

分析师：唐俊男
登记编码：S0730519050003
tangjn@ccnew.com 021-50586738

南网旗下唯一储能电站运营平台，受益于 新能源发电消纳需求扩张

——南网储能(600995)公司深度分析

证券研究报告-公司深度分析

增持(首次)

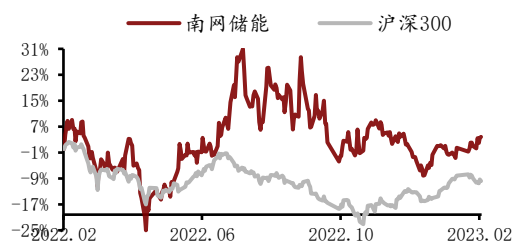
市场数据(2023-02-10)

收盘价(元)	15.23
一年内最高/最低(元)	19.17/11.05
沪深 300 指数	4,106.31
市净率(倍)	3.37
流通市值(亿元)	72.88

基础数据(2022-09-30)

每股净资产(元)	4.52
每股经营现金流(元)	1.53
毛利率(%)	48.25
净资产收益率_摊薄(%)	11.36
资产负债率(%)	59.82
总股本/流通股(万股)	319,600.58/47,852.64
B 股/H 股(万股)	0.00/0.00

个股相对沪深 300 指数表现



资料来源：Wind，中原证券

相关报告

联系人：马崧琦

电话：021-50586973

地址：上海浦东新区世纪大道 1788 号 16 楼

邮编：200122

投资要点：

- 重大资产重组完成后，公司成为南方电网公司旗下唯一抽水蓄能和电网侧独立储能运营平台。截至 2022 年 9 月末，公司已投运储能电站和水电装机规模合计 1,234 万千瓦。其中抽水蓄能装机 1,028 万千瓦，新型储能规模 3 万千瓦，常规调峰水电业务 203 万千瓦。
- 抽水蓄能迎政策和市场红利，发展空间较大。抽水蓄能电站是今后一段时期满足电力系统调节需求的关键方式，对保障电力系统安全、促进新能源规模发展和消纳利用具有重要作用。《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》明确提出，要提升清洁能源消纳和存储能力，加快抽水蓄能电站建设和新型储能技术规模化应用。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，抽水蓄能投产总规模 6,200 万千瓦以上；到 2030 年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右，相较于 2022 年底的 4,579 万千瓦分别增长 35.40%、162.07%。2022 年 6 月，水电水利规划设计总院联合中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会发布《抽水蓄能产业发展报告 2021》，截至 2021 年底，我国抽蓄电站在建总规模已达 6,153 万千瓦。
- 我国多地更新峰谷电价政策，峰谷电价价差扩大有望打开抽蓄产业空间。2022 年 12 月，国家发改委、国家能源局印发《关于做好 2023 年电力中长期合同签订履约工作的通知》，指出各地应结合实际情况，制定同本地电力供需和市场建设情况相适应的中长期合同分时段价格形成机制，合理拉大峰谷价差。我国多地更新了峰谷电价政策，峰谷价差进一步拉大。
- 2021 年 5 月，发改委印发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号），对抽水蓄能电站两部制价格形成机制及回收渠道进一步完善和部署。633 号文明确抽水蓄能执行两部制电价机制，即与容量对应的基本电价和与用电量对应的电量电价结合，共同决定电价的机制，并对容量电价的核定方法、电量电价的形成机制进一步完善。
- 公司背靠南网强大央企股东背景，具备强大项目资源获取能力和融资能力。控股股东为南方电网，本次重大资产重组置入的调峰调频公司原为南方电网全资子公司，为南方五省唯一抽水蓄能电站运营商，作为国内抽水蓄能行业龙头企业，与国内多家商业银行保持良好的合作关系，具有优质的融资信用，获得债务融资的渠道

较为畅通。公司规划十四五/十五五/十六五分别新增投产抽蓄 600 /1500/1500 万千瓦，分别新增投产新型储能 200/300/500 万千瓦。截至 2022 年末，公司在抽水蓄能行业按装机容量口径市场占有率为 22.45%。

- **公司与国网新源占据我国抽蓄市场大部分装机份额。**我国已投运的抽蓄电站行业整体较为集中，由国家电网公司下属的国网新源控股有限公司和南网储能占据主要份额。
- **投资建议：**公司作为南方电网公司抽水蓄能和电网侧独立储能投资建设唯一主体，具有丰富的项目储备，中长期将受益于新能源发电消纳对储能电站行业的需求放量，成长预期较为良好，预计 2022-2024 年公司可实现归母净利润 16.62/18.79/19.81 亿元，对应 EPS 为 0.52/0.59/0.62 元。根据可比上市公司市盈率情况，考虑到公司的行业地位和成长性，公司 2023 年 PE 处于合理估值区间。首次覆盖给予公司“增持”投资评级。

风险提示：公司储备项目建设进度不及预期；2023 年抽水蓄能容量电价核价结果不确定；调峰水电站来水波动；宏观经济复苏不及预期；美联储货币政策不确定。

	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入（百万元）	1,881	2,164	7,853	6,649	7,403
增长比率（%）	-18.88	15.00	262.96	-15.33	11.34
净利润（百万元）	111	16	1,662	1,879	1,981
增长比率（%）	-66.66	-85.77	10447.15	13.07	5.43
每股收益(元)	0.03	0.00	0.52	0.59	0.62
市盈率(倍)	439.62	3088.95	29.29	25.90	24.57

资料来源：聚源数据，中原证券

内容目录

1. 公司重大资产重组情况简介及股权结构	5
1.1. 公司重大资产重组情况简介	5
1.2. 股权结构	6
2. 抽水蓄能：调峰调频背景下市场前景广阔，电价制度调整提振盈利能力	7
2.1. 抽水蓄能技术成熟，占据现有储能主要市场份额	7
2.2. 可再生能源占比预期大幅提升，抽水迎政策和市场红利	8
2.3. 电价制度有望优化，推动产业进入加速阶段	11
2.4. 发电集团积极参与抽水蓄能建设，头部企业迎发展机遇	12
3. 南网旗下唯一抽水蓄能和新型储能运营平台，具备长期成长性	14
3.1. 背靠南网强大央企股东背景，具备强大项目资源获取能力和融资能力	14
3.2. 电价政策改革对公司收益产生积极影响	15
3.3. 公司经营方面优势明显	16
4. 公司盈利预测	17
4.1. 盈利预测	17
4.2. 估值和投资建议	18
5. 风险提示	19

图表目录

图 1：梅州抽水蓄能电站全貌	6
图 2：公司获得“中国土木工程詹天佑奖”	6
图 3：公司股本变动情况	6
图 4：重大资产重组后公司主要股东	6
图 5：抽水蓄能工作流程图	7
图 6：南网储能清远抽水蓄能电站	7
图 7：2021 年中国电力储能市场累积装机规模	8
图 8：2021-2022 年中国电力储能市场装机变化	8
图 9：我国抽水蓄能电站装机容量及增长率	9
图 10：公司电站分布图	12
图 11：国网新源主要业务分布图	12
图 12：公司主营业务收入情况（万元）	16
图 13：公司主营业务毛利率情况	16
表 1：公司截至 2022 年 9 月末拥有的电站资产情况	5
表 2：公司重组前后股权结构	6
表 3：各类储能技术分类及主要应用场景	8
表 4：抽水蓄能行业主要政策	9
表 5：上海更新峰谷电价政策	12
表 6：抽水蓄能市场装机份额情况	12
表 7：国家、广东、广西“十四五”抽水蓄能重点项目	13
表 8：公司建成投产、在建及开展前期工作的抽水蓄能电站项目	14
表 9：公司建成投产、在建及开展前期工作的电网侧独立储能电站项目	15
表 10：公司抽水蓄能收入定价模式	15
表 11：公司与国网新源部分经营数据对比	16
表 12：2022-2024 年公司抽水蓄能、调峰水电和电网侧独立储能装机容量、容量电费和上网电	

