

大唐发电（601991）

大唐集团旗下电力运营商，加速低碳能源转型

公司：大唐集团旗下电力运营商，积极推进清洁能源转型

大唐发电为大唐集团旗下电力运营商，是集团火电业务最终的整合平台。公司在伦敦、香港、大陆三地上市，主营火电、水电、风电、光伏为主的发电业务。截至 2021 年末，公司总装机容量为 6877 万千瓦，其中火电装机 5257.64 万千瓦，占比 76.45%，水电、风电和光伏装机分别为 920.47、507.91 和 190.98 万千瓦，清洁能源装机占比 23.55%。全年营业收入 1034.12 亿元，近五年复合增速为 12.48%。

火电：发电效率相对稳定，煤价调控下盈利能力有望修复

火电以煤机为主体，装机容量稳定。截至 2021 年末，公司火电控股装机容量 5257.64 万千瓦，其中，火电煤机 4795.4 万千瓦，占比 91.21%。供电煤耗稳步下降，2021 年供电煤耗为 291.72 克/千瓦时。展望未来，收入端，电力市场化改革持续推进，各地电价高比例上浮。成本端，在政策管控下，长协煤履约率有望提升，并带动公司燃料成本进一步下降。综合来看，随着成本逐步回落，公司火电业务盈利能力有望修复。

水电：聚焦西南资源丰富地区，装机容量较为稳定

公司水电装机规模较为稳定。截至 2021 年末，公司水电装机规模 920.47 万千瓦，集中分布在西南地区，全年发电量前三地区为四川、重庆和云南，占比分别为 44.13%、33.4%和 16.57%。公司通过控股等形式开展水电业务，4 家主要控股公司的装机容量 725 万千瓦，占水电总装机规模的 78.8%。未来随着输电通道的逐步建设完成及用电量的持续增长，公司水电消纳能力有望提升，或将带动盈利能力提高。

新能源：十四五锚定“双碳”目标，加快能源结构转型升级

清洁能源转型加速，新能源装机增长空间广阔。《“十四五”可再生能源发展规划》明确提出，到 2025 年，我国可再生能源年发电量将达 3.3 万亿千瓦时，风电和光伏发电量实现翻倍；到 2030 年，我国风电、光伏发电总装机容量将达 12 亿千瓦以上，非化石能源消费占比达 25%。公司抓住能源转型窗口，新能源转型提质增速。截至 2021 年末，公司新能源装机达 698.89 万千瓦，其中风电 507.91，光伏 190.98 万千瓦。“十四五”期间，公司计划新增新能源装机容量不低于 30GW。

盈利预测与估值：我们预计公司 2022-2024 年实现归母净利润 26.48、38.45、50.56 亿元，对应 PE 分别为 24、17、13 倍。基于分部估值分析，给予公司 22 年目标价 5.08 元/股，首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示：宏观经济下行风险，新冠疫情反复风险，电力价格波动风险，煤炭价格波动的风险，项目建成不及预期风险，新能源装机不及预期风险，来水低于预期的风险等

投资评级

行业	公用事业/电力
6 个月评级	买入（首次评级）
当前价格	3.45 元
目标价格	5.08 元

基本数据

A 股总股本(百万股)	12,396.09
流通 A 股股本(百万股)	12,396.09
A 股总市值(百万元)	42,766.51
流通 A 股市值(百万元)	42,766.51
每股净资产(元)	1.65
资产负债率(%)	72.58
一年内最高/最低(元)	3.88/2.08

作者

郭丽丽 分析师
SAC 执业证书编号：S1110520030001
guolili@tfzq.com

股价走势



资料来源：贝格数据

相关报告

财务数据和估值	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入(百万元)	95,614.42	103,411.96	116,748.99	118,494.53	121,153.54
增长率(%)	0.17	8.16	12.90	1.50	2.24
EBITDA(百万元)	31,058.57	10,300.61	23,446.77	26,019.86	28,758.74
净利润(百万元)	3,040.24	(9,263.93)	2,648.37	3,844.87	5,055.71
增长率(%)	185.25	(404.71)	(128.59)	45.18	31.49
EPS(元/股)	0.16	(0.50)	0.14	0.21	0.27
市盈率(P/E)	21.00	(6.89)	24.11	16.61	12.63
市净率(P/B)	0.87	1.03	1.07	1.00	0.97
市销率(P/S)	0.67	0.62	0.55	0.54	0.53
EV/EBITDA	6.08	20.75	9.81	9.44	8.87

资料来源：wind，天风证券研究所

内容目录

1. 大唐集团旗下电力运营商，积极推进清洁能源转型	5
1.1. 简介：三地上市，大唐集团旗下电力运营商	5
1.2. 业务：以火电业务为基础，积极推进清洁能源转型	6
1.3. 财务：火电盈利能力有望修复，投资收益增厚利润	8
2. 火电：发电效率相对稳定，煤价调控下盈利能力有望修复	11
2.1. 以煤机为主体，火电装机容量整体稳定	11
2.2. 供电煤耗逐步下降，发电效率与质量稳定提升	12
2.3. 电价上浮叠加煤价调控，火电业务盈利能力有望修复	13
3. 水电：聚焦西南资源丰富地区，装机容量较为稳定	15
3.1. 核心聚焦西南地区，公司水电装机规模稳定	15
3.2. 消纳能力有望提升，或带动水电盈利能力提高	17
4. 新能源：十四五锚定“双碳”目标，加快能源结构转型升级	20
4.1. “双碳”目标带动风光发电建设，新能源装机增长空间广阔	20
4.2. 抓住能源转型窗口，低碳转型发展提质增速	22
4.3. 推动低碳清洁能源转型，十四五期间装机增量显著	25
5. 盈利预测与估值	26
5.1. 盈利预测	26
5.2. 估值	27
6. 风险提示	29

图表目录

图 1：公司历史发展沿革	5
图 2：大唐发电股权结构	5
图 3：大唐集团旗下上市公司情况	6
图 4：公司 2021 年末装机容量占比情况	6
图 5：公司 2021 年新投产机组结构	6
图 6：公司 2022 年上半年发电量情况（单位：亿千瓦时）	7
图 7：2017-2021 年公司电力板块资本性支出情况（单位：亿元）	7
图 8：2021 年公司各类型电力收入占比	8
图 9：2017-2021 年公司各业务毛利情况（单位：亿元）	8
图 10：2017-2022Q1 公司营业收入情况（单位：亿元）	8
图 11：2017-2021 年公司营业收入情况（单位：亿元）	8
图 12：2017-2022Q1 公司归母净利润情况（单位：亿元）	9
图 13：2017-2021 年公司毛利率和净利率情况	9
图 14：2017-2021 年公司各业务毛利率情况	9
图 15：2017-2021 年公司投资收益情况（单位：亿元）	9

图 16: 2017-2021 年福建宁德投资收益情况 (单位: 亿元)	10
图 17: 2017-2021 年同煤大唐投资收益情况 (单位: 亿元)	10
图 18: 2017-2021 年福建宁德营业收入情况 (单位: 亿元)	10
图 19: 2017-2021 年福建宁德净利润情况 (单位: 亿元)	10
图 20: 2017-2021 年同煤大唐煤矿营业收入情况 (单位: 亿元)	10
图 21: 2017-2021 年同煤大唐煤矿净利润情况 (单位: 亿元)	10
图 22: 2017-2022Q1 公司资产负债率情况	11
图 23: 2017-2022Q1 公司财务费用情况 (单位: 亿元)	11
图 24: 2017-2022Q1 公司期末现金余额情况 (单位: 亿元)	11
图 25: 2017-2022Q1 经营性现金流与归母净利润情况 (单位: 亿元)	11
图 26: 2021 年末公司火电控股装机结构	11
图 27: 2017-2021 年公司火电控股装机容量 (单位: 万千瓦)	11
图 28: 2017-2021 年公司火电核准容量 (单位: 万千瓦)	12
图 29: 2017-2021 年公司供电煤耗 (单位: 克/千瓦时)	12
图 30: 2021 年公司分地区火电发电量结构	13
图 31: 2017-2021 年公司火电利用小时数 (单位: 小时)	13
图 32: 各公司 2021 年火电利用小时数 (单位: 小时)	13
图 33: 2019 年至今秦皇岛煤炭 Q5500 平仓价走势情况 (单位: 元/吨)	14
图 34: 2017-2021 年公司主要地区火电上网电价情况 (单位: 元/兆瓦时)	14
图 35: 2022 年至今京津冀电网代理电价 (单位: 元/兆瓦时)	15
图 36: 2022 年至今内蒙古电网代理电价 (单位: 元/兆瓦时)	15
图 37: 2022 年至今广东电网代理电价 (单位: 元/兆瓦时)	15
图 38: 2017-2021 年公司火电发电量 (单位: 亿千瓦时)	15
图 39: 2017-2021 年公司火电营业收入情况 (单位: 亿元)	15
图 40: 2017-2021 年公司水电控股装机容量 (单位: 万千瓦)	16
图 41: 2017-2021 年公司水电利用小时数 (单位: 小时)	16
图 42: 2021 年公司分地区水电发电量结构	16
图 43: 长河坝水电站全景示意图	17
图 44: 黄金坪水电站建设历程情况	17
图 45: 2017-2021 年全国主要流域弃水量 (单位: 亿千瓦)	18
图 46: 2020 年四川省及大渡河流域弃水占全国弃水比例	18
图 47: 云南省“十四五”重大能源建设布局	19
图 48: 2017-2021 年云南省电力输出量 (单位: 亿千瓦时)	19
图 49: 2017-2021 年四川省电力消费量 (单位: 亿千瓦时)	19
图 50: 2017-2021 年重庆市电力消费量 (单位: 亿千瓦时)	19
图 51: 2017-2021 年云南省电力消费量 (单位: 亿千瓦时)	19
图 52: 2017-2021 年公司主要地区水电上网电价情况 (单位: 元/兆瓦时)	20
图 53: 2017-2021 年公司水电发电量 (单位: 亿千瓦时)	20
图 54: 2017-2021 年公司水电营业收入情况 (单位: 亿元)	20
图 55: 2017-2021 年我国风电累计装机及增长率 (单位: 亿千瓦)	21
图 56: 2017-2021 年我国光伏累计装机及增长率 (单位: 亿千瓦)	21

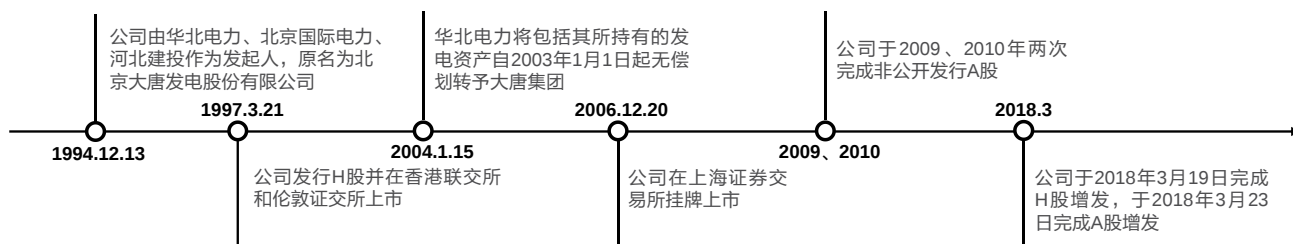
图 57: 2021 年我国发电量结构	21
图 58: “十四五” 期间我国风电、光伏装机量增长预测 (单位: 亿千瓦)	21
图 59: 2017-2021 年公司新能源装机容量 (单位: 万千瓦)	22
图 60: 2017-2021 年公司新能源发电量 (单位: 亿千瓦时)	22
图 61: 2017-2021 年公司新能源核准容量 (单位: 万千瓦)	23
图 62: 2017-2021 年公司风电利用小时数 (单位: 小时)	23
图 63: 2017-2021 年公司光伏利用小时数 (单位: 小时)	23
图 64: 2021 年公司分地区风电发电量结构	24
图 65: 2017-2021 年公司主要地区风电上网电价 (单位: 元/兆瓦时)	24
图 66: 2021 年公司分地区光伏发电量结构	24
图 67: 2017-2021 年公司主要地区光伏上网电价 (单位: 元/兆瓦时)	24
图 68: 2017-2021 年公司新能源营业收入情况 (单位: 亿元)	24
图 69: 集团非化石能源装机占比情况	25
图 70: 公司新能源发电装机容量情况 (单位: GW)	25
图 71: 公司风电光伏大基地建设情况	26
表 1: 2021 年末公司火电在建项目	12
表 2: 煤炭出矿环节中长期和现货交易价格合理区间	13
表 3: 大唐发电主要控股水电运营公司及部分水电站装机情况	16
表 4: 川渝特高压交流网架建设规划	18
表 5: “十四五” 期间各省份风、光新增装机规划情况	22
表 6: 2021 年末公司新能源在建项目	23
表 7: “十四五” 重大陆上新能源基地	25
表 8: “十四五” 重大水风光综合基地	26
表 9: 盈利预测	27
表 10: 火电板块可比公司估值表	28
表 11: 水电板块可比公司估值表	28
表 12: 新能源板块可比公司估值表	28
表 13: 核电板块可比公司估值表	28
表 14: 煤炭板块可比公司估值表	28

1. 大唐集团旗下电力运营商，积极推进清洁能源转型

1.1. 简介：三地上市，大唐集团旗下电力运营商

大唐发电为大唐集团旗下综合性电力运营商。公司自 1994 年成立，1997 年 3 月在香港证券交易所和伦敦证券交易所挂牌上市，2006 年 12 月，公司在上海证券交易所挂牌上市，2009-2010 年公司两次完成非公开发行 A 股，2018 年 3 月，公司分别完成 H 股和 A 股增发。作为中国大型独立发电公司之一，公司主营以火电、水电、风电、光伏为主的发电业务，并涉及热力、煤炭销售等其他业务。

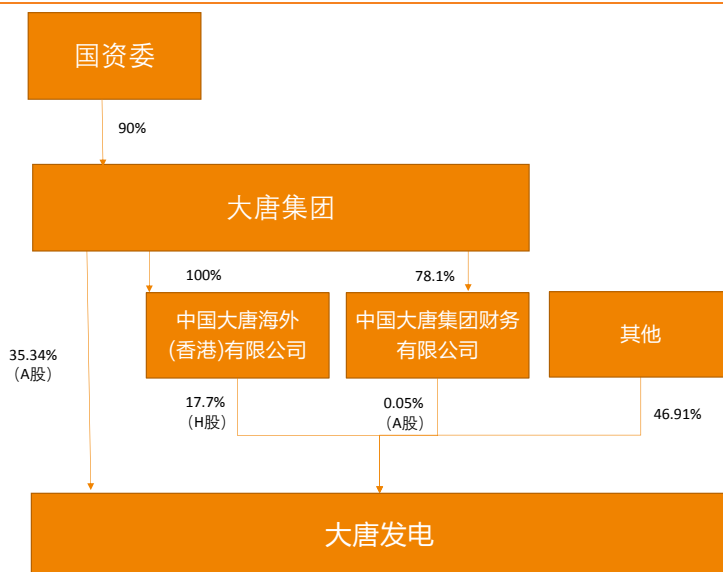
图 1：公司历史发展沿革



资料来源：募集说明书，天风证券研究所

股权结构方面：截至 2022 年 3 月末，公司控股股东为中国大唐集团有限公司，持股比例共计 53.09%。其中，直接持股比例为 35.34%，通过中国大唐海外（香港）有限公司和中国大唐集团财务有限公司间接持股比例为 17.75%。公司实际控制人为国务院国有资产监督管理委员会。

