

## 长江电力 (600900.SH)

## 装机增长提升短期盈利, 降本提价打开中长期空间

2023 年来水情况大概率好转, 叠加乌白注入装机容量增加、存量机组折旧费用下降以及高电价地区输电比例上升, 预测 2023 年长江电力业绩将大幅提升。中长期看, 新能源消纳提升灵活性电源价值, 水电提价空间大, 折旧到期后利润也将进一步增厚, 公司在稳健成长的基础上叠加提价弹性, 高分红高股息, 是长期价值投资的优质标的。首次覆盖, 给予“强烈推荐”评级。

□ 规模全球领先的水电行业龙头, 装机、发电市占率行业第一: 长江电力经过 20 余年稳步发展, 已成长为全球第一大水电上市公司, 全球第二大电力公司。2022 年公司实现营业收入 520.60 亿元, 归母净利润 213.09 亿元。公司拥有位于长江干流的 6 大水电站, 总装机容量达 7169.5 万千瓦, 2022 发电量 1856 万亿千瓦时, 市占率分别为 17%、14%, 均为国内第一。近年来各电站年发电利用小时数均在 4000 小时以上, 高于全国平均水平 3600 小时, 厂用电率 0.1% 左右, 远低于全国水平。公司近年来毛利率、ROE 分别在 60%、13% 左右, 均处于行业领先地位。在不断巩固行业引领者地位的同时, 公司从以发电为主拓展到“发-配-售”并举, 逐渐形成完整产业链。

□ 大水电资产具备较强稀缺性, 低成本灵活性优点奠定明朗前景: 我国水资源理论蕴藏装机量 6.94 亿千瓦, 技术可开发装机容量约为 5.42 亿 kW, 年均发电量约为 2.47 万亿千瓦时, 截至 2022 年底, 我国水电装机容量 4.1 亿千瓦, 逐渐接近技术可开发容量上限, 除刚完成的白鹤滩水电站之外, 正在开发和将开发水电站中装机 500 万千瓦以上水电站增量近乎为零, 优质大水电具有较强的稀缺性。未来我国能源系统将以清洁能源为主, 水电独有优点决定其将在清洁能源中占据相当比例: 水电基荷作用明显, 可有效缓解风光发电波动性; 水电机组开机便捷、迅速, 灵活性特点突出, 可参与调峰调频市场; 在不同电源中水电电价最低, 随着市场化电价放开水电盈利性将有所提升。

□ “天时地利人和”注写短期业绩反转伏笔, 降本升价提升中长期盈利空间: 公司具备多重利好因素, 2023 年业绩可期。1. “天时”: 气候有望改善, 来水情况好转; 2. “地利”: 装机容量方面, 乌白注入装机同比增加 57%; 成本方面, 部分资产折旧到期, 2022 年折旧、财务费用同比分别减少 4.1、6.6 亿元, 未来存量机组折旧费用将继续下降; 电价方面, 乌白电站核定外送上网电价高于公司平均电价, 随着市场化电价进一步放开, 以及向高电价地区输电比例上升将带来平均上网电价上涨; 3. “人和”: 公司自身联合优化调度技术成熟, 六库联调后将额外增发电量 60-70 亿千瓦时。短期看业绩, 2023 年发电量预计将有 65% 以上增长。长期看发展, 成本下行和电价上涨将提升公司中长期盈利空间。在价值投资方面, 2016 年以来公司分红率保持在 60% 以上, 2022 年高达 94%, 股息率保持在 3.6% 以上, 常年高于十年期国债到期收益率 0.5pct 以上, 是长期投资的优质标的。

□ 盈利预测与估值: 我们预计公司 2023-2025 年归母净利润分别为 334/367/376 亿元, 同比增长 56.7%/9.9%/2.4%, 预计每股收益 EPS 为 1.37/1.5/1.54 元。首次覆盖, 给予“强烈推荐”评级。

□ 风险提示: 来水情况不及预期; 市场化电价机制建设不及预期; 装机改造建设进度不及预期; 用电需求不及预期等。

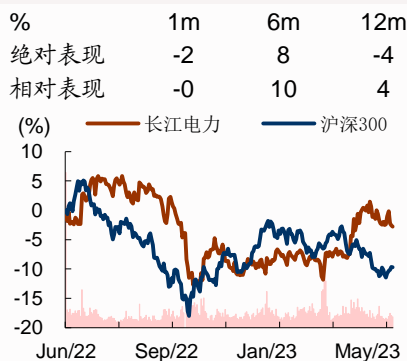
## 强烈推荐 (首次)

周期/环保及公用事业  
目标估值: NA  
当前股价: 22.25 元

## 基础数据

总股本 (万股)	2446822
已上市流通股 (万股)	2274186
总市值 (亿元)	5444
流通市值 (亿元)	5060
每股净资产 (MRQ)	7.6
ROE (TTM)	11.8
资产负债率	66.4%
主要股东	中国长江三峡集团有限公司
主要股东持股比例	52.16%

## 股价表现



资料来源: 公司数据、招商证券

## 相关报告

- 《智慧能源系列专题报告 (三): 中特估值体系视角下, 关注成长型电力央企价值重塑机会》2023-04-12
- 《智慧能源系列专题报告 (二) 火转绿篇: “煤炭+硅料”成本双优化, “火转绿”标的确定性增强》2023-03-28
- 《智慧能源系列专题报告 (一) 算力篇: 从 ChatGPT 看算力增长对电力行业的影响》2023-03-22

宋盈盈 S1090520080001

songyingying@cmschina.com.cn

财务数据与估值

会计年度	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业总收入(百万元)	55646	52060	83712	88367	89391
同比增长	-4%	-6%	61%	6%	1%
营业利润(百万元)	32876	26936	41441	45381	46390
同比增长	0%	-18%	54%	10%	2%
归母净利润(百万元)	26273	21309	33400	36709	37603
同比增长	0%	-19%	57%	10%	2%
每股收益(元)	1.07	0.87	1.37	1.50	1.54
PE	20.7	25.5	16.3	14.8	14.5
PB	3.0	2.9	2.4	2.2	2.1

资料来源：公司数据、招商证券

正文目录

一、 装机、发电市占率行业第一，发-配-售并举拓展全产业链..... 6

1、 水电龙头，源远流长 ..... 6

2、 行业引领者地位不断巩固，多维度出击积极拓展全产业链 ..... 8

二、 大水电资产具备较强稀缺性，低成本灵活性优点奠定明朗前景 ..... 9

1、 优质大水电资产具备稀缺属性，水电承担可再生能源发电的重要角色 ..... 9

2、 清洁电源中水电优势突出，市场化电价放开有望最先受益 ..... 12

3、 行业竞争充分，能力出众造就龙头地位 ..... 14

三、“天时地利人和”注写业绩反转伏笔，降本升价提升中长期盈利空间 ..... 17

1、 来水有望好转，乌白注入六库联调大幅提升发电量 ..... 17

2、 高分红凸显价值投资优势，降本提价打开中长期盈利空间 ..... 19

3、 风光水储一体协同，水电灵活性优势价值凸显 ..... 23

四、 盈利预测 ..... 25

五、 风险提示 ..... 26

图表目录

图 1：长江电力发展历程图..... 6

图 2：公司股权结构..... 7

图 3：世界 12 大水电站装机排名（万千瓦） ..... 8

图 4：国内十大水电站排名（万千瓦） ..... 8

图 5：公司多维度发展思路..... 8

图 6：全社会用电功率和装机容量（亿千瓦） ..... 10

图 7：我国历年发电装机结构（亿千瓦） ..... 10

图 8：2018 年各国波动性可再生能源发电量占比 ..... 10

图 9：我国未来年发电量结构预测（万亿千瓦时） ..... 10

图 10：我国 2020 年电源供给结构（按发电量） ..... 11

图 11：我国 2030 年电源供给结构预测（按发电量） ..... 11

图 12：我国水电资源概况 ..... 11

图 13：全球主要国家水电开发程度..... 11

图 14：风光发电出力曲线 ..... 12

图 15: 水光互补功率图.....	12
图 16: 电力交易市场化改革政策 .....	14
图 17: 主要水电公司装机规模（万千瓦） .....	14
图 18: 2022 年主要水电公司发电量（亿千瓦时） .....	14
图 19: 主要水电公司装机市占率 .....	15
图 20: 主要水电公司发电量市占率（2022） .....	15
图 21: 公司各电站年利用小时数与全国平均值 .....	15
图 22: 公司各电站厂用电率与全国平均值.....	15
图 23: 水电公司毛利率对比（2016-2023Q1） .....	16
图 24: 水电公司 ROE 对比（2016-2023Q1） .....	16
图 25: 公司营业收入呈“阶跃式”上升 .....	17
图 26: 公司归母净利润呈“阶跃式”上升.....	17
图 27: 减少弃水示意图.....	18
图 28: 通过联合调度增加电站运行水头示意图 .....	18
图 29: 公司梯级电站分布 .....	18
图 30: 公司节水增发电量（亿千瓦时） .....	18
图 31: 公司分红规模（亿元）和分红率 .....	19
图 32: 公司股息率和十年国债到期收益率对比 .....	19
图 33: 公司费用逐年下降（亿元） .....	20
图 34: 公司期间费率逐步下降 .....	20
图 35: 我国市场化交易电量占全社会用电量比重.....	23
图 36: 公司下属电站市场化交易电量（亿千瓦时） .....	23
图 37: 金沙江下游为我国南方光照最佳地区（小时） .....	23
图 38: 金沙江下游为南方内陆风能最佳地区（瓦/平方米） .....	23
图 39: 梯级蓄能控制示意图.....	24
图 40: 公司投资收益及占总利润比重（亿元） .....	24
表 1: 公司六座大型水电站情况 .....	6
表 2: 水电相关政府规划 .....	9
表 3: 十三大水电基地规划.....	9
表 4: 近年来各省市限电政策.....	10
表 5: 欧盟碳边境调节机制（CBAM）法案内容 .....	11

表 6: “十四五”规划中九大清洁能源一体化基地..... 12

表 7: 主要灵活性电源特性比较 ..... 13

表 8: 拉尼娜与厄尔尼诺现象..... 17

表 9: 公司梯级水电站情况..... 19

表 10: 水电站全生命周期财务特征..... 20

表 11: 装机容量提升及高电价地区输电比例提升盈利测算 ..... 21

表 12: 我国水电四种主要定价模式..... 22

表 13: 公司 2023-2025 年营业收入预测 ..... 25

表 14: 公司 2023-2025 年营业成本预测 ..... 25

表 15: 公司 2023-2025 年期间费用预测 ..... 25

表 16: 公司 2023-2025 年盈利预测..... 26

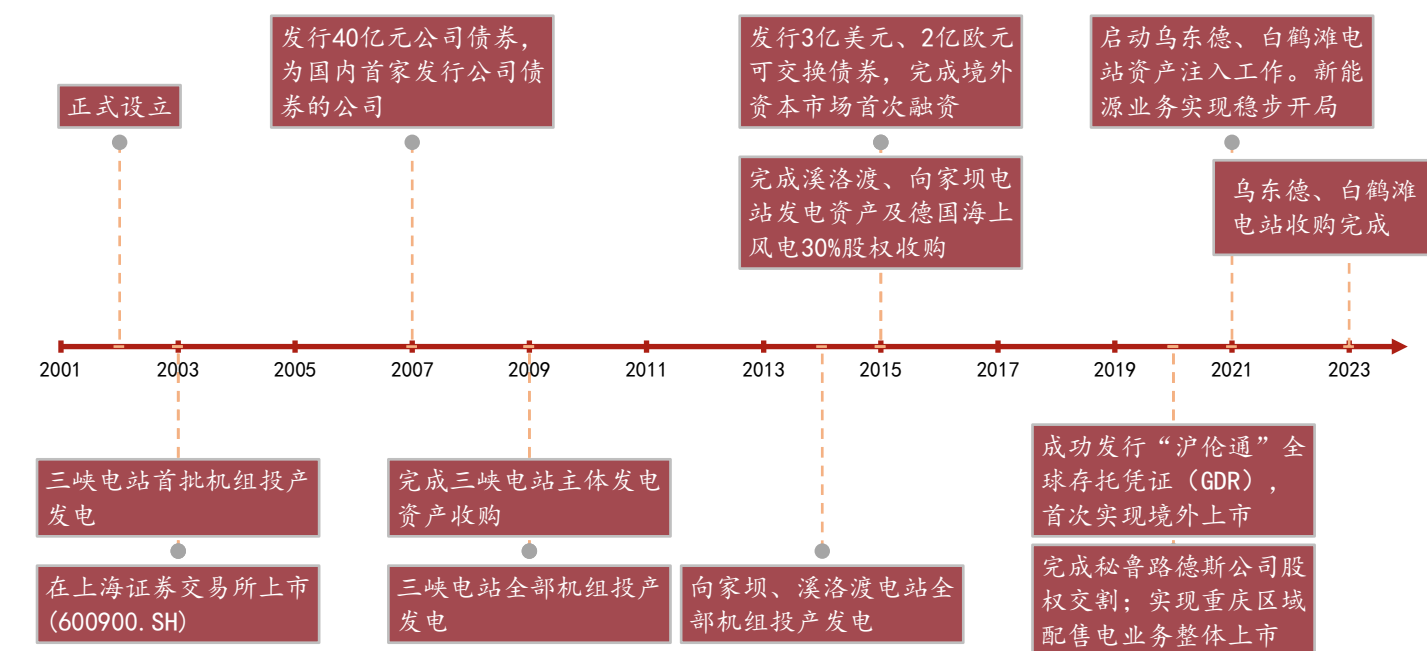
附：财务预测表..... 27

## 一、装机、发电市占率行业第一，发-配-售并举拓展全产业链

### 1、水电龙头，源远流长

**发展历史厚重，稳步成为全球龙头。**长江电力是由中国长江三峡集团有限公司作为主发起人设立的股份有限公司。公司创立于2002年9月29日，2003年11月上交所上市。公司以大型水电运营为主要业务，目前拥有6大水电站。其中2003年三峡电站首批机组投产，2009年完成三峡电站主体发电资产收购，2014年向家坝、溪洛渡电站全部机组投产发电，2015年完成两座电站全部资产收购，2021年启动乌东德、白鹤滩电站注入工作，2023年完成全部收购。经历二十余年稳步发展，长江电力已成为全球第一大水电上市公司，全球第二大电力公司，市值占A股电力行业总市值比重达20%，接近五分之一。2022年公司实现营业收入520.60亿元，归母净利润213.09亿元。

