# 《中国电力行业年度发展报告》-1（小文档整理）

来源：网络 作者：静水流深 更新时间：2024-07-14

*第一篇：《中国电力行业年度发展报告》-1（小文档网整理）《中国电力行业年度发展报告》中国三峡总公司提供的材料三峡工程建设情况三峡工程位于湖北省宜昌市三斗坪镇，是治理和开发长江的关键性骨干工程，具有防洪、发电、航运等巨大的综合效益。三峡工程...*

**第一篇：《中国电力行业年度发展报告》-1（小文档网整理）**

《中国电力行业年度发展报告》

中国三峡总公司提供的材料

三峡工程建设情况

三峡工程位于湖北省宜昌市三斗坪镇，是治理和开发长江的关键性骨干工程，具有防洪、发电、航运等巨大的综合效益。三峡工程主要由拦河大坝、电站厂房、通航建筑物三大部分组成。拦河大坝为混凝土重力坝，坝轴线全长2309.50米，坝顶高程185米，最大坝高183米，水库正常蓄水位175米，总库容393亿立方米。三峡电站为坝后式电站，设有左、右岸两组厂房，分别设计安装有14台、12台单机额定容量为70万千瓦的大型水轮发电机组，总装机容量1820万千瓦，设计多年平均发电量847亿千瓦时。通航建筑物包括双线连续五级船闸和单线垂直升船机，双线五级船闸可通过万吨级船队，垂直升船机可通过3000吨级客货轮。三峡工程，于1992年4月3日经第七届全国人民代表大会第五次会议审议通过，于1994年12月14日正式开工。三峡工程初步设计静态总概算（1993年5月末价格）为900.92亿元人民币，其中枢纽工程投资500.92亿元，水库淹没处理及移民安置费用400亿元。工程动态总投资估算为1800亿元。三峡工程分三个阶段施工，全部工期17年。第一阶段（1993-1997年）为施工准备及一期工程，以1997年11月6日实现大江截流为标志。第二阶段（1998-2024年）为二期工程，以2024年7

月实现水库初期蓄水、第一批机组发电和永久船闸通航为标志。

第三阶段（2024-2024年）为三期工程，以实现全部机组发电和枢纽工程全部完建为标志。

2024年是三峡三期工程建设重要一年，三峡右岸大坝混凝土浇筑全线达到160米高程以上，三峡左岸电站14台机组比原计划提前一年全部投产发电，其中2024年新投产3台发电机组，全年发电491亿千瓦时。全年三峡双线五级船闸共运行8340闸次，通过船舶6.38万艘次，通过旅客187.5万人次，货物3270万吨；另外翻坝转运通过货物952万吨。

截至2024年12月31日，三峡主体工程累计完成土石方开挖1.38亿立方米，土石方回填5374万立方米，混凝土浇筑2743万立方米，金结、机电安装30.3万吨。累计完成投资1220亿元，其中：枢纽工程静态投资完成426亿元，占枢纽工程概算500.9亿元的85%；库区移民完成静态投资361亿元，占库区移民概算400亿元的90%。三峡左岸电站累计发电969亿千瓦时，与初步设计相比多发380亿千瓦时。水库蓄水以来双线五级船闸共运行

2.2万闸次，通过各类船舶17.4万艘次，通过客运量468万人次，通过货运量8078万吨。

溪洛渡水电站工程建设情况

溪洛渡水电站位于四川省凉山州彝族自治州雷波县和云南省昭通市永善县交界的金沙江干流下游，是一座以发电为主，兼有防洪、拦沙和改善下游航运条件等综合利用效益的巨型水电站。溪洛渡水电站枢纽由拦河大坝、泄水建筑物以及左、右岸引水发电系统组成。拦河大坝为混凝土双曲拱坝，坝顶高程610米，最大坝高278米，坝顶长度700米，水库正常蓄水位600米，总库容126.7亿立方米，调节库容64.6亿立方米。左、右两岸布置地下式厂房，分别设计安装9台70万千瓦的水轮发电机组，总装机容量1260万千瓦，设计多年平均发电量为571～640亿千瓦时。

溪洛渡水电站工程设计静态总投资503.42亿元（按2024年一季度价格水平测算），动态总投资674.78亿元。工程自2024年开始前期筹建工作，总工期约13年，计划2024年实现大江截流，2024年首批机组投产发电，2024年竣工投产。

2024年12月26日，溪洛渡水电站主体工程开工，成为金沙江下游梯级电站中第一个开工建设项目。2024年全年完成土石方开挖1767.4万立方米，土石方回填351.9万立方米，混凝土浇筑66.41万立方米。截至2024年12月31日，累计完成投资60.37亿元。

**第二篇：中国电力行业2024发展报告**

中国电力行业2024发展报告

2024年，电力行业按照党中央、国务院的统一部署，坚持“节约、清洁、安全”的能源战略方针，主动适应经济发展新常态，积极转变发展理念，着力践行能源转型升级，持续节能减排，推进电力改革试点，加大国际合作和“走出去”步伐，保障了电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，为经济社会的稳定发展和全社会能源利用提质增效做出了积极贡献。

一、电力供应能力进一步增强

电力投资较快增长。2024年，全国电力工程建设完成投资

[1][2]

8576亿元，比上年增长9.87%。其中，电源工程建设完成投资3936亿元，比上年增长6.78%，占全国电力工程建设完成投资总额的45.90%；电网工程建设完成投资4640亿元，比上年增长12.64%，其中特高压交直流工程完成投资464亿元，占电网工程建设完成投资的比重10%。在电源投资中，全国核电、并网风电及并网太阳能发电完成投资分别比上年增长6.07%、31.10%和45.21%；水电受近几年大规模集中投产的影响，仅完成投资789亿元，比上年下降16.28%；常规煤电完成投资1061亿元，比上年增长11.83%；非化石能源发电投资占电源总投资的比重为70.45%，比上年提高1.49个百分点。

加快城镇配电网建设改造。贯彻落实《关于加快配电网建设改造的指导意见》和《配电网建设改造行动计划（2024-2024年）》，2024年全国安排城网建设改造专项建设基金130亿元，带动新增投资1140亿元；安排农网改造资金1628亿元，其中中央预算内资金282亿元。

电力工程建设平均造价同比总体回落。2024年，因原材料价格下降，燃煤发电、水电、太阳能发电以及电网建设工程单位造价总体小幅回落，回落幅度分布在1.5—5%区间内。风电工程单位造价小幅上涨1.57%。

新增电源规模创历年新高。2024年，全国基建新增发电生产能力13184万千瓦，是历年新投产发电装机最多的一年。其中，水电新增1375万千瓦，新增规模比上年减少805万千瓦，新投产大型水电站项目主要有四川大渡河大岗山水电站4台机组合计260万千瓦、云南金沙江观音岩水电站3台机组合计180万千瓦和云南金沙江梨园水电站1台60万千瓦机组，投产的抽水蓄能电站包括内蒙古呼和浩特和广东清远3台机组合计92万千瓦；火电新增6678万千瓦（其中燃气695万千瓦、常规煤电5402万千瓦），新增规模较上年增加1887万千瓦，全年新投产百万千瓦级机组16台；核电新投产6台机组合计612万千瓦，分别为辽宁红沿河一期、浙江秦山一期、福建宁德一期、福建福清一期、海南昌江一期以及广东阳江各1台机组；新增并网风电、并网太阳能发电分别为3139万千瓦和1380万千瓦，均创新增新高。在全年新增发电装机容量中，非化石能源发电装机占比为49.73%。

截至2024年底，全国主要电力企业在建电源规模1.82亿千瓦，同比增长25.35%。

电源规模持续快速增长。截至2024年底，全国全口径发电装机容量152527万千瓦，比上年增长10.62%，增速比上年提高1.67个百分点。其中，水电31954万千瓦（其中抽水

[3]蓄能 2305万千瓦），比上年增长4.82%；火电100554万千瓦，比上年增长7.85%，其中煤电90009万千瓦、增长7.02%，燃气6603万千瓦、增长15.91%；核电2717万千瓦，比上年增长35.31%；并网风电13075万千瓦，比上年增长35.40%；并网太阳能发电4218万千瓦，比上年增长69.66%。截至2024年底，全国人均装机规模1.11千瓦，比上年增加0.11千瓦。

全年退役、关停火电机组容量1091万千瓦，比上年增加182万千瓦。

新增电网规模同比下降。2024年，全国新增交流110千伏及以上输电线路长度57110千米，比上年下降4.50%，其中，110千伏、220千伏、1000千伏新增线路长度分别比上年下降10.66%、0.20%和99.59%，而330千伏、500千伏和750千伏分别比上年增长79.87%、1.61%和24.78%。全国交流新增110千伏及以上变电设备容量29432万千伏安，比上年下降4.61%，其中，新增110千伏、220千伏、330千伏电压等级变电设备容量分别比上年下降11.36%、24.06%和13.36%，而500千伏和750千伏等级分别比上年增长17.54%和440.91%。全国直流工程输电线路长度没有新增，±800千伏特高压直流工程换流容量新增250万千瓦。

电网跨省区输送能力进一步提升。截至2024年底，全国电网220千伏及以上输电线路回路长度60.91万千米，比上年增长5.46%；220千伏及以上变电设备容量33.66亿千伏安，比上年增长8.86%。辽宁绥中电厂改接华北电网500千伏工程投运，使东北电网向华北电网的跨区送电能力达到了500万千瓦，国家电网公司跨区输电能力合计超过6900万千瓦；糯扎渡水电站送广东±800千伏特高压直流工程全部建成投运，中国南方电网有限责任公司“西电东送”形成“八交八直”输电大通道，送电规模达到3650万千瓦。随着我国最长的特高压交流工程——榆横—潍坊1000千伏特高压交流输变电工程正式开工，列入我国大气污染防治行动计划的四条特高压交流工程已经全部开工，全国特高压输电工程进入了全面提速、大规模建设的新阶段。

