

文山电力（600995）

南网旗下唯一抽水蓄能上市+储能上市平台，
稀缺性凸显

买入（首次）

2022年04月16日

证券分析师 刘博

执业证书：S0600518070002

liub@dwzq.com.cn

证券分析师 唐亚辉

执业证书：S0600520070005

tangyh@dwzq.com.cn

盈利预测与估值	2021A	2022E	2023E	2024E
营业总收入（百万元）	2,164	2,414	2,584	2,838
同比（%）	15%	12%	7%	10%
归属母公司净利润（百万元）	16	116	84	102
同比（%）	-86%	639%	-28%	21%
每股收益-最新股本摊薄（元/股）	0.03	0.24	0.17	0.21
P/E（现价&最新股本摊薄）	423.32	57.29	79.67	65.64

■ **拟资产重组置入南网调峰调频，打造优质抽水蓄能和储能资产：**公司是南方电网旗下唯一上市抽水蓄能+储能平台，2020年南网调峰调频公司抽水蓄能收入占比61%，毛利润占比69%，是公司毛利润来源。本次资产置入的南方电网调峰调频公司是南方电网的全资子公司，其原本主要业务为四大板块：抽水蓄能、调峰水电、气电、电网侧独立储能业务，资产注入拟注入其中三大块，剥离气电板块。

■ **新型电力系统短期看电网，中长期看储能。**在新型电力系统的结构里，储能是护航新能源发展的压舱石。我们认为，实现碳中和的路径主要有2条：1）短期看大电网，特高压建设缓解三北地区的新能源消纳问题等。2）中长期看储能，期待技术突破带来储能制造和运营成本的持续下降，未来清洁能源+储能将是能源产业发展的必然趋势。发电和用电具有瞬时性，而且电力本身较难储存，因此需要抽水蓄能来承担调峰、填谷、调频等多种功能。从整个电力系统的角度看，储能的应用可以分为发电侧储能、电网侧储能（含微网）和用户侧储能三大场景，目前电网侧储能主要是国家电网、南方电网建设运营。

■ **储能市场主导者：2020年全球储能中抽水蓄能规模占比94%，中国市场占比89%。**抽水蓄能以其成本低、寿命长、技术成熟的显著优势成为当前储能市场的主导者，我国现行两部制（容量电价+电量电价）电价政策，交易机制上采用中长期市场交易+现货市场交易相结合的机制。国外建设抽水蓄能建设发展较早，但由于电力体制、电源结构、负荷特性等差异，不同国家对抽水蓄能电站的建设管理存在明显差异。抽水蓄能电站的运营模式与市场体制和投资主体息息相关，主要分为独立运营、电网统一运营和租赁制3种模式。全球约85%的抽水蓄能电站采用电网统一经营方式或租赁制形式，约15%的电站通过参与电力市场竞价获取收益。

■ **盈利预测与投资评级：**若不考虑重组，我们预计2022-2024年公司实现营业收入24.14亿元、25.84亿元、28.38亿元，同比增长11.6%、7.0%、9.8%，归母净利润1.16亿元、0.84亿元、1.02亿元，同比增长638.92%、-28.10%、21.39%，对应PE57倍、80倍、66倍；考虑重组我们预计双调公司（南网调峰调频公司简称，下同）2022-2024年归母净利润分别为11亿、13.5亿、20.0亿元，我们预计上市后公司总市值约390亿，考虑到其作为南网唯一抽水蓄能上市平台，首次覆盖，给予“买入”评级。

■ **风险提示：**资产重组进度不及预期的风险；政策风险；调峰水电站所在流域的来水不确定性风险等

股价走势



市场数据

收盘价(元)	13.94
一年最低/最高价	6.54/21.50
市净率(倍)	3.12
流通 A 股市值(百万元)	6,670.66
总市值(百万元)	6,670.66

