

## 水电电价有望提升，新能源打开新成长空间

华能水电 (600025.SH)

**推荐** (维持)

### 核心观点:

- **坐拥澜沧江，水电待开发装机超过 1000 万千瓦。**公司已取得澜沧江流域水电资源开发权，可开发总装机容量约 3200 万千瓦。截至目前，澜沧江干流已投产的水电装机容量为 2135 万千瓦，尚有大量水电资源可供开发，拟开发的水电装机容量均由公司 100% 全资控股。目前正在建的托巴水电站（装机 140 万千瓦）预计 2025 年并网发电；西藏段 8 个水电站（总装机 961.8 万千瓦）正在开展前期工作，预计于十四五期间逐步开工建设。充足的项目储备将为公司的持续发展提供广阔空间。
- **云南省市场化电价有望持续上行。**2017 年以来云南省大力引进铝、硅等高耗能行业，供需格局趋紧，近五年来云南省市场化交易电价逐年上涨。根据昆明电力交易中心最新数据，2022 年 7 月云南省市场化电价达到 0.15499 元，同比上涨 0.0255 元。我们预计十四五期间电价上行趋势将持续，每年有望上涨 0.01-0.02 元。此外，广东省对于清洁能源的需求旺盛，西电东送市场化电价同样有上行空间。
- **规划建设“双千万千瓦”清洁能源基地，新能源打开新成长空间。**公司依托水电区位优势发展新能源，十四五期间拟在澜沧江云南段和西藏段规划建设“双千万千瓦”清洁能源基地。2022 年计划新开工新能源项目 15 个，拟投产装机容量 130 万千瓦；“十四五”末预计新能源累计装机达到 1000 万千瓦。公司债务融资空间大、成本低，且经营性净现金流充沛，保障新能源项目建设顺利推进。
- **估值的判断与评级说明。**我们预计公司 2022、2023、2024 年归母净利润分别为 73.53 亿、78.72 亿、86.75 亿，EPS 为 0.41 元、0.44 元、0.48 元，当前股价对应 PE 为 17.4x、16.2x、14.7x。公司估值和其他水电运营商基本持平，考虑到云南省市场化电价上行带动水电盈利能力提升，且“十四五”新能源装机增长空间大，公司应当享受一定的估值溢价。当前维持“推荐”评级。

### 主要财务指标

	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入(百万元)	20201.63	21964.14	23242.99	25253.04
增长率	4.93%	8.72%	5.82%	8.65%
归母净利润(百万元)	5837.54	7353.44	7872.33	8675.41
增长率	20.75%	25.97%	7.06%	10.20%
毛利率	54.63%	55.90%	55.83%	55.74%
摊薄 EPS (元)	0.32	0.41	0.44	0.48
PE	20.59	17.36	16.21	14.71

资料来源: wind, 中国银河证券研究院。收盘价为 2022 年 7 月 15 日。

- **风险提示:** 来水低于预期; 上网电价下调; 新能源开发进度不及预期。

### 分析师

陶贻功

☎: 010-80927673

✉: taoyigong\_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码: S0130522030001

严明

☎: 010-80927667

✉: yanming\_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码: S0130520070002

研究助理: 梁悠南

### 市场数据

2022-07-15

A 股收盘价(元)	7.09
股票代码	600025.SH
A 股一年内最高价(元)	8.62
A 股一年内最低价(元)	5.42
沪深 300 指数	4321.46
市盈率(TTM)	21.3
总股本(万股)	1,800,000
实际流通 A 股(万股)	1,800,000
流通 A 股市值(亿元)	1276.2

### 相对沪深 300 表现图



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

### 相关研究

【银河环保公用】公司点评\_华能水电(600025)\_电价提升及财务费用下降推动业绩增长, 新能源有望打开新成长空间

## 投资概要：

### 驱动因素、关键假设及主要预测：

坐拥澜沧江，水电待开发装机超过 1000 万千瓦。公司已取得澜沧江流域水电资源开发权，可开发总装机容量约 3200 万千瓦。截至目前，澜沧江干流已投产的水电装机容量为 2135 万千瓦，尚有大量水电资源可供开发，拟开发的水电装机容量均由公司 100% 全资控股。目前正在建的托巴水电站（装机 140 万千瓦）预计 2025 年并网发电；西藏段 8 个水电站（总装机 961.8 万千瓦）正在开展前期工作，预计于十四五期间逐步开工建设。充足的项目储备将为公司的持续发展提供广阔空间。

云南省市场化电价有望持续上行。2017 年以来云南省大力引进铝、硅等高耗能行业，供需趋势趋紧，近五年来云南省市场化交易电价逐年上涨。根据昆明电力交易中心最新数据，2022 年 7 月云南省市场化电价达到 0.15499 元，同比上涨 0.0255 元。我们预计十四五期间电价上行趋势将持续，每年有望上涨 0.01-0.02 元。此外，广东省对于清洁能源的需求旺盛，西电东送市场化电价同样有上行空间。

规划建设“双千万千瓦”清洁能源基地，新能源打开新成长空间。公司依托水电区位优势发展新能源，十四五期间拟在澜沧江云南段和西藏段规划建设“双千万千瓦”清洁能源基地。2022 年计划新开工项目 15 个，拟投产装机容量 130 万千瓦；“十四五”末预计新能源累计装机达到 1000 万千瓦。公司债务融资空间大、成本低，且经营性净现金流充沛，保障新能源项目建设顺利推进。

预计云南省市场化电价持续上行，且西电东送市场化电价同样有提升空间。预计 2022-2024 年公司水电平均上网电价为 0.22/0.23/0.24 元；根据公司十四五新能源建设规划，且考虑到云南省十四五新能源新增装机以光伏为主，预计 2023-2024 年每年风电新增装机 0.2GW、2022-2024 年末风电累计装机为 0.135GW/0.335GW/0.535GW；预计 2022-2024 年光伏新增装机分别为 1.3GW/2GW/3GW，2022-2024 年末光伏累计装机为 1.4GW/3.4GW/6.4GW。2024 年末公司风光装机总计达到 7GW 左右。

### 估值与投资建议：

我们预计公司 2022、2023、2024 年归母净利润分别为 73.53 亿、78.72 亿、86.75 亿，EPS 为 0.41 元、0.44 元、0.48 元，当前股价对应 PE 为 17.4x、16.2x、14.7x。公司估值和其他水电运营商基本持平，考虑到云南省市场化电价上行带动水电盈利能力提升，且“十四五”新能源装机增长空间大，公司应当享受一定的估值溢价。当前维持“推荐”评级。

### 股价表现的催化剂：

来水高于预期；云南市场化电价上涨；新能源开发进度超预期。

### 主要风险因素：

来水低于预期；上网电价下调；新能源开发进度不及预期。

## 目 录

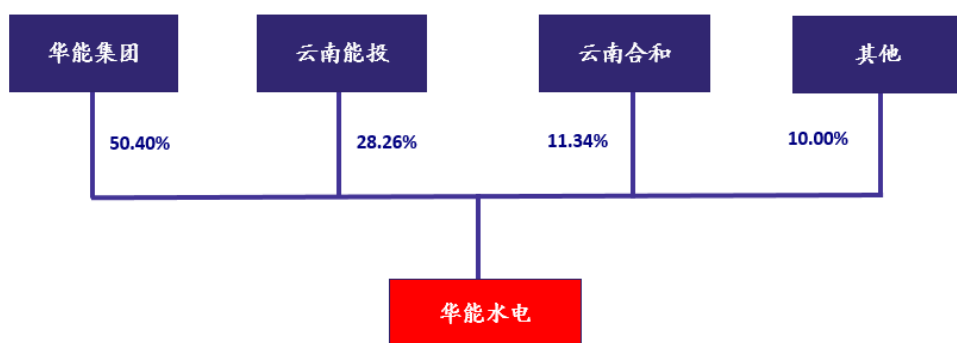
一、华能集团水电业务平台 .....	4
(一) 坐拥澜沧江，资源优势突出 .....	4
(二) 装机及电价增长推动业绩提升，新能源有望成为新的增长点 .....	6
(三) 盈利能力稳中有升，现金流表现良好 .....	8
二、“十四五”能源规划发布，助力清洁能源快速发展.....	10
(一) 水电区域特征明显，澜沧江装机增长空间大 .....	10
(二) “双碳”目标下新能源增量，云南省水风光一体化发展 .....	12
三、电价上行推动水电盈利提升，新能源打开新成长空间.....	17
(一) 云南省用电需求趋紧，预计市场化电价持续上行 .....	17
(二) 新能源增长空间大，十四五末预计投产 1000 万千瓦 .....	22
四、盈利预测及估值 .....	23
五、风险提示 .....	25
六、附录 .....	26

## 一、华能集团水电业务平台

### (一) 坐拥澜沧江，资源优势突出

**水电龙头企业，资源优势突出。**华能水电是华能集团控股和管理的大型流域水电企业，成立于2001年，并于2017年在上交所上市。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，资源优势突出。截至2022年一季度，华能集团持有公司50.4%的股份，是公司控股股东；前三大股东持股占比90%，股权结构稳定。

图1：公司股权结构（截至2022年3月31日）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

**水电装机占据主导。**截至2021年末，公司已投产控股装机容量2318.38万千瓦，其中水电2294.88万千瓦、风电13.5万千瓦、光伏10万千瓦，水电装机占比达到99%。公司已投产水电站主要集中在澜沧江上游云南段及澜沧江中下游区域，其中小湾电站（6\*70万千瓦）和糯扎渡电站（9\*65万千瓦）两个电站单机规模大、发电效率高，电站本身发电效益巨大；且两个电站水库均为多年调节水库，对下游梯级电站有显著调节性能和补偿效益，大大提高了澜沧江流域水力资源发电效能。

表1：公司控股水电站列表

区域	电站	持股比例	装机容量/万千瓦	权益装机/万千瓦	投产时间
澜沧江上游云南段	乌弄龙水电站	100%	99	99	2019
	里底水电站	100%	42	42	2019
	黄登水电站	100%	190	190	2019
	大华桥水电站	100%	92	92	2019
	苗尾水电站	100%	140	140	2018
澜沧江中下游	功果桥水电站	100%	90	90	2012
	小湾水电站	100%	420	420	2010
	漫湾水电站	100%	167	167	2008
	糯扎渡水电站	100%	585	585	2014
	景洪水电站	100%	175	175	2009
金沙江中游	龙开口水电站	95%	180	171	2014

瑞丽江	瑞丽江一级水电站	40%	60	24	2009
湄公河	桑河二级水电站	100%	40	40	2018
	徐村水电站	100%	8.58	8.58	-
	南果河水电站	90%	1.6	1.44	-
云南省小水电	老王庄水电站	100%	0.96	0.96	-
	牛栏沟水电站	51%	2.48	1.26	-
	丰甸河水电站	100%	1.26	1.26	-
<b>合计</b>			<b>2294.88</b>	<b>2248.50</b>	

资料来源: wind, 公司公告, 中国银河证券研究院

主要在建工程包括托巴电站、新能源项目、澜沧江上游项目前期工作等。根据公司规划, 2022 年资本性支出计划为 105.12 亿元, 主要用于托巴电站、新能源项目及澜沧江上游云南段和西藏段电站建设: (1) 在建的托巴电站目标于 2025 年投产发电; (2) 新能源项目计划投资 50 亿元, 计划新开工项目 15 个, 拟投产装机容量 130 万千瓦; (3) 澜沧江上游水电方面, 如美、古学、班达、古水等电站继续推进前期工作。

表 2: 公司在建工程列表 (截至 2021 年年末)

项目名称	预算数/亿元	期末余额/亿元	工程进度	资金来源
托巴电站	232.04	105.93	45.65%	自有资金及贷款
澜沧江上游项目前期费	53.70	15.08	28.09%	自有资金及贷款
东南亚前期项目-国际能源	2.78	1.50	54.23%	自有资金
古水水电站前期等项目	298.79	8.39	2.81%	自有资金
橄榄坝前期枢纽项目	63.59	6.08	9.56%	自有资金及贷款
澜沧江上游沿江公路	47.59	11.89	24.98%	自有资金及贷款
如美水电站	578.00	7.73	1.12%	自有资金
新能源公司风电光伏前期项目	33.46	5.93	17.71%	自有资金
集控及各电厂技改项目	4.29	0.95	22.11%	自有资金
<b>合计</b>	<b>1314.23</b>	<b>163.48</b>	<b>/</b>	<b>/</b>

