买入（首次）

所属行业：公用事业/电力
当前价格(元)：9.41

华能水电（600025.SH）：风起澜沧江，龙头再扬帆

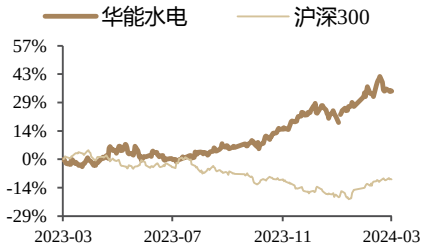
证券分析师

郭雪
资格编号：S0120522120001
邮箱：guoxue@tebon.com.cn

联系人

卢璇
邮箱：luxuan@tebon.com.cn

市场表现



沪深 300 对比	1M	2M	3M
绝对涨幅(%)	0.53	9.00	7.24
相对涨幅(%)	-4.46	-0.52	-1.36

资料来源：德邦研究所，聚源数据

相关研究

投资要点

- **独占澜沧江水电开发，持续稳健增长。**公司是华能集团水电业务最终整合的唯一平台，拥有澜沧江全流域干流水电资源开发权。截至 2022 年末，公司发电装机容量 2356.38 万千瓦，同比增长 1.6%，其中水电装机容量 2294.38 万千瓦，占比高达 97.4%，新能源装机 61.5 万千瓦。近年来公司业绩增长平稳，2018 年至 2022 年，公司营收从 155.2 亿元增长至 211.4 亿元，年复合增长率达为 8.0%；归母净利润由 58.0 亿元增长至 68.0 亿元，年复合增长率达为 4.1%。

- **发电能力提升，成本拐点已至。**公司立足澜沧江水电开发，全资控股澜沧江中下游、澜沧江上游多座水电站，2023 年 10 月，公司收购华能四川公司 100%的股权。当前公司澜沧江流域在建及规划水电站合计装机 1121.3 万千瓦，且公司澜沧江流域水电站呈梯级分布，各段流域均有较强的梯级调度能力，我们认为随着新建水电站的投产，公司发电量与发电效率均有望提升。绿电方面，澜沧江上游流域太阳能资源丰富并且稳定，公司规划 2035 年投产 10GW 光伏装机。成本端，我们预测 2024、2025 年公司存量水电机组折旧将分别减少 3.49 亿元和 6.08 亿元，合计释放 9.56 亿利润；同时随着公司负债规模下降和结构优化，公司财务费用也步入下行区间。

- **云南用电偏紧，送粤电力量价有保障。**水电是云南省发电主力军，占比近 75%，2023 年全国 33 地（除西藏）电网企业代理平均购电价格为 428.77 元/兆瓦时，云南省的平均代理购电价格全国最低，仅为 251.17 元/兆瓦时。近年来，云南大力引进硅、铝等高耗能产业，用电需求大幅提升，电价不断上行，预计云南电价仍有向上空间，2024 年 1 月云南电网代理购电价格达 313.6 元/Mwh，环比+5.9%，同比+12.7%。此外，公司澜沧江上游电站消纳以外送广东为主，其中保量保价电量 200 亿千瓦时/年，电价固定为 0.3 元/度。

- **投资建议与估值：**公司作为水电龙头企业，随着 2024、2025 年托巴、硬梁包水电站陆续投产和风电光伏的建设加速，发电能力有望得到显著提升；同时云南省电力供应紧张，公司售电电价有望继续上行。我们预计公司 2023 年-2025 年营业收入分别为 233.96 亿元、249.58 亿元、279.95 亿元，增速分别达到 10.7%、6.7%、12.2%；归母净利润分别为 79.8 亿元、85.9 亿元、99.4 亿元，增速分别达到 17.3%、7.7%、15.7%。首次覆盖，给予“买入”投资评级。

- **风险提示：**来水不及预期；政策风险；电价波动风险。

股票数据

总股本(百万股):	18,000.00
流通 A 股(百万股):	18,000.00
52 周内股价区间(元):	6.74-9.93
总市值(百万元):	169,380.00
总资产(百万元):	190,331.15
每股净资产(元):	3.58

资料来源：公司公告

主要财务数据及预测

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	20,202	21,142	23,396	24,958	27,995
(+/-)YOY(%)	4.9%	4.7%	10.7%	6.7%	12.2%
净利润(百万元)	5,838	6,801	7,978	8,591	9,937
(+/-)YOY(%)	20.7%	16.5%	17.3%	7.7%	15.7%
全面摊薄 EPS(元)	0.32	0.38	0.44	0.48	0.55
毛利率(%)	54.6%	56.4%	58.1%	57.3%	56.9%
净资产收益率(%)	9.1%	10.0%	11.0%	10.6%	10.9%

资料来源：公司年报（2021-2022），德邦研究所
备注：净利润为归属母公司所有者的净利润

内容目录

1. 独占澜沧江水电开发，持续稳健增长 6
1.1. 华能旗下水电业务唯一平台，坐拥澜沧江干流开发权 6
1.2. 变更同业竞争承诺，水风光协同发展 7
1.3. 盈利能力持续提升，现金充裕分红有保障 8
2. 坐拥澜沧江全流域开发权，梯级调度望提升发电效率 10
2.1. 澜沧江开发：发电量+发电效率有望双重提升 10
2.2. 绿电开发：优势十足，规划明确 15
3. 成本拐点已至，释放利润增量 17
3.1. 折旧策略温和，24、25 年折旧大量到期有望释放利润 17
3.2. 负债规模走低，财务费用下降趋势明确 19
4. 电价：云南用电偏紧，送粤电量量价均稳健 20
4.1. 云南省内：电力消纳明显改善，电价有望保持坚挺 20
4.2. 外送广东量价有保障 23
4.2.1. 点对网送广东 23
4.2.2. 网对网送广东、广西 25
5. 盈利预测及投资建议 25
5.1. 盈利预测 25
5.2. 投资建议 26
6. 风险提示 26

图表目录

图 1：公司发展历程 6
图 2：公司股权架构（截至 2023Q3） 6
图 3：公司历年装机量变化（单位：万千瓦） 7
图 4：公司历年发电量变化（单位：亿千瓦时） 7
图 5：2018-2023 前三季度公司营业收入（亿元）及增速（右轴） 8
图 6：2018-2023 前三季度公司归母净利润（亿元）及增速（右轴） 8
图 7：2018-2022 年公司水电业务营业收入（亿元） 8
图 8：2018-2022 年公司主营业务分项营收占比 8
图 9：公司毛利率、净利率整体呈上升趋势 9
图 10：公司分业务毛利率情况（单位：%） 9
图 11：2019-2023Q3 公司各项费用（百万元） 9
图 12：2019-2023Q3 公司费用率情况 9
图 13：2018-2023Q3 经营现金流量净额（亿元）及增速（右轴） 10
图 14：2018-2023Q3 资产负债率 10
图 15：公司股利支付率保持在较高水平 10
图 16：公司股息率常年高于十年期国债收益率 10
图 17：2022 年各公司水电装机量市占率 11
图 18：2022 年各公司水电发电量市占率 11
图 19：公司澜沧江流域水电站分布 11
图 20：公司澜沧江流域梯级水电站剖面示意图 14
图 21：水光互补项目 AGC 智能调度管理 15
图 22：水光互补项目投产后线路年利用小时数 15
图 23：华能阿柱田光伏电站 16
图 24：华能野猫山风电场 16
图 25：2018-2022 年公司营业总成本构成（万元） 17
图 26：2018-2022 年公司历年固定资产折旧总金额（百万元） 18
图 27：2018-2022 年公司固定资产折旧构成 18
图 28：2018-2023H1 公司负债结构（亿元） 19
图 29：2018-2023H1 公司长期借款占比 19
图 30：2018-2022 年公司资产负债率 20
图 31：2018-2023H1 公司有息负债规模（亿元） 20
图 32：2018-2023Q1-Q3 公司财务费用及利息费用（亿元） 20

图 33：2023 年云南省发电量结构占比图.....21
图 34：2023 年各省电网企业代理购电平均价格.....21
图 35：云南省电解铝建成产能大幅增长.....21
图 36：云南省用电量持续增长.....21
图 37：近年云南省用电量增速高于发电量增速.....22
图 38：云南省弃水量与弃水率（亿千瓦时）.....22
图 39：24 年 1 月各省代理电价环比涨跌幅.....23
图 40：2019-2023 年公司澜上五座电站上网电量（亿千瓦时）及占比.....24
图 41：2021-2023 年澜上电站各类型电量（单位：亿千瓦时）.....24
图 42：2021-2023 年澜上电站各电量占比.....24

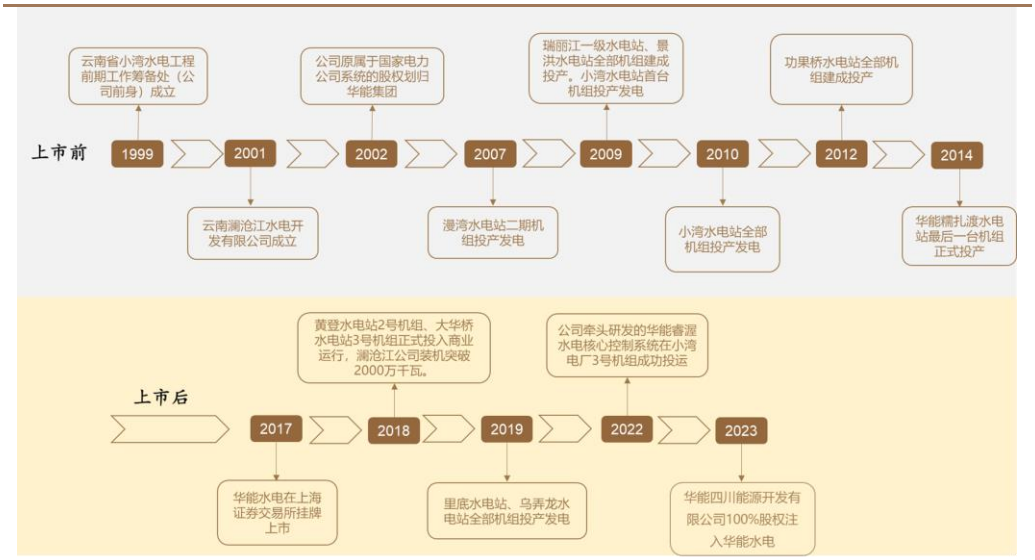
表 1：公司前十大股东持股情况（截至 2023 Q3）.....6
表 2：公司控股水电站投产情况.....13
表 3：公司澜沧江流域在建及规划水电站.....13
表 4：政策支持风光水储一体化建设.....15
表 5：2024-2026 年陆续计提完毕的水电机组.....18
表 6：同行业可比公司水轮机折旧年限对比.....19
表 7：公司主要电站折旧费用预测（亿元）.....19
表 8：云南省关于高耗能行业阶梯电价制度的相关政策.....22
表 9：公司营收预测（单位：亿元）.....26
表 10：可比公司估值.....26

1. 独占澜沧江水电开发，持续稳健增长

1.1. 华能旗下水电业务唯一平台，坐拥澜沧江干流开发权

澜沧江水电巨擘，总装机超 27GW。公司成立于 1999 年，作为华能集团水电业务最终整合的唯一平台，于 2017 年 12 月 15 日在上海证券交易所上市。公司拥有澜沧江全流域干流水电资源开发权，全面负责澜沧江流域建设和运营。参考公司官网，截至 2024 年 3 月 21 日，公司总装机 2937.84 万千瓦，年发电量超千亿千瓦时，是澜沧江—湄公河次区域最大清洁电力运营商，资产规模超 1800 亿元。