图1：长江电力发展历程图



资料来源：公司公告、招商证券

**依托集团公司雄厚资源，“注入式”模式保证业绩稳定提升。**公司背靠中国长江三峡集团，依托集团公司雄厚的资金实力和建设能力，采用“注入式”发展模式，由三峡集团负责水电站的开发建设及运营，在水电站投产并稳定运营后，再择机注入上市公司体内，从而有效避免前期建设过程中的不确定性带来的风险。公司在2002年成立之初仅管理运营葛洲坝电站，之后中国长江三峡集团于2009年开启三峡电站注入流程，于2015年开启溪洛渡和向家坝电站注入流程，于2021年开启金沙江下游流域的乌东德、白鹤滩电站注入。公司最大电站三峡电站装机容量2250万千瓦，由32台70万千瓦和2台5万千瓦水发电机组构成，第二为白鹤滩电站，装机容量1600万千瓦，由16台100万千瓦水发电机组构成，第三为溪洛渡电站，装机容量1386万千瓦，由18台77万千瓦水发电机组构成。

表1：公司六座大型水电站情况

名称	装机 (万千瓦)	机组构成	年设计发电量 (亿千瓦时)	世界排名	所在地
葛洲坝	273.5	19台×12.5万千瓦+2台×17万千瓦+1台×2万千瓦	157		湖北宜昌
三峡	2250	32台×70万千瓦+2台×5万千瓦	882	1	湖北宜昌
向家坝	640	8台×80万千瓦	307	11	四川省宜宾市和云南省水富市交界

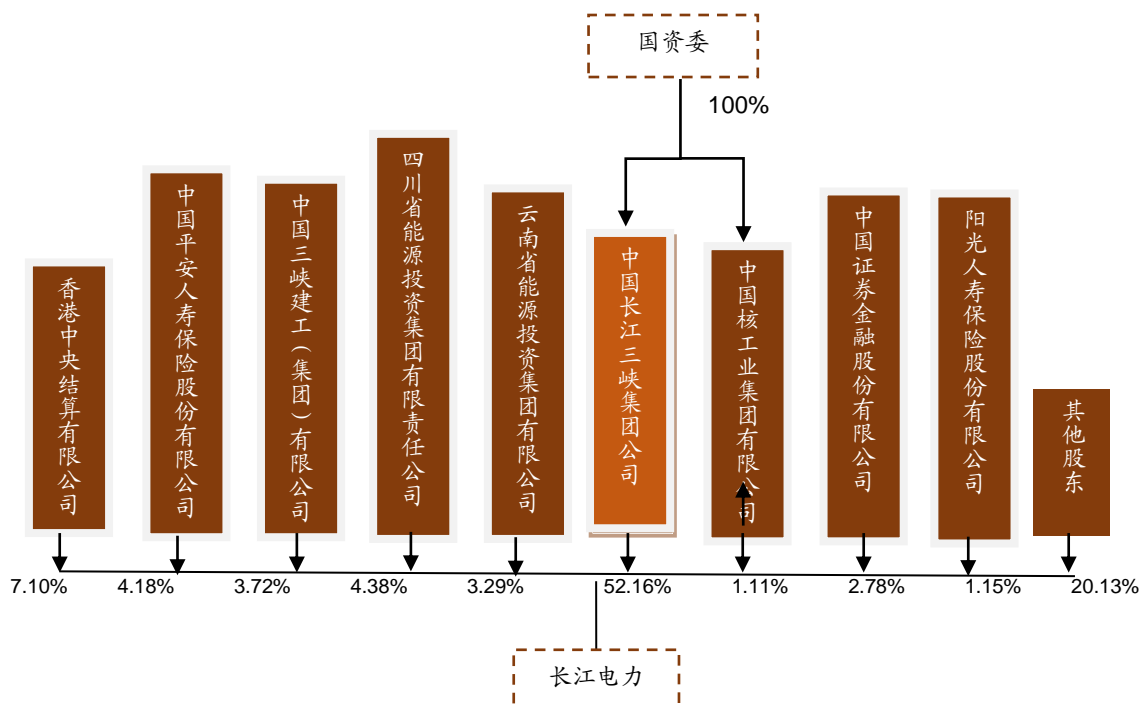


溪洛渡	1386	18 台×77 万千瓦	571	4	四川省雷波县和云南省永善县交界
乌东德	1020	12 台×85 万千瓦	389	7	四川省会东县和云南省禄劝县交界 省巧家县交界
白鹤滩	1600	16 台×100 万千瓦	624	2	四川省宁南县和云南省巧家县交界

资料来源：公司公告、招商证券

**国资背景实力雄厚，股权结构稳定。**公司第一大控股股东为中国长江三峡集团，实际控制人为国务院国有资产监督管理委员会，对三峡集团 100%控股。截至 2023 年 3 月 31 日，中国长江三峡集团直接持有长江电力 52%的股权，并通过全资子公司中国三峡建工集团间接持有长江电力 3.72%的股权，合计控制长江电力 55.88%的股权，为长江电力控股股东。中国长江三峡集团由国务院国资委 100%持股，此外国务院国资委另通过中国核工业集团持有长江电力 1.11%的股权，为长江电力实际控制人。公司成立以来即由中国长江三峡集团控股，并由国务院国资委实控，国资背景浓厚，股权结构集中且稳定。

图 2：公司股权结构



资料来源：公司年报、招商证券（截止 2023.3.31）

**管理层稳定，运营管理经验丰富。**公司管理层稳定，均为高学历人才，具有多年运营管理经验。董事长即中国长江三峡集团有限公司董事长，利于公司依托集团公司资源。总经理成长于公司内部，熟悉公司业务全面状况。2022 年管理层带领全体员工，克服了长江来水极度偏枯、新冠疫情跌宕反复等多重困难挑战，推动改革发展工作取得新业绩和新突破。

- 雷鸣山（董事长）：硕士研究生，高级经济师。历任中国国际工程咨询公司总经理助理、副总经理（正司级），中国国际工程咨询公司党组成员、副总经理，国务院三峡办稽察司副司长（正司级）、资金计划司司长，国务院三峡办副主任、党组成员，水利部副部长、党组成员。现任中国长江三峡集团有限公司董事长、党组书记。
- 张星燎（总经理）：管理学硕士，高级会计师。历任公司财务部副经理，公司财务部副经理兼湖北大冶有色金属有限公司副总经理、财务总监，公司财务部副经理兼湖北大冶有色金属股份有限公司监事会副主席，公司副总经

济师兼湖北清能地产集团有限公司董事、党委委员、副总经理、总会计师，中国长江三峡集团有限公司资产财务部副主任，副主任（主持工作），主任，三峡财务有限责任公司总经理、党委副书记。现任公司董事、总经理、党委副书记。

## 2、行业引领者地位不断巩固，多维度出击积极拓展全产业链

乌白并网装机提升，水电行业引领者地位进一步稳固。2021年11月，公司正式启动乌东德、白鹤滩电站资产注入工作。2023年1月，乌东德、白鹤滩电站全部完成并网投产，公司目前拥有世界前12大水电站中的5座，运营70万千瓦及以上的水轮发电机组占世界总数的2/3，总装机容量占全国运营水电近20%，下属水电站在国内前10大水电站中占据前5。

图3：世界12大水电站装机排名（万千瓦）

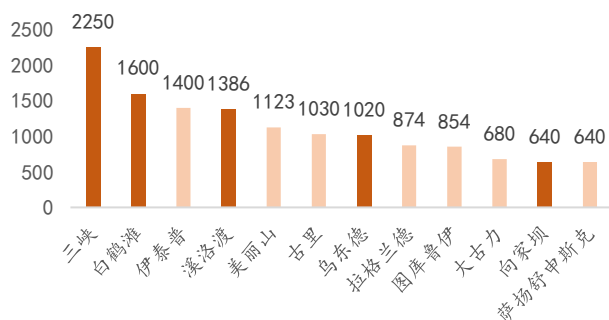
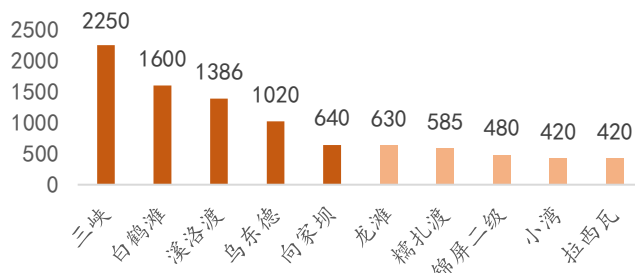


图4：国内十大水电站排名（万千瓦）



资料来源：国际新能源网、招商证券

资料来源：北极星电力网、政府网站、招商证券

积极拓展产业链，多元化业务前景看好。十四五期间，公司从产业链条、能源结构、业务形态、发展区域等维度全面发力，从以发电为主拓展到“发-配-售”并举，形成完整产业链。能源结构上，从单一水电扩展到水风光储并举，多能互补，构建水风光储一体化发展格局。业务形态上，由单一电源运行管理，拓展到智慧综合能源开发，从发电侧拓展到用户侧综合服务。发展区域上，长江电力在做大做强中国业务的同时继续向国际拓展。公司积极拓展，多元化业务前景看好。

图5：公司多维度发展思路



资料来源：公司官网、招商证券



## 二、大水电资产具备较强稀缺性，低成本灵活性优点奠定明朗前景

### 1、优质大水电资产具备稀缺属性，水电承担可再生能源发电的重要角色

**水电政策重视程度高，行业市场空间仍有较大余量。**水电是全球公认的清洁、优质、灵活的可再生能源电力，世界各国无不把水电开发放在优先地位。中国作为全球水电资源最丰富的国家，发电量、用电量、累计装机容量和新增装机容量，均高居全球第一。政府非常重视水电开发，持续将水电开发任务纳入国家和地方发展五年规划，全国规划的十三大水电基地的规划总装机超过 28576 万千瓦，目前进度接近一半。

表 2：水电相关政府规划

规划名称	时间	相关规划
“十五”能源发展重点专项规划	2001	解决电力短缺，科研攻关大水电关键技术问题，形成了较为完善的产业体系；小水电代燃料，解决农村生活燃料短缺问题
可再生能源发展“十一五”规划	2006	加快发展水电”和“提高可再生能源在能源结构中的比重”，解决“能源需求将持续增长，能源和环境对可持续发展的约束”问题。“十一五”是中国水电发展最快的时期，水电装机规模突破 2 亿 kW，建设与管理水平迈上新台阶
水电发展“十二五”规划	2011	要在做好生态保护和移民安置的前提下，积极发展水电
水电发展“十三五”规划	2016	水电发展“十三五”规划提出，要在保护好生态环境、妥善安置移民的前提下，积极稳妥发展水电，科学有序开发大型水电，严格控制中小水电，加快建设抽水蓄能电站
四川省“十四五”能源发展规划	2022	实现水电开发运行与环境保护协调发展外，优先建设具备调节能力的水电站。重点推进金沙江、雅砻江、大渡河“三江”水电基地建设。“十四五”新增投产装机约 2200 万千瓦，核准建设规模约 1200 万千瓦，有序推进其他流域大中型水电建设，新增投产其他流域大中型水电装机约 200 万千瓦。

资料来源：国家能源局、省能源局，招商证券

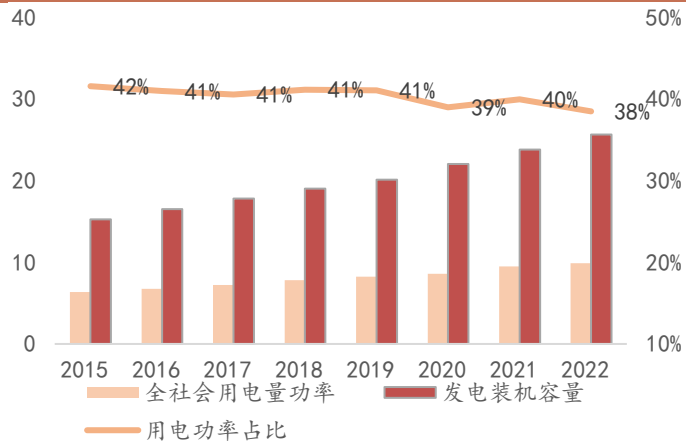
表 3：十三大水电基地规划

水电基地名称	规划装机(万千瓦)	年发电量(亿千瓦时)
金沙江水电基地	8315	2908
长江上游水电基地	3128	1275
雅袭江水电基地	2883	1360
怒江水电基地	2132	1030
大渡河水电基地	2524	922
闽、浙、赣水电基地	1417	203
澜沧江干流水电基地	2560	722
黄河上游水电基地	2656	508
南盘江、红水河水电基地	1508	504
东北水电基地	1869	309
乌江水电基地	1163	418
湘西水电基地	661	266
黄河中游水电基地	597	193