全面解决了无电人口用电问题。2024年12月，随着青海省最后3.98万无电人口通电，国家能源局制定的《全面解决无电人口用电问题三年行动计划（2024-2024年）》得到落实，我国全面解决了无电人口用电问题。

二、电源结构继续优化

受核电、风电、太阳能发电新投产规模创新高的拉动作用影响，电源结构继续优化。截至2024年底，全国水电、核电、并网风电、并网太阳能发电等非化石能源装机容量占全国发电装机容量的比重为34.83%，比上年提高1.73个百分点；火电装机容量占全国发电装机容量的比重为65.92%,比上年降低1.69个百分点；其中煤电装机容量占全国发电装机容量的比重为59.01%，比上年降低1.73个百分点。2024年，中电联对全国97033万千瓦火电机组统计调查显示:全国火电机组平均单机容量为12.89万千瓦，比上年增加0.4万千瓦；火电大容量高参数高效机组比重继续提高，全国百万千瓦容量等级机组已达86台，60万千瓦及以上火电机组容量所占比重达到42.91%，比上年提高1.4个百分点。

三、非化石能源发电量持续快速增长

非化石能源发电量高速增长，火电发电量负增长。2024年，全国全口径发电量57399亿千瓦时，比上年增长1.05%。其中，水电11127亿千瓦时，比上年增长4.96%；火电42307亿千瓦时，比上年下降1.68%，是自改革开放以来首次负增长；核电1714亿千瓦时，比上年增长28.64%；并网风电1856亿千瓦时，比上年增长16.17%；并网太阳能发电395亿千瓦时，比上年增长67.92%。2024年，水电、核电、并网风电和并网太阳能发电等非化石能源发电量合计比上年增长10.24%，非化石能源发电量占全口径发电量的比重为27.23%，比上年提高2.18个百分点。

火电设备利用小时大幅下降。2024年，全国6000千瓦及以上电厂发电设备利用小时3988小时，比上年降低360小时。其中，水电3590小时，比上年降低79小时；火电4364小时，比上年降低414小时，为1969年以来的最低值；核电7403小时，比上年降低384小时；风电1724小时，比上年降低176小时，是“十二五”期间下降幅度最大的一年。

四、电力生产运行安全可靠

2024年，在电网结构日趋复杂，地震、台风、泥石流等各类自然灾害频发情况下，电力行业深入贯彻落实新《安全生产法》，始终坚持“安全第一”的方针，电力安全生产责任进一步落实，电力安全生产法规体系进一步完善，电力安全生产监督检查进一步深入，电力突发事件应对和重大活动保电能力进一步提高。全年没有发生重大以上电力人身伤亡事故，没有发生重大电力安全事故，没有发生较大电力设备事故，没有发生电力系统水电站大坝垮坝、漫坝以及对社会造成重大影响的事件。

电力设备运行可靠性指标保持较高水平。2024年，全国发电设备、输变电设施、直流输电系统、用户供电可靠性运行情况平稳。10万千瓦及以上燃煤发电机组等效可用系数为92.57%，比上年提高0.73个百分点；4万千瓦及以上水电机组等效可用系数为92.05%，比上年降低0.55个百分点；架空线路、变压器、断路器三类主要设施的可用系数分别为99.600%、99.887%、99.953%，比上年分别提高0.108、0.030和0.027个百分点。全国10（6、20)千伏供电系统用户平均供电可靠率99.880%，比上年降低0.060个百分点；用户年平均停电时间10.50小时，比上年增加5.28小时。

五、电力供需进一步宽松

用电量低速增长，用电结构持续改善。2024年，全国全社会用电量56933亿千瓦时，比上年仅增长0.96%，增速比上年降低3.18个百分点。其中，第一、三产业和城乡居民生活用电量增速均高于上年；而第二产业用电量增速大幅回落，自本世纪以来首度出现负增长，是全社会用电低速增长的主要原因。具体来看，第一产业用电量1040亿千瓦时，比上年增长2.55%；第二产业用电量41442亿千瓦时，比上年下降0.79%，低于全社会用电量增速1.75个百分点，对全社会用电量增长的贡献率为-60.71%，其中黑色金属冶炼及压延加工业、有色金属冶炼及压延加工业、非金属矿物制品业和化学原料及化学制品业四大高耗能行业合计用电量同比下降1.89%，增速同比回落6.70个百分点，四大高耗能行业用电快速回落导致第二产业乃至全社会用电增速明显放缓，四大高耗能对电力消费增速放缓产生的影响明显超过其对国内生产总值和工业增加值波动的影响，这也是全社会用电量增速回落幅度大于经济增速回落幅度的主要原因；第三产业用电量7166亿千瓦时，比上年增长7.42%，对全社会用电量增长的贡献率为91.64%，第三产业中，以互联网、大数据、云计算等新一代信息技术为主要代表的信息传输计算机服务和软件业用电增长14.8%，延续高速增长势头，反映出我国转方式、调结构取得了积极进展；城乡居民生活用电量7285亿千瓦时，比上年增长5.01%，随着我国城镇化以及家庭电气化水平逐步提高，呈现出居民生活用电量稳步增长的态势。2024年，全国人均电力消费4142千瓦时。

电力供应能力总体充足，部分地区电力供应富余。2024年，受电煤供应持续宽松、主要水电生产地区来水情况总体偏好、冬夏季各地气温总体平和没有出现极端天气、重工业用电需求疲软等因素影响，全国电力供需形势进一步宽松、部分地区电力富余较多，仅局部地区在部分时段有少量错峰。分区域看，华北区域电力供需总体平衡略显宽松，其中，山东电网夏季出现错峰；华东、华中、南方区域电力供需总体宽松，其中海南8月前电力供应偏紧；东北、西北区域电力供应能力富余较多。

六、电力装备和科技水平进一步提升

电力科技创新在特高压、智能电网、大容量高参数低能耗火电机组、高效洁净燃煤发电、第三代核电工程设计和设备制造、可再生能源发电等技术领域不断取得重大突破，对转变电力发展方式起到巨大的推动作用。

在特高压输电技术领域，高压直流断路器关键技术、大电网规划与运行控制技术重大专项研究等多项技术取得新的进展。高压大容量多端柔性直流输电关键技术开发、装备研制及工程应用有了新的进展，世界首次采用大容量柔性直流与常规直流组合模式的背靠背直流工程——鲁西背靠背直流工程正式开工建设，世界上首个采用真双极接线±320kv柔性直流输电科技示范工程在厦门正式投运，标志着我国全面掌握和具备了高压大容量柔性直流输电关键技术和工程成套能力。

我国二次再热发电技术获重大突破。随着世界首台66万千瓦超超临界二次再热燃煤机组——中国华能集团公司江西安源电厂1号机组和世界首台100万千瓦超超临界二次再热燃煤发电机组——中国国电集团公司泰州电厂二期工程3号机组相继投运，标志着二次再热发电技术在国内得到推广应用； 世界首台最大容量等级的四川白马60万千瓦超临界循环流化床示范电站体现了我国已经完全掌握了循环流化床锅炉的核心技术，并在循环流化床燃烧大型化、高参数等方面达到了世界领先水平，随着2024年世界首台35万千瓦超临界循环流化床机组——山西国金电力公司1号机组投运，全国共有5台35万千瓦超临界循环流化床机组投入商业运行。我国自主三代核电技术“华龙一号”示范工程——中国核工业集团公司福清5号核电机组正式开工建设，使我国成为继美国、法国、俄罗斯之后第四个具有自主三代核电技术的国家，也将成为我国正式迈入世界先进核电技术国家阵营的里程碑。

七、节能减排成效显著

能耗指标继续下降。2024年，全国6000千瓦及以上火电厂机组平均供电标准煤耗315克/千瓦时，比上年降低4克/千瓦时，煤电机组供电煤耗继续保持世界先进水平；全国线路损失率为6.64%，与上年持平。

污染物排放大幅减少。据中电联初步分析，2024年，全国电力烟尘排放量约为40万吨，比上年下降59.2%，单位火电发电量烟尘排放量0.09克/千瓦时，比上年下降0.14克/千瓦时。全国电力二氧化硫排放约200万吨，比上年下降约67.7%，单位火电发电量二氧化硫排放量约为0.47克/千瓦时，比上年下降1克/千瓦时。电力氮氧化物排放约180万吨，比上年下降约71.0%，单位火电发电量氮氧化物排放量约0.43克/千瓦时，比上年下降1.04克/千瓦时。截至2024年底，全国已投运火电厂烟气脱硫机组容量约8.2亿千瓦，占全国煤电机组容量的91.20%；已投运火电厂烟气脱硝机组容量约8.5亿千瓦，占全国火电机组容量的84.53%。全国火电厂单位发电量耗水量1.4千克/千瓦时，比上年降低0.2千克/千瓦时；单位发电量废水排放量0.07千克/千瓦时，比上年降低0.01千克/千瓦时。

电力需求侧节能有成效。在保障电力安全可靠、协调发展的大前提下，政府、行业、企业贯彻落实能源消费革命,共同推进电力需求侧管理，建立并不断完善需求侧响应体系，加大移峰填谷能力建设，引导用户优化用电负荷，促进清洁能源消纳，涉及15个省份、2024余家工业企业实施了需求侧管理工作；国家电网和南方电网超额完成电力需求侧管理目标任务，共节约电量142.7亿千瓦时，节约电力327.3万千瓦，为促进经济发展方式转变和经济结构调整发挥了重要作用。