图 1：公司发展历程



资料来源：公司官网，德邦研究所

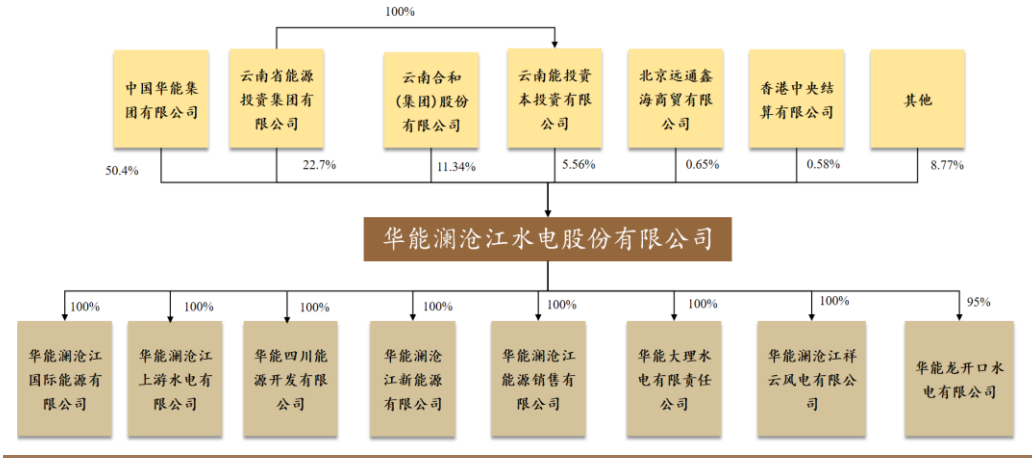
股权高度集中，前三大股东合计持股 90%。截至 2023Q3，华能集团、云南能投和云南合和(集团)股份有限公司直接或间接持有公司 90%的股权。其中，华能集团持有公司 50.4%的股份，为公司控股股东。

表 1：公司前十大股东持股情况（截至 2023 Q3）

序号	股东名称	持股数量（股）	占总股本比例（%）
1	中国华能集团有限公司	9,072,000,000	50.40
2	云南省能源投资集团有限公司	4,086,800,000	22.70
3	云南合和(集团)股份有限公司	2,041,200,000	11.34
4	云南能投资本投资有限公司	1,000,000,000	5.56
5	北京远通鑫海商贸有限公司	117,229,572	0.65
6	香港中央结算有限公司	104,771,293	0.58
7	李海清	93,330,553	0.52
8	北京大地远通(集团)有限公司	82,770,490	0.46
9	李福清	72,593,775	0.40
10	中国农业银行股份有限公司-景顺长城能源基建混合型证券投资基金	48,454,290	0.27

资料来源：iFind，公司公告，德邦研究所

图 2：公司股权架构（截至 2023Q3）



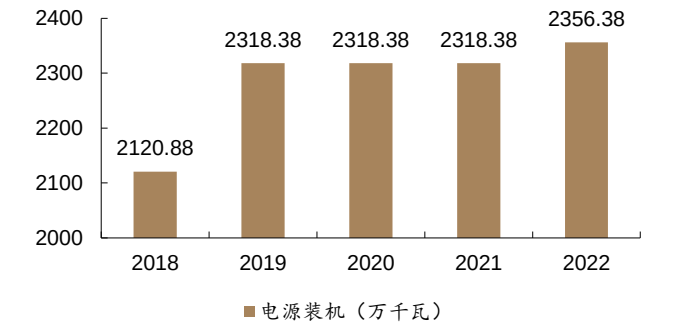
资料来源： iFind，公司公告，德邦研究所

1.2. 变更同业竞争承诺，水风光协同发展

变更同业竞争承诺，优化发展风电+光伏项目。公司于 2021 年 4 月公布了变更风电、光伏电站项目承诺的公告，基于国家新能源政策的重大变化和“风光水储一体化发展”的建设需求，公司综合利用自身大中型水电站库区及周边土地、水面、电站送出通道附近、可实现调节补偿等区域的风电、光伏资源，因地制宜开展风电、光伏项目建设，且公司对已有的风电、光伏项目不再对外转让或处置。公司依托自身水电资源，优化发展风电、光伏项目有望进一步提高盈利水平。

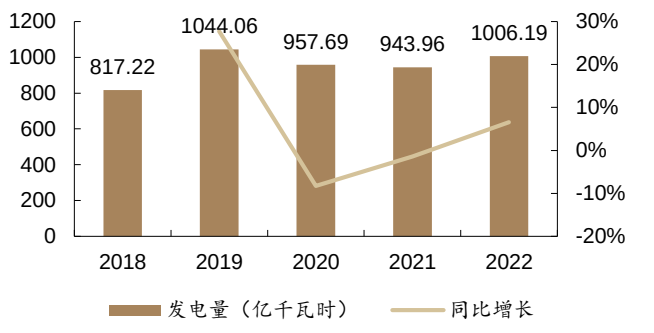
装机规模不断提升，发电量稳中有升。截至 2022 年末，公司发电装机容量 2356.38 万千瓦，同比增长 1.6%，其中水电装机容量 2294.38 万千瓦，占比高达 97.4%，新能源装机 61.5 万千瓦。发电量方面，公司发电量由 2018 年的 817.22 亿千瓦时增长到 2022 年的 1006.19 亿千瓦时，其中 2020、2021、2022 年澜沧江流域来水均偏枯，公司发电量受到一定影响，均低于 2019 年。

图 3：公司历年装机量变化（单位：万千瓦）



资料来源：公司公告，德邦研究所

图 4：公司历年发电量变化（单位：亿千瓦时）

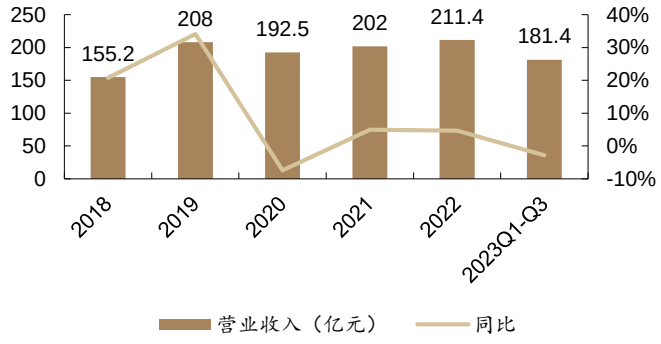


资料来源：公司公告，德邦研究所

1.3. 盈利能力持续提升，现金充裕分红有保障

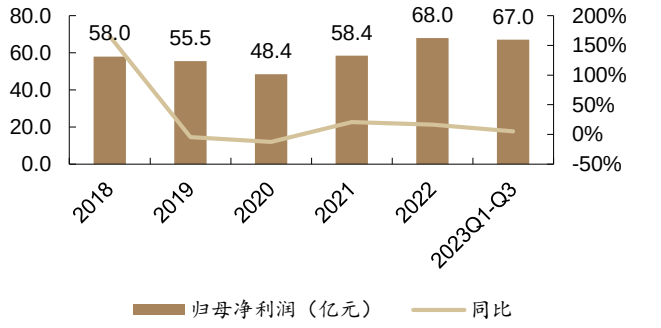
营收、利润稳步增长，2023 前三季度归母净利达 67.0 亿。2018 年至 2022 年，公司营收从 155.2 亿元增长至 211.4 亿元，年复合增长率达为 8.0%；归母净利润保持快速增长，由 58.0 亿元增长至 68.0 亿元，年复合增长率达为 4.1%。2023 Q3，公司实现营收 181.4 亿元，同比-2.9%，实现归母净利润 67.0 亿元，同比+5.2%。

图 5：2018-2023 前三季度公司营业收入（亿元）及增速（右轴）



资料来源：iFind，公司公告，德邦研究所

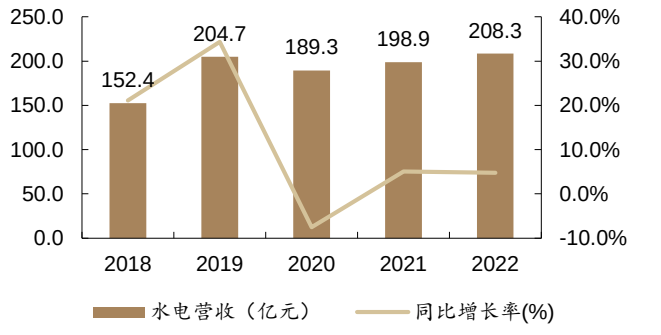
图 6：2018-2023 前三季度公司归母净利润（亿元）及增速（右轴）



资料来源：iFind，公司公告，德邦研究所

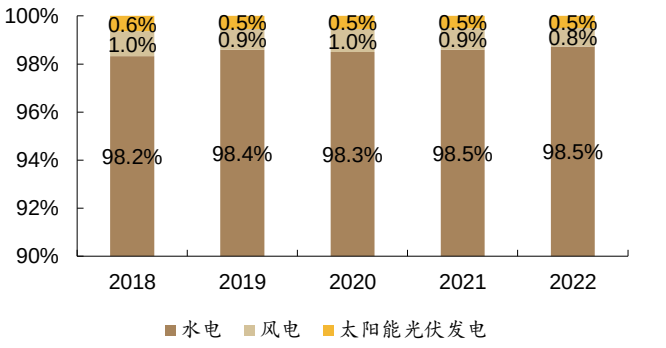
聚焦大水电，新能源营收占比较低。公司营收主要来自水电、风电、太阳能光伏发电三个方面，其中水电占据绝对主导地位，2022 年公司水电业务营收占比达 98.5%。整体来看，公司水电业务营收由 2018 年的 152.4 亿元增长到 2022 年的 208.3 亿元，GAGR 达 8.1%，整体上保持稳步上升。

图 7：2018-2022 年公司水电业务营业收入（亿元）



资料来源：iFind，公司公告，德邦研究所

图 8：2018-2022 年公司主营业务分项营收占比

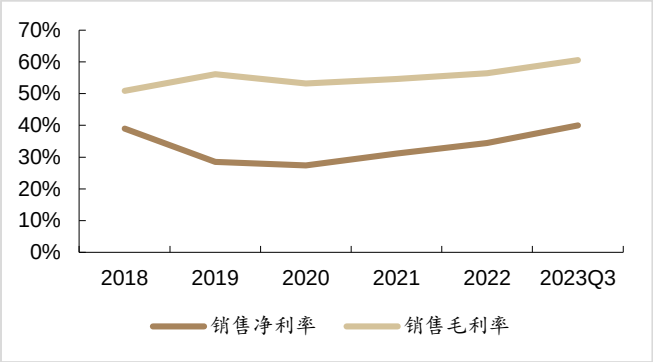


资料来源：iFind，公司公告，德邦研究所

毛利率、净利率稳中有升，23 年前三季度盈利能力改善明显。2018-2022 年

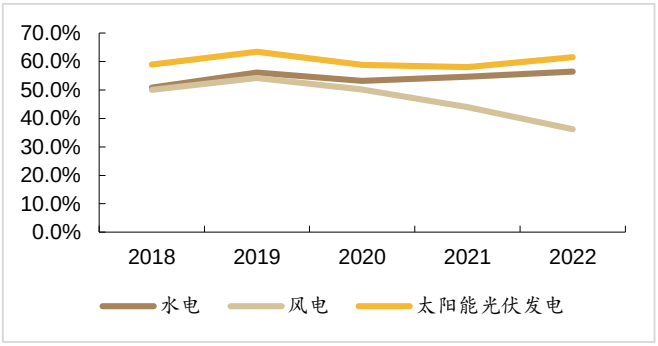
间，公司毛利率由 2018 年的 50.9%上升至 2022 年的 56.4%，净利率自 2020 以来保持稳步上升的趋势，2022 年末已达 34.4%；2023Q3 公司毛利率、净利率为 60.6%、40.0%，分别同比+0.1pct、+2.2pct。分业务来看，公司水电业务毛利率稳中有进，从 2018 年的 50.8%上涨为 2022 年的 56.5%，光伏毛利率整体在 60%左右，风电业务毛利率由 2018 年的 50.14%下降为 2022 年的 36.2%。