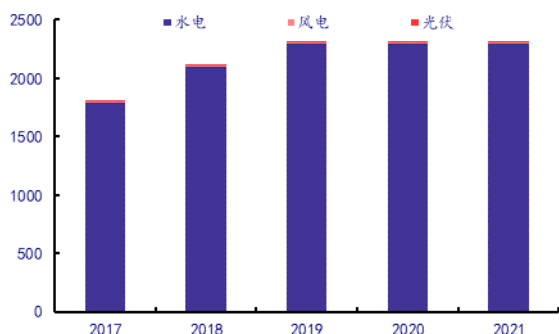
资料来源: wind, 公司公告, 中国银河证券研究院

公司是华能集团水电业务最终整合的唯一平台, 资产注入将提供装机增量。根据控股股东华能集团承诺, 在 2022 年 12 月 15 日前, 将中国境内所拥有的非上市水电业务资产在符合注入条件时, 注入华能水电。目前华能待注入水电资产主要在华能四川水电公司旗下。截至目前, 华能四川水电公司已建成投产 20 座水电站, 总装机 263.1 万千瓦, 分布于四川境内的岷江、嘉陵江、涪江、宝兴河、瓦斯河、巴楚河、大渡河等流域; 在建水电站 1 座 (大渡河硬梁包水电站), 装机 111.6 万千瓦, 预计 2024 年蓄水发电。

## （二）装机及电价增长推动业绩提升，新能源有望成为新的增长点

**2018-2019 年投产高峰，装机规模快速增长。**2018-2019 年间，澜沧江上游 5 座电站以及湄公河桑河二级水电站相继投产，两年共增加装机 604 万千瓦。截至 2021 年末，公司累计装机容量 2318.38 万千瓦，其中水电 2294.88 万千瓦、风电 13.5 万千瓦、光伏 10 万千瓦，水电装机占比达到 99%。目前托巴水电站在建（装机 140 万千瓦）预计于 2025 年投产发电，其余水电站处于前期工作中，尚未开始建设。

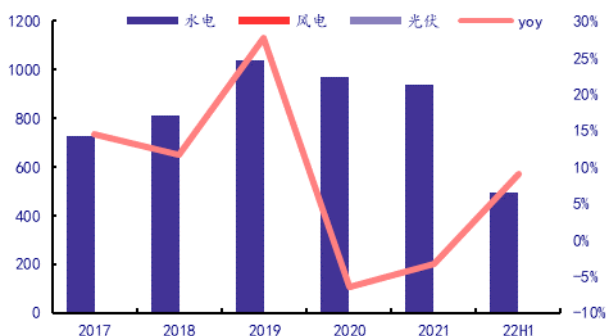
图 2：2017-2021 华能水电装机容量/万千瓦



资料来源：wind，中国银河证券研究院。注：2017-2021 年，公司风电装机均为 13.5 万千瓦，光伏装机均为 10 万千瓦

**发电量受澜沧江流域来水影响大，2022 年上半年来水较好。**由于 2021 年以前公司新能源装机规模较小，因此发电量以水电为主，占比超过 99%。2019 年来水偏丰，水电发电量达到 1038.17 亿千瓦时，全部装机综合利用小时达到 4568；2020-2021 年来水偏枯，水电发电量有所下滑，分别为 969.89 亿千瓦时、938.48 亿千瓦时，全部装机综合利用小时分别为 4208、4071。根据公司披露的经营数据，2022 年上半年水电发电量为 494.55 亿千瓦时，同比增长 9.1%，主要原因是来水偏丰和用电需求旺盛促进消纳等。

图 3：2017-2022H1 华能水电发电量/亿千瓦时



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 4：2017-2021 华能水电发电设备利用小时

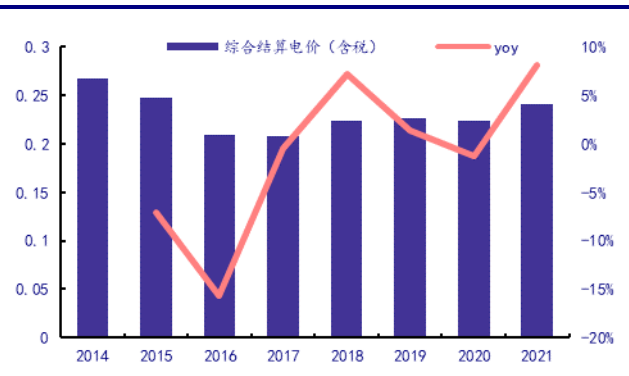


资料来源：wind，中国银河证券研究院

**2017 年以来综合结算电价有所回升。**2015 年《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）提出要有序放开输配以外的竞争性环节电价，在发电侧和售电侧开展有效竞争，新一轮电改拉开序幕。云南省走在全国电改前列，早在 2014 年就开展了电力市场化交易试点，当年完成市场交易电量近 200 亿千瓦时；2015 年 11 月，云南省被确立为全国首批

电改综合试点省份。电力市场化开展以来，由于市场竞争较为充分，导致公司上网电价出现一定幅度的下降。2015-2017年，公司综合结算电价（含税）降幅为16.1%。2018年以来，随着西电东送协议内优先电量增加，以及云南省电力供需格局改善，公司上网电价触底回升。2017-2021年，公司综合结算电价（含税）涨幅为15.9%。

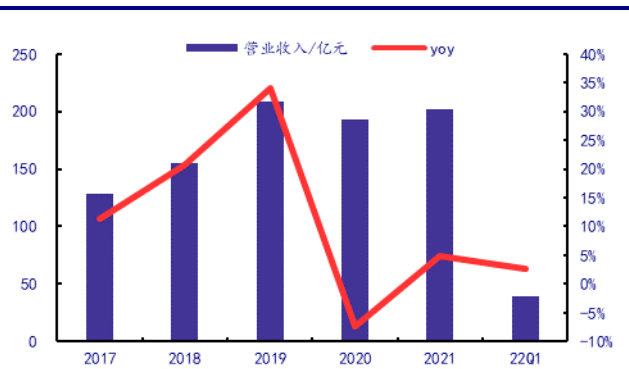
图 5：2017-2021 华能水电综合结算电价（元）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

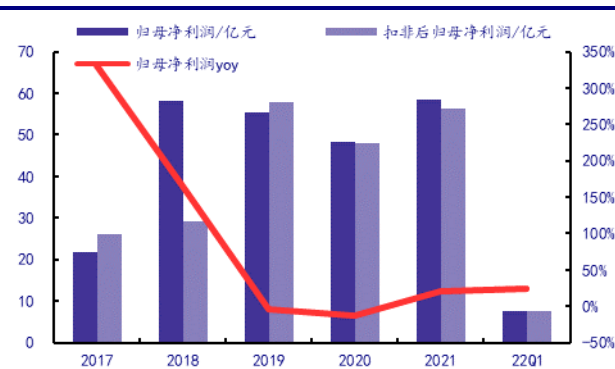
受益于装机规模扩大以及上网电价回升，营收利润稳步增长。2017-2021年，公司营业收入复合增速为12%，归母净利润与扣非后归母净利润复合增速分别为27.8%和21.1%。公司整体利润增速高于营收增速，盈利能力不断增强。2022年第一季度，公司实现营业收入39.41亿元（同比+2.72%）；实现归母净利润7.42亿元（同比+23.40%）；实现扣非归母净利润7.41亿元（同比+23.03%）。

图 6：2017-2022Q1 华能水电营业收入及同比增速



资料来源：wind，中国银河证券研究院

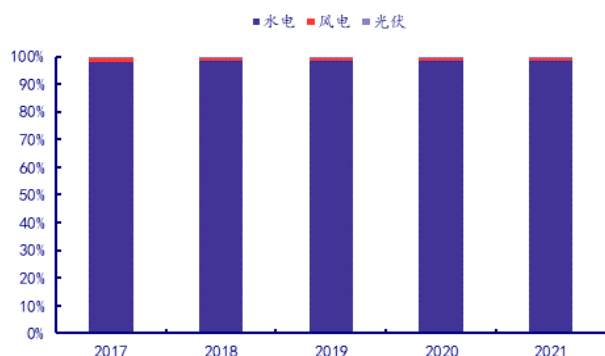
图 7：2017-2022Q1 华能水电归母净利润及同比增速



资料来源：wind，中国银河证券研究院

水电是公司收入主要来源，新能源增长空间大。公司的主营业务包括水力发电、风力发电以及光伏发电，其中水电占据绝对主导地位，2021年水电业务营收和毛利占比分别为98.6%和98.7%。“十四五”期间，公司拟在澜沧江云南段和西藏段规划建设“双千万千瓦”清洁能源基地，预计十四五末新能源累计装机达到1000万千瓦。2022年，公司计划投资50亿元发展新能源项目，计划新开工项目15个，拟投产装机容量130万千瓦。随着“风光水储一体化”协同发展，预计新能源收入有较大提升空间。

图 8：2017-2021 华能水电各项业务收入占比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 9：2021 华能水电各业务毛利占比

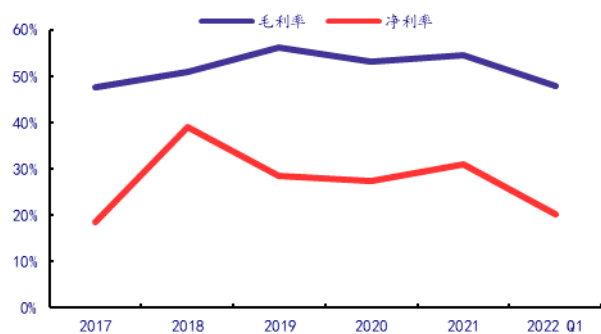


资料来源：wind，中国银河证券研究院

### （三）盈利能力稳中有升，现金流表现良好

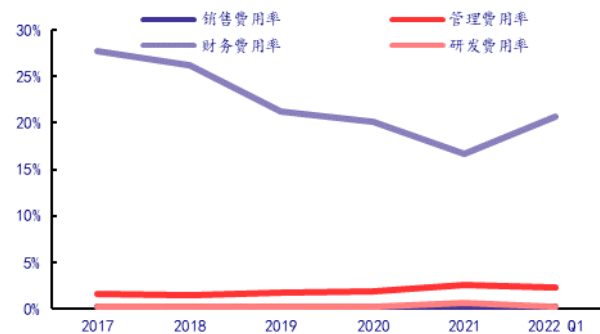
**毛利率稳中有升，财务费用占比高。**2017-2021 年之间，公司毛利率由 47.54% 提升至 54.63%，其中 2019 年由于来水情况最好，毛利率达到 56.08%。考虑到季节性因素导致的盈利能力波动，2022 年第一季度毛利率 47.91%，同比仍然增加 0.63pct；2017-2021 年之间，公司期间费用率由 29.44% 下降至 19.42%，其中财务费用率从 27.74% 下降至 16.71%。考虑到季节性因素导致的费用率波动，2022 年第一季度期间费用率 23.04%，同比仍然下降 1.97pct。