八、新一轮电力改革拉开序幕

2024年3月，中共中央印发了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2024〕9号）文件，开启了新一轮电力体制改革的序幕。2024年11月底，为配合9号文件落实、有序推进电力改革工作，国家发展改革委、国家能源局会同有关部门制定并发布《关于推进输配电价改革的实施意见》、《关于推进电力市场建设的实施意见》、《关于电力市场交易机构组建和规范运行的实施意见》、《关于有序放开发用电计划的实施意见》、《关于推进售电侧改革的实施意见》、《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》6个电力体制改革配套文件，分别从电价、电力交易体制、电力交易机构、发用电计划、售电侧、电网公平接入等电力市场化建设相关领域以及相应的电力监管角度明确和细化电力改革的政策措施。各省市积极行动，启动了电力改革试点工作。国家发展改革委先后批复在云南、贵州省进行电力改革综合试点，在深圳输配电改革试点基础上,扩大到内蒙古西部、安徽、湖北、宁夏、云南、贵州进行输配电价改革试点，在重庆、广东进行省级售电侧改革试点。电力行业企业也积极投入电力改革与市场交易试点，发电企业适应市场需要，积极开展与大用户直接交易、跨省区交易、发电权交易、辅助服务交易等多种市场交易模式的探索，一些央企、地方电力企业和民营企业陆续投资成立了售电公司，积极参与直接交易试点活动，为进一步加快电力市场化建设、完善相关政策法规积累了经验。

2024年，全国31个省份中已有24个省份相继开展了大用户直接交易（仅有北京、天津、河北、上海、海南、青海、西藏等7个省份尚未开展），直接交易电量超过4000亿千瓦时，比2024年的1540亿千瓦时增长近2倍。其中11个省区交易规模超过100亿千瓦时。

九、积极发挥电价调控作用

发挥电价调控政策在推进电力改革、调整产业结构、促进节能减排中的重要作用。进一步完善煤电价格联动机制，以中国电煤价格指数作为煤电联动的价格基础，进行电价调整；全年煤炭供应充足，价格走低，导致燃煤发电全国平均上网电价分两次下调，分别降低2分/千瓦时和3分钱/千瓦时，并相应分别降低工商业用电价格1.8分/千瓦时和3分钱/千瓦时，助力我国经济供应侧改革；加大环境保护与治理力度，对燃煤电厂超低排放实行电价支持政策，对2024年1月1日前、后并网运行并符合超低排放超低限值要求的燃煤发电企业，分别对其统购上网电量加价1分/每千瓦时（含税）、0.5分钱/每千瓦时（含税）；为合理引导新能源投资，促进陆上风电、光伏发电等新能源产业健康有序发展，调整新建陆上风电和光伏发电上网标杆电价, 实行上网标杆电价随陆上风电和光伏发电发展规模逐步降低的价格政策，鼓励各地通过招标等市场竞争方式确定陆上风电、光伏发电等新能源项目业主和上网电价；明确将居民生活和农业生产以外其他用电征收的可再生能源电价附加征收标准由之前的1.5分/每千瓦时提高到1.9分/每千瓦时；明确了跨省、跨区域送电价格调整标准，遵循市场定价原则，参考送、受电地区电价调整情况，由供需双方协商确定，“点对网”送电的上网电价调价标准，可参考受电省燃煤发电标杆电价调整标准协商确定，“网对网”送电价格，可参考送电省燃煤机组标杆电价调整幅度协商确定。

十、行业管理与服务不断创新

行业管理逐步规范高效。2024年，国家能源局积极推进简政放权，共取消、下放21项、34子项行政审批事项，全部取消非行政审批事项。持续加强大气污染治理力度，印发《煤电节能减排监督管理暂行办法》、《2024年中央发电企业煤电节能减排升级改造目标任务书》，全年共安排节能改造容量1.8亿千瓦、超低排放改造容量7847万千瓦。合理布局清洁能源发展，全年核准开工核电机组8台合计880万千瓦，自主三代“华龙一号”示范工程开工建设，AP1000主泵通过评审出厂，核电重大专项——CAP1400示范工程启动核准前评估。风电开发布局进一步优化，下达光伏发电建设规模2410万千瓦，启动太阳能热发电示范项目建设。开展电力标准化管理工作，立项合计318项，加强标委会的组织管理和协调。建立健全电力工程质量监督工作机制，进一步确立完善的“总站-中心站-项目站”管理体系，开发完成全国在建电力工程项目统计系统，开展在建项目专项督查。统筹谋划推动能源领域“一带一路”合作，与重点国家、地区合作建设能源项目，能源装备和核电“走出去”取得阶段性成果。积极参与全球能源治理，我国与国际能源署（IEA）建立了联盟关系，加强了与能源宪章组织的合作，并由该组织的受邀观察员国变为签约观察员国。

行业服务水平不断提高。2024年，中电联认真把握“立足行业，服务企业，联系政府，沟通社会”的定位，健全行业服务网络，突出工作重点，不断提升服务质量。紧密围绕电力体制改革，积极建言献策；开展行业重大问题研究，促进行业科学发展；积极有效反映行业诉求，创造良好的政策环境；适应经济新常态，做好电力行业统计和供需分析预测工作；开展首届中国电力创新奖评奖工作，推进行业科技和管理创新；创新服务方式，积极开展行业宣传和信息服务，大力推进行业国际化服务，加强重点领域的行业标准管理及体系建设，继续开展电力行业职业技能鉴定，积极推进电力行业信息化建设，切实加强电力行业市场诚信体系建设，指导工业领域电力需求侧管理工作，进一步完善电力工程质量监督工作体系，加强电力可靠性监督管理，为社会及电力行业提供司法鉴定服务，稳步提升各项专业服务质量，深入开拓专业服务领域及品牌业务。

十一、电力企业经营状况较好

据国家统计局数据，2024年，受煤炭价格大幅下降的影响，全国规模以上电力企业利润总额4680亿元，比上年增长13.57%。其中，电力供应企业利润总额1213亿元，比上年增长13.02%；发电企业利润总额3467亿元，比上年增长13.77%。在发电企业中，火电、水电、核电、风电业和太阳能发电企业利润总额分别为2266亿元、735亿元、183亿元、182亿元和59亿元，分别比上年增长13.32%、10.44%、21.62%、11.14%和69.69%。但是受上网电价连续多次下调、市场化交易电量比重扩大及其交易电价大幅度下降、以及发电设备利用率下降等多重不利因素影响，未来电力企业尤其是火电企业经营形势将面临严峻挑战。

十二、国际合作取得新进展

电力企业积极参与国际合作与“走出去”。2024年，电力企业分别与美国、俄罗斯、英国、法国、德国、西班牙、比利时、葡萄牙、罗马尼亚、立陶宛、哈萨克斯坦、秘鲁、厄瓜多尔、南非、埃塞俄比亚、肯尼亚、津巴布韦、韩国、巴基斯坦、马来西亚、印度尼西亚、蒙古国、老挝等20多个国家的地方政府、企业、大学签署合作协议和备忘录，共同开展战略合作。其中，国网中国电力技术装备有限公司与埃塞俄比亚国家电力公司和肯尼亚输电公司签署合同，承建东非地区第一条高压直流输电线路“埃塞—肯尼亚500千伏直流输电线路”；中国广核集团有限公司与法国电力集团签订英国新建核电项目的投资协议，其中巴拉德维尔B核电项目拟采用“华龙一号”技术，这是我国核电“走出去”的里程碑式项目，也标志着该技术得到欧洲发达国家的认可；中国长江三峡集团公司与俄罗斯水电公司签署《关于双方成立合资公司开发俄罗斯下布列亚水电项目的合作意向协议》。根据中电联对11家主要电力企业的统计调查，11家主要电力企业实际完成投资总额28.98亿美元，同比下降约 75.3%；对外承包工程在建项目合同额累计1547.71亿美元，同比增长约17.3%；新签合同额合计472.05亿美元，同比增长约8.8%；电力设备和技术出口总额为136.59亿美元，同比增加约153%。

展望“十三五”，电力行业改革发展面临更加严峻的形势和诸多挑战。一是电力需求增速放缓，电力供应能力过剩势头逐步显现。随着我国经济发展进入新常态，能源电力需求特别是重化工业用电增速放缓，部分地区电力供应将显现过剩格局，发电设备利用小时特别是煤电机组设备利用小时快速下降，煤电企业效益将大幅度下降，面临的挑战加剧。二是可再

[4]生能源协调发展难度加大。西南地区弃水、“三北”地区弃风和弃光现象加剧，就地消纳市场空间不足，跨区送出线路建设滞后，调峰能力严重不足，电力系统整体运行效率有待提高。三是电力清洁替代任务艰巨。实施电力替代终端煤炭、生物质消费，加快提高电力在终端能源消费的比重，是实现节能减排、大气污染治理的重要途径，但是实施的进程与成效受电力价格和电力基础设施等因素的制约。四是电力市场化改革任重道远。中央9号文件精神为我国深化电力市场化改革奠定了重要基础。但是目前在市场体系建设、交易规则设计、市场主体培育、政府有效监管、诚信体系建立等方面都面临着诸多的问题，需要在进一步扩大试点范围并认真总结经验的基础上，不断完善市场规则，循序渐进。五是电力企业“走出去”面临严峻挑战。我国的电力装备产业已经具备在国际市场上竞争的实力，但是企业在风险控制、国际化管理、环境治理、企业文化与当地风俗文化的融合等方面经验不足。面对上述问题和挑战，电力行业必须深入贯彻落实科学发展观，遵循能源发展“四个革命、一个合作”的战略思想，全面把握经济发展和电力发展规律，加快推进电力供给侧结构性改革，推动电力发展方式转变，在发展中化解和解决面临的各种矛盾和问题，努力为“十三五”发展打下良好开局。