量等估计.....	17
表 13：公司主营业务 2022-2024 年营业收入、营业成本和毛利率预测情况.....	18
表 14：可比公司估值情况	18

1. 公司重大资产重组情况简介及股权结构

1.1. 公司重大资产重组情况简介

本次资产重组前，公司原名为云南文山电力股份有限公司，证券简称“文山电力”。文山电力成立于 1997 年，主要从事购售电、发电、电力设计及配售电业务。

本次重大资产重组交易包括重大资产置换、发行股份购买资产及募集配套资金三个部分。2022 年 9 月，公司完成了重大资产置换及发行股份购买资产，将主要从事购售电、电力设计及配售电业务的相关资产和负债置出，并与南方电网持有的南方电网调峰调频公司 100% 股权的等值部分进行置换；公司向交易对方以发行股份的方式购买拟置入资产与拟置出资产交易价格的差额部分。置入资产为调峰调频公司 100% 股权。置出资产主要包括公司在文山州内文山、砚山、丘北、富宁和西畴等五个市县的直供电服务和对广西电网百色供电局、广西德保、那坡两县的趸售电服务的相关资产和负债，及公司持有的文山文电设计有限公司和云南文电能源投资有限责任公司股权。

2022 年 9 月，公司更名为南方电网储能股份有限公司。公司证券简称由“文山电力”变更为“南网储能”。公司成为南方电网公司旗下唯一的抽水蓄能和电网侧独立储能运营平台。公司主营业务转变为抽水蓄能、调峰水电和电网侧独立储能业务的开发运营，业务范围覆盖广东、广西、云南、贵州和海南五省。

截至 2022 年 9 月末，公司已投运储能电源和水电装机规模合计装 1,234 万千瓦。其中抽水蓄能装机 1,028 万千瓦，新能储能装机 3 万千瓦，常规调峰水电装机 203 万千瓦。公司规划十四五/十五五/十六五期间，分别新增投产抽水蓄能 600/1500/1500 万千瓦，分别新增投产新型储能 200/300/500 万千瓦。到 2035 年，公司将实现抽水蓄能及储能业务投产总装机容量的快速发展。

表 1：公司截至 2022 年 9 月末拥有的电站资产情况

电站类型	状态	数量	装机规模（万千瓦）
抽水蓄能电站	建成投产	7	1,028
	在建	4	480
	开展前期工作	12	1,380
电网侧独立储能电站	建成投产	4	3
	在建	3	37.5
调峰水电站	建成投产	14	203

资料来源：公司公告，中原证券

公司相关电站先后获得“菲迪克（FIDIC）工程项目优秀奖”、“中国土木工程詹天佑奖”、“中国电力优质工程”、“国家优质工程”、“国家水土保持示范工程”等多项高规格荣誉。

图 1：梅州抽水蓄能电站全貌



资料来源：公司网站，中原证券

图 2：公司获得“中国土木工程詹天佑奖”



资料来源：公司网站，中原证券

1.2. 股权结构

本次重大资产重组前，公司总股本为 478,526,400 股，控股股东为云南电网公司。2022 年 9 月，公司发行股份数量合计 2,086,904,162 股，公司总股本增加至 2,565,430,562 股，控股股东为南方电网公司。

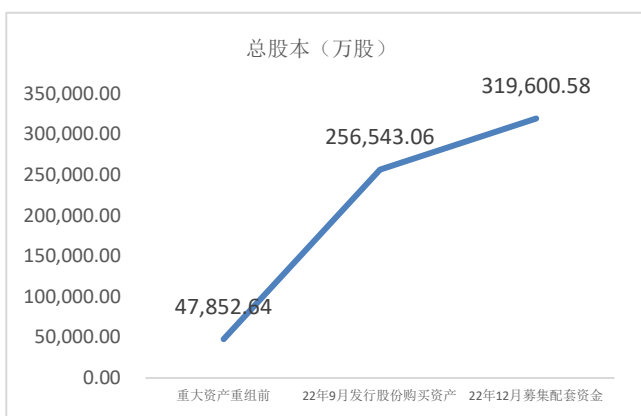
2022 年 12 月，公司完成募集配套资金非公开发行股票，新增 630,575,243 股，公司总股本增加至 3,196,005,805 股，控股股东为南方电网公司，持股比例为 65.30%。至此，本次重大资产重组的三个部分全部完成。重组完成后，公司的股权结构变化如下：

表 2：公司重组前后股权结构

序号	股东名称	重大资产重组前		重大资产重组后	
		持股数量(万股)	持股比例(%)	持股数量(万股)	持股比例(%)
1	南方电网公司	-	-	208,690.42	65.30
2	云南电网公司	14,671.90	30.66	14,671.90	4.59
3	配套融资发行对象	-	-	63,057.52	19.73
4	其他公众股东	33,180.74	69.34	33,180.74	10.38
	总股本	47,852.64	100	319,600.58	100.00

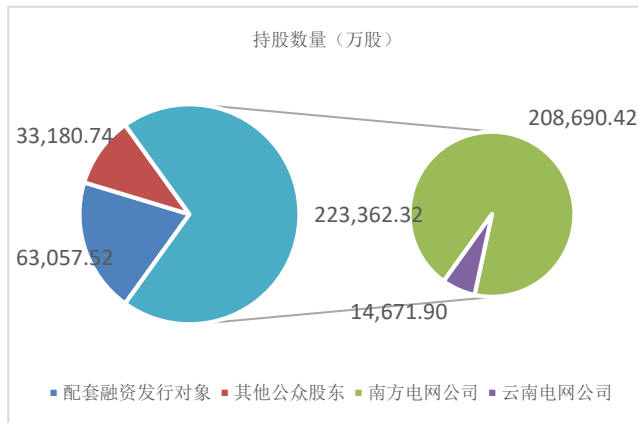
资料来源：公司公告，中原证券

图 3：公司股本变动情况



资料来源：公司公告，中原证券

图 4：重大资产重组后公司主要股东



资料来源：公司公告，中原证券

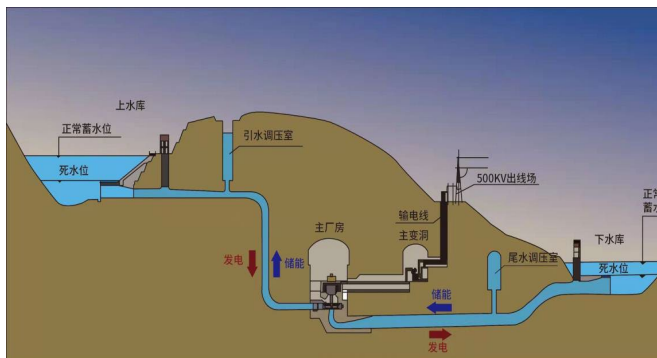
2. 抽水蓄能：调峰调频背景下市场前景广阔，电价制度调整提振盈利能力

2.1. 抽蓄电站技术成熟，占据现有储能主要市场份额

抽水蓄能电站是利用电力负荷低谷时的电能抽水至上水库，在电力负荷高峰期再放水至下水库发电的一种具备储能技术的水电站。抽水蓄能电站建设周期通常为 6 至 8 年，由上水库、下水库、输水道、厂房及开关站等部分组成，利用水作为储能介质，通过电能与势能相互转化，实现电能的储存和管理。它可将电网负荷低时的多余电能，转变为电网高峰时期的高价值电能，还可用于调频、调相，稳定电力系统的周波和电压，且适合事故备用，从而保证电网稳定运行。因此，抽蓄电站是具有多种作用的特殊电力装置，是电力系统蓄能管理的重要工具。

