

长江电力 (600900.SH) 水电龙头资产稀缺，低利率环境配置价值凸显

2026年07月07日

——公司首次覆盖报告

投资评级：买入（首次）
王高展（分析师）
黄懿轩（联系人）

wanggaozhan@kysec.cn

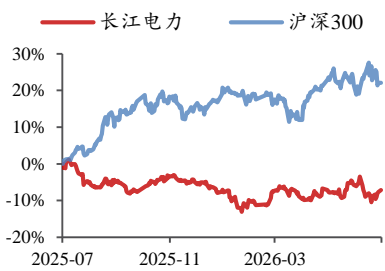
huangyixuan1@kysec.cn

证书编号：S0790525070003

证书编号：S0790125070014

日期	2026/7/6
当前股价(元)	27.19
一年最高最低(元)	30.79/25.38
总市值(亿元)	6,652.91
流通市值(亿元)	6,652.91
总股本(亿股)	244.68
流通股本(亿股)	244.68
近3个月换手率(%)	27.04

股价走势图



数据来源：聚源

● 全球水电龙头资产稀缺，六库联调平台价值突出

长江电力隶属于三峡集团，拥有葛洲坝、三峡、向家坝、溪洛渡、乌东德、白鹤滩六座梯级电站，国内水电装机规模 7169.5 万千瓦。乌东德、白鹤滩资产注入后，公司收入和利润上升，盈利稳定性和现金流质量较高，低利率环境下具备配置价值。我们预计公司 2026-2028 年归母净利润分别为 345.3/348.7/362.6 亿元，当前股价对应 PE 分别为 19.2/19.0/18.3 倍。首次覆盖，给予“买入”评级。

● 水电商业模式稳定，来水修复与联合调度驱动电量增长

水电利用天然水位落差进行发电，不需要消耗燃料，机组寿命较长，度电成本低于其他主流电源。水电成本结构以折旧和财务费用为主，盈利主要受上网电量、上网电价、折旧及财务费用影响。公司六座梯级电站覆盖长江干流关键水电资源，通过联合调度可减少弃水、提升水库平均运行水头，提高水能利用效率。2025 年公司六库联调实现节水增发电量 140.1 亿千瓦时，后续随着来水及利用小时数逐步向历史平均水平回归，公司发电量和水电收入有望保持稳健增长。

● 折旧及财务费用有望下行，高分红凸显低利率环境配置价值

水电站实际使用年限或远高于折旧年限，随着存量机组折旧陆续到期，公司折旧成本有望逐步下降；三峡电站左岸和右岸机组机器设备预计分别在十四五、十五五期间陆续折旧到期。同时，乌东德、白鹤滩资产注入后财务费用阶段性上升，2024-2025 年已呈回落趋势，后续债务结构优化有望推动盈利能力修复。公司经营性现金流长期高于净利润，盈利能力和分红比率稳定且高于行业可比公司。

● 风险提示：来水不及预期；电价波动风险。

财务摘要和估值指标

指标	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入(百万元)	84,492	86,242	87,009	86,825	87,680
YOY(%)	8.1	2.1	0.9	-0.2	1.0
归母净利润(百万元)	32,496	34,503	34,530	34,866	36,260
YOY(%)	19.3	6.2	0.1	1.0	4.0
毛利率(%)	59.1	61.7	59.9	60.1	61.1
净利率(%)	38.5	40.0	39.7	40.2	41.4
ROE(%)	14.8	15.0	13.1	11.7	10.8
EPS(摊薄/元)	1.33	1.41	1.41	1.42	1.48
P/E(倍)	20.4	19.2	19.2	19.0	18.3
P/B(倍)	3.1	3.0	2.6	2.3	2.0

数据来源：聚源、开源证券研究所

目 录

1、 三峡集团水电核心平台，优质资产持续注入夯实龙头地位.....	4
1.1、 三峡集团水电核心上市平台，六座梯级电站资产完整.....	4
1.2、 股权结构稳定，核心资产权属清晰.....	5
1.3、 乌白资产注入抬升收入利润，盈利能力逐步上升.....	5
1.4、 装机规模领先，六座巨型电站构筑稀缺壁垒.....	6
2、 大水电资产稀缺性强，调节价值有望强化.....	7
2.1、 低成本与高灵活性奠定水电商业模式优势.....	7
2.2、 常规水电开发进程步入中后期，抽蓄、新能源成为新增量.....	8
3、 长江电力资源禀赋优异，大水电优势凸显.....	10
3.1、 六库联调提升水能利用率，调度优势持续兑现.....	10
3.2、 主营水电业务量价稳定，来水支撑发电增长.....	13
3.2.1、 电量：装机规模趋于稳定，发电量主要受来水与联调效率影响.....	13
3.2.2、 电价：定价机制成熟，上网电价整体保持稳定.....	14
3.3、 抽水蓄能项目储备充足，贡献长期增量.....	16
4、 折旧与财务费用具备下降空间，高分红提升配置价值.....	17
4.1、 存量机组折旧到期释放利润.....	17
4.2、 债务成本下行带动财务费用改善.....	18
4.3、 公司盈利和现金流质量高，分红稳定.....	20
5、 盈利预测与估值.....	21
5.1、 核心假设与盈利预测.....	21
5.2、 估值与评级.....	22
6、 风险提示.....	23
附：财务预测摘要.....	24

图表目录

图 1： 三峡集团业务覆盖水电、新能源等板块，长江电力为水电核心上市平台.....	4
图 2： 长江电力持续承接集团优质水电资产，逐步形成六库联调格局.....	4
图 3： 三峡集团为公司控股股东，核心资产平台权属清晰.....	5
图 4： 公司营业收入在乌白资产注入迈上新台阶.....	5
图 5： 公司归母净利润随资产扩容稳步增长.....	5
图 6： 公司盈利能力整体维持在较高水平.....	6
图 7： 财务费用为公司主要费用.....	6
图 8： 长江电力装机规模显著领先主要水电上市公司.....	6
图 9： 公司六座核心电站单站装机规模领先.....	7
图 10： 水电度电成本显著低于其他主流电源.....	7
图 11： 水光互补，提高新能源发电利用率.....	8
图 12： 常规水电装机增速放缓，抽水蓄能保持较快增长.....	9
图 13： 风光新增装机快速扩张，显著高于水电新增规模.....	9
图 14： 2021 年我国水电装机占比 14.91%.....	10
图 15： 2025 年我国水电装机占比 9.82%.....	10
图 16： 正常蓄水位和防洪限制水位是电站水库的两个重要运行水位.....	10
图 17： 三峡-葛洲坝梯级水利枢纽协同配合.....	11

图 18: 梯级联合调度减少弃水, 提高水能利用率.....	11
图 19: 梯级联合调度提升水库平均运行水头.....	12
图 20: 长江电力通过梯级及区域联合调度实现全流域协同效应.....	12
图 21: 2003 年三峡水库投运后, 葛洲坝电站来水波动减小, 发电量平稳提升.....	13
图 22: 2025 年长江电力六库联调实现节水增发电量 140.1 亿千瓦时.....	13
图 23: 公司装机容量与发电量随电站投产和并表实现多次阶跃提升.....	13
图 24: 公司六座梯级电站发电量整体稳定, 年度波动主要受来水影响.....	14
图 25: 广东、广西、江苏市场化交易电价阶段上行后回落.....	16
图 26: 2015 年-2025 年公司上网电价 (元/兆瓦时).....	16
图 27: 乌白并表后公司营业总成本明显上升.....	17
图 28: 折旧及财务费用为营业总成本主要构成.....	17
图 29: 2016-2022 年长江电力折旧稳步下降, 平均每年减少 2.29 亿元.....	18
图 30: 公司历次资产注入后资产负债率脉冲上升, 之后逐步回落.....	19
图 31: 公司历次资产注入后财务费用脉冲上升, 之后逐步回落.....	19
图 32: LPR 下行推动市场利率中枢下移.....	19
图 33: 公司平均债务成本率持续下降.....	19
图 34: 公司净利率整体高于主要可比公司.....	20
图 35: 公司净现比高, 现金流充裕.....	20
图 36: 公司分红比例长期处于较高水平.....	21
表 1: 水电是优秀的灵活性电源.....	8
表 2: 按水库调节能力不同可大致分为日或周调节、季调节、年调节、多年调节四类.....	11
表 3: 公司存量水电站扩机及容量调整空间合计约 437.5 万千瓦.....	14
表 4: 水电上网电价主要包括成本加成、标杆电价、倒推电价和市场化定价四类.....	15
表 5: 长江电力六座水电站消纳区域及电价定价方式.....	15
表 6: 公司抽水蓄能项目储备充足, 预计 2028 年后陆续投产.....	17
表 7: 挡水建筑物折旧年限约 50 年, 机器设备折旧年限约 20 年.....	18
表 8: 盈利预测.....	22
表 9: 公司估值高于可比公司均值.....	23

1、三峡集团水电核心平台，优质资产持续注入夯实龙头地位

1.1、三峡集团水电核心上市平台，六座梯级电站资产完整

长江电力聚焦水电主业，是三峡集团水电运营核心上市平台。三峡集团是全球领先的清洁能源集团，业务覆盖水电、新能源、生态环保等；其中，长江电力作为集团控股上市公司，主要从事大型水电站运营管理。乌东德、白鹤滩资产注入完成后，公司拥有葛洲坝、三峡、向家坝、溪洛渡、乌东德、白鹤滩六座梯级电站全部发电资产，国内水电装机规模达到 7179.5 万千瓦。

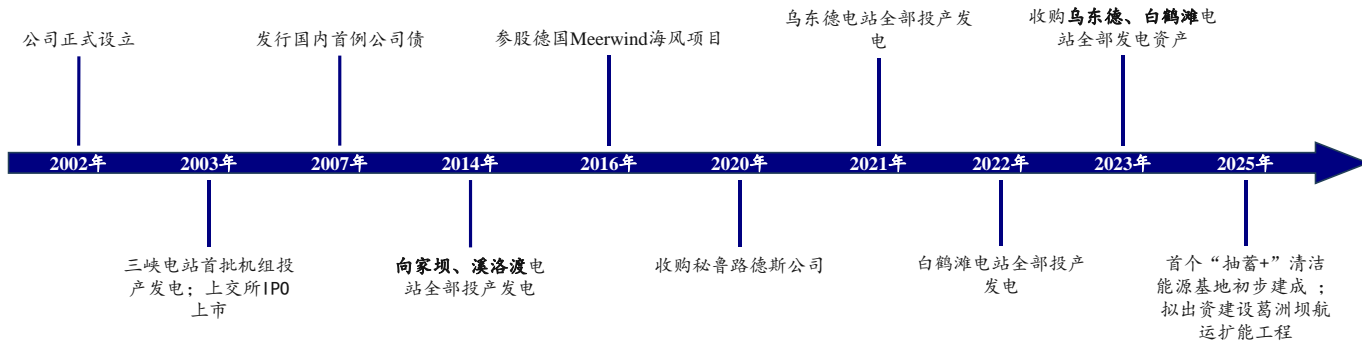
图1：三峡集团业务覆盖水电、新能源等板块，长江电力为水电核心上市平台



资料来源：三峡集团官网、长江电力官网、开源证券研究所

长江电力成立于 2002 年；2003 年在上海证券交易所上市；上市初期，公司主要运营葛洲坝电站和三峡电站相关发电资产。此后，公司持续承接集团优质水电资产，先后完成向家坝、溪洛渡以及乌东德、白鹤滩四大水电站资产整合，逐步形成覆盖长江干流及金沙江下游的六座梯级电站运营格局。2023 年乌东德、白鹤滩电站资产收购完成后，公司水电装机规模进一步提升。近年来，公司在巩固大型水电主业的同时，逐步拓展抽水蓄能、新能源、国际业务等方向，2025 年首个“抽蓄+”清洁能源基地初步建成，葛洲坝航运扩能工程拟投入建设。

