓦，同步建成配套新型储能100万千瓦/200万千瓦时，220千伏及以下配电网实现网源同步投产。2023年，重庆分布式电源装机容量同比增长310%，新能源实现全额消纳，年减少电煤消耗2600余万吨，年减排二氧化碳6000余万吨。

#### 3.1.2.2 陕西省

2023年，陕西省总发电量2945.8亿千瓦时，同比增长7.1%；其中，火电发电量2556.5亿千瓦时，同比增长6.6%；水力发电量107.6亿千瓦时，同比增长39.5%；风力发电量170.8亿千瓦时，同比增长2.4%；太阳能发电量110.889亿千瓦时，同比增长1.4%。2024年1-9月，陕西省总发电量2357亿千瓦时，同比增长7.1%；其中，火电发电量2057.4亿千瓦时，同比增长9.3%；水力发电量59.8亿千瓦时，同比增长-25.4%；风力发电量136.3亿千瓦时，同比增长-8.1%；太阳能发电量103.512亿千瓦时，同比增长13%。

图5 陕西发电量累计情况

数据来源：国家统计局

2023年陕西省全社会用电量达到2450亿千瓦时，比上年增长3.3%。2024年1-9月陕西省全社会用电量为1942亿千瓦时，比上年增长7.38%。陕西省的用电量呈现出稳步增长的趋势。

2023年，陕西电网投资超200亿元，110千伏及以上电网项目开工、投产数量创历史新高；累计建成公共充电站3676座、充电桩6.1万个。截至2023年底，陕西省风电装机1285.33万千瓦，光伏装机2292.06万千瓦，全口径发电装机为9606.5万千瓦。

#### 3.1.2.3 四川省

2023年，四川省总发电量4712.6亿千瓦时，同比增长1%；其中，火电发电量917亿千瓦时，同比增长13.5%；水力发电量3583.3亿千瓦时，同比增长-3.1%；风力发电量167.4亿千瓦时，同比增长23.7%；太阳能发电量44.0521亿千瓦时，同比增长61.4%。2024年1-9月，四川省总发电量3904.9亿千瓦时，同比增长11%；其中，火电发电量729.7亿千瓦时，同比增长3.9%；水力发电量2973.8亿千瓦时，同比增长11.7%；风力发电量143.8亿千瓦时，同比增长19.5%；太阳能发电量57.6866亿千瓦时，同比增长84.5%。

图6 四川发电量累计情况

数据来源：国家统计局

2023年四川省全社会用电量达到3711亿千瓦时，比上年增长7.7%。2024年1-9月四川省全社会用电量为3047亿千瓦时，比上年增长9.61%，四川省用电量呈现稳步增长趋势。

2023年，四川风电、光伏装机迅猛增长，新能源新增装机占比达97%，总量突破1300万千瓦。2023年，国家电网四川电力在四川省21个市州累计投资超300亿元，投运35千伏及以上工程340项，新增线路10163公里，变电容量7095万千伏安。

#### 3.1.2.4 贵州省

2023年，贵州省总发电量2271.4亿千瓦时，同比增长4%；其中，火电发电量1668.8亿千瓦时，同比增长19.4%；水力发电量365.3亿千瓦时，同比增长-36.7%；风力发电量119.8亿千瓦时，同比增长10.9%；太阳能发电量117.0933亿千瓦时，同比增长15.6%。2024年1-9月，贵州省总发电量1822.9亿千瓦时，同比增长6.9%；其中，火电发电量1189.3亿千瓦时，同比增长-3.4%；水力发电量415.8亿千瓦时，同比增长45.8%；风力发电量100.6亿千瓦时，同比增长9.2%；太阳能发电量117.0824亿千瓦时，同比增长21.6%。

图7 贵州发电量累计情况

数据来源：国家统计局

2023年贵州省全社会用电量达到1782.54亿千瓦时，比上年增长2.25%。2024年1-9月贵州省全社会用电量为1407亿千瓦时，比上年增长7.57%。随着贵州省经济的持续发展和城市化进程的加快，电力需求仍将继续增长。

2023年，贵州省市场化交易电量868.58亿千瓦时，同比增长1.95%，占省内售电量的63.41%。其中，直接交易电量616.23亿千瓦时（含周边跨省区交易电量41.84亿千瓦时），同比降低1.9%；电网代理购电交易电量241.53亿千瓦时，同比增长18.64%；省内水火发电权交易电量10.83亿千瓦时，同比降低46.5%。