抽蓄电站已有 100 多年的发展历史，世界上最早的抽蓄电站为 1879 年建于瑞士的苏黎世电站。我国抽水蓄能电站建设起步较晚，1968 年河北岗南水库安装 1.1 万千瓦的进口抽水蓄能机组。1993 年建成投产的广州抽水蓄能电站，是国内第一座高水头、大容量抽水蓄能电站。我国近年建设的几座大型抽水蓄能电站技术已处于世界先进水平，我国抽水蓄能占当前储能市场总装机量比例接近 90%。

图 5：抽水蓄能工作流程图



资料来源：公司公告，中原证券

图 6：南网储能清远抽水蓄能电站



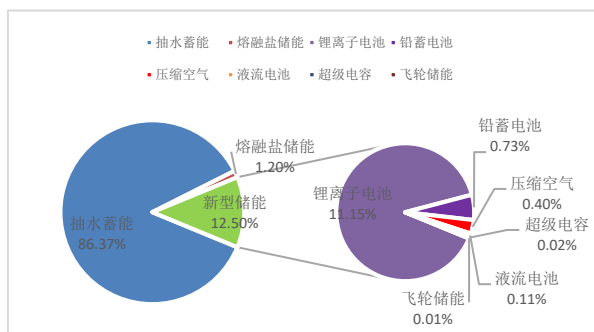
资料来源：公司公告，中原证券

储能技术主要分为储电技术和储热技术，其中储电技术主要包括机械储能、电化学储能和电磁储能。在我国机械储能中以抽水蓄能技术运用最为广泛，因为抽水蓄能具备可靠、经济和使用寿命长等特点，是解决新能源消纳最为成熟的手段。

可靠性方面，抽水蓄能的装机容量大，能达到 GW 级别，且相比其他储能技术，具有更长的可持续放电的时间和更广的调节范围，因此抽水蓄能电站能够有效提高电力系统的稳定性。经济性方面，抽水蓄能作为技术较为成熟的储能方式，其能源转化效率达 75%-83%、度电成本 0.21-0.25 元/KWh，成本优势较为明显。寿命周期方面，抽水蓄能设备整体周期可达 40 年，相比其他储能方式优势明显。根据 CNESA 统计，截至 2021 年底，中国已投运储能项目累计装机规模 46.10GW，占全球市场总规模 22.0%。在国内已投运储能项目中，抽水蓄能的累计装机规模最大，占比为 86.3%。根据中电联数据，截至 2022 年底，我国抽水蓄能装机容量已达到 4,579 万千瓦。2023 年我国将加快抽水蓄能电站建设及改造，因地制宜建设中小型抽水蓄

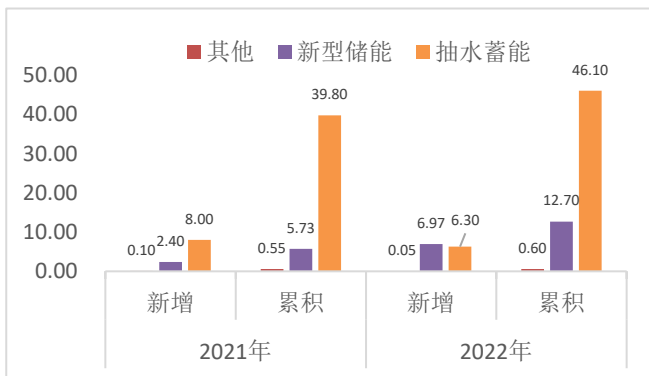
能电站。

图 7：2021 年中国电力储能市场累积装机规模



资料来源：CNESA，中原证券

图 8：2021-2022 年中国电力储能市场装机变化



资料来源：CNESA，中原证券

表 3：各类储能技术分类及主要应用场景

技术分类	储能方式	优点	主要应用
机械储能	抽水蓄能	技术成熟；储能容量大；使用寿命长	电力系统调峰调频
	压缩空气储能	技术成熟；储能容量大	电力系统调峰调频、不间断电源系统
	飞轮储能	技术成熟；无污染；占地面积小	不间断电源系统、石油钻井行业、轨道交通行业
电化学储能	锂离子电池	能量和功率密度高；能量转化效率高；应答时间短	电力系统储能电站、航空航天、动力电池车、电子设备、微电网
	铅酸电池	成本低廉；技术成熟	通信系统、动力电池车、微电网
	钠硫电池	能量和功率密度高；能量转化效率高	不常用
	液流电池	循环次数多；能量转换效率高	配合分布式电源偏远地区为主
电磁储能	镍氢电池	技术成熟	动力电池汽车、电子设备
	超级电容器	使用寿命长；能量转换效率高	军用、不间断供电、轨道交通
	超导储能	使用寿命长；功率密度大；能量转换效率高	不常用

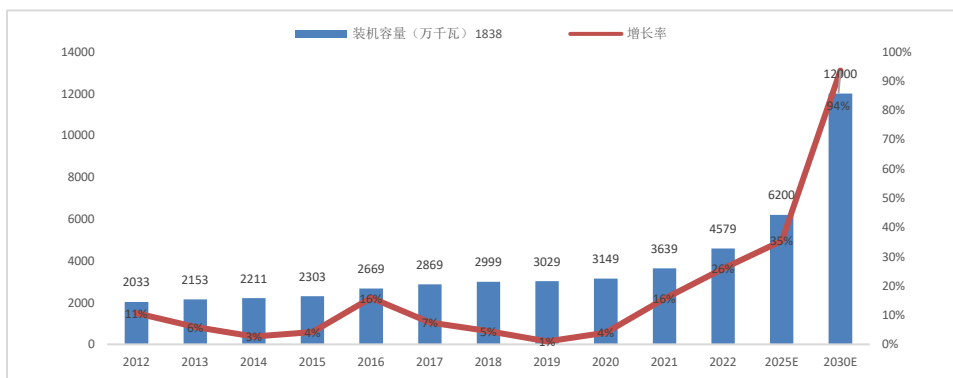
资料来源：公司公告，中原证券

2.2. 可再生能源占比预期大幅提升，抽蓄迎政策和市场红利

可再生能源占比预期大幅提升。2020 年 12 月，习近平总书记在气候雄心峰会上宣布：到 2030 年中国风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。风光新能源发电由于波动性明显产生弃风弃光的问题，而随着新能源装机比例提升，大力发展需要建设大量储能等灵活性资源作为支撑，通过储能系统可以提高风电和光伏发电的利用率。《“十四五”可再生能源发展规划》明确提出，到 2025 年，可再生能源消费总量达到 10 亿吨标准煤左右，电量达到 3.3 万亿千瓦时左右。“十四五”期间，可再生能源在一次能源消费增量中占比超过 50%，在全社会用电量增量中的占比超过 50%，风电和太阳能发电量实现翻倍。

抽水蓄能迎政策和市场红利，发展空间较大。抽水蓄能电站是今后一段时期满足电力系统调节需求的关键方式，对保障电力系统安全、促进新能源规模发展和消纳利用具有重要作用。《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出，要提升清洁能源消纳和存储能力，加快抽水蓄能电站建设和新型储能技术规模化应用。根据国家能源局发布的《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，加快发展抽水蓄能，是构建以新能源为主体的新型电力系统的迫切要求，是保障电力系统安全稳定运行的重要支撑，是可再生能源大规模发展的重要保障，到 2025 年，抽水蓄能投产总规模 6,200 万千瓦以上；到 2030 年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右，相较于 2022 年底的 4,579 万千瓦分别增长 35.40%、162.07%。2022 年 6 月，中国电建所属水电水利规划设计总院联合中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会发布《抽水蓄能产业发展报告 2021》，截至 2021 年底，我国抽蓄电站在建总规模已达 6,153 万千瓦。

图 9：我国抽水蓄能电站装机容量及增长率



资料来源：中电联，国家能源局，中原证券

2021 年 5 月，发改委印发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》(发改价格〔2021〕633 号)，对抽水蓄能电站两部制价格形成机制及回收渠道进一步完善和部署。根据 633 号文，已投运的抽水蓄能电站，将于 2023 年起按照新的规定电价机制执行；633 号文印发之日起新投产的抽水蓄能电站，于发文之日即开始执行。633 号文明确抽水蓄能执行两部制电价机制，即与容量对应的基本电价和与用电量对应的电量电价结合，共同决定电价的机制，并对容量电价的核定方法、电量电价的形成机制进一步完善，有望吸引更多市场化主体参与抽水蓄能电站开发投资。