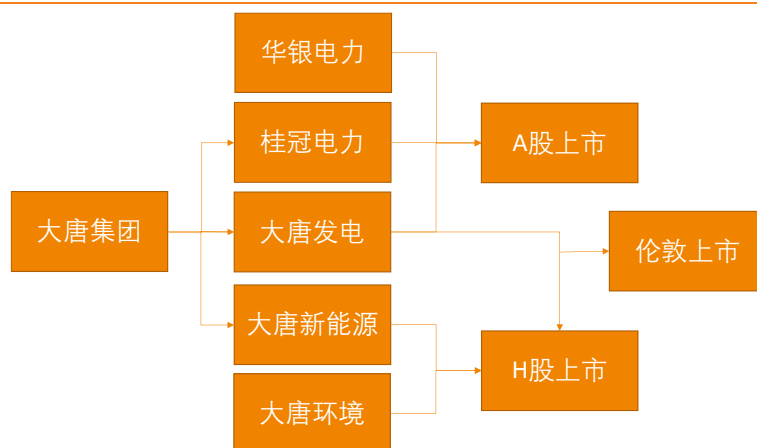
图 2：大唐发电股权结构



资料来源：wind，天风证券研究所

公司控股股东大唐集团是中央直接管理的国有特大型能源企业，主要业务覆盖电力、煤炭、金融、海外、煤化工、能源服务六大板块。截至 2021 年末，大唐集团旗下共有 5 个上市公司，包括在 A 股上市的华银电力和桂冠电力，在 H 股上市的大唐新能源与大唐环境，以及在伦敦、H 股、A 股挂牌上市的大唐发电。作为中国第一家在伦敦、香港、大陆三地上市的上市公司，大唐发电作为集团火电业务整合平台，主要负责火电业务板块，同时，公司还积极向新能源发电业务转型升级。

图 3：大唐集团旗下上市公司情况

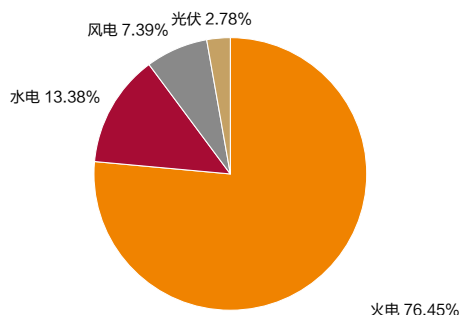


资料来源：募集说明书，天风证券研究所

1.2. 业务：以火电业务为基础，积极推进清洁能源转型

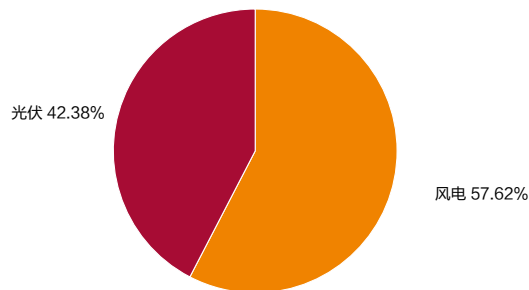
公司以火电业务为基础，推进清洁能源转型。截至 2021 年末，公司业务涉及以火电、水电、风电、光伏为主的发电业务及热力、煤炭等领域，发电业务资产主要分布在全国 19 个省、市、自治区。公司总装机容量为 6877 万千瓦，其中火电装机容量为 5257.64 万千瓦，占比 76.45%，水电装机容量 920.47 万千瓦，占比 13.38%，风电装机容量 507.91 万千瓦，占比 7.39%，光伏装机容量 190.98 万千瓦，占比 2.78%。2021 年，公司加快推进新能源装机进程，全年新增投产机组容量为 77.42 万千瓦，均为低碳清洁发电机组，其中风电项目为 44.61 万千瓦，占比 57.62%，光伏项目为 32.81 万千瓦，占比 42.38%。

图 4：公司 2021 年末装机容量占比情况



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

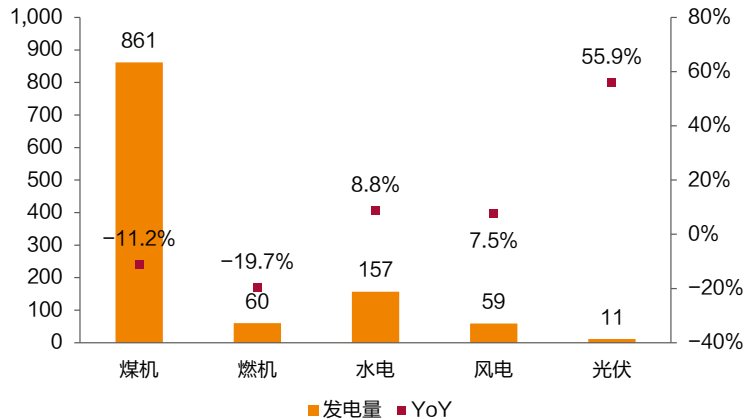
图 5：公司 2021 年新投产机组结构



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

清洁能源发电量增速较快，稳步推进结构转型。2022 年上半年，公司累计发电量为 1148.19 亿千瓦时，同比下降 8.18%，主要是所在部分区域受疫情因素影响，用电需求减弱。其中，煤机发电量 861.42 亿千瓦时，同比下降 11.16%，主要燃料成本仍持续高位运行。清洁能源发电量增速较快，水电、风电和光伏发电量分别为 156.74 亿千瓦时、58.92 亿千瓦时和 11.08 亿千瓦时，分别同比增长 8.75%、7.48%和 55.85%。

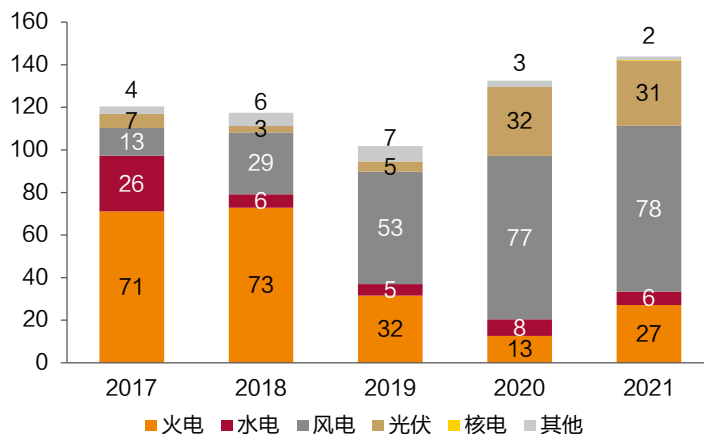
图 6：公司 2022 年上半年发电量情况（单位：亿千瓦时）



资料来源：2022 年半年度上网电量完成情况公告，天风证券研究所

项目投资方面，2021 年公司项目投资总金额为 1550.13 亿元，累计实际投资金额达 818.75 亿元。2021 年公司完成投资金额为 143.86 亿元，其中火电 27.18 亿元，水电 6.29 亿元，风电 77.83 亿元，光伏 30.5 亿元。近年来，公司在风电、光伏领域的资本性支出占比有所提高，风电占比由 2017 年的 10.89% 提升至 2021 年的 54.1%；光伏占比由 2017 年的 5.42% 提升至 2021 年的 21.2%。随着公司推进能源结构转型的进程加快，未来风电、光伏的资本性支出有望维持较高比例。

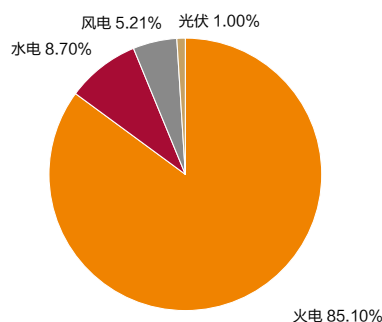
图 7：2017-2021 年公司电力板块资本性支出情况（单位：亿元）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

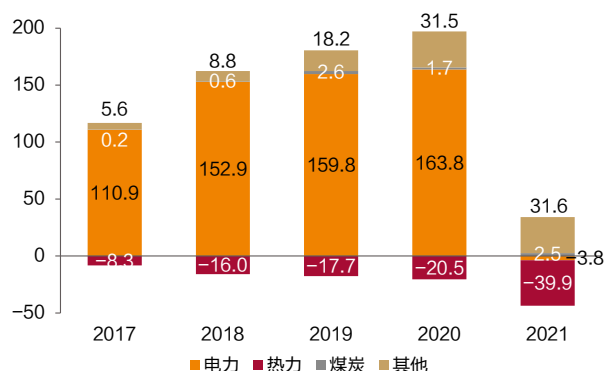
电力收入方面，公司以火电业务收入为主。截至 2021 年末，公司全年发电业务营业收入为 887.4 亿元，同比增长 6.91%。其中，火电 755.14 亿元，占比 85.1%，水电 77.17 亿元，占比 8.7%，风电 46.24 亿元，占比 5.21%，光伏 8.85 亿元，占比 1%。**毛利率方面**，2021 年由于煤炭价格上涨导致公司燃料成本提高，火电亏损严重，加之火电装机占比较高，导致电力业务毛利润由正转负，2021 年全年电力业务毛利润为 -3.79 亿元。燃料成本增加也导致热力业务亏损面扩大，2021 年毛利润为 -39.9 亿元。

图 8：2021 年公司各类型电力收入占比



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

图 9：2017-2021 年公司各业务毛利情况（单位：亿元）

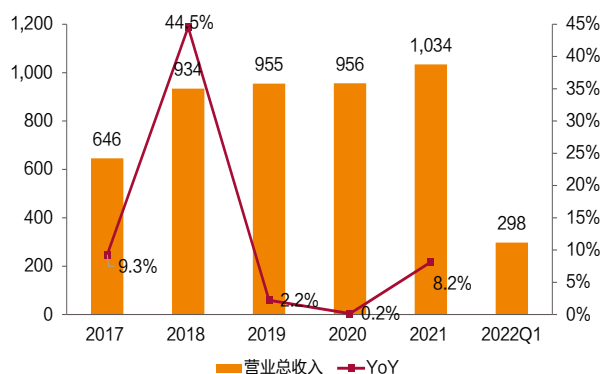


资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

1.3. 财务：火电盈利能力有望修复，投资收益增厚利润

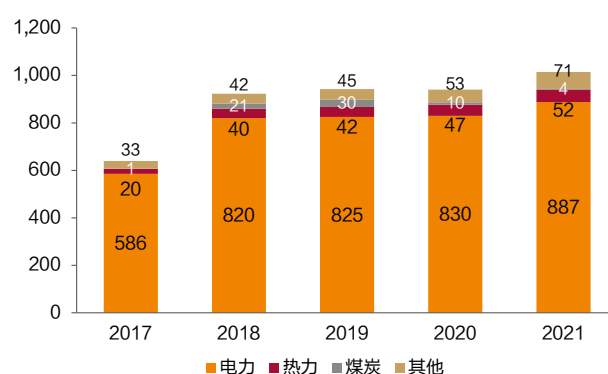
营业收入保持增长，以电力业务收入为主。2021 年公司实现营业收入 1034.12 亿元，2017-2021 年复合增速为 12.48%。其中，电力板块实现营收 887.4 亿元，占公司全年营业收入的 85.81%；热力板块实现营收 52.15 亿元，同比增长 11.65%；煤炭板块实现营收 3.84 亿元，同比下降 63.18%。

图 10：2017-2022Q1 公司营业收入情况（单位：亿元）



资料来源：wind，天风证券研究所

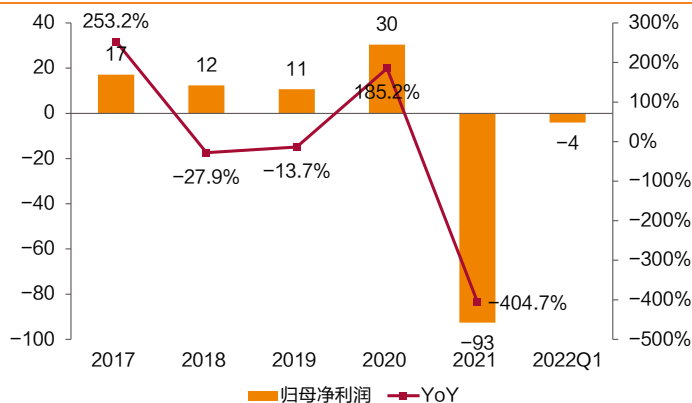
图 11：2017-2021 年公司营业收入情况（单位：亿元）



资料来源：wind，天风证券研究所

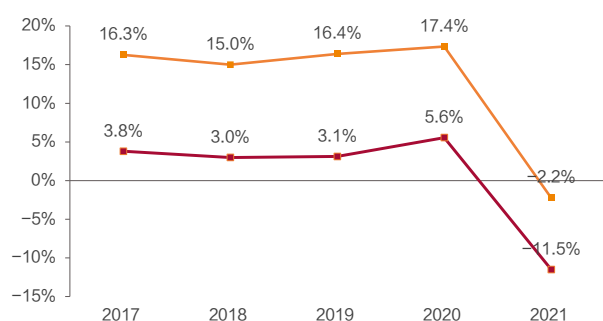
受煤价高企影响，2021 年公司业绩由盈转亏，2022Q1 亏损面环比已有所收窄。公司 2021 年实现归属于母公司净利润为-92.64 亿元，同比下降 404.74%，主要系煤炭价格上涨，火电发电燃料成本同比上升 110.25 元/兆瓦时。今年随着煤价有所回落，叠加多地电价高比例上浮，公司一季度亏损面环比有所收窄，一季度归母净利润为-4.09 亿元。毛利率方面，2021 年公司毛利率为-2.24%，同比下降 19.6pct；净利率为-11.5%，同比下降 17.1pct。分板块来看，2021 年公司电力板块毛利率为-0.43%，热力板块毛利率为-76.46%，煤炭板块毛利率为 66.21%。

图 12：2017-2022Q1 公司归母净利润情况（单位：亿元）



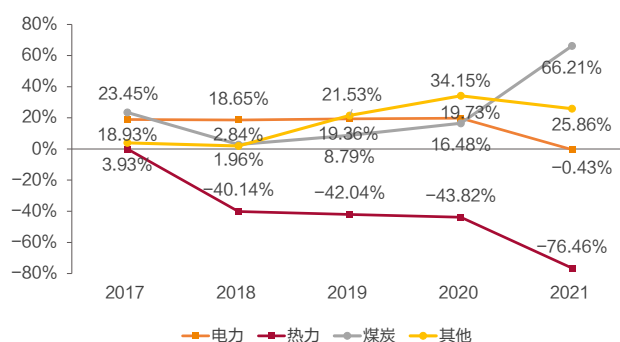
资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