图2：长江电力持续承接集团优质水电资产，逐步形成六库联调格局

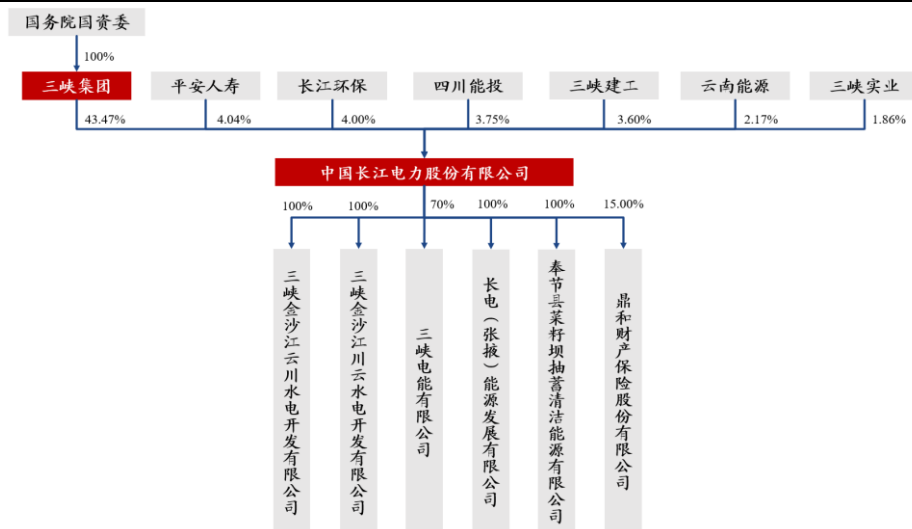


资料来源：长江电力官网、三峡集团官网、开源证券研究所

1.2、股权结构稳定，核心资产权属清晰

公司控股股东为三峡集团，实际控制人为国务院国资委，股权结构整体稳定。三峡集团直接持有公司 43.47% 股份，为公司第一大股东；长江环保、三峡建工、三峡实业分别持股 4.00%、3.60%、1.86%，均为三峡集团体系内股东。公司下属核心资产平台清晰，川云公司和云川公司均由公司 100% 控股，分别持有溪洛渡、向家坝以及乌东德、白鹤滩电站资产；同时，公司通过三峡电能有限公司、奉节县菜籽坝抽水蓄能有限公司等主体布局配售电、抽水蓄能等业务延展方向。

图3：三峡集团为公司控股股东，核心资产平台权属清晰

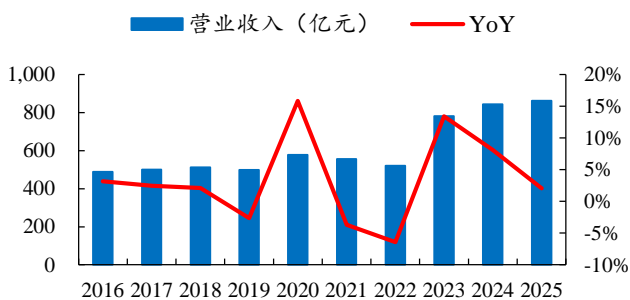


资料来源：ifind、开源证券研究所

1.3、乌白资产注入抬升收入利润，盈利能力逐步上升

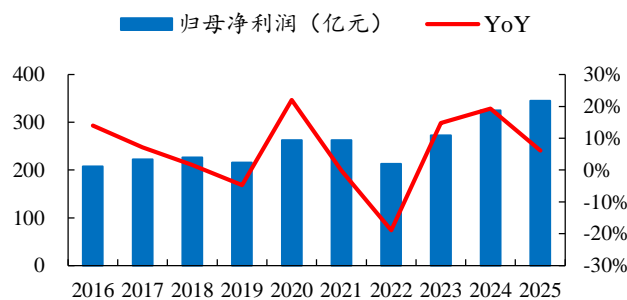
乌白资产注入后，公司收入与利润规模显著抬升。2016-2022 年，公司营业收入整体维持在 500 亿元左右；2023 年，乌东德、白鹤滩电站资产注入后，公司营业收入提升至 781.12 亿元，同比增长 50.04%。2024/2025 年，得益于来水持续改善、六库联调提质增效，公司营业收入提升至 844.92/862.42 亿元，同比增长 8.17%/2.07%；归母净利润提升至 324.96/345.03 亿元，同比增长 19.30%/6.17%。

图4：公司营业收入在乌白资产注入迈上新台阶



数据来源：Wind、开源证券研究所

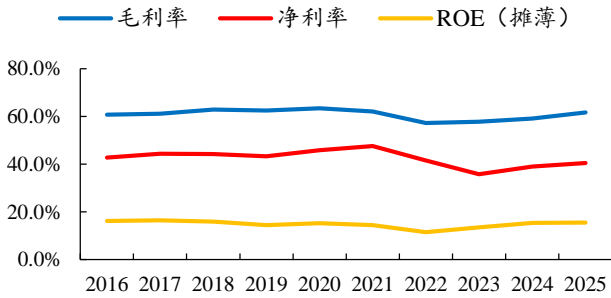
图5：公司归母净利润随资产扩容稳步增长



数据来源：Wind、开源证券研究所

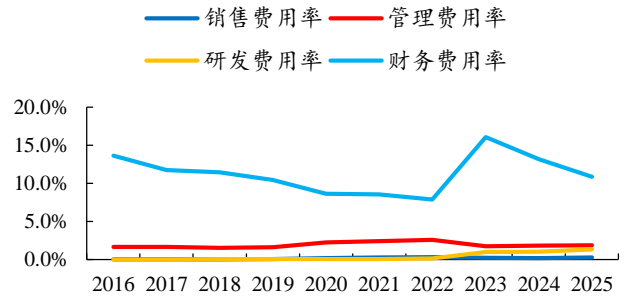
公司盈利能力保持较高水平，费用端以财务费用为主。2016-2025年，公司盈利能力整体维持在较高区间，2022-2023年受来水偏枯影响短期承压，2024-2025年逐步修复，2025年公司毛利率/净利率/ROE分别为61.67%/40.52%/15.90%。财务费用率为公司主要费用项，2016-2022年整体呈下降趋势，由13.65%降至7.86%；2023年受乌东德、白鹤滩资产注入后有息负债及利息费用增加影响，财务费用率升至16.07%，随后2024/2025年回落至13.17%/10.87%。

图6：公司盈利能力整体维持在较高水平



数据来源：Wind、开源证券研究所

图7：财务费用为公司主要费用

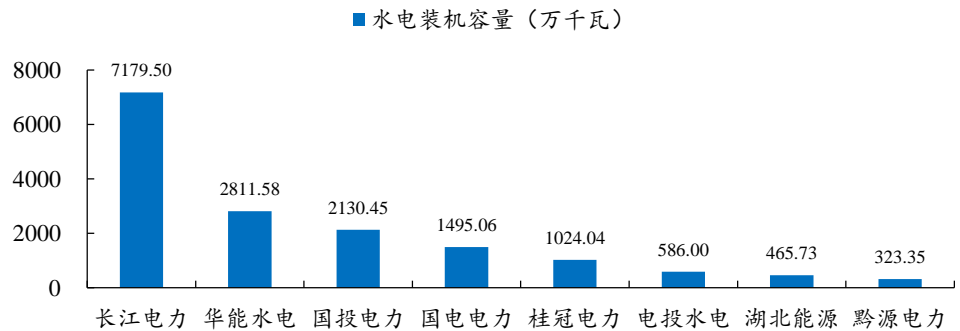


数据来源：Wind、开源证券研究所

1.4、装机规模领先，六座巨型电站构筑稀缺壁垒

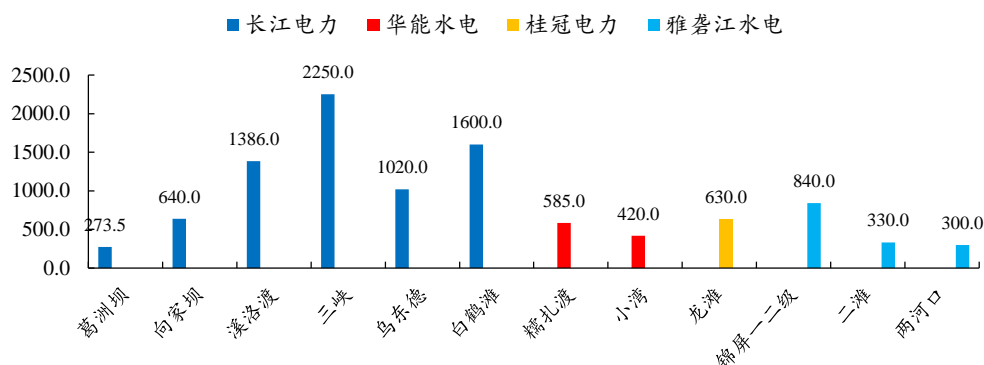
公司装机规模领先。国内优质大型水电资源稀缺，公司运营乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝、三峡五座大型水电站，装机规模高于可比公司。截至2025年末，公司水电总装机容量7179.5万千瓦，其中境内六座电站装机容量7169.5万千瓦。

图8：长江电力装机规模显著领先主要水电上市公司



数据来源：各公司公告、开源证券研究所

公司坐拥全球领先的大水电资产，单站装机规模优势突出。公司运营三峡、白鹤滩、溪洛渡、乌东德、向家坝、葛洲坝六座巨型水电站，装机容量分别为2250.0/1600.0/1386.0/1020.0/640.0/273.5万千瓦，其中三峡、白鹤滩、溪洛渡均为千万千瓦级巨型水电站。华能水电糯扎渡、小湾装机容量分别为585.0/420.0万千瓦，桂冠电力龙滩规划装机容量630.0万千瓦，雅砻江水电锦屏一二级合计840.0万千瓦，二滩、两河口分别为330.0/300.0万千瓦。