图 10：2017-2022Q1 华能水电毛利率与净利率



资料来源：wind，中国银河证券研究院

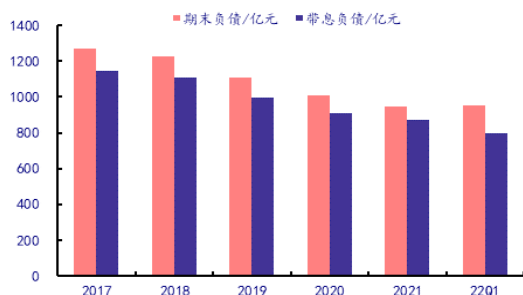
图 11：2017-2022Q1 华能水电费用率情况



资料来源：wind，中国银河证券研究院

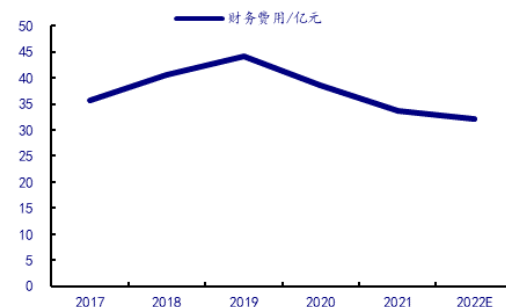
**财务费用及负债规模不断下降，融资成本优势明显。**2018 年以来，随着在建水电机组相继投产，公司存量负债不断降低。截至 2022 年一季度末，公司负债规模为 950 亿元，其中带息负债 795 亿元。负债规模降低推动财务费用下降，公司预计 2022 年财务费用下降 5% 左右。此外公司持续控制融资成本，2021 年公司发行全国首单“绿色+乡村振兴”“碳中和+乡村振兴”双标超短期融资券，全年累计滚动发行超短期融资券 200 亿元，2021 年末综合融资成本 4.03%，显著低于云南省内其他主体平均融资成本。随着整体利率水平下降以及公司债务结构优化，预计融资成本仍有下降空间。财务费用降低不仅可以增厚利润，同时也有利于公司未来进一步扩大资本开支。

图 12: 2017-2022Q1 华能水电负债/亿元



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

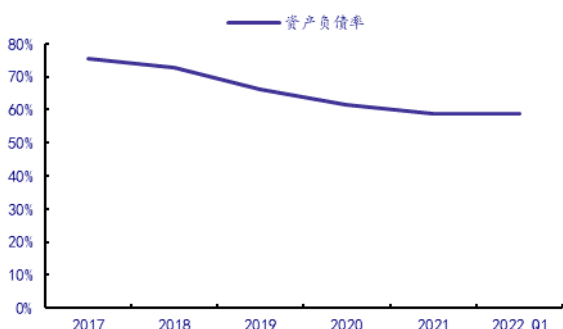
图 13: 2017-2022E 华能水电财务费用/亿元



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

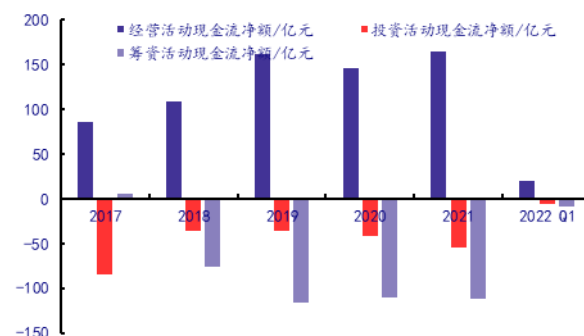
资产负债率平稳下降, 经营性现金流总体表现较好。2017-2022Q1, 公司资产负债率从 75.59% 下降至 58.74%, 呈现平稳下降趋势。虽然公司资产负债率超过了 50%, 然而与同业相比, 公司资产负债率依然处于较低位置。随着澜上 5 座电站以及湄公河桑河二级水电站相继投产, 叠加 2017 年以来水电上网电价触底回升, 公司经营性净现金流充裕。2021 年公司经营性净现金流为 164.9 亿元, 创历史新高, 充裕的现金流为后续水电及新能源建设提供资金支持。

图 14: 2017-2022Q1 华能水电资产负债率



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

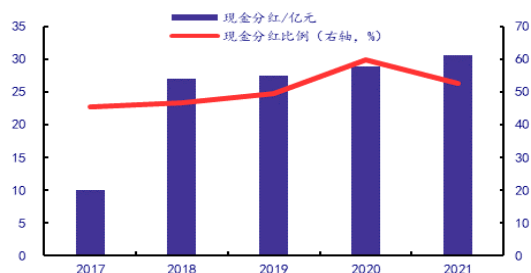
图 15: 2017-2022Q1 华能水电现金流情况



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

现金分红逐年增加, 现金分红比例维持在 50% 左右。自从 2017 年上市以来, 公司重视对投资者的合理投资回报, 采用现金分红的方式进行利润分配。2018-2021 年间, 公司现金分红总额从 27 亿元增加到 30.6 亿元, 呈平稳增加趋势; 现金分红比例维持在 50% 左右。

图 16: 2017-2021 华能水电现金分红与分红比例



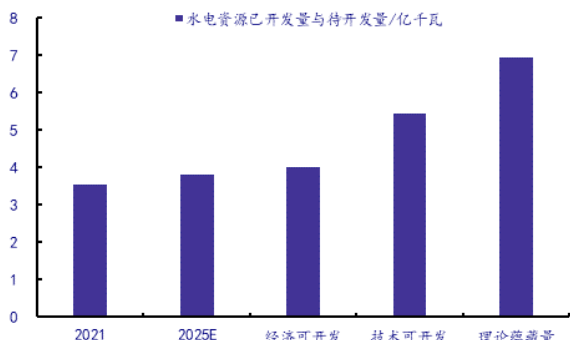
资料来源: wind, 中国银河证券研究院

## 二、“十四五”能源规划发布，助力清洁能源快速发展

### （一）水电区域特征明显，澜沧江装机增长空间大

我国水力资源丰富，未来仍然具有较大开发潜力。根据中国水力资源复查结果，仅考虑理论蕴藏量在1万千瓦及以上的河流，我国水电资源理论蕴藏量装机6.94亿千瓦，理论蕴藏量对应年发电量为6.08万亿千瓦时；装机容量500千瓦及以上水电站的技术可开发装机容量为5.42亿千瓦，对应年发电量为2.47万亿千瓦时；经济可开发装机4.02亿千瓦。截至2021年末，我国水电装机3.91亿千瓦（含常规水电装机为3.55亿千瓦，抽水蓄能电站3639万千瓦），未来仍然具有较大的开发潜力。根据《“十四五”现代能源体系规划》，“十四五”末常规水电装机容量达到3.8亿千瓦左右。

图 17：我国水电资源已开发量与待开发量/亿千瓦



资料来源：wind，国家能源局，中国银河证券研究院。注：可开发量不含抽水蓄能

区域特征明显，优质大水电具有稀缺性。根据《长江电力价值手册（2021版）》，按照河流范围来划分，我国规划的十三大水电基地总装机规模达到2.75亿千瓦。在十三大水电基地已开发和将开发的水电站中，除了白鹤滩电站和乌东德电站之外，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。

表 3：我国十三大水电基地基本情况

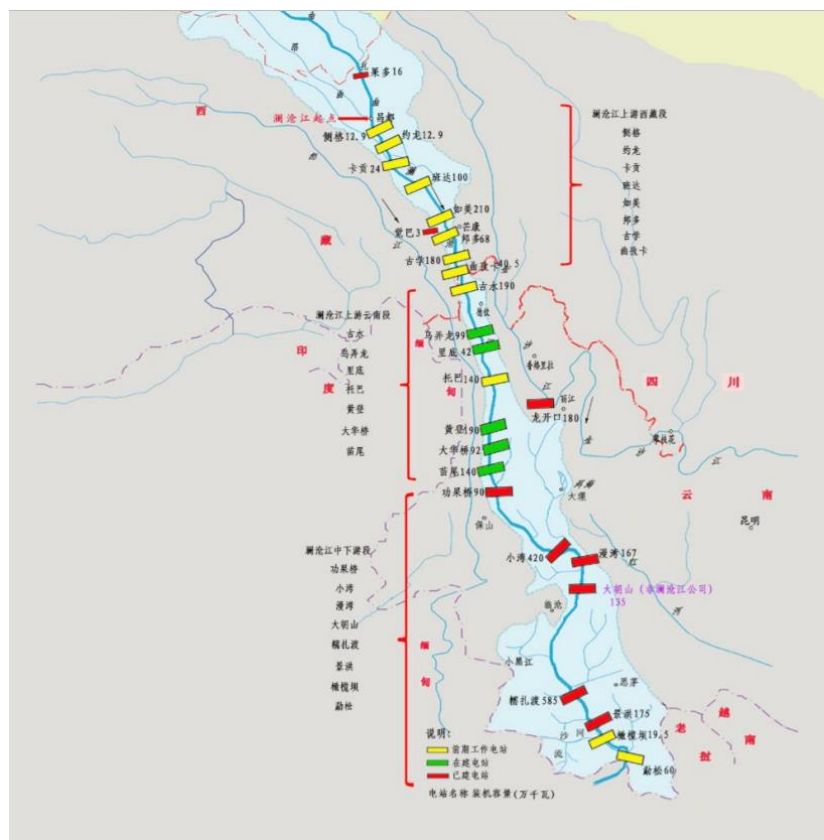
水电基地名称	河流范围	部分代表性水电站	规划装机/万千瓦	相关上市公司
金沙江	石鼓-宜宾	溪洛渡、向家坝	6225	长江电力
长江上游	宜宾-宜昌、清江	三峡、葛洲坝、水布垭	2884	长江电力、湖北能源
雅砻江	两河口-江口	二滩、锦屏	2570	国投电力、川投能源
澜沧江	云南省	大朝山、景洪	2511	华能水电、粤电力
大渡河	下尔呷-铜街子	瀑布沟、深溪沟	2492	国电电力
怒江	怒江松塔以下至边界		2199	
黄河上游	黄河茨哈-青铜峡	小峡、大峡、乌金峡	2093	国投电力
南盘江、洪水河	黄泥河、天生桥、长洲	龙滩、岩滩	1430	桂冠电力
东北	黑吉辽	云峰、渭源	1326	国电电力
闽浙赣	闽浙赣	新安江	1220	闽东电力
乌江	乌江-洪家渡	引子渡、彭水	1122	黔源电力、大唐发电

湘西	湘、资、沅、澧水	大洪潭、三江口	1081	韶能股份
黄河北	托克托 - 潼关	龙门	643	

资料来源：国家发改委，《长江电力价值手册（2021版）》，中国银河证券研究院

**坐拥澜沧江，水电装机增长空间大。**根据《国家能源局关于澜沧江等流域水电开发有关事项的通知》（国能新能〔2012〕257号文），公司已取得澜沧江流域水电资源开发权（包括西藏境内流域），可开发总装机容量约3200万千瓦。截至目前，澜沧江干流已投产的水电装机容量为2135万千瓦（包含非公司控股的大朝山135万千瓦），尚有大量水电资源可供开发，拟开发的水电装机容量均由公司100%全资控股。充足的项目储备将为公司的持续发展提供广阔空间。

图 18：澜沧江流域梯级电站开发概况图



资料来源：华能水电招股说明书，中国银河证券研究院。注：截至目前，澜沧江上游乌弄龙、里底、黄登、大华桥、苗尾电站均已建成，其余电站进度和图中标注一致

**开展澜沧江上游西藏段项目前期工作，潜在装机增量近1000万千瓦。**根据公司《关于开展澜沧江上游西藏段项目前期工作的公告》，澜沧江上游西藏段干流规划有8个梯级，装机容量合计961.8万千瓦。澜沧江上游西藏段梯级具有一定的调节能力，流域周边太阳能资源较好，与水电能够形成一定的互补性，可打造西藏境内水、光互补的千万千瓦级清洁能源基地。计划“十四五”期间逐步开工建设，2030年开始送电，2035年全部建成。

表 4：项目前期投资计划表

电站	装机容量/万千瓦	估算总投资/亿元	每千瓦投资/万元	项目前期计划投资/亿元
----	----------	----------	----------	-------------

侧格	12.9	32.7	2.53	0.54
约龙	12.9	34.5	2.67	0.24
卡贡	24	46.4	1.93	0.19
班达	150	266.7	1.78	9.04
如美	260	553.3	2.13	17.23
邦多	72	158.5	2.20	5.68
古学	210	317	1.51	10.63
古水	220	327.2	1.49	10.06
合计	961.8	1736.3	-	53.61

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

## （二）“双碳”目标下新能源增量，云南省水风光一体化发展

“十四五”能源规划发布，积极推动能源结构转型。2022年3月，国家发改委与国家能源局联合印发了《“十四五”现代能源体系规划》，阐明了我国能源发展方针、主要目标和任务举措，对“十四五”时期我国构建现代能源体系、推动能源高质量发展等工作进行规划和部署。针对电力行业，在总装机量、非化石能源发电比重、人均年生活用电量、煤电机组灵活性改造等多个方面均发布了定量目标。