图 13：2017-2021 年公司毛利率和净利率情况



资料来源：wind，天风证券研究所

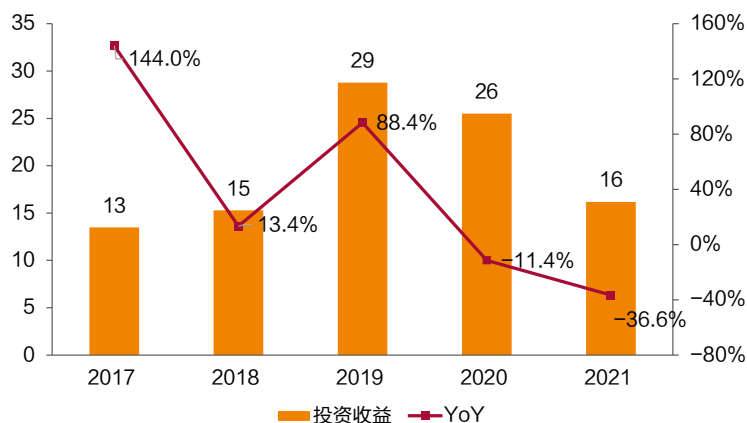
图 14：2017-2021 年公司各业务毛利率情况



资料来源：wind，天风证券研究所

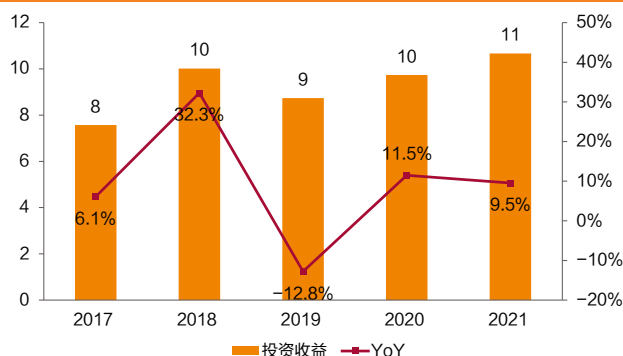
投资净收益有所下滑，核电投资获益较好。2021 年公司实现投资净收益 16.17 亿元，同比下降 36.59%。对联营企业和合营企业的投资收益方面，公司投资的福建宁德核电有限公司，合计持股比例为 44%，2021 年全年来自该公司的投资收益达 10.67 亿元，同比增长 9.54%；公司投资的同煤大唐塔山煤矿有限公司，合计持股比例为 28%，2021 年全年来自该公司的投资收益达 16.13 亿元，同比增长 149.95%。

图 15：2017-2021 年公司投资收益情况（单位：亿元）



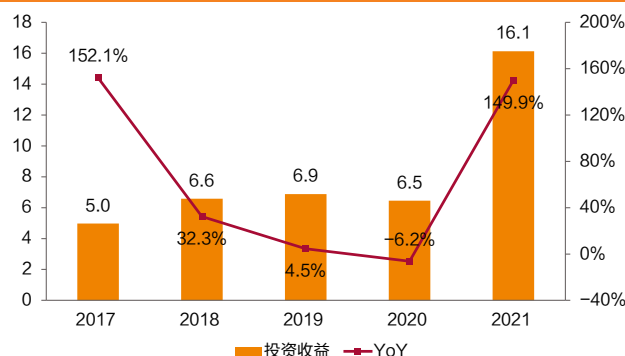
资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

图 16：2017-2021 年福建宁德投资收益情况（单位：亿元）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

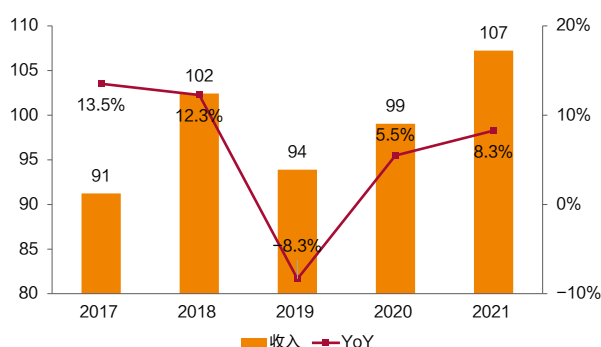
图 17：2017-2021 年同煤大唐投资收益情况（单位：亿元）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

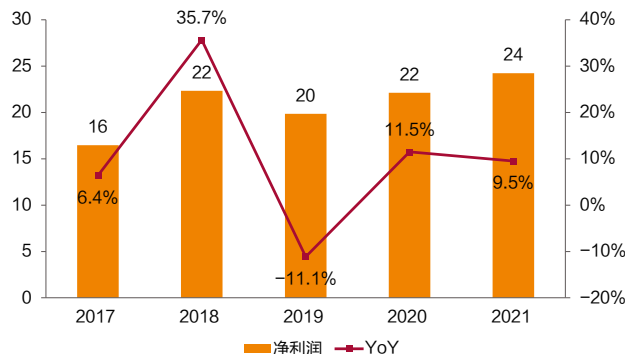
具体来看，2021 年，福建宁德核电有限公司的营业收入为 107.23 亿元，同比增长 8.27%；公司净利润为 24.24 亿元，同比增长 9.52%。2021 年，由于煤炭供需紧张导致煤炭价格大幅上涨，同煤大唐塔山煤矿有限公司的营业收入为 159.06 亿元，同比增长 77.4%；公司净利润为 57.24 亿元，同比增长 148.38%。

图 18：2017-2021 年福建宁德营业收入情况（单位：亿元）



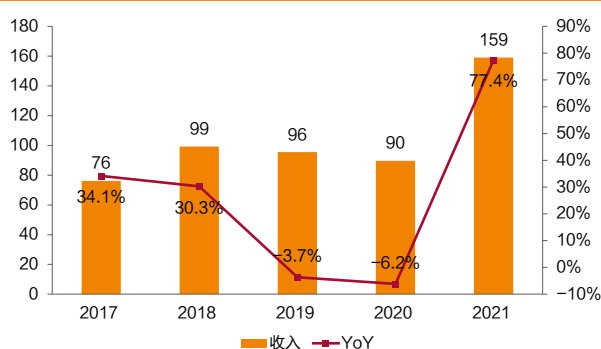
资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

图 19：2017-2021 年福建宁德净利润情况（单位：亿元）



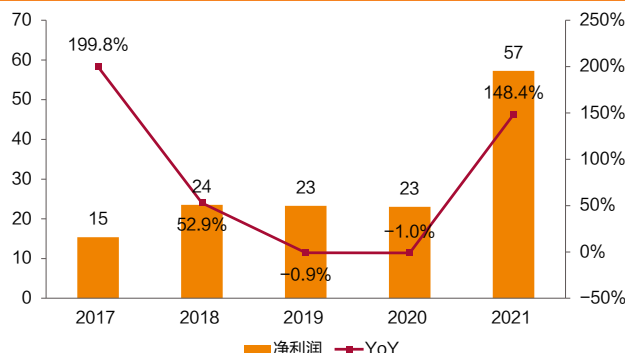
资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

图 20：2017-2021 年同煤大唐煤矿营业收入情况（单位：亿元）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

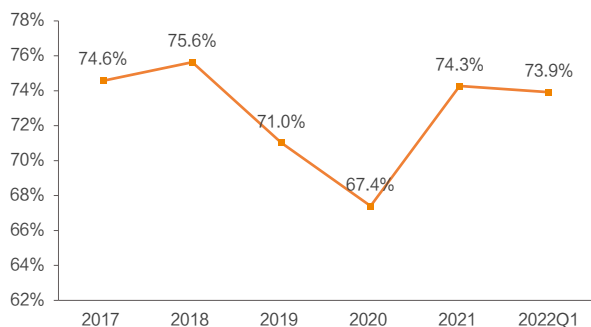
图 21：2017-2021 年同煤大唐煤矿净利润情况（单位：亿元）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

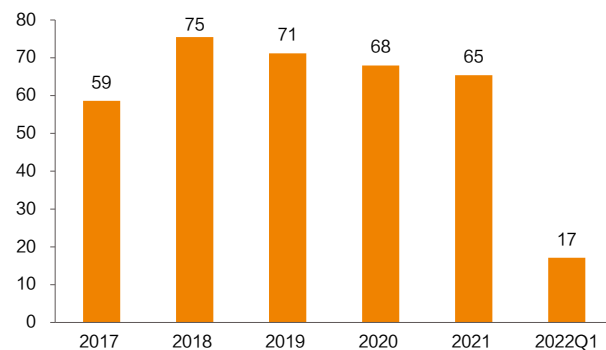
公司资产负债率较高，财务费用有所下降。2021 年公司资产负债率为 74.27%，同比增长 6.87pct，主要系公司加快新能源领域发展，装机规模容量和投资金额快速扩张，公司整体的负债水平相对较高。财务费用连续 3 年下降，2021 年公司财务费用为 65.37 亿元，同比下降 3.8%，主要为公司全年权益性融资占比增加及借款的利率下降所致。

图 22：2017-2022Q1 公司资产负债率情况



资料来源：wind，天风证券研究所

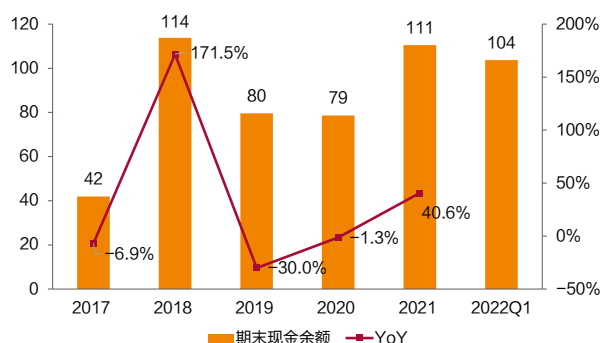
图 23：2017-2022Q1 公司财务费用情况（单位：亿元）



资料来源：wind，天风证券研究所

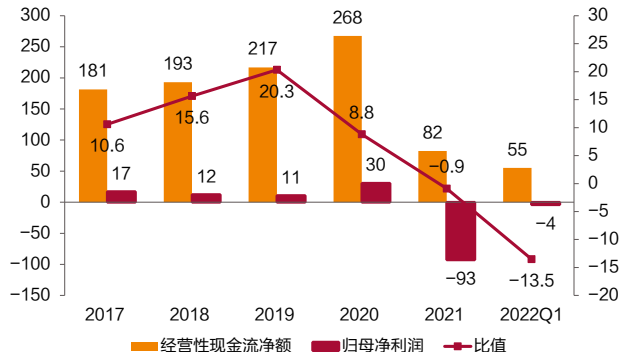
公司现金流相对充裕，长期经营相对稳定。2021 年公司期末现金余额为 110.5 亿元，同比增长 40.6%。2017-2020 年，公司经营性活动现金流净额稳步增长。2021 年由于受到动力煤价格大幅上涨，燃煤成本大幅增加的影响，火电业务出现亏损，导致公司归母净利润由正转负至-92.64 亿元，经营性活动现金净额下降 69.18%至 82.45 亿元。2022Q1 公司经营性现金流净额为 55.19 亿元，现金流情况有所好转。未来煤炭价格有望逐步回落，加之新能源补贴有望加速发放，公司现金流或将改善，长期经营发展状况稳定。

图 24：2017-2022Q1 公司期末现金余额情况（单位：亿元）



资料来源：wind，天风证券研究所

图 25：2017-2022Q1 经营性现金流与归母净利润情况（单位：亿元）



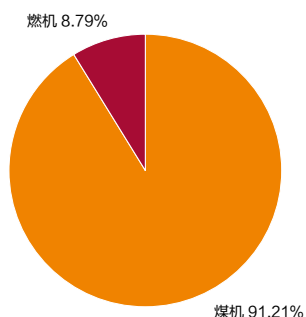
资料来源：wind，天风证券研究所

2. 火电：发电效率相对稳定，煤价调控下盈利能力有望修复

2.1. 以煤机为主体，火电装机容量整体稳定

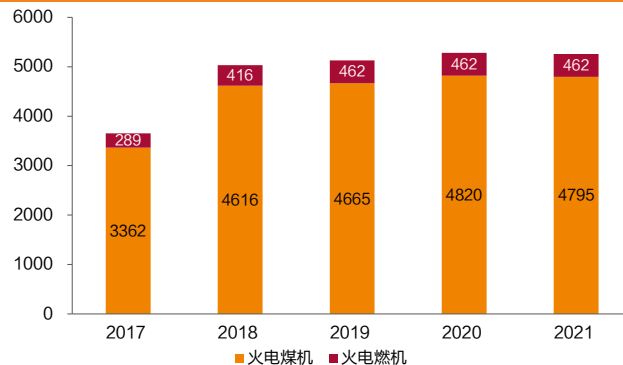
公司火电以煤机为主体，装机容量稳定。截至 2021 年末，公司火电控股装机容量 5257.64 万千瓦，火电装机容量相对保持稳定。其中，火电煤机 4795.4 万千瓦，占比 91.21%，火电燃机 462.24 万千瓦，占比 8.79%。

图 26：2021 年末公司火电控股装机结构



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

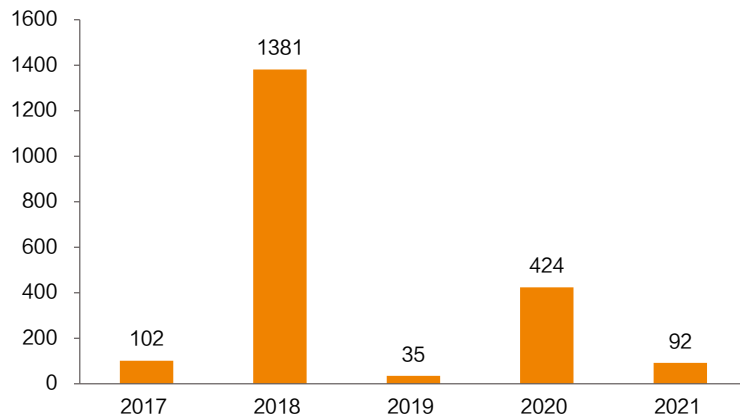
图 27：2017-2021 年公司火电控股装机容量（单位：万千瓦）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

核准容量方面，2021 年公司火电核准容量为 92 万千瓦，相较 2020 年末的 424 万千瓦下降 78.3%，随着公司低碳转型进程加快，火电核准容量或将保持稳定。

图 28：2017-2021 年公司火电核准容量（单位：万千瓦）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

在建项目方面，截至 2021 年末，公司火电在建项目主要包括广东佛山热电冷联产项目、广东大唐国际宝昌燃气热电扩建项目以及江西新余二期异地扩建火电项目等，在建火电装机容量共计 360 万千瓦。

表 1：2021 年末公司火电在建项目

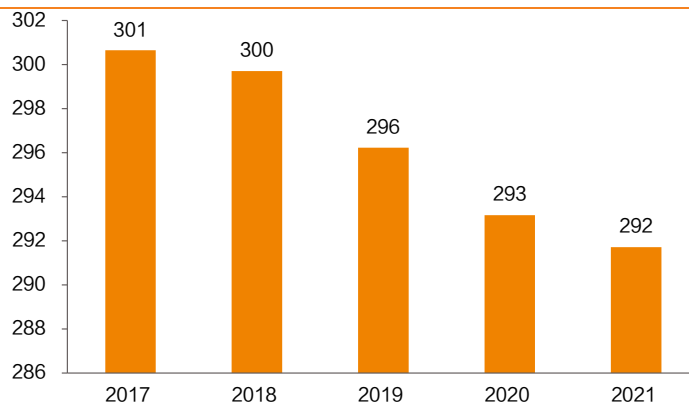
项目	装机容量	预计年发电量
广东佛山热电冷联产项目	80 万千瓦	30 亿千瓦时
广东大唐国际宝昌燃气热电扩建项目	80 万千瓦	48 亿千瓦时
江西新余二期异地扩建火电项目	200 万千瓦	100 亿千瓦时

资料来源：公司年度报告，公众号中国能建广东火电，公众号龙华新闻在线，公众号新余发布，天风证券研究所

2.2. 供电煤耗逐步下降，发电效率与质量稳定提升

供电煤耗稳步下降。公司供电煤耗由 2017 年的 300.65 克/千瓦时下降至 2021 年的 291.72 克/千瓦时，火电发电资产的质量不断提升。展望未来，公司通过对存量火电机组进行节能改造，有望持续降低单位电量碳排放强度。