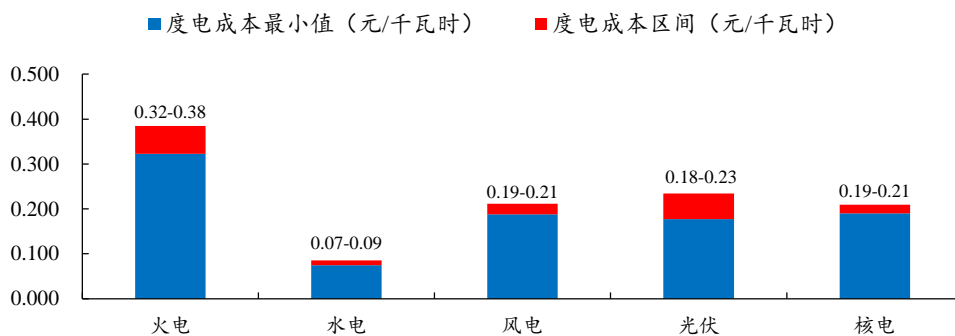
图9：公司六座核心电站单站装机规模领先


数据来源：各公司公告、开源证券研究所

2、大水电资产稀缺性强，调节价值有望强化

2.1、低成本与高灵活性奠定水电商业模式优势

水电发电成本低，具备成本优势。水电利用天然水位落差进行发电，不需要消耗燃料，机组寿命较长，度电成本低于其他主流电源。根据各公司年报数据测算，2025年代表水电公司的度电成本区间约为0.07-0.09元/千瓦时，低于火电的0.32-0.38元/千瓦时，也低于风电、光伏及核电约0.18-0.23元/千瓦时的成本区间。

图10：水电度电成本显著低于其他主流电源


数据来源：各公司报告、开源证券研究所（注：样本公司含长江电力、国电电力、节能风电、三峡能源、中国核电等）

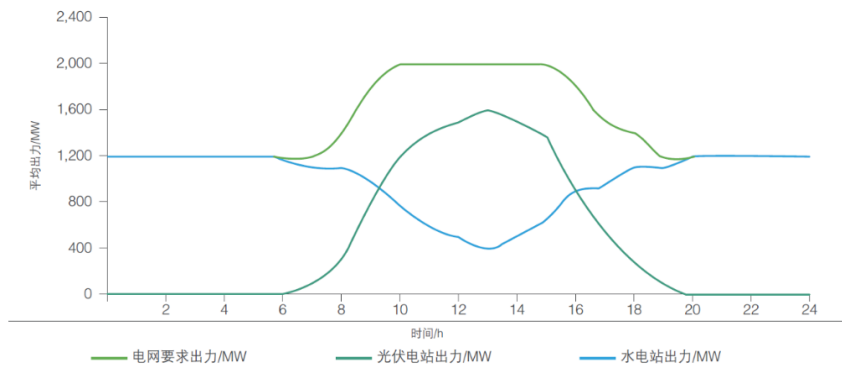
水电是优秀的灵活性电源。目前，我国电力电量总体呈现“电量平衡有余，季节性用电高峰期间电力平衡能力偏紧”的特点。水电站机组开机灵便、迅速，从停机状态到满负荷运行仅需1min~2min时间，能够满足调峰和备用需求。大规模新能源并网影响系统原有功率供需平衡机制，负荷反调节特性十分明显，水电站可调节出力范围大，可承担电网调峰调频、事故备用、调节新能源出力波动的重任。

表1: 水电是优秀的灵活性电源

电源类型	调峰时效性	功率调整幅度	机组爬坡速率	备注
煤电	一般	装机容量 30%-100%	常规 1-2%/min	未经灵活性改造最小功率为 70%，改造后可达 30%
气电	较好	装机容量 0%-100%	常规 20%/min	高温气体直接驱动气轮机做功，灵活性高于蒸汽轮机
水电	最好	装机容量 0%-100%	常规 50-100%/min	调峰能力受库容影响

资料来源：长江电力价值手册、开源证券研究所

水光互补，提高新能源发电利用率。风、光资源在时空上的随机性、间歇性所导致的风、光出力的频繁波动，极大地加剧了电网调峰、调频的压力，对电力系统的安全稳定运行影响较大。充分发挥水电调节速度快、能源可存储等优点，能有效缓解间歇性能源出力波动给电力系统带来的影响，更好地发挥促消纳、保安全作用。以西南区域可再生能源开发基地为例，拓展水风光储一体化基地建设，可以充分利用有效库容调节风光出力波动，成为了风、光等多能互补开发的重要互补能源，这也是目前解决大规模间歇性能源电力外送的有效途径之一。

图11: 水光互补，提高新能源发电利用率


资料来源：长江电力价值手册

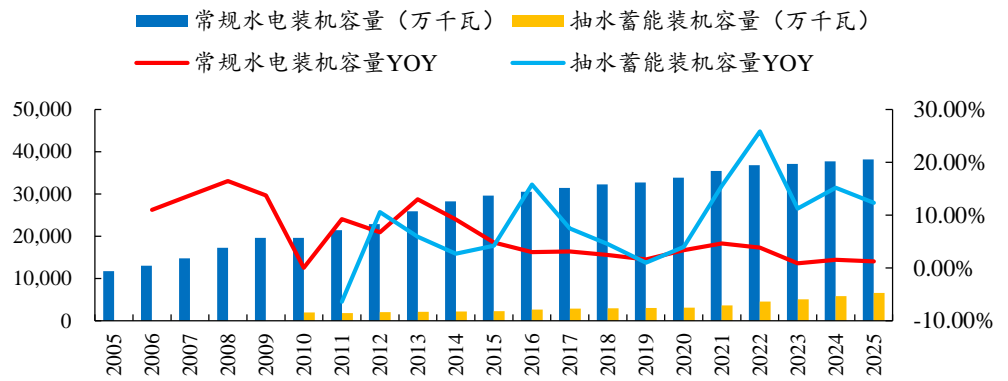
2.2、常规水电开发进程步入中后期，抽蓄、新能源成为新增量

常规水电开发进程步入中后期，优质水电资源日益稀缺。根据水电水利规划设计总院发布的《中国可再生能源发展报告 2023 年度》，我国水力资源技术可开发量约 6.87 亿千瓦，年发电量约 3 万亿千瓦时；截至 2025 年末，我国水电累计装机容量约 4.48 亿千瓦，其中常规水电装机约 3.82 亿千瓦，按技术可开发量测算，常规水电开发比例已超过 55%。2005-2025 年我国水电装机由 1.17 亿千瓦提升至 3.82 亿千瓦，复合增速约 6.1%；但随着水电开发程度提升，2015-2025 年常规水电装机复合增速降至约 2.6%，2025 年同比增长约 1.3%。从资源分布看，剩余待开发水电资源主要集中在西南上游及生态敏感区域，项目开发面临地质条件复杂、交通配套不足、环境保护及移民安置要求较高等约束，开发难度和建设周期明显抬升。

抽水蓄能在建项目丰富，装机增长确定性较强。根据国家能源局发布的《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035 年)》，到 2025 年我国抽水蓄能投产总规模达到 6200 万千瓦以上，到 2030 年投产总规模达到 1.2 亿千瓦左右。截至 2025 年末，我国抽水蓄能装机容量约 6594 万千瓦，已提前完成 2025 年规划目标；较 2024 年末新增约 725

万千瓦，同比增长约 12.4%。从中长期看，抽水蓄能作为电力系统重要调节电源，兼具调峰、填谷、储能、调频、调相和紧急事故备用等功能，在新能源装机快速提升背景下需求持续增加。按照 2030 年 1.2 亿千瓦投产目标测算，2025-2030 年我国抽水蓄能装机复合增速约 12.7%，仍有望保持较快增长。

图12：常规水电装机增速放缓，抽水蓄能保持较快增长



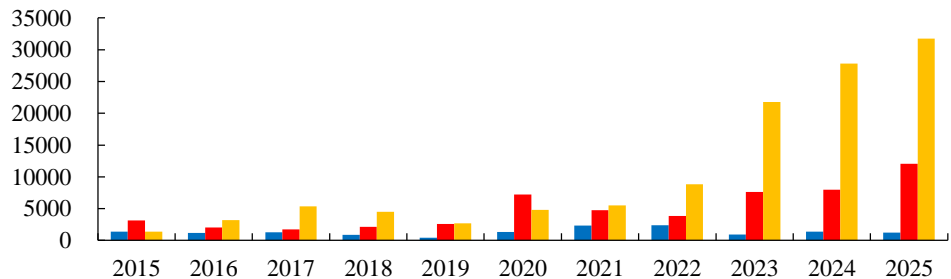
数据来源：iFind、开源证券研究所

相较于水电，风电、光伏新增装机增长更快。2021-2025 年，我国新增水电装机 8256 万千瓦，新增风电装机 3.63 亿千瓦，新增太阳能发电装机 9.56 亿千瓦。装机结构方面，2021-2025 年，太阳能发电装机占比由 12.89%提升至 30.88%，风电装机占比由 13.82%提升至 16.45%，常规水电装机占比由 14.91%下降至 9.82%。

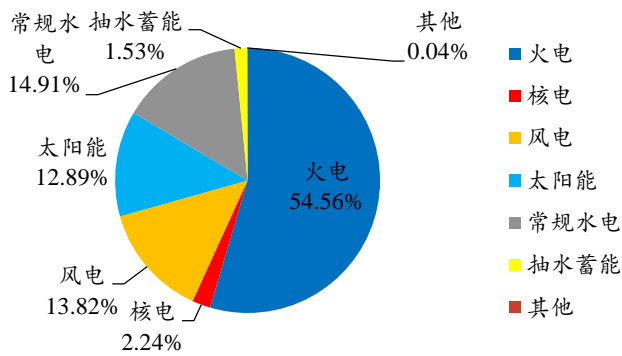
水风光一体化发展有望打开水电企业成长空间。随着风电、光伏装机快速提升，电力系统对灵活调节资源的需求持续增加，具备流域调节能力和送出通道优势的水电基地，有望成为风光新能源消纳和联合调度的重要平台。长江电力依托长江干流六座梯级电站，具备较强的流域联合调度能力，后续可通过水风光互补、抽水蓄能及新能源项目拓展，进一步提升综合能源运营能力。

图13：风光新增装机快速扩张，显著高于水电新增规模

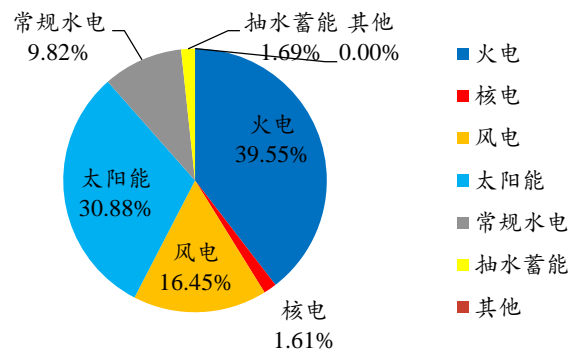
■ 新增发电装机容量:水电 (万千瓦) ■ 新增发电装机容量:风电 (万千瓦)
■ 新增发电装机容量:太阳能 (万千瓦)