**第三篇：中国电力行业发展报告(2024)综述部分**

中国电力行业发展报告（2024）综述部分

2024年是我国“十三五”规划开局之年，也是中央提出供给侧结构性改革的攻坚之年。面对复杂多变的国际环境和繁重艰巨的国内改革发展稳定任务，全国各行业深入贯彻总书记系列重要讲话精神，认真落实党中央的各项决策部署，协调推进全面建成小康社会、全面深化改革、全面依法治国、全面从严治党的“四个全面”战略布局；坚持发展是第一要务，牢固树立和落实创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，以提高发展质量和效益为中心，以供给侧结构性改革为主线，扩大有效供给，满足有效需求；坚持稳中求进工作总基调，坚持新发展理念，坚定推进改革，妥善应对风险，加快形成引领经济发展新常态的体制机制和发展方式，努力实现经济建设、政治建设、文化建设、社会建设、生态文明建设的“五位一体”总体布局，经济社会保持平稳健康发展，实现了“十三五”良好开局。

2024年，我国国内生产总值实现74.4万亿元，比上年增长6.7%。其中，第一、二、三产业增加值分别同比增长3.3%、6.1%和7.8%；第三产业增加值比重为51.6%，比上年提高1.4个百分点。工业生产平稳增长，规模以上工业增加值比上年增长6.0%。固定资产投资比上年实际增长8.6%，增速有较大回落，但仍保持较快增长；基础设施固定资产投资名义增长17.4%，比固定资产投资快9.3个百分点，支撑作用增强。全社会消费品零售总额比上年实际增长9.6%，全年居民消费价格比上年上涨2.0%；最终消费对经济增长的贡献率为64.6%，比上年提高4.9个百分点，比资本形成总额贡献率高22.4个百分点。外贸进出口总额24.3万亿元，比上年下降0.9%；全年累计顺差3.35万亿元。全国能源生产总量34.6亿吨标准煤，比上年下降4.3%，其中原煤生产34.6亿吨，同比下降9%；能源消费总量43.6亿吨标准煤，比上年增长1.4%，煤炭消费占能源消费比重为62%。

电力行业积极推进实施能源“四个革命、一个合作”发展战略，以五大发展理念为指引，大力转变发展方式，积极推进供给侧结构性改革，加快深化电力市场化改革，加大科技进步和环保工作力度，不断提升“走出去”战略的广度与深度，持续扩大国际合作，有效保障了电力系统安全稳定运行和可靠供应，为经济社会发展和能源转型升级作出了积极贡献。

一、电力供应能力再上新台阶，结构调整取得新进展

发电装机容量突破16亿千瓦，增速趋缓，非化石能源装机比重持续提高。截至2024年底，全国全口径发电装机容量165051万千瓦，比上年增长8.2%，增速比上年降低2.4个百分点。其中，水电33207万千瓦（其中抽水蓄能2669万千瓦、增长15.8%），增长3.9%；火电106094万千瓦，增长5.5%（其中煤电装机容量94624万千瓦、增长5.1%，燃气7011万千瓦、增长6.2%）；核电3364万千瓦，增长23.8%；并网风电14747万千瓦，增长12.8%；并网太阳能发电7631万千瓦（其中分布式光伏发电1032万千瓦），增长80.9%。非化石能源发电装机容量占全国总装机容量的36.6%，分别比上年和2024年提高1.7个和9.5个百分点；全国人均装机规模1.19千瓦，比上年增加0.08千瓦。对全国100885万千瓦火电机组统计显示:火电机组平均单机容量13.19万千瓦，比上年增加0.30万千瓦；火电大容量高参数高效机组比重继续提高，全国100万千瓦级火电机组达到96台，60万千瓦及以上火电机组容量所占比重达到43.4%，比上年提高0.5个百分点。

新增发电装机中水、火电规模下降明显，非化石能源占比接近60% 全国基建新增发电生产能力12143万千瓦，比上年少投产1041万千瓦。其中，水电新增1179万千瓦（含抽水蓄能366万千瓦），比上年少投产196万千瓦，已经连续三年投产规模缩小，仅为2024年投产规模的38.1%；火电新增5048万千瓦，比上年少投产1630万千瓦（其中常规煤电3834万千瓦，比上年少投产1568万千瓦），全年新投产100万千瓦级机组10台。核电新投产7台机组合计720万千瓦。新增并网风电2024万千瓦，项目地区布局进一步优化；加速发展光伏发电，全面启动光伏领跑者计划、光伏扶贫计划和分布式光伏，积极发展光伏+特色产业，启动太阳能热发电第一批示范项目，我国首座规模化储能光热电站——青海德令哈10兆瓦塔式熔盐储能光热电站并网发电，全年新增并网太阳能发电3171万千瓦（其中分布式光伏424万千瓦），创新增规模纪录。在新增发电装机容量中，非化石能源发电装机占比为59.2%，比上年提高9.5个百分点。全年退役、关停火电机组容量571万千瓦。

电网规模稳步增长，跨省区输送和中低压配电能力大幅提升 截至2024年底，全国电网35千伏及以上输电线路回路长度175.6万千米、比上年增长3.5%，变电设备容量63.0亿千伏安，比上年增长10.5%。其中，220千伏及以上线路长度64.5万千米、增长5.9%，变电设备容量36.9亿千伏安、增长9.7%；全年新增跨区输电能力800万千瓦，全国跨区输电能力达到8095万千瓦。其中，交直流联网跨区输电能力6751万千瓦，跨区点对网送电能力1344万千瓦。特高压线路回路长度和变电设备容量分别比上年增长42.7%和66.5%，35～110千伏电压等级的配电设备容量增长11.8%，均远高于高压和超高压电网增速。

电源投资负增长，重点建设领域投资增长强劲 全国电力工程建设完成投资18840亿元，比上年增长3.1%。其中，电源投资3408亿元，比上年下降13.4%；电网投资5431亿元，比上年增长17.1%。在电网投资中，配电网和特高压项目成为重点，全年分别完成投资3117亿元和870亿元、分别比上年增长32.8%和87.5%；新一轮农网升级改造工程全面启动，总投资约1900亿元，惠及2416个县、8.5万个小城镇和中心村，覆盖150万个机井、2.1亿亩农田，改造后农村用电保障能力将大幅提高。在电源投资中，除太阳能发电增长10.1%外，水电、火电、核电、风电投资均为负增长；国家严控煤电投资建设取得明显效果，通过建立风险预警机制，采取“取消一批、缓核一批、缓建一批”等措施，严控项目建设，规范开工秩序，加大落后产能淘汰力度，有效控制了煤电产能规模，全年取消1240万千瓦不具备核准条件的项目，煤电基地配套项目和电网送出规划建设实现按需推进，常规煤电完成投资973亿元，比上年下降8.3%。

新增交流110千伏及以上输电线路长度增速下降，特高压及配电网投产规模不断扩大 全国新增交流110千伏及以上输电线路长度和变电设备容量56679千米和34585万千伏安，分别比上年下降0.8%和增长17.5%；新增直流输电线路长度和换流容量分别为3391千米和3240万千瓦。2024年，1000千伏和110千伏交流输电线路长度分别比上年多投产4247千米和1208千米、变电容量多投产5100万千伏安和2661万千伏安；±800千伏直流线路长度和换流容量分别多投产1720千米和1350万千瓦，而220～750千伏各电压等级的交流输电项目投产规模均较上年缩小。

系统调峰能力建设加快 针对发电供应调节能力严重不足、影响新能源更大规模消纳的情况，加快调峰能力建设，加快核准、加大新开工抽水蓄能电站规模，连续两年抽水蓄能电站投资额占水电投资比重达到13.6%左右，全年新开工抽水蓄能电站容量达到715万千瓦，主要布局在辽宁、江苏、福建、陕西、新疆等核电、火电、新能源发电比重较高地区。全面组织实施“三北”地区煤电机组调峰能力提升工程，组织开展热电机组储热改造和纯凝机组灵活性改造试点示范，部分项目已经投运，调峰效果有所显现，部分地区冬季风电消纳有所改观。

二、电力生产供应平稳，发电设备利用小时持续下降

全国发电量增速显著回升，非化石能源发电量占比已近30% 全国全口径发电量60228亿千瓦时，比上年增长4.9%，增速比上年提高3.9个百分点。其中，水电11748亿千瓦时、增长5.6%，火电42273亿千瓦时、增长2.3%（增速提高4.0个百分点），核电2132亿千瓦时、增长24.4%，并网风电2409亿千瓦时、增长29.8%，并网太阳能发电665亿千瓦时、增长68.5%。2024年，水电、核电、并网风电和太阳能发电等非化石能源发电量合计比上年增长12.3%，增速比上年提高2.1个百分点；非化石能源发电量占全口径发电量的比重为29.3%，比重比上年提高2.1个百分点。全国发电设备利用小时持续下降，火电设备利用小时为50余年来新低 全国6000千瓦及以上电厂发电设备利用小时3797小时，比上年降低191小时，自2024年以来持续下降。其中，水电3619小时，比上年增加29小时；火电4186小时，比上年降低179小时，为1964年以来的最低值；核电7060小时，比上年降低343小时；风电1745小时，比上年增加20小时；太阳能发电1129小时，比上年降低96小时。电力生产运行安全可靠 电力系统安全稳定运行和电力可靠供应能力进一步增强。全国没有发生重大电力安全事故，没有发生较大电力设备事故，没有发生电力系统水电站大坝垮坝、漫坝以及对社会造成重大影响的事件，发生电力建设特别重大事故1起，死亡73人。10万千瓦及以上燃煤发电机组等效可用系数为92.77%、比上年提高0.20个百分点，4万千瓦及以上水电机组等效可用系数为92.44%、提高0.39个百分点，核电机组等效可用系数为88.77%、降低0.3个百分点。架空线路、变压器、断路器三类主要设施的可用系数分别为99.570%、99.867%、99.958%，变压器、架空线路可用系数分别比上年下降0.020、0.030个百分点，断路器上升0.005个百分点。直流输电系统合计能量可用率、能量利用率分别为94.67%、54.17%，能量可用率比上年下降0.55个百分点、能量利用率提高3.57个百分点；总计强迫停运40.5次，比上年增加12.5次。全国10（6、20)千伏供电系统用户平均供电可靠率RS1为99.805%、比上年下降0.075个百分点，用户平均停电时间17.11小时、增加6.61小时，用户平均停电次数3.57次、增加1.05次。