表5：《“十四五”现代能源体系规划》主要定量目标及对比

分类	主要定量目标	过往政策对比
能源整体供应	到2025年，国内能源年综合生产能力达到46亿吨标准煤以上，原油年产量回升并稳定在2亿吨水平，天然气年产量达到2300亿立方米以上，发电装机总容量达到约30亿千瓦。	2020年能源发展主要目标（能源供应能力相关）：保持能源供应稳步增长，国内一次能源生产量约40亿吨标准煤，其中煤炭39亿吨，原油2亿吨，天然气2200亿立方米，非化石能源7.5亿吨标准煤。发电装机20亿千瓦左右。
能源低碳转型	单位GDP二氧化碳排放五年累计下降18%。到2025年，非化石能源消费比重提高到20%左右，非化石能源发电量比重达到39%左右，电气化水平持续提升，电能占终端用能比重达到30%左右。	到2025年，非化石能源消费比重达到20%左右，单位国内生产总值能源消耗比2020年下降13.5%，单位国内生产总值二氧化碳排放比2020年下降18%。
能源利用	展望2035年，非化石能源消费比重在2030年达到25%的基础上进一步大幅提高。	到2030年，非化石能源消费比重达到25%左右，单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降65%以上。
装机量	到2025年，灵活调节电源占比达到24%左右，电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的3%~5%。	-
	到2025年，人均年生活用电量达到1000千瓦时左右。	-
	到2025年，常规水电装机容量达到3.8亿千瓦左右。	“十四五”、“十五五”期间分别新增水电装机容量4000万千瓦左右。
	到2025年，核电运行装机容量达到7000万千瓦左右。	合理确定核电站布局 and 开发时序，在确保安全的前提下有序发展核电，保持平稳建设节奏。
	有序淘汰煤电落后产能，“十四五”期间淘汰（含到期退役机组）3000万千瓦。	加大淘汰煤电落后产能工作力度，倒逼煤电产业结构优化调整。
	力争到2025年，煤电机组灵活性改造规模累计超过2亿千瓦。	存量煤电机组灵活性改造应改尽改，“十四五”期间完成2亿

千瓦，增加系统调节能力 3000—4000 万千瓦。

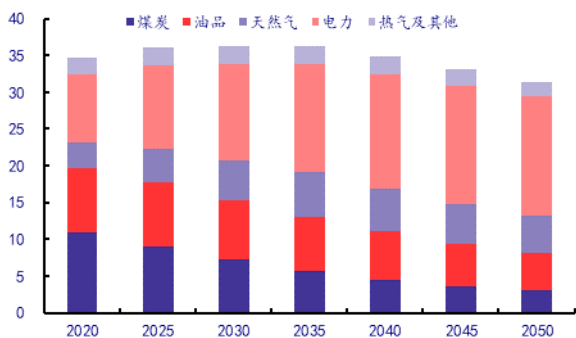
力争到 2025 年，抽水蓄能装机容量达到 6200 万千瓦以上、在建装机容量达到 6000 万千瓦左右。

到 2025 年，抽水蓄能投产总规模 6200 万千瓦以上；到 2030 年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右。

资料来源：《“十四五”现代能源体系规划》、中国银河证券研究院整理

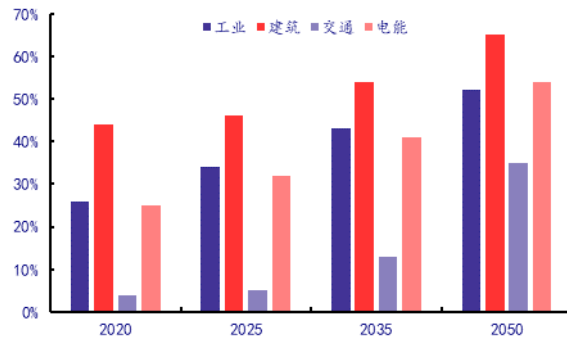
**终端用能电气化水平持续提高。**2020 年以来，我国不断强化经济社会绿色转型的顶层设计，为电气化发展营造了良好的政策环境，中国电气化发展进入以绿色低碳电力供应为牵引、以终端能源消费电气化为主线、以技术创新和体制改革为驱动的新阶段。从消费侧看，终端能源消费电气化水平稳步提升。根据规划，到 2025 年，全国电能占终端用能比重重要达到 30% 左右，我国未来用能端电气化转型潜力巨大。

图 19：2020-2050E 年终端能源消费变化情况



资料来源：国网电力研究院有限公司，中国银河证券研究院

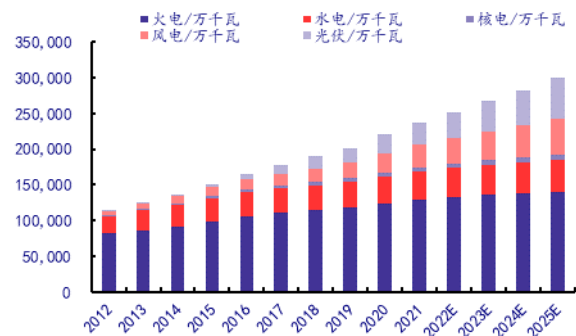
图 20：我国各部门电能消费占能源终端消费比重



资料来源：国网电力研究院有限公司，中国银河证券研究院

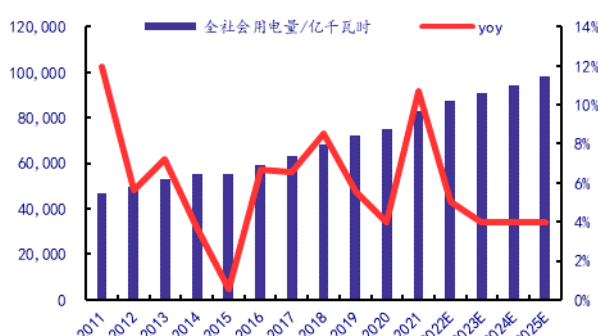
**电源发展动力由传统煤电向清洁能源转变。**截至 2021 年末，全国发电装机容量 23.8 亿千瓦，同比增长 7.9%。其中，非化石能源装机容量 11.2 亿千瓦，同比增长 13.4%，占总装机容量的 47%，同比提高 2.3 个百分点，历史上首次超过煤电装机比重。根据《“十四五”现代能源体系规划》，到 2025 年，我国发电装机总容量达到约 30 亿千瓦，其中明确常规水电装机容量达到 3.8 亿千瓦，抽水蓄能装机量达到 6200 万千瓦，核电装机量达到 7000 万千瓦。根据以上数据测算，预计 2025 年风电和光伏合计装机量达 11 亿千瓦左右，非化石能源发电装机容量将超过总装机容量的 50%。在“双碳”目标催化下，电源发展动力由传统煤电向新能源转变。

图 21：2012-2025E 我国不同类型电源装机/万千瓦



资料来源：wind，中电联，中国银河证券研究院

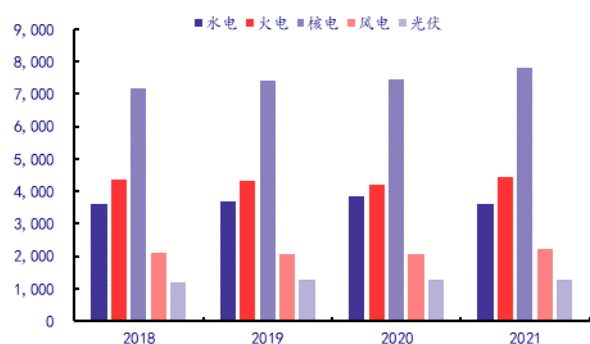
图 22：2011-2025E 我国全社会用电量情况



资料来源：wind，中国银河证券研究院

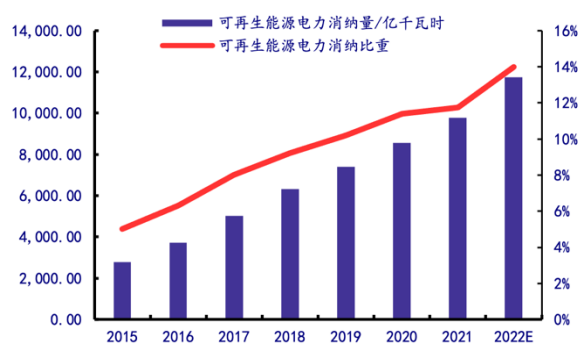
**新能源利用小时数仍有提升空间。**2021年，全国发电设备利用小时3817小时，同比提高60小时。其中，水电设备利用小时3622小时、核电7802小时、并网风电2232小时、并网太阳能发电1281小时、火电4448小时。预计“十四五”期间水电、核电利用小时数保持稳定，风电和光伏利用小时数较2021年或有下降。风电方面，由于2021年来风情况较好，风电利用小时数较高，后续年份未必能够延续2021年的来风情况，但随着高利用小时数的海上风电装机规模增长，预计2025年并网风电利用小时数在2200小时左右；光伏方面，随着分布式光伏发电装机规模的增加，整体光伏发电平均利用小时数可能会小有波动，预计2025年并网光伏发电利用小时数为1300小时左右。

图 23：2018-2021 年我国分电源利用设备小时数/小时



资料来源：wind, 中电联, 中国银河证券研究院

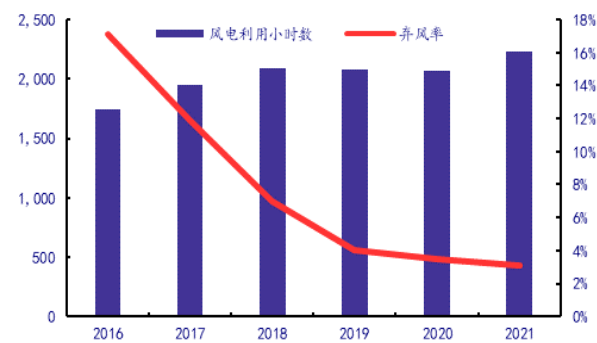
图 24：非水可再生能源消纳比重变化



资料来源：北极星电力网, 中国银河证券研究院

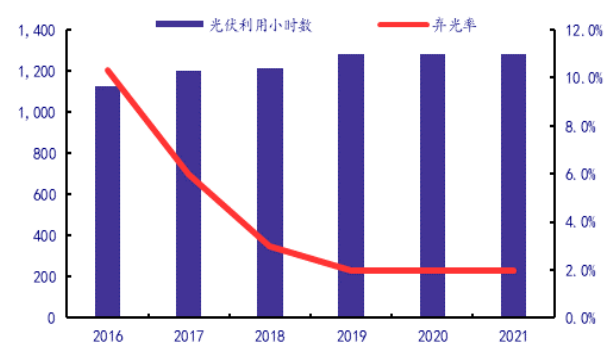
**各地积极鼓励增加可再生能源建设和消费。**2021年9月，国家发改委发布《完善能源消费强度和总量双控制度方案》，其中明确提到，对于达到该地区激励性可再生能源电力消纳责任权重的地区，超出最低线以上的消纳量即不计入该地区年度与五年规划当期能源消费总量考核。而21年12月召开的中央经济工作会议则提出“新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制”。对于地方政府和工业企业而言，新建可再生能源项目、增加可再生能源消纳都不会占用区域的能耗指标，对新能源的接受程度也会大大提高。

图 25：全国风电利用小时数与弃风率



资料来源：wind, 中电联, 中国银河证券研究院

图 26：全国光伏利用小时数与弃光率



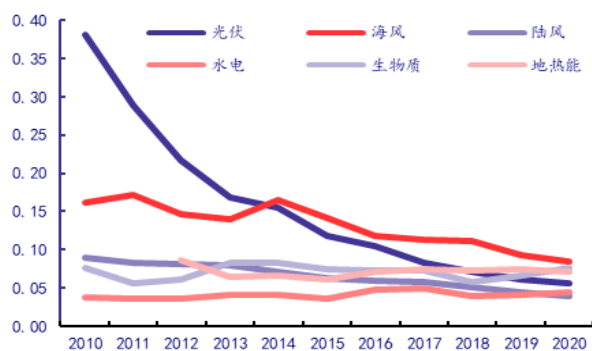
资料来源：wind, 中电联, 中国银河证券研究院

**政策保障下，新能源利用效率维持高位。**我国出台多项政策保障可再生能源并网消纳，国家能源局印发的文件中指出，要建立保障性并网、市场化并网等并网多元保障机制，各省（区、市）完成年度非水电最低消纳责任权重所必需的新增并网项目，由电网企业实行保障性并网。