贵州省的电力投资情况显示出电力行业继续保持以煤电为主，水电为辅，新能源为补充的格局。截至2023年底，贵州装机容量达到6178.2万千瓦，其中煤电装机2724万千瓦，占总装机的44.1%；水电装机1736.3万千瓦，占总装机的28.1%；风电、光伏、生物质及其它装机容量约占总装机的四分之一。2023年贵州新增装机109.9万千瓦，主要集中在风电和光伏领域。

## 3.2 行业发展趋势

能源结构转型加速。国家对可再生能源支持力度不断加大，风电、光伏等可再生能源发电占比将进一步扩大，推动电力生产结构优化升级，促进绿色低碳发展。作为煤电机组的重要发展趋势，热电联产比重越来越高，既能发电又能供热，提升了能源利用效率，减少碳排放。

技术创新驱动发展。智能电网、智能热网等技术的应用，提高能源供应的可靠性和稳定性，降低能源损耗和排放；云计算、大数据等新一代信息技术与热电联产融合，促进管理智能化和信息化，提升机组系统运行效率和安全性。新型储能作为支撑新型电力系统的重要技术和基础装备，在推动能源绿色低碳转型、促进能源结构调整中发挥重要作用，将迎来快速发展期。

电力市场化改革深入推进。我国电力市场建设取得阶段性成效，基本规则体系正在逐步完善，市场化电量逐步提升。经营主体、交易模式和交易品种日益丰富，分布式电源、储能、虚拟电厂等新型经营主体逐步纳入市场，初步形成了“中长期+现货+辅助服务+容量补偿”的交易结构。电力现货市场作为电力市场的重要组成部分，正在加速建设，以推动电力市场向更加市场化、规范化的方向发展。电力市场逐步放开和竞争机制引入，电力市场化改革将深入推进，市场竞争将更加激烈。电力现货市场加速建设，推动电力市场向更加市场化、规范化的方向发展。

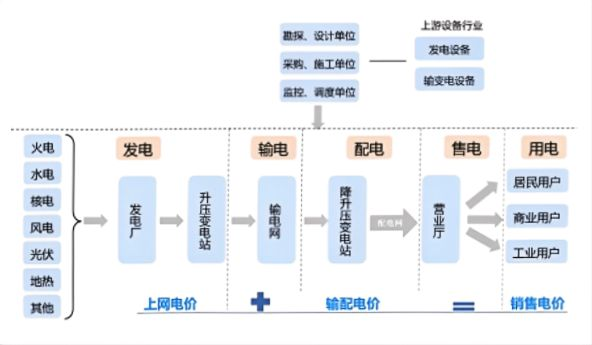
产业发展呈现新方向。电力、热力生产和供应业从单一热电供应商向“电、热、冷、水、气”等多品类能源供应主体转型，综合能源服务模式将得到更多应用。分布式电源、储能、虚拟电厂等新型经营主体逐步纳入市场，分布式能源系统建设将与热电联产等结合，为城市提供清洁能源供应。

# 4 行业发展特征

## 4.1 产业链图

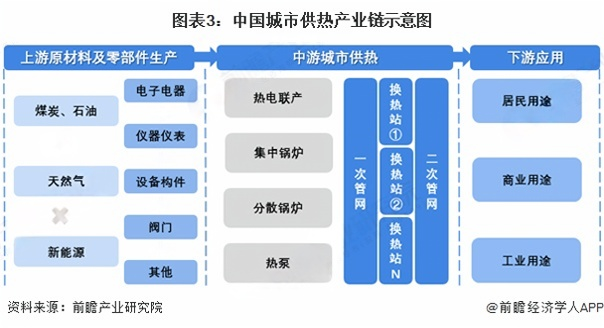
电力生产和供应业产业链由发电、输电、配电、售电和用电等环节组成的电能生产与消费系统，其中涵盖了发电、输电、配电和供电四项。电力生产和供应业即把各种类型一次能源通过对应的发电设备转换成电能，再经由输电及配电网络把电能由发电厂输送到最终用户处。

图8 电力生产和供应业产业链图



热力生产和供应业产业链上游是原材料和零部件生产，如煤炭、石油、天然气、新能源的供应、电子电器、仪表仪器、设备构件、阀门等的零部件；中游是城市供热，包括热力生产以及管网布置；下游是城市供热的消费用户，分用途有居民、商业和工业用途。

图9 热力生产和供应业产业链图



## 4.2 商业模式

### 4.2.1 综合商业模式

#### 4.2.1.1 电力生产和供应业商业模式

传统垂直一体化模式。发电、输电、配电和售电环节均由一家企业或企业集团垄断经营。在这种模式下，企业对整个电力产业链有高度的控制权，能够更好地协调各环节的运行，保障电力供应的稳定性和可靠性，但缺乏市场竞争，可能导致效率低下和创新动力不足。