资料来源：国家发改委、招商证券

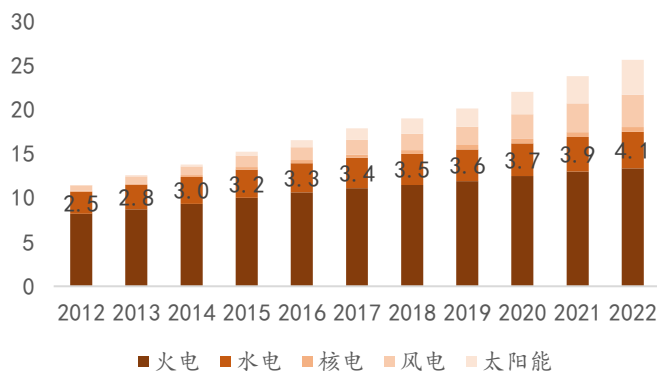
**发电装机容量稳步增加，全社会用电总体供需偏紧。**2015 年以来，我国发电装机容量逐年保持 6%以上增长，从 2015 年 15 亿千瓦增长至 2022 年 26 亿千瓦，其中水电装机从 2012 年 2.5 亿千瓦增长至 2022 年 4.1 亿千瓦。全社会用电功率从 2015 年 6.3 亿千瓦增长至 2022 年 9.8 亿千瓦，占装机总容量稳定在 40%左右，但全国电力供需总体紧平衡（供需大体平衡,但并非时刻都供应充足），部分地区用电高峰时段电力供应不足，一些省市纷纷出台限电、有序用电政策，对国民经济生活造成一定影响，表明我国用电尖峰负荷供应不足，缺电力而非电量。

图 6：全社会用电功率和装机容量（亿千瓦）



资料来源：wind、国家能源局、招商证券

图 7：我国历年发电装机结构（亿千瓦）



资料来源：国家统计局、招商证券

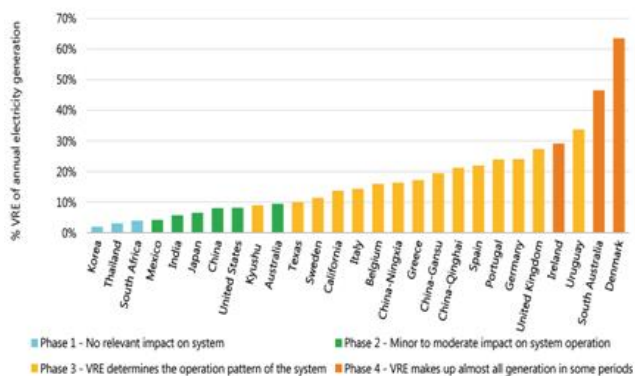
表 4：近年来各省市限电政策

限电省市	限电措施
江苏省	21 年 8 月份部分地区限电 15 天，纺织业、钢铁、水泥等高耗能的企业受影响
广东省	21 年 9 月 16 日起执行每周“开二停五”的有序用电方案，错峰时间为 7:00 至 23:00
浙江省	22 年 8 月 8 日，启动 C 级 1250 万千瓦有序用电措施，部分企业“开 3 停 4”
四川省	22 年 8 月 14 日，发布限电令新规定，要求工业电力用户“让电于民”，停工停产 6 天
云南省	22 年 9 月 11 日，发布做好能耗双控通知，要求加强重点行业管控
山东省	22 年 9 月 18 日，省发改委发布有序用电的紧急预警通知
安徽省	21 年 9 月 22 日，省能源局下发通知，开始实施有序用电
湖南省	21 年 9 月 22 日，国网湖南电力下发预警通知，严格控制电力、电量
陕西省	21 年 9 月，新建成两高项目不得投产，已建成项目限产 60%

资料来源：新闻资料、招商证券

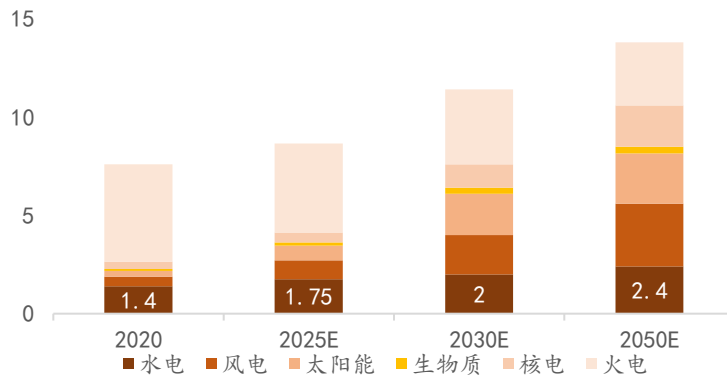
我国未来能源将以可再生能源为主，水电占据一席之地。双碳背景下未来能源系统将以可再生能源为主，国际上高比例可再生能源电力系统已经得到验证，部分国家可再生能源发电量已达能源结构 60% 以上。2020 年我国电源结构中可再生能源占比约 30%，根据相关规划，2030 年可再生能源占比将达 50%。水电目前在可再生能源发电中占比接近一半，未来将与风光“三分天下”。根据相关研究，2025/2030/2035/2050 年，预计水电年发电量分别可达 1.4/1.75/2/2.4 万亿千瓦时。

图 8：2018 年各国波动性可再生能源发电量占比



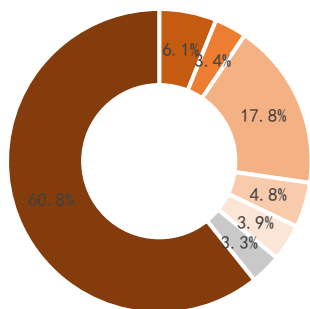
资料来源：中国水力发电工程学会、招商证券

图 9：我国未来年发电量结构预测（万亿千瓦时）



资料来源：《“十四五”水电开发形势分析、预测与对策措施》、招商证券

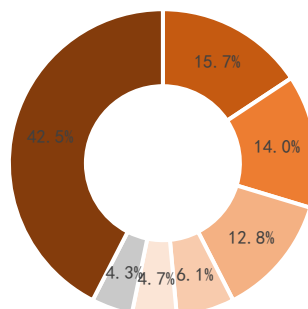
图 10：我国 2020 年电源供给结构（按发电量）



■ 风电 ■ 光伏 ■ 水电 ■ 核电 ■ 生物质等 ■ 气电 ■ 煤电

资料来源：《长江电力价值手册 2022》、招商证券

图 11：我国 2030 年电源供给结构预测（按发电量）

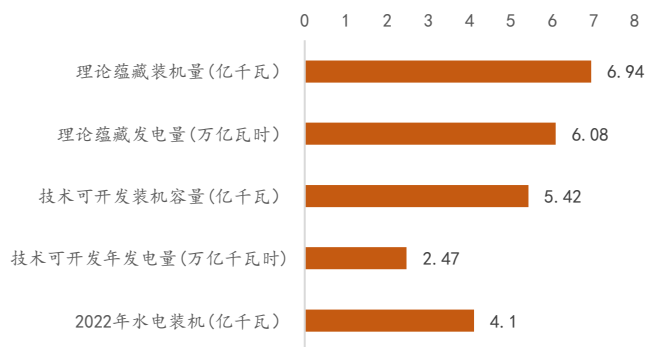


■ 风电 ■ 光伏 ■ 水电 ■ 核电 ■ 生物质等 ■ 气电 ■ 煤电

资料来源：《长江电力价值手册 2022》、招商证券

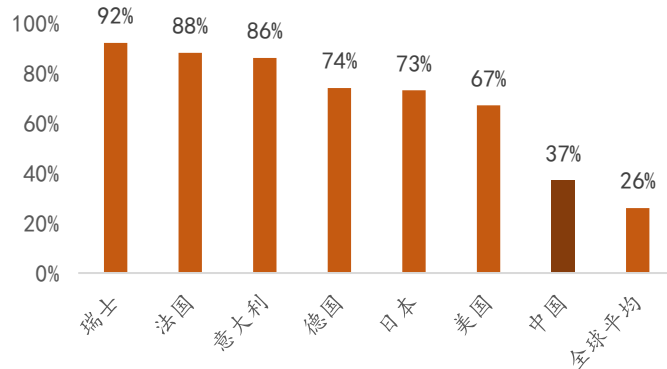
**水电装机逐渐接近技术容量上限，大水电具有稀缺性。**2022 年我国水电装机容量、发电量均位于世界第一，但与发达国家相比，我国水电开发程度较低。具体来看，瑞士、法国、意大利水电开发程度均已超过 80%，德国、日本、美国水电开发程度也接近 70%以上，而我国水电开发程度仅为 37%（按发电量算），稍高于全球平均水平，与发达国家相比仍有较大差距。根据中国水电发展远景规划，到 2030 年水电装机容量约为 5.2 亿 kW，其中常规水电 4.2 亿 kW，抽水蓄能 1 亿 kW，水电开发程度约 60%。根据国家发改委 2005 年发布的水利资源复查结果，我国水资源技术可开发装机容量约为 5.42 亿 kW，年均发电量约为 2.47 万亿千瓦时，截至 2022 年底，我国水电装机容量 4.1 亿千瓦，逐渐接近技术可开发容量上限，除刚完成的白鹤滩水电站之外，正在开发和将开发水电站中，装机 500 万千瓦以上水电站增量近乎为零，优质大水电具有较强的稀缺性。

图 12：我国水电资源概况



资料来源：国家发改委、能源局、招商证券

图 13：全球主要国家水电开发程度



资料来源：前瞻产业研究院、招商证券

**双碳背景推动清洁能源消费提升，水电需求看涨。**为推进我国清洁能源消费比例，在政策端地方政府考核机制转变，引导清洁能源消费意愿，鼓励消纳清洁能源，同时将大用户纳入清洁能源消纳考核。在成本端，海外碳关税政策不断推进，欧盟于 2023 年 4 月 18 日通过欧盟碳边境调节机制（CBAM）法案，并于 5 月 17 日生效。“碳关税”征收的行业覆盖范围钢铁、水泥、铝、化肥、电力及氢，主要针对生产过程中直接排放和对水泥、电力和化肥这三个大类的间接排放（即在生产过程中使用外购电力、蒸汽、热力或冷力产生的碳排放），以及少量的下游产品。目前我国碳交易价格相比外国较低，因此企业端面临碳成本上行可能。政策引导和成本双重因素将推动清洁能源消费提升，对水电的需求也将进一步提升。

表 5：欧盟碳边境调节机制（CBAM）法案内容

执行进程	过渡期	正式生效期
时间点	2023.10.1-2025	2026

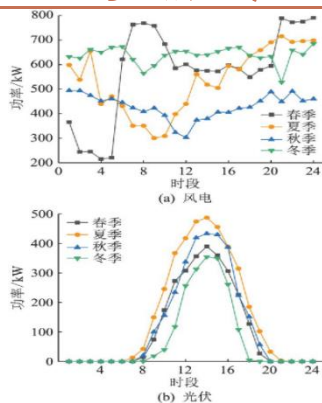
征收范围	首批纳入 <b>钢铁、铝、电力、水泥、化肥、有机化学品、塑料、氢和氨</b> 行业。	
核算范围	直接排放和 <b>外购电力产生的间接排放</b> 。欧盟 CBAM 管制的温室气体排放与欧盟 ETS 所涵盖的温室气体排放相对应，即二氧化碳（CO <sub>2</sub> ）、氧化亚氮（N <sub>2</sub> O）和全氟碳化物（PFCs）。	
核算方式	电力采用默认值计算，其他进口产品采用实际排放值计算。如果在进口货物时无法获得实际排放量，进口商可暂时根据默认值确定需要购买的证书数量。	
征收方式	无需付费，仅需履行报告义务。	非欧盟生产商告知欧盟授权进口商碳排放信息，进口商按要求于每年 <b>5月31日</b> 前申报上一年进口到欧盟的产品总量和所含碳排放量，并购买相应 CBAM 证书。

资料来源：第一财经、商务部、招商证券

## 2、清洁能源中水电优势突出，市场化电价放开有望最先受益

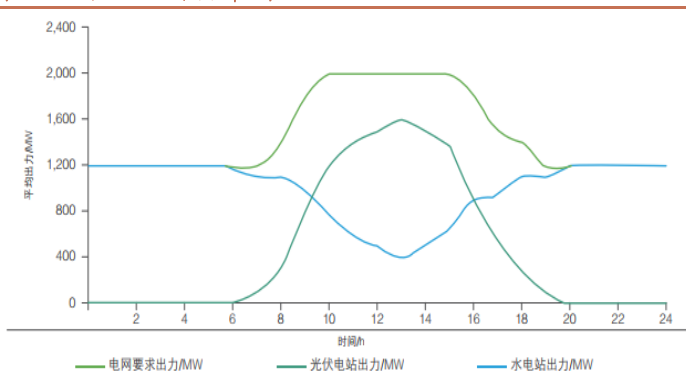
水电基荷作用明显，在可再生能源中优势突出。可再生能源中风光发电存在间歇性、随机性特点，对电力系统调峰、调频带来压力。可再生能源中水电是重要的基荷能源，充分发挥水电调节速度快、能源可存储等优点，与风光协同作用，能有效缓解间歇性能源出力波动问题，保障电力系统安全稳定。十四五规划九大清洁能源一体化基地，其中6座基地水电是重要组成部分。