2021年，全国并网风电利用小时数为2232小时，同比提高154小时，弃风率3.1%；光伏发电利用小时数为1281小时，与上年总体持平，弃光率为2.0%。在政策保障下，我国新能源发电利用效率维持高位。

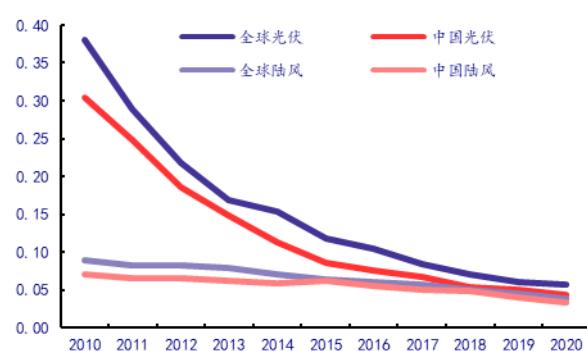
**可再生能源 LCOE 持续下降，新能源发电经济性显著提升。**根据 IRENA 发布的数据，2020年中国光伏发电 LCOE 为 0.044 美元/千瓦时，比全球光伏发电 LCOE 低 0.013 美元/千瓦时，较 2010 年下降 85.6%；2020 年中国陆上风电 LCOE 为 0.033 美元/千瓦时，比全球陆上风电 LCOE 低 0.006 美元/千瓦时，较 2010 年下降 54.8%。随着未来风电规模的增加，技术的更新迭代，我国新能源发电 LCOE 成本将更具优势，逐渐成为电力供应的主力。

图 27: 全球不同电源类型的平准化度电成本(美元/千瓦时)



资料来源: IRENA, 中国银河证券研究院

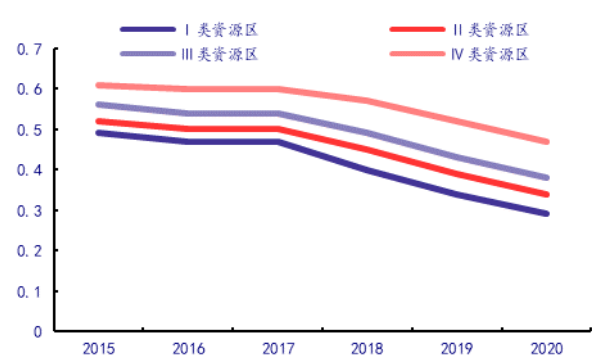
图 28: 中国与全球光伏和陆风 LCOE (美元/千瓦时)



资料来源: IRENA, 中国银河证券研究院

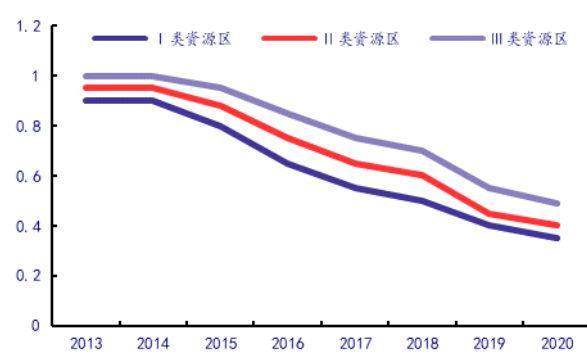
**随着成本下降，新能源发电逐步实现平价上网。**2021年6月，国家发改委发布《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》，其中提到从2021年起对新备案的集中式光伏、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴。因此存量补贴风电及光伏项目在2021年完成并网后，2022年我国新能源将正式全面迈入平价时代。

图 29: 我国陆上风电电价变化情况



资料来源: IRENA, 中国银河证券研究院

图 30: 我国太阳能发电电价变化情况



资料来源: IRENA, 中国银河证券研究院

**绿电交易赋予绿色电力环境价值。**2021年9月，国家发改委、国家能源局共同推动在北京、广州两大电力交易中心开展绿色电力交易试点工作，并在中长期电力交易框架下，设立独立的绿电品种。从广东、江苏公布的2022年电力市场年度交易结果来看，绿电交易价格全面高于当地煤电基准价，广东省绿电交易价格高于火电。通过市场价格信号，体现了绿色电力除

电能价值以外的环境价值。随着政策支持和碳排放管控限制等因素，绿电交易规模有望持续扩大，有利于新能源运营商增厚收益。

**表 6: 江苏、广东电力交易结果火电与绿电对比**

	单位	江苏	广东
<b>煤电基准价</b>	元/千瓦时	0.391	0.453
<b>火电</b>			
年度成交价	元/千瓦时	0.467	0.497
年度成交量	亿千瓦时	2529.4	2541.6
相对基准价溢价	元/千瓦时	0.076	0.044
浮动比例		19.4%	9.7%
<b>绿电</b>			
年度成交价	元/千瓦时	0.463	0.514
年度成交量	亿千瓦时	9.24	6.79
相对基准价溢价	元/千瓦时	0.072	0.061
相对火电溢价	元/千瓦时	-0.004	0.017

资料来源：智汇光伏，中国银河证券研究院

**碳排放管控支撑绿电溢价。**2021 年欧洲议会通过了碳边境调节机制（CBAM）的决议，正式启动立法进程。2023 年至 2025 年为过渡期，CBAM 将配合欧盟排放交易体系政策于 2026 年起生效，覆盖行业为水泥、钢铁、铝、化肥、电力等。CBAM 的实施方式为欧盟各成员国主管部门向各国高排放商品的进口商按需出售 CBAM 凭证，这将会增加我国企业的出口成本，削弱在欧洲市场的竞争力。因此国内的出口企业更有意愿使用绿电去节约碳边境税带来的成本增长，绿电溢价将得到支撑。根据一般经验，如果采用绿电代替煤电，度电减排 700-800g 二氧化碳，我们测算，当碳价在 50 元/吨的时候，企业能够接受的绿电溢价大概在 0.035-0.04 元/度之间，随着未来碳价的进一步升高，不使用绿电的消费者承担的碳成本比例就越高，对绿电的需求和溢价的接受度也就越高。

**表 7: 不同碳价下企业可接受的绿电溢价测算**

燃煤发电度电碳排放（克/千瓦时）	800	800	800	800
绿电度电碳排放（克/千瓦时）	30	30	30	30
使用绿电的度电减排量（克/千瓦时）	770	770	770	770
碳价（元/吨）	30	50	70	100
可接受的绿电溢价（元/千瓦时）	0.0231	0.0385	0.0539	0.0770

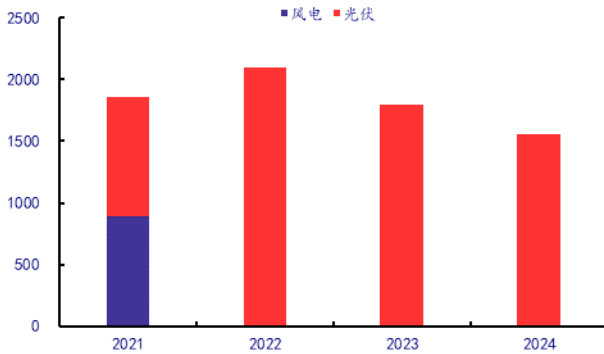
资料来源：北极星电力网，中国银河证券研究院整理

**新能源运营商有望享受量价齐升的红利。**“双碳”目标加速能源转型，根据 2022 年 3 月《“十四五”现代能源体系规划》，我们预计 2025 年全国风电、光伏装机将分别达到 525GW 和 643GW，22-25 年风电、光伏年均新增装机将分别达到 49GW 和 84GW；绿电交易赋予环境价值，有望增厚新能源运营商利润。从广东、江苏公布的 2022 年电力市场年度交易结果来看，绿电价格高于煤电基准价 6-7 分。而随着政策支持以及碳排放管控等因素，绿电交易规模有望进一步扩大。

**云南省十四五新能源建设以光伏为主，2022-2024 年每年开工 2000 万千瓦。**根据 2022 年 4 月《云南省“十四五”规划新能源项目清单》，云南省 2021 年风光项目 1858.9 万千瓦，其中风电项目 892.6 万千瓦，光伏 966.3 万千瓦；2022 年光伏 2101.5 万千瓦；2023 年光伏

1792 万千瓦；2024 年光伏 1557 万千瓦。2021 年-2024 年风光项目共计 7308.9 万千瓦。建设进度方面，规划 2022-2024 年每年开工 2000 万千瓦，2022 年新增投产 1100 万千瓦，2022-2024 年新增投产 5000 万千瓦。同时提前修订电网建设规划，加快新能源配套接网工程前期工作和建设，确保未来三年新增 5000 万千瓦新能源项目全额消纳。

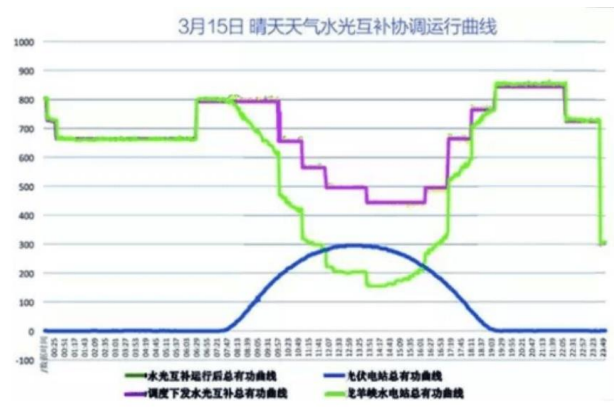
图 31：云南省“十四五”规划新能源项目/万千瓦



资料来源：云南省能源局，中国银河证券研究院

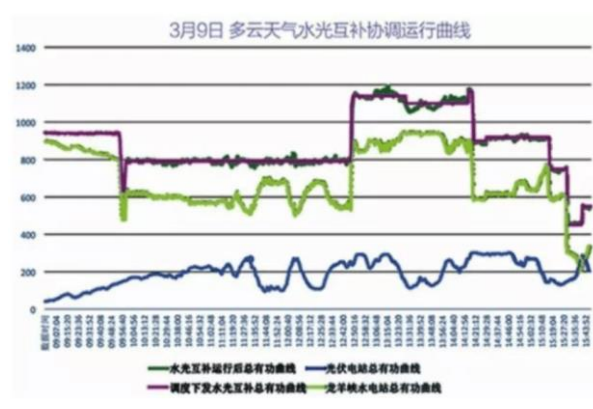
云南省水电资源充沛，水光互补提高新能源利用率。根据 2022 年 3 月云南省政府《关于加快光伏发电发展的若干政策措施》，其中指出充分发挥大型水电与光伏互补调节作用，重点支持金沙江下游、澜沧江中下游、红河流域、金沙江中游、澜沧江金沙江上游“风光水储”和曲靖“风光火储”等 6 个多能互补基地，争取 3 年时间全面开工并基本建成。

图 32：水光互补出力曲线示意图（晴天）



资料来源：北极星电力网，中国银河证券研究院

图 33：水光互补出力曲线示意图（多云）



资料来源：北极星电力网，中国银河证券研究院

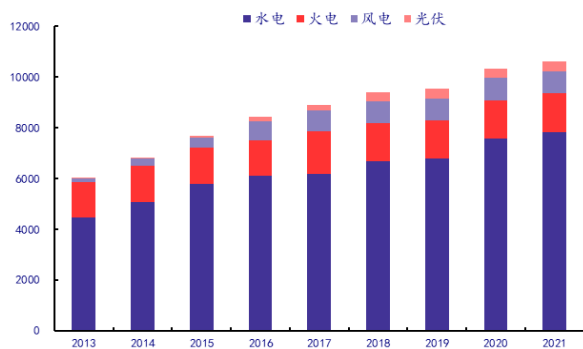
### 三、电价上行推动水电盈利提升，新能源打开新成长空间

#### （一）云南省用电需求趋紧，预计市场化电价持续上行

云南装机结构以水电为主，2021 年水电装机占比 73.6%。云南水电资源禀赋好，是仅次于四川的全国第二大水电资源大省。根据人民资讯官方统计，云南省内金沙江、澜沧江、怒江