三、电力消费需求逐步回升，电力供需形势进一步宽松

电力消费需求增速回升受工业生产恢复、夏季高温天气和上年同期低基数等因素影响，全国全社会用电量59747亿千瓦时，比上年增长4.9%，增速比上年提高4.0个百分点，但增速仍连续3年低于5%。第一产业用电量1092亿千瓦时，比上年增长5.0%；第二产业用电量42615亿千瓦时，比上年增长2.8%，增速比上年提高3.6个百分点，下半年二产业用电恢复、分别拉动三、四季度全社会用电量3.3和3.9个百分点，拉动全年全社会用电量2.1个百分点，是全社会用电量增速提高的最主要动力。其中，黑色金属冶炼及压延加工业、有色金属冶炼及压延加工业、非金属矿物制品业和化学原料及化学制品业四大高耗能行业合计用电量与上年持平，而装备制造、新兴技术和大众消费品业增长势头良好，反映出制造业产业结构调整和转型升级效果继续显现；第三产业用电量7970亿千瓦时、增长11.2%（其中信息传输、计算机服务和软件业增长15.1%），城乡居民生活用电量8071亿千瓦时、增长10.8%，均拉动全社会用电量1.4个百分点，服务业和居民消费对用电增长的稳定作用更加突出。2024年，全国人均用电量和人均生活用电量为4321千瓦时和584千瓦时，分别比上年增加179千瓦时和54千瓦时。

电能替代成效显现 为确保完成“十三五”期间电能替代散烧煤、燃油1.3亿吨标煤的目标，行业企业按照“成熟领域全覆盖、新兴领域大力推、创新领域抓试点”的工作布局，大力推进电能替代。抓住电动汽车充电基础设施互联互通、居民区与单位建桩、重点区域城际高速公路建设快充网络等关键点，加快推动电动汽车充电基础设施建设，全国累计建成公共充电桩超过15万个，私人充电桩总数超过20万个；在内蒙古、河北、吉林等省份大力推动各类可再生能源清洁供热示范工程。据调查统计，国家电网公司（以下简称“国家电网”）、中国南方电网有限责任公司（以下简称“南方电网”）、内蒙古电力（集团）有限责任公司（以下简称“内蒙古电力”）和陕西省地方电力（集团）有限公司（以下简称“陕西地电”）共推广电能替代项目4.1万个，完成替代电量1079亿千瓦时。其中，居民、机关、学校、商业采热、采暖领域替代电量121亿千瓦时，工业生产领域480亿千瓦时，农业生产领域56亿千瓦时，交通运输领域130亿千瓦时。

积极推进电力需求侧管理 根据国家制定的“十三五”能源转型目标要求，结合电力市场化建设、电力供需新形势需要，创新电力需求侧管理工作机制和工作领域，国家、行业企业和社会共同加大推进电力需求侧管理工作力度。政府有关部门总结北京、苏州、唐山、佛山电力需求侧管理城市综合试点经验，持续组织电网企业电力需求侧管理目标考核；部分省份电力需求侧管理平台基本实现了用电在线监测、产业经济运行分析等方面的数字化、网络化、可视化，加强对参与用电直接交易、执行差别电价的重点企业引导。行业企业积极推进电力需求侧管理工作，截至2024年底，全国已有30家工业企业通过电力需求侧管理评价。国家电网、南方电网、内蒙古电力和陕西地电超额完成电力需求侧管理目标任务，共节约电量147亿千瓦时、电力352万千瓦，有力保障了电力供需平衡和促进资源优化配臵。电力供需形势进一步宽松 受装机增长持续快于用电增长影响，全国电力供需形势进一步宽松，部分地区相对过剩，仅局部地区在部分时段有少量错峰。分区域看，华北区域电力供需总体平衡，其中蒙西和山西电力供应能力富余，迎峰度夏期间高峰时段山东、河北均出现电力缺口（最大电力缺口分别为203、50万千瓦）；华东、华中、南方区域电力供需总体宽松；东北、西北区域电力供应能力富余较多。

四、电力科技创新水平不断提升，污染物排放持续较大幅度下降

科技创新成果丰硕 电网科技创新方面，新开工±1100千伏准东至皖南特高压直流输电工程，是目前世界上电压等级最高、输送容量最大、输送距离最远、技术水平最先进的特高压输电工程；鲁西背靠背直流工程是目前世界上首次采用

我国自主研发的柔性直流与常规直流组合技术模式的背靠背工程，具有电能质量更高、控制更为灵活、配套换流站占地小等优势；世界首个特高压GIL综合管廊工程——苏通GIL综合管廊工程已开工建设；自主研发的世界首个200千伏高压直流断路器投入工程应用。电源科技创新方面, 核电、超超临界火电等重大电力装备自主研制和示范应用取得积极进展，100万千瓦二次再热燃煤发电机组示范工程全面投产，机组发电效率超过45%，达到国际先进水平；世界首台60万千瓦超临界循环流化床锅炉机组投入商业运行。CAP1400通过国际原子能机构通用反应堆安全审评，“华龙一号”首堆示范工程建设有序，核岛安装工程已正式开始，模块化小型核反应堆技术成为世界小堆发展的一个重要里程碑；我国首座拥有完全自主知识产权的浙江仙居抽水蓄能电站，其机组的核心部件及自动控制系统，均由我国完全自主设计开发、制造。低风速风电技术和风机超长柔性叶片应用，实现了发电能力与载荷的最佳匹配，大幅提高了风电机组的技术经济性。

中国电力工业科技创新成果获多项大奖 2024年，“互联电网动态过程安全防御关键技术及应用”荣获国家科学技术进步一等奖，另有12个项目分别荣获国家技术发明、国家科学技术进步二等奖。张家口风光储输示范工程获得中国工业大奖。“多端柔性直流输电关键技术研究、设备研制与示范应用”等5个项目获得中国电力创新奖一等奖。溪洛渡水电站获得菲迪克2024年工程项目杰出奖，小湾水电站拱坝工程获得第二届碾压混凝土坝“国际里程碑工程奖”。

能效水平持续提高 大容量、高参数、节能环保型煤电机组比重稳步提升，电力能效水平持续提高。2024年，全国6000千瓦及以上火电厂供电标准煤耗312克/千瓦时，比上年降低3克/千瓦时，煤电机组供电煤耗继续保持世界先进水平；输电线路损失率6.49%，比上年降低0.15个百分点，处于同类国家先进水平。在电力供需放缓以及脱硫、脱硝等环保设施大规模进行超低排放改造的情况下，6000千瓦及以上火电厂厂用电率6.01%，比上年下降0.03个百分点。

污染物排放持续下降 全国电力烟尘、二氧化硫和氮氧化物排放量分别约为35、170和155万吨、分别比上年下降12.5%、15.0%和13.9%；单位火电发电量烟尘排放量、二氧化硫排放量和氮氧化物排放量分别为0.08、0.39和0.36克/千瓦时，比上年分别下降0.01、0.08和0.07克/千瓦时；单位火电发电量二氧化碳排放约822克/千瓦时，比2024年下降21.6%。截至2024年底，全国已投运火电厂烟气脱硫机组容量约8.8亿千瓦，占全国煤电机组容量的93.0%，如果考虑具有脱硫作用的循环流化床锅炉，全国脱硫机组占煤电机组比例接近100%；已投运火电厂烟气脱硝机组容量约9.1亿千瓦，占全国火电机组容量85.8%。全国火电厂单位发电量耗水量1.3千克/千瓦时，比上年降低0.1千克/千瓦时；单位发电量废水排放量0.06千克/千瓦时，比上年降低0.01千克/千瓦时。全国燃煤电厂粉煤灰产量约5.0亿吨，与上年持平，综合利用率约为72%，比上年提高2个百分点。

五、电力市场化建设有序推进，电价调控发挥积极作用

积极推动电力市场体系和试点建设 2024年，在《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发„2024‟9号）文件及相关配套文件的基础上，国家发展改革委、国家能源局又出台了一系列有关电力市场化建设的政策文件，有序推进电力市场建设，加大电力交易规模、增加交易品种，加快推进输配电价改革，引导加强售电侧管理，推动增量配电试点业务开展，有力地支持和推动了电力市场化体系构建和电力市场交易试点工作。各省级政府主管部门结合各地实际，研究制定电力改革试点方案，重点推进电力改革相关工作，取得较大成效；截至2024年底，已有21个省份获批电力改革综合试点，9个省份获批售电侧改革试点，1个区域电网和全部32个省级电网获批输配电价改革试点，开展首批增量配电业务试点105项，东北区域还开展了电力辅助服务市场专项改革试点。

市场交易中心相继组建，市场化交易在探索中前行 2024年3月份，北京、广州两大电力交易中心成立，标志着电力市场建设迈出关键一步。截至2024年底，除海南省外，我国已挂牌成立31家省级电力交易中心。在中央和地方共同推动下，发用电计划加快放开，发售电企业和电力用户积极参与，各省级市场化电力交易陆续启动，初步统计全年市场化交易电量约1万亿千瓦时，比上年增长超过1倍，占全国全社会用电量的比重达到19%左右。