图 14：风光发电出力曲线



资料来源：《电力工程技术》、招商证券

图 15：水光互补功率图



资料来源：《长江电力价值手册 2022》、招商证券

表 6：“十四五”规划中九大清洁能源一体化基地

基地名称	风电	光伏	水电	火电	储能	省份	相关规划
松辽清洁能源基地	✓	✓			✓	黑龙江、吉林、辽宁	辽宁：推动清洁能源建设，其中风电 3.3GW，光伏 1.5GW；黑龙江：“十四五”启动三大千万千瓦级清洁能源基地建设；吉林：2025 年新能源装机达到 3000 万千瓦。
冀北清洁能源基地	✓	✓			✓	河北北部	河北：2025 年风电、光伏发电装机容量分别达到 4300 万千瓦、5400 万千瓦。
黄河几子湾清洁能源基地	✓	✓		✓	✓	内蒙古、宁夏	宁夏：2025 年新能源装机达到 4000 万千瓦；内蒙古：“十四五”末可再生能源装机超 1 亿千瓦。
河西走廊清洁能源基地	✓	✓		✓	✓	甘肃	甘肃：2025 年，全省风光电装机达到 5000 万千瓦以上。
黄河上游清洁能源基地	✓	✓	✓		✓	青海	青海：2030 年全省风电、光伏装机 1 亿千瓦以上、清洁能源装机超 1.4 亿千瓦。
金沙江清洁能源基地	✓	✓	✓	✓	✓	四川	四川：2025 年底建成光伏、风电装机容量各 1000 万千瓦。
雅砻江清洁能源基地	✓	✓	✓			贵州	贵州：打造乌江、北盘江、南盘江、清水江“水风光一体化”千万千瓦级可再生能源开发基地。2025 年发电装机突破 1 亿千瓦。



金沙江下游清洁能源基地	✓	✓	✓	✓	✓	云南	云南：建设金沙江下游、澜沧江中下游、红河流域“风光水储一体化”基地及“风光火储一体化”示范项目新能源装机共 1500 万千瓦。
新疆清洁能源基地	✓	✓	✓		✓	新疆	新疆：建成/推进建设准东、哈密北和南疆环塔里木千万千瓦级清洁能源基地/保障区。

资料来源：新华社、新闻报道、招商证券

**水电灵活性高，可参与调峰调频服务。**相比煤电、气电等其他电源，水电具有运行灵活、安全可靠的绝对优势。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，其增减负荷的迅速灵敏性有利于满足电网调峰和紧急事故支援对上网容量的高标准要求。此外，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，导致电网负荷峰谷差进一步加大，而具有季及以上调蓄能力的水库电站由于具有较大的调节库容，可调节出力范围大，可承担电网调峰、调频和事故备用等重任，保障系统安全稳定运行。

表 7：主要灵活性电源特性比较

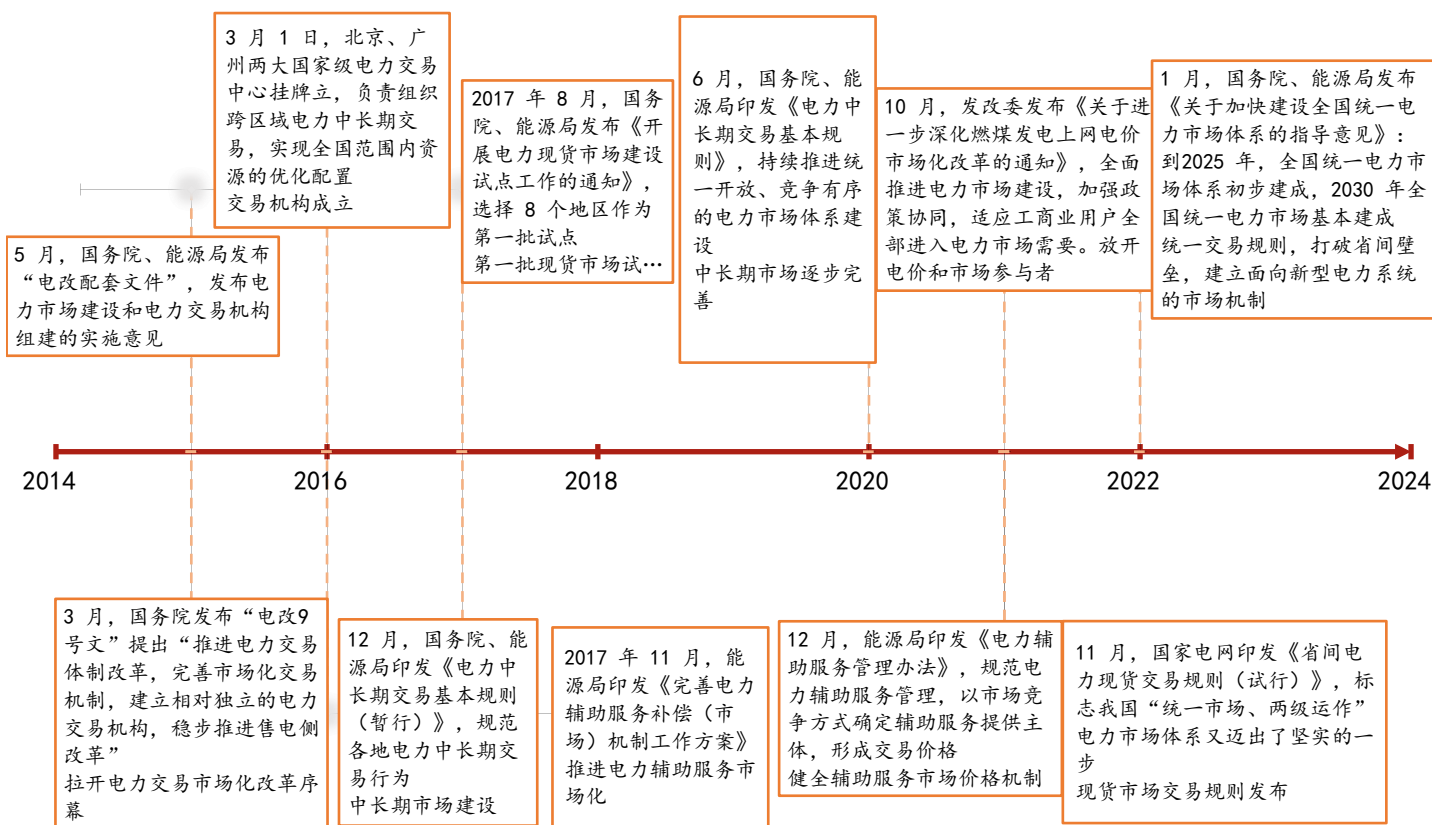
电源类型	调峰时效性	功率调整幅度	机组爬坡速率	备注
煤电	一般	装机容量 30%-100%	常规 1-2%/min	未经灵活性改造最小功率为 70%，改造后可达 30%
气电	较好	装机容量 0%-100%	常规 20%/min	高温气体直接驱动气轮机做功，灵活性高于蒸汽轮机
水电	最好	装机容量 0%-100%	常规 50-100%/min	调峰能力受库容影响

资料来源：《长江电力价值手册 2022》、招商证券

**水电电价低于其他电源，市场化电价中有望最先收益。**2018 年全国平均上网电价 0.37 元/度，其中燃煤 0.37 元/度，水电 0.27 元/度，核电 0.40 元/度，风电 0.53 元/度，光伏 0.86 元/度，水电电价较全国平均电价低 0.1 元/度。根据对行业重点上市公司的电价统计，2021 年火电/水电/核电/风光公司平均上网电价分别 0.40/0.31/0.40/0.53 元/度。2015 年 3 月 15 日，《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》下发，标志着新一轮电力体制改革的开启，目标是形成主要由市场决定能源价格的机制，随后一系列政策出台，推动电力市场化交易机制建设，随着电力市场化交易放开，水电电价有望上行。



图 16：电力交易市场化改革政策

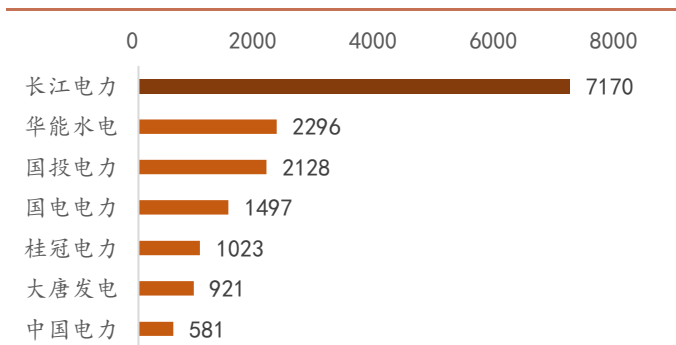


资料来源：能源局、政府网站、国家电网、招商证券

### 3、行业竞争充分，能力出众造就龙头地位

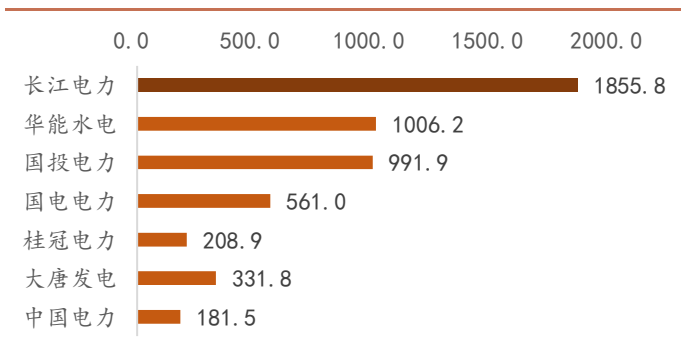
公司占据行业龙头地位，市场竞争有力。水电行业市场竞争充分，公司一直位于龙头地位，装机规模、发电量市占率均国内第一。截止2023年一季度，公司水电总装机容量7,179.5万千瓦（含2023年1月收购的乌东德、白鹤滩水电站），其中国内水电装机7,169.5万千瓦，占全国水电装机的17%，行业内遥遥领先。2022年公司发电量达1856亿千瓦时，占全全国水电发电量14%，接近第二名2倍。在水电行业长足发展情况下，公司龙头优势将受益明显。