基础数据

每股净资产(元,LF)	4.47
资产负债率(%，LF)	33.13
总股本(百万股)	478.53
流通 A 股(百万股)	478.53

相关研究

内容目录

1. 拟资产重组置入南网调峰调频，打造优质抽水蓄能和储能资产	4
1.1. 南方电网旗下唯一上市抽水蓄能+储能平台	4
1.2. 重组后主营从发售电转变为抽水蓄能+储能业务	4
1.3. 2020 年南网调峰调频抽蓄收入占比 61%，毛利润占比 69%	6
2. 新型电力系统短期看电网，中长期看储能	7
2.1. 新能源上网的不稳定性决定储能的必要性	7
2.2. 抽水蓄能是新型电力系统的压舱石	8
2.3. 区分储能应用场景：电网侧、发电侧、用户侧储能概念	10
3. 储能市场主导者：2020 年全球储能中抽水蓄能规模占比 94%	12
3.1. 优势显著：成本低、寿命长、技术成熟	13
3.2. 度电成本最低：各种储能电站的度电成本测算	14
3.3. 电价政策（两部制）与交易机制（中长期市场交易+现货市场）	16
3.3.1. 电价政策：我国两部制电价政策的发展历程	16
3.3.2. 海外对比：国内外抽水蓄能电价运营模式	17
3.3.3. 交易机制：中长期市场交易+现货市场	18
4. 盈利预测与估值	21
5. 风险提示	23

图表目录

图 1:	资产重组前, 南网调峰调频公司股权结构图	4
图 2:	南网调峰调频公司 2019-2021H1 收入、资产情况	6
图 3:	2020 年南网调峰调频公司收入占比	6
图 4:	配置储能系统可以大大减弱电网系统的冲击	8
图 5:	2020 年我国新能源装机量占比达到 24%	8
图 6:	抽水蓄能原理图	9
图 7:	抽水蓄能装机规模规划	10
图 8:	储能应用场景	11
图 9:	2020 年我国抽水蓄能占比储能规模的 89.3%	12
图 10:	广义储能包括电储能、热储能和氢储能三种	13
图 11:	抽水蓄能电价政策梳理	16
图 12:	浙江低谷抽水交易方式	19
图 13:	浙江抽发损耗电量交易方式	19
图 14:	浙江抽水蓄能电站现货市场电能量交易方式	20
图 15:	浙江抽水蓄能电站辅助服务市场调频交易方式	20
表 1:	调峰调频公司电站资产概况	6
表 2:	南网调峰调频公司 2020 年分业务收入和毛利润情况 (万元)	7
表 3:	不同场景下的储能价值	11
表 4:	各类电储能技术的基本原理和主要优缺点	14
表 5:	储能电站参数	14
表 6:	各类储能电站的投资比较	15
表 7:	各类储能电站的年发电量和度电成本	15
表 8:	中国、美国、英国、日本抽水蓄能电站运营模式对比	18
表 9:	主营业务拆分表 (不考虑重组) (单位: 万元)	21
表 10:	资产重组后估值测算	21