图 9：公司毛利率、净利率整体呈上升趋势



资料来源：iFind，公司公告，德邦研究所

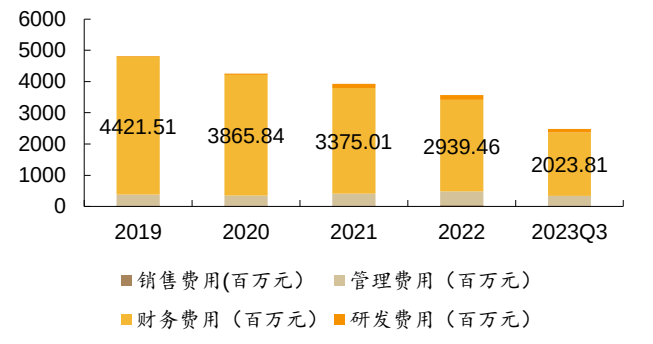
图 10：公司分业务毛利率情况（单位：%）



资料来源：iFind，公司公告，德邦研究所

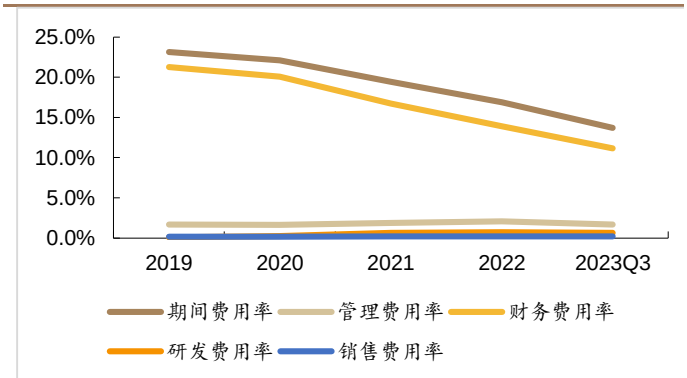
利息费用占大头，期间费用率逐年下降。2019-2022 年，公司期间费用分别为 48.2 亿元、42.6 亿元、39.2 亿元、35.7 亿元，期间费用逐年下降；期间费用率也由 2019 年的 23.2%下降至 2022 年的 16.9%，其中财务费用占比较大，2022 年公司财务费用占期间费用的 82.3%，主要来自于利息支出。

图 11：2019-2023Q3 公司各项费用（百万元）



资料来源：iFind，公司公告，德邦研究所

图 12：2019-2023Q3 公司费用率情况

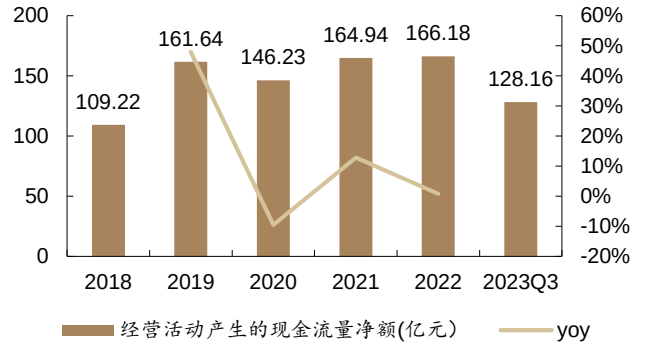


资料来源：iFind，公司公告，德邦研究所

经营活动现金流充沛，资产负债率持续下降。2018-2022 年，公司经营活动

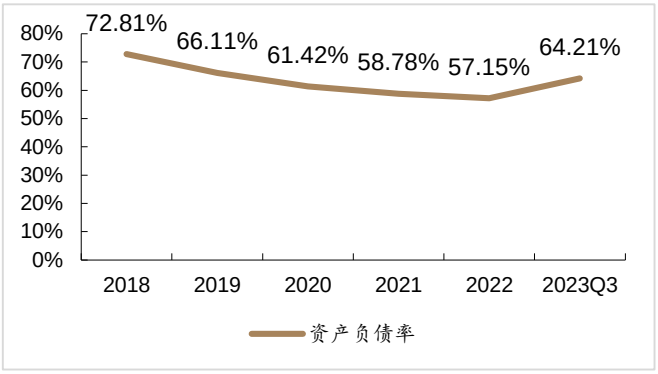
产生的现金流量净额分别为 109.2 亿元、161.6 亿元、146.2 亿元、164.9 亿元、166.2 亿元。整体看，公司经营现金流保持充沛，且稳中有升，2018-2022 年年均复合增长率达到 11.1%。资产负债率方面，近几年公司的资产负债率已由 2018 年的 72.81%降至 2022 年的 57.15%。

图 13：2018-2023Q3 经营现金流量净额（亿元）及增速（右轴）



资料来源：iFind，公司公告，德邦研究所

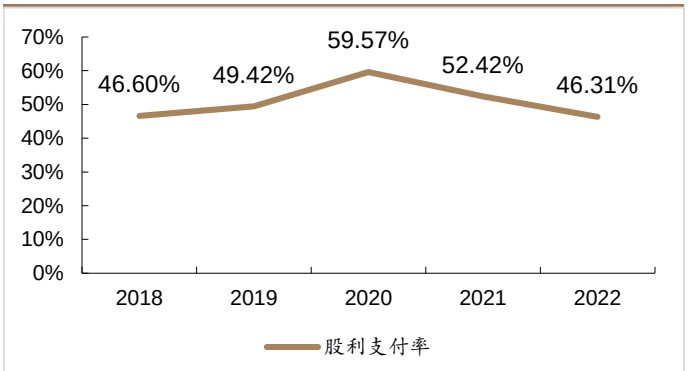
图 14：2018-2023Q3 资产负债率



资料来源：iFind，公司公告，德邦研究所

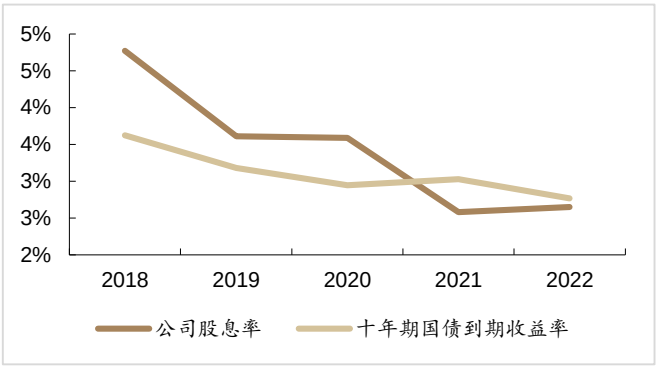
类债属性显著，章程明确分红比例。上市以来，公司分红始终保持稳定，股利支付率稳定在 45%-60%之间，股息率常年高于十年期国债收益率。公司章程明确规定分红比例：在满足一定条件的前提下，公司每年以现金方式分配的利润不少于当年实现的可供分配利润的 50%。

图 15：公司股利支付率保持在较高水平



资料来源：iFind，公司公告，德邦研究所

图 16：公司股息率常年高于十年期国债收益率



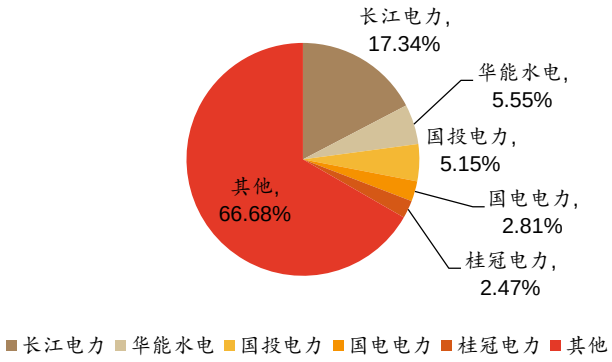
资料来源：iFind，公司公告，德邦研究所
备注：各年 10 年期国债到期收益率为当年全年均值

2. 坐拥澜沧江全流域开发权，梯级调度望提升发电效率

2.1. 澜沧江开发：发电量+发电效率有望双重提升

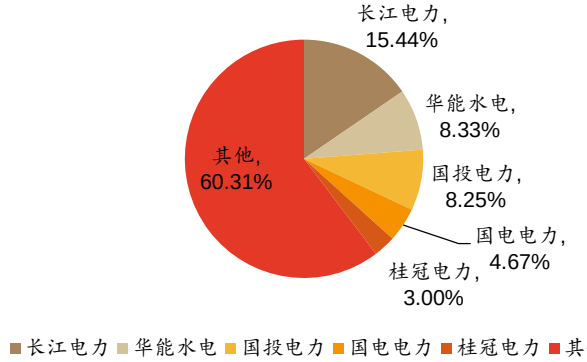
全国水电龙二，装机市占率 5.55%。公司属于水电行业的龙头企业，截至 2022 年底，公司水电装机量为 2294.88 万千瓦，市占率高达 5.55%，装机规模位居水电行业第二位。以发电量口径计算，2022 年公司水电发电量市占率为 8.33%，仅次于长江电力。

图 17：2022 年各公司水电装机量市占率



资料来源：各公司年报，德邦研究所

图 18：2022 年各公司水电发电量市占率



资料来源：各公司年报，德邦研究所

澜沧江全流域干流水电资源开发权拥有者，开发潜力充沛。根据《国家能源局关于澜沧江等流域水电开发有关事项文件的通知》，公司拥有澜沧江全流域干流水电资源开发权，采取自下而上的阶梯式开发。澜沧江干流水电基地是我国十三大水电基地之一，划分为澜沧江上游西藏段、澜沧江上游云南段及澜沧江中下游段，水能资源十分丰富，可开发总装机量约 3200 万千瓦，其中云南省内拥有 2534.5 万千瓦。

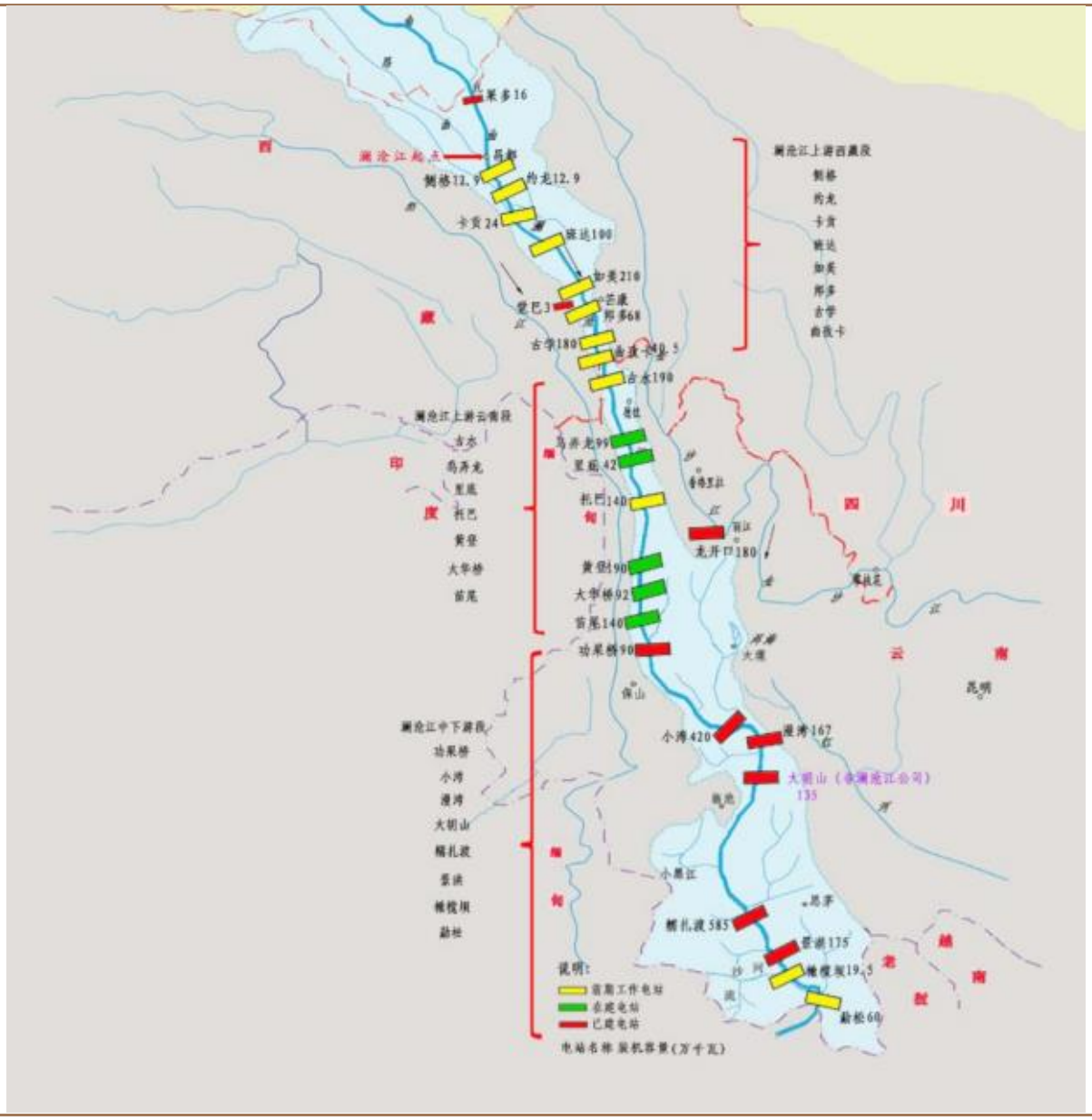
参考公司招股书，澜沧江水电开发可以分为澜沧江上游西藏段、澜沧江上游云南段以及澜沧江中下游段：