发电侧竞争模式。发电厂与电网分离，成为独立的法人主体，在发电领域引入竞争机制，允许多种经济成分、多种所有制形式的电厂存在。各发电公司相互竞争，通过向电网或电力购买机构出售电力来获取收益。而电网运营管理机构则负责电力的输送和分配，配电公司存在竞争和专营两种运营模式。

批发竞争模式。发电领域的竞争不仅体现在发电厂建设，运营方面所发的电也可直接卖给配电公司或大用户。输电网络向用户开放并提供输电服务，配电公司或大用户获得选择权，但配电网仍不开放，买卖双方共同承担市场风险。

零售竞争模式。用户获得了充分的选择权，发电环节和零售环节都展开较完全的竞争。独立发电公司直接接受用户选择，同时也获得了选择用户的权力，所有用户都能自由选择供电零售商。发电、零售与输配电领域完全独立，配电和输电网络均向用户开放，出现了专门的供电零售公司，电网交易中心主要起到类似拍卖商或经纪人的作用。

新型电力商业模式。分布式发电项目与电力用户直接进行电力交易，并向电网企业支付过网费，售电价格通常由双方协商确定的交易电价和根据国家政策扣减的度电补贴组成；分布式发电项目委托电网企业代售电，电网企业扣除过网费后将剩余收入转付给发电项目单位，售电价格由综合销售电价和度电补贴组成。

#### 4.2.1.2 热力生产和供应业商业模式

供热服务模式。通过建设热力管道、锅炉房等基础设施，为用户提供稳定的热能服务。根据用户的用热需求，采取不同的供热方式，如集中供热、分户供热等，满足不同用户的需求，主要收入来源于向用户收取的供热费用。

能源管理服务模式。为用户提供能源消耗监测、能源优化建议等服务，帮助用户降低能源消耗和运营成本。通过与可再生能源的结合，提高能源利用效率，除了收取基本的服务费用外，还可能通过与用户分享节能收益来获得收入。

环保治理模式。积极开展环保治理工作，采用先进的环保技术和设备，减少污染物排放，提高热能利用效率。一方面可以通过获得政府的环保补贴来增加收入，另一方面，也能因良好的环保形象吸引更多注重环保的用户，从而提高市场竞争力。

市场化运营模式。通过公开招标、竞争性谈判等方式，引入优质的能源供应商和服务商，提高行业整体竞争力和服务质量。鼓励企业通过兼并、收购等方式进行资源整合，实现规模化、集约化发展，从而降低成本、提高效率，通过优化运营和扩大市场份额来获取更多的利润。

### 4.2.2 上下游合作模式

#### 4.2.2.1 电力生产和供应业

**上游合作模式：**

与能源供应商的合作。煤炭、天然气等化石能源是火力发电的主要燃料，电力企业与煤炭、天然气供应商签订长期供应合同，建立稳定的合作关系，确保燃料的稳定供应和合理价格。对于可再生能源发电，如风电、光伏，企业与设备供应商合作，确保高质量的发电设备供应，并在设备维护、升级等方面展开合作。例如，大型煤电企业与煤矿企业通过签订年度合同，约定煤炭的供应量、价格和质量标准等。

与科研机构及设备制造商的合作。电力企业与科研机构、高校合作，开展电力技术研发，共同攻克技术难题，推动智能电网、高效发电等技术发展；与电力设备制造商合作，参与设备的研发和定制，提高设备性能和可靠性。如国家电网与国内多家高校、科研机构合作，开展特高压输电技术的研究和应用。

**下游合作模式：**

与电网公司的合作。发电企业与电网公司紧密合作，按照电网的调度要求，合理安排发电计划，确保电力的稳定输送和供应。双方共同开展电网建设和改造项目，提高电网的输电能力和稳定性。例如，新能源发电企业与电网公司合作，解决新能源电力的并网和消纳问题。

与大工业用户和售电公司的合作。发电企业与大工业用户直接签订电力供应合同，为其提供定制化的电力套餐和服务，满足其高负荷、高可靠性的用电需求；与售电公司合作，通过售电公司将电力销售给终端用户，拓展市场渠道。如一些大型钢铁企业与发电企业签订直购电合同，降低用电成本。