资料来源：iFind、开源证券研究所

图14：2021年我国水电装机占比14.91%


资料来源：iFind、开源证券研究所

图15：2025年我国水电装机占比9.82%


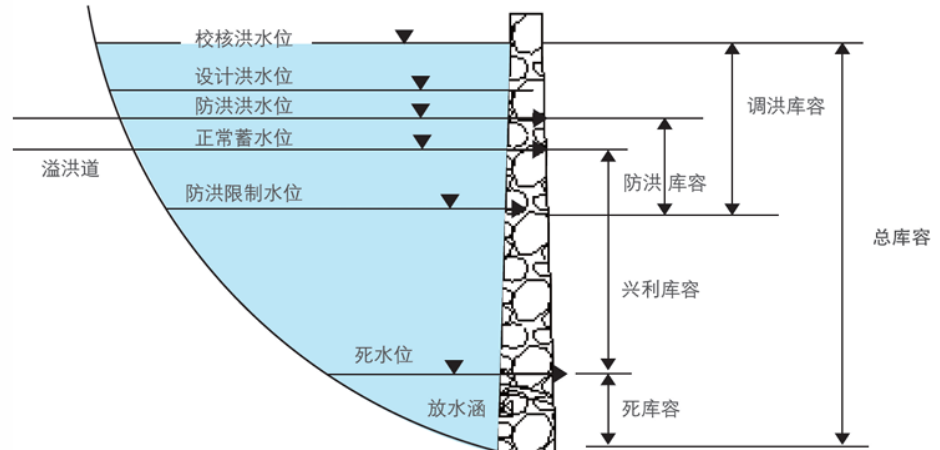
资料来源：iFind、开源证券研究所

3、长江电力资源禀赋优异，大水电优势凸显

3.1、六库联调提升水能利用率，调度优势持续兑现

正常蓄水位和防洪限制水位是水电站水库的两个重要运行水位。正常蓄水位指水库在正常运用情况下，为充分发挥防洪、发电、航运、生态补水等综合功能蓄到的最高水位；防洪限制水位指水库为满足拦蓄洪水的需要，在汛期需要保持的水位。

水电站水库正常蓄水位与死水位之间的容积为兴利库容，又称调节库容。在入库天然径流一定的情况下，调节库容愈大，水能资源利用愈充分，水电站各时段的出力和发电量愈均匀，对满足各综合利用部门要求的能力也愈强。

图16：正常蓄水位和防洪限制水位是电站水库的两个重要运行水位


资料来源：长江电力价值手册

调节库容与多年平均年径流量之比称为库容系数，通常用来衡量水库调节能力。由于河川径流在年内、年际分布不同，不同调节性能的水库对库容系数的要求有较大的差别。当调节库容能容纳设计枯日日来水量的30%~50%时，可进行日调节；库容系数为2.5%~20%时，可进行季调节；当库容系数达到20%~30%时，可进行年调节；当库容系数大于30%时，便可进行多年调节。高层次调节水库有条件同时进行较低层次的调节，如多年调节水电站，可同时进行年、季、周、日调节。

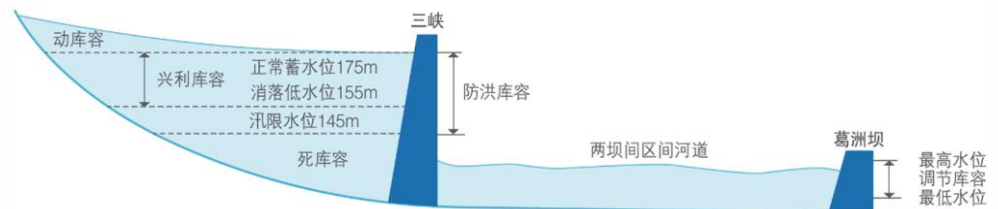
表2: 按水库调节能力不同可大致分为日或周调节、季调节、年调节、多年调节四类

调节能力	库容系数	代表电站	主要作用
日或周调节	30%~50%	葛洲坝	日内、周内调峰。
季调节	2.5%~20%	三峡、向家坝、乌东德、二滩	年内出力变化幅度较大,大多需要和火电或调节能力强的水电站与之配合,枯水期担任峰荷,丰水期担任基荷。
年调节	20%~30%	溪洛渡、白鹤滩、锦屏一级	年内出力变化幅度较小,但不具备多年径流量调节能力,平水年和丰水年平均出力大于枯水年出力。
多年调节	大于30%	小湾、糯扎渡、两河口	不论在丰水期还是在枯水期,常年出力稳定,绝大部分电量属于保证电能,担负调峰、调频、事故备用等任务。

资料来源: 长江电力价值手册、各公司债券募集说明书、全国雨水情信息网、开源证券研究所

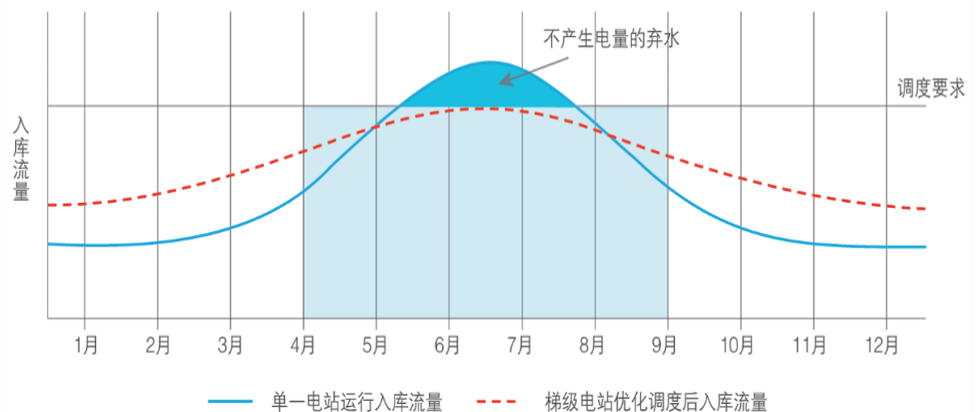
充分运用水库调节库容,通过梯级联合调度减少弃水。随着水库电站的投产,按主汛期蓄水、枯水期腾库发电的方式运行,可将主汛期下游电站无法利用的洪水拦蓄到枯水期发电,提高下游电站的水资源利用率,在不影响主汛期下游梯级电站发电能力的情况下,增加了枯水期的发电量,提高机组利用小时数,改善电站的经济性。以长江流域为例,三峡电站机组过流能力大于葛洲坝电站,当预报三峡来水大于葛洲坝机组过流能力时,可以暂时拦蓄超额来水,降低三峡电站的发电流量,来匹配葛洲坝电站机组,尽量让来水依次通过三峡、葛洲坝电站机组过流,从而增葛洲坝电站的发电量,提高发电效益。同时,葛洲坝水库是三峡水利枢纽的航运反调节水库,配合三峡水库进行下泄非恒定流的日调节,协同配合提高水能利用率。

图17: 三峡-葛洲坝梯级水利枢纽协同配合



资料来源: 长江电力价值手册

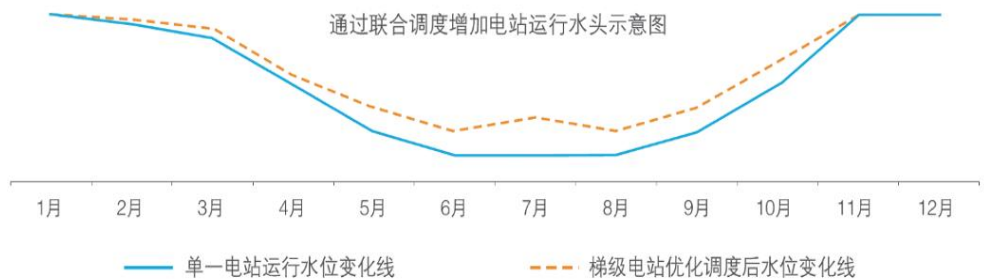
图18: 梯级联合调度减少弃水,提高水能利用率



资料来源: 长江电力价值手册

梯级联合调度提升水库平均运行水头。在满足防洪要求的前提下，通过联合调度适当提前每年的汛后蓄水时间，延迟汛前水位消落时间，尽量在非汛期保持较高的平均运行水头。另外，充分利用汛期洪水资源，在保证安全的前提下，把部分洪水留在水库，待洪峰过后，再经水轮发电机组泄至下游，这样不仅增加了发电流量，同时也提高了汛期水库的平均运行水头。提高水库平均运行水头的方法，简单可以总结为“早蓄水、晚消落、动汛限”。以三峡水库为例，若来水按九十年代以来的平均值考虑，汛期（6月10号-9月10号）库水位抬高1米，三峡电站将增发电量5亿千瓦时左右。

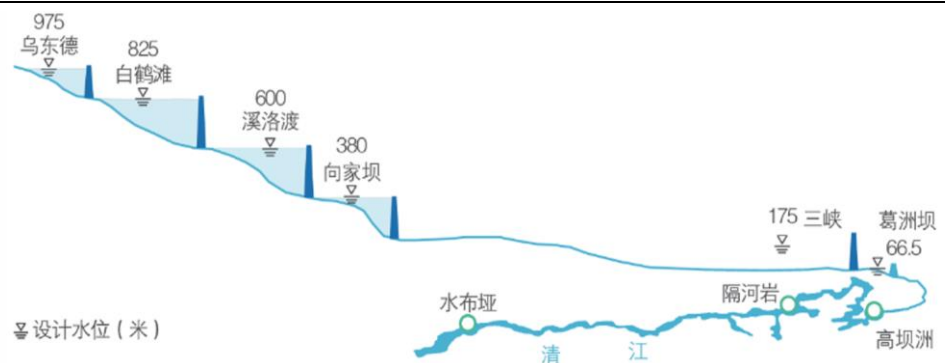
图19：梯级联合调度提升水库平均运行水头



资料来源：长江电力价值手册

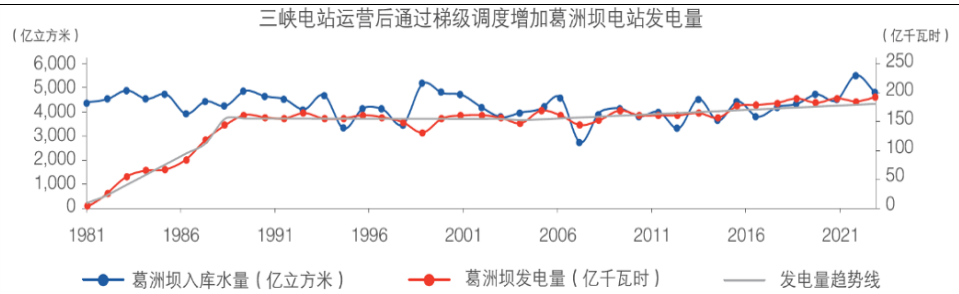
大型水电企业调度具备天然的平台优势，2025年长江电力梯级电站节水增发电量达140.1亿千瓦时。2003年，三峡水库蓄水发电，三峡-葛洲坝梯级水库正式形成；2013年，金沙江流域的溪洛渡电站、向家坝电站投产，形成了由4座水库组成的金沙江下游-三峡梯级水库，联合调度节水增发电量实现稳步提升。2021年，随着乌东德电站全部投产发电，2022年白鹤滩电站全部投产发电，六座巨型电站联合调度格局进一步完善。2025年，公司梯级电站节水增发电量达140.1亿千瓦时，水能利用提高率为4.68%，节水增发能力再创历史新高。