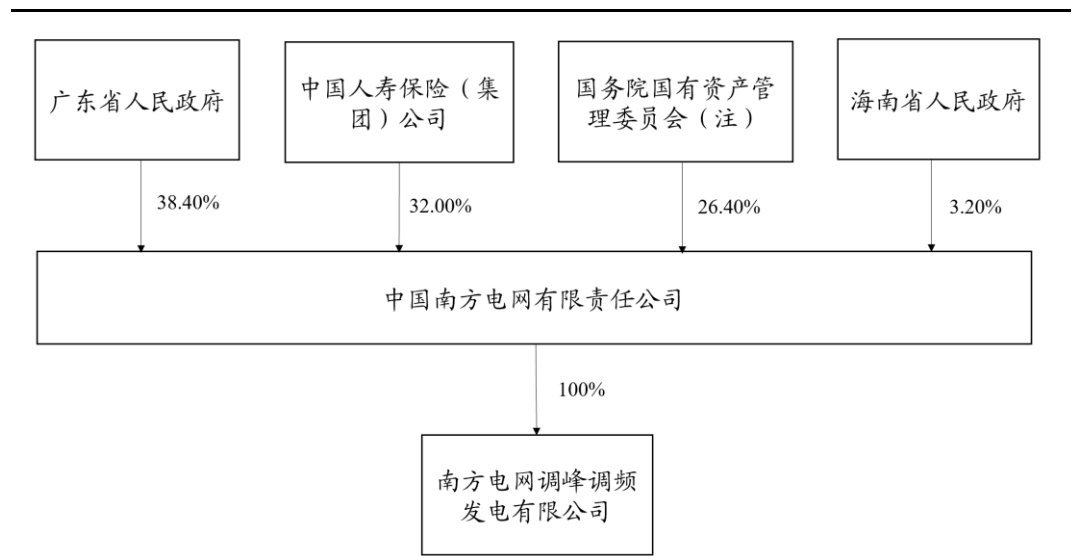
1. 拟资产重组置入南网调峰调频，打造优质抽水蓄能和储能资产

资产重组后公司（指文山电力，下同）将成为南方电网下唯一抽水蓄能和储能资产上市平台。2021年9月27日，公司发布重大资产重组计划，公司拟资产重组置入南方电网调峰调频业务相关资产 100% 股权，拟置出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，及上市公司持有的文电设计公司和文电能投公司 100% 的股权。

1.1. 南方电网旗下唯一上市抽水蓄能+储能平台

本次发行股份购买资产的发行对象为南方电网公司。本次资产重组前，公司的控股股东为云南电网公司，间接控股股东为南方电网公司，实际控制人为国务院国资委。本次资产重组完成后，公司的控股股东变更为南方电网公司，实际控制人仍为国务院国资委。本次交易不会导致公司控制权变更。

图1：资产重组前，南网调峰调频公司股权结构图



数据来源：Wind，东吴证券研究所

1.2. 重组后主营从发售电转变为抽水蓄能+储能业务

本次资产重组后，公司将转变为抽水蓄能、调峰水电和电网侧独立储能业务的开发、投资、建设和运营。公司将新增已投产运营的 5 座装机容量合计 788 万千瓦的抽水蓄能电站和 2 座装机容量合计 192 万千瓦的可发挥调峰调频功能的水电站、在建的 2 座装机容量合计 240 万千瓦的抽水蓄能电站以及电网侧独立储能业务 10MW。公司预计重组后收入规模将进一步扩大，盈利能力将得到增强。注入资产（南网调峰调频公司）已有电站资产主要分布在南网所覆盖区域南方五省：云南、贵州、广西、广东、海南，其

中抽水蓄能资产主要位于广东省。

抽水蓄能资产：

1) 广州抽水蓄能电站：电站是我国自行设计和施工的第一座高水头、大容量的抽水蓄能工程，世界第二大装机容量的抽水蓄能电站。现有 8 台 30 万千瓦的可逆式抽水蓄能发电机组，总装机量为 240 万千瓦。

2) 惠州抽水蓄能电站：电站是目前世界上一次性建成、装机容量最大的抽水蓄能电站，现有 8 台 30 万千瓦的可逆式抽水蓄能发电机组，总装机量为 240 万千瓦。

3) 清远抽水蓄能电站：电站曾获第十九届中国土木工程詹天佑奖，属国家重点工程、南方电网“十一五”重点工程，现有 4 台 32 万千瓦的立轴单级可逆混流式机组，总装机量为 128 万千瓦。