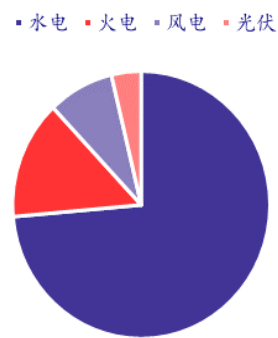
三大流域可开发装机容量超过 8200 万千瓦。资源禀赋决定了云南省电源供给水电为主，随着近 10 年来省内各大水电站不断投运，截至 2021 年末，云南省总装机量达到 10626 万千瓦，其中水电装机量达到 7820 万千瓦，占比 73.6%。

图 34：云南省装机（万千瓦）及结构



资料来源：wind, 中国银河证券研究院

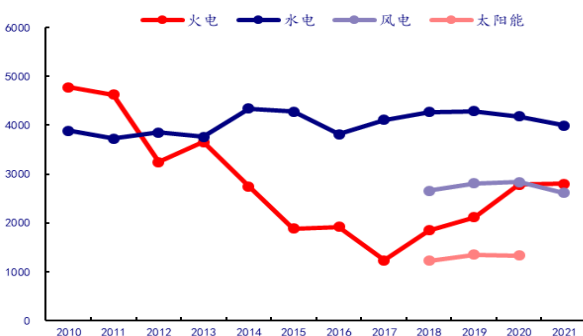
图 35：2021 年云南省各电源装机占比



资料来源：wind, 中国银河证券研究院

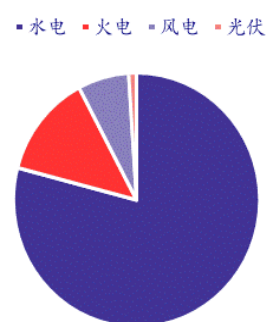
云南水电利用小时数高于其他电源；火电利用小时数反映供需关系。云南省水电利用小时数受来水影响较大，近 10 年来在 4000 小时上下波动，明显高于火电等其他电源。2021 年云南省水电发电量 2716.3 亿千瓦时，占比 79.1%。火电主要作为调节性电源，其利用小时数是反映电力供需关系的重要指标。随着水电装机的快速投产，云南省火电利用小时自 2006 年 6275 小时下降至 2017 年 1236 小时，下降幅度远大于全国水平，在此阶段省内电力供过于求。然而随着云南省引进高耗能产业，火电利用小时数从 2017 年的 1236 小时上升至 2021 年的 2797 小时，反映出省内电力需求逐渐旺盛。

图 36：云南省各电源利用小时数



资料来源：wind, 中国银河证券研究院

图 37：2021 年云南省各电源发电量占比



资料来源：wind, 中国银河证券研究院

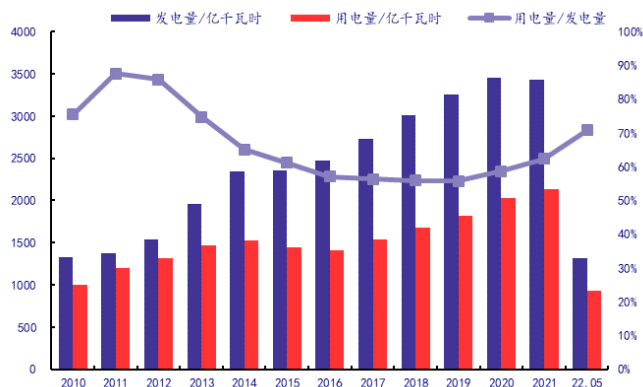
2017 年起云南省大力引进电解铝等高耗能行业，省内电解铝产能增长迅速。为解决水电消纳问题，2017 年末-2018 年初云南省政府发文支持引进电解铝等高耗能行业，同时给予电价补贴优惠，并开始从山东、河南、山西、甘肃等省份承接电解铝产能。在优惠政策刺激下，神火集团、其亚集团、中铝集团、山东魏桥等企业纷纷将部分产能转移至云南，使中国铝产业“北铝南移、东铝西移”的产业布局进一步加速。在此背景下，云南省电解铝产能从 2017 年 12 月的 166 万吨大幅增长至 2022 年 4 月的 484 万吨，基本完成了 2020 年 600 万吨的产能目标。

**表 8：云南省引进高耗能产业相关政策**

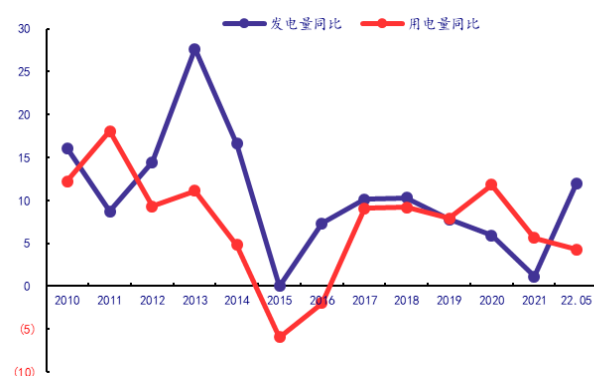
时间	部门	政策	主要内容
2017.12	云南省人民政府	《云南省人民政府关于推动水电铝材一体化发展的实施意见》	到 2020 年，在全省打造 5 个左右水电铝材一体化重点产业园，水电铝产能力争达到 600 万吨，铝产品加工比例达到 60% 以上，力争每年消纳电力 1000 亿千瓦时。
2017.12	云南省人民政府	《云南省人民政府关于推动水电硅材加工一体化产业发展的实施意见》	到 2020 年，工业硅总产能控制在 130 万吨以内，前 5 户企业产能产量提高到 50% 以上，产业布局更加优化，工艺技术装备和节能减排水平进一步提高。全产业力争消纳水电 300 亿千瓦时。
2018.01	云南省人民政府	《关于印发实施优价满发推动水电铝材一体化发展专项用电方案的通知》	<b>自带电解铝产能指标入滇企业享受可享受“优价满发”政策 10 年：</b> 电解铝项目前 5 年可享受每千瓦时 0.25 元的专项优惠电价，第 6 年到第 10 年在每千瓦时 0.25 元的基础上每年增加 1.2 分，第 10 年到 0.3 元；铝材深加工享受每千瓦时 0.20 元的专项优惠电价。
2018.12	云南省人民政府	《云南省新材料产业发展三年行动计划（征求意见稿）》	到 2020 年，在云南省打造 5 个左右水电铝材一体化重点产业园区， <b>水电铝总产能达到 600 万吨，就地消纳水电 800 亿千瓦时以上。</b>
2019.04	云南省人民政府	《云南省实施“补短板、增动力”省级重点前期项目行动计划（2019—2023 年）》	围绕水电清洁能源开发，推进水电铝材一体化、水电硅材一体化、新能源汽车产业发展，努力打造“绿色能源牌”。

资料来源：政府部门公告，中国银河证券研究院

**高耗能行业带动云南省内用电需求。**2013-2017 年，云南省全社会用电量从 1462 亿千瓦时增长至 1538 亿千瓦时，年均增速仅为 1.3%。在此期间省内发电量增速大幅超过用电量增速；2017 年以来在铝、硅等搞耗能产业持续扩张的拉动下，云南电力供需形势逐年改善，弃水弃电问题逐渐缓解。2017-2021 年，云南省全社会用电量从 1538 亿千瓦时增长至 2138 亿千瓦时，年均增速达到 8.6%。在此期间，省内用电量增速开始反超发电量增速，省内电力需求趋紧。

**图 38：云南省发电量与用电量**


资料来源：wind，中国银河证券研究院

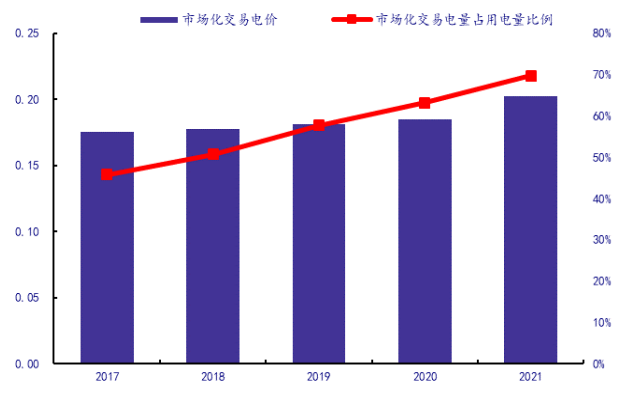
**图 39：云南省发电量与用电量增速**


资料来源：wind，中国银河证券研究院

**供需关系改善下，云南省市场化电价价格持续上行。**由于云南省内电量以水电为主，受枯汛期季节性影响大，因此市场化交易电价也体现出季节性波动的特征。2018-2022 年，云南

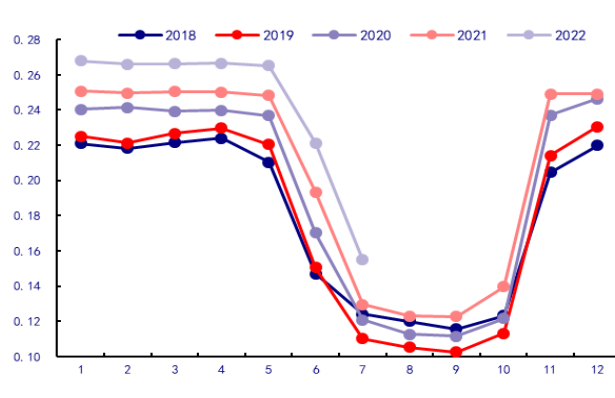
省市场化交易电价逐年上涨，其中 2022 年 1-7 月每个月市场电价同比增加 1.5-3 分左右，涨幅较为明显。由于云南省电力市场化改革走在全国前列，因此市场化电量占比较高，2021 年市场化交易电量已占用电量的 69.7%，整体电价弹性较强。

图 40：云南省市场化电价价格（元/kWh）与占比



资料来源：昆明电力交易中心，中国银河证券研究院

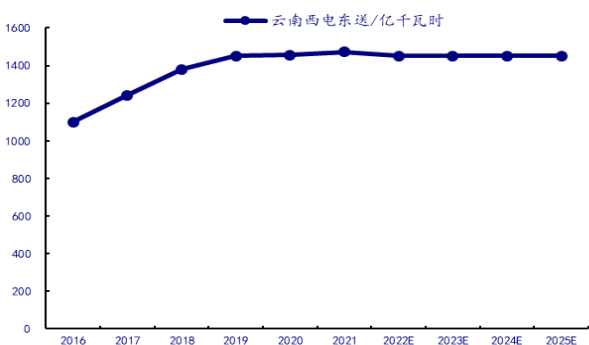
图 41：云南省市场化电价价格（元/kWh）



资料来源：昆明电力交易中心，中国银河证券研究院

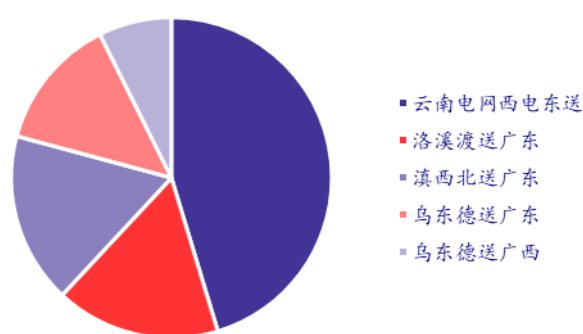
云南省内电量趋紧，预计十四五期间西电东送电量维持现有水平。云南省内发电量除了在省内消纳外，其余部分通过西电东送向广东和广西送电。2019-2021 年，云南省每年西电东送电量维持在 1450-1480 亿千瓦时左右。根据 2021 年 12 月《“十四五”云电送粤框架协议》、《“十四五”云电送桂框架协议》，十四五期间云南计划每年向广东、广西送电 1452 亿千瓦时，基本维持现有水平。由于云南省内用电形势趋紧，我们预计云南省每年在完成西电东送框架电量之外，其余电量均会留在省内消纳使用。