图 17：主要水电公司装机规模（万千瓦）



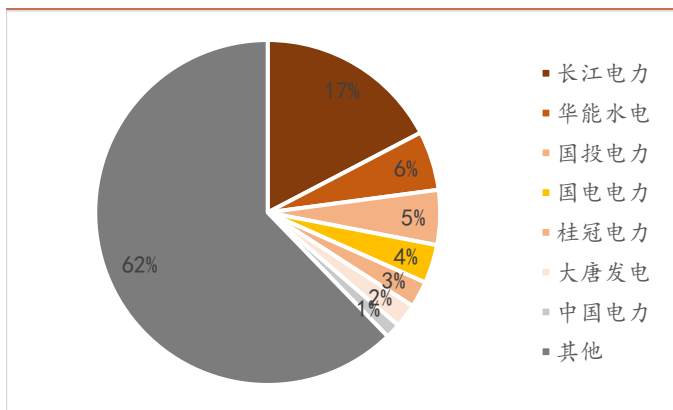
资料来源：各公司公告、招商证券

图 18：2022 年主要水电公司发电量（亿千瓦时）



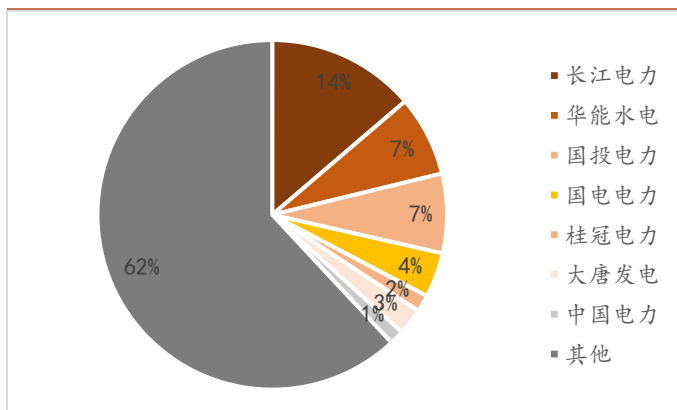
资料来源：各公司公告、招商证券

图 19：主要水电公司装机市占率



资料来源：各公司公告、招商证券

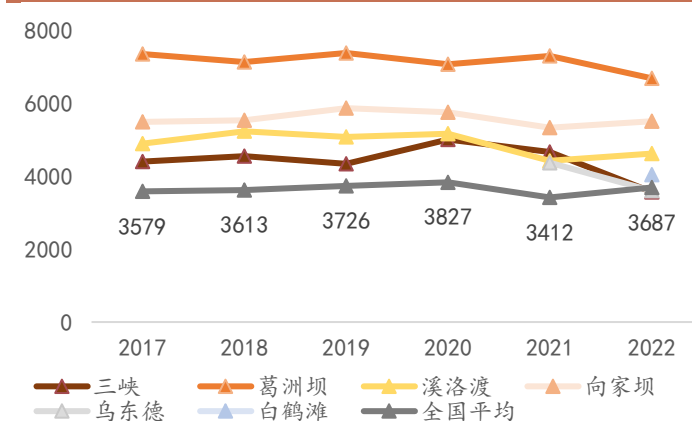
图 20：主要水电公司发电量市占率（2022）



资料来源：各公司公告、招商证券

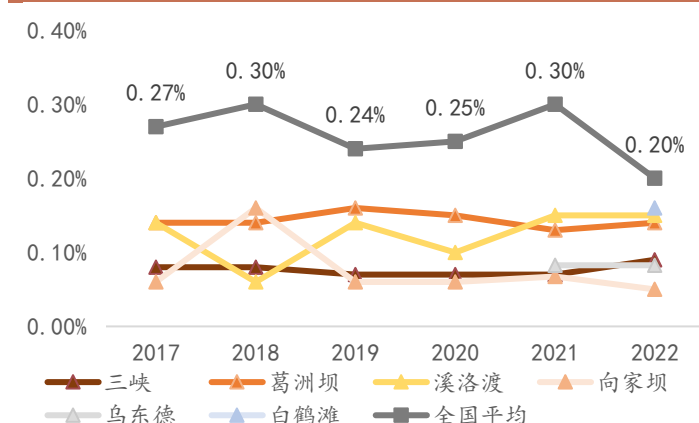
**库容量优势显著，经营能力优秀。**水电公司经营情况与流域来水丰枯密切相关，来水波动对发电量影响显著。公司运行 6 大发电站，通过“六库联调”平滑来水波动，近年来公司各机组年平均发电利用小时数均在 4000 小时以上，其中葛洲坝年平均小时数接近 7000 小时（2022 年有所下滑因长江来水严重偏枯导致发电量减少），远高于全国平均水平（约 3600 小时），表明公司利用库容量优势联合调度可有效提升发电量。厂用电率是检验水电站运营能力的重要指标，厂用电率越低表明电站运营效率越高，根据公司历年公报，各电站厂用电率在 0.1% 上下，远低于全国水平，彰显公司优秀的管理运营能力。

图 21：公司各电站年利用小时数与全国平均值



资料来源：wind、能源局、招商证券

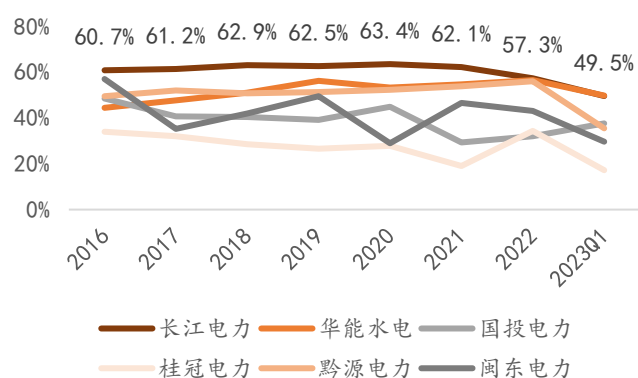
图 22：公司各电站厂用电率与全国平均值



资料来源：wind、中电联、招商证券

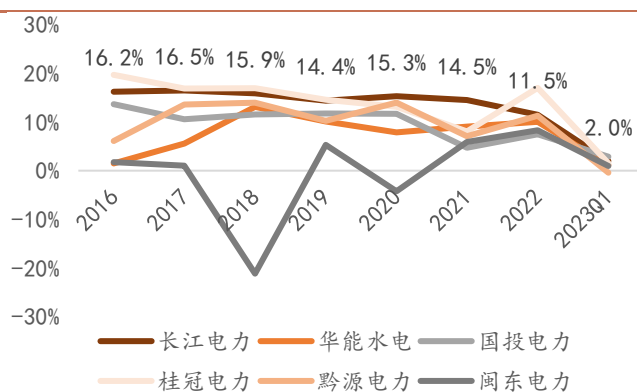
**盈利能力行业领先。**公司作为国内最大、发展时间较长的水电公司，拥有专业配置全面、人员素质高的大型水电站运营管理团队。同时公司充分发挥流域梯级联合调度能力，综合盈利能力卓越。2017-2021，公司毛利率保持在 60% 以上，ROE 也基本稳定在 16% 左右。2022 年受来水偏枯影响，毛利率有所下降为 57.29%，ROE 为 11.5%，但公司主营水电业务毛利率仍达 61.24%。长期来看，公司毛利率和 ROE 均处于行业领先地位，盈利能力优异。

图 23: 水电公司毛利率对比 (2016-2023Q1)



资料来源: 公司公告、招商证券

图 24: 水电公司 ROE 对比 (2016-2023Q1)



资料来源: 公司公告、招商证券

### 三、“天时地利人和”注写业绩反转伏笔，降本升价提升中长期盈利空间

#### 1、来水有望好转，乌白注入六库联调大幅提升发电量

拉尼娜年将尽迎来“天时”，来水情况有望极大改善。2022年，公司发电量、营业收入和净利润均有所下滑，主要系长江年度来水严重偏枯影响。根本原因为2022年是气象上的拉尼娜年，历史气象数据表明此时我国南部易发生干旱，降水量有所减少。根据中国自然资源部国家海洋环境预报中心和世界气象组织中心，连续三年的拉尼娜事件将于2023年春季结束，未来几个月可能会发生厄尔尼诺事件，在厄尔尼诺气候条件下，我国夏天长江及江南地区易出现洪汛，公司所拥电站主要位于长江流域和金沙江流域，届时来水情况有望极大改善，公司将度过发电“低谷”，叠加装机增加迎来发电量高速增长。

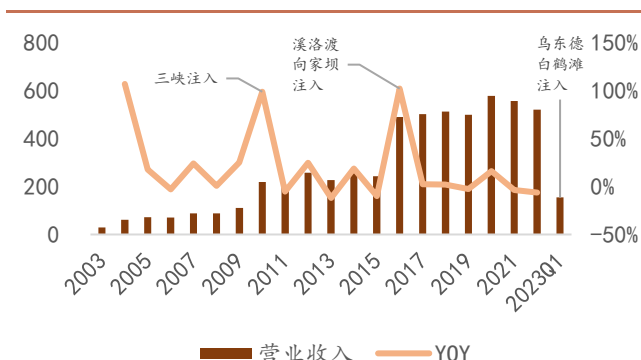
表 8：拉尼娜与厄尔尼诺现象

现象名称	形成原因	对我国气象影响
拉尼娜	赤道附近东太平洋水温异常下降的现象，表现为东太平洋明显变冷，同时也伴随着全球性气候混乱。拉尼娜事件总是出现在厄尔尼诺现象之后	易出现冷冬热夏，登陆中国的热带气旋个数比常年多，出现“南旱北涝”现象
厄尔尼诺	太平洋东部和中部的热带海洋的海水温度异常地持续变暖，使整个世界气候模式发生变化，造成一些地区干旱而另一些地区又降雨量过多	北方夏季易发生高温、干旱；南方易发生低温、洪涝

资料来源：《海洋环境学》、中国新闻网、招商证券

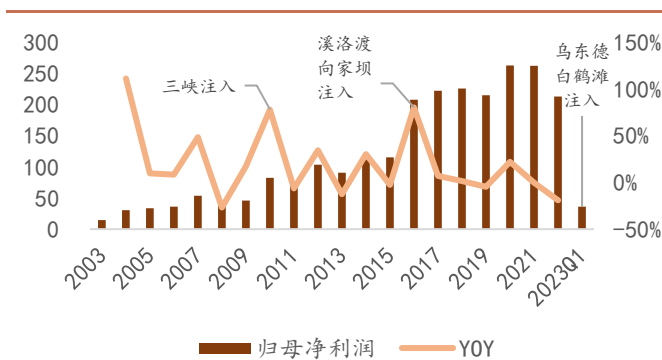
坐拥长江优质水资源占尽“地利”，乌白注入装机再迈新台阶。公司下属 6 座水电站均位于长江及金沙江干流区域，常年来水丰富且来水情况稳定，公司拥有国内最优的水电资源禀赋。装机容量是水电公司的关键竞争力，随着乌白电站注入，公司装机容量再迈新台阶，公司控股水电装机增加至 7169.5 万千瓦，相比注入前增长 57%。在全球 12 大水电站中，公司拥有 5 座，在国内十大水电站中占据前五名。根据公司历史数据，随着每次新水电站注入，装机容量上升一个台阶，公司营业收入、利润均会出现较大增长，呈“阶跃式”上升。

图 25：公司营业收入呈“阶跃式”上升



资料来源：公司公告、招商证券

图 26：公司归母净利润呈“阶跃式”上升

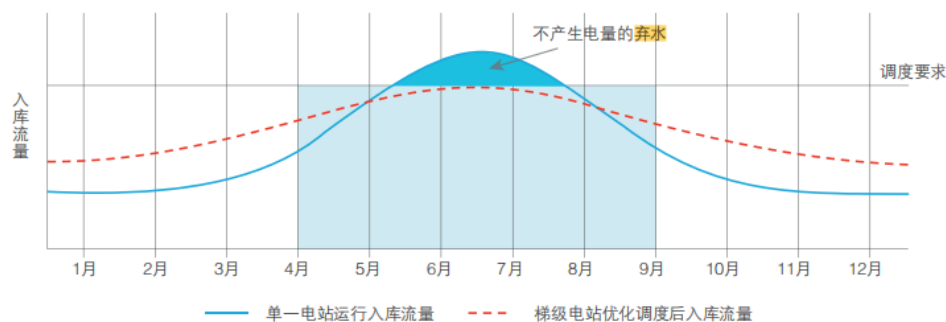


资料来源：公司公告、招商证券

联合优化调度技术成熟，“人和”因素有力提高各级电站水能利用率。为实现流域水资源综合效益最大化，需要梯级水库利用水库的调节库容，相互协调配合，通过改变径流的分配过程，提升水资源综合利用效能，从而改善枯水期来水情况，增加梯级电站发电量。公司目前拥有国内规模最大、技术领先的水情遥测系统、气象预报系统、水文预报系统、通信及自动化保障系统。通过上述技术手段，减少梯级各库弃水，提升平均运行水头，公司梯级电站水能利用率提高超过 4%。

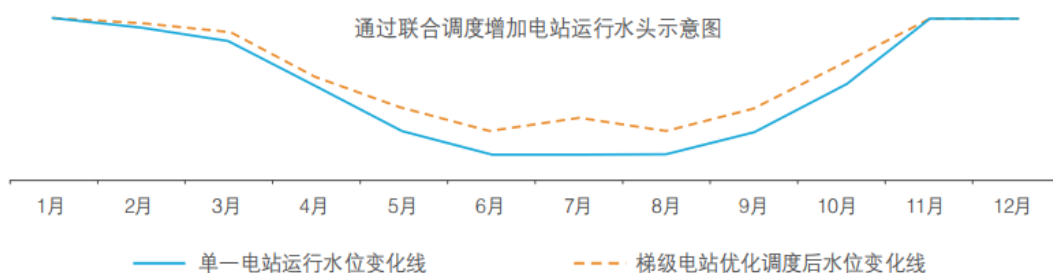
- 减少流域弃水：当预报三峡来水大于电站所有机组过流能力时，可以通过溪洛渡水库提前拦蓄部分水量，待三峡来水减小后，上游水库再逐步释放拦蓄水量，尽量让来水都通过机组过流，从而提高梯级电站的发电效益。
- 提高平均运行水头：在满足防洪要求的前提下，通过联合调度适当提前每年的汛后蓄水时间，延迟汛前水位消落时间，尽量在非汛期保持较高的平均运行水头。另外，充分利用汛期洪水资源，在保证安全的前提下，把部分洪水留在水库，待洪峰过后，再经水轮发电机组泄至下游，这样不仅增加了发电流量，同时也提高了汛期水库的平均运行水头。提高水库平均运行水头的方法，简单可以总结为“早蓄水、晚消落、动汛限”。

图 27：减少弃水示意图



资料来源：《长江电力价值手册 2022》、招商证券

图 28：通过联合调度增加电站运行水头示意图



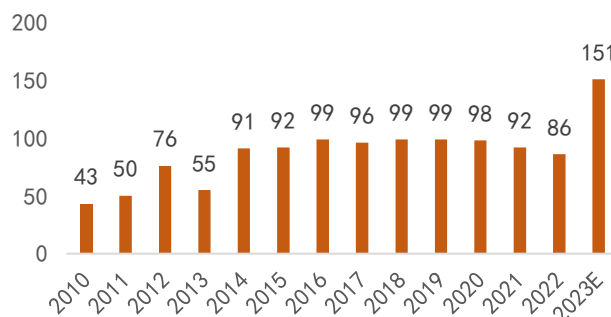
资料来源：《长江电力价值手册 2022》、招商证券

**“六库联调”平滑来水波动，增发电量提升明显。**对于水电公司，流域来水的不确定性以及季节性波动差异将显著影响水电站全年实际发电能力和盈利能力，通过梯级联调可有效增加发电量。2014 年向家坝、溪洛渡电站投产后开启“四库联调”，年节水增发电量接近 100 亿千瓦时，三峡、葛洲坝、溪洛渡及向家坝四座电站近年的实际发电量，均已经超过各自设计电量。随着乌东德、白鹤滩水电站投产，“四库联调”升级为“六库联调”，增发电量进一步提升。根据公司 2022 年度暨 2023 年第一季度业绩说明会，六库联调后将额外增发电量 60-70 亿千瓦时。