表 4：抽水蓄能行业主要政策

序号	政策	时间	相关内容
1	国家发改委、国家能源局《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》	2022 年 5 月	完善调峰调频电源补偿机制，加大煤电机组灵活性改造、水电扩机、抽水蓄能和太阳能热发电项目建设力度，推动新型储能快速发展
2	国家能源局《2022 年能源工作指导意见》	2022 年 3 月	推动制定各省抽水蓄能中长期规划实施方案和“十四五”项目核准工作计划，加快推动一批抽水蓄能电站建设
3	国家发改委、国家能源局《关于	2022	加快建设抽水蓄能电站，探索中小型抽水蓄能技术应用，推行梯级水电储能

	完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	2021年1月	
4	国家能源局《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》	2021年9月	加快发展抽水蓄能，是构建以新能源为主体的新型电力系统的迫切要求，是保障电力系统安全稳定运行的重要支撑，是可再生能源大规模发展的重要保障
5	国家发改委《对十三届全国人大四次会议第3436号建议的答复》	2021年8月	关于《完善抽水蓄能价格形成机制》一是适应电力市场发展优化了电量电价机制，二是完善容量电价核定和容量电费回收机制；建立合理的投资模式；建立合理的回报机制
6	国家发改委、国家能源局《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	2021年8月	鼓励发电企业通过自建或购买调峰储能能力的方式，增加可再生能源发电装机并网规模
7	国家发改委《关于做好2021年能源迎峰度夏工作的通知》	2021年7月	要加大力度推动抽水蓄能和新型储能加快发展，不断健全市场化运行机制，全力提升电源侧、电网侧、用户侧储能调峰能力
8	国家能源局《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	2021年7月	对于保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目，可通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后，由电网企业予以并网。并网条件主要包括配套新增的抽水蓄能、储热型光热发电、火电调峰、新型储能、可调节负荷等灵活调节能力
9	国家发改委《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》	2021年5月	完善风电、光伏发电、抽水蓄能价格形成机制，建立新型储能价格机制
10	国家发改委《国家发改委会同有关部门关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》	2021年5月	现阶段，要坚持以两部电价政策为主体，进一步完善抽水蓄能价格形成机制，以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入输配电价回收，同时强化与电力市场建设发展的衔接，逐步推动抽水蓄能电站进入市场
11	全国人大《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	2021年3月	加快抽水蓄能电站建设和新型储能技术规模化应用
12	中共中央、国务院《长江三角洲区域一体化发展规划纲要》	2020年7月	加快推进浙江宁海、长龙山、衢江和安徽绩溪、金寨抽水蓄能电站建设，开展浙江磐安和安徽桐城、宁国等抽水蓄能电站前期工作，研究建立华东电网抽水蓄能市场化运行的成本分摊机制。加强新能源微电网、能源物联网、“互联网+智慧”能源等综合能源示范项目建设，推动绿色化能源变革
13	国家发改委、国家能源局《关于做好2020年能源安全保障工作的指导意见》	2020年6月	积极推动抽水蓄能电站、龙头水电站等具备调峰能力电源的建设，有序安排煤电应急调峰储备电源建设
14	国家发改委、国家能源局《关于提升电力系统调节能力的指导意见》	2018年3月	加快已审批的选点规划推荐的抽水蓄能电站建设，适时开展新一轮选点规划，加快推进西南地区龙头水库电站建设。根据系统调节能力的变化进行动态调整，合理补偿火电机组、抽水蓄能电站和新型储能电站灵活运行的直接成本和机会成本
15	国家发改委、国家能源局《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》	2017年10月	“十四五”期间，储能项目广泛应用，形成较为完整的产业体系，成为能源领域经济新增长点；全面掌握具有国际领先水平的储能关键技术和核心装备，部分储能技术装备引领国际发展；形成较为完善的技术和标准体系并拥有国际话语权；基于电力与能源市场的多种储能商业模式蓬勃发展；形成一批有国际竞争力的市场主体。储能产业规模化发展，储能在推动能源变革和能源互联网发展中的作用全面展现
16	中共中央办公厅、国务院办公厅《关于加大脱贫攻坚力度支持	2016年2月	支持老区发展生物质能、天然气、农村小水电等清洁能源，加快规划建设一批抽水蓄能电站

革命老区开发建设的指导意见》

17	国家能源局《关于鼓励社会资本投资水电站的指导意见》	2015 年1月	在做好生态环境保护、移民安置和确保工程安全的前提下，通过业主招标等方式，进一步鼓励和积极支持社会资本投资常规水电站和抽水蓄能电站，有利于创新投融资机制，拓宽社会资本投资渠道；有利于加快政府职能转变，发挥市场配置资源的决定性作用；有利于建立政府与社会资本利益共享和风险分担机制，理顺政府与市场的关系，确立企业投资主体地位，促进水电健康有序发展
18	国家发改委《国家发改委会关于促进抽水蓄能电站健康有序发展有关问题的意见》	2014 年7月	以保障电力系统安全稳定经济运行、促进能源结构调整、提高新能源利用率、减少温室气体排放、实现经济社会可持续发展为目标，把发展抽水蓄能电站作为构建安全、稳定、经济、清洁现代能源体系的重要战略举措，促进抽水蓄能产业持续健康有序发展
19	国家发改委《关于完善抽水蓄能价格形成机制有关问题的通知》	2014 年7月	要求进一步规范和落实抽蓄电站建设管理体制，有序推进抽蓄电站市场化改革；抽蓄电站以电网经营企业全资建设和管理为主，逐步建立引入社会资本的多元市场化投资体制机制；在具备条件的地区，鼓励采用招标、市场竞争等方式确定抽蓄电站项目业主

资料来源：公司公告，中原证券

2.3. 电价制度有望优化，推动产业进入加速阶段

我国多地更新峰谷电价政策，峰谷电价价差扩大有望提升抽蓄电站的盈利能力。2020年7月，国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，明确指出优化分时电价机制并强化执行，加强分时电价机制的实施保障，合理拉大峰谷电价差。市场运营成熟后，抽水蓄能电站有望通过分时价差，获取调峰价值的收益。

为充分发挥电价信号在引导电力资源优化配置方面的作用，更好地服务以新能源为主体的新型电力系统建设，促进能源绿色低碳发展，提高电力系统运行效率，我国多地更新了峰谷电价政策，峰谷价差进一步拉大。

2021年8月，广东省发改委发布《关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知》，拉大了峰谷比价，将峰平谷比价从现行的1.65:1:0.5调整为1.7:1:0.38，并将尖峰电价在峰谷分时电价的峰段电价基础上上浮25%。

2022年12月，上海市发展改革委印发《关于进一步完善我市分时电价机制有关事项的通知》，高峰时段电价在平段电价基础上最高可上浮80%，低谷时段电价在平段电价基础上最低可下浮60%。湖北、江西等地也在进行新一轮峰谷分时电价机制调整。

湖北夏季和冬季尖峰电价由上浮80%调整为上浮100%，低谷电价则由下浮52%调整为下浮55%。江西高峰时段电价上浮50%，低谷电价时段下浮50%，较此前上下浮动幅度扩大了20%；尖峰时段电价在高峰时段电价基础上上浮20%。

2022年12月，国家发改委、国家能源局印发《关于做好2023年电力中长期合同签订履约工作的通知》，指出各地应结合实际情况，制定同本地电力供需和市场建设情况相适应的中长期合同分时段价格形成机制，合理拉大峰谷价差。