图20：长江电力通过梯级及区域联合调度实现全流域协同效应



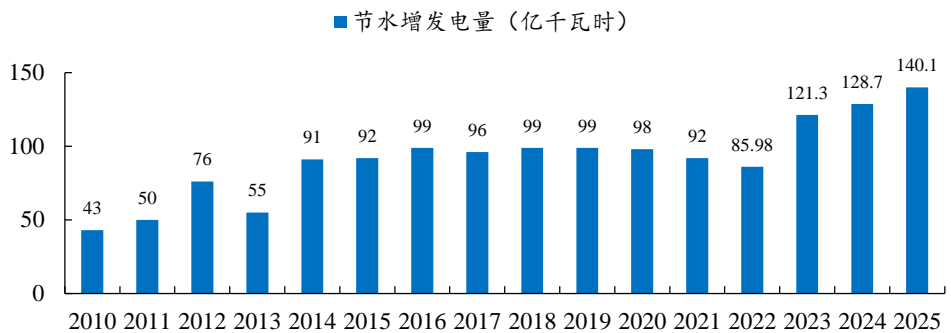
资料来源：长江电力价值手册

图21：2003年三峡水库投运后，葛洲坝电站来水波动减小，发电量平稳提升



资料来源：长江电力价值手册

图22：2025年长江电力六库联调实现节水增发电量140.1亿千瓦时



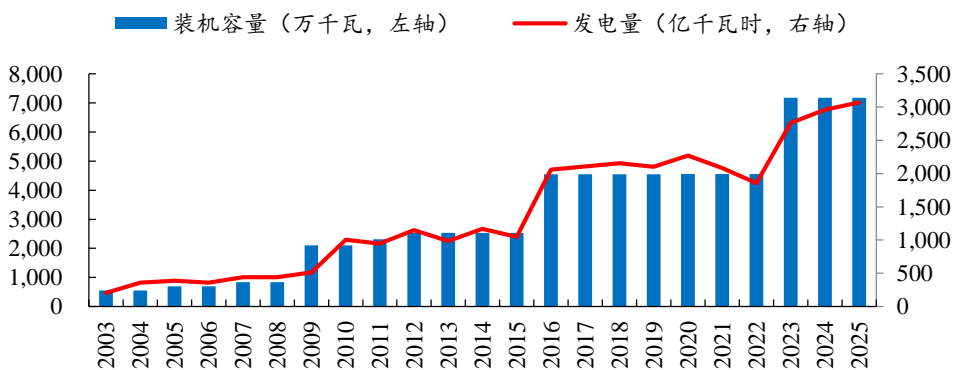
数据来源：长江电力价值手册、长江电力定期报告、开源证券研究所

3.2、主营水电业务量价稳定，来水支撑发电增长

3.2.1、电量：装机规模趋于稳定，发电量主要受来水与联调效率影响

2003-2015年，公司装机容量由551.5万千瓦提升至2527.7万千瓦，主要来自三峡电站机组陆续投产；2016年，公司完成溪洛渡、向家坝电站收购，装机容量跃升至4549.5万千瓦；2023年，公司完成乌东德、白鹤滩电站收购，装机容量进一步增至7179.5万千瓦。发电量方面，受装机扩张与流域来水共同影响，公司发电量持续上升，2025年境内流域梯级电站发电量达3071.94亿千瓦时，创历史新高。

图23：公司装机容量与发电量随电站投产和并表实现多次阶跃提升



数据来源：公司公告、开源证券研究所

公司多个存量水电站仍具备扩机增容潜力。公司存量机组增容主要来自葛洲坝、向家坝、溪洛渡三座水电站，其中，葛洲坝扩机增容空间合计约 127.5 万千瓦，主要包括扩机 80 万千瓦及已于 2022 年底完成的机组容量调整 47.5 万千瓦；向家坝扩机增容空间合计 184 万千瓦，其中扩机 144 万千瓦、容量调整 40 万千瓦；溪洛渡暂无扩机计划，容量调整空间为 126 万千瓦。公司存量水电机组通过容量调整与扩机改造预计可带来约 437.5 万千瓦装机增量。

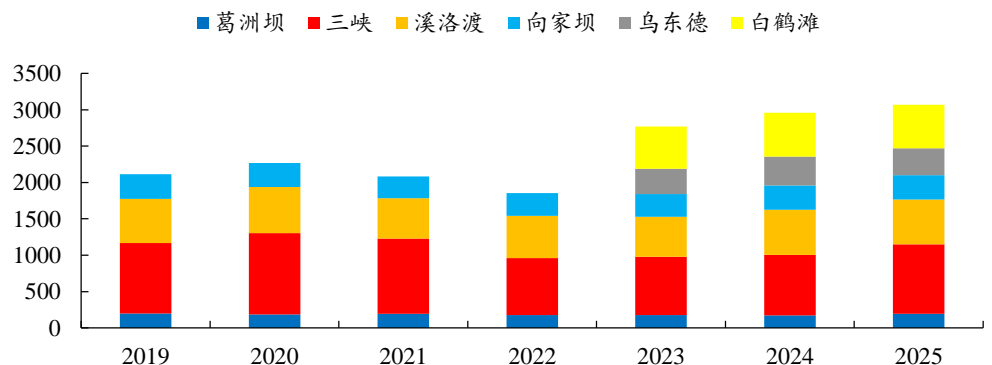
表3：公司存量水电站扩机及容量调整空间合计约 437.5 万千瓦

电站	扩机 (万千瓦)	容量调整 (万千瓦)	总计 (万千瓦)
葛洲坝	80	47.5	127.5
向家坝	144	40	184
溪洛渡	0	126	126

资料来源：公司公告、开源证券研究所

各水电站发电量整体波动不大。2019-2022 年，公司发电量主要由三峡、溪洛渡、向家坝、葛洲坝四座电站贡献，合计发电量基本围绕 2000 亿千瓦时上下波动；2023 年乌东德、白鹤滩注入后，公司发电量上升，2023-2025 年总发电量维持在约 2760-3070 亿千瓦时区间。分电站看，三峡电站仍为核心发电主体，溪洛渡、向家坝贡献相对稳定，乌东德、白鹤滩并表后成为重要增量来源。

图24：公司六座梯级电站发电量整体稳定，年度波动主要受来水影响



资料来源：iFnd、Wind、公司公告、开源证券研究所

3.2.2、电价：定价机制成熟，上网电价整体保持稳定

水电上网电价主要包括成本加成、标杆电价、倒推电价和市场化定价四类。早期或部分特殊水电项目多采用成本加成方式，依据项目成本、合理利润和税费核定电价；省内中小水电通常适用标杆电价。跨省跨区送电的大型水电站多采用倒推电价，即从受电端落地电价扣除输电价和线损后反推上网电价。随着电力市场化推进，部分跨省跨区送电量也逐步通过市场化交易协商定价。

表4：水电上网电价主要包括成本加成、标杆电价、倒推电价和市场化定价四类

定价类型	价格公式	定价机制	适用
成本加成	价格=成本+利润+税费	按发电项目经营期（水电 30 年）或剩余经营期核定平均上网电价	2001 年 4 月前已建水电站（曾实行还本付息价格）；2001 年 4 月后投产中小型水电站，且所在省份未公布标杆价格；2001 年 4 月后投产部分大型水电站
标杆电价	价格=标杆电价	以本省省级电网企业平均购电价格为基础，考虑电力市场供求变化趋势和水电开发成本制定，在同一地区实行统一的标杆电价	2001 年 4 月后投产中小型、非跨省统调水电站，且所在省份公布标杆价格
倒推电价	价格=落地价-（输电价+线损）	受电省市电厂同期平均上网电价水平确定落地电价，扣除现行输电价格和线损倒推确定上网电价；落地价与燃煤发电标杆电价联动	大部分跨省跨区送电水电站
市场化定价	价格=市场化交易电量价格	落地省根据市场化交易电量协商确定	部分跨省跨区送电水电站

资料来源：长江电力价值手册、开源证券研究所

长江电力六座水电站消纳区域和电价定价方式各不相同。葛洲坝电站投产较早，电价采用成本加成方式；三峡电站电量在华中、华东及广东等区域消纳，电价主要采用落地倒推机制；溪洛渡、向家坝电站承担西南水电外送任务，电价兼具倒推电价和市场化定价特征；乌东德电站主要送广东、广西和云南，广东、广西电量以倒推机制和市场化交易为主，云南留存电量参考省内市场化交易价格；白鹤滩电站主要送江苏、浙江并留存四川、云南，过渡期后电价逐步转向市场化协商定价。

表5：长江电力六座水电站消纳区域及电价定价方式

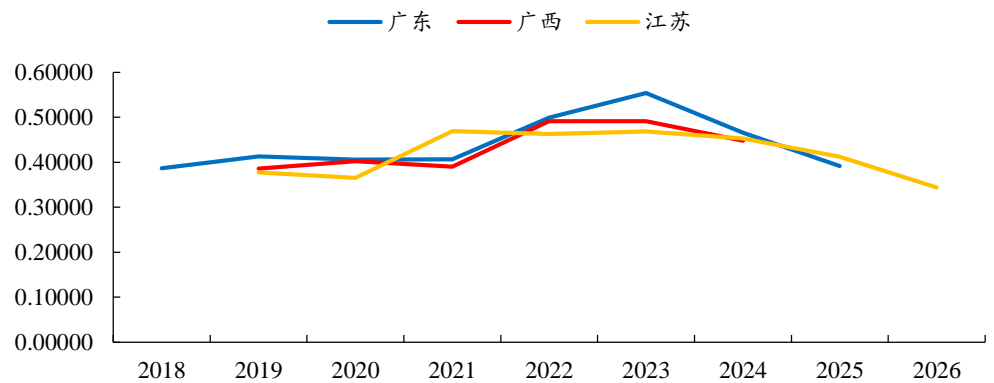
电站名称	丰水期	枯水期	电价定价方式
葛洲坝	华中、华东区域	华中、华东区域	成本加成
三峡	广东 50%、华东 50%，超过区域设计输电能力送华中消纳	广东 16%、华东 32%和华中 52%按电量比例消纳	落地倒推
向家坝	上海	四川 15%、云南 15%和上海 70%	倒推电价+市场化电价
溪洛渡	浙江 50%、广东 50%	四川 15%、云南 15%、浙江 35%、广东 35%	倒推电价+市场化电价
乌东德	送广东、广西和云南	送广东、广西和云南；留存云南电量按云南省内市场化交易平均价格	倒推电价+市场化电价
白鹤滩	外送浙江、江苏；留存四川、云南	留存四川 100 亿千瓦时；置换留存云南 40 亿千瓦时；其余外送浙江、江苏消纳	市场化电价