积极发挥电价调控作用 为降低社会企业生产成本，自2024年1月1日起，全国燃煤发电上网电价平均下调3分/千瓦时，全国一般工商业销售电价平均下调约3分/千瓦时，大工业用电价格不作调整。调整了两部制电价用户基本电价计费方式。加大可再生能源支持力度，提高可再生能源基金征收标准，自2024年1月1日起，各省（除新疆、西藏外）居民生活和农业生产以外全部销售电量的基金征收标准由1.5分/千瓦时提高到1.9分/千瓦时。核定全国统一的太阳能热发电标杆上网电价为1.15元/千瓦时（含税）。降低2024年1月1日后新建光伏发电和2024年1月1日后新核准建设的陆上风电标杆电价；对非招标的海上风电项目，区分近海风电和潮间带风电两种类型确定上网电价。电价在降成本、调结构、促减排中的调控作用更加突出。

六、电力企业主营业务收入增长低迷甚至负增长，经营状况不容乐观

电网企业资产增长快于主业收入及利润增长 截至2024年底，国家电网、南方电网、内蒙古电力、陕西地电资产总额合计4.21万亿元，比上年增长9.4%，主要是受电网投资规模扩大（投资5930亿元、增长11.2%）因素影响；但售电量仅增长2.7%，主要是受用电低速增长、市场交易电量比重快速增加、自备电厂快速扩张挤占市场份额等因素影响，加之售电价格下降，导致主营业务收入仅增长1.0%，全年实现主营业务利润1380亿元，比上年增长4.9%；企业资产负债率56.8%，比上年提高0.5个百分点。

发电企业资产增速回落，火电利润大幅下降 截至2024年底，中国华能集团公司（以下简称“华能集团”）等五大发电集团资产总额合计4.16万亿元，比上年增长3.5%，主要受电源投资负增长影响，资产增速逐年回落。受上游电煤价格迅猛上涨、环保投入持续增加，以及上网标杆电价连续下调、市场交易电量比重快速增加且交易电价大幅下降等多重不利因素交织作用，火电生产经营形势急剧恶化，五大发电集团电力业务尤其是火电业务利润出现“断崖式”下降。2024年，五大发电集团综合业务收入合计9693亿元、比上年下降4.6%，其中电力业务收入7558亿元、比上年下降7.3%；全年综合利润总额641亿元、比上年下降41.7%。其中，电力业务利润总额701亿元、同比下降42.6%（主要是火电业务利润总额为367亿元，创4年来最低，比上年下降58.4%）；企业资产负债率82.0%，仍处于高位；参与市场交易电量6374亿千瓦时，比上年增长69.6%，占同口径总发电量的比重为25.6%，比上年提高10.3个百分点。另据对多家其他大型发电企业调查报告显示，2024年底电力业务合计实现利润同比下降，但下降幅度低于五大发电集团；合计参与市场交易电量比上年增长41.7%，占同口径总发电量的比重为11.7%，比上年提高2.5个百分点。

七、全球能源互联网逐步达成国际共识，国际交流合作取得新成绩

推进构建全球能源互联网 2024年3月，由我国主持与主导的全球能源互联网发展合作组织在北京成立，系统组织开展了全球清洁能源资源、电网现状调研和亚洲、非洲、欧洲、美洲电网互联研究，编制了全球能源互联网发展战略白皮书和技术装备规划，成功发布了系列研究成果，有力支撑了全球能源互联网推动工作，全球能源电网互联理念正在逐步达成国际共识。

国际交流进一步加强 电力企业积极参与国际电力行业交流，先后参与、主导、组织各类国际组织交流活动60余场，参加各类境内外国际会议186场，境内外国际展览55个，对外签署重要协议及备忘录31项。截至2024年底，电力行业已有数十家机构和企业参加国际组织总数超过60个，同时还有近40位各类专家、学者在上述组织担任主要职务；国内电力企业共设立海外分支机构或办事处828个，遍布世界各地。中电联牵头成立了中国电力国际产能合作企业联盟，积极搭建电力国际产能合作服务平台。电力行业企业在国际能源事务中的影响力和话语权进一步提升，交流合作进一步深入。

国际合作取得新突破，“一带一路”成为投资亮点 2024年，我国电力企业与英国、阿根廷、沙特等国家签署一系列核电站项目开发、建设、技术等合作协议，核电“走出去”取得重要成果；签署埃及EETC500千伏输电线路项目合同，中埃产能合作首个能源项目正式落地；中国在海外已建的最大水电站——装机150万千瓦的厄瓜多尔辛克雷水电站正式竣工；中国第一个海外100万千瓦级IPP火电项目——印尼爪哇7号（2×105万千瓦）项目顺利开工；三峡国际海外投资发电装机超过1000万千瓦，中国电力建设集团有限公司（以下简称“中国电建”）海外在建水利水电工程合同金额超过2024亿元。大型电力企业对外投资项目、新签对外承包及年底在建合同额均较上年有所增长。“一带一路”建设投资成为投资亮点，我国电力企业已在52个“一带一路”沿线国家开展投资业务和项目承包工程，其中大型承包项目120个、涉及国家29个、合同金额275亿美元。

八、问题与挑战

2024年，我国电力行业改革发展面临严峻形势和诸多挑战。一是电力系统安全面临挑战。电源、电网没有统一规划，各类电源建设发展缺乏统筹，新能源机组大规模集中并网带来一系列安全问题，而灵活调峰电源比重严重不足；交直流电网发展不协调，“强直弱交”安全风险加大，部分地区主网架、配电网建设滞后，电网运行过度依赖安全控制装臵，生产运行中安全隐患较大；电力建设方面的安全风险也开始逐步显现，必须警钟长鸣、高度重视。二是清洁能源发展任务艰巨。近年来，我国清洁能源发展取得显著成效，但也带来大量清洁能源无法消纳的问题，2024年，全国弃水弃风弃光电量高达1000亿千瓦时。为实现我国碳排放对外承诺目标，未来较长时期内清洁能源需要保持较快增长；而我国水能、风能、太阳能发电大基地与用电负荷地区逆向分布的特点决定了清洁能源资源富集地区的大规模开发需要在全国范围配臵消纳，必须尽快扭转当前重开发轻消纳、源网不协调、大范围配臵能力不强的局面，才能够实现清洁能源的可持续发展。三是电力产能过剩问题日益显现，电力企业经营面临挑战。随着我国经济发展进入新常态，电力需求增速明显回落，而发电装机容量仍快速增长，导致电力产能过剩问题日益凸显，加之受煤价上涨、发用电计划放开、宏观经济等多种因素影响，电力行业特别是火电企业经营压力增大。另外，受常规电源建设项目减少影响，电力建设企业、常规电力装备企业国内市场竞争压力持续加大。四是推进改革进入深水区。目前，电力体制改革取得阶段性成果，但在改革过程中也暴露出很多问题和矛盾，市场交易存在区域壁垒、行政壁垒，市场化定价面临行政强行干预，以改革名义违规建设专用供电线路情况加重；市场化消纳可再生能源机制和手段亟需建设；公共电厂与自备电厂不对等的市场定位与责任，影响了全局性系统运行效益；政府对市场监管缺乏有效途径和手段。这些问题都在影响行业可持续发展。

面对上述问题和挑战，电力行业必须遵循能源 “四个革命、一个合作”战略构想，全面把握经济发展规律，努力适应电力发展环境新要求，继续推进电力供给侧结构性改革，持续优化供给结构、提高供给质量、满足有效需求，着力解决煤电产能阶段性相对过剩、清洁能源消纳不畅、企业经营困难、市场化建设不规范和监管不到位等突出矛盾和问题，不断提高电力行业发展的质量效益，努力实现电力行业平稳健康发展。

**第四篇：中国电力行业发展报告2024目录**

《中国电力行业发展报告2024》目录

定价398元,订购五本以上有优惠。联系人：付帅 010-59507636，\*\*\*前言

第一章综述

第二章法规政策和标准化

一、法律法规

二、电力发展改革政策、规划及要求

三、电力标准化

第三章电力改革、监管与行业管理、服务

一、电力改革

二、行业管理

三、电力监管

四、行业服务

第四章电力工程建设

一、电力工程投资

二、电源工程建设

三、电网工程建设

四、电力工程建设投资存在的问题及政策建议

五、电力建设工程造价与定额

六、电力优质工程

第五章电力生产与供应

一、电力生产能力

二、电力生产

三、电力供应

四、售电情况

五、供电服务

第六章电力安全生产和可靠性

一、抗震救灾保电和世博、亚运保电

二、电力安全生产

三、电力可靠性

第七章电力消费

一、电力消费

二、电力消费弹性系数

三、电力需求侧管理工作

四、2024年全国各地区电力供需形势

第八章电价

一、电价政策

二、电价水平

三、电价矛盾分析及政策建议

第九章环境保护与资源节约

一、关停小火电机组情况

二、资源节约

三、火力发电厂污染物排放与控制

四、应对气候变化

第十章电力科技

一、电力装备水平

二、科技工作

三、电力信息化

四、科技和装备存在的问题及发展趋势第十一章电力企业发展与经营

一、电力行业总体情况

二、电力企业发展经营总体情况

三、电力行业企业管理

四、电力上市公司情况

第十二章电力行业国际合作

一、国际电力经济技术合作

二、电力国际工程承包与对外投资

三、电力设备、技术进出口

**第五篇：中国电力行业分析报告**

中国电力行业分析报告

一、行业发展概况

电力是国民经济的重要基础产业。改革开放初期，全国电力供应紧张，加快电力建设，增加电力供应是当务之急。为此，电力工业首先进行了投资体制改革，以解决电力建设短缺的矛盾。1981年，山东龙口电厂开工建设，首开中央与地方合资建设电站的先河。1987年，国务院又提出了关于电力体制改革的＂二十字方针＂，即“政企分开，省为实体，联合电网，统一调度，集资办电”，再加上“因地、因网制宜”，形成了完整的集资办电、多渠道筹资办电。1984年，我国第一个利用外资兴建的大型水电站——云南省鲁布革水电站开工建设，由日本公司中标承包。该电站深化施工管理体制改革被称作“鲁布革冲击波”。从1985年开始，国务院陆续设立了华能国际(相关,行情)电力开发公司等一批电力企业，以加大利用外资的力度。