尖峰电价和低谷电价价差合理拉大，为抽水蓄能、新型储能发展市场打开更多盈利空间。

表 5: 上海更新峰谷电价政策

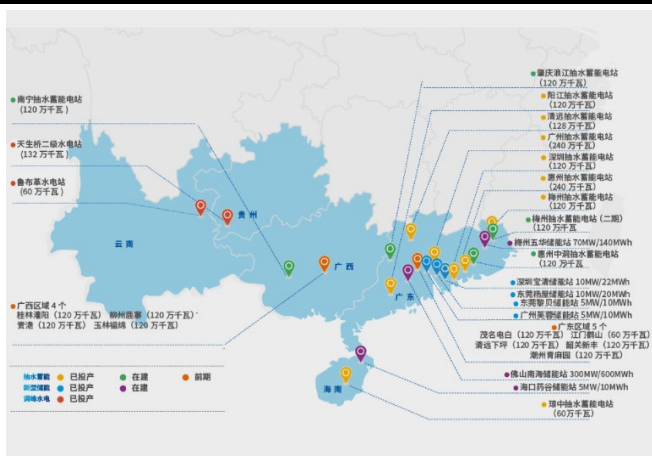
类别	峰谷比价水平
一般工商业及其他两部制、 大工业两部制用电	夏季和冬季高峰时段电价在平段电价基础上上浮 80%，低谷时段电价在平段电价基础上下浮 60%，尖峰时段电价在高峰电价的基础上上浮 25%。其他月份高峰时段电价在平段电价基础上上浮 60%，低谷时段电价在平段电价基础上下浮 50%。
一般工商业及其他单一制用电	夏季和冬季高峰时段电价在平段电价基础上上浮 20%，低谷时段电价在平段电价基础上下浮 45%。其他月份高峰时段电价在平段电价基础上上浮 17%，低谷时段电价在平段电价基础上下浮 45%。
夏季季节性价差不再执行	一般工商业及其他用电、大工业用电夏季季节性价差不再执行。

资料来源：上海市发改委网站、中原证券

2.4. 发电集团积极参与抽蓄电站建设，头部企业迎发展机遇

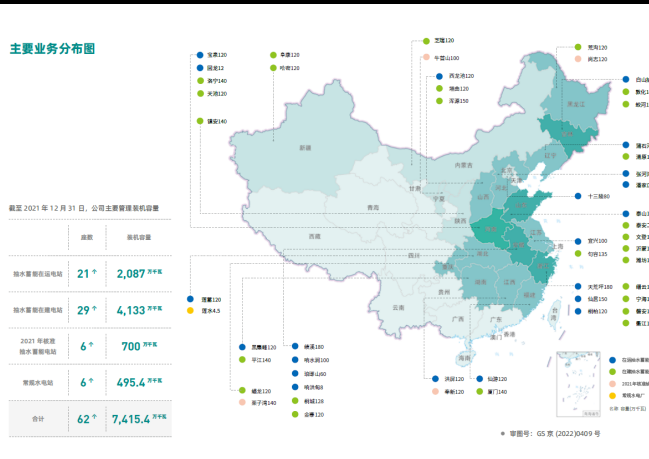
公司与国网新源占据我国抽蓄市场大部分装机份额。我国已投运的抽蓄电站行业整体较为集中，由国家电网公司下属的国网新源控股有限公司和南网储能占据主要份额。国网新源主要负责开发建设和经营管理国家电网公司经营区域内的抽水蓄能电站和常规水电站。根据公开数据，截至 2022 年底，国网新源抽水蓄能装机容量在国内市场占比超过 60%，南网储能在南方五省区已全部投产运营的抽水蓄能电站 7 座，装机容量合计为 1,028 万千瓦，在国内占比 22.45%。此外，内蒙古电力（集团）有限责任公司以及江苏、浙江等地的部分企业也运营少量抽水蓄能电站。

图 10: 公司电站分布图



资料来源：公司官网，中原证券

图 11: 国网新源主要业务分布图



资料来源：国网新源官网，中原证券

表 6: 抽蓄市场装机份额情况

分类	装机容量 (万千瓦, 截至 2022 年底)	比例
国网新源	2,806	61.28%
南网储能	1,028	22.45%
其他 (主要为发电集团)	1,119	16.27%
全国	4,579	100.00%

资料来源：国家电网，公司公告，中原证券

随着抽水蓄能相关政策的进一步清晰，更多市场主体参与抽水蓄能市场，在建的抽水蓄能

电站的投资主体呈现多元化趋势。《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，提出抽水蓄能储备项目 247 个，总装机规模约 3.05 亿千瓦。国内在建抽水蓄能电站项目的投资主体除了电网公司，发电集团也积极参与。中国核工业集团有限公司、中国华电集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司分别投资建设福建云霄抽水蓄能电站、福建周宁抽水蓄能电站、浙江长龙山抽水蓄能电站。根据《抽水蓄能产业发展报告 2021》，截至 2021 年底，我国正在开展预可研的抽水蓄能项目 123 个，装机容量合计 14,951.5 万千瓦。《“十四五”可再生能源发展规划》提出要加快推进抽水蓄能电站建设，明确了“十四五”期间抽水蓄能电站开发建设重点项目，其中已批复电站 37 个，广东、广西等省份也出台相应政策，加快抽水蓄能电站建设。

表 7：国家、广东、广西“十四五”抽水蓄能重点项目

序号	地区	文件	抽水蓄能重点项目
1	国家	《“十四五”可再生能源发展规划》	已批复电站 37 个：华北电网区域的河北滦平、徐水、灵寿，内蒙古美岱、乌海，山东泰安二期，山西浑源；东北电网区域的辽宁庄河、大雅河，黑龙江尚志；华东电网区域的浙江磐安、泰顺、天台、建德、桐庐，安徽桐城、宁国、岳西、石台、霍山，江苏连云港，福建云霄；华中电网区域的江西奉新、洪屏二期，河南鲁山，湖北大幕山、平坦原、紫云山，湖南安化；西南电网区域的重庆栗子湾；西北电网区域的甘肃昌马，青海哇让，宁夏牛首山；南方电网区域的广西南宁，贵州贵阳（石厂坝）、黔南（黄丝），海南羊林。 中长期规划电站：依据全国抽水蓄能电站中长期规划，积极推进纳规项目前期工作，加快推进具备条件的项目开工建设。 中小型抽水蓄能示范：统筹大规模电力送受、新能源渗透率不断提高等因素，在中东南部地区利用已建成的山谷水库和沿岸山顶地势，试点推进灵活分散的中小型抽水蓄能电站建设，提升区域新能源电力消纳能力。研究探索利用矿井等开展中小型抽水蓄能电站布局。
2	广东	《广东省能源发展“十四五”规划》	建成 2 个：梅州、阳江抽水蓄能电站 开工建设 8 个：云浮水源山、肇庆浪江、汕尾三江口、惠州中洞、河源岑田、梅州二期、阳江二期、茂名电白等抽水蓄能电站。
3	广西	《广西可再生能源发展“十四五”规划》	开工建设 8 个：加快建设南宁、灌阳、贵港、玉林、防城港、钦州、来宾、百色等抽水蓄能电站，争取 7 座共计 840 万千瓦抽水蓄能电站开工建设，力争南宁抽水蓄能电站（4×30 万千瓦）首台机组投产。 推进 3 个：柳州、武鸣、梧州等抽水蓄能电站前期工作。

资料来源：国家发改委，中原证券

3. 南网旗下唯一抽水蓄能和新型储能运营平台，具备长期成长性

3.1. 背靠南网强大央企股东背景，具备强大项目资源获取能力和融资能力

公司控股股东为南方电网，本次重大资产重组置入的调峰调频公司原为南方电网全资子公司，为南方五省唯一抽水蓄能电站运营商，作为国内抽水蓄能行业龙头企业，与国内多家商业银行保持良好的合作关系，具有优质的融资信用，获得债务融资的渠道较为畅通。公司规划十四五/十五五/十六五分别新增投产抽蓄 600 /1500/1500 万千瓦，分别新增投产新型储能 200/300/500 万千瓦。截至 2022 年末，公司在抽水蓄能行业按装机容量口径市场占有率为 22.45%。另外公司于 2022 年 12 月通过募集配套资金约 80 亿元，均用于建设抽蓄和新型储能项目，资本实力进一步获得提升。公司重组上市后，持续打通融资渠道，利用资本市场服务企业发展，带来持续的资本赋能。