4) 深圳抽水蓄能电站：电站是国家可再生能源发展规划中的重点建设工程，现有 4 台 30 万千瓦的立轴单级可逆混流式机组，总装机量为 120 万千瓦。

5) 海南琼中抽水蓄能电站：电站现有 3 台 20 万千瓦的单级混流可逆式水泵水轮发电机组，总装机量为 60 万千瓦。

6) 梅州抽水蓄能电站（在建）：电站处于一期在建阶段，2021 年 12 月、2022 年 3 月 2 台 30 万千瓦的立轴单级混流可逆式机组分别投产，2022 年 4 月 3 号机组试运行，总装机量 90 万千瓦。公司预计 2022 全面建成，规划总装机量 240 万千瓦。

7) 阳江抽水蓄能电站（在建）：电站是目前国内单机容量最大抽水蓄能电站，处于一期在建阶段，2021 年 12 月首台 40 万千瓦机组投产，2022 年 3 月 19 日 2 号机组正式投入试运行，已投产装机量 80 万千瓦。公司预计 2022 年全面建成，规划总装机量 240 万千瓦。

调峰水电站：

1) 天生桥二级水电站：电站西电东送南路工程第一个电源点，现有 6 台 22 万千瓦水电机组，总装机量为 132 万千瓦。

2) 鲁布革水电站：电站现有 4 台 15 万千瓦水电机组，总装机量为 60 万千瓦，是中国首次利用世界银行贷款并实行国际招投标、引进国外先进设备和技术建设的电站。

电网侧独立储能电站：

1) 深圳 10MW 电化学储能站：该储能站是国家“863 计划”兆瓦级电池储能站关键技术研究及应用的试点工程，是国内国内首座兆瓦级调峰调频锂离子电池储能站。

此外，公司筹备广东肇庆、惠州中洞以及广西南宁 3 座合计装机 360 万千瓦的抽水蓄能项目，公司 2025 年新增投产抽水蓄能装机容量目标为 600 万千瓦。

表1: 调峰调频公司电站资产概况

电站类型	电站	装机容量 (台×单机容量)
抽蓄电站	广州抽蓄电站	8×300MW
	惠州抽蓄电站	8×300MW
	清远抽蓄电站	4×320MW
	深圳抽蓄电站	4×300MW
	海南琼中抽蓄电站	3×200MW
	梅州抽蓄电站(在建)	3×300MW (一期规划 1200MW)
	阳江抽蓄电站(在建)	2×400MW (一期规划 1200MW)
调峰水电站	天生桥二级水电站	6×220MW
	鲁布革水电站	4×150MW
电网侧独立储能电站	深圳 10MW 电化学储能站	10MW

数据来源: 公司官网, 公司公告, 东吴证券研究所

1.3. 2020 年南网调峰调频抽蓄收入占比 61%, 毛利润占比 69%

2020 年南网调峰调频公司抽水蓄能收入占比 61%, 毛利润占比 69%, 是公司毛利润来源。本次资产置入的南方电网调峰调频公司是南方电网的全资子公司, 其原本主要业务为四大板块: 抽水蓄能、调峰水电、气电、电网侧独立储能业务, 资产注入拟注入其中三大块, 剥离气电板块。2020 年南网调峰调频公司实现营业收入 52.99 亿元, 同比增长 9.51%; 实现毛利润 25.04 亿元, 同比增长-1.67%。