图 29：公司梯级电站分布



图 30：公司节水增发电量（亿千瓦时）





资料来源：《长江电力价值手册 2022》、招商证券

资料来源：《长江电力价值手册 2022》、公司年报、招商证券

**大库容、年调节能力电站注入，库容调节改善下游电站枯水期。**水电站按调节能力可分为：无调节水电站、有调节水电站。其中，有调节水电站按照库容大小与多年平均径流量的关系又可分为：日调节、月调节、季调节、年调节和多年调节水电站等。公司拥有水电站中，葛洲坝电站为日调节；三峡电站、向家坝电站和乌东德电站为季调节；溪洛渡电站、白鹤滩电站是年调节。其中白鹤滩电站调节库容超过 100 亿立方米。随着联合调度能力的进一步增强以及上游具有大型调节能力的乌东德、白鹤滩电站投产，溪洛渡、向家坝、三峡、葛洲坝 4 座电站的枯水期发电能力将会得到进一步提升，推升公司的水资源利用效率和盈利能力。

表 9：公司梯级水电站情况

	正常蓄水位 (m)	防洪水位 (m)	总库容	调节能力	装机容量 (万千瓦)
乌东德	975	952	74	季调节	1020
白鹤滩	825	785	206	年调节	1600
溪洛渡	600	560	129	年调节	1386
向家坝	380	370	52	季调节	640
三峡	175	145	450	季调节	2250
葛洲坝	66		7	日调节	273.5

资料来源：公司官网、公司公告、招商证券

**年度发电量有望大幅增长，业绩大幅增长可期。**叠加天时地利人和因素，公司也制定了积极进取的年度经营计划。2023 年公司梯级电站力争完成发电量 3,064 亿千瓦时。同时公司开展老旧机组改造计划，进一步提升公司装机容量。2023 年争取溪洛渡电站容量调整 18 台，单机 70 万千瓦调整到 77 万千瓦，合计增加 126 万千瓦，向家坝电站扩机三台，合计增加 144 万千瓦，容量调整 8 台，单机 75 万调整至 80 万千瓦，合计增加 40 万千瓦。按照年度经营计划，预计 2023 年发电量将有 65% 的大幅增长。

## 2、高分红凸显价值投资优势，降本提价打开中长期盈利空间

**优质运营型现金流资产，高分红率凸显类债资产价值。**公司经营稳定、财务报表扎实稳健，利润及现金创造能力突出，多年来持续通过高比例现金分红方式和股东分享经营成果，是优质的价值蓝筹股。2016 年以来公司分红率保持在 60% 以上。公司承诺十四五期间分红率不低于 70%，2022 年分红总额 200.92 亿元，对应过渡期（22M2-12）归母净利润 100% 分红率，对应全年归母净利润分红率高达 94%，远超公司承诺 2021-2025 年每年不低于 70% 的分红率。从股息率来看，公司 2016 年以来股息率保持在 3.6% 以上，常年高于十年期国债到期收益率 0.5pct 以上，2022 年度股息率同比上升 0.2pct，达到 3.8%。

图 31：公司分红规模（亿元）和分红率

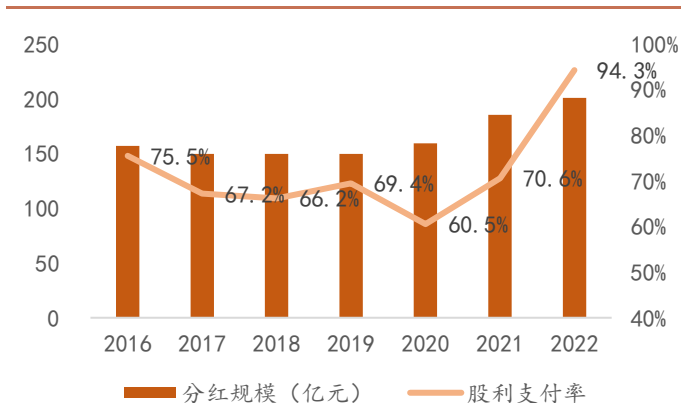
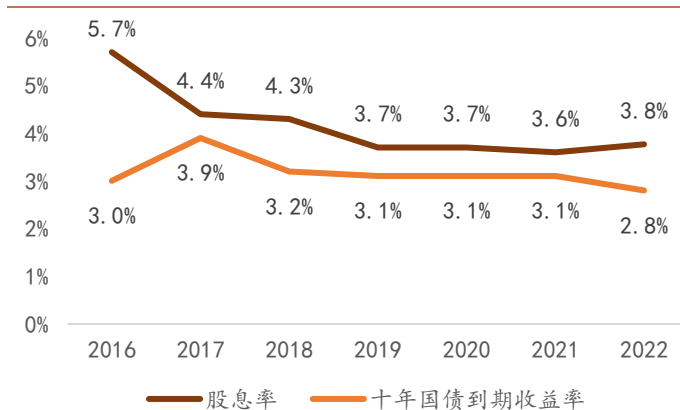


图 32：公司股息率和十年国债到期收益率对比



资料来源：wind、公司公告、招商证券

资料来源：wind、公司年报、招商证券

**折旧期满助力盈利提升。**对于水电公司，长期运行成本主要为折旧费用。水电项目前期投入大，成本主要为资产折旧和贷款利息，随着资产折旧陆续完毕，成本将相应降低，盈利规模将逐步提升。以三峡电站为例，自 2003 年 8 月首批水电机组投产发电以来，已运行多年，其中折旧年限为 18 年的水轮发电机组自 2021 年起陆续到期，将为公司带来一定的利润贡献额外增量。此外，挡水建筑物（折旧年限 40-60 年）等固定资产折旧到期后，电站折旧费用将显著下降，公司盈利能力将进一步提升。

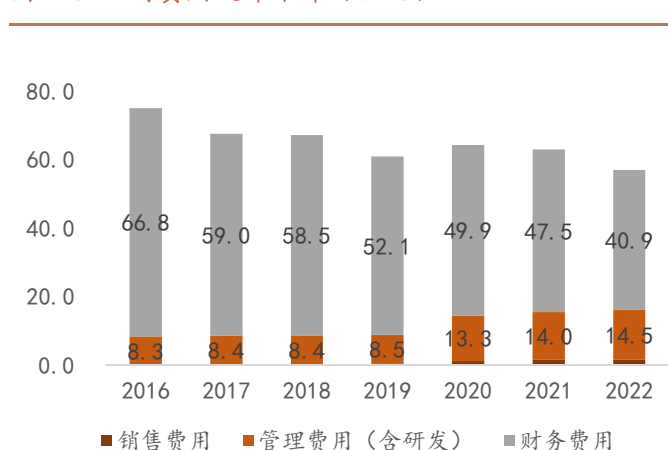
表 10：水电站全生命周期财务特征

	建设期	运营前期	运营中期	运营后期
现金流	大量流出	逐步上升	随借款偿还完后，现金流出下降，但随公司投资计划、分红等资金需求波动	较为稳定，但随公司投资计划、分红等资金需求波动
折旧费用	无	稳定	折旧逐步到期	折旧到期
本息偿还余额	逐渐上升	逐步下降	建设期借款偿还完毕，但随公司投资计划、分红等资金需求波动	建设期借款偿还完毕，但随公司投资计划、分红等资金需求波动
盈利	无	逐步上升	逐步上升	随折旧到期显著上升，随后稳定

资料来源：《长江电力价值手册 2022》、招商证券

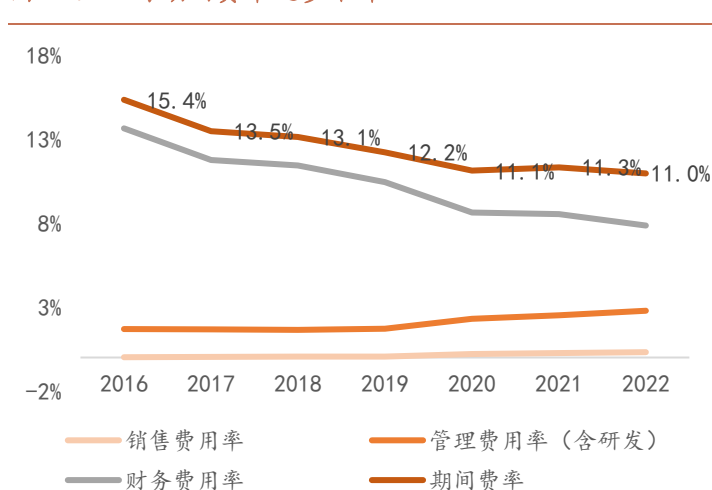
**费用进入下行区间，长期费用成本降低。**2016 年以来，公司期间费用（主要是财务费用）逐步降低。2022 年财务费用 40.92 亿元，同比减少 6.6 亿元，原因为归还贷款导致财务费用减少，财务费用占营业收入比例为 7.86%，相比 2016 年下降 5.8pct。折旧费用也进入下行区间，2022 年公司部分机组折旧年限到期，折旧费用 109.33 亿元，同比减少 4.10 亿元，而年末水电站维修时间提前、以及海外路德斯公司成本提升导致公司总成本同比微增 1.5%。整体来看，公司期间费用率从 2016 年 15.4% 逐渐下降至 2022 年 11%，同比下降 4.4pct，表明公司长期费用成本不断降低，盈利能力不断提升。

图 33：公司费用逐年下降（亿元）



资料来源：wind、公司公告、招商证券

图 34：公司期间费率逐步下降



资料来源：wind、公司年报、招商证券

**乌白注入装机提升，高电价地区输电比例上升增厚利润。**根据公司 2022 年度暨 2023 第一季度业绩说明会，白鹤滩电站已正式定价。白鹤滩电站向江苏、浙江地区输电，两省落地电价为 0.4388 元/千瓦时，输电价格分别为 8.36/8.14 分/千瓦时，最终输送浙江上网电价为 0.323 元/千瓦时，输送江苏上网电价 0.325 元/千瓦时。根据 2022 年 5 月 15 日国家发改委《关于白鹤滩-江苏、白鹤滩-浙江特高压直流工程和白鹤滩水电站配套送出工程临时输电价格的通知》，输电价格已含线损，线损率均为 6%。同时根据公司业绩会说明，预计今年乌白电价向高电价地区输送电量比例从 60% 提高至 80%。根据我们测算，乌白注入装机增加以及提升高电价地区输电比例预计将为公司增加 279.8 亿元营收，占 2022 年总营业收入 53.7%。

➤ **年利用小时数及厂用电率：**乌东德电站装机容量 1020 万千瓦，设计多年平均发电量 389.1 亿千瓦时，对应年利用小时数 3815；白鹤滩电站装机容量 1600 万千瓦，设计年发电量 624 亿千瓦时，对应年利用小时数 3900。厂用电率参考 2022 年公司年度报告，其中乌东德厂用电率 0.083%，白鹤滩厂用电率 0.162%。

➤ **上网电价：**根据 2020 年 4 月《国家能源局综合司关于白鹤滩电站消纳有关意见的复函》，乌东德电站每年枯水期在云南留存 60 亿千瓦时电量，白鹤滩电站在云南、四川各留存 40、100 亿千瓦时电量，其余电量送往东部消纳。**留存电价：**根据昆明电力交易中心数据，云南枯水期电价取近年来平均价格为 0.261 元/千瓦时。根据 2022 年 1 月国家发改委价格司《关于明确白鹤滩水电站过渡期送电价格协调结果的函》，白鹤滩水电站留存四川上网电价为 0.2452 元/千瓦时。

**乌东德外送电价：**根据 2020 年 12 月国家发改委价格司《关于乌东德水电站送电广东、广西价格有关事项的会议纪要》，明确乌东德电站送广东、广西采用倒推机制，送广东优先发电计划电量分为保量报价和保量竞价部分，保量保价电量落地电价为 0.421 元/千瓦时，倒推至上网侧为 0.3132 元/千瓦时，保量竞价电量通过落地端市场化方式形成；送广西优先发电计划电量落地电价为 0.35 元/千瓦时，倒推至上网侧为 0.2543 元/千瓦时。

**白鹤滩外送电量电价：**根据公司 2022 年度暨 2023 第一季度业绩说明会，白鹤滩电站向江苏、浙江地区落地电价为 0.4388 元/千瓦时，输浙江上网电价为 0.323 元/千瓦时，输江苏上网电价为 0.325 元/千瓦时。

**平均电价假设：**乌东德留存电量平均上网电价为云南省枯水期平均电价 0.261 元/千瓦时，高价区平均上网电价为输广东电价 0.3132 元/千瓦时，低价区平均电价为输广西电价 0.2543 元/千瓦时；白鹤滩留存平均上网电价为云南省枯水期平均电价与四川电价按留存电量比例取权重计算，平均上网电价 0.25 元/千瓦时，高价区平均上网电价为输江苏、浙江平均上网电价 0.324 元/千瓦时（假设两省输电量相同），低价区平均上网电价为四川电价 0.2452 元/千瓦时。