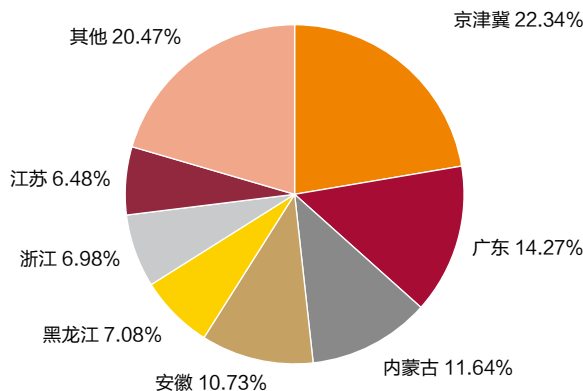
图 29：2017-2021 年公司供电煤耗（单位：克/千瓦时）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

火电业务集中分布在京津冀、东南沿海等经济发达区域。2021 年，公司发电量最高区域为京津冀，发电量占比为 22.34%；其次分别为广东、内蒙古和安徽，发电量占比分别为 14.27%、11.64%和 10.73%。

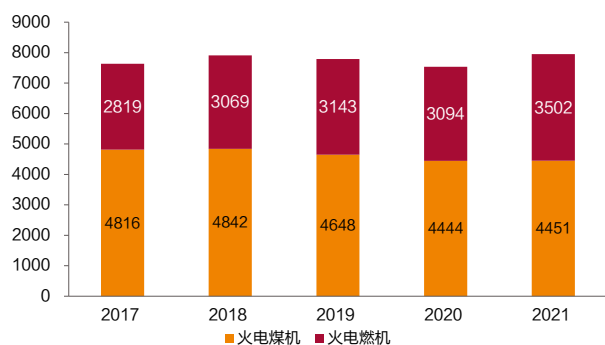
图 30：2021 年公司分地区火电发电量结构



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

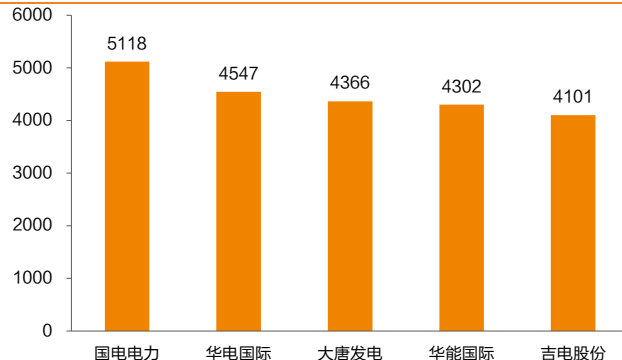
火电利用小时数处中游水平。2021 年公司火电机组利用小时数为 4366 小时，同比增加 41 小时；其中，火电煤机为 4451 小时，同比增加 7 小时；火电燃机为 3502 小时，同比增加 408 小时。公司火电利用小时数在五大发电集团旗下的上市公司中处于中游水平，低于国电电力和华电国际，超过华能国际和吉电股份。

图 31：2017-2021 年公司火电利用小时数（单位：小时）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

图 32：各公司 2021 年火电利用小时数（单位：小时）



资料来源：各公司年度报告，天风证券研究所

2.3. 电价上浮叠加煤价调控，火电业务盈利能力有望修复

国家政策支持，煤价有望回归合理区间。2022 年 2 月，国家发展改革委印发《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》，提出了煤炭中长期交易 570~770 元/吨（含税）的价格区间，引导煤炭价格在合理区间内运行等系列措施。目前，除秦皇岛港以外，山西、陕西、蒙西等 8 个煤炭资源地区已经提出中长期交易价格合理区间和现货交易价格合理区间上限，此举有助于煤炭价格回落至合理价格区间内。

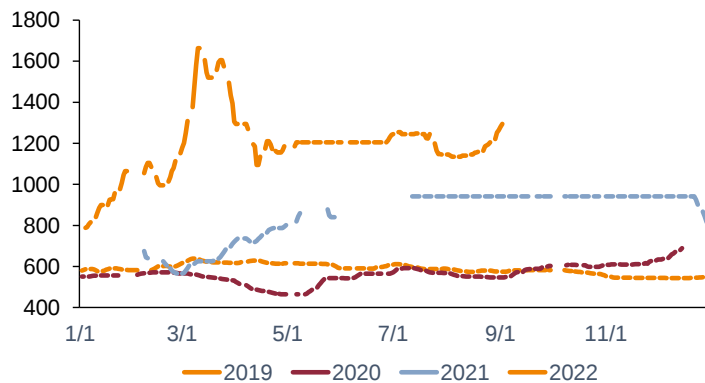
表 2：煤炭出矿环节中长期和现货交易价格合理区间

地区	热值	中长期交易价格合理区间	现货交易价格合理区间上限
秦皇岛港	5500 千卡	570~770 元/吨	1155 元/吨
山西	5500 千卡	370~570 元/吨	855 元/吨
陕西	5500 千卡	320~520 元/吨	780 元/吨
蒙西	5500 千卡	260~460 元/吨	690 元/吨
蒙东	5500 千卡	200~300 元/吨	450 元/吨
河北	5500 千卡	480~680 元/吨	1020 元/吨
黑龙江	5500 千卡	545~745 元/吨	1118 元/吨
山东	5500 千卡	555~755 元/吨	1133 元/吨
安徽	5500 千卡	545~745 元/吨	1118 元/吨

资料来源：国家发改委公众号、天风证券研究所

2022 年 7 月，国家发展改革委在视频会议中强调今年电煤中长期合同必须实现三个 100% 的要求，即签约率 100%全覆盖，履约率 100%严要求，价格政策 100%强执行。随着“长协煤”政策逐步落地，煤炭价格有望回归合理价格区间，燃料成本有望降低。

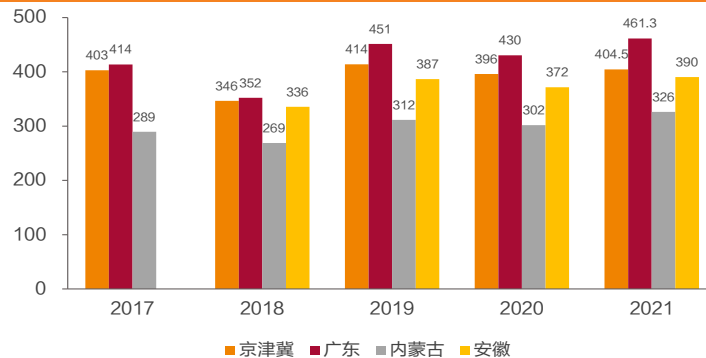
图 33：2019 年至今秦皇岛煤炭 Q5500 平仓价走势情况（单位：元/吨）



资料来源：wind，天风证券研究所

上网电价方面，2021 年公司火电布局主要区域电价均有不同程度上升，京津冀地区上网电价为 404.54 元/兆瓦时，同比上涨 2.18%，广东、内蒙古和安徽的上网电价分别 461 元/兆瓦时、326.17 元/兆瓦时和 390.26 元/兆瓦时，分别同比上涨 7.21%、8.04%和 5.03%，内蒙古地区上网电价上涨幅度最高。**供需端**，2021 年用电需求快速增长，全社会用电量 8.31 万亿千瓦时，同比增长 10.3%，部分地区高峰时段电力供需偏紧。**成本端**，部分地区煤炭供应紧张，煤炭价格上涨导致火电燃料成本提高。**政策端**，国家发展改革委提出有序放开全部燃煤发电电量上网电价，扩大市场交易电价上下浮动范围，将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制。

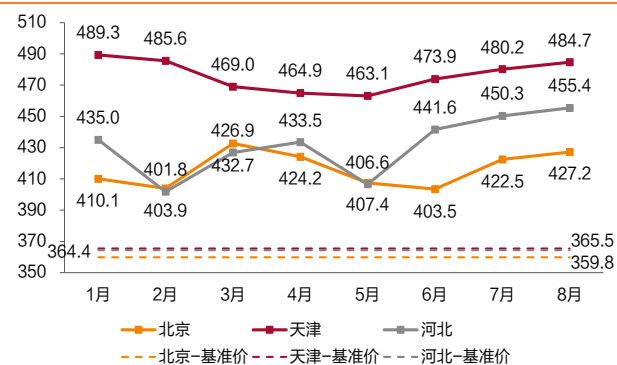
图 34：2017-2021 年公司主要地区火电上网电价情况（单位：元/兆瓦时）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

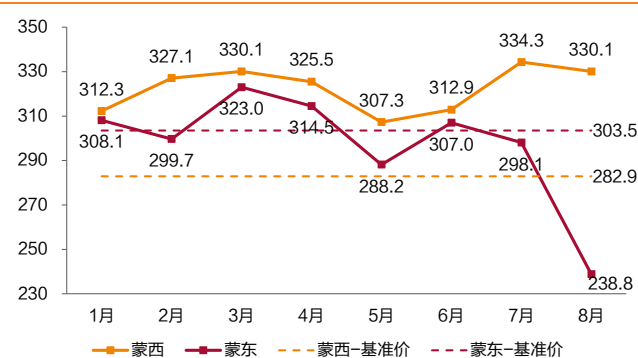
公司火电机组主要分布区域 2022 年电价均有所上浮。2022 年 8 月，北京、天津和河北的代理电价分别为 427.2 元/兆瓦时、484.7 元/兆瓦时以及 455.4 元/兆瓦时，相较于燃煤基准价分别上浮 18.74%、32.61%和 24.97%。蒙东的代理电价为 238.81 元/兆瓦时，较 303.5 元/兆瓦时的燃煤基准价下浮 21.31%；蒙西的代理电价为 330.1 元/兆瓦时，较 282.9 元/兆瓦时的燃煤基准价上浮 16.68%。广东的代理电价为 489.2 元/兆瓦时，较 453 元/兆瓦时的燃煤基准价同比上涨 7.99%。总体来看，今年以来公司火电机组主体所在区域的电价有一定程度上浮，有助于在公司电力收入方面产生积极的影响。

图 35：2022 年至今京津冀电网代理电价（单位：元/兆瓦时）



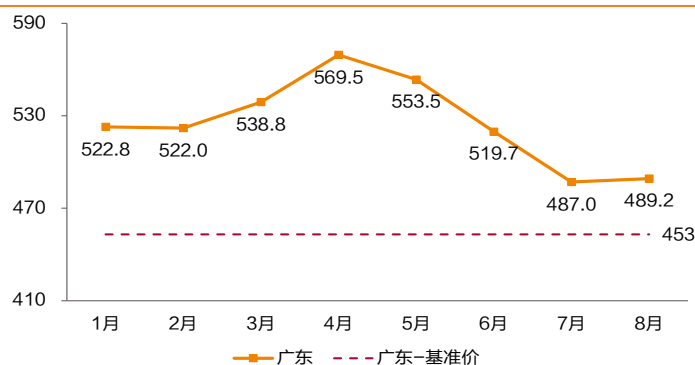
资料来源：国际能源网，公众号中国能建投资公司山西分公司，天风证券研究所

图 36：2022 年至今内蒙古电网代理电价（单位：元/兆瓦时）



资料来源：国际能源网，公众号中国能建投资公司山西分公司，天风证券研究所

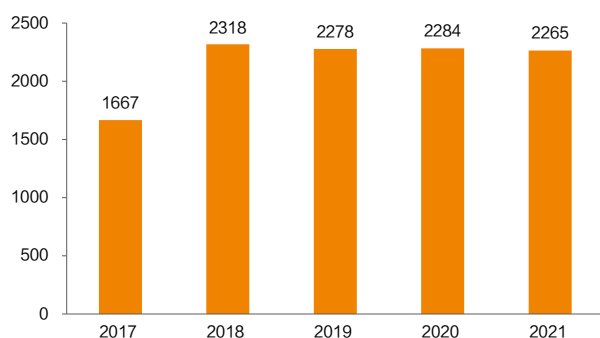
图 37：2022 年至今广东电网代理电价（单位：元/兆瓦时）



资料来源：国际能源网，公众号中国能建投资公司山西分公司，天风证券研究所

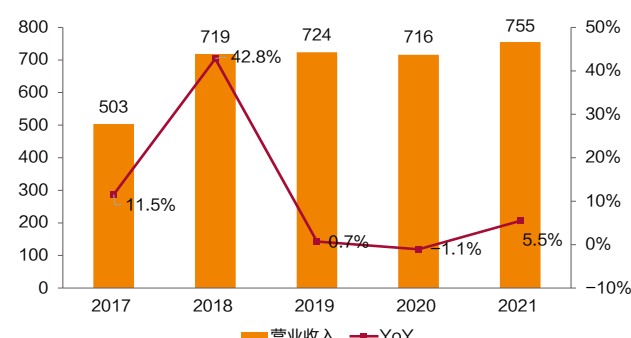
电价上浮叠加煤价管控，火电盈利能力有望修复。2021 年公司全年火电发电量为 2264.96 亿千瓦时，同比下降 0.83%。叠加电价同比上涨，2021 年公司火电业务实现营业收入 755.14 亿元，同比增长 5.47%。展望未来，收入端，电力市场化改革持续推进，各地电价高比例上浮。成本端，在政策管控下，长协煤履约率有望提升，并带动公司燃料成本进一步下降。综合来看，随着成本逐步回落，公司火电业务盈利能力有望修复。

图 38：2017-2021 年公司火电发电量（单位：亿千瓦时）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

图 39：2017-2021 年公司火电营业收入情况（单位：亿元）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

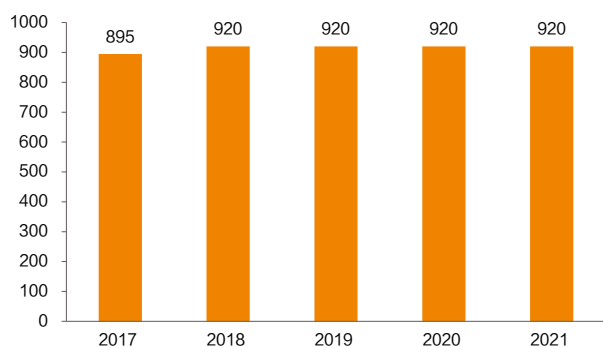
3. 水电：聚焦西南资源丰富地区，装机容量较为稳定

3.1. 核心聚焦西南地区，公司水电装机规模稳定

装机规模方面，近年来，公司水电装机规模保持稳定。截至 2021 年末，公司水电装机规模为 920.47 万千瓦，与上年同期的装机容量基本持平。

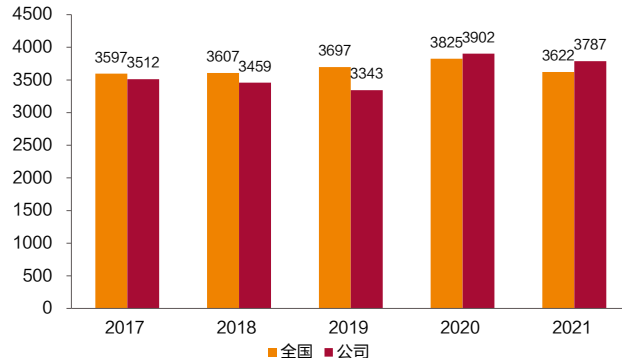
发电效率方面，2020 年，全社会用电量增长，水电所在区域来水增多拉动发电量同比增加，公司全年水电发电量同比增加 16.62%，公司全年水电利用小时数首次高于全国平均水平；2021 年全年公司水电利用小时数为 3787 小时，同比下降 115 小时，仍高于全国平均水平。

图 40：2017-2021 年公司水电控股装机容量（单位：万千瓦）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