表 8：公司建成投产、在建及开展前期工作的抽水蓄能电站项目

序号	名称	所属省区	装机容量 (万千瓦)	项目进展 (截至 2022 年 10 月)
1	广州抽水蓄能电站	广东	240	建成投产
2	惠州抽水蓄能电站	广东	240	建成投产
3	清远抽水蓄能电站	广东	128	建成投产
4	深圳抽水蓄能电站	广东	120	建成投产
5	梅州（一期）抽水蓄能电站	广东	120	建成投产
6	阳江抽水蓄能电站	广东	120	建成投产
7	海南琼中抽水蓄能电站	海南	60	建成投产
8	梅州（二期）抽水蓄能电站	广东	120	主体工程已开工
9	肇庆浪江抽水蓄能电站	广东	120	已核准
10	惠州中洞抽水蓄能电站	广东	120	已核准
11	茂名电白抽水蓄能电站	广东	120	项目前期-预可研
12	江门鹤山抽水蓄能电站	广东	60	项目前期-预可研
13	清远清新下坪抽水蓄能电站	广东	120	项目前期-预可研
14	韶关新丰抽水蓄能电站	广东	120	项目前期-预可研
15	潮州潮安青麻园抽水蓄能电站	广东	120	项目前期-预可研
16	南宁抽水蓄能电站	广西	120	主体工程已开工
17	桂林灌阳抽水蓄能电站	广西	120	项目前期-可研
18	贵港抽水蓄能电站	广西	120	项目前期-可研
19	玉林福绵抽水蓄能电站	广西	120	项目前期-预可研
20	柳州鹿寨抽水蓄能电站	广西	120	项目前期
21	钦州灵山抽水蓄能电站	广西	120	项目前期-预可研
22	防城港上思抽水蓄能电站	广西	120	项目前期-预可研
23	南宁武鸣抽水蓄能电站	广西	120	项目前期-预可研

资料来源：公司公告，中原证券

表 9：公司建成投产、在建及开展前期工作的电网侧独立蓄能电站项目

序号	项目名称	所属省区	装机容量 (万千瓦)	项目进展 (截至 2022 年 10 月 18 日)
1	深圳宝清电池储电站	广东	1	建成投产
2	东莞杨屋电池储能站	广东	1	建成投产
3	东莞黎贝电池储能站	广东	0.5	建成投产
4	广州芙蓉电池储能站	广东	0.5	建成投产
5	广东佛山南海独立电池储能电站	广东	30	正在开展初步设计
6	五华独立电池储能电站	广东	7	已开工建设
7	海南海口药谷电池储能电站	海南	0.5	已开工建设

资料来源：公司公告，中原证券

3.2. 电价政策改革对公司收益产生积极影响

峰谷电价价差扩大，及两部制电价改革，为公司带来新的利润增长点。国家发改委发布完善分时电价的通知后，我国多地陆续执行新的峰谷电价政策。广东省执行新的峰谷电价收费标准后，峰谷电价比从原先的相差 2.3 倍提升到了 3.37 倍。公司抽蓄电站通过高峰价格与低估价格的差价赚取利润，在用电低谷期以低谷价从电网购买电力进行消纳，在用电高峰期再以高峰或尖峰价格进行出售，当峰谷价差扩大，公司抽蓄业务收会相应得到提高。

自 633 号文件发布后，公司 2022 年建成投产的电站直接执行两部制电价，部分抽蓄电站 2023 年起从单一容量电费收入转变为容量电费和电量电费两部分收入。预计自 2023 年起公司电量电费的收入比例将会提升。

表 10：公司抽蓄电站收入定价模式

电站	业务类型	目前定价模式	633 号文出台后，2023 年核价后的定价模式的变化
广蓄电站一期	抽水蓄能	协商定价， 单一容量电价模式	非 633 号文定价范围， 不发生变化
广蓄电站二期	抽水蓄能	政府确定， 单一容量电价模式	变更为两部制电价， 重新核定容量电价， 新增电量电价部分收入
惠蓄电站	抽水蓄能	政府确定， 单一容量电价模式	变更为两部制电价， 重新核定容量电价， 新增电量电价部分收入
清蓄电站	抽水蓄能	政府确定， 两部制电价模式	继续维持两部制电价， 重新核定容量电价
深蓄电站	抽水蓄能	政府确定， 两部制电价模式	继续维持两部制电价， 重新核定容量电价
海蓄电站	抽水蓄能	政府确定， 两部制电价模式	继续维持两部制电价， 重新核定容量电价
梅蓄电站一期	抽水蓄能	政府确定， 两部制电价模式	继续维持两部制电价， 重新核定容量电价
阳蓄电站	抽水蓄能	政府确定， 两部制电价模式	继续维持两部制电价， 重新核定容量电价

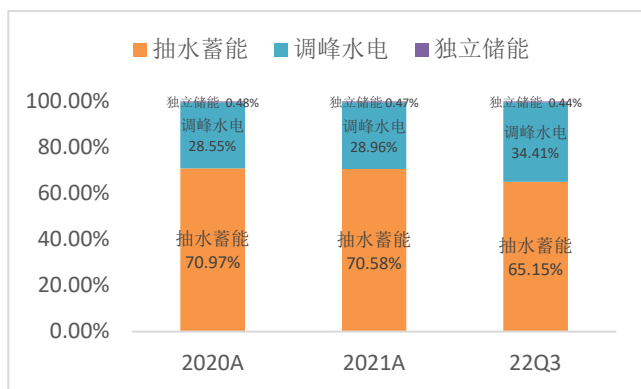
资料来源：公司公告，中原证券

3.3. 公司经营方面优势明显

公司主营业务收入稳健增长，22Q3 各项主营业务毛利率均有提升。公司抽水蓄能业务 2020/2021/2022Q3 分别实现收入 32.45/33.11/30.75 亿元，占主营业务收入比例均接近 70%；调峰水电业务收入持续增长，2022Q3 实现收入 16.24 亿元，较 2020 和 2021 全年均大幅增长。毛利率方面，2020/2021/2022Q3 公司抽水蓄能、调峰水电和独立储能均持续增长，而调峰水电受来水情况影响表现突出，其 2022Q3 毛利率为 72.33%，较 2020 和 2021 年实现大幅增长。

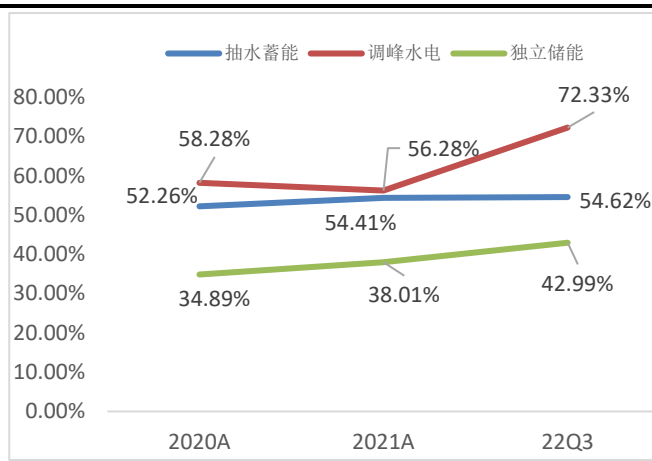
公司 2022 年度预计实现归母净利润约 16.62 亿元，同比增长约 35%。一是 2022 年公司重大资产重组完成后，主营业务发生重大变化；二是梅蓄、阳蓄电站 2022 年全面投产，天二电站、鲁布革电站来水情况较好，发电量同比增长约 33%；三是公司强化内部管理，加强成本管控，提升管理效益。