新政策极大地促进了电力工业的发展，年投产容量完成了500万千瓦、800万千瓦、1500万千瓦三个跳跃，促成了全国电力装机容量连跨三大步：1987年超过1亿千瓦，1995年超过2亿千瓦，2024年超过3亿千瓦，装机容量和发电量均居世界第二位，中国成为世界电力生产和消费大国。从1996年开始，全国电力供需基本实现平衡，结束了拉闸限电的局面。至2024年底，全国年发电量达到14839千瓦时，装机总容量为3.386亿千瓦，两项指标均居世界第二位，分别比1978年底的2566亿千瓦时和5712万千瓦增长了近6倍。

在大力开展电源建设的同时，我国的电网建设也迅速发展。到2024年底，全国已形成了7个跨省电网和5个独立的省电网。7个跨省电网中，有6个已形成以500千伏为主干、220千伏为骨干、110千伏为高压配电的电网结构。“西电东送”战略实施以来，已初步形成了北、中、南三条通道。南方电网西电东送能力达到370万千瓦，蒙电东送能力达到109万千瓦。以三峡工程为契机，并以三峡电站为中心向东、西、南、北四个方向辐射。华中电网与华东电网联网，川渝电网与华中电网联网，华东与福建联网工程建成投运，东北电网与华北电网实现交流互联。全国电网互联的雏形已基本形成。目前我国基本上进入大电网、大电厂、大机组、高电压输电、高度自动控制的新时代。

与此同时，建国以来最大规模的城乡电网建设与改造取得明显进展。1998年，国务院决定进行城乡电网建设与改造工程，改造农村电网、改革农电管理体制，实现城乡用电同网同价（简称＂两改一同价＂），由国家电力公司组织实施。投入资金2600多亿元，改造了269个城网和2500多个农网。通过改造，城市电价平均每千瓦时降低5分钱，减轻用户负担400亿元；农村电价平均每千瓦时降低1角3分钱，减轻农民负担350亿元，解决了2500多万人口的用电问题。

在规模不断扩大的同时，我国电力工业的质量也不断提高。水电发展速度位居世界前列，火电结构得到优化。加快水电建设，中国长江、黄河以及其它大江大河中上游梯级开发，新的大中型水电站成批投产，改变了水火电的比例。淘汰了一批小火电机组，单机容量30万千瓦、60万千瓦机组已成为电网的主力机组。单机容量80万千瓦的发电机组已投入运行。90万千瓦火电机组正在建设中。正在建设的三峡电站将采用70万千瓦的水轮发电机组。核电建设已经起步，并形成300多万千瓦的生产能力。风力发电也形成40万千瓦左右的规模。地热发电、太阳能发电、垃圾发电取得进展。

在科技进步与可持续发展方面，我国已经形成了500千伏交流输变电成套设备的生产能力，掌握了紧凑型输电关键技术；研制开发的220千伏、500千伏紧凑型输电线路已投入运行；所有跨省电网和省电网实施了在线监控，使用了各种高级应用软件，在电网调度自动化领域和系统仿真技术方面已进入世界先进行列，电力系统分析达到了世界先进水平。在电源科技方面我国已掌握了大型火电厂的设计、施工及运行技术；已经形成了30万千瓦、60万千瓦亚临界火电机组和50万千瓦水轮发电机组的成套设备生产能力。在坝工技术方面，研究开发了200米坝高的筑坝成套技术和多项坝工新技术、新工艺、新设备，使我国在高坝筑坝技术方面居于世界先进行列。

电力工业体制改革不断得以深化。实行政企分开，建立现代企业制度。1988年，能源部的成立。同年成立中电联，加强行业协会自律服务功能。1997年，国家电力公司成立，是电力体制的重大改革。1998年3月撤销了电力部。此后，国家电力公司提出“四步走”的改革安排，制定了“控股型、经营型、现代化、集团化管理的国际一流电力公司”的总体战略构想，积极稳妥地走上了实体化经营的道路，扎扎实实地建立现代企业制度，进行了电力市场化改革的探索。2024年2月，国务院印发《电力体制改革方案》，提出要遵循电力工业发展规律，充分发挥市场配置资源的基础性作用，加快完善现代企业制度，促进电力企业转换内部经营机制，建立与社会主义市场经济相适应的电力体制。2024年国家电力公司首次跻身世界企业500强，名列第83位，2024年上升至第77位，2024年上升至第60位。

二、行业发展特征

1、基本特点

目前，我国的电力行业主要呈现出以下几个基本特点：

（1）电力生产的特殊性首先表现在电力产品不能保存，因此电力行业具有很强的计划性。电力企业的经济效益主要取决于核定发电量尤其是上网电量，相应地还要受到核定上网电价以及各种税费政策的影响。

（2）由于我国煤炭资源相对丰富，因此电力生产以火力发电为主，约占总装机容量和发电量的80%；水力发电次之，约占总装机容量和发电量的20%；其他如核电等所占比重很小。相对而言，火电类上市公司业绩要好一些，但也呈两极分化的势态，并且受煤炭价格影响较大；水电类公司成本低廉，但受气候影响大。

（3）电力需求增长存在地区性不平衡状况：东南沿海等经济发达地区电力需求增速明显高于全国平均增长水平，而东北和四川省地区增速较低。相应地，东南沿海地区的电力上市公司的业绩也高于其他电力上市公司的平均业绩水平。

（4）由于电力项目往往投资额巨大，投资周期长，规模的大小对经济效益的影响比较显著。一般而言，电力企业规模越大，效益就越好；而那些规模较小的企业由于生产成本高，相对缺乏竞争力。

（5）鉴于现行电力体制垄断特征明显，因此“厂网分开、竞价上网”成为今后的改革方向。

（6）从今后的发展趋势来看，水电作为电力行业中的朝阳产业，发展前景非常广阔。加快和优先发展水电建设，已经成为我国电力工业发展的一项基本的和长期的策略。

（7）“西电东送”战略的加紧实施对未来电力企业的经营影响越来越大。

2、总体运营状况

从电力供需情况看，2024年上半年全国电力供需均有所增长，但分地区和行业看表现并不平衡。

（1）电力需求

上半年全社会用电共计7392亿千瓦时，同比增长8.9%，其中第一、二、三产业分别同比增长2.5%、9.2%、11.4%。居民生活用电同比增长7.0%。在电力需求快速增长的同时，主要电网最高负荷也比去年同期有所增加。华北、东北、华东、华中、西北电网的最高负荷同比增长速度分别为11.8%、3.4%、6.4%、14.0%和9.2%。

分行业来看，上半年农林牧渔水利业用电增长缓慢，同比增长仅为1.4%，工业用电增长了9.2%，其中轻工业增长了12.6%，重工业为8.3%，主要耗电行业对工业用电增长的贡献率有所下降。建筑业、交通运输邮电通讯业、商业用电分别增长了12.1%、13.3%和14.9%，增速明显。

分地区来看，东部沿海地区的江、浙、闽、粤、鲁和海南省，西部的川渝地区，中部地区的江西省以及以高耗电行业用电支持其用电增长的地区中的内蒙古、宁夏的电力需求持续快速增长，用电增速均超过了10%；相比之下，晋、豫、黔、湘、陇、桂、徽等省份以及京、津、沪三大直辖市的用电增速均低于全国平均水平，东北地区则用电增速几乎没有增长。

（2）电力供给

今年上半年，我国电力固定资产投资完成609亿元，同比增长1.1%，其中基建投资完成408亿元，增长33.2%；城乡电网改造完成投资26亿元，同比下降36.7%。今年预计新开工电源1500——2024万千瓦，到6月底已开工883万千瓦，新增发电设备450万千瓦。全国累计发电量7414亿千瓦时，同比增长8.8%，其中水电1087亿千瓦时，增长0.5%；火电6229亿千瓦时，增长10.3%；核电92亿千瓦时，下降11.7%。全国发电设备平均利用小时数较去年同期增加57小时。国家电力公司全资及控股机组发电量合计3607亿千瓦时，同比增长6.8%。

（3）全年形势展望

由于我国宏观经济形势总体良好，今年前三季度的国内生产总值增长率已经达到了7.9%。电力行业作为于国民经济发展密切相关的支柱产业，也面临着良好的发展机遇。因此，可以预计，今年下半年我国电力的总体需求仍将快速增长，预计全年用电量将接近16000亿千瓦时，增长率接近两位数。

三、行业主要热点问题

1、电力体制改革的即将实施

今年4月，国务院批准了《电力体制改革方案》，并发出通知，要求各地认真贯彻实施。届时，国家电力公司管理的资产将按照发电和电网两类业务划分，并分别进行资产重组。

（1）电力体制改革方案简介

根据方案，“十五”期间电力体制改革的主要任务是：实施厂网分开，重组发电和电网企业；实行竞价上网，建立电力市场运行规则和政府监管体系，初步建立竞争、开放的区域电力市场，实行新的电价机制；制定发电排放的环境折价标准，形成激励清洁电源发展的新机制；开展发电企业向大用户直接供电的试点工作，改变电网企业独家购买电力的格局；继续推进农村电力管理体制的改革。