➤ **增发电量收入：**根据业绩说明会，“六库联调”后预计增发电量 60-70 亿千瓦时，取 65 亿千瓦时，根据公司 2022 年报，厂用电率参考各电站厂用电率，取 0.1%，上网电价取 2022 平均电价 0.2697 元/千瓦时。

表 11：装机容量提升及高电价地区输电比例提升盈利测算

	乌东德	白鹤滩	增发电量
装机/万千瓦	1020	1600	
利用小时数/小时	3815	3900	
发电量/亿千瓦时	389.13	624	65
厂用电率/%	0.083%	0.162%	0.1%
上网电量/亿千瓦时	388.8	623.0	65
留存电量/亿千瓦时	60	140	
留存平均电价/元/千瓦时	0.261	0.250	
留存电量收入/亿元	16	35	
高电价地区比例	80%	80%	
高电价区输电量/亿千瓦时	263.0	386.4	
高电价区平均电价/元/千瓦时	0.3132	0.324	
高电价区收入/亿元	82.	125.2	
低价区输电量/亿千瓦时	65.8	96.6	
低价区电价/元/千瓦时	0.2543	0.2452	0.2697
低价区收入/亿元	16.7	23.7	
合计/亿元	114.8	183.8	17.5
总收入(不含税)/亿元		279.8	
2022 年营业收入		520.6	
增幅		53.7%	

资料来源：公司公告、国家发改委、国家能源局、招商证券

**电力市场体系完善推动水电电价上涨，盈利空间有望提升。**2004 年以前，我国水电站上网电价按照“还本付息电价”或“经营期电价”两种方式制定，基本为“一厂一价”，此后水电电价政策经历了标杆化、到去标杆化、再到标杆化的三次调整。目前水电西电东送电量普遍采用优先消纳的保量保价合同价格模式，定价机制尚未市场化。公司 5 座电站均以跨省跨区、点对网形式送往东部沿海省份及部分中部省份消纳，溪洛渡及向家坝电站的外送水电落地电价普遍低于落地省的火电标杆电价。随着全国统一电力市场体系初步建成，逐步将跨省跨区优先发电计划从量价固定的购售电协议，转化为由市场机制决定量价的政府授权合同，市场化电价将进一步放开，结合当前明显偏低的外送水电价格以及国内向清洁能源转型的时代大背景，外送水电电价有望上涨，在中长期提升公司盈利空间。

表 12：我国水电四种主要定价模式

定价类型	价格公式	定价机制	适用标准	典型水电站
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	葛洲坝
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	平班、乐滩
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	向家坝、溪洛渡
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	向家坝、溪洛渡

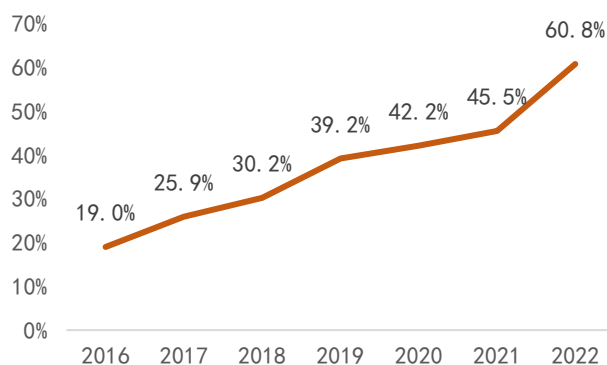
资料来源：《长江电力价值手册 2022》、招商证券

➤ 《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》：到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营，跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成；到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。

**市场化交易电量提升，水电面临新机遇。**我国电力市场建设稳步推进，市场化交易电量比重大幅提升。2022 年全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 5.25 万亿千瓦时，同比增长 39%，占全社会用电比重达到 60.8%，相较于 2016 年提升 41.8pct。截至 2021 年 12 月 31 日，我国已建成 34 个电力交易中心，支持中长期市场交易。同时已经选择 14 个地区作为现货市场试点。另一方面市场化电价也有所提升，根据广东电力交易中心，2022 年度交易方面成交均价 0.497 元/千瓦时，较基准价上浮 0.034 元/千瓦时。公司下属电站市场化交易电量也逐步上升，2020 年达到历史最高，共计 315.5 亿千瓦时，2022 年有所下降系公司大水电属于国家西电东送战略工程，国家有明确消纳方案作为支撑，以及公司送电情况受各省相关政策约束。价格机制不仅是电力市场高效运行的核心，也是提高电力交易效益的关键，随着我国电力体制的逐步完善，电力价格将更好地反映供电成本、还原电力的商品属性和资源的稀缺程度，为公司大水电业务发展及新业务拓展带来新的发展机遇。

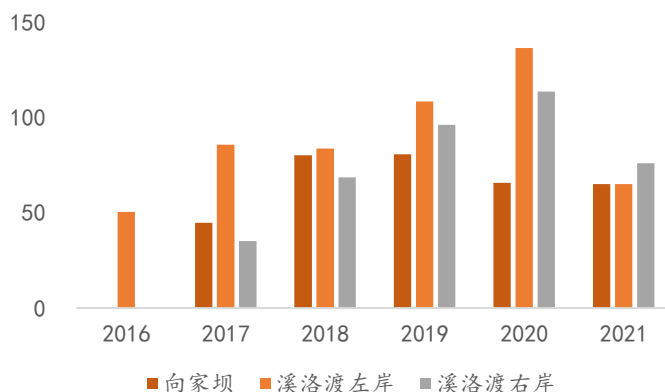


图 35：我国市场化交易电量占全社会用电量比重



资料来源：国家能源局、招商证券

图 36：公司下属电站市场化交易电量（亿千瓦时）

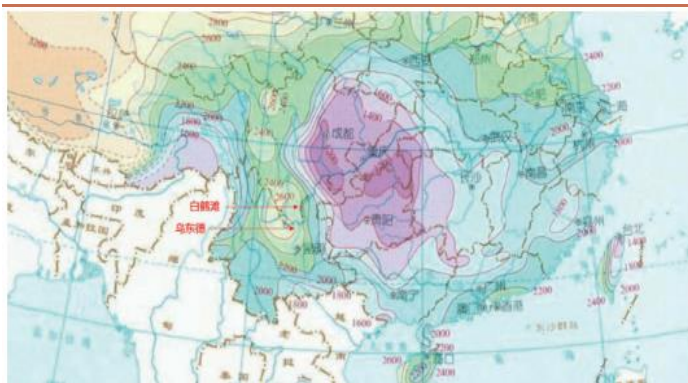


资料来源：《长江电力价值手册 2022》、招商证券

### 3、风光水储一体协同，水电灵活性优势价值凸显

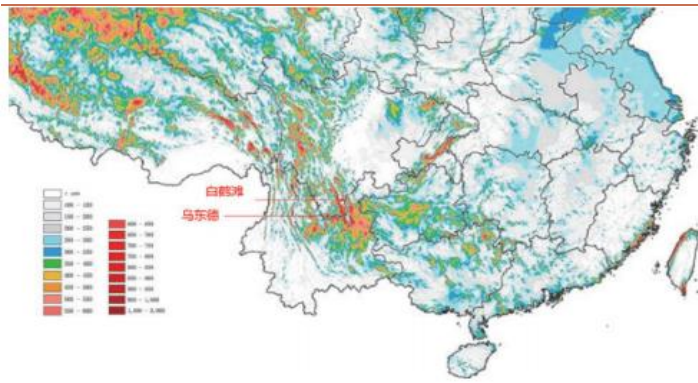
**双碳目标推动风光水储一体化基地建设，公司具备先天地缘优势。**双碳目标推动清洁能源建设，风光装机大力推进，然而风光发电出力不稳将增加电网负荷，在此情况下火电、水电调节作用凸显。水电作为调峰调频优质电源，具有启停便利、能量损失小、零碳排放等诸多优势，水电与风光项目相配合，既可以解决风光出力不稳的问题，也可以减少碳排放。2020 年国家能源局、发改委发文针对风光水火储一体化发展征求意见，云南、四川均出台规划，计划在金沙江下游开发风光水一体化发展基地。金沙江下游受益干热河谷效应，风光资源禀赋显著占优，是我国南方内陆地区风力、光照资源最佳的区域，具有新能源开发的天然条件。公司乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝四座电站均位于金沙江流域，参与一体化基地建设实现风光水协同具备先天地缘优势。

图 37：金沙江下游为我国南方光照最佳地区（小时）



资料来源：《长江电力价值手册 2022》、招商证券

图 38：金沙江下游为南方内陆风能最佳地区（瓦/平方米）

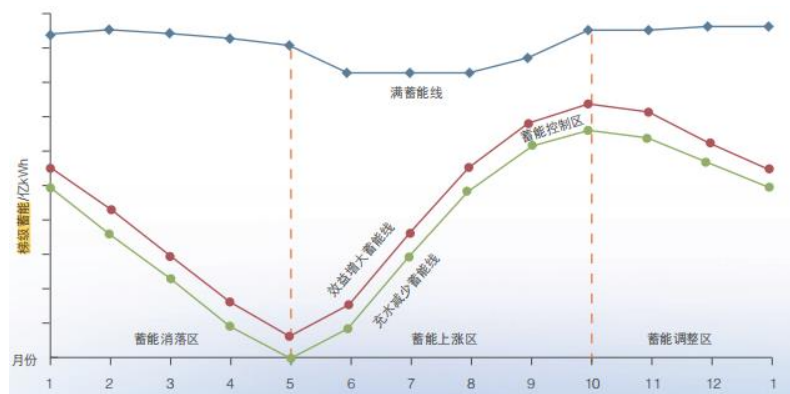


资料来源：《长江电力价值手册 2022》、招商证券

**多能互补破解新能源消纳难题，公司库容量优势凸显。**公司所属水库群系统是一个巨大的储能系统，利用风光水发电的丰枯互补特性，能够有效地解决风电、光电大规模集中上网的消纳难题，破解风光资源的随机性、波动性和间歇性的弊端。枯季是风电和光伏多发季节，可通过水能的快速启停功能保障风电和光伏的优先送出。雨季是风电和光伏的少发季节，水电可充分利用汛期来水多发或满发。充分发挥公司大规模、可调节库容量优势，通过风光水多能互补运行的优化调度方式，指导梯级电站群与风光电站群联合运行，实现混合能源的平稳输出，保障电网的安全稳定运行，使得优质清洁能源发挥最大效用。



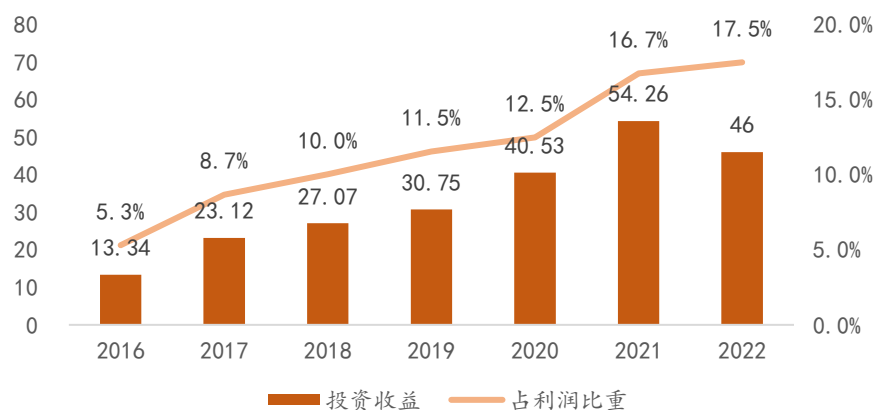
图 39：梯级蓄能控制示意图



资料来源：《长江电力价值手册 2022》、招商证券

**投资收益稳定，也将对业绩形成支撑。**公司一直以来充分发挥自身资产质量优良、现金流稳定、信用评级高、品牌形象好优势，通过积极对外投资收益来平滑主营业务波动。近三年，公司投资收益维持在 40 亿元以上，占利润总额的比重保持在 10%-20% 之间，有效平滑外界不利因素对年度经营业绩的影响。随着国家风光水一体化协同基地战略，公司持续推进金沙江下游风光水储一体化可再生能源开发，深入开展水风光互补的运行调度研究，发挥自身大水电运维核心能力，高质量布局和推进抽水蓄能业务发展，推进智慧综合能源业务，积极布局“源网荷储”一体化发展。公司将围绕新兴产业链，积极稳健开展财务性投资，持续为股东创造价值。

图 40：公司投资收益及占总利润比重（亿元）



资料来源：wind、招商证券

## 四、盈利预测

2022 年，主要系长江流域来水偏枯影响，公司营业收入和净利润出现下滑。2023 年公司对乌东德、白鹤滩水电站收购正式完成，公司装机容量从 4549.5 万千瓦提升至 7169.5 万千瓦，同比增长 57%。2023 年来水情况好转，根据公司披露，一季度发电量达 525.8 亿千瓦时，比上年同期增加 18.4%，叠加乌白电站向高电价地区输电比例增加，“六库联调”进一步改善枯水期情况，我们预计 2023 年业绩将有大幅增长。根据公司经营计划，2023 年计划完成溪洛渡电站容量调整 18 台，单机 70 万千瓦调整到 77 万千瓦，合计增加 126 万千瓦，向家坝电站扩机三台，合计增加 144 万千瓦，容量调整 8 台，单机 75 万调整至 80 万千瓦，合计增加 40 万千瓦。假设 2024 年起上述增加容量投产。根据历史数据，假设 2023-2025 年平均利用小时数分别为 4312/4323/4323 小时，预计 2023-2025 年发电量分别为 3091/3233/3233 亿千瓦时。考虑高电价电站注入影响，预计 2023-2025 年平均税前上网电价 0.277/0.279/0.279 元/千瓦时。综上，预计公司 2023-2025 年营业收入 837.1/883.7/893.9 亿元，同比增长 61%/6%/1%。