上游西藏段：规划八个梯级，分别为侧格、约龙、卡贡、班达、如美、邦多、古学、曲孜卡水电站，规划总装机 638.3 万千瓦。

上游云南段：规划了包括，一库即古水水库，七级指古水、乌弄龙、里底、托巴、黄登、大华桥和苗尾水电站，规划总装机 883 万千瓦。

中下游段：方案为两库八级，两库即小湾水库、糯扎渡水库，八级指功果桥、小湾、漫湾、大朝山、糯扎渡、景洪、橄榄坝、勐松水电站，规划总装机 1651.50 万千瓦。

图 19：公司澜沧江流域水电站分布



资料来源：公司招股说明书，德邦研究所

华能四川注入，装机规模提升。公司水电站采取自下而上阶梯式开发策略，澜沧江中下游电站自 2007 年起陆续投产，全资控股功果桥、小湾、漫湾、糯扎渡、景洪水电站，合计装机 1437 万千瓦，并持有大朝山水电站（135 万千瓦）10%股权。后于 2018-2019 年集中投产澜沧江上游云南段水电站，全资控股乌弄龙、里底、黄登、大华桥、苗尾水电站，合计装机 563 万千瓦。此外，公司还控股龙开口、瑞丽江一级、桑河二级等水电站；2023 年 10 月，公司收购控股股东华能集团及华能国际合计持有的华能四川公司 100%的股权。截至 23 年 7 月，华能四川公司在建在运电站总装机容量 530 万千瓦，其中投产电站 22 座、总装机容量 270 万千瓦，在建电站 3 座、总装机容量 260 万千瓦。

表 2：公司控股水电站投产情况

电站	流域/地区	控股装机容量/万千瓦	持股比例	权益装机容量/万千瓦	投产时间
乌弄龙水电站	澜沧江上游云南段	99	100%	99	2019
里底水电站		42	100%	42	2019
黄登水电站		190	100%	190	2019
大华桥水电站		92	100%	92	2019
苗尾水电站		140	100%	140	2018
功果桥水电站	澜沧江中下游	90	100%	90	2012
小湾水电站		420	100%	420	2010
漫湾水电站		167	100%	167	2007
糯扎渡水电站		585	100%	585	2014
景洪水电站		175	100%	175	2009
龙开口水电站	金沙江中游	180	95%	171	2014
瑞丽江一级水电站	缅甸	60	40%	24	2009
桑河二级水电站	柬埔寨	40	51%	20.40	2018
徐村水电站	其他小水电	8.58	100%	8.58	1999
南果河水电站		1.6	90%	1.44	2009
老王庄水电站		0.96	100%	0.96	2008
牛栏沟水电站		2.48	51%	1.26	2013
丰甸河水电站		1.26	100%	1.26	2017 年 3 月底之前
华能四川公司	四川省	265.1	100%	265.1	2023 年并入

资料来源：公司官网，公司招股说明书，公司公告、北极星水力发电网、中国水力发电工程学会官网等，德邦研究所
注：华能四川公司持股情况截至 2023 年 10 月，其他电站持股情况截止 2017 年底（公司招股书）

澜沧江上游仍待开发，规划水电站装机 1121.3 万千瓦。根据公司发布的《关于开展澜沧江上游西藏段项目前期工作的公告》，澜沧江上游西藏段多个水电站正在开展前期准备工作，其中包括古水水电站、侧格水电站、约龙水电站、卡贡水电站、邦多水电站等。其中澜沧江上游云南段在建的托巴水电站，控股装机容量为 140 万千瓦时，预计将于 2024 年投产发电。公司澜沧江流域在建及规划水电站合计装机 1121.3 万千瓦。

表 3：公司澜沧江流域在建及规划水电站

水电站	所在区域	项目进展	装机容量/万千瓦
托巴水电站	澜沧江上游云南段	在建	140
古水水电站	澜沧江上游西藏段	前期工作	220
侧格水电站		前期工作	12.9
约龙水电站		前期工作	12.9
卡贡水电站		前期工作	24
班达水电站		前期工作	150
如美水电站		筹建	260
邦多水电站		前期工作	72

古学水电站		前期工作	210
橄榄坝水电站	澜沧江中下游	筹建	19.5
合计			1121.3

资料来源：公司招股说明书，公司公告，公司官网，北极星水力发电网等，德邦研究所

联合梯级调度缓解来水波动，增发电量潜力显著。截至 2022 年底，公司完成发电量 1006.19 亿千瓦时，尽管澜沧江流域来水总体同比偏枯近 1 成，但公司通过梯级水库群优化调度释放梯级蓄能，使得 2022 年发电量同比上升。公司主要水电站在澜沧江全流域呈梯级分布，各段流域均有较强的梯级调度能力。

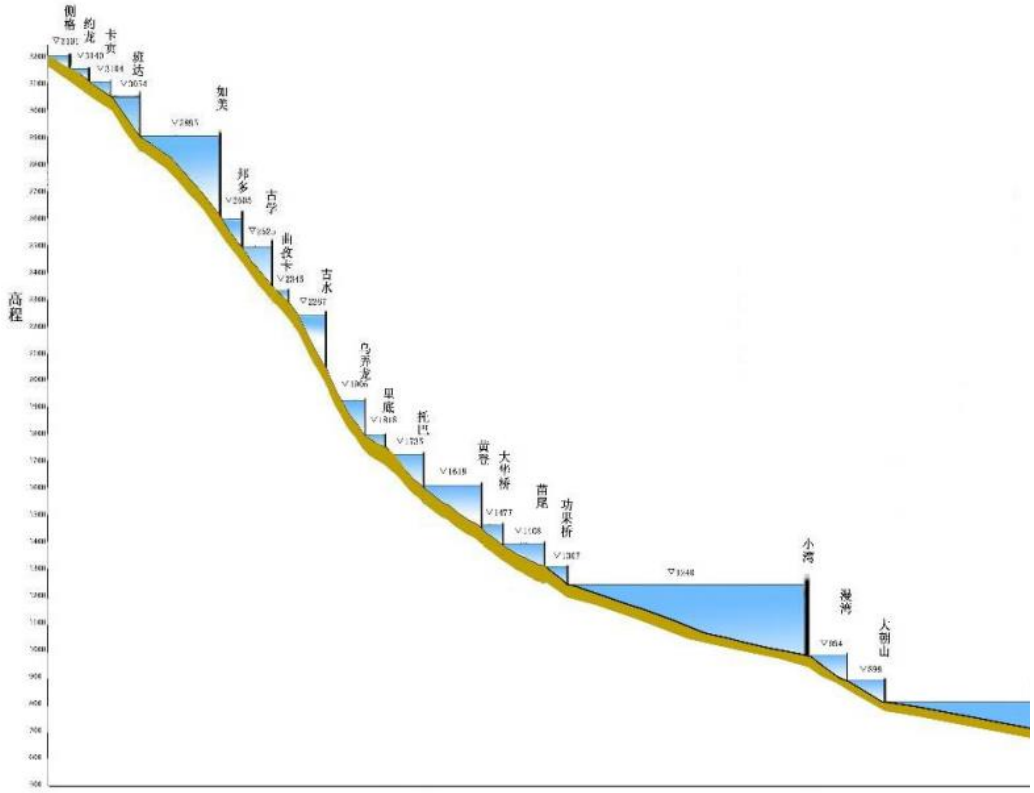
澜沧江上游西藏段：如美水电站具有年调节能力，作为规划河段及其下游河段的控制性调节水库。

澜沧江上游云南段：古水水电站具有季调节能力，系澜沧江上游云南段的“龙头水库”。

澜沧江中下游：小湾水库，糯扎渡水库具有多年调节能力。

公司通过流域来水滚动分析，全面统筹小湾、糯扎渡水电站发电和蓄水的关系，促进水电及新能源的充分消纳。重点做好澜上梯级优化调度，利用黄登水电站调节库容平抑不均衡的来水过程，通过优化调度举措争取最大限度实现洪水资源化利用。

图 20：公司澜沧江流域梯级水电站剖面示意图

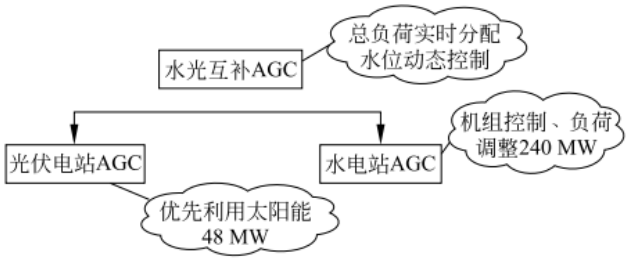


资料来源：公司招股说明书，德邦研究所

2.2. 绿电开发：优势十足，规划明确

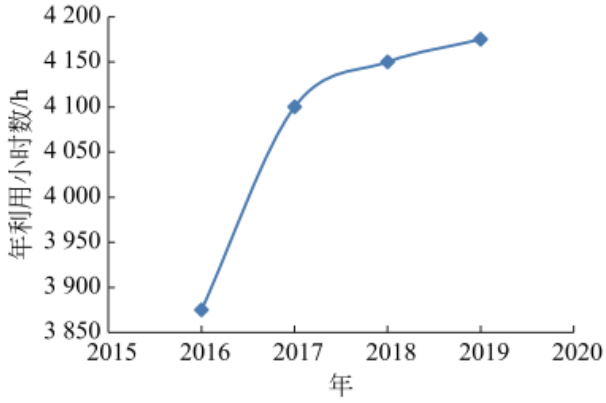
水风光互补经济效益显著，助力清洁能源消纳。澜沧江流域水能资源丰富，同时风、光等新能源资源也十分丰富，具有发展水风光一体化的天然优势。水风光互补在空间上将流域丰富的水电资源和周边的风光资源整合并开发，实现优势互补，提高可再生能源的消纳和储存能力，为电网提供 100%的清洁零碳电力资源。同时，水风光一体化基地建设周期长、产业多、投资规模大、可实施性强等，对上下游产业链带动效应明显，具有突出的经济效益。参考《水光多能互补清洁能源智能发电技术》，通过构建的水光多能互补统一监控平台，某水电站实现了水光智能调度和经济运行，水能利用率由 73% 提高至 86%，太阳能利用率由 82% 提高 91%，此外线路年利用小时数由 3875h 提高至约 4175h。