“厂网分开”，主要指将国家电力公司管理的资产按照发电和电网两类业务划分，并分别进行资产重组。厂网分开后，原国家电力公司拥有的发电资产，除华能集团公司直接改组为独立发电企业外，其余发电资产重组为规模大致相当的3～4个全国性的独立发电企业，由国务院分别授权经营。

在电网方面，成立国家电网公司和南方电网公司。国家电网公司作为原国家电力公司管理的电网资产出资人代表，按国有独资形式设置，在国家计划中实行单列。由国家电网公司负责组建华北（含山东）、东北（含内蒙古东部）、西北、华东（含福建）和华中（含重庆、四川）五个区域电网有限责任公司或股份有限公司。西藏电力企业由国家电网公司代管。南方电网公司由广东、海南和原国家电力公司在云南、贵州、广西的电网资产组成，按各方面拥有的电网净资产比例，由控股方负责组建南方电网公司。

电力体制改革的另一重要举措是改革电价机制。这也是电力体制改革的核心内容。新的电价体系将划分为上网电价，输、配电价和终端销售电价。首先在发电环节引入竞争机制，上网电价由容量电价和市场竞价产生的电量电价组成。对于仍处于垄断经营地位的电网公司的输、配电价，要在严格的效率原则、成本约束和激励机制的条件下，由政府确定定价原则，最终形成比较科学、合理的销售电价。

在管理体制方面，成立国家电力监管委员会，按照国家授权履行电力监管职责。

（2）电力体制改革方案对电力行业的影响

长期来看，电力体制改革实施的结果，能够打破行业垄断，引入竞争机制，有利于优胜劣汰、形成以一批业内的龙头企业和明星企业为核心的企业集团。企业规模的扩大以及相应技术水平的升级，有助于降低经营成本；考虑到“西电东送”工程的不断进展，供求关系会得到缓解，因此从长期看电价有降低的趋势。短期内，电力体制改革的事实，必然会促进产业内的资产重组。事实上，近一段时期以来电力行业重组的“真空”恰恰说明了电力企业本身蕴藏着重组的内在动力，只是由于政府的干预才没有进行，但许多业内企业都已经进行了充分的准备。有理由相信，大规模的重组即将来临，并将对产生深远的影响。

根据本次电改方案，对电力企业的影响将主要涉及以下几方面：

a.重组的影响：产业重组催生一批以国电公司旗下的四大公司为首的特大型企业集团，这些集团将通过国电公司内部重组，以大的地域划分为单位，吸纳国电公司拥有的绝大部分电力企业的股权；同时，各地电力公司也将通过省内的重组，组建一批大中型企业集团；不符合产业政策的弱势企业将被迫被收编，纳入上述公司的势力范围。

b.厂网分开，竞价上网的影响：尽管电价受到资源分布和地方保护主义的影响，很难在全国范围内统一，但就各地区内的电网而言，不同企业迟早将要面临同一道门槛，逐步做到同网同价。这样，经营成本高于平均水平的企业仅能得到低于全行业的利润，其最终出路无非是被收购，或者被迫退出竞争。相反，具有机制、管理、技术优势的少数企业将不断发展壮大，瓜分市场份额。因此，对业内不同企业的影响应分别加以分析。

c.对下游产业的影响：电力的下游产业分布极其广泛，比较突出的是电力成本占经营成本比重较高的部门，如冶炼业（电解铝、钢铁业等），很可能从电价的下降中受惠。尽管电价下降是长期趋势，但由于受供求关系影响，电价的近期走势并不明朗。因此，对这些下游产业以及再下游的产业的影响还将做进一步分析。

d.69号文效力尚存：需要注意的是，尽管电力体制改革方案已经得到国务院的批准，但由于具体的实施方案尚未最后公布，国务院办公厅于2024年10月下发的《国务院办公厅关于电力工业体制改革有关问题的通知》，也就是业内人士通常所说的69号文件仍然在发挥作用。这一文件规定，“为规范运作，防止国有资产流失，除正常生产经营外，有关各级国有电力企业资产重组、电站出售和其他资产处置问题，将纳入电力体制改革总体方案统筹考虑。目前除按国家规定程序审批的资产重组、电站出售、盘活存量项目外，停止其他任何形式的国有电力资产的流动，包括电力资产的重组、上市、转让、划拨及主业外的投资等；凡项目未经国家批准的，其已经变现所得的资金应停止使用并予以暂时冻结。”另外，69号文件还规定，除已经试点的六省市外，其余各地区一律暂停执行地方政府或电力企业自行制订实施的“竞价上网”发电调度方式，并暂时不再批复新的试点。69号文的出台，遏制了电力行业积极重组的势头，也给即将实施的电改方案增加了诸多变数。

2、西电东送的价格调整

为了促进西电东送的顺利运行，国家电力公司、国家计委曾在今年5月20日以计价格[2024]781号文发出《国家计委关于南方电网西电东送有关问题的通知》，决定对南方电网西电东送价格进行适当调整，包括云南、贵州重点电厂进行西电东送的送电价格、有关线路的输电价格以及输电损耗电费的费率都作了明确的定位，并已经于今年4月1日开始执行这一文件。

西电东送战略的实施，是为了满足经济发达但电力供给短缺的两广地区的巨大需求，及有效利用了云贵地区富余的水力、火力资源，也降低了发达地区企业生产经营成本，是一种“双赢”的措施。价格调整后，将更大地提高发电企业和输变电企业的生产积极性，产生巨大的经济效益和社会效益。

四、电力行业上市公司概况

目前，国内证券市场的电力类上市公司共计42家。由于业绩普遍较为稳定，加之现金流充沛，投资者很容易在这些上市公司中的大股东名单中发现证券投资基金的身影。2024年半年报统计数据也显示，根据证监会颁布的上市公司行业分类指引所统计的行业经营指标中，电力行业上市公司的平均每股受益和平均净资产收益率在全部行业中均居于前两位，充分说明了电力上市公司的良好经营业绩。

截止到2024年6月30日，全部42家电力上市公司的平均总股本为63797.20万股，平均流通A股为14132.20万股，平均每家公司拥有总资产41.02亿元，净资产23.52亿元。在核定经营规模的各项指标上，华能国际均高居榜首。（这只国电系统的巨擘实现了大陆、香港和纽约的三地上市，并不断通过收购电厂提升装机容量和经营规模，其总股本为60亿股，总资产和净资产分别达到了近430亿元和290亿元，中期实现税后利润18.21亿元）。

可以看出电力类公司的业绩实现了稳定增长，尤以主营业务收入的增长更甚。上市公司的主营业务规模增长速度，超过了全国平均用电量的增长速度，而从全国范围来看，电价基本稳定，因此，收入的提高主要是由于发电量和售电增长的贡献。而主营业务利润、利润总额和净利润低于主营业务收入的增速，主要原因是由于发电成本的提高，而这主要是由于煤价上涨因素造成的。目前，随着煤炭行业关井压产工作的基本完成，煤价已经开始回落，并不具备再度大幅波动的基础。因此，在我国经济继续快速增长的宏观背景下，预计下半年电力行业的经营业绩将进一步增长。

每股收益和净资产收益率两项指标有所下降主要是由于统计中采用了按照上市公司家数的简单平均计算方法，存在一定误差，如华能国际、粤电力(相关,行情)这样股本和资产规模大同时业绩优良的没有发挥相应的权重。如果按照加权平均计算，则电力行业2024年中期的每股收益和净资产收益率分别为0.186和5.41%，仍然增长强劲。考虑到衡量公司业绩含金量的经营活动产生的现金流量净额这一指标由20026.95万元上升到23695.70万元，可以肯定公司的业绩增长是比较具有保障的。

另外，从其它衡量公司资产质量的财务指标来看，公司的平均流动比率、速动比率和应收账款周转率均有明显改善，说明上市公司资产质量有了提高，但也存在一些需要注意的问题。比如说，与期初相比，每家公司的平均应收账款由20972.07万元增加到24638.64万元，增长了17.48%；平均存货由7635.04万元增至9001.97万元，增长了17.90%。类似的，还有长期负债余额由63433.65万元增至76859.36万元，增长了21.16%。与此同时，在营业费用和财务费用略有下降的同时，平均每家公司的管理费用由了近两位数的上升，达到了2716.64万元，不能不使投资者产生一丝疑虑。

电力上市公司的不同业绩表现反映了电力生产的特点。首先，规模较大的公司业绩普遍良好。电力板块业绩前五家公司的装机容量都在100万千瓦以上，规模经济效应明显。如华能国际，2024年发电量增长21.86％，就是因为其吸收合并了山东华能，规模扩大了；而今年上半年又相继收购了上海石洞口一厂、江苏太仓电厂、淮阴电厂、浙江长兴电厂四个电厂，装机容量增加245万千瓦，发电量也劲增11.2％。日前，华能国际的一则公告再度预计其第三季度发电量将继续迅速增长。

其次，不同类型的发电企业业绩差异明显。25家火电类上市公司中除两家鲁能泰山(相关,行情)、华银电力(相关,行情)外，主营业务收入均实现了增长；而9家水电公司受气候影响大。平均中期每股收益仅为0.09元，同比下降近30%；作为传统意义上的绩优股的热电类公司今年中期业绩急剧下滑，平均每股收益仅为0.06元。主要原因是煤价的上涨和补贴收入的取消。个别公司的巨额应收账款也连累了整个板块的业绩。

目前，2024年业已进入尾声。整体来看，电力上市公司的业绩增长已成定局。尽管电力体制改革方案还没有付诸实施，从近期电力上市公司的情况看，行业内部的重组已是暗流涌动。电力行业的特点更适于进行长期投资，投资者在期待电力上市公司交出满意的全年答卷的同时，也不妨对行业内的重组进展情况把保持密切关注。

本文档由站牛网zhann.net收集整理，更多优质范文文档请移步zhann.net站内查找