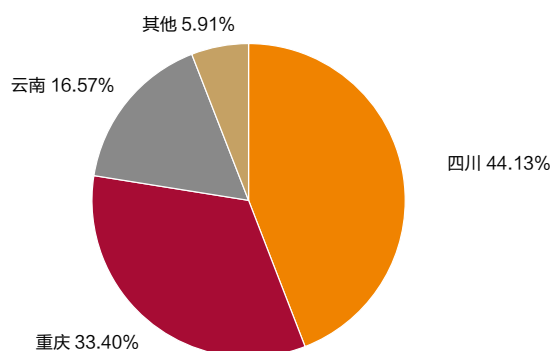
图 41：2017-2021 年公司水电利用小时数（单位：小时）



资料来源：公司年度报告，中国电力企业联合会，公众号国家能源局，天风证券研究所

地域分布方面，公司水电装机主要集中分布在西南地区，2021 年公司全年发电量前三地区为四川、重庆和云南，发电量占比分别为 44.13%、33.4%和 16.57%，三个区域的合计发电量占比达到 94.09%。

图 42：2021 年公司分地区水电发电量结构



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

经营模式方面，公司通过控股等形式开展水电业务，截至 2021 年末，公司主要控股的水电运营公司包括四川大唐国际甘孜水电开发有限公司、重庆大唐国际彭水水电开发有限公司、重庆大唐国际武隆水电开发有限公司以及云南大唐国际李仙江流域水电开发有限公司等，合计持股比例分别为 52.73%、64%、75.5%和 95.28%。4 家主要控股水电运营公司的装机容量为 729.5 万千瓦，占公司水电总装机规模的 79.3%。

表 3：大唐发电主要控股水电运营公司及部分水电站装机情况

被投资公司名称	下辖水电站（单位：万千瓦）	装机规模（万千瓦）	合计持股（%）
四川大唐国际甘孜水电开发有限公司	长河坝水电站（260）、黄金坪水电站（85）	345	52.73
重庆大唐国际彭水水电开发有限公司	乌江彭水水电站	175	64.00
云南大唐国际李仙江流域水电开发有限公司	崖羊山（12）、石门坎（13）、新平寨（6）、龙马（28.5）、居甫渡（28.5）、戈兰滩（45）和土卡河水电站（16.5）	149.5	95.28
重庆大唐国际武隆水电开发有限公司	乌江银盘水电站	60	75.50
四川金康电力发展有限公司	金康水电站（15）、铜陵水电站（10）、金元水电站（12）	37	54.44
云南大唐国际文山水电开发有限公司	马鹿塘电站	30	60.00
渝能(集团)有限责任公司	滕子沟水电站（7）、马岩洞水电站（6.6）、鱼剑口水电站（6）、干丈岩梯级水电站（3.67）、牛栏口水电站（2）、	25.67	100.00

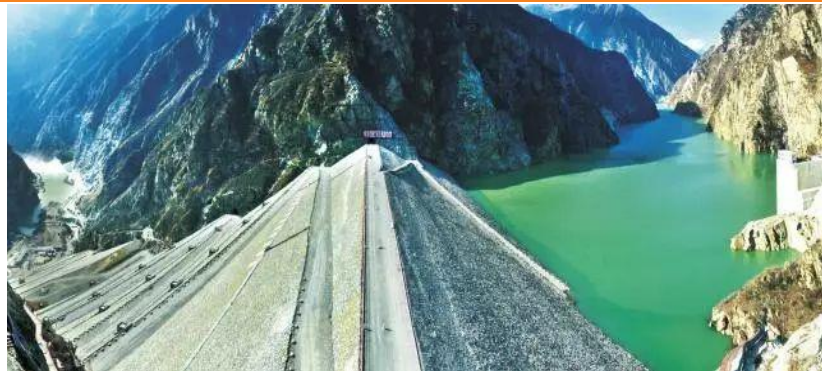
下清渊碛水电站（0.4）

青海大唐国际直岗拉卡水电开发有限公司	直岗拉卡水电站	19	90.00
大唐安徽发电有限公司	陈村水电站（15）、纪村水电站（3.4）、	18.4	100.00
云南大唐国际那兰水电开发有限公司	那兰水电站	15	51.00
重庆渝浩水电开发有限公司	浩口水电站	13.5	51.00
云南大唐国际德钦水电开发有限公司	丹达河水电站	10	70.00
内蒙古大唐国际海勃湾水利枢纽开发有限公司	海勃湾水电站	9	100.00
贵州大唐国际道真水电开发有限公司	角木塘水电站	7	100.00
云南大唐国际勐野江水电开发公司	勐野江水电站	6.8	100.00

资料来源：公司年度报告，全球新能源网，北极星电力网，北极星水电招聘网，大唐集团官网，大唐集团公众号，武汉长江控制设备研究所有限公司官网，中国电建官网，国务院国有资产监督管理委员会官网，重庆市总工会职工服务网，国际电力网，采招网等，天风证券研究所

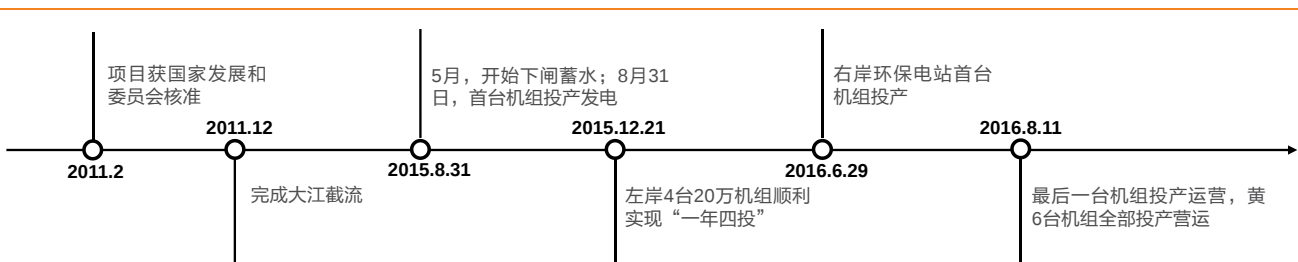
甘孜 3450Mw 水电站是大唐发电在西南地区最大水电基地，由子公司甘孜水电负责建设，下辖长河坝、黄金坪两级水电站，均位于大渡河河段。**黄金坪水电站**系大渡河干流水电规划“三库 22 级”第 11 级电站，装机容量 85 万千瓦，年均发电量为 38.61 亿千瓦时。**长河坝水电站**系大渡河干流水电规划“三库 22 级”的第 10 级电站，装机容量 260 万千瓦，年均发电量为 107.9 亿千瓦时。2015 年 8 月 31 日，黄金坪水电站首台机组投产发电；2016 年 8 月 11 日，总装机 85 万千瓦的黄金坪水电站 6 台机组全部投产运营。

图 43：长河坝水电站全景示意图



资料来源：大唐发电公众号，天风证券研究所

图 44：黄金坪水电站建设历程情况



资料来源：国资委官网，天风证券研究所

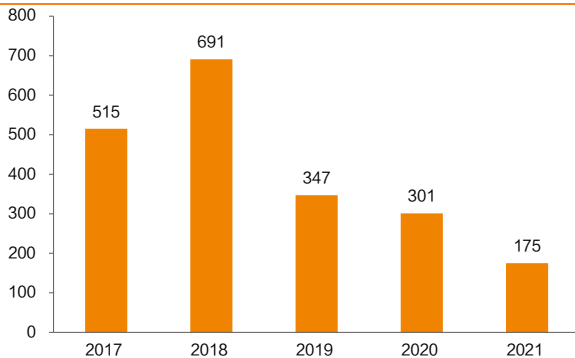
3.2. 消纳能力有望提升，或带动水电盈利能力提高

水电充分利用，大渡河流域弃水值得关注。四川作为我国水电发电的主要地区，由于水电外送通道等因素制约，四川省水电弃水量问题一直较为严重，2020 年四川省弃水量达 202 亿千瓦时，占全国弃水量比例 67.11%。其中，四川省的弃水主要集中在大渡河流域，2020 年大渡河流域弃水量占四川省全部弃水量的 53%。

加强政策引导，清洁能源利用率不断提高。近年来，国家高度关注可再生能源利用情况，

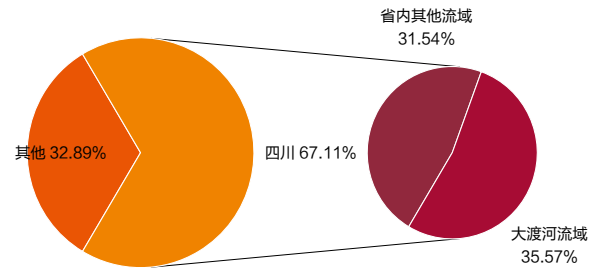
2017 年国家能源局发布《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，提出采取有效措施提高可再生能源利用水平，提升可再生能源电力输送水平；2021 年我国主要流域弃水量为 175 亿千瓦，同比下降 41.86%，水电等清洁能源利用率不断提高。“十四五”期间，国家将优化新建通道布局，推动可再生能源跨省跨区消纳，基本解决弃水、弃风、弃光等问题。

图 45：2017-2021 年全国主要流域弃水量（单位：亿千瓦）



资料来源：国家能源局，天风证券研究所

图 46：2020 年四川省及大渡河流域弃水占全国弃水比例



资料来源：国家能源局，天风证券研究所

四川主网建设提档升级，川渝特高压交流网架建设提速，大渡河弃水问题有望得到有效解决。据《‘十四五’川渝特高压交流网架咨询评估意见》规划，2023 年先期建设甘孜-天府南-成都东、天府南-铜梁特高压交流工程，形成“Y”字形网架；在此基础上，2025 年建设阿坝-成都东特高压交流工程，至“十四五”末形成川渝特高压“之”字形网架。

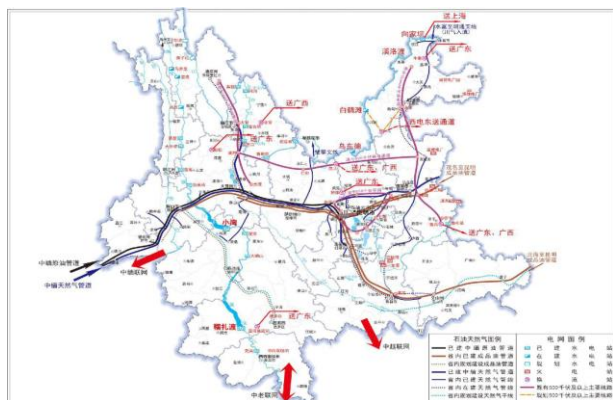
表 4：川渝特高压交流网架建设规划

选址路线	建设时间	建设内容	送电能力
甘孜-天府南 1000kV 输电线路	2023	新建甘孜 1000kV 变电站， 拟建站址位于四川省甘孜州康定市 ，包括 1000kV 出线 2 回、500kV 出线 4 回。	
天府南-成都东 1000kV 输电线路	2023	新建天府南 1000kV 变电站， 拟建站址位于四川省乐山市 ，主要建设 1000kV 出线 6 回、500kV 出线 4 回；成都东 1000kV 变电站 拟建站址位于四川省资阳市 ，主要建设 1000kV 出线 2 回、500kV 出线 6 回。	甘孜-天府南双回 1000 千伏线路，加上已有的 6 回 500 千伏线路，送电能力共将达到 1600 万千瓦左右； 阿坝-成都东 2 回 1000 千伏线路，以及已有的 4 回 500 千伏线路，送电能力共计约 1000 万千瓦。
天府南-重庆（铜梁）1000kV 输电线路	2023	新建铜梁 1000kV 变电站， 拟建站址位于重庆市铜梁区 ，主要建设 1000kV 出线 2 回、500kV 出线 6 回。	
阿坝-成都东 1000kV 输电线路	2025	-	

资料来源：中国能源报，北极星智能电网在线，天风证券研究所

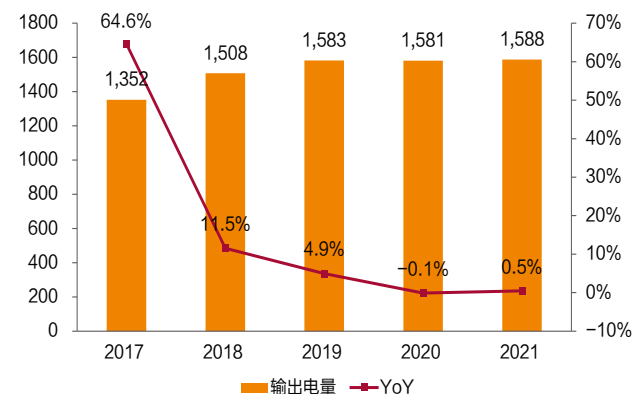
建设国家清洁能源基地，持续推进“西电东送”战略。云南电网大力推进“西电东送”南通道建设，目前已建成“十条直流、两条交流”共 12 回大通道向广东、广西、海南送电。预计到 2030 年，云南省清洁能源总装机将达到 1.3 亿千瓦，最大电力外送能力超过 5000 万千瓦。公司在李仙江流域的各级电站装机容量达 145 万千瓦左右，在满足云南省省内用电需求的同时，作为“西电东送”战略中的重要一环，运往外送至广东等地。“十四五”期间，随着云南省外送通道的逐步建设完成，清洁能源跨省消纳能力将进一步提升。

图 47：云南省“十四五”重大能源建设布局



资料来源：云南省“十四五”规划，天风证券研究所

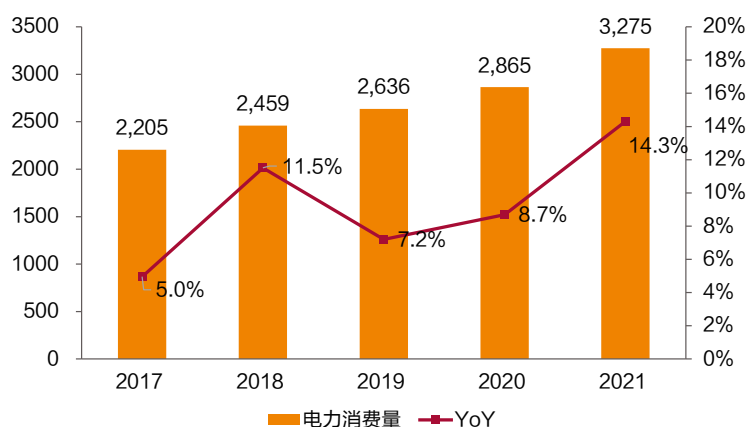
图 48：2017-2021 年云南省电力输出量（单位：亿千瓦时）



资料来源：wind，天风证券研究所

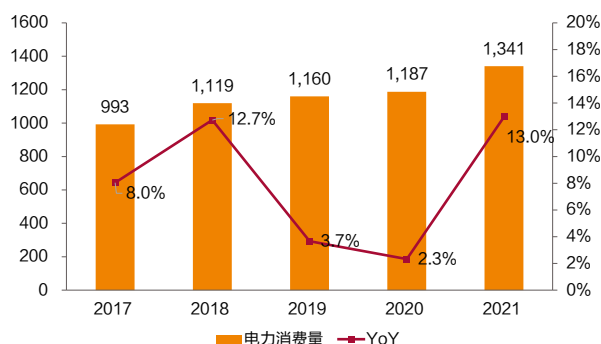
各省内电力消费量逐步提升，水电消纳能力提升。2021 年四川省全年电力消费量为 3275 亿千瓦时，同比增长 14.31%；云南省全年电力消费量为 2138 亿千瓦时，同比增长 5.53%；重庆市全年电力消费量为 1341 亿千瓦时，同比增长 12.97%。公司水电主要区域内用电需求量不断提高，电力消纳能力有所增强。其中，乌江彭水电站作为重庆市最大的水电能源项目，年设计发电能力 63.51 亿千瓦时，有力地满足当地的电力消费需求。