图 12：公司主营业务收入情况（万元）



注：2020 和 2021 年财务数据来自重组置入的调峰调频公司
资料来源：公司公告，中原证券

图 13：公司主营业务毛利率情况



注：2020 和 2021 年财务数据来自重组置入的调峰调频公司
资料来源：公司公告，中原证券

公司相较同行盈利能力更强。公司与国家电网旗下的国网新源为抽蓄行业的两大龙头，截至 2022 年底，公司抽蓄电站装机容量 1,028 万千瓦，占全国装机容量比例为 22.45%；国网新源抽蓄装机容量占比为 61.28%。公司 2022Q1/2021/2020 营业收入分别为 12.96/47.79/46.56 亿元，均低于国网新源，主要是由于公司抽蓄装机容量小于国网新源。公司 2022Q1/2021/2020 毛利率分别高于国网新源 37.86/23.17/24.86 个百分点，其中 2022Q1 差距进一步扩大。相比国网新能，公司经营活动产生的现金流量净额与营业收入的匹配度更高。另外，公司应收账款周转率 2022Q1/2021/2020 分别为 15.12/13.79/14.74，保持在较为稳定的水平。

表 11：公司与国网新源部分经营数据对比

分类	营业收入（亿元）			毛利率			经营活动产生的现金流量净额（亿元）			应收账款周转率		
	2022Q1	2021	2020	2022Q1	2021	2020	2022Q1	2021	2020	2022Q1	2021	2020
国网新源	37.7	153.84	129.37	23.03%	31.46%	28.47%	55.54	52.55	6.62	11.93	25.61	25.61
南网储能	12.96	47.79	46.56	60.89%	54.63%	53.53%	7.51	48.02	23.93	15.12	13.79	14.74

资料来源：国网新源，公司公告，中原证券

4. 公司盈利预测

4.1. 盈利预测

公司作为抽水蓄能、电网侧独立储能和调峰水电站的运营商，中长期业绩增长一方面受益于丰富的储能电站项目储备，另一方面，公司经营方面的优势和电价政策改革是利润增长的重要因素。

抽水蓄能方面：2022年6月，梅州抽蓄一期和阳蓄电站建成投产，公司抽水蓄能装机容量增加至1,028万千瓦。抽蓄电站建设周期较长，南宁抽蓄、肇庆抽蓄和梅州抽蓄二期最快计划2025年底投产，2022-2024年，预计公司抽水蓄能装机容量均为1,028万千瓦。基于2023年公司广蓄二期和惠蓄电站将由单一容量制变为两部制电价，预计2023年起公司将新增部分电量电费收入。国家发改委2023年容量电费的核价结果还未公布，我们假设公司抽水蓄能电站2022-2024年容量电费收入分别为45.71万元/MW、46.35万元/MW和46.35万元/MW。

电网侧独立储能方面：截至2022Q3，公司装机规模为3万千瓦。公司3个电网侧百兆瓦级独立储能站进入前期工作阶段，总装机规模470MW/940MWh，将根据系统调节需要于2022年和2023年陆续建成投产。新型储能2022年预计装机达到111MW，十四五末计划2000MW。因此，我们预测2022-2024年，公司电网侧独立储能装机分别为11.1万千瓦，50万千瓦和125万千瓦。我们假设2023年新增装机于2023年年中建成，2024年新增装机于2024年初建成。

调峰水电方面：截至2022年末，公司调峰水电站装机规模为203万千瓦。由于水电站建设周期较长，预计2022-2024年，公司无新增调峰水电站装机规模。调峰水电的电价是执行政府核定的电价，公司调峰水电平均售电价格为0.19元/千瓦时。2022年公司天生桥二级水电站、鲁布革水电站来水情况较好，发电量同比增长约33%，我们推算2022年调峰水电发电量为100.53亿千瓦时，由于来水量受天气等因素影响并不稳定，我们假设2023-2024年公司调峰水电上网电量为之前三年的平均数。

表 12：2022-2024 年公司抽水蓄能、调峰水电和电网侧独立储能装机容量、容量电费和上网电量等估计

项目	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
抽水蓄能	装机容量（万千瓦）	788	788	1028	1028
	容量电费（万元/MW）	41.18	42.01	45.71	46.35
	平均成本（万元/MW）	19.66	19.15	20.74	21.03
调峰水电	装机容量（万千瓦）	192	192	203	203
	上网电量（亿千瓦时）	68.70	71.49	100.53	82.92
	上网电价（元/千瓦时）	0.19	0.19	0.19	0.19
	平均成本（万元/MW）	28.36	30.93	33.72	33.72
独立储能	装机容量（万千瓦）	3	3	11.1	50
	容量电费（万元/MW）	72.86	72.86	72.86	72.86
	平均成本（万元/MW）	47.44	45.16	46.30	46.30

注：2020 和 2021 年经营数据来自重组置入的调峰调频公司

资料来源：中原证券

表 13：公司主营业务 2022-2024 年营业收入、营业成本和毛利率预测情况

	项目	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
抽水蓄能	营业收入（万元）	324,474.89	331,050.69	424,188.80	476,481.04	476,481.04
	营业成本（万元）	154,897.94	150,929.03	192,467.20	216,193.76	216,193.76
	毛利率	52.26%	54.41%	54.63%	54.63%	54.63%
调峰水电	营业收入（万元）	130,527.15	135,832.83	191,007.00	157,542.40	164,054.77
	营业成本（万元）	54,460.15	59,380.22	68,454.12	68,454.12	68,454.12
	毛利率	58.28%	56.28%	64.16%	56.55%	58.27%
独立储能	营业收入（万元）	2,185.84	2,185.84	3,661.22	22,258.73	91,075.00
	营业成本（万元）	1,423.13	1,354.94	2,326.63	14,145.01	57,876.46
	毛利率	34.89%	38.01%	36.45%	36.45%	36.45%

注：2020 和 2021 年经营数据来自重组置入的调峰调频公司

资料来源：中原证券

4.2. 估值和投资建议

按照 2023 年 2 月 10 日公司二级市场 15.23 元/股收盘价计算，公司市值 487 亿元。我们认为，公司作为南方电网公司抽水蓄能和电网侧独立储能投资建设唯一主体，一方面，中长期公司将充分受益于新能源发电消纳对储能电站行业的需求放量；另一方面，公司作为南方电网抽水蓄能和电化学储能唯一运营平台，具有丰富的项目储备；同时，公司的部分抽水蓄能电站也将执行两部制电价收费，公司成长预期较为良好，预计 2022-2024 年公司可实现归母净利润 16.62/18.79/19.81 亿元，对应 EPS 为 0.52/0.59/0.62 元。根据可比上市公司市盈率情况，考虑到公司的行业地位和成长性，公司 2023 年 PE 处于合理估值区间。首次覆盖给予公司“增持”投资评级。

表 14：可比公司估值情况

公司简称	收盘价 (元, 2/10)	每股净资产 (元/ 最新摊薄)	EPS (元/股, 最新摊薄)			PE (倍)			PB (倍)
			2021A	2022E	2023E	2021A	2022E	2023E	22AQ3
长江电力	21.21	8.04	1.16	0.95	1.24	19.65	22.32	17.17	2.64
华能水电	6.87	3.72	0.32	0.38	0.43	20.32	17.85	15.86	1.85
桂冠电力	5.71	2.39	0.17	0.41	0.38	37.43	13.88	14.09	2.39
		平均				25.80	18.02	15.71	2.29
南网储能	15.23	4.52	0.00	0.52	0.59	3088.95	29.29	25.90	3.37

资料来源：Wind，中原证券

5. 风险提示

- (1) 公司储备项目建设进度不及预期风险。
- (2) 2023 年抽水蓄能容量电价核价结果不确定风险。
- (3) 调峰水电站来水波动风险。
- (4) 宏观经济复苏不及预期风险。
- (5) 美联储货币政策不确定风险。