图 21：水光互补项目 AGC 智能调度管理



资料来源：《水光多能互补清洁能源智能发电技术》（黄鹤等），德邦研究所

图 22：水光互补项目投产后线路年利用小时数



资料来源：《水光多能互补清洁能源智能发电技术》（黄鹤等），德邦研究所

政策支持水风光一体化建设，推动能源结构转型升级。随着双碳目标的推进，围绕新型电力系统建设，国家与地方都出台了一系列政策，在水风光一体化建设方面，2020 年发改委、能源局发布《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）》，明确水风光一体化是实现能源供给侧改革和能源高质量发展的重要手段。为了风光水储一体化发展的高效实现，地方和国家政府均出台相关规划。

表 4：政策支持风光水储一体化建设

政策	颁布时间	颁布部门	重点内容

《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见》（征求意见稿）	2020 年 8 月 27 日	国家发改委、国家能源局	鼓励存量电机组优化出力特性，明确就近打捆新能源电力的实施方案。严控中小水电建设规模，优先汇集近区新能源电力，优化配套储能规模，因地制宜明确风光水储一体化实施方案。
《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	2021 年 2 月 25 日	国家发改委、国家能源局	利用存量常规电源，合理配置储能，统筹各类电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”。
《四川省“十四五”光伏、风电资源开发若干指导意见》	2021 年 6 月 13 日	四川省发改委	规划建设四个风光水一体化可再生能源综合开发基地，推进其他流域水库电站的风光水互补开发。
《“十四五”可再生能源发展规划》	2021 年 10 月 21 日	国家发展改革委、国家能源局等	充分发挥水电既有调峰潜力，在保护生态的前提下，进一步提升水电灵活调 节能力，支撑风电和光伏发电大规模开发。推进“十四五”期间水风光综合基地统筹开发。
《关于云南省加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系行动计划的通知》	2022 年 1 月 6 日	云南省人民政府	加快开发风电和光伏发电基地，重点在金沙江下游、澜沧江中下游、红河流域打造可再生能源综合开发基地。促进水电、光伏和风电互补发展，建设智能电网，推动昆明成为智能电网示范城市。发展电化学储能项目，推进“风光储充放”一体化发展。到 2025 年，全省电力装机总规模达 1.5 亿千瓦以上。
《关于委托开展“十四五”规划输电通道配套水风光及调节电源研究论证的函》	2022 年 1 月 18 日	国家能源局	委托相关单位结合大型风电、光伏基地建设要求就“十四五”规划的 12 条特高压通道配套水风光及调节电源进行研究论证，并就“十四五”期间需新增的输电通道以及配套电源规模提出建议。结合“十四五”可再生能源规划以及送端区域的可再生能源资源禀赋和建设条件，提出需要新增的输电通道。
《2023 年能源工作指导意见》	2023 年 4 月 6 日	国家能源局	推动主要流域水风光一体化规划，建设雅砻江、金沙江上游等流域水风光一体化示范基地。

资料来源：国家发改委，国家能源局，四川省发改委，云南省政府，中国政府网、北极星太阳能光伏网，德邦研究所

澜上光伏资源丰富，公司加码新能源建设。公司于澜沧江上游西藏段规划有八个梯级电站，同时流域周边太阳能资源较好，可以和水电形成一定的互补性，打造西藏境内水、光互补的千万千瓦级清洁能源基地。同时，澜沧江上游流域太阳能资源丰富并且稳定，年辐射量在 6500 兆焦/平方米左右，年日照时数在 2200 小时左右，适合进行光伏资源的开发与利用。截至 2022 年底，公司清洁能源总装机已达到 2356.38 万千瓦，其中风光装机容量已达 61.5 万千瓦，风光发电量已达 5.24 亿千瓦时。

预计 2035 年投产 10GW 光伏装机。根据《西藏澜沧江清洁能源基地规划建设分析报告》，清洁能源基地构成水电站共 1000 万千瓦，光伏电站 1000 万千瓦，总规模达 2000 万千瓦，预期年上网电量达 571 亿千瓦时。公司计划于“十四五”期间逐步开工建设，2030 年开始送电，2035 年全部建成。

图 23：华能阿柱田光伏电站

图 24：华能野猫山风电场

资料来源：云南网、德邦研究所

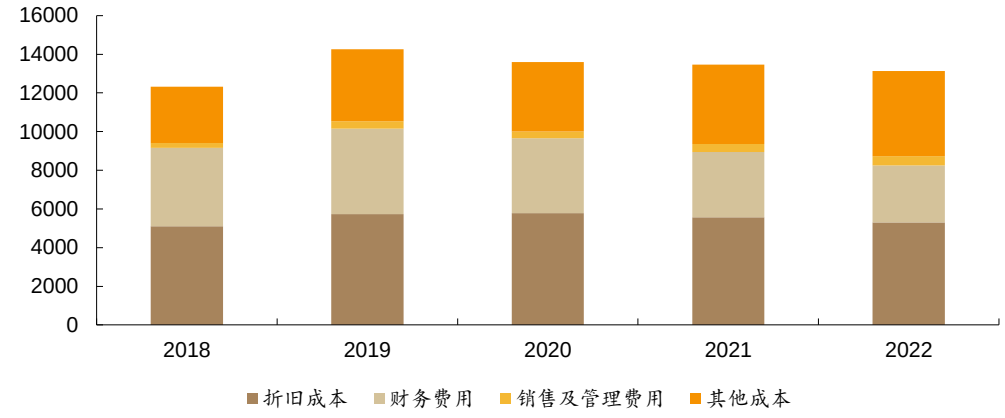
资料来源：云南网、德邦研究所

3. 成本拐点已至，释放利润增量

3.1. 折旧策略温和，24、25 年折旧大量到期有望释放利润

投产高峰已过，成本进入下行通道。公司自 2019 年乌弄龙水电站投产以来，得益于部分机组、设备折旧年限到期和债务偿还及债务结构优化，总营业成本不断下降，其中随着本金偿还，利息支出导致的财务费用下降幅度较大，财务费用占营业总成本的比例由 2018 年的 32.98%到 2022 年的 22.39%，共下降 10.59pct。

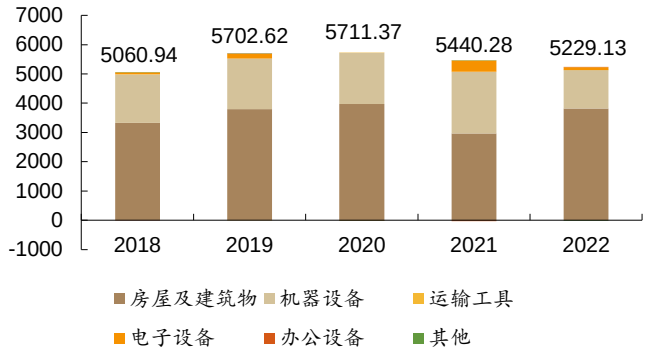
图 25：2018-2022 年公司营业总成本构成（万元）



资料来源：同花顺 iFind，公司公告，德邦研究所

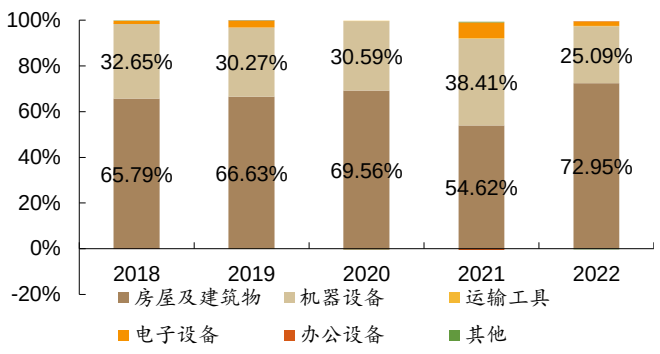
折旧拆分：房屋及建筑物、机器设备折旧占比较高。公司折旧总金额自 2020 起逐渐下降，2022 年共计折旧固定资产 52.3 亿元，较 2020 年减少 4.8 亿。从折旧类型看，公司折旧以房屋建筑物和机器设备为主，2022 年公司全年计提固定资产折旧 52.3 亿，其中房屋及建筑物 38.1 亿，占比 73%；机器设备 13.1 亿，占比 25%；其余部分折旧仅占 2%。公司投产电站多于近 10 年内建造，受政策影响，移民安置补偿款及耕地占用费较高，上述费用分摊计入房屋及建筑物（包括大坝），致使房屋及建筑物费用占总折旧费用比例高。

图 26：2018-2022 年公司历年固定资产折旧总金额（百万元）



资料来源：公司年报，德邦研究所

图 27：2018-2022 年公司固定资产折旧构成



资料来源：公司年报，德邦研究所

公司水轮机折旧迎来拐点，预计 24、25 年合计释放 9.56 亿利润。公司机器设备折旧主要由水轮机和发电机构成，公司建设投资时间较为集中，且折旧年限仅 12 年，低于大多可比公司。预计功果桥、糯扎渡、龙开口水电站水轮机折旧将于 2024-2026 年陆续计提完毕，共计 16 台机组设备（810 万千瓦）。根据侯保荣等所著的《水利发电设备和主要建筑物腐蚀成本及费用》，水电项目的基本投资构成中，机电设备购置和安装费约占 18%～25%，我们假设公司水电站机器设备占投资额的比重为 21.5%。参考功果桥、糯扎渡、龙开口水电站投资规模分别为 89.03 亿元、450.06 亿元、174.12 亿元，以折旧年限 12 年测算机组年均折旧费用，预测 2024 和 2025 年公司存量水电机组折旧分别减少 3.49 亿元和 6.08 亿元，合计释放 9.56 亿利润。

表 5：2024-2026 年陆续计提完毕的水电机组

电站	机组	购置日期	折旧到期	装机容量(万千瓦)
功果桥水电站	1 号水轮发电机	2012/6/21	2024	22.5
	2 号水轮发电机	2012/5/23	2024	22.5
糯扎渡水电站	1 号水轮发电机	2014/6/1	2026	65
	2 号水轮发电机	2014/3/1	2026	65
	3 号水轮发电机	2013/12/1	2025	65
	4 号水轮发电机	2013/9/1	2025	65
	5 号水轮发电机	2013/6/1	2025	65
	6 号水轮发电机	2013/3/1	2025	65
	7 号水轮发电机	2012/12/1	2024	65
	8 号水轮发电机	2012/9/1	2024	65
	9 号水轮发电机	2012/8/1	2024	65
龙开口水电站	1 号水轮发电机	2013/6/2	2025	36
	2 号水轮发电机	2013/5/1	2025	36
	3 号水轮发电机	2014/1/31	2026	36
	4 号水轮发电机	2013/8/1	2025	36
	5 号水轮发电机	2013/12/1	2025	36

资料来源：公司招股书，证券之星官网，德邦研究所测算

表 6：同行业可比公司水轮机折旧年限对比

公司名称	折旧方法	折旧年限
华能水电	平均年限法	12 年
长江电力	平均年限法	18 年
国投电力	平均年限法	12-18 年
桂冠电力	平均年限法	18 年

资料来源：各公司公告，各公司官网等，德邦研究所

表 7：公司主要电站折旧费用预测（亿元）

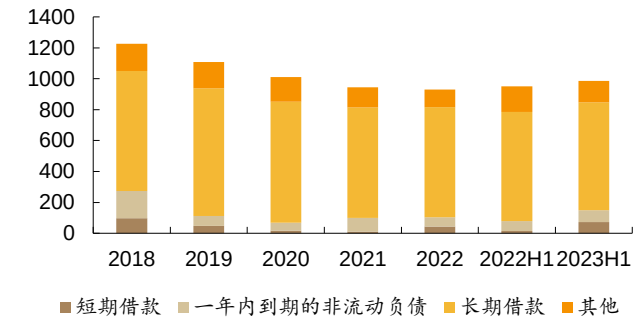
电站	投资规模（亿元）	机组总数量（台）	预计到期机组数量（台）	折旧年限（年）	单个机组年均折旧费用（亿元）	2024 年折旧费用下降预测	2025 年折旧费用下降预测	2026 年折旧费用下降预测
功果桥水电站	89.03	4	2	12	0.399	0.80	0	0
糯扎渡水电站	450.06	9	9	12	0.896	2.69	3.58	1.79
龙开口水电站	174.12	5	5	12	0.624	0.00	2.50	0.62
合计						3.49	6.08	2.42