#### 4.2.2.2热力生产和供应业

**上游合作模式：**

与能源和设备供应商的合作。热力生产企业与煤炭、天然气、生物质等能源供应商合作，保障能源供应；与锅炉、换热器等热力设备制造商合作，确保设备的正常运行和维护。如采用生物质能源的热力企业与生物质燃料供应商建立合作，保证燃料的稳定供应。

与节能服务公司的合作。热力企业与节能服务公司合作，对热力生产系统进行节能改造，提高能源利用效率，降低生产成本。双方通过合同能源管理模式，分享节能收益。

**下游合作模式：**

与供热用户的合作。热力供应企业与居民小区、商业建筑、工业企业等供热用户签订供热合同，明确供热质量、价格和服务标准等；为用户提供个性化的供热方案，如根据用户的用热需求调整供热时间和温度。

与物业管理公司的合作。与物业管理公司合作，共同管理和维护供热设施，及时处理用户的供热问题和投诉，提高供热服务质量。例如，热力企业与小区物业公司合作，对小区内的供热管道进行定期巡检和维护。

### 4.2.3 营销模式

#### 4.2.3.1 电力生产和供应业营销模式

直接销售模式：售电公司直接与发电企业建立合作关系，减少中间环节，降低成本，提高效率。售电公司与发电企业之间建立稳固的合作关系，确保电力供应的稳定性和可靠性。

间接销售模式：售电公司通过竞价或招标方式购电，再利用市场机制进行销售。这要求售电公司具备敏锐的市场洞察力和灵活的定价策略，以在市场竞争中占据优势。

价格策略：根据市场情况和公司成本，制定具有竞争力的价格。售电公司会根据用户的用电特点和需求，提供定制化的电价方案，帮助用户优化能源消耗结构。

#### 4.2.3.2 热力生产和供应业营销模式

工业用户营销：针对工业用户用热量大、用热稳定性要求高的特点，提供定制化的供热方案。根据工业生产流程，精准匹配供热参数和时间，满足生产需求；并通过提供长期稳定的供热合同和优惠的价格政策，吸引工业用户选择。

商业用户营销：对于商业建筑如商场、酒店等，强调供热的舒适性和灵活性。可以根据商业场所的营业时间和人流情况，灵活调整供热温度和时间，提供个性化的供热服务；同时，开展与商业用户的合作营销活动，如在供热费用上给予一定优惠，换取在商业场所内进行供热品牌宣传等。

居民用户营销：针对居民用户，注重供热的质量和价格合理性。通过提高供热温度的稳定性、减少室温波动等措施，提升居民的供热体验；利用社区宣传、线上推广等方式，向居民普及供热知识和公司的供热服务优势，提高品牌知名度和美誉度；还可以推出一些针对居民用户的优惠活动，如按时缴费优惠、老用户推荐新用户奖励等。

## 4.3 市场竞争情况

**发电企业**主要包括五大发电集团：中国华能、中国大唐集团、中国华电集团、中国国电、国家电投；“六小豪门”发电集团：国投集团、神华集团、华润集团、中广核、中国电投、三峡集团，以及众多的地方性发电企业。

**输配电企业**形成寡头垄断格局，中国南方电网、国家电网两家公司占了94%的输电线路。

国有热力公司在热力生产和供应领域占据着比较大的优势，在热力的生产和供应上不但拥有较多的资源，在规模上也更胜一筹。其次是深耕城市供热行业的大型热力公司，具有较强的盈利能力。国内新崛起的智慧供热企业布局时间较晚，但企业市场吸引力较强，且智慧供热是未来城市供热的发展趋势，具备一定的竞争力。

表6 我国主要的热力的生产和供应业企业

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **公司简称** | **城市供热业务占比** | **区域布局** |
| 金房节能 | 100% | 北京74.36% |
| 华通热力 | 100% | 华北99.98% |
| 瑞纳智能 | 100% | 华东77.49%、华北10.30% |
| 春城热力 | 97.30% | 山东62.86%、湖北22.20% |
| 惠天热电 | 90.44% | 辽宁100% |
| ST热电 | 85.96% | 大连99.76% |
| 豫能控股 | 72.45% | 华中95.08% |
| 工大科雅 | 63.46% | 华北53.35%、西北20.59% |
| 哈投股份 | 61.12% | 哈尔滨65.41% |
| 联美控股 | 60% | 辽宁、山东76.40% |

# 5 行业风险提示

## 5.1政策调整风险

能源结构调整政策：随着“碳达峰”“碳中和”目标的推进，政府大力支持清洁能源发展，传统化石能源发电和供热企业可能面临转型压力，若不能及时调整能源结构，可能面临市场份额下降、资产闲置等风险。