图 49：2017-2021 年四川省电力消费量（单位：亿千瓦时）



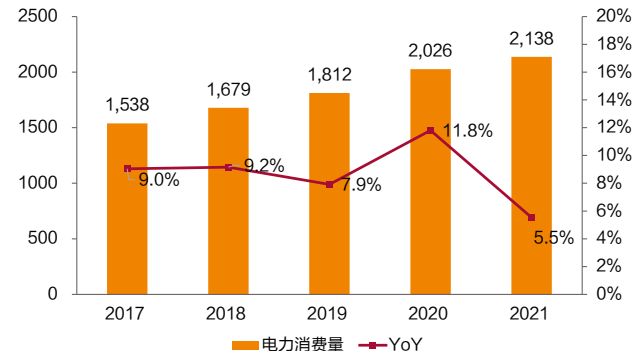
资料来源：wind，天风证券研究所

图 50：2017-2021 年重庆市电力消费量（单位：亿千瓦时）



资料来源：wind，天风证券研究所

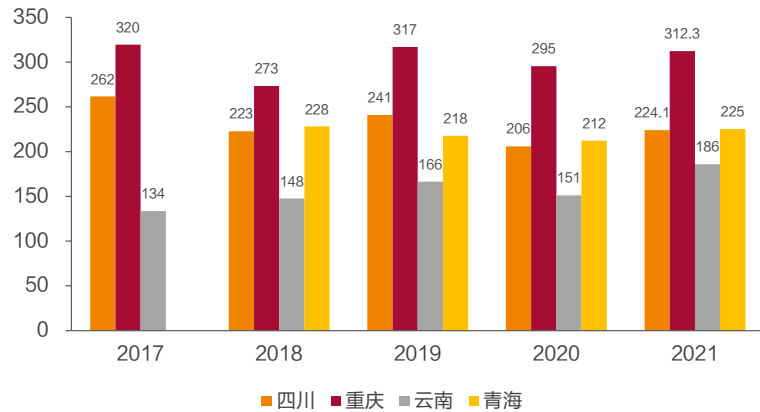
图 51：2017-2021 年云南省电力消费量（单位：亿千瓦时）



资料来源：wind，天风证券研究所

上网电价方面，公司水电业务所处的西南地区 2021 年上网电价有所上涨。2021 年四川、重庆、云南和青海的上网电价分别为 224.09 元/兆瓦时、312 元/兆瓦时、185.84 元/兆瓦时以及 225.23 元/兆瓦时，分别同比增长 8.81%、5.73%、22.96%和 6.14%。

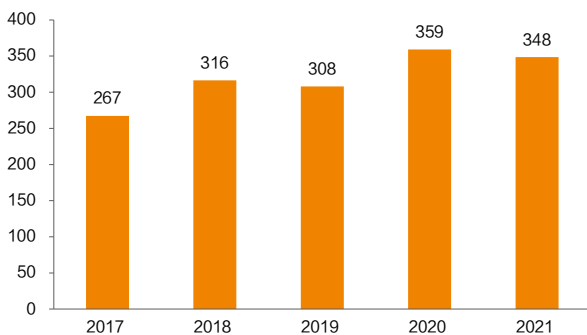
图 52：2017-2021 年公司主要地区水电上网电价情况（单位：元/兆瓦时）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

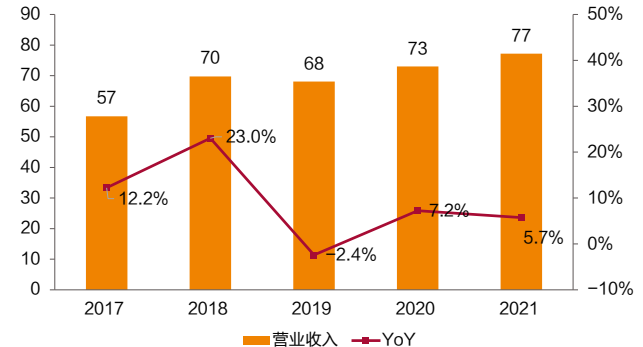
发电量方面，近年来，受所在流域河段来水情况的影响，公司水电发电量有所波动。2021 年，公司全年水电发电量为 348.47 亿千瓦时，同比下降 2.96%，2017-2021 年公司水电发电量复合增速达 6.85%。**从收入方面来看**，2021 年，电力价格上涨，公司水电发电量同比小幅下降，全年实现水电业务收入 77.17 亿元，同比增长 5.73%。

图 53：2017-2021 年公司水电发电量（单位：亿千瓦时）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

图 54：2017-2021 年公司水电营业收入情况（单位：亿元）



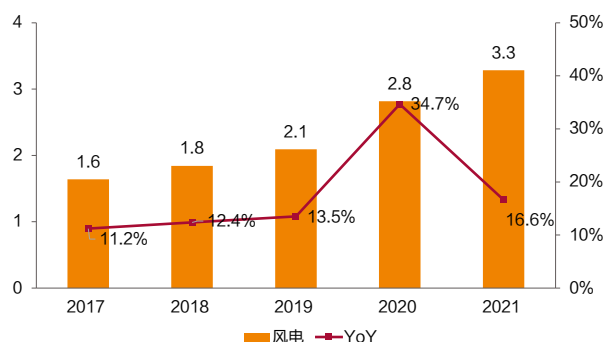
资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

4. 新能源：十四五锚定“双碳”目标，加快能源结构转型升级

4.1. “双碳”目标带动风光发电建设，新能源装机增长空间广阔

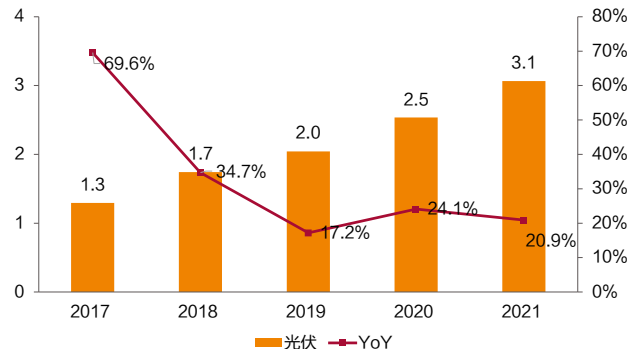
低碳清洁能源转型，新能源装机增长空间广阔。近几年，我国加快推动风电、光伏等清洁能源的装机建设，新能源装机增速显著。截至 2021 年末，我国风电累计装机容量 3.28 亿千瓦时，同比增长 16.63%，2017-2021 年装机容量复合增速达 18.96%；我国光伏装机容量 3.07 亿千瓦时，同比增长 20.9%，2017-2021 年复合增速达 24.06%。随着“碳达峰”和“碳中和”战略目标提出，“十四五”期间，我国新能源装机仍然具有较大的增长空间。

图 55：2017-2021 年我国风电累计装机及增长率（单位：亿千瓦）



资料来源：中国电力企业联合会，公众号国家能源局，天风证券研究所

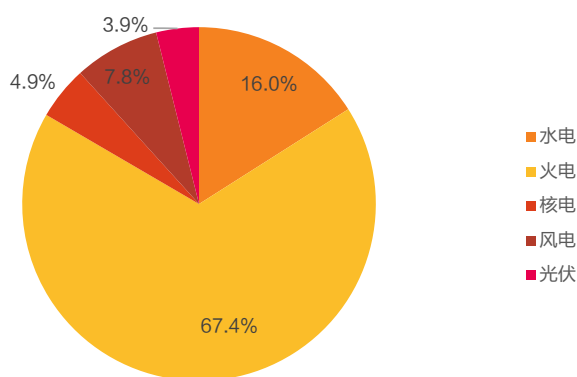
图 56：2017-2021 年我国光伏累计装机及增长率（单位：亿千瓦）



资料来源：中国电力企业联合会，公众号国家能源局，天风证券研究所

目前，火电发电仍然在我国发电量中占主要地位。2021 年全年发电量 8.38 万亿千瓦时，其中火电 5.65 万亿千瓦时，占比 67.4%，水电 1.34 万亿千瓦时，占比 16%，风电 0.66 万亿千瓦时，占比 7.8%，光伏 0.33 万亿千瓦时，占比 3.9%，核电 0.41 万亿千瓦时，占比 4.9%。风光发电量占比共计 11.7%，比重仍然较小，未来增长空间广阔。

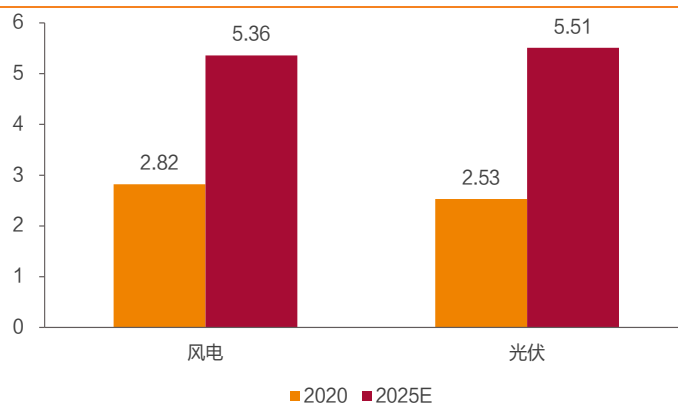
图 57：2021 年我国发电量结构



资料来源：WIND，天风证券研究所

“十四五”期间，我国风电、光伏等新能源发电有望得到较快发展。《“十四五”可再生能源发展规划》明确指出，到 2025 年，我国可再生能源年发电量将达 3.3 万亿千瓦时左右，风电和太阳能发电量实现翻倍；到 2030 年，我国风电、太阳能发电总装机容量将达 12 亿千瓦以上，非化石能源消费占比达 25%。根据全球能源互联网发展合作组织预测，到 2025 年，我国风电装机容量约 5.36 亿千瓦，光伏装机容量约 5.51 亿千瓦。

图 58：“十四五”期间我国风电、光伏装机量增长预测（单位：亿千瓦）



资料来源：全球能源互联网发展合作组织，天风证券研究所

2022 年 4 月 18 日，国家能源局综合司下发《关于开展省级“十四五”可再生能源发展规划备案的通知》，要求各省报备本地区的“十四五”可再生能源发展规划。根据智汇光伏

统计，目前众多省份明确提出风电、光伏发展规划，总新增装机规模已经超过 8 亿千瓦，“十四五”期间可再生能源的增长空间仍然广阔。

表 5：“十四五”期间各省份风、光新增装机规划情况

省份	风电（万千瓦）	光伏（万千瓦）	合计（万千瓦）	省份	风电（万千瓦）	光伏（万千瓦）	合计（万千瓦）
宁夏	450	1400	1850	甘肃	2480	3200	5680
海南	-	-	500	黑龙江	-	-	3000
江苏	1053	916	1969	天津	110	400	510
西藏	-	872	872	山东	705	3428	4133
浙江	444	1283	1727	河南	1000	1000	2000
河北	2026	3210	5236	青海	807	3000	3807
陕西	-	-	4519	内蒙古	5115	3262	8377
吉林	-	-	2085	四川	600	1000	1600
辽宁	-	-	1619	北京	11	190	201
湖北	498	1502	2000	广东	2000	2000	4000
江西	190	324	514	贵州	500	2043	2543
广西	1797	1295	3092	湖南	531	909	1440
山西	1026	3691	4717	上海	180	270	450
福建	410	300	710	云南	964.1	6416.8	7308.9
重庆	-	-	370	新疆	-	-	4900

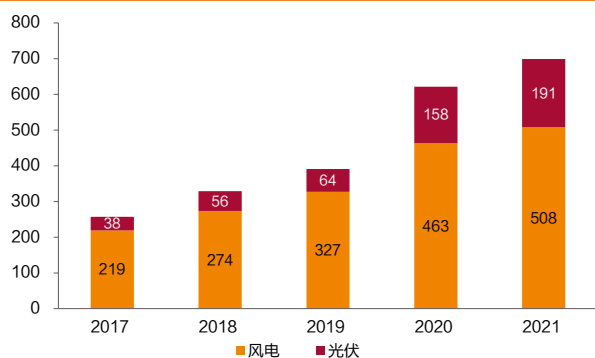
资料来源：智汇光伏公众号，贵州省能源局，云南省能源局，福建省人民政府网站，重庆市人民政府网站，风能产业网，天风证券研究所

注：云南为 2021-2024 年规划新能源项目装机容量

4.2. 抓住能源转型窗口，低碳转型发展提质增速

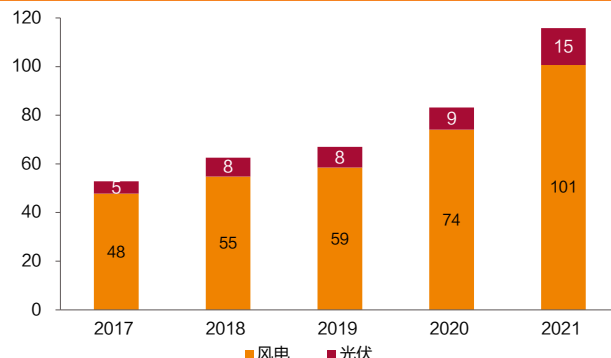
公司积极抓住能源转型窗口，新能源转型提质增速。截至 2021 年末，公司新能源装机容量达 698.89 万千瓦。其中，风电装机容量达 507.91 万千瓦，2017-2021 年的复合增速为 23.4%；光伏装机容量 190.98 万千瓦，2017-2021 年的复合增速为 49.73%，新能源装机容量增速较快。发电量方面，公司 2021 年全年风电发电量 100.68 亿千瓦时，2017-2021 年的复合增速 20.48%；光伏发电量 15.14 亿千瓦时，2017-2021 年的复合增速 31.67%。

图 59：2017-2021 年公司新能源装机容量（单位：万千瓦）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

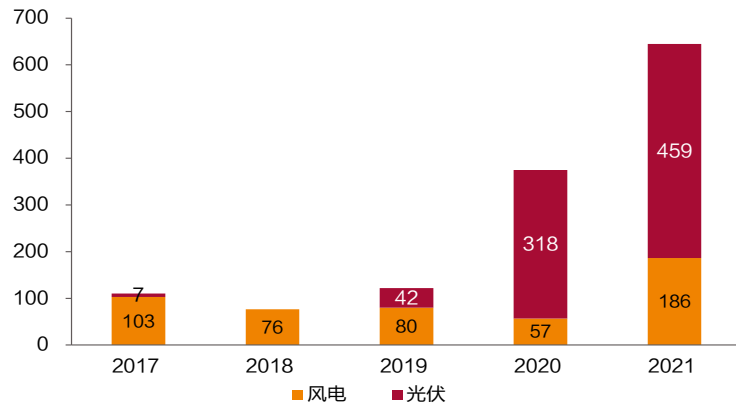
图 60：2017-2021 年公司新能源发电量（单位：亿千瓦时）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

核准容量方面，2021 年公司风电核准容量 186.2 万千瓦，同比增长 226.95%；光伏核准容量 458.52 万千瓦，同比增长 44.23%。公司风电、光伏核准容量充裕，有利于加快公司的新能源转型布局。

图 61：2017-2021 年公司新能源核准容量（单位：万千瓦）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

项目建设方面，截至 2021 年末，公司在建项目涉及海上风电、风电、光伏以及渔光互补等，具体包括平潭长江澳海上风电工程、风吹村风电项目等 4 个风电在建项目，装机规模共计 65.7 万千瓦；江西新余光伏项目、安徽肥东古城渔光互补光伏项目等 4 个光伏在建项目，装机规模共计 43 万千瓦。