财务报表预测和估值数据汇总

资产负债表 (百万元)

会计年度	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
流动资产	423	593	12,237	5,468	6,501
现金	156	197	10,529	3,859	4,302
应收票据及应收账款	234	356	510	339	565
其他应收款	7	3	555	455	657
预付账款	3	8	26	19	22
存货	8	17	352	481	588
其他流动资产	15	13	265	315	366
非流动资产	2,448	2,603	32,720	40,383	41,927
长期投资	189	75	158	158	158
固定资产	1,980	2,140	28,494	32,432	36,241
无形资产	66	59	856	954	1,052
其他非流动资产	214	329	3,211	6,839	4,476
资产总计	2,871	3,196	44,957	45,851	48,428
流动负债	538	821	5,113	3,806	4,092
短期借款	90	190	301	402	505
应付票据及应付账款	226	315	1,826	889	862
其他流动负债	222	315	2,986	2,516	2,724
非流动负债	141	238	17,308	17,408	17,508
长期借款	80	78	12,998	12,998	12,998
其他非流动负债	61	160	4,311	4,411	4,511
负债合计	679	1,059	22,421	21,214	21,600
少数股东权益	0	0	426	912	1,417
股本	479	479	3,196	3,196	3,196
资本公积	156	119	11,189	11,189	11,189
留存收益	1,558	1,540	7,725	9,340	11,027
归属母公司股东权益	2,192	2,137	22,110	23,725	25,411
负债和股东权益	2,871	3,196	44,957	45,851	48,428

现金流量表 (百万元)

会计年度	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
经营活动现金流	299	344	5,157	2,437	4,073
净利润	111	16	2,088	2,365	2,486
折旧摊销	212	246	522	904	1,291
财务费用	6	6	710	510	700
投资损失	-22	-25	-9	-23	-8
营运资金变动	-12	97	2,358	-667	434
其他经营现金流	3	4	-512	-653	-830
投资活动现金流	-234	-362	-3,198	-8,233	-2,539
资本支出	-248	-381	-2,419	-8,143	-2,429
长期投资	0	17	-123	-13	-18
其他投资现金流	14	2	-656	-77	-92
筹资活动现金流	-73	59	8,373	-874	-1,091
短期借款	90	100	111	100	104
长期借款	80	-2	3,320	0	0
普通股增加	0	0	2,717	0	0
资本公积增加	0	-37	11,070	0	0
其他筹资现金流	-242	-2	-8,845	-974	-1,195
现金净增加额	-7	41	10,332	-6,670	443

资料来源：中原证券

利润表 (百万元)

会计年度	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入	1,881	2,164	7,853	6,649	7,403
营业成本	1,651	1,915	4,106	3,042	3,478
营业税金及附加	15	14	126	107	119
营业费用	5	6	8	7	7
管理费用	105	219	551	503	610
研发费用	0	0	40	19	38
财务费用	6	6	680	505	680
资产减值损失	0	0	172	272	372
其他收益	1	1	6	11	6
公允价值变动收益	0	0	0	0	0
投资净收益	22	25	9	23	8
资产处置收益	0	0	7	11	0
营业利润	124	38	2,806	3,153	3,327
营业外收入	21	1	3	3	5
营业外支出	13	3	25	3	17
利润总额	132	37	2,784	3,154	3,315
所得税	21	21	696	788	829
净利润	111	16	2,088	2,365	2,486
少数股东损益	0	0	426	486	505
归属母公司净利润	111	16	1,662	1,879	1,981
EBITDA	320	266	3,280	3,517	3,977
EPS (元)	0.23	0.03	0.52	0.59	0.62

主要财务比率

会计年度	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
成长能力					
营业收入 (%)	-18.88	15.00	262.96	-15.33	11.34
营业利润 (%)	-68.87	-68.90	7194.76	12.39	5.50
归属母公司净利润 (%)	-66.66	-85.77	10447.15	13.07	5.43
获利能力					
毛利率 (%)	12.23	11.49	47.71	54.26	53.02
净利率 (%)	5.88	0.73	21.16	28.26	26.76
ROE (%)	5.05	0.74	7.52	7.92	7.80
ROIC (%)	3.82	0.34	5.62	5.02	4.88
偿债能力					
资产负债率 (%)	23.65	33.13	49.87	46.27	44.60
净负债比率 (%)	30.98	49.54	99.49	86.11	80.51
流动比率	0.79	0.72	2.39	1.44	1.59
速动比率	0.74	0.68	2.27	1.22	1.35
营运能力					
总资产周转率	0.67	0.71	0.33	0.15	0.16
应收账款周转率	9.17	8.99	19.85	15.65	16.36
应付账款周转率	11.06	10.26	4.50	4.00	3.64
每股指标 (元)					
每股收益 (最新摊薄)	0.03	0.00	0.52	0.59	0.62
每股经营现金流 (最新摊薄)	0.09	0.11	1.61	0.76	1.27
每股净资产 (最新摊薄)	0.69	0.67	6.92	7.42	7.95
估值比率					
P/E	439.62	3088.95	29.29	25.90	24.57
P/B	22.21	22.77	2.20	2.05	1.92
EV/EBITDA	12.19	36.11	15.98	16.83	14.80

行业投资评级

强于大市：未来 6 个月内行业指数相对大盘涨幅 10% 以上；

同步大市：未来 6 个月内行业指数相对大盘涨幅-10%至 10%之间；

弱于大市：未来 6 个月内行业指数相对大盘跌幅 10% 以上。

公司投资评级

买入：未来 6 个月内公司相对大盘涨幅 15% 以上；

增持：未来 6 个月内公司相对大盘涨幅 5% 至 15%；

观望：未来 6 个月内公司相对大盘涨幅-5%至 5%；

卖出：未来 6 个月内公司相对大盘跌幅 5% 以上。

证券分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券分析师执业资格，本人任职符合监管机构相关合规要求。本人基于认真审慎的职业态度、专业严谨的研究方法与分析逻辑，独立、客观的制作本报告。本报告准确的反映了本人的研究观点，本人对报告内容和观点负责，保证报告信息来源合法合规。

重要声明

中原证券股份有限公司具备证券投资咨询业务资格。本报告由中原证券股份有限公司（以下简称“本公司”）制作并仅向本公司客户发布，本公司不会因任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告中的信息均来源于已公开的资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证，也不保证所含的信息不会发生任何变更。本报告中的推测、预测、评估、建议均为报告发布日的判断，本报告中的证券或投资标的的价格、价值及投资带来的收益可能会波动，过往的业绩表现也不应当作为未来证券或投资标的表现的依据和担保。报告中的信息或所表达的意见并不构成所述证券买卖的出价或征价。本报告所含观点和建议并未考虑投资者的具体投资目标、财务状况以及特殊需求，任何时候不应视为对特定投资者关于特定证券或投资标的的推荐。

本报告具有专业性，仅供专业投资者和合格投资者参考。根据《证券期货投资者适当性管理办法》相关规定，本报告作为资讯类服务属于低风险（R1）等级，普通投资者应在投资顾问指导下谨慎使用。

本报告版权归本公司所有，未经本公司书面授权，任何机构、个人不得刊载、转发本报告或本报告任何部分，不得以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。未经授权的刊载、转发，本公司不承担任何刊载、转发责任。获得本公司书面授权的刊载、转发、引用，须在本公司允许的范围内使用，并注明报告出处、发布人、发布日期，提示使用本报告的风险。

若本公司客户（以下简称“该客户”）向第三方发送本报告，则由该客户独自为其发送行为负责，提醒通过该种途径获得本报告的投资者注意，本公司不对通过该种途径获得本报告所引起的任何损失承担任何责任。

特别声明

在合法合规的前提下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问等各种服务。本公司资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告意见或者建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到潜在的利益冲突，勿将本报告作为投资或者其他决定的唯一信赖依据。