表 13：公司 2023-2025 年营业收入预测

	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入（亿元）	498.74	577.83	556.46	520.60	837.11	883.66	893.90
营业收入增速	-3%	16%	-4%	-6%	61%	6%	1%
电力（亿元）	496.58	528.82	487.52	435.99	744.03	781.27	781.27
装机容量（万千瓦）	4550	4550	4550	4550	7170	7480	7480
利用小时	4626	4988	4579	4079	4312	4323	4323
发电量（亿千瓦时）	2105	2269	2083	1856	3091	3233	3233
厂用电量率	0.57%	0.57%	0.57%	0.58%	0.57%	0.57%	0.57%
上网电量（亿千瓦时）	2093	2256	2071	1845	3074	3215	3215
上网电价（元/千瓦时）	0.27	0.27	0.27	0.27	0.28	0.28	0.28

资料来源：公司公告、招商证券

公司营业成本中最重要条目是资产折旧，水轮发电机组折旧年限一般为 18 年，2021 年起至 2026 年，长江电站的 26 台机组陆续折旧期满，带动公司存量电站折旧成本下降。我们预计 2023-2025 年公司折旧费用分别为 225.4/221.4/217.4 亿元，电力营业成本分别为 307/306.3/302.5 亿元，同比变化 81.7%/-0.2%/-1.3%，其中 2023 年电力成本大幅上升主要系新电站资产注入引起新增折旧（公司固定资产从 2022 年 2113.5 亿元增加至 2023 年 4456.7 亿元，同比变化 111%），预计营业成本分别为 365.4/370.8/373.4 亿元，同比增加 64.5%/1.4%/0.7%。

表 14：公司 2023-2025 年营业成本预测

	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业成本（亿元）	186.97	211.49	211.13	222.32	365.64	370.84	373.43
yoy		13.1%	-0.2%	5.3%	64.5%	1.4%	0.7%
电力成本（亿元）	186.14	177.76	165.64	169.01	306.99	306.32	302.46
yoy		-4.5%	-6.8%	2.0%	81.7%	-0.2%	-1.3%
固定资产折旧（亿元）	120.38	116.02	113.4	109.32	225.44	221.44	217.44

资料来源：公司公告、招商证券

2019 年以来，公司期间费用率稳定在 11% 左右，其中主要是财务费用。2023 年因乌白电站并表，预计公司财务费用将有一定增加。结合往期费用率，预计 2023 年财务费用 65.8 亿元，假设销售/管理/研发费用率与往年持平，预计分别为 2.7/21.9/1.4 亿元，预计 2023 年期间费用 91.8 亿元，期间费用率 11%，预计 2024-2025 年期间费用率持平。

表 15：公司 2023-2025 年期间费用预测

	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
期间费用（亿元）	60.9	64.3	63.0	57.1	91.8	96.9	98.0
费用率	12%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
销售费用	0.3	1.2	1.5	1.7	2.7	2.8	2.8
管理费用	8.1	12.9	13.6	13.6	21.9	23.0	23.0

财务费用	52.1	49.9	47.5	40.9	65.8	69.5	70.3
研发费用	0.4	0.4	0.4	0.9	1.4	1.5	1.5

资料来源：公司公告、招商证券

公司投资收益中最重要条目为权益法核算的长期股权投资，预计 2023-2025 年有 20%/10%/10%以上增长，公司投资收益预计为 49.2/53.5/58.1 亿元。综上，预计公司 2023-2025 年归母净利润分别为 334/367/376 亿元，同比增长 56.7%/9.9%/2.4%，预计每股收益 EPS 为 1.37/1.5/1.54 元。

表 16：公司 2023-2025 年盈利预测

	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
投资收益（亿元）	30.75	40.5	54.3	46.00	49.2	53.5	58.1
yoy		31.8%	33.9%	-15.2%	7.0%	8.6%	8.7%
归母净利润（亿元）	215.43	262.98	262.73	213.09	334.00	367.09	376.03
yoy		22.1%	-0.1%	-18.9%	56.7%	9.9%	2.4%
每股收益（元）	0.98	1.16	1.16	0.94	1.37	1.50	1.54

资料来源：公司公告、招商证券

## 五、风险提示

- 来水不及预期风险：**公司水电业务受长江流域来水情况影响较大，2022 年长江来水偏枯导致公司发电量出现下滑，2023 年根据气象预测来水情况大概率转好，但不排除极端气象情况。若降水量减少导致流域来水情况不理想，枯水期偏长，可能影响公司各级电站发电量不及预期，进而影响公司业绩不及预期。
- 市场化电价交易机制建设不及预期风险：**受顶层设计规划、各级地方政策推进力度等因素影响，全国统一电力市场体系、市场化电价交易机制建设进度存在不及预期风险，导致市场化交易电价放开及上涨程度不及预期，进而影响公司市场化交易电量收入。
- 电站改造建设进度不及预期风险：**公司规划 2023 年对溪洛渡、向家坝水电站机组进行改造，扩充容量，若受公司经营状况或其他因素影响，导致改造进度不及预期，会影响公司装机容量投产情况，进而影响业绩。
- 需求不足影响电量消纳风险：**公司水电属于清洁、成本低廉的绿色能源，所属电站均为国家能源重点工程和“西电东送”骨干电源，拥有跨省跨区专用配套外送线路，多年来发电量消纳形势良好，但仍有可能因宏观经济不景气等因素导致对用电量需求不足，影响公司电量消纳，导致业绩不及预期。

## 附：财务预测表

## 资产负债表

单位：百万元	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>流动资产</b>	17923	15302	14314	14165	15087
现金	9930	9302	4691	4043	4851
交易性投资	0	0	0	0	0
应收票据	1	0	0	0	0
应收款项	3768	4396	7037	7429	7515
其它应收款	629	835	1342	1417	1433
存货	470	453	733	743	748
其他	3126	316	510	534	539
<b>非流动资产</b>	310640	311966	555165	539831	525380
长期股权投资	60717	67166	67166	67166	67166
固定资产	218713	211351	456891	443662	431105
无形资产商誉	21169	23282	20954	18858	16972
其他	10042	10167	10155	10144	10136
<b>资产总计</b>	<b>328563</b>	<b>327268</b>	<b>569479</b>	<b>553996</b>	<b>540468</b>
<b>流动负债</b>	53406	52458	58272	49192	43470
短期借款	12316	26752	38088	28911	23141
应付账款	694	942	1549	1571	1582
预收账款	13	9	14	15	15
其他	40383	24755	18620	18695	18732
<b>长期负债</b>	84869	79056	269056	249056	229056
长期借款	36439	38618	228618	208618	188618
其他	48429	40438	40438	40438	40438
<b>负债合计</b>	<b>138275</b>	<b>131514</b>	<b>327328</b>	<b>298247</b>	<b>272525</b>
股本	22742	22742	24468	24468	24468
资本公积金	56915	57099	87522	87522	87522
留存收益	101407	105647	119642	132971	144877
少数股东权益	9224	10266	10519	10788	11075
归属于母公司所有者权益	181064	185488	231632	244961	256867
<b>负债及权益合计</b>	<b>328563</b>	<b>327268</b>	<b>569479</b>	<b>553996</b>	<b>540468</b>

## 现金流量表

单位：百万元	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>经营活动现金流</b>	35732	30913	47500	63539	63519
净利润	26485	21649	33653	36978	37890
折旧摊销	11420	11039	13087	25336	24451
财务费用	4864	4078	6580	6946	7026
投资收益	(5426)	(4600)	(4892)	(5316)	(5782)
营运资金变动	(1855)	(1278)	(965)	(405)	(65)
其它	243	24	36	1	(1)
<b>投资活动现金流</b>	(6565)	(4093)	(251413)	(4684)	(4218)
资本支出	(3474)	(4871)	(256305)	(10000)	(10000)
其他投资	(3091)	778	4892	5316	5782
<b>筹资活动现金流</b>	(28381)	(27584)	199303	(59503)	(58493)
借款变动	3436	3064	193140	(29177)	(25771)
普通股增加	0	0	1726	0	0
资本公积增加	(13)	184	30423	0	0
股利分配	(15919)	(18541)	(19406)	(23380)	(25696)
其他	(15884)	(12290)	(6580)	(6946)	(7026)
<b>现金净增加额</b>	<b>787</b>	<b>(764)</b>	<b>(4611)</b>	<b>(648)</b>	<b>809</b>

## 利润表

单位：百万元	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>营业总收入</b>	55646	52060	83712	88367	89391
营业成本	21113	22233	36565	37084	37343
营业税金及附加	1164	1072	1172	1272	1372
营业费用	150	165	265	280	283
管理费用	1360	1360	2187	2308	2335
研发费用	39	90	145	153	155
财务费用	4751	4092	6580	6946	7026
资产减值损失	43	(330)	(283)	(292)	(302)
公允价值变动收益	335	(385)	(34)	(34)	(34)
其他收益	4	3	4	4	4
投资收益	5426	4600	4922	5346	5812
<b>营业利润</b>	32876	26936	41441	45381	46390
营业外收入	30	2	0	100	200
营业外支出	497	625	538	538	538
<b>利润总额</b>	32409	26313	40903	44944	46053
所得税	5924	4664	7250	7966	8162
少数股东损益	212	340	253	268	287
<b>归属于母公司净利润</b>	<b>26273</b>	<b>21309</b>	<b>33400</b>	<b>36709</b>	<b>37603</b>

## 主要财务比率

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>年成长率</b>					
营业总收入	-4%	-6%	61%	6%	1%
营业利润	-0%	-18%	54%	10%	2%
归母净利润	-0%	-19%	57%	10%	2%
<b>获利能力</b>					
毛利率	62.1%	57.3%	56.3%	58.0%	58.2%
净利率	47.2%	40.9%	39.9%	41.5%	42.1%
ROE	14.9%	11.6%	16.0%	15.4%	15.0%
ROIC	12.4%	9.7%	10.2%	8.6%	9.0%
<b>偿债能力</b>					
资产负债率	42.1%	40.2%	57.5%	53.8%	50.4%
净负债比率	20.1%	22.5%	46.8%	42.9%	39.2%
流动比率	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3
速动比率	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3
<b>营运能力</b>					
总资产周转率	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
存货周转率	56.1	48.2	61.7	50.3	50.1
应收账款周转率	15.0	12.8	14.6	12.2	12.0
应付账款周转率	26.6	27.2	29.4	23.8	23.7
<b>每股资料(元)</b>					
EPS	1.07	0.87	1.37	1.50	1.54
每股经营净现金	1.46	1.26	1.94	2.60	2.60
每股净资产	7.40	7.58	9.47	10.01	10.50
每股股利	0.76	0.79	0.96	1.05	1.08
<b>估值比率</b>					
PE	20.7	25.5	16.3	14.8	14.5
PB	3.0	2.9	2.4	2.2	2.1
EV/EBITDA	17.9	20.9	14.4	11.3	11.3

资料来源：公司数据、招商证券

## 分析师承诺

负责本研究报告的每一位证券分析师，在此申明，本报告清晰、准确地反映了分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。

**宋盈盈：**CFA，清华大学环境工程本硕，北京大学国发院经济学双学士。2018-2020 年，任招商证券环保公用事业行业分析师。2020-2022 年任招商证券美妆时尚行业分析师，重点覆盖珠宝、医美、美妆板块，2022 年团队新财富排名第四位。2023 年起任招商证券环保公用事业行业首席分析师。

## 评级说明

报告中所涉及的投资评级采用相对评级体系，基于报告发布日后 6-12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期当地市场基准指数的市场表现预期。其中，A 股市场以沪深 300 指数为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普 500 指数为基准。具体标准如下：

### 股票评级

强烈推荐：预期公司股价涨幅超越基准指数 20%以上

增持：预期公司股价涨幅超越基准指数 5-20%之间

中性：预期公司股价变动幅度相对基准指数介于±5%之间

减持：预期公司股价表现弱于基准指数 5%以上

### 行业评级

推荐：行业基本面向好，预期行业指数超越基准指数

中性：行业基本面稳定，预期行业指数跟随基准指数

回避：行业基本面转弱，预期行业指数弱于基准指数

## 重要声明

本报告由招商证券股份有限公司（以下简称“本公司”）编制。本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告基于合法取得的信息，但本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。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。报告中的内容和意见仅供参考，并不构成对所述证券买卖的出价，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。除法律或规则规定必须承担的责任外，本公司及其雇员不对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失负任何责任。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。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。

本报告版权归本公司所有。本公司保留所有权利。未经本公司事先书面许可，任何机构和个人均不得以任何形式翻版、复制、引用或转载，否则，本公司将保留随时追究其法律责任的权利。