资料来源：《长江电力价值手册 2022》、公司公告、国家发改委，开源证券研究所

2022-2023 年，受燃煤发电上网电价市场化改革推进、年度交易价格上涨等因素影响，广东、广西、江苏省市场化交易电价有所上行，其中广东由 2021 年约 0.4067 元/千瓦时升至 2023 年约 0.5539 元/千瓦时；广西 2022-2023 年维持在约 0.4916 元/千瓦时；江苏 2022-2023 年价格约 0.46-0.47 元/千瓦时。

2024 年以后，市场交易电价逐步回落。广东 2024 年降至约 0.4656 元/千瓦时，2025 年进一步降至约 0.3919 元/千瓦时；广西 2024 年降至约 0.4482 元/千瓦时；江苏 2024 年降至约 0.4529 元/千瓦时，2025 年降至约 0.4125 元/千瓦时。

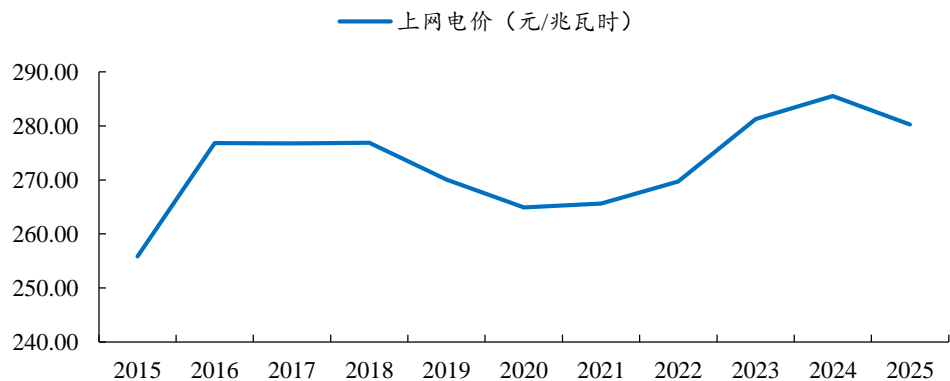
图25：广东、广西、江苏市场化交易电价阶段上行后回落



数据来源：各省电力市场公告、开源证券研究所

2015-2025 年，公司上网电价整体较为稳定。2016-2018 年维持在约 277 元/兆瓦时，2019-2021 年有所下降，2022 年起回升，2024 年达到 285.52 元/兆瓦时，2025 年小幅回落至 280.28 元/兆瓦时。

图26：2015 年-2025 年公司上网电价（元/兆瓦时）



数据来源：公司公告、开源证券研究所

3.3、抽水蓄能项目储备充足，贡献长期增量

公司积极布局抽水蓄能业务，在建项目储备充足。目前公司已投产运营长龙山抽水蓄能电站，装机容量 210 万千瓦；同时推进甘肃张掖盘道山、安徽休宁里庄、重庆奉节菜籽坝、湖南攸县广寒坪、河南巩义后寺河、江西寻乌等抽水蓄能项目建设，合计在建及推进中装机容量约 800 万千瓦。

抽水蓄能电站实行两部制电价机制，收益确定性相对较强。根据《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，抽水蓄能电站电价由容量电价

和电量电价组成，其中容量电价主要用于回收固定成本并取得合理收益，电量电价通过市场化方式形成，用于反映抽水和发电运行成本。该机制为抽水蓄能项目长期运营收益提供一定保障。

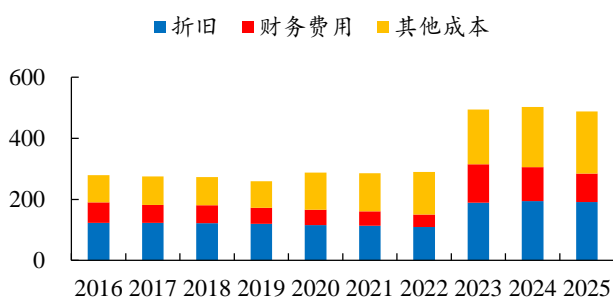
表6：公司抽水蓄能项目储备充足，预计 2028 年后陆续投产

抽水蓄能水电站	装机量 (万千瓦)	状态	预计投产时间
长龙山	210	已投产，目前由公司运维管理	已投产
甘肃张掖盘道山	140	在建	2028 年首台机组投产，2029 年全部投产
安徽休宁里庄	120	已核准，建设推进中	2030 年
重庆奉节菜籽坝	120	在建	2031 年
湖南攸县广寒坪	180	在建	2029 年首台机组投产
河南巩义后寺河	120	在建	2030 年首台机组投产，2031 年全部投产
江西寻乌	120	在建	2030 年首台机组发电，2031 年全面投产

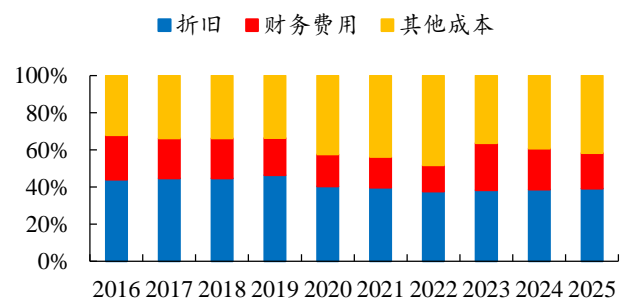
资料来源：公司公告、开源证券研究所

4、折旧与财务费用具备下降空间，高分红提升配置价值

公司成本结构清晰，折旧和财务费用占比较高。2023 年起，公司完成云川公司收购，乌东德和白鹤滩电站纳入合并范围，营业总成本明显上升。2023 年营业总成本为 494.90 亿元，其中折旧费用为 189.65 亿元，财务费用为 125.56 亿元，二者合计占比为 63.69%；2024 年营业总成本为 503.16 亿元，其中折旧费用为 194.22 亿元，财务费用为 111.31 亿元，二者合计占比为 60.72%；2025 年营业总成本为 487.66 亿元，其中折旧费用为 190.89 亿元，财务费用为 93.71 亿元，二者合计占比为 58.36%。

图27：乌白并表后公司营业总成本明显上升


数据来源：Wind、公司公告、开源证券研究所

图28：折旧及财务费用为营业总成本主要构成


数据来源：Wind、公司公告、开源证券研究所

4.1、存量机组折旧到期释放利润

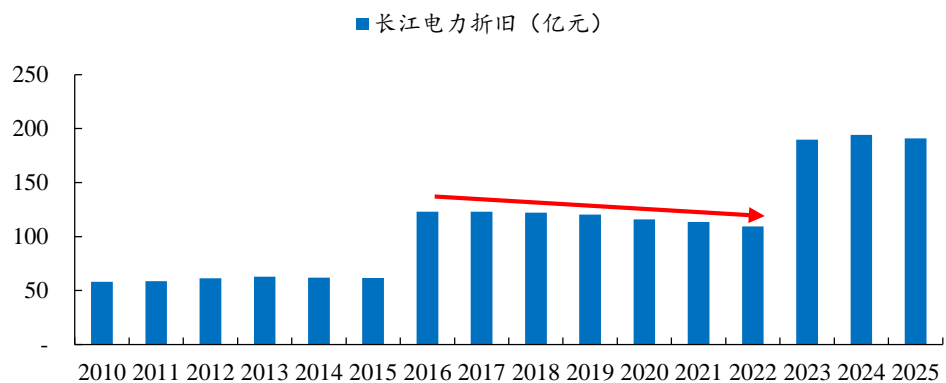
电站使用年限或远高于其折旧年限，折旧到期陆续释放利润。根据公司公告，水电站主要资产挡水建筑物、房屋建筑物、机器设备折旧年限在 50 年、30 年、20 年左右；而 1935 年建成的胡佛水坝至今已使用近 90 年，1981 年投产的葛洲坝电站首台机组至今仍在运行，水电站大坝和机器设备实际使用年限或远高于其折旧年限，未来固定资产折旧陆续到期将逐步释放利润。

表7：挡水建筑物折旧年限约 50 年，机器设备折旧年限约 20 年

类别	折旧方法	平均折旧年限 (年)	残值率	年折旧率
挡水建筑物	直线法	50	-	2%
房屋建筑物	直线法	30	0-3%	3.3%
机器设备	直线法	20	0-3%	5%

资料来源：公司公告、开源证券研究所

三峡电站左岸和右岸机组机器设备预计分别在十四五、十五五期间陆续折旧到期。三峡电站左岸 14 台 70 万千瓦机组于 2003-2005 年投产；右岸 12 台 70 万千瓦机组于 2007-2008 年投产；地下电站 5 台 70 万千瓦机组于 2011-2012 年投产。长江电力 2003-2012 年陆续收购三峡电站 32 台 70 万千瓦发电机组及对应的大坝、发电厂房等电站资产，单台机组成交价格约 50 亿元。2016-2022 年，长江电力折旧连续 6 年下降，由 123.07 亿元下降至 109.33 亿元，平均每年减少 2.29 亿元。2009 年长江电力收购三峡电站 9-26# 共 18 台机组对应的发电资产，机器设备账面原值增加 292.94 亿元，2010 年机器设备计提折旧金额较 2008 年增加 21.23 亿元，据此推算三峡电站 9#-26# 机组机器设备平均折旧年限约 13.8 年，到期时间约为 2023 年前后，折旧金额共计将减少约 21.23 亿元。

图29：2016-2022 年长江电力折旧稳步下降，平均每年减少 2.29 亿元


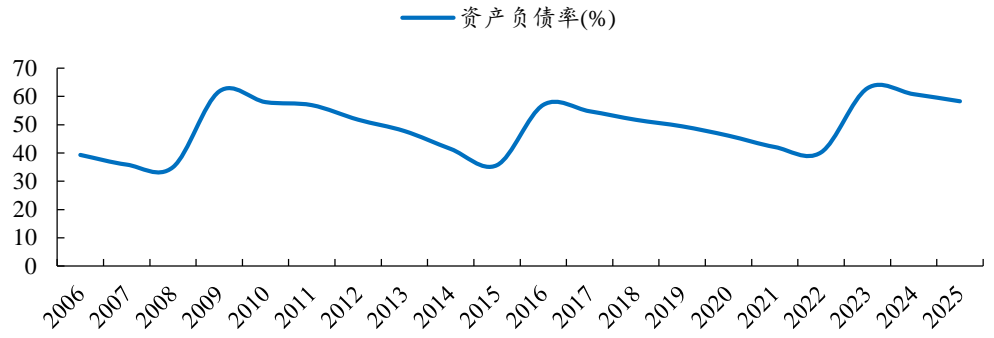
数据来源：Wind、开源证券研究所

4.2、债务成本下行带动财务费用改善

2016 年公司完成川云公司 100% 股权收购后，资产负债率有所上升，随后逐年下降，2022 年降至 40%。2023 年公司完成乌东德、白鹤滩电站收购后，资产负债率再次上升，2024-2025 年小幅回落。