图2: 南网调峰调频公司 2019-2021H1 收入、资产情况

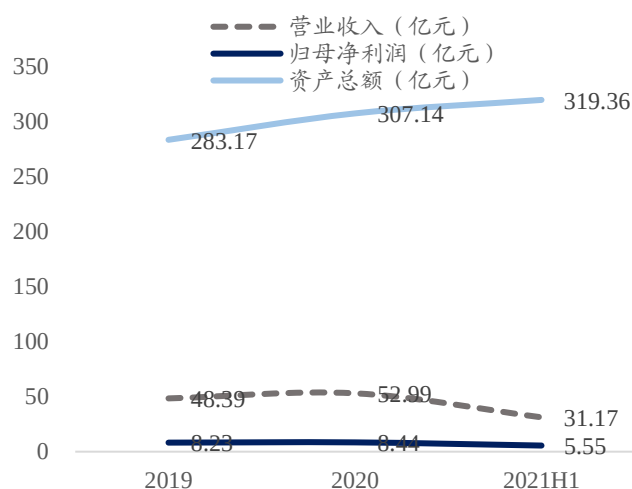
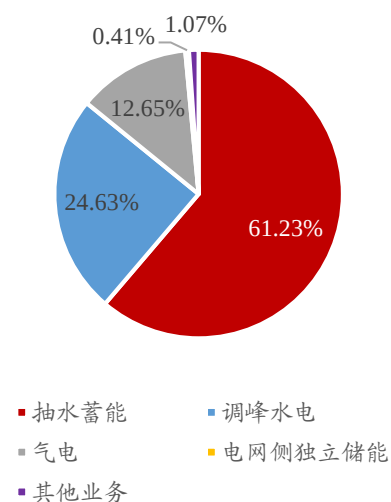


图3: 2020 年南网调峰调频公司收入占比



数据来源：Wind，东吴证券研究所

数据来源：Wind，东吴证券研究所

分业务看，2020 年南网调峰调频公司抽水蓄能收入 32.45 亿元，占比 61%，实现毛利润 17.32 亿元，占比 69%，是公司毛利润来源；2020 年调峰水电实现收入 13.05 亿元，占比 25%，实现毛利润 6.56 亿元，占比 26%；2020 年电网侧独立储能实现收入 0.22 亿元，占比 0.41%，实现毛利润 0.04 亿元，占比 0.2%。目前公司电网侧独立储能业务收入贡献尚微，主要是抽水蓄能+调峰水电做主要贡献。

表2：南网调峰调频公司 2020 年分业务收入和毛利润情况（万元）

	分项收入	营收占比	毛利润	毛利占比	毛利率
营业总收入	529930.24	100%	250384.01	100%	47%
抽水蓄能	324500.2	61.23%	173172.85	69.16%	53.37%
调峰水电	130527.15	24.63%	65601.45	26.20%	50.26%
气电	67028.56	12.65%	9216.93	3.68%	13.75%
电网侧独立储能	2185.84	0.41%	403.96	0.16%	18.48%
其他业务	5688.5	1.07%	1988.83	0.79%	34.96%