资料来源：公司招股书，国家材料腐蚀与防护科学数据中心，德邦研究所测算（未考虑残值）

3.2. 负债规模走低，财务费用下降趋势明确

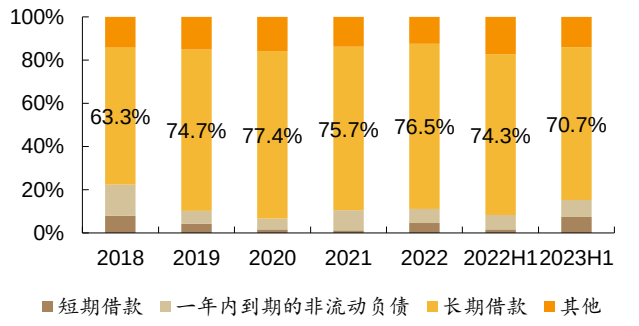
公司负债规模下降，负债结构持续优化。2018-2022 年，公司负债规模持续降低，由 1226 亿降至 931 亿，同时资产负债率连年下降。公司持续优化负债结构，积极扩展低利率融资渠道，通过低利率资金提前置换存量债务，有效控制负债成本，长期借款占比稳中有升，截至 2023H1，公司负债规模达 986 亿，其中长期借款 697 亿，占比 70.7%，较 2018 年提升 7.38pct，有利于降低还款压力。

图 28：2018-2023H1 公司负债结构（亿元）



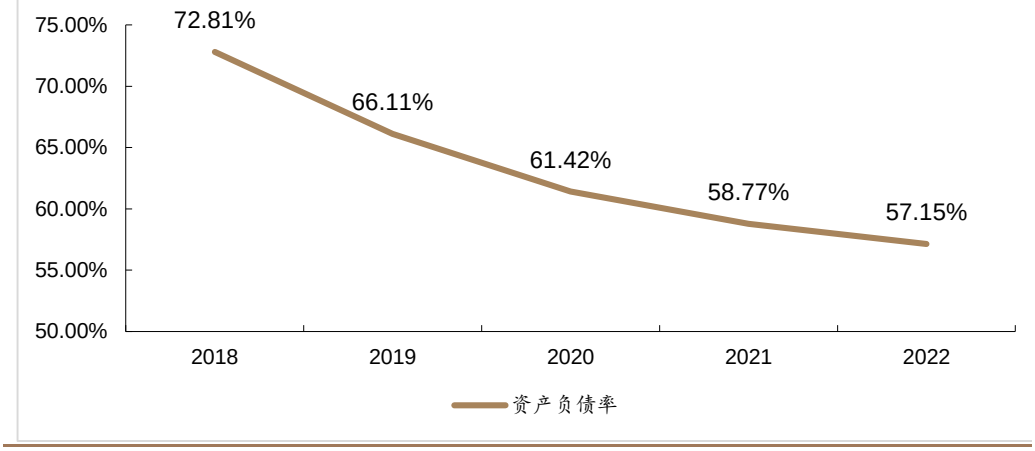
资料来源：同花顺 iFind，公司公告，德邦研究所

图 29：2018-2023H1 公司长期借款占比



资料来源：同花顺 iFind，公司公告，德邦研究所

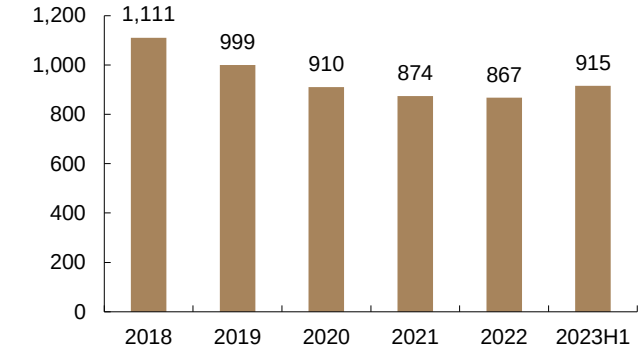
图 30：2018-2022 年公司资产负债率



资料来源：同花顺 iFind，公司公告，德邦研究所

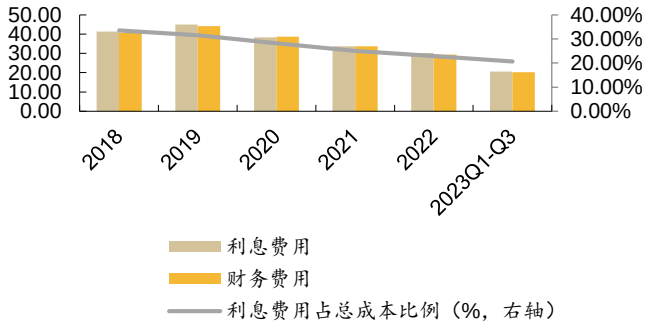
有息负债和利息费用总体呈现下降的趋势。2018-2023H1，公司有息负债规模整体持续降低，由 1111 亿元降至 915 亿元。得益于有息负债规模和融资成本率下降，公司财务费用和利息费用逐步下降，其中利息费用自 2019 年的 44.99 亿降至 2023Q1-Q3 的 20.59 亿元，共下降 23.98 亿元；利息费用占营业总成本的比例也由 2019 年的 31.54%降至 2023Q1-Q3 的 20.65%，共下降 10.88pct。

图 31：2018-2023H1 公司有息负债规模（亿元）



资料来源：公司公告，同花顺 iFind，德邦研究所

图 32：2018-2023Q1-Q3 公司财务费用及利息费用（亿元）



资料来源：公司公告，同花顺 iFind，德邦研究所

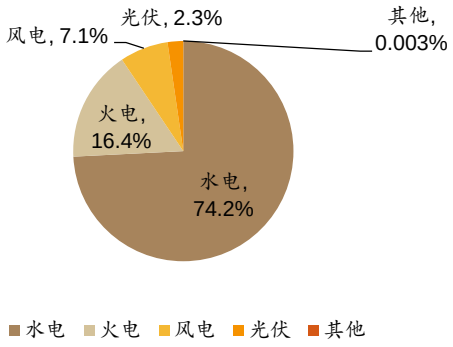
4. 电价：云南用电偏紧，送粤电量量价均稳健

4.1. 云南省内：电力消纳明显改善，电价有望保持坚挺

云南省发电结构以水电为主，电价水平偏低。截至 2023 年，从云南省发电结构来看，水力、火力、风力、光伏以及其他发电量分别为 2897.6 亿千瓦时、640.3 亿千瓦时、277.2 亿千瓦时、89.88 亿千瓦时、1167 万千瓦时，各占 74.2%、16.4%、7.1%、2.3%、0.003%，整体省内发电以水力发电为主。根据全国电价水平，2023

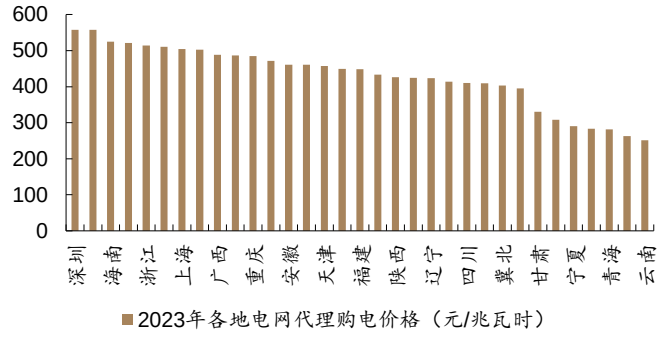
年全国 33 地（除西藏）电网企业代理平均购电价格为 428.77 元/兆瓦时，其中云南省的平均代理购电价格全国最低，仅为 251.17 元/兆瓦时。

图 33：2023 年云南省发电量结构占比图



资料来源：Wind，云南省能源局官网，德邦研究所

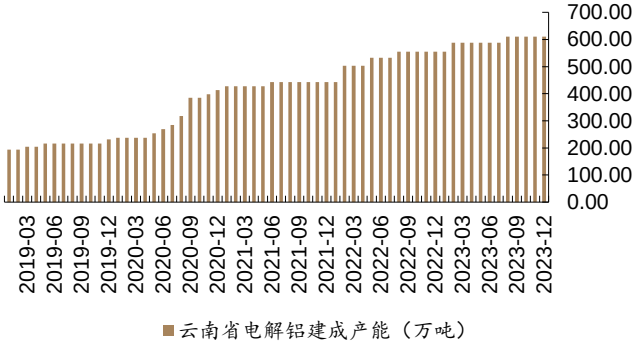
图 34：2023 年各省电网企业代理购电平均价格



资料来源：北极星售电网，德邦研究所

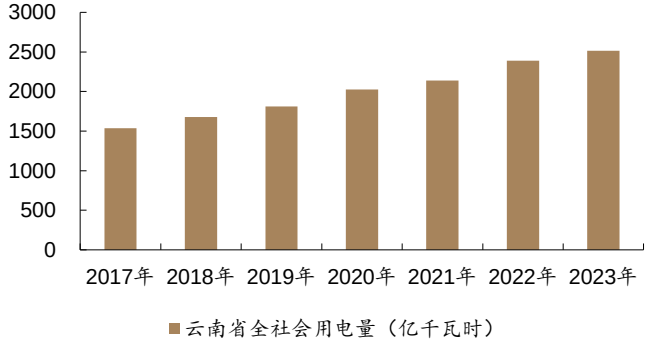
云南省高耗能产业产能大幅增长，推动省内用电量提升。根据云南省政府于 2017 年发布的《云南省人民政府关于推动水电硅材加工一体化产业发展的实施意见》，计划依托水电清洁能源优势进一步延伸硅产业链，目标于 2020 年前 5 户工业硅企业产能产量提高 50%以上。2022 年云南省发展和改革委员会推出新政，计划到 2024 年，规模以上涉铝工业企业实现倍增、突破 60 家，绿色铝产业链产值力争达到 3500 亿元左右。2019-2023 年，云南省电解铝建成产能从 194 万吨增长到 610 万吨，增长了约 214.4%；高耗能产业产能的提升带动云南省用电量快速增长，2019-2023 年云南省全社会用电量由 1812 亿千瓦时增长至 2513 亿千瓦时，年均增长率达 8.52%。

图 35：云南省电解铝建成产能大幅增长



资料来源：同花顺 iFind、德邦研究所

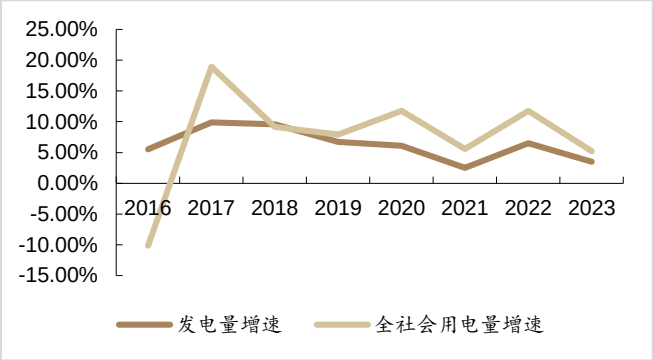
图 36：云南省用电量持续增长



资料来源：同花顺 iFind，云南省能源局官网，德邦研究所

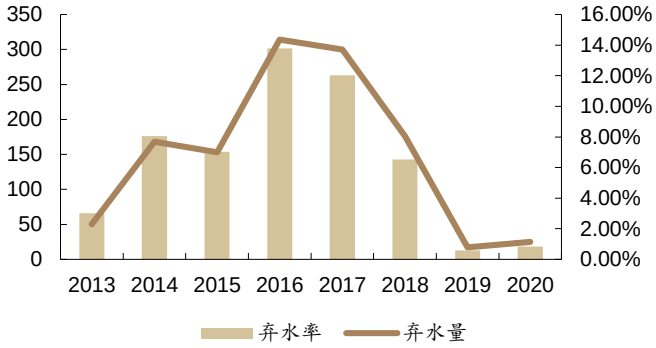
供需关系改善，云南省弃水率大幅降低。自 2017 年起，云南省装机容量增速整体低于用电量增速，发电量增势趋缓。据昆明电力交易中心预测，2024 年云南省仍将面临电力电量“双缺”的局面，同时叠加大工业用电需求的增加以及新能源投产等不确定因素，电力供需形势复杂多变。供需关系改善带来弃水率的下降，云南省弃水电量在 2016 年达到历史最高点 314 亿千瓦时，此后随着政府下发多份文件引入高耗能产业，用电需求持续提升，云南省弃水情况大幅改善，2019 年弃水电力仅 17 亿千瓦时。2016-2023 年，云南省用电量年均增速达 10.0%，显著高于发电量 5.5%的年均增速。