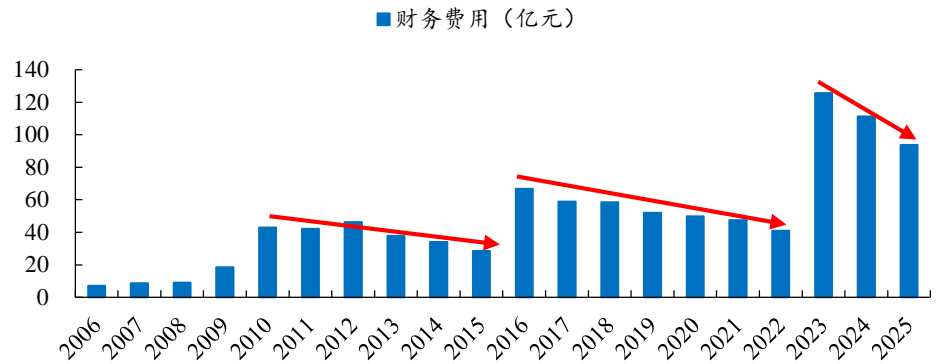
财务费用与资产负债率变化基本一致。2016-2022 年，公司财务费用整体下降，由 2016 年的 66.79 亿元降至 2022 年的 40.92 亿元。2023 年乌东德、白鹤滩电站纳入合并范围后，公司财务费用上升至 125.56 亿元；2024、2025 年分别降至 111.31 亿元、93.71 亿元，呈下降趋势。

图30：公司历次资产注入后资产负债率脉冲上升，之后逐步回落



数据来源：Wind、开源证券研究所

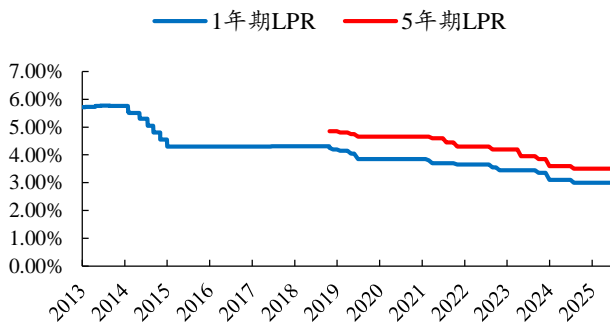
图31：公司历次资产注入后财务费用脉冲上升，之后逐步回落



数据来源：Wind、开源证券研究所

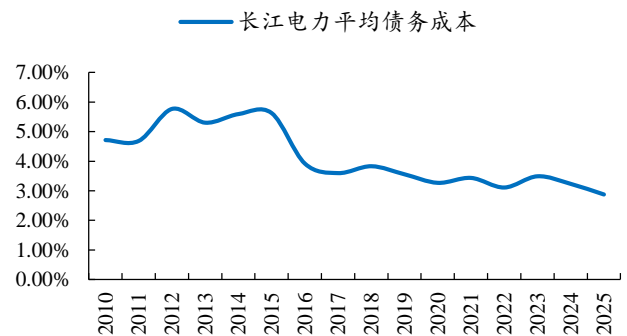
LPR 下调带动长江电力平均债务成本下降。2014-2015 年，1 年期 LPR 多次下调，由 5.76%降至 4.30%；2019 年以后，1 年期和 5 年期 LPR 继续下降；带动企业平均财务成本（计算方式为财务费用/负债合计）由 2015 年的 5.63%降至 2025 年的 2.88%。

图32：LPR 下行推动市场利率中枢下移



数据来源：Wind、开源证券研究所

图33：公司平均债务成本率持续下降

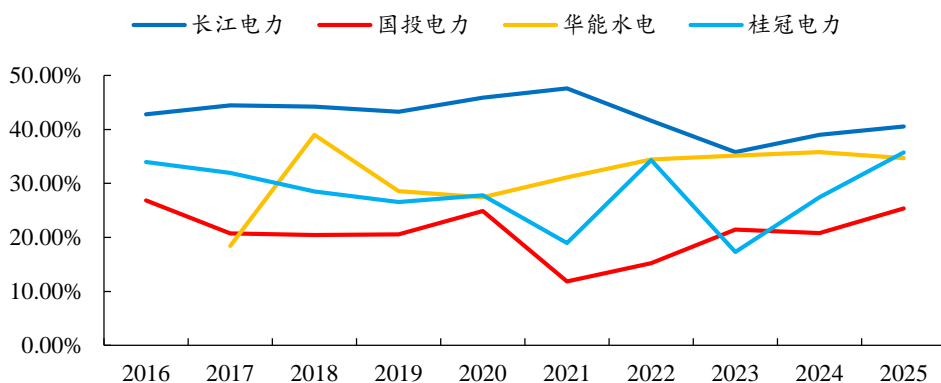


数据来源：Wind、开源证券研究所（注：平均债务成本率计算方式为财务费用/负债合计）

4.3、公司盈利和现金流质量高，分红稳定

公司净利率整体高于可比公司，盈利能力稳定。2016-2022年，公司净利率基本维持在40%以上，2023年降至35.79%，2024-2025年回升至38.97%和40.52%。与国投电力、华能水电、桂冠电力相比，长江电力净利率水平整体处于较高区间，体现公司大水电资产盈利能力较强。

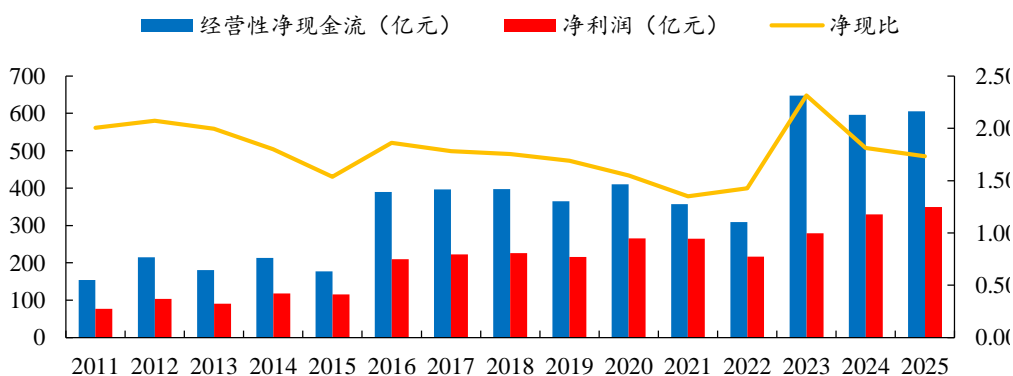
图34：公司净利率整体高于主要可比公司



数据来源：iFind、开源证券研究所

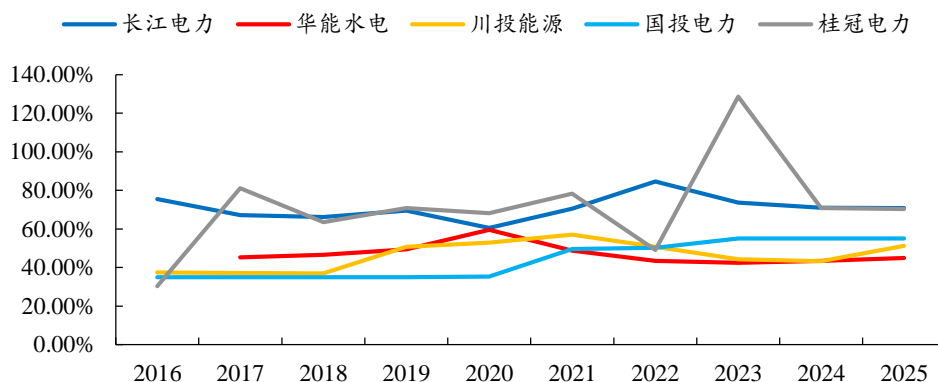
公司经营性净现金流长期高于净利润，现金回收能力较强。2011-2022年，公司经营性净现金流基本保持在150-410亿元区间，净利润整体稳步增长，净现比多数年份维持在1.3倍以上。2023年乌东德、白鹤滩电站纳入合并范围后，经营性净现金流上升至647.19亿元，净利润上升至279.56亿元，净现比升至2.32倍。2024-2025年，公司经营性净现金流维持在600亿元左右，净利润继续增长，净现比保持在1.7倍以上，整体现金流质量较好。

图35：公司净现比高，现金流充裕



数据来源：Wind、开源证券研究所

公司现金分红比例维持较高水平。2016-2020年，公司现金分红比例基本维持在60%-70%区间；2021年升至70%以上，2022年进一步上升至84.68%；2023-2025年，公司现金分红比例稳定在71%左右。与华能水电、国投电力、川投能源等可比公司相比，长江电力分红比例整体处于较高水平。

图36：公司分红比例长期处于较高水平


数据来源：iFind、开源证券研究所

5、盈利预测与估值

5.1、核心假设与盈利预测

(1) 国内水电业务：假设公司各梯级电站装机规模保持稳定，六库联调持续发挥作用，来水及利用小时数逐步向历史平均水平回归，上网电价整体保持相对稳定。假设水资源费、库区基金等可变成本随发电量小幅增长，折旧成本随存量资产折旧节奏逐步下降，固定成本摊薄效应逐步体现。我们预计 2026-2028 年公司国内水电业务收入 754.74、742.08、738.51 亿元，毛利率 64.2%、64.8%、66.6%。

(2) 其他主营业务：假设公司境外水电业务经营稳健，境内抽水蓄能和新能源业务（水风光一体化）规模持续增长，配售电业务经营稳健。我们预计 2026-2028 年公司其他主营业务收入 113.56、124.91、137.40 亿元，毛利率 32.0%、32.0%、32.0%。

综上，我们预计 2026-2028 年公司营业收入 886.07、904.77、921.82 亿元，同比增长 3%、2%、2%，毛利率 60.7%、61.5%、62.8%。