数据来源：Wind，东吴证券研究所

2. 新型电力系统短期看电网，中长期看储能

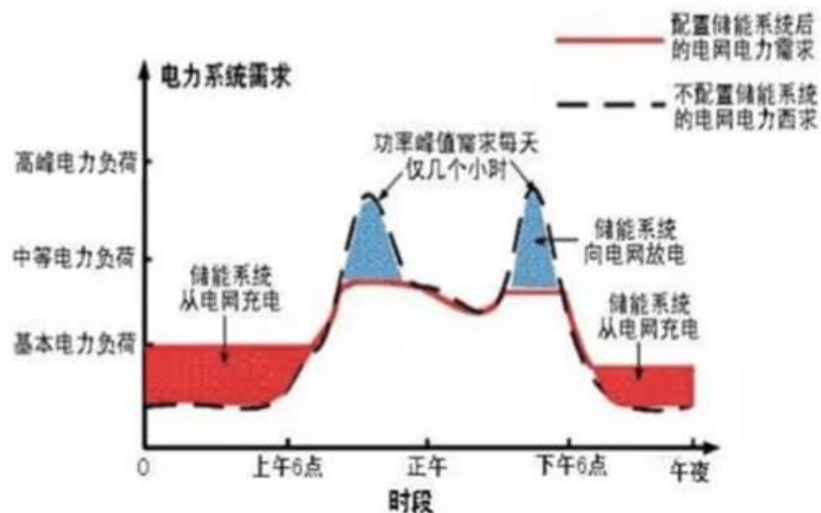
2.1. 新能源上网的不稳定性决定储能的必要性

在新型电力系统的结构里，储能是护航新能源发展的压舱石。我们认为，实现碳中和的路径主要有 2 条：1)短期看大电网，特高压建设缓解三北地区的新能源消纳问题、加大调峰备用电源的建设力度以应对大量风光上网之后带来的设备和系统故障、针对电力辅助服务建立合理的补偿机制，这三项措施都要求国家电网在“十四五”期间维持相当规模的投资力度，考虑到电网本身盈利能力提升空间有限，我们预计“十四五”期间伴随着电网改革进程持续推进，引入更多社会资本、帮助国家电网缓解投资压力是大势所趋。2)中长期看储能，期待技术突破带来储能制造和运营成本的持续下降，未来清洁能源+储能将是能源产业发展的必然趋势。大电网和储能之外，分布式光伏作为综合能源服务的重要一环，从 2020 年开始也获得央/国企和外资的显著青睐，新增装机增速触底回升，未来有望发挥更积极作用。

发电和用电具有瞬时性，而且电力本身较难储存，因此需要抽水蓄能来承担调峰、填谷、调频等多种功能。电力的供需结构处于不断变化中，且存在区域分布不均衡、发电高峰时段与用电高峰时段不重合、日内波动难以预测等因素。以抽水蓄能为代表的储

能业务可以实现电能的有效储存，是解决电能供需匹配问题的关键手段。抽水蓄能电站具有调峰、填谷、调频、调相、储能、事故备用和黑启动等多种功能，可以快速稳定系统频率及系统电压，对于保障电网运营安全、提升电力系统性能具有重要作用。未来，随着新能源发电并网加速，以风光为主的新型电力系统的波动性和随机性问题逐渐凸显，以抽水蓄能为代表的储能业务将愈加重要。