图 37：近年云南省用电量增速高于发电量增速



资料来源：同花顺 iFind，云南能源局，德邦研究所

图 38：云南省弃水量与弃水率（亿千瓦时）



资料来源：同花顺 iFind，云南省统计局，云南省人民政府，北极星风力发电网，德邦研究所。注：2017 年弃水量为近 300 亿度。

云南省推进电力市场化改革，推动高耗能企业阶梯电价。云南省作为全国首批电力市场改革试点省份之一，率先开展电力市场化交易，截至 2024 年 1 月，省内电力市场化及交易累计规模已突破 10000 亿千瓦时，2023 年省内市场化交易电量占全社会用电量比重达 68.6%，稳居全国前列。此外，云南省积极落实完善国家统一高耗能行业阶梯电价制度，取消高耗能行业优惠类电价政策。随着电解铝企业用电价格电力市场化交易方式的推进，我们预计云南电价还有提升空间，2024 年 1 月云南电网代理购电价格达 313.6 元/Mwh，环比+5.9%，同比+12.7%。

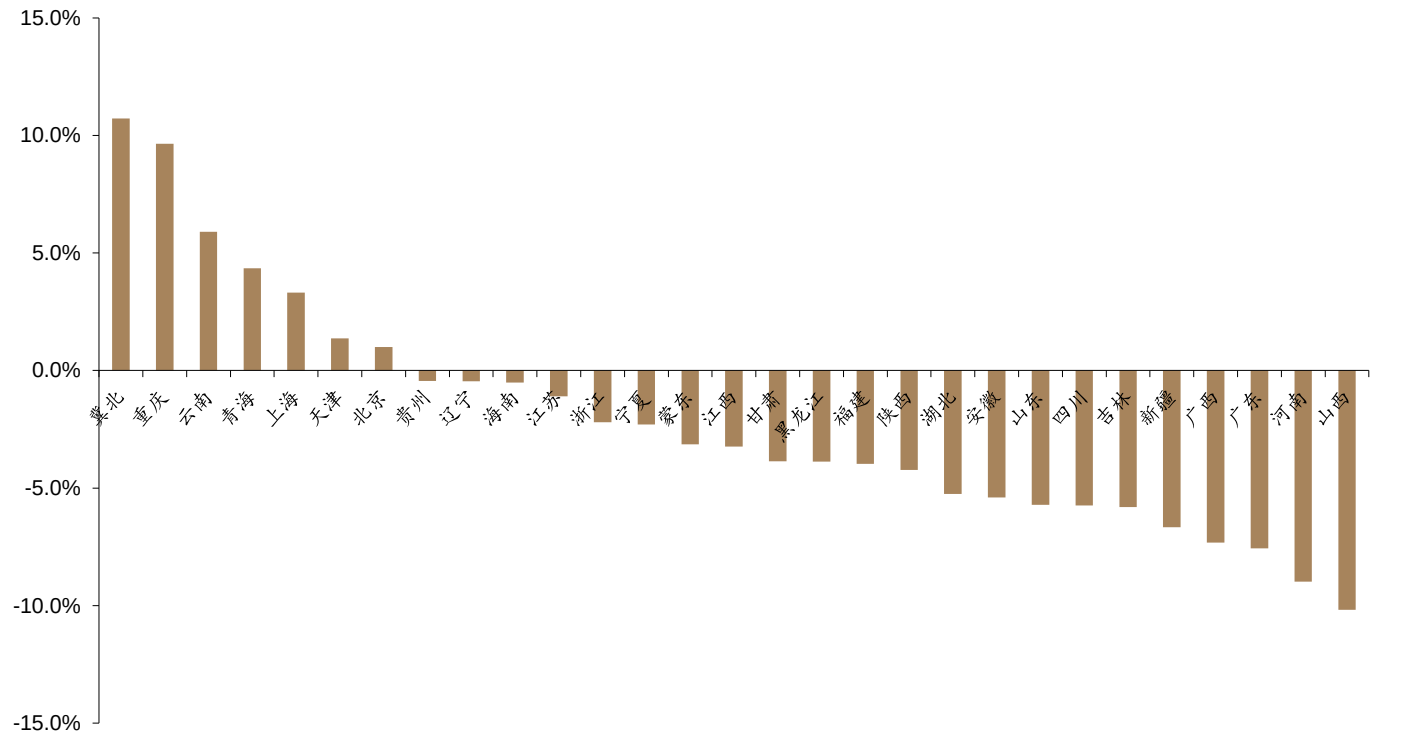
表 8：云南省关于高耗能行业阶梯电价制度的相关政策

时间	政策	部门	主要内容
2021/8/26	《国家发展改革委关于完善电解铝行业阶梯电价政策的通知》	国家发改委	完善阶梯电价分档和加价标准，基于清洁能源利用水平动态调整加价标准，严禁对电解铝行业实施优惠电价政策，完善加价电费资金管理使用制度，加强阶梯电价执行情况监督检查。
2021/10/23	《云南省发展和改革委员会关于加快推进燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	云南省发改委	自 2021 年 10 月 15 日起，云南省燃煤发电电量全部进入电力市场，交易价格在“基准价+上下浮动 20%”范围内形成，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制。

2021/11/1	云南省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于完善电解铝行业阶梯电价政策的通知	云南省发改委	自 2022 年 1 月 1 日起，云南省内电解铝企业用电阶梯电价标准按照《国家发展改革委关于完善电解铝行业阶梯电价政策的通知》（发改价格〔2021〕1239 号）规定的分档、加价标准执行。全省范围内已经实施和组织的对电解铝行业的优惠电价政策立即取消。电解铝企业用电价格依法依规通过电力市场化交易方式形成。
2022/2/18	《关于落实促进工业经济平稳增长若干政策的通知》	云南省发改委等 12 部门	坚持绿色发展，整合差别电价、阶梯电价、惩罚性电价等差别化电价政策，建立统一的高耗能行业阶梯电价制度。
2022/3/26	《云南省人民政府办公厅关于推动落后和低端低效产能退出的实施意见》	云南省政府	严格落实价格政策，认真落实现行差别电价、阶梯电价政策。在国家整合差别电价、阶梯电价、惩罚性电价等差别化电价政策后，建立统一的高耗能行业阶梯电价制度，对能效达到基准水平的存量企业和能效达到标杆水平的在建、拟建企业用电不加价，未达到的根据能效水平差距实施阶梯电价。
2022/5/26	云南省人民政府办公厅关于印发云南省“十四五”环保产业发展规划的通知	云南省政府	深化资源性产品价格改革，严格执行差别电价、阶梯电价、阶梯水价政策。

资料来源：国家发改委官网，云南省发改委官网，云南省政府官网，德邦研究所

图 39：24 年 1 月各省代理电价环比涨跌幅



资料来源：北极星售电网，各省电力公司官网，德邦研究所

4.2. 外送广东量价有保障

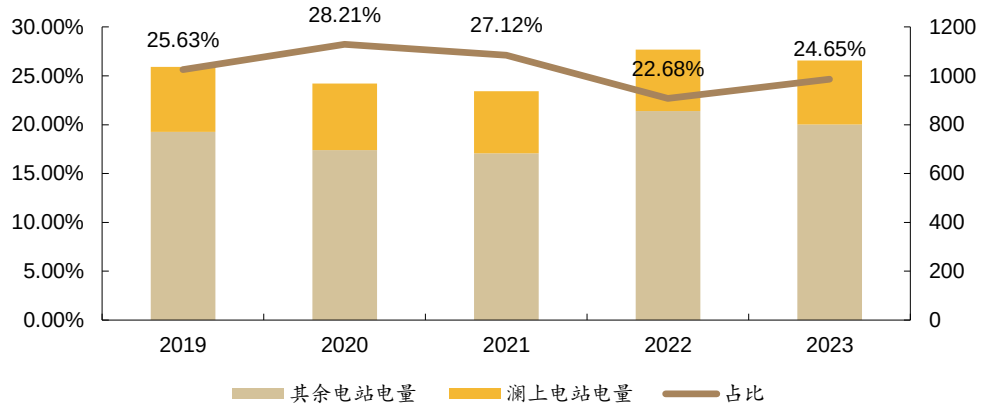
公司外送电量主要分为两大部分：（1）点对网送广东；（2）网对网进入云南电网转南方电网送广东、广西。

4.2.1. 点对网送广东

电量：澜上电站上网电量占比近 25%。点对网送广东电量由公司经营管理的

澜沧江上游五座水电站（苗尾、大华桥、黄登、里底、乌弄龙）完成。2023 年澜上五座水电站合计上网电量达 261.85 亿千瓦时，占公司总上网电量的 24.65%，较 2022 年提高 2.0pct；厂用电率为 0.59%，优于公司整体平均（0.77%）。

图 40：2019-2023 年公司澜上五座电站上网电量（亿千瓦时）及占比



资料来源：公司 2019-2023 年发电量公告，德邦研究所

电价：保量保价占比高。参考《华能澜沧江水电股份有限公司 2021-2023 年澜沧江上游水电站送电广东购售电合同公告》，公司澜上五座电站外送广东电价主要由三部分构成：

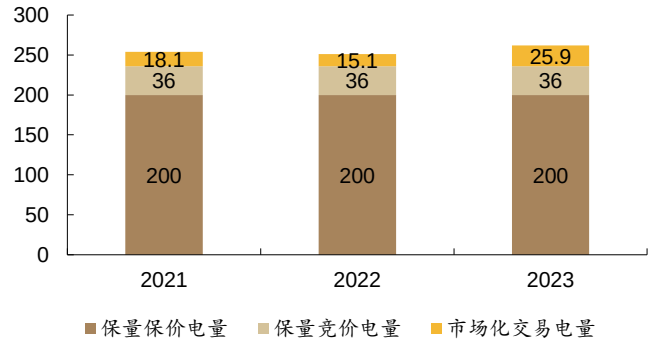
（1） **保量保价电量电价：**2021-2023 年澜沧江上游水电站送广东保量保价电量上网电价 300 元/兆瓦时（含税）；保量保价电量为 200 亿千瓦时（上网侧）。

（2） **保量竞价电量电价：**参照广东省内当月市场化交易电量（包括年度长协和月度竞价）的加权平均降幅确定，具体公式如下：各月保量竞价电量上网电价= 300 元/兆瓦时一当月广东省内市场化交易电量（包括年度长协和月度竞价）的加权平均降幅；保价竞价电量为 36 亿千瓦时。

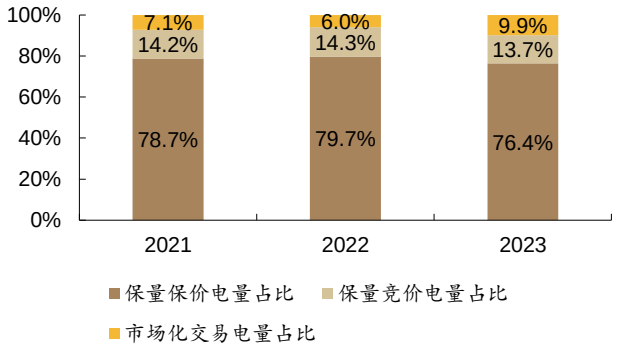
（3） **市场化交易电量电价：**市场化交易电量上网电价=市场化交易电量落地电价-输电方一输电价-输电方二输电价-输电方二线损电价；超过年度优先发电计划电量（236 亿千瓦时）的上网电量全部认定为市场化交易电量。