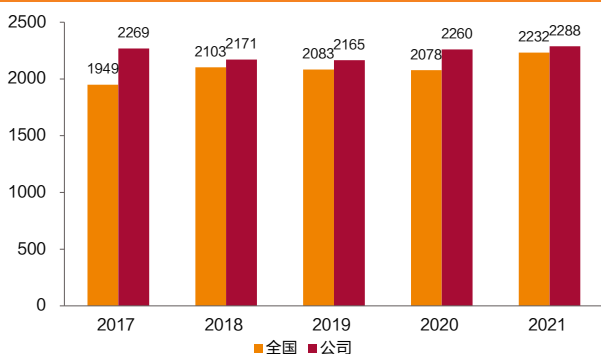
表 6：2021 年末公司新能源在建项目

项目	装机容量	预计年发电量
平潭长江澳海上风电工程	18.5 万千瓦	7.74 亿千瓦时
大唐南澳勒门 I 海上风电项目	32.2 万千瓦	7.51 亿千瓦时
风吹村风电项目	5.1 万千瓦	-
昌图付家风电项目	9.9 万千瓦	-
石家庄赞皇一期光伏	5 万千瓦	-
江西新余光伏项目	25 万千瓦	-
安徽肥东古城渔光互补光伏项目	5 万千瓦	0.75 亿千瓦时
江西安福光伏项目	8 万千瓦	-

资料来源：公司年度报告，公司公告，北极星电力网，北极星太阳能光伏网，中国能源网，石家庄人民政府网站，昌图县人民政府网站，国际风力发电网，天风证券研究所

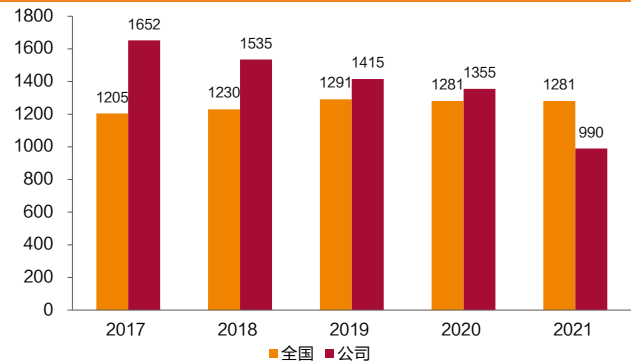
发电效率方面，2021 年，公司风电的利用小时数为 2288 小时，同比增加 28 小时，2017-2021 年，公司风电利用小时数均超过全国平均水平，公司风电的利用小时数基本稳定，维持较高水平；公司光伏的利用小时数 990 小时，同比减少 365 小时，低于全国平均水平，公司光伏利用小时数呈下降趋势。

图 62：2017-2021 年公司风电利用小时数（单位：小时）



资料来源：公司年度报告，中国电力企业联合会，公众号国家能源局，天风证券研究所

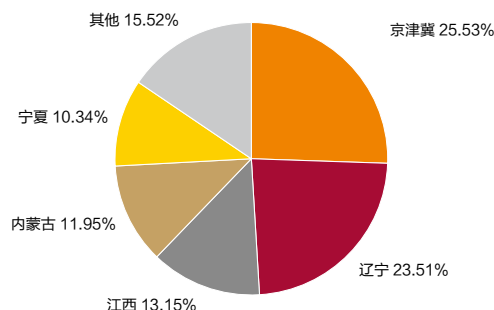
图 63：2017-2021 年公司光伏利用小时数（单位：小时）



资料来源：公司年度报告，中国电力企业联合会，公众号国家能源局，天风证券研究所

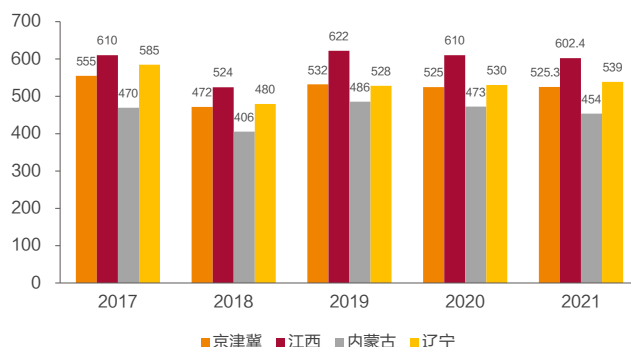
风电布局方面，公司风电装机分布在京津冀、辽宁等省市。2021 年，发电量排名靠前的地区依次为京津冀、辽宁、江西和内蒙古，发电量占比分别为 25.53%、23.51%、13.15%和 11.95%。2021 年京津冀和辽宁的风电上网电价有所上涨，涨幅分别为 0.1%和 1.55%，江西和内蒙古的风电上网电价有所下降，降幅分别为 1.23%和 4.04%。

图 64：2021 年公司分地区风电发电量结构



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

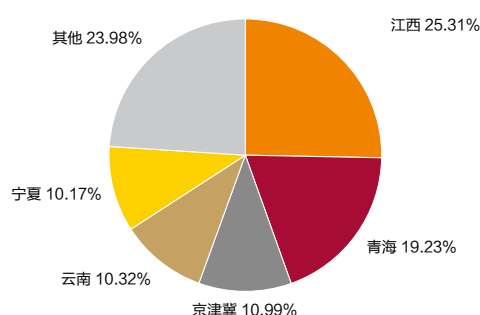
图 65：2017-2021 年公司主要地区风电上网电价（单位：元/兆瓦时）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

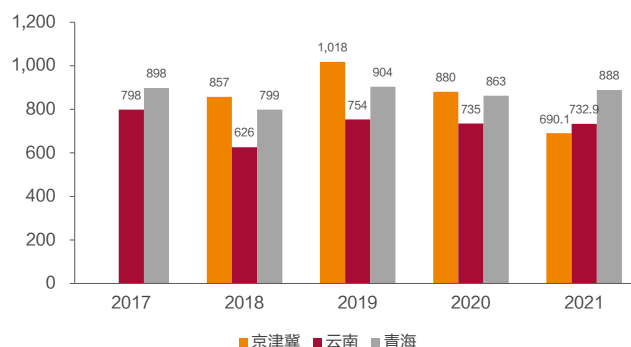
光伏布局方面，公司光伏装机布局主要分布在江西、青海等省市。2021 年，发电量排名靠前的地区依次为江西、青海、京津冀和云南，发电量占比分别为 25.31%、19.23%、10.99%和 10.32%。2021 年青海的光伏上网电价同比上涨 2.98%，京津冀和云南的光伏上网电价有所下降，降幅分别为 21.61%和 0.29%。

图 66：2021 年公司分地区光伏发电量结构



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

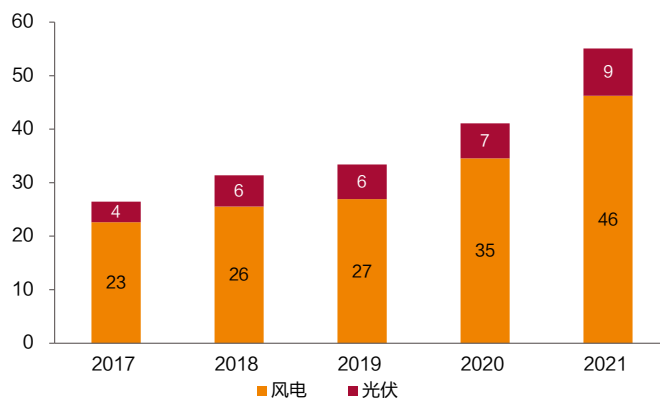
图 67：2017-2021 年公司主要地区光伏上网电价（单位：元/兆瓦时）



资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

收入结构方面，2021 年公司新能源发电营业收入 55.09 亿元，其中风电实现营业收入 46.24 亿元，同比增长 33.84%，2017-2021 年复合增速为 19.59%；光伏实现营业收入 8.85 亿元，同比增长 35.11%，2017-2021 年复合增速为 23.29%。公司新能源发电业务收入增速较快，随着装机规模扩张带动发电量增长，新能源发电对于盈利能力的贡献度有望进一步提高。

图 68：2017-2021 年公司新能源营业收入情况（单位：亿元）

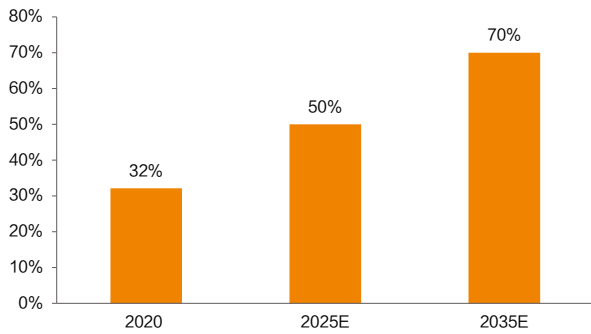


资料来源：公司年度报告，天风证券研究所

4.3. 推动低碳清洁能源转型，十四五期间装机增量显著

协同集团能源转型，公司规划十四五新增新能源装机 30GW。大唐集团积极推进新能源转型，计划到 2025 年集团非化石能源装机占比达 50%，到 2035 年集团非化石能源装机占比达 70%。2022 年上半年，大唐集团获得新能源项目规模 4.3GW，其中风电项目 1.05GW，光伏项目 3.25GW。大唐发电协同集团能源转型布局，加快新能源转型进程，截至 2020 年末，公司新能源装机容量 6.22GW，十四五期间，公司计划新增新能源装机容量不低于 30GW。

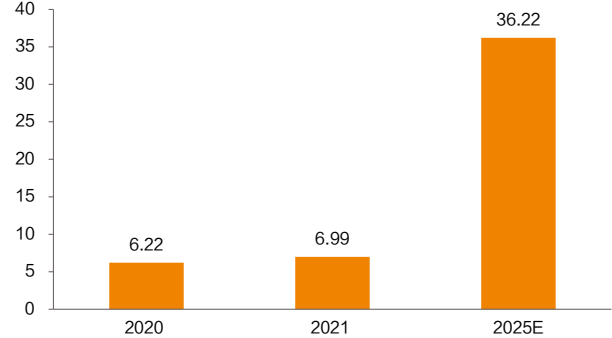
图 69：集团非化石能源装机占比情况



资料来源：募集说明书，天风证券研究所

注：2020 年数据为除火电以外装机容量占比

图 70：公司新能源发电装机容量情况（单位：GW）



资料来源：公司年度报告，北极星太阳能光伏网，天风证券研究所

国家政策利好，公司加快推进风光大基地建设。大型风电光伏基地的建设作为“十四五”新能源发展的重中之重，国家发布多项政策给予支持，打造了项目接网工程纳归审批的“绿色通道”，加快落实大基地项目用地、环评、金融等支持政策。“十四五”规划提出重点开发建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯、冀北、松辽、黄河下游等陆上新能源基地。7 月 28 日，中共中央政治局会议提出加大力度规划建设新能源供给消化体系，从大型风光电基地、周边煤电及特高压输变电线路三个部分出发，将进一步助力新能源发展。

表 7：“十四五”重大陆上新能源基地

基地	具体介绍
新疆新能源基地	结合哈密-郑州、准东-皖南输电能力提升和哈密-重庆新规划外送通道建设，在北疆以风电为主建设千万千瓦级的新能源基地；在南疆以光伏为主建设千万千瓦级基地，探索光伏治沙等新发展方式；在东疆风电、光伏发电、光热发电相结合，建设千万千瓦级新能源基地。
黄河上游新能源基地	发挥黄河上游水电调节优势，重点在青海海西州、海南州等地区推进基地化开发；在甘肃庆阳、白银等地建设千万千瓦级风电光伏基地。
河西走廊新能源基地	依托甘肃省内新能源消纳能力和酒泉-湖南特高压直流输电能力提升，有序推进酒泉风电基地二期后续风电项目建设；重点在河西地区新增布局若干个百万千瓦级的新能源基地。
黄河几字弯新能源基地	依托宁夏-浙江、宁东-山东、上海庙-山东、蒙西-天津南、陕北-湖北等跨地区输电通道，有序推进配套新能源基地开发建设，推动传统能源基地向综合绿色能源基地转型，形成新能源基地集群；重点在内蒙古西部阿拉善、巴彦淖尔、鄂尔多斯、包头，陕西榆林、延安、渭南，山西大同、忻州、朔州、运城，宁夏北部和东部地区布局建设新能源基地。
冀北新能源基地	提高锡盟-山东、锡盟-泰州、张北-雄安等既有输电通道利用率和新能源电量占比，加快推进张家口可再生能源示范区建设，重点在张家口、承德、乌兰察布、锡盟等地区布局一批百万千瓦级新能源基地；“十四五”期间，重点推进河北地区张家口可再生能源示范区、承德风电基地三期建设；推进内蒙古锡盟特高压通道和火电“点对网”通道增配新能源基地建设，继续推进乌兰察布风电基地建设
松辽新能源基地	推进黑龙江大庆可再生能源综合应用示范区建设和哈尔滨、佳木斯等地区基地建设；在吉林结合本地负荷增长、扎鲁特-青州特高压通道外送能力提升等，推动白城、松原、四平新能源基地（陆上风光三峡）开发建设；在辽西北铁岭、朝阳、阜新等地区结合工矿废弃土地修复、

乡村振兴及光伏治沙开展新能源项目建设；在蒙东地区结合通辽、赤峰本地负荷增长以及扎鲁特-青州输电通道外送能力提升，推动新能源基地建设

黄河下游绿色能源廊道

在河南、山东的黄河下游干支流及周边区域，集中规划风电、光伏发电规模化工程；在河南洛阳、新乡、商丘、平顶山等地区重点推进风电开发；在山东滨州、潍坊等鲁北地区利用丰富的盐碱滩涂地等未利用土地资源，**推动新能源与储能等融合发展。**

资料来源：“十四五”可再生能源发展规划、天风证券研究所

十四五期间，国家将依托西南水电基地统筹推进水风光综合基地开发建设，重点围绕川滇黔桂和藏东南水两大水风光综合基地。

表 8：“十四五”重大水风光综合基地

基地	具体介绍
川滇黔桂水风光综合基地	依托水电调节能力及外送通道，重点推进金沙江上游川藏段（四川侧）和川滇段、金沙江中下游、大渡河、雅砻江、乌江、红水河等开发。
藏东南水风光综合基地	“十四五”期间，重点推进金沙江上游川藏段（西藏侧）、雅鲁藏布江下游等水风光基地综合开发；中长期依托西藏地区水电大规模开发，持续推进西藏主要流域水风光综合基地规划论证和统筹建设。

资料来源：“十四五”可再生能源发展规划、天风证券研究所

公司积极把握新能源转型窗口期，加快推进风电光伏基地建设。依托内蒙古大唐托克托 200 万千瓦新能源外送项目，打造传统火电能源和新能源多能互补的典范，加快公司新能源发电的转型进程。此外，公司还开展了张家口发电厂百万新能源基地和蔚县电厂基地（二期）等项目，在广东、安徽、江西、天津等多地完成新能源产业布局。

图 71：公司风电光伏大基地建设情况



资料来源：大唐发电公众号，天风证券研究所

5. 盈利预测与估值

5.1. 盈利预测

公司持续推进能源结构转型，积极部署新能源项目开发建设。2022-2024 年总控股装机规模有望达到 72.27GW、78.77GW、88.27GW，其中新能源控股装机有望达到 9.99GW、15.99GW、24.99GW。我们预计 2022-2024 年实现营收 1167.5、1184.9、1211.5 亿元，同比增长 12.9%、1.5%、2.2%。随着装机规模的快速增长，公司新能源相应成本也将持续提升，而煤价管控政策持续落地，煤炭价格有望下降，并带动火电分部燃料成本有所下滑，我们预计公司 2022-2024 年营业成本分别为 1040.8、1031.4、1029.4 亿元。综上，我们预计公司 2022-2024 年实现归母净利润 26.48、38.45、50.56 亿元。