图4：配置储能系统可以大大减弱电网系统的冲击

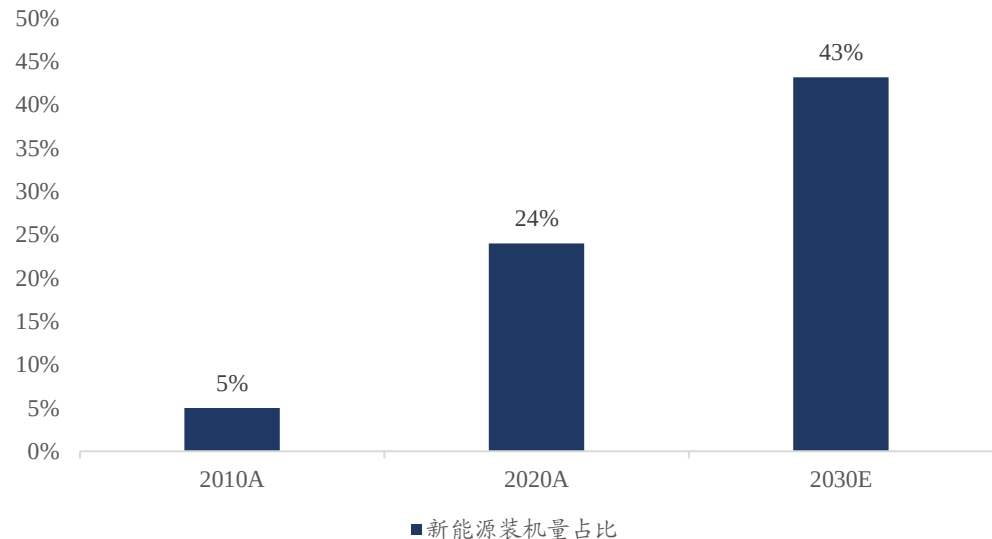


数据来源：北极星电力网，东吴证券研究所

2.2. 抽水蓄能是新型电力系统的压舱石

为什么说新型电力系统下抽水蓄能将发挥至关重要的作用？（1）首先新型电力系统从电源结构来说，“新”在以新能源（主要指风能、太阳能等）为主体。我国风能、太阳能等新能源发电迅速发展，新能源装机占比从2010年的5%上升至2020年24%，煤电装机也首次降低至50%以下，根据中国通信学会能源互联网预计，到2030年我国新能源发电装机达到16.4亿千瓦，占比43.2%。国家电网董事长辛保安预计，2030年中国新能源发电装机规模将超过煤电，成为第一大电源；2060年前，新能源发电量占比有望超过50%，成为电量主体。（2）风电和光伏的大量上网会给电网系统造成极大得冲击。新能源发电大量上网会给电网系统带来巨大的冲击，由于我们的用电高峰和新能源发电可以发力的时间、季节存在较强的不匹配性，电网的调峰调频压力巨大，因此需要储能来解决用电高峰和发电高峰不匹配的问题。（3）由于电化学储能和氢储能的成本尚高，因此目前最经济的储能方式为抽水蓄能。