图 42：2016-2025E 云南省西电东送电量（亿千瓦时）



资料来源：昆明电力交易中心，中国银河证券研究院

图 43：2021 年云南西电东送结构



资料来源：昆明电力交易中心，中国银河证券研究院

电解铝优惠电价取消，还原电力商品属性。2021 年 8 月国家发改委发文，要求取消电解铝行业优惠电价政策。2021 年 11 月云南省发改委转发国家发改委通知，并于 2022 年起正式取消全省对电解铝行业的优惠电价，目前或已扩大到光伏、锂电等部分其他高耗能行业。随着优惠电价取消、电力市场化程度提升、能耗双控及清洁能源消纳等目标待落实，有望还原电力商品属性，看好云南省电价长期上行空间。

**表 9：云南省引进高耗能产业相关政策**

时间	部门	政策	主要内容
2021.08	国家发改委	《关于完善电解铝行业阶梯电价政策的通知》	严禁各地对电解铝行业实施优惠电价、组织电解铝企业电力市场专场交易等，已经实施和组织的应立即取消。严禁出台优惠电价政策情况纳入省级人民政府能耗双控目标责任评价考核。
2021.11	云南省发改委	《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》	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。
2021.11	云南省发改委	《云南省发展和改革委员会关于进一步完善分时电价政策的通知（征求意见稿）》	峰时段电价在平时段基础上上浮 50%，谷时段在平时段电价下浮 50%；尖峰电价在本月峰时段电价基础上再上浮 20%。
2022.03	云南省人民政府	《关于推动落后和低端低效产能退出的实施意见》	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。
2022.04	云南省发改委等 12 部门	《关于落实促进工业经济平稳增长若干政策的通知》	严格执行绿色电价政策。认真落实国家统一高耗能行业阶梯电价制度。

资料来源：政府部门公告，中国银河证券研究院

公司市场化电量占比较高，有望充分受益于市场化电价上涨。公司电量送出方式可分为三部分：澜沧江上游 5 座电站直送深圳大湾区，其中 200 亿度为保量保价，36 亿度为保量竞价，其余电量参与广东市场化交易。除澜上 5 座电站外，其余电站电量送入云南电网，并由云南电网进行分配。西电东送网送网部分主要送往广东，送广西部分占比较低；云南省内消纳部分可分为优先电量和市场化电量，其中漫湾水电站电量全额保障性收购，其余电站参加云南省内市场化交易。2021 年西电东送电量合计占比 50% 左右，预计十四五期间该比例保持不变。

公司电价确定方式可分为四部分：西电东送保量保价的上网电价为 0.3 元；西电东送保量竞价和西电东送市场化电量需参照广东或广西当月市场化交易落地电价，且需要按照落地电价扣除输配电价后倒推得出上网电价，这部分 2021 年上网电价约为 0.24-0.25 元；漫湾水电站不参与市场化交易，批复价格为 0.172 元；云南省内市场化交易电价随季节变化，2021 年平均约为 0.20-0.21 元。

**表 10：公司所属电站送出方式及交易方式**

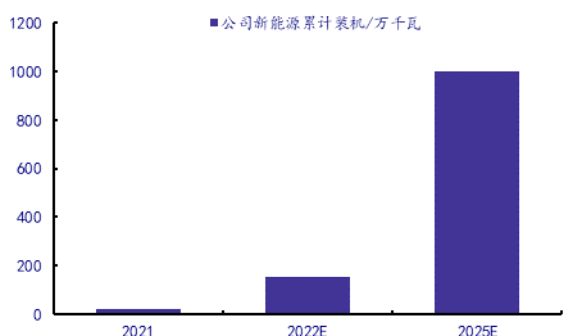
电站	送出方式	交易方式	上网电价（2021 年）	电量占比（2021 年）	
澜上 5 座电站	西电东送点送网	西电东送保量保价（广东）	0.30	21%	
		西电东送保量竞价（广东）		4%	
		西电东送市场化电量（广东）	0.24-0.25	2%	
其余电站	西电东送网送网	西电东送市场化电量（广东+广西）		~23%	
		云南省内消纳	云南省内优先电量（漫湾水电站）	0.172	7%
			云南省内市场化电量（其余电站）	0.20-0.21	~43%

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

## （二）新能源增长空间大，十四五末预计投产 1000 万千瓦

公司规划建设“双千万千瓦”清洁能源基地，十四五末计划投产新能源装机 1000 万千瓦。根据 2022 年 3 月公司公告，“十四五”期间，公司拟在澜沧江云南段和西藏段规划建设“双千万千瓦”清洁能源基地。2021 年公司完成新能源核准（备案）386.8 万千瓦，开工建设 99 万千瓦。2022 年，公司拟计划投资 50 亿元发展新能源项目，计划新开工项目 15 个，拟投产装机容量 130 万千瓦。“十四五”末，公司计划投产新能源装机 1000 万千瓦。

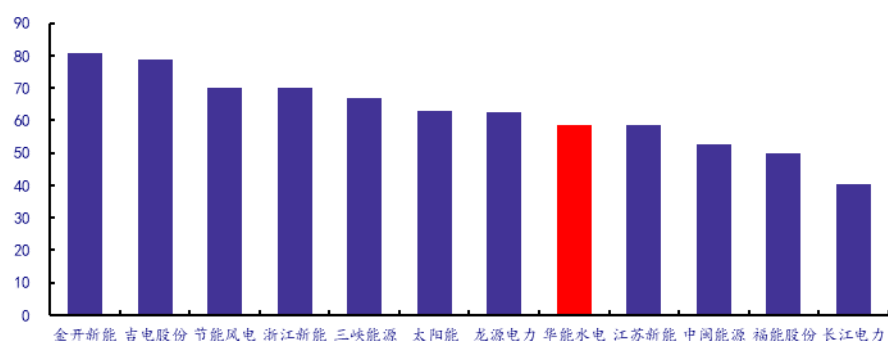
图 44：公司新能源累计装机及预测（万千瓦）



资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

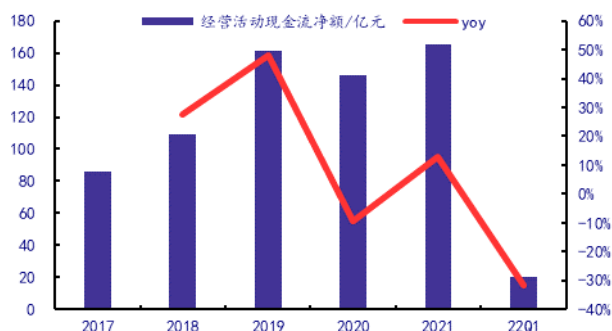
**债务融资空间大、成本低。**公司新建项目一般资本金占比 30%，其余资金通过贷款或债券等方式解决。截至 2022 年一季度末，公司资产负债率为 58.74%，在水电和新能源运营商中处于较低水平，有利于公司后续通过贷款或债券等方式补充资金。此外公司为电力央企，享有低融资利率，2021 年末综合融资成本仅为 4.03%。对于重资产新能源发电业务而言，低融资利率不仅可以降低公司成本端支出，还可以有效地提升新能源项目回报、扩大市场份额。

图 45：2022 年一季度末部分水电、新能源公司资产负债率（%）



资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

**经营性净现金流充沛，未来 5 年基本覆盖资本支出。**2021 年全年公司经营性净现金流达到 164.9 亿元，创历史新高，同比增长 12.8%。随着水电上网电价逐年上涨，预计公司经营性净现金流仍将持续走高。根据公司规划，未来 5 年公司投资仍将以水电、新能源项目并重，预计将发生资本性支出约 800-850 亿元。由此推算，未来 5 年公司经营性净现金流能基本覆盖资本支出。

**图 46: 公司经营净现金流及同比**


资料来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

## 四、盈利预测及估值

预计云南省市场化电价持续上行, 且西电东送市场化电价同样有提升空间。预计 2022-2024 年公司水电平均上网电价为 0.22/0.23/0.24 元; 根据公司十四五新能源建设规划, 且考虑到云南省十四五新能源新增装机以光伏为主, 预计 2023-2024 年每年风电新增装机 0.2GW、2022-2024 年末风电累计装机为 0.135GW/0.335GW/0.535GW; 预计 2022-2024 年光伏新增装机分别为 1.3GW/2GW/3GW, 2022-2024 年末光伏累计装机为 1.4GW/3.4GW/6.4GW。2024 年末公司风光装机总计达到 7GW 左右。

**表 11: 公司各业务经营数据预测**

电源	项目	2021A	2022E	2023E	2024E
水电	装机量/GW	22.95	22.95	22.95	22.95
	发电量/亿千瓦时	938.48	1009.80	963.90	963.90
	利用小时数	4089	4300	4200	4200
	上网电价 (元/千瓦时)	0.212	0.220	0.230	0.240
风电	装机量/GW	0.135	0.135	0.335	0.535
	发电量/亿千瓦时	4.18	4.05	7.05	13.05
	利用小时数	3094	3000	3000	3000
	上网电价 (元/千瓦时)	0.434	0.434	0.380	0.330
光伏	装机量/GW	0.1	1.40	3.40	6.40
	发电量/亿千瓦时	1.30	6.40	28.80	58.80
	利用小时数	1296	1200	1200	1200
	上网电价 (元/千瓦时)	0.845	0.380	0.350	0.330
合计	装机量/GW	23.2	24.5	26.7	29.9
	装机增速	0.0%	5.6%	9.0%	12.0%
	发电量/亿千瓦时	943.96	997.30	999.75	1035.75
	发电量增速	-3.3%	5.7%	0.2%	3.6%

资料来源: wind, 公司公告, 中国银河证券研究院整理

毛利率方面，考虑到今年来水情况较好，且十四五期间水电上网电价持续上行，预计2022-2024年水电业务毛利率达到56%左右；新建风电、光伏项目为平价项目，预计其毛利率分别为45%、55%。

表 12：分业务预测表（单位：亿元）

		2021A	2022E	2023E	2024E
水电	收入/亿元	198.90	215.59	220.15	229.72
	YOY	5.1%	8.4%	2.1%	4.3%
	成本/亿元	90.15	94.86	96.86	101.08
	毛利/亿元	108.75	120.73	123.28	128.64
	毛利率	54.7%	56.0%	56.0%	56.0%
风电	收入/亿元	1.78	1.72	2.63	4.22
	YOY	-4.0%	-3.0%	52.4%	60.8%
	成本/亿元	0.99	0.95	1.45	2.32
	毛利/亿元	0.78	0.78	1.18	1.90
	毛利率	44.0%	45.0%	45.0%	45.0%
光伏	收入/亿元	1.05	2.33	9.66	18.59
	YOY	1.5%	122.1%	314.5%	92.5%
	成本/亿元	0.44	1.05	4.35	8.37
	毛利/亿元	0.61	1.28	5.31	10.22
	毛利率	58.0%	55.0%	55.0%	55.0%
合计	收入/亿元	201.72	219.64	232.43	252.53
	YOY	4.96%	8.88%	5.82%	8.65%
	成本/亿元	91.59	96.86	104.86	114.06
	毛利/亿元	110.14	122.79	127.57	138.47
	毛利率	54.6%	55.9%	54.9%	54.8%

资料来源：wind，中国银河证券研究院

基于以上假设，我们预计公司2022、2023、2024年归母净利润分别为73.53亿、78.72亿、86.75亿，EPS为0.41元、0.44元、0.48元，当前股价对应PE为17.4x、16.2x、14.7x。公司估值和其他水电运营商基本持平，考虑到云南省市场化电价上行带动水电盈利能力提升，且“十四五”新能源装机增长空间大，公司应当享受一定的估值溢价。当前维持“推荐”评级。