表 9：盈利预测

		2021	2022E	2023E	2024E
电力					
收入	亿元	887.4	1013.6	1023.6	1042.3
同比	-		14.2%	1.0%	1.8%
成本	亿元	891.2	889.6	875.5	868.7
毛利	亿元	-3.8	124.1	148.1	173.6
毛利率	-	-0.4%	12.2%	14.5%	16.7%
煤炭					
收入	亿元	3.8	3.8	3.8	3.8
同比	-		0.0%	0.0%	0.0%
成本	亿元	1.3	1.5	1.7	1.8
毛利	亿元	2.5	2.3	2.2	2.1
毛利率	-	66.2%	60.0%	57.0%	54.0%
供热					
收入	亿元	52.1	54.8	57.5	60.4
同比	-		5.0%	5.0%	5.0%
成本	亿元	92.0	87.6	89.1	90.6
毛利	亿元	-39.9	-32.9	-31.6	-30.2
毛利率	-	-76.5%	-60.0%	-55.0%	-50.0%
其他					
收入	亿元	90.7	95.3	100.0	105.0
同比	-		5.0%	5.0%	5.0%
成本	亿元	59.1	62.1	65.2	68.4
毛利	亿元	31.6	33.2	34.9	36.6
毛利率	-	34.8%	34.8%	34.8%	34.8%
合计					
收入	亿元	1034.1	1167.5	1184.9	1211.5
同比	-		12.9%	1.5%	2.2%
成本	亿元	1043.6	1040.8	1031.4	1029.4
毛利	亿元	-9.5	126.7	153.5	182.1
毛利率	-	-0.9%	10.9%	13.0%	15.0%

资料来源：公司公告、WIND、天风证券研究所

5.2. 估值

由于公司为多电源类型的运营商，不同板块盈利水平及稳定性差异明显，因此我们分部对公司进行估值分析：

火电分部采取 PB 估值分析：据已知子公司、同行业公司单位装机净资产测算，公司火电板块 2021 年末净资产约为 367 亿元，据控股装机和权益装机比例关系估计权益净资产为 267 亿元，给予 2022 年 0.8 倍 PB，对应估值 214 亿元。

水电分部采取 PB 估值分析：据已知子公司及同行业公司单位装机净资产测算，公司水电板块 2021 年末净资产约为 184 亿元，据控股装机和权益装机比例关系估计权益净资产为 121 亿元，给予 2022 年 1.8 倍 PB，对应估值 217 亿元。

新能源分部采取 PE 估值分析：公司新能源板块预计 2022 年归母净利润为 21.95 亿元，给予 2022 年 PE 15 倍，对应估值 329 亿元。

参股方面：福建宁德 2021 年末为净资产 148 亿元，公司持股部分对应权益为 65 亿元，给予 2022 年 1.3 倍 PB，对应估值 78 亿元。预计同煤大唐 2022 年权益法下确认的投资损益 17 亿元，给予 2022 年 PE 6 倍，对应估值 102 亿元。两者合计 180 亿元。

综上，火、水、新能源板块、参股部分估值分别为 214、217、329、180 亿元，合计为 940 亿元，对应目标股价为 5.08 元/股，首次覆盖，给予“买入”评级。

表 10：火电板块可比公司估值表

代码	简称	总市值 (亿元)	EPS		PE		PB	
			2022	2023	2022	2023	2022	2023
600011.SH	华能国际	1,284	0.29	0.64	29.44	13.23	1.24	1.15
600027.SH	华电国际	539	0.42	0.55	13.68	10.62	0.94	0.89
600795.SH	国电电力	776	0.31	0.41	14.57	11.05	1.39	1.26

资料来源：Wind，天风证券研究所

注：均为 Wind 一致预期数据；截至 2022 年 8 月 31 日

表 11：水电板块可比公司估值表

代码	简称	总市值 (亿元)	EPS		PE		PB	
			2022	2023	2022	2023	2022	2023
600900.SH	长江电力	5,453	1.31	1.38	17.88	16.96	2.73	2.57
600025.SH	华能水电	1,309	0.40	0.44	18.11	16.64	1.95	1.82

资料来源：Wind，天风证券研究所

注：均为 Wind 一致预期数据；截至 2022 年 8 月 31 日

表 12：新能源板块可比公司估值表

代码	简称	总市值 (亿元)	EPS		PE		PB	
			2022	2023	2022	2023	2022	2023
600905.SH	三峡能源	1,746	0.29	0.36	21.43	17.56	2.34	2.09
601016.SH	节能风电	250	0.29	0.34	17.88	15.14	1.95	1.70
000591.SZ	太阳能	316	0.42	0.56	20.70	15.42	1.72	1.58

资料来源：Wind，天风证券研究所

注：均为 Wind 一致预期数据；截至 2022 年 8 月 31 日

表 13：核电板块可比公司估值表

代码	简称	总市值 (亿元)	EPS		PE		PB	
			2022	2023	2022	2023	2022	2023
003816.SZ	中国广核	1,419	0.22	0.24	13.04	11.70	1.30	1.20
601985.SH	中国核电	1,201	0.57	0.62	11.58	10.56	1.52	1.39

资料来源：Wind，天风证券研究所

注：均为 Wind 一致预期数据；截至 2022 年 8 月 31 日

表 14：煤炭板块可比公司估值表

代码	简称	总市值 (亿元)	EPS		PE		PB	
			2022	2023	2022	2023	2022	2023
601088.SH	中国神华	6,028	3.60	3.77	8.67	8.28	1.52	1.41
601225.SH	陕西煤业	2,133	3.40	2.91	6.66	7.79	2.05	1.79
601898.SH	中煤能源	1,323	1.77	1.88	5.72	5.38	1.02	0.89

资料来源：Wind，天风证券研究所

注：均为 Wind 一致预期数据；截至 2022 年 8 月 31 日

6. 风险提示

宏观经济下行风险：如果经济复苏不及预期，社会经济增速进一步下降，全社会用电量增长速度将放缓，公司发电业务可能会受到一定程度的影响。

新冠疫情反复风险：如果局部地区疫情反复，全社会用电需求增速放缓，将对电力供需产生一定影响，售电量将会有所下滑。

电力价格波动风险：随着电力体制改革推进，市场化交易电量比例持续提高，跨省区交易比例大幅增长，现货交易加快推进，交易品种日趋完善，电力市场竞争异常激烈，市场化交易电价面临一定的下行压力。

煤炭价格波动的风险：中长期煤炭协议签订情况不及预期，煤炭产量不足，供需仍将处于偏紧格局，叠加进口煤总量受限，煤炭价格或将继续维持高位，进一步造成燃料成本高涨，公司火电盈利能力或将大幅下滑。

项目建成不及预期风险：公司目前在内蒙古、广东、福建等地均有在建项目，由于在建项目工程设计及建设不确定性，导致不能按时建成的风险。对于尚未取得国家有权部门核准的项目，因核准手续繁琐，不确定性大，可能存在无法核准和后续建设风险。

新能源装机不及预期风险：公司“十四五”期间计划装机增长量 30GW，建成后有望成为公司业绩新的增长点，光伏及风电项目的建设运营需要发改委审批、土地审批、环评等审核流程，若后续新能源项目建设情况不及预期，则会影响未来公司业绩增速。

来水低于预期的风险：公司水电发电量受来水情况影响，若来水偏枯导致水电发电量偏少，公司水电业务利润或将低于预期。

财务预测摘要

资产负债表(百万元)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
货币资金	8,274.61	11,258.41	9,339.92	9,479.56	9,692.28
应收票据及应收账款	15,490.59	18,424.08	19,209.60	19,441.93	19,993.23
预付账款	1,475.07	3,096.48	709.67	3,227.97	840.06
存货	3,145.95	6,244.63	3,899.08	5,724.82	3,908.96
其他	5,326.12	6,613.51	5,753.58	6,050.83	6,289.82
流动资产合计	33,712.34	45,637.10	38,911.85	43,925.11	40,724.35
长期股权投资	17,844.24	17,962.37	17,962.37	17,962.37	17,962.37
固定资产	186,682.08	188,265.37	175,119.87	161,974.37	148,828.87
在建工程	23,361.16	23,353.37	47,353.37	74,353.37	104,353.37
无形资产	4,180.58	4,375.92	4,232.50	4,089.08	3,945.66
其他	14,553.12	16,373.57	15,338.86	15,134.60	15,219.38
非流动资产合计	246,621.17	250,330.60	260,006.97	273,513.79	290,309.66
资产总计	280,333.51	295,967.70	298,918.82	317,438.90	331,034.01
短期借款	29,040.02	39,277.35	48,631.40	61,902.19	71,959.79
应付票据及应付账款	18,830.61	27,582.03	22,999.80	25,938.21	22,280.27
其他	29,610.20	27,373.31	32,448.09	28,566.32	32,581.60
流动负债合计	77,480.84	94,232.69	104,079.29	116,406.72	126,821.65
长期借款	92,151.10	102,615.86	100,683.02	102,379.72	101,426.77
应付债券	5,982.74	9,188.11	8,048.22	7,739.69	8,325.34
其他	11,786.89	11,974.61	11,770.17	11,843.89	11,862.89
非流动负债合计	109,920.72	123,778.57	120,501.41	121,963.30	121,615.00
负债合计	188,940.95	219,800.66	224,580.70	238,370.02	248,436.65
少数股东权益	18,368.53	14,031.69	14,599.19	15,423.10	16,506.46
股本	18,506.71	18,506.71	18,506.71	18,506.71	18,506.71
资本公积	6,270.09	6,277.71	6,277.71	6,277.71	6,277.71
留存收益	17,111.41	4,727.15	6,051.34	7,973.77	10,501.63
其他	31,135.83	32,623.79	28,903.17	30,887.59	30,804.85
股东权益合计	91,392.56	76,167.04	74,338.12	79,068.88	82,597.36
负债和股东权益总	280,333.51	295,967.70	298,918.82	317,438.90	331,034.01

现金流量表(百万元)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
净利润	5,316.04	(11,895.67)	2,648.37	3,844.87	5,055.71
折旧摊销	14,622.19	13,413.25	13,288.92	13,288.92	13,288.92
财务费用	6,806.48	6,552.48	5,154.81	5,565.31	5,997.12
投资损失	(2,550.38)	(1,616.57)	(2,701.83)	(2,555.19)	(2,432.37)
营运资金变动	2,521.22	2,532.05	1,776.33	(5,690.87)	4,660.91
其它	38.16	(740.20)	1,135.02	1,647.80	2,166.73
经营活动现金流	26,753.72	8,245.34	21,301.60	16,100.84	28,737.02
资本支出	13,234.22	14,931.69	24,204.44	26,926.28	29,981.00
长期投资	679.66	118.13	0.00	0.00	0.00
其他	(27,928.10)	(28,165.25)	(45,491.69)	(51,370.97)	(57,552.35)
投资活动现金流	(14,014.22)	(13,115.43)	(21,287.25)	(24,444.69)	(27,571.35)
债权融资	(19,477.51)	11,809.45	3,679.47	9,245.41	2,741.02
股权融资	5,825.56	1,495.58	(5,612.31)	(761.92)	(3,693.97)
其他	803.14	(5,238.91)	0.00	(0.00)	0.00
筹资活动现金流	(12,848.80)	8,066.12	(1,932.84)	8,483.49	(952.95)
汇率变动影响	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
现金净增加额	(109.30)	3,196.02	(1,918.49)	139.64	212.72

资料来源：公司公告，天风证券研究所

利润表(百万元)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入	95,614.42	103,411.96	116,748.99	118,494.53	121,153.54
营业成本	77,955.51	104,362.15	104,079.24	103,144.10	102,944.20
营业税金及附加	1,329.80	1,249.78	1,410.96	1,432.06	1,464.19
营业费用	83.47	87.16	75.06	76.18	77.89
管理费用	3,542.36	3,461.64	3,791.34	3,729.53	3,692.07
研发费用	10.26	32.22	36.38	36.92	37.75
财务费用	6,795.47	6,536.84	5,154.81	5,565.31	5,997.12
资产减值损失	(1,838.75)	(1,282.43)	(174.99)	(195.93)	(185.46)
公允价值变动收益	(364.19)	36.82	0.00	0.00	0.00
投资净收益	2,550.38	1,616.57	2,701.83	2,555.19	2,432.37
其他	(1,534.11)	(1,229.66)	(367.00)	(367.00)	(367.00)
营业利润	7,084.22	(11,459.12)	5,095.07	7,236.70	9,554.25
营业外收入	262.81	459.31	357.93	360.01	392.41
营业外支出	142.38	268.57	408.47	273.14	316.73
利润总额	7,204.64	(11,268.39)	5,044.52	7,323.57	9,629.93
所得税	1,888.61	627.28	1,261.13	1,830.89	2,407.48
净利润	5,316.04	(11,895.67)	3,783.39	5,492.68	7,222.45
少数股东损益	2,275.79	(2,631.74)	1,135.02	1,647.80	2,166.73
归属于母公司净利润	3,040.24	(9,263.93)	2,648.37	3,844.87	5,055.71
每股收益（元）	0.16	(0.50)	0.14	0.21	0.27

主要财务比率	2020	2021	2022E	2023E	2024E
成长能力					
营业收入	0.17%	8.16%	12.90%	1.50%	2.24%
营业利润	37.54%	-261.76%	-144.46%	42.03%	32.02%
归属于母公司净利润	185.25%	-404.71%	-128.59%	45.18%	31.49%
获利能力					
毛利率	18.47%	-0.92%	10.85%	12.95%	15.03%
净利率	3.18%	-8.96%	2.27%	3.24%	4.17%
ROE	4.16%	-14.91%	4.43%	6.04%	7.65%
ROIC	4.66%	-2.39%	3.56%	4.25%	4.75%
偿债能力					
资产负债率	67.40%	74.27%	75.13%	75.09%	75.05%
净负债率	153.20%	203.99%	223.47%	228.66%	229.21%
流动比率	0.43	0.48	0.37	0.38	0.32
速动比率	0.39	0.41	0.34	0.33	0.29
营运能力					
应收账款周转率	6.09	6.10	6.20	6.13	6.14
存货周转率	26.53	22.02	23.02	24.63	25.15
总资产周转率	0.34	0.36	0.39	0.38	0.37
每股指标（元）					
每股收益	0.16	-0.50	0.14	0.21	0.27
每股经营现金流	1.45	0.45	1.15	0.87	1.55
每股净资产	3.95	3.36	3.23	3.44	3.57
估值比率					
市盈率	21.00	-6.89	24.11	16.61	12.63
市净率	0.87	1.03	1.07	1.00	0.97
EV/EBITDA	6.08	20.75	9.81	9.44	8.87
EV/EBIT	11.31	-72.95	22.64	19.30	16.50

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益 20%以上
		增持	预期股价相对收益 10%-20%
		持有	预期股价相对收益 -10%-10%
		卖出	预期股价相对收益 -10%以下
行业投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅 5%以上
		中性	预期行业指数涨幅 -5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅 -5%以下

天风证券研究

北京	海口	上海	深圳
北京市西城区佟麟阁路 36 号 邮编：100031 邮箱：research@tfzq.com	海南省海口市美兰区国兴大道 3 号互联网金融大厦 A 栋 23 层 2301 房 邮编：570102 电话：(0898)-65365390 邮箱：research@tfzq.com	上海市虹口区北外滩国际客运中心 6 号楼 4 层 邮编：200086 电话：(8621)-65055515 传真：(8621)-61069806 邮箱：research@tfzq.com	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼 邮编：518000 电话：(86755)-23915663 传真：(86755)-82571995 邮箱：research@tfzq.com