价格管制政策：政府对电力、热力价格进行管制，价格调整可能滞后于成本变化，导致企业盈利能力受影响。例如，当煤炭等能源价格上涨时，若电价、热价不能及时上调，企业利润空间会被压缩。

## 5.2市场波动风险

市场需求波动：电力、热力需求与经济周期、气候变化等因素密切相关。经济衰退时，工业用电和商业用热需求可能下降；暖冬或凉夏等异常气候条件会减少居民取暖和制冷的能源需求，导致企业业务量波动，影响收入和利润。

市场竞争加剧：随着能源市场的开放，电力、热力行业竞争日益激烈。一方面，新能源企业不断进入市场，与传统能源企业争夺市场份额；另一方面，分布式能源、能源服务公司等新兴业态的发展，也对传统电力、热力生产和供应企业形成竞争压力。

## 5.3技术变动风险

技术更新换代：电力、热力行业技术发展迅速，如智能电网、储能技术、高效供热技术等不断涌现。企业若不能及时跟上技术发展步伐，更新设备和工艺，将导致生产效率低下、能源损耗高，在市场竞争中处于劣势。

设备故障与维护：行业设备复杂且运行时间长，容易出现故障。设备故障可能导致生产中断、供应不稳定，影响用户正常用电、用热，给企业带来经济损失和声誉损害，同时设备维护和更新成本也较高。

# 附表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 客户所属行业 | | 电力、热力生产和供应业 |
| 行业发展现状 | | 市场规模：2024年前三季度，全社会发电量70560.40亿千瓦时，同比增长5.40%。分电源类型看，2024年前三季度，火电发电量47438.80亿千瓦时，同比增长1.90%t；水电发电量10039.70亿千瓦时，同比增长16.00%；核电发电量3275.50亿千瓦时，同比上升1.50%；风电发电量6733.20亿千瓦时（6MW以上电站），同比增长10.80%；太阳能发电量3073.10亿千瓦时（6MW以上电站），同比上涨27.00%。竞争格局：垄断竞争  行业特性：受产业政策影响大；行业准入壁垒较高，可替代性很弱 |
| 行业发展成熟度 | | ［］初创期［］成长期［√］成熟期［］衰退期 |
| 所处行业周期的具体阶段 | | ［］上行期［√］景气期［］下行期［］低谷期 |
| 行业成本结构 | | 行业主要成本构成为：除电力和热力供应环节生产成本，电力和热力供应环节，还需要承担一定的供应成本，如输变电费用、配电费用、销售费用、管理费用 |
| 行业盈利能力 | | |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | |  | 优秀值 | 良好值 | 平均值 | 较低值 | 较差值 | | 净资产收益率（%） | 13.5 | 9.8 | 6.0 | 3.1 | -0.4 | | 总资产报酬率（%） | 8.0 | 6.3 | 3.9 | 0.7 | -0.7 | | 销售（营业）利润率（%） | 16.5 | 13.5 | 10.6 | 6.9 | 0.1 | | 盈余现金保障倍数 | 4.5 | 2.8 | 1.8 | 1.0 | 0.2 | |
| 市场供需情况 | | 2024年前三季度，全国全社会用电量7.41万亿千瓦时，同比增长7.9%。在电力生产方面，新能源发电持续快速发展。预计2024年新能源发电累计装机规模将首次超过煤电装机规模，占总装机容量的比重将进一步上升。随着经济复苏、城镇化进程加快和对清洁能源转型需求的提升，热力行业将迎来更多的发展机遇。 |
| 行业发展趋势 | | 电力、热力市场化改革深入推进。我国电力市场建设取得阶段性成效，基本规则体系正在逐步完善，市场化电量逐步提升。电力现货市场作为电力市场的重要组成部分，正在加速建设，以推动电力市场向更加市场化、规范化的方向发展。电力市场逐步放开和竞争机制引入，电力市场化改革将深入推进，市场竞争将更加激烈。电力现货市场加速建设，推动电力市场向更加市场化、规范化的方向发展。 |
| 行业影响因素 | 国家政策支持情况 | 国家对可再生能源支持力度不断加大，风电、光伏等可再生能源发电占比将进一步扩大，推动电力生产结构优化升级，促进绿色低碳发展。 |
| 宏观经济敏感度分析 | ［］敏感型［√］非敏感型  备注：电力、热力生产和供应业是支持经济和社会发展、保障居民生产生活的基础性行业，市场需求稳定，对经济周期波动敏感性较低，属于弱周期性行业。 |