表8：盈利预测

业务	项目	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
国内水电业务	营业收入(亿元)	496.59	528.82	487.52	435.99	690.46	744.79	756.62	754.74	742.08	738.51
	YoY		6%	-8%	-11%	58%	8%	2%	0%	-2%	0%
	营业成本(亿元)	186.14	177.76	165.64	169.01	269.48	279.21	258.82	270.16	261.02	246.72
	YoY		-5%	-7%	2%	59%	4%	-7%	4%	-3%	-5%
	毛利(亿元)	310.45	351.06	321.89	266.98	420.98	465.58	497.80	484.57	481.06	491.80
	毛利率	62.5%	66.4%	66.0%	61.2%	61.0%	62.5%	65.8%	64.2%	64.8%	66.6%
其他主营业务	营业收入(亿元)	1.34	43.43	58.88	72.42	87.95	98.06	103.23	113.56	124.91	137.40
	YoY		3140%	36%	23%	21%	12%	5%	10%	10%	10%
	营业成本(亿元)	0.78	29.39	39.97	46.93	59.13	64.66	70.67	77.22	84.94	93.43
	YoY		3690%	36%	17%	26%	9%	9%	9%	10%	10%
	毛利(亿元)	0.57	14.04	18.91	25.49	28.82	33.40	32.56	36.34	39.97	43.97
	毛利率	42.1%	32.3%	32.1%	35.2%	32.8%	34.1%	31.5%	32.0%	32.0%	32.0%
其他业务	营业收入(亿元)	0.81	5.58	10.06	12.20	2.71	2.07	2.57	1.80	1.26	0.88
	YoY		591%	80%	21%	-78%	-24%	24%	-30%	-30%	-30%
	营业成本(亿元)	0.05	4.34	5.53	6.39	0.82	1.41	1.09		0.88	0.62
	YoY		7881%	27%	16%	-87%	72%	-23%	15%	-30%	-30%
	毛利(亿元)	0.75	1.24	4.53	5.81	1.89	0.66	1.48	0.54	0.38	0.26
	毛利率	93.3%	22.2%	45.1%	47.6%	69.7%	31.6%	57.5%	30.0%	30.0%	30.0%
合计	营业收入(亿元)	498.74	577.83	556.46	520.60	781.12	844.92	862.42	886.07	904.77	921.82
	YoY		-50%	16%	-4%	-6%	50%	8%	2%	3%	2%
	营业成本(亿元)	186.97	211.49	211.13	222.33	329.43	345.28	330.58	348.65	348.09	342.55
	YoY		0%	13%	0%	5%	48%	5%	-4%	5%	0%
	毛利(亿元)	311.77	366.34	345.33	298.28	451.69	499.64	531.84	537.42	556.68	579.27
	毛利率	62.5%	63.4%	62.1%	57.3%	57.8%	59.1%	61.7%	60.7%	61.5%	62.8%

数据来源：Wind、开源证券研究所

5.2、估值与评级

公司作为全球大型水电运营商，拥有长江干流六座梯级水电站，装机规模领先，盈利稳定性和现金流质量较高，随着存量资产折旧成本逐步下降，公司盈利能力具备一定提升空间。我们预计公司 2026-2028 年归母净利润分别为 345.3/348.7/362.6 亿元，当前股价对应 PE 分别为 19.2/19.0/18.3 倍。选取华能水电、国投电力、桂冠电力、川投能源作为可比公司，2026-2028 年可比公司估值略低于公司。公司资产稀缺，分红稳健，配置价值凸显。首次覆盖，给予“买入”评级。

表9：公司估值高于可比公司均值

公司代码	公司名称	评级	总市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)				PE				PB (MRQ)
				2025A	2026E	2027E	2028E	2025A	2026E	2027E	2028E	
600025.SH	华能水电	未评级	1719.6	85.0	89.9	93.8	98.1	20.2	19.1	18.3	17.5	2.4
600886.SH	国投电力	未评级	1079.8	66.4	75.3	79.5	82.8	16.3	14.3	13.6	13.0	1.6
600236.SH	桂冠电力	未评级	741.7	22.8	34.3	36.2	38.2	32.5	21.6	20.5	19.4	3.9
600674.SH	川投能源	未评级	706.8	45.1	50.0	52.6	55.2	15.7	14.1	13.4	12.8	1.5
平均值								21.2	17.3	16.5	15.7	2.3
600900.SH	长江电力	买入	6652.9	325.0	345.3	348.7	362.6	20.5	19.3	19.1	18.3	2.9

数据来源：Wind、开源证券研究所（选取 2026 年 7 月 6 日收盘价，已评级的盈利预测来自开源证券研究所，未评级的盈利预测来自 Wind 一致预期）

6、风险提示

来水不及预期。公司水电业务发电量受长江流域来水情况影响较大，若流域来水持续偏枯，可能导致公司机组利用小时数和发电量不及预期，进而影响公司收入和盈利表现。

电价波动风险。公司水电收入受上网电价、市场化交易比例及电力消纳情况影响。若电力市场化改革推进过程中交易电价下行，或外送电量、电价政策发生不利变化，可能对公司售电收入和盈利能力造成影响。

附：财务预测摘要

资产负债表(百万元)	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
流动资产	17207	13788	6344	6557	6362
现金	6573	4586	4627	4617	4662
应收票据及应收账款	9327	7252	0	0	0
其他应收款	323	345	329	343	336
预付账款	87	193	90	193	93
存货	642	837	723	829	696
其他流动资产	256	576	576	576	576
非流动资产	549378	545420	540066	529946	525393
长期投资	73319	74936	81760	88843	96201
固定资产	430442	416574	406767	391126	380338
无形资产	25678	25166	25942	26979	27823
其他非流动资产	19939	28743	25598	22997	21031
资产总计	566585	559208	546410	536503	531755
流动负债	159713	118940	116472	119011	122900
短期借款	69692	15181	30924	46843	38482
应付票据及应付账款	1620	1469	0	0	0
其他流动负债	88401	102290	85548	72169	84418
非流动负债	184788	206908	161522	113679	68230
长期借款	180557	202092	156705	108862	63413
其他非流动负债	4231	4816	4816	4816	4816
负债合计	344501	325848	277993	232690	191130
少数股东权益	11735	12023	12548	13079	13632
股本	24468	24468	24468	24468	24468
资本公积	63778	63549	63549	63549	63549
留存收益	118780	129806	140323	150942	161985
归属母公司股东权益	210349	221338	255868	290734	326994
负债和股东权益	566585	559208	546410	536503	531755

现金流量表(百万元)	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
经营活动现金流	59648	60563	74343	41513	68741
净利润	32930	34949	35056	35397	36812
折旧摊销	19675	19415	17177	17363	17501
财务费用	11131	9371	9136	8856	8768
投资损失	-5258	-4959	-5206	-5467	-5740
营运资金变动	1076	1211	19036	-13629	12465
其他经营现金流	93	575	-856	-1007	-1064
投资活动现金流	-10971	-18215	-5736	-743	-6118
资本支出	14634	18488	5000	159	5590
长期投资	2201	-747	-6823	-7084	-7357
其他投资现金流	1463	1021	6087	6500	6830
筹资活动现金流	-50039	-44344	-84308	-56699	-54217
短期借款	15707	-54511	15743	15919	-8361
长期借款	-32287	21535	-45386	-47843	-45449
普通股增加	0	0	0	0	0
资本公积增加	170	-229	0	0	0
其他筹资现金流	-33629	-11139	-54665	-24775	-407
现金净增加额	-1344	-1991	-15702	-15929	8406

利润表(百万元)	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入	84492	86242	87009	86825	87680
营业成本	34528	33058	34864	34684	34077
营业税金及附加	1968	3319	2647	2772	2851
营业费用	188	234	218	220	224
管理费用	1562	1617	1605	1611	1627
研发费用	891	1167	1041	1063	1084
财务费用	11131	9371	9136	8856	8768
资产减值损失	-14	-1505	-764	-886	-949
其他收益	7	20	13	14	15
公允价值变动收益	212	1677	882	1035	1091
投资净收益	5258	4959	5206	5467	5740
资产处置收益	-7	-0	-2	-2	-2
营业利润	39645	42599	42809	43221	44919
营业外收入	5	32	-825	-830	-833
营业外支出	788	892	0	0	0
利润总额	38862	41740	41984	42391	44086
所得税	5932	6791	6927	6995	7274
净利润	32930	34949	35056	35397	36812
少数股东损益	434	446	526	531	552
归属母公司净利润	32496	34503	34530	34866	36260
EBITDA	58538	61155	59161	59754	61586
EPS(元)	1.33	1.41	1.41	1.42	1.48

主要财务比率	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
成长能力					
营业收入(%)	8.1	2.1	0.9	-0.2	1.0
营业利润(%)	19.3	7.5	0.5	1.0	3.9
归属于母公司净利润(%)	19.3	6.2	0.1	1.0	4.0
获利能力					
毛利率(%)	59.1	61.7	59.9	60.1	61.1
净利率(%)	38.5	40.0	39.7	40.2	41.4
ROE(%)	14.8	15.0	13.1	11.7	10.8
ROIC(%)	6.5	6.9	7.2	7.3	7.8
偿债能力					
资产负债率(%)	60.8	58.3	50.9	43.4	35.9
净负债比率(%)	130.8	121.2	83.2	63.0	40.4
流动比率	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
速动比率	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
营运能力					
总资产周转率	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2
应收账款周转率	9.5	10.4	0.0	0.0	0.0
应付账款周转率	22.3	21.4	47.5	0.0	0.0
每股指标(元)					
每股收益(最新摊薄)	1.33	1.41	1.41	1.42	1.48
每股经营现金流(最新摊薄)	2.44	2.48	3.04	1.70	2.81
每股净资产(最新摊薄)	8.60	9.05	10.46	11.88	13.36
估值比率					
P/E	20.4	19.2	19.2	19.0	18.3
P/B	3.1	3.0	2.6	2.3	2.0
EV/EBITDA	16.5	15.6	15.2	14.5	13.2

数据来源：聚源、开源证券研究所

请务必参阅正文后面的信息披露和法律声明

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

分析师承诺

本研究报告的署名人员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，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告，并对内容和观点负责。本报告清晰地反映了署名人员的研究观点，所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。本报告署名人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

股票投资评级说明

	评级	说明
证券评级	买入（Buy）	预计相对强于市场表现 20%以上；
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现 5%~20%；
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
	减持（underperform）	预计相对弱于市场表现 5%以下。
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；
	看淡（underperform）	预计行业弱于整体市场表现。

备注：评级标准为以报告日后的6~12个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中A股基准指数为沪深300指数、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普500或纳斯达克综合指数。我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供开源证券股份有限公司（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。本报告是发送给开源证券客户的，属于商业秘密材料，只有开源证券客户才能参考或使用。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他金融工具的邀请或向人做出邀请。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，过往的业绩表现不应作为其日后表现的预示。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。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。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。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

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

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本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。

开源证券研究所

上海

地址：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼3层
邮编：200120
邮箱：research@kysec.cn

深圳

地址：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层
邮编：518000
邮箱：research@kysec.cn

北京

地址：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座9层
邮编：100044
邮箱：research@kysec.cn

西安

地址：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层
邮编：710065
邮箱：research@kysec.cn