表 13：可比公司估值

代码	简称	股价	EPS				PE			
			2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E
600900.SH	长江电力	24.30	1.16	1.30	1.37	1.44	21.0	18.6	17.7	16.9
600886.SH	国投电力	11.17	0.33	0.80	0.89	0.96	34.2	13.9	12.5	11.6
600674.SH	川投能源	13.73	0.70	0.83	0.91	0.94	19.6	16.6	15.1	14.5
002039.SZ	黔源电力	15.75	0.55	1.20	1.39	1.63	28.7	13.2	11.3	9.7

600236.SH	桂冠电力	6.59	0.17	0.39	0.36	0.38	38.4	16.7	18.3	17.3
	平均数	-	-	-	-	-	28.4	15.8	15.0	14.0
600025.SH	华能水电	7.09	0.32	0.41	0.44	0.48	22.2	17.4	16.2	14.7

资料来源: wind, 中国银河证券研究院。收盘价为 2022 年 7 月 15 日, 除华能水电外估值采用 wind 一致预期

采用三阶段 DCF 法进行绝对估值。第一阶段为 2022-2025 年,“十四五”期间公司在澜沧江云南段建设“双千万千瓦”清洁能源基地;第二阶段为 2026-2035 年,“十五五”和“十六五”期间公司在澜沧江西藏段建设水电和配套光伏;第三阶段为 2036 年及以后,公司无重大资本开支。我们假设第二阶段增长率为 5%;第三阶段永续增长率为 4%,贴现率为 8%,并对上述两个参数进行敏感性分析。在中性假设下,公司目标市值为 1674 亿元,对应目标价为 9.30 元,对应最新收盘价有超过 30% 上涨空间。

表 14: 绝对估值敏感性分析

目标价		永续增长率 g				
		3.00%	3.50%	4.00%	4.50%	5.00%
贴现率 r	7.00%	10.28	11.41	12.90	15.00	18.14
	7.50%	8.95	9.78	10.84	12.25	14.23
	8.00%	7.90	8.52	9.30	10.30	11.64
	8.50%	7.04	7.52	8.11	8.85	9.80
	9.00%	6.33	6.71	7.17	7.73	8.43

资料来源: wind, 中国银河证券研究院

## 五、风险提示

来水低于预期; 上网电价下调; 新能源开发进度不及预期。

## 六、附录

### 公司财务预测表 (百万元)

资产负债表 (百万元)				利润表 (百万元)					
2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E		
流动资产	3667.01	8370.13	7902.63	7807.33	营业收入	20201.63	21964.14	23242.99	25253.04
现金	1509.78	4783.47	4658.85	3608.31	营业成本	9165.77	9685.52	10265.48	11176.40
应收账款	1898.60	1805.27	1910.38	2075.59	营业税金及附加	378.61	384.37	406.75	441.93
其它应收款	141.54	87.08	127.50	119.33	营业费用	15.49	21.96	23.24	25.25
预付账款	14.36	15.91	16.48	18.15	管理费用	378.76	373.39	383.51	416.68
存货	44.03	45.17	48.59	52.52	财务费用	3375.01	2868.52	2891.80	2941.77
其他	58.71	1633.22	1140.83	1933.44	资产减值损失	0.00	0.00	0.00	0.00
非流动资产	156987.27	161264.69	167545.73	175669.24	公允价值变动收益	102.67	0.00	0.00	0.00
长期投资	3001.75	3201.75	3501.75	3901.75	投资净收益	340.50	351.43	348.64	353.54
固定资产	128843.27	128185.36	128329.94	129247.03	营业利润	7177.29	8882.96	9516.26	10490.92
无形资产	6008.92	5725.21	5505.41	5274.19	营业外收入	3.79	10.00	15.00	20.00
其他	19133.32	24152.38	30208.63	37246.28	营业外支出	47.47	60.00	75.00	90.00
资产总计	160654.27	169634.82	175448.36	183476.57	利润总额	7133.61	8832.96	9456.26	10420.92
流动负债	22625.39	25656.27	25259.18	26508.56	所得税	852.92	883.30	945.63	1042.09
短期借款	1101.75	2000.00	2000.00	2000.00	净利润	6280.69	7949.67	8510.63	9378.83
应付账款	145.33	121.87	145.96	149.77	少数股东损益	443.14	596.23	638.30	703.41
其他	21378.31	23534.40	23113.21	24358.79	归属母公司净利润	5837.54	7353.44	7872.33	8675.41
非流动负债	71802.18	72802.18	73802.18	74802.18	EBITDA	15843.57	17395.29	18190.44	19446.67
长期借款	71446.53	72446.53	73446.53	74446.53	EPS (元)	0.32	0.41	0.44	0.48
其他	355.65	355.65	355.65	355.65					
负债合计	94427.57	98458.45	99061.36	101310.74	主要财务比率	2021A	2022E	2023E	2024E
少数股东权益	1863.17	2459.39	3097.69	3801.10	营业收入	4.93%	8.72%	5.82%	8.65%
归属母公司股东权益	64363.54	68716.98	73289.31	78364.73	营业利润	26.42%	23.76%	7.13%	10.24%
负债和股东权益	160654.27	169634.82	175448.36	183476.57	归属母公司净利润	20.75%	25.97%	7.06%	10.20%
					毛利率	54.63%	55.90%	55.83%	55.74%
					净利率	28.90%	33.48%	33.87%	34.35%
					ROE	9.07%	10.70%	10.74%	11.07%
					ROIC	6.03%	6.64%	6.75%	7.02%
					资产负债率	58.78%	58.04%	56.46%	55.22%
					净负债比率	142.58%	138.33%	129.68%	123.30%
					流动比率	0.16	0.33	0.31	0.29
					速动比率	0.16	0.32	0.31	0.29
					总资产周转率	0.13	0.13	0.13	0.14
					应收帐款周转率	10.64	12.17	12.17	12.17
					应付帐款周转率	139.01	180.23	159.24	168.61
					每股收益	0.32	0.41	0.44	0.48
					每股经营现金	0.92	0.96	0.96	1.04
					每股净资产	3.58	3.82	4.07	4.35
					P/E	20.59	17.36	16.21	14.71
					P/B	1.84	1.86	1.74	1.63
					EV/EBITDA	12.53	11.85	11.39	10.76
					PS	6.57	6.04	5.71	5.25

数据来源: 公司公告, 中国银河证券研究院

## 插图目录

图 1: 公司股权结构 (截至 2022 年 3 月 31 日)	4
图 2: 2017-2021 华能水电装机量/万千瓦	6
图 3: 2017-2022H1 华能水电发电量/亿千瓦时	6
图 4: 2017-2021 华能水电发电设备利用小时	6
图 5: 2017-2021 华能水电综合结算电价 (元)	7
图 6: 2017-2022Q1 华能水电营业收入及同比增速	7
图 7: 2017-2022Q1 华能水电归母净利润及同比增速	7
图 8: 2017-2021 华能水电各项业务收入占比	8
图 9: 2021 华能水电各业务毛利占比	8
图 10: 2017-2022Q1 华能水电毛利率与净利率	8
图 11: 2017-2022Q1 华能水电费用率情况	8
图 12: 2017-2022Q1 华能水电负债/亿元	9
图 13: 2017-2022E 华能水电财务费用/亿元	9
图 14: 2017-2022Q1 华能水电资产负债率	9
图 15: 2017-2022Q1 华能水电现金流情况	9
图 16: 2017-2021 华能水电现金分红与分红比例	9
图 17: 我国水电资源已开发量与待开发量/亿千瓦	10
图 18: 澜沧江流域梯级电站开发概况图	11
图 19: 2020-2050E 年终端能源消费变化情况	13
图 20: 我国各部门电能消费占能源终端消费比重	13
图 21: 2012-2025E 我国不同类型电源装机/万千瓦	13
图 22: 2011-2025E 我国全社会用电量情况	13
图 23: 2018-2021 年我国分电源利用设备小时数/小时	14
图 24: 非水可再生能源消纳比重变化	14
图 25: 全国风电利用小时数与弃风率	14
图 26: 全国光伏利用小时数与弃光率	14
图 27: 全球不同电源类型的平准化度电成本 (美元/千瓦时)	15
图 28: 中国与全球光伏和陆风 LCOE (美元/千瓦时)	15
图 29: 我国陆上风电电价变化情况	15
图 30: 我国太阳能发电电价变化情况	15
图 31: 云南省“十四五”规划新能源项目/万千瓦	17
图 32: 水光互补出力曲线示意图 (晴天)	17
图 33: 水光互补出力曲线示意图 (多云)	17
图 34: 云南省装机 (万千瓦) 及结构	18
图 35: 2021 年云南省各电源装机占比	18
图 36: 云南省各电源利用小时数	18
图 37: 2021 年云南省各电源发电量占比	18
图 38: 云南省发电量与用电量	19
图 39: 云南省发电量与用电量增速	19

图 40: 云南省市场化电价价格 (元/kWh) 与占比 .....	20
图 41: 云南省市场化电价价格 (元/kWh) .....	20
图 42: 2016-2025E 云南省西电东送电量 (亿千瓦时) .....	20
图 43: 2021 年云南西电东送结构 .....	20
图 44: 公司新能源累计装机及预测 (万千瓦) .....	22
图 45: 2022 年一季度末部分水电、新能源公司资产负债率 (%) .....	22
图 46: 公司经营性净现金流及同比 .....	23

## 表格目录

表 1: 公司控股水电站列表 .....	4
表 2: 公司在建工程列表 (截至 2021 年年末) .....	5
表 3: 我国十三大水电基地基本情况 .....	10
表 4: 项目前期投资计划表 .....	11
表 5: 《“十四五”现代能源体系规划》主要定量目标及对比 .....	12
表 6: 江苏、广东电力交易结果火电与绿电对比 .....	16
表 7: 不同碳价下企业可接受的绿电溢价测算 .....	16
表 8: 云南省引进高耗能产业相关政策 .....	19
表 9: 云南省引进高耗能产业相关政策 .....	21
表 10: 公司所属电站送出方式及交易方式 .....	21
表 11: 公司各业务经营数据预测 .....	23
表 12: 分业务预测表 (单位: 亿元) .....	24
表 13: 可比公司估值 .....	24
表 14: 绝对估值敏感性分析 .....	25

### 分析师承诺及简介

本人承诺，以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰准确地反映本人的研究观点。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的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学（北京），超过10年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022年1月加入中国银河证券。

严明，环保行业分析师，材料科学与工程专业硕士，毕业于北京化工大学。于2018年加入中国银河证券研究院，从事环保行业研究。

### 评级标准

#### 行业评级体系

未来6-12个月，行业指数（或分析师团队所覆盖公司组成的行业指数）相对于基准指数（交易所指数或市场中主要的指数）

推荐：行业指数超越基准指数平均回报20%及以上。

谨慎推荐：行业指数超越基准指数平均回报。

中性：行业指数与基准指数平均回报相当。

回避：行业指数低于基准指数平均回报10%及以上。

#### 公司评级体系

推荐：指未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报20%及以上。

谨慎推荐：指未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%—20%。

中性：指未来6-12个月，公司股价与分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报相当。

回避：指未来6-12个月，公司股价低于分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%及以上。

### 免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河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。银河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。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

### 联系人

#### 中国银河证券股份有限公司 研究院

深圳市福田区金田路3088号中洲大厦20层

上海浦东新区富城路99号震旦大厦31层

北京丰台区西营街8号院1号楼青海金融大厦

公司网址：[www.chinastock.com.cn](http://www.chinastock.com.cn)

#### 机构请致电：

深广地区：苏一耘 0755-83479312 [suyiyun\\_yj@chinastock.com.cn](mailto:suyiyun_yj@chinastock.com.cn)

崔香兰 0755-83471963 [cuixianglan@chinastock.com.cn](mailto:cuixianglan@chinastock.com.cn)

上海地区：何婷婷 021-20252612 [hetingting@chinastock.com.cn](mailto:hetingting@chinastock.com.cn)

陆韵如 021-60387901 [luyunru\\_yj@chinastock.com.cn](mailto:luyunru_yj@chinastock.com.cn)

北京地区：唐媛玲 010-80927722 [tangmanling\\_bj@chinastock.com.cn](mailto:tangmanling_bj@chinastock.com.cn)