图 41：2021-2023 年澜上电站各类型电量（单位：亿千瓦时）

图 42：2021-2023 年澜上电站各电量占比



资料来源：公司 2021-2023 年发电量公告，《华能澜沧江水电股份有限公司 2021-2023 年澜沧江上游水电站送电广东购售电合同公告》，德邦研究所



资料来源：公司 2021-2023 年发电量公告，《华能澜沧江水电股份有限公司 2021-2023 年澜沧江上游水电站送电广东购售电合同公告》，德邦研究所

4.2.2. 网对网送广东、广西

公司澜沧江中下游电站通过“网对网”方式参与西电东送，2022 年度送电量约占中下游电站上网电量的 40%左右。参考《“十四五”云电送粤框架协议》《“十四五”云电送桂框架协议》，十四五期间，云南省西电东送协议年计划电量 1452 亿千瓦时，其中云电送粤协议计划电量 1233 亿千瓦时，云电送桂协议计划电量 219 亿千瓦时，占比分别为 84.9%、15.1%。

5. 盈利预测及投资建议

5.1. 盈利预测

核心假设：

1）新增装机量：公司在建托巴水电站装机容量 140 万千瓦，计划于 2024 年投产完毕；硬梁包水电站 111.6 万千瓦，预计 24 年 6 月首台机组投产，25 年 4 月全部投产。预计 2023-2025 年公司风电新增装机规模为 0、30、56.5 万千瓦；光伏新增装机规模为 120、132、300 万千瓦。

2）利用小时数：预计 2023-2025 年水电机组平均利用小时数分别为 4112/4112/4112 小时；风电机组利用小时数分别为 2889/2744/2607 小时；光伏机组利用小时数分别为 838/1173/1173 小时。

3）上网电价：我们预计未来三年云南电力供应依旧偏紧，水电上网电价小幅上涨。

表 9：公司营收预测（单位：亿元）

业务类别	项目	2021	2022	2023E	2024E	2025E
电力	营业收入	201.72	211.01	233.55	249.17	279.54
	营收增速	19.88%	21.45%	10.68%	6.69%	12.19%
	营业成本	91.59	92.05	97.80	106.40	120.46
	毛利率	54.60%	56.38%	58.13%	57.30%	56.91%
其他	营业收入	0.29	0.41	0.41	0.41	0.41
	营收增速	-13.90%	40.14%	0.00%	0.00%	0.00%
	营业成本	0.07	0.07	0.16	0.16	0.16
	毛利率	75.38%	83.12%	60.00%	60.00%	60.00%
合计	营业收入	202.02	211.42	233.96	249.58	279.95
	营收增速	4.93%	4.65%	10.66%	6.68%	12.17%
	营业成本	91.66	92.12	97.96	106.56	120.62
	毛利率	54.63%	56.43%	58.13%	57.30%	56.91%

资料来源：公司公告，德邦研究所测算

5.2. 投资建议

公司作为水电龙头企业，随着 2024、2025 年托巴、硬梁包水电站陆续投产和风电光伏的建设加速，发电能力有望得到显著提升；同时云南省电力供应紧张，公司售电电价有望继续上行。我们预计公司 2023 年-2025 年营业收入分别为 233.96 亿元、249.58 亿元、279.95 亿元，增速分别达到 10.7%、6.7%、12.2%；归母净利润分别为 79.8 亿元、85.9 亿元、99.4 亿元，增速分别达到 17.3%、7.7%、15.7%。首次覆盖，给予“买入”投资评级。

表 10：可比公司估值

公司代码	公司简称	股价（元）	EPS（元/股）				PE			
			2022	2023E	2024E	2025E	2022	2023E	2024E	2025E
600900.SH	长江电力	24.94	0.94	1.12	1.41	1.49	22.41	22.28	17.69	16.74
600886.SH	国投电力	14.55	0.52	0.94	1.01	1.12	26.03	15.56	14.44	12.94
600674.SH	川投能源	16.35	0.80	1.01	1.03	1.09	16.86	16.12	15.90	15.00
	可比公司平均估值						21.76	17.99	16.01	14.89
600025.SH	华能水电	9.41	0.35	0.44	0.48	0.55	18.86	21.23	19.72	17.05

资料来源：Wind，德邦研究所测算 （股价为 3 月 21 日股价，注：华能水电、长江电力为德邦预测，其他公司盈利预测采用 Wind 一致预测（中位数））

6. 风险提示

1）来水不及预期：

水电来水量对公司的业绩产业较大影响，若流域来水大幅偏离多年平均值，则会对公司的发电量产生较大影响，进而影响公司的业绩。

2）政策风险

水电行业作为公共事业，受到国家相关政府部门的监管，若相关政策产生变化，则对公司的业绩将产生较大影响。

3）电价波动风险

若公司电力交易价格产生较大波动，将会对公司业绩和现金流产生较大影响。

财务报表分析和预测

主要财务指标	2022	2023E	2024E	2025E
每股指标(元)				
每股收益	0.35	0.44	0.48	0.55
每股净资产	3.76	4.03	4.51	5.06
每股经营现金流	0.92	1.04	1.06	1.41
每股股利	0.17	0.00	0.00	0.00
价值评估(倍)				
P/E	18.86	21.23	19.72	17.05
P/B	1.75	2.33	2.09	1.86
P/S	8.01	7.24	6.79	6.05
EV/EBITDA	12.01	12.54	11.88	10.59
股息率%	2.7%	0.0%	0.0%	0.0%
盈利能力指标(%)				
毛利率	56.4%	58.1%	57.3%	56.9%
净利润率	34.4%	36.8%	37.0%	38.1%
净资产收益率	10.0%	11.0%	10.6%	10.9%
资产回报率	4.2%	4.7%	4.7%	5.0%
投资回报率	6.4%	7.0%	6.9%	7.1%
盈利增长(%)				
营业收入增长率	4.7%	10.7%	6.7%	12.2%
EBIT 增长率	9.0%	14.5%	4.7%	11.4%
净利润增长率	16.5%	17.3%	7.7%	15.7%
偿债能力指标				
资产负债率	57.1%	55.8%	53.4%	51.7%
流动比率	0.2	0.2	0.3	0.3
速动比率	0.2	0.2	0.3	0.3
现金比率	0.1	0.1	0.1	0.2
经营效率指标				
应收帐款周转天数	29.5	30.0	42.0	46.0
存货周转天数	1.7	1.6	1.6	1.6
总资产周转率	0.1	0.1	0.1	0.1
固定资产周转率	0.2	0.2	0.2	0.2

现金流量表(百万元)	2022	2023E	2024E	2025E
净利润	6,801	7,978	8,591	9,937
少数股东损益	475	634	645	743
非现金支出	5,472	7,321	7,860	9,001
非经营收益	2,723	2,879	2,773	2,670
营运资金变动	1,147	-76	-857	2,970
经营活动现金流	16,618	18,735	19,012	25,321
资产	-7,906	-13,160	-16,322	-23,402
投资	-95	-271	-136	-148
其他	80	344	361	382
投资活动现金流	-7,921	-13,087	-16,097	-23,167
债权募资	-5,028	1,291	1,291	1,921
股权募资	4,003	0	0	0
其他	-7,422	-6,342	-3,101	-3,023
融资活动现金流	-8,447	-5,051	-1,810	-1,102
现金净流量	286	597	1,105	1,051

利润表(百万元)	2022	2023E	2024E	2025E
营业总收入	21,142	23,396	24,958	27,995
营业成本	9,212	9,796	10,656	12,062
毛利率%	56.4%	58.1%	57.3%	56.9%
营业税金及附加	345	404	435	476
营业税金率%	1.6%	1.7%	1.7%	1.7%
营业费用	43	43	48	54
营业费用率%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
管理费用	437	436	483	547
管理费用率%	2.1%	1.9%	1.9%	2.0%
研发费用	154	125	159	177
研发费用率%	0.7%	0.5%	0.6%	0.6%
EBIT	11,014	12,609	13,195	14,699
财务费用	2,939	3,137	3,028	2,916
财务费用率%	13.9%	13.4%	12.1%	10.4%
资产减值损失	0	0	0	0
投资收益	250	344	361	382
营业利润	8,317	9,816	10,528	12,165
营业外收支	-24	-31	-33	-29
利润总额	8,292	9,786	10,495	12,136
EBITDA	16,532	19,930	21,055	23,700
所得税	1,016	1,174	1,259	1,456
有效所得税率%	12.3%	12.0%	12.0%	12.0%
少数股东损益	475	634	645	743
归属母公司所有者净利润	6,801	7,978	8,591	9,937

资产负债表(百万元)	2022	2023E	2024E	2025E
货币资金	1,855	2,452	3,557	4,608
应收账款及应收票据	1,561	2,351	3,486	3,687
存货	43	42	55	55
其它流动资产	169	226	150	291
流动资产合计	3,629	5,072	7,248	8,641
长期股权投资	3,116	3,185	3,258	3,344
固定资产	124,305	134,480	144,227	159,297
在建工程	22,641	18,384	17,031	16,218
无形资产	6,352	6,203	6,169	6,222
非流动资产合计	159,251	165,330	173,895	188,415
资产总计	162,879	170,402	181,143	197,056
短期借款	4,283	5,574	6,865	8,787
应付票据及应付账款	238	306	128	427
预收账款	1	2	1	2
其它流动负债	16,848	17,549	17,942	20,954
流动负债合计	21,370	23,431	24,936	30,169
长期借款	71,248	71,248	71,248	71,248
其它长期负债	464	464	464	464
非流动负债合计	71,712	71,712	71,712	71,712
负债总计	93,081	95,142	96,648	101,881
实收资本	18,000	18,000	18,000	18,000
普通股股东权益	67,744	72,571	81,163	91,100
少数股东权益	2,054	2,688	3,333	4,076
负债和所有者权益合计	162,879	170,402	181,143	197,056

备注：表中计算估值指标的收盘价日期为 3 月 21 日
资料来源：公司年报（2021-2022），德邦研究所

信息披露

分析师与研究助理简介

郭雪，北京大学环境工程/新加坡国立大学化学双硕士，北京交大环境工程学士，拥有 5 年环保产业经验，2020 年 12 月加入安信证券，2021 年新财富第三名核心成员。2022 年 3 月加入德邦证券，负责环保及公用板块研究。

分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人不保证该等信息的准确性或完整性。分析逻辑基于作者的职业理解，清晰准确地反映了作者的研究观点，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

投资评级说明

1. 投资评级的比较和评级标准： 以报告发布后的 6 个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后 6 个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期市场基准指数的涨跌幅； **2. 市场基准指数的比较标准：** A 股市场以上证综指或深证成指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普 500 或纳斯达克综合指数为基准。	**类 别**	**评 级**	**说 明**
	股票投资评级	买入	相对强于市场表现 20%以上；
		增持	相对强于市场表现 5%~20%；
		中性	相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
		减持	相对弱于市场表现 5%以下。
	行业投资评级	优于大市	预期行业整体回报高于基准指数整体水平 10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%与 10%之间；
		弱于大市	预期行业整体回报低于基准指数整体水平 10%以下。

法律声明

本报告仅供德邦证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。
本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。
市场有风险，投资需谨慎。本报告所载的信息、材料及结论只提供特定客户作参考，不构成投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。在法律许可的情况下，德邦证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。
本报告仅向特定客户传送，未经德邦证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。如欲引用或转载本文内容，务必联络德邦证券研究所并获得许可，并需注明出处为德邦证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。
根据中国证监会核发的经营证券业务许可，德邦证券股份有限公司的经营范围包括证券投资咨询业务。