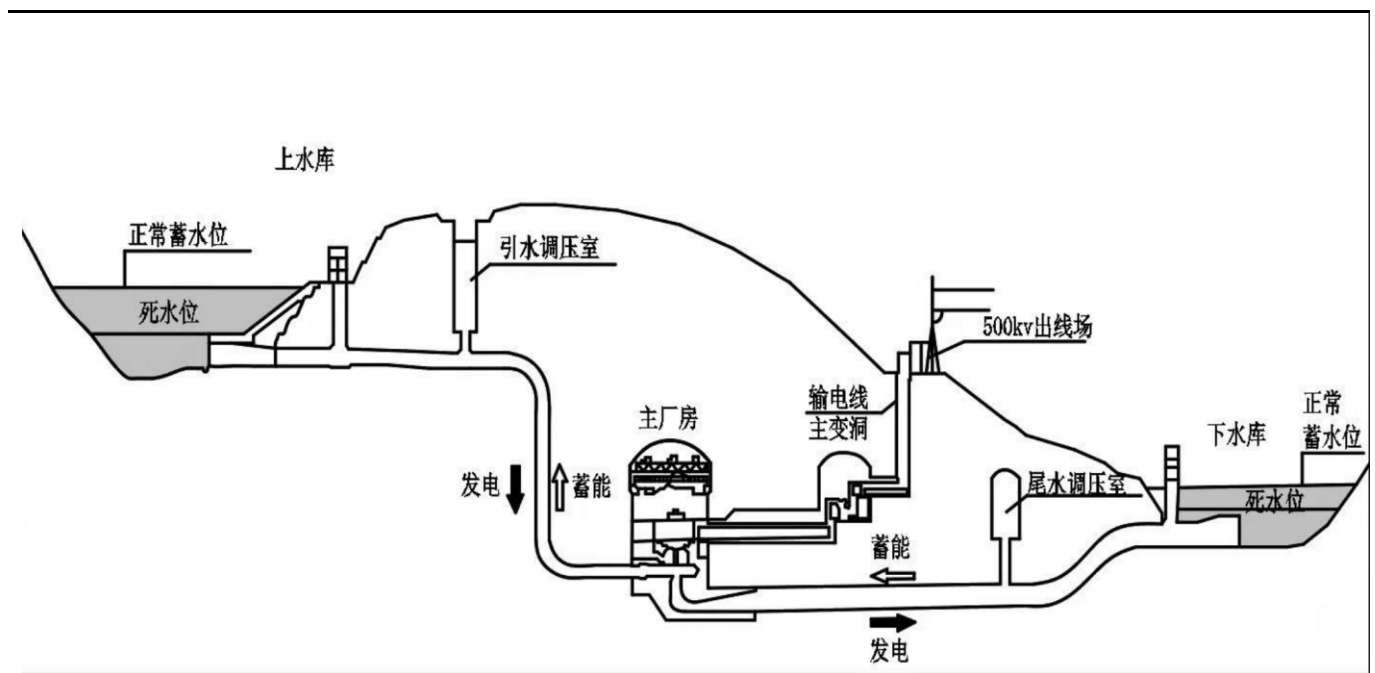
图5：2020年我国新能源装机量占比达到24%



数据来源：国家能源局，东吴证券研究所

抽水蓄能的原理如何？抽水蓄能电站是利用低谷时其他电源（目前主要是火电、核电、水电），未来也包括即将成为电力系统主角的风电、光伏的多余电能，抽水到上水库存储起来，待尖峰负荷时发电。也就是说，抽水蓄能抽水时相当于一个用电大户，其作用是把日负荷曲线的低谷填平，即实现抽水蓄能电站独一无二的“填谷”作用。通过“填谷”，使火电出力平衡，降低了煤耗，实现了碳减排；通过“填谷”，将“弃风弃电”变废为宝，实现了“绿色抽水”，提高了风电光伏资源的利用率；通过“填谷”，平抑了新能源发电出力的波动性，维护了电网的安全稳定运行。

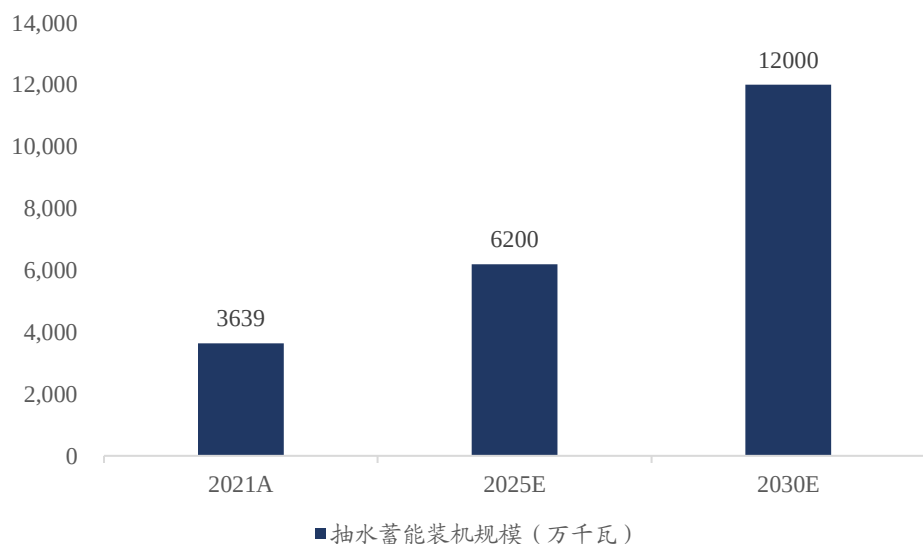
图6：抽水蓄能原理图



数据来源：Wind，东吴证券研究所

在新型电力系统构建的过程中，抽水蓄能发展前景广阔。根据抽水蓄能行业分会的统计，截至 2021 年底，我国抽水蓄能电站在运项目 40 座，装机容量 3639 万千瓦，在建项目 48 座，装机容量 6153 万千瓦，此外还有超过 2 亿千瓦的抽水蓄能电站在开展前期勘测设计工作。国家能源局在《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》中明确指出，“抽水蓄能电站具有调峰、填谷、调频、调相、储能、事故备用和黑启动等多种功能，是建设现代智能电网新型电力系统的重要支撑，是构建清洁低碳、安全可靠、智慧灵活、经济高效新型电力系统的重要组成部分”，文件进一步提出“到 2025 年，抽水蓄能投产总规模 6,200 万千瓦以上；到 2030 年投产总规模达到 1.2 亿千瓦左右；到 2035 年，培育形成一批抽水蓄能大型骨干企业”。按照规划测算我国抽水蓄能从 2021 年到 2025 年的增长率达 70%+，4 年 CAGR 为 14.25%。

图7：抽水蓄能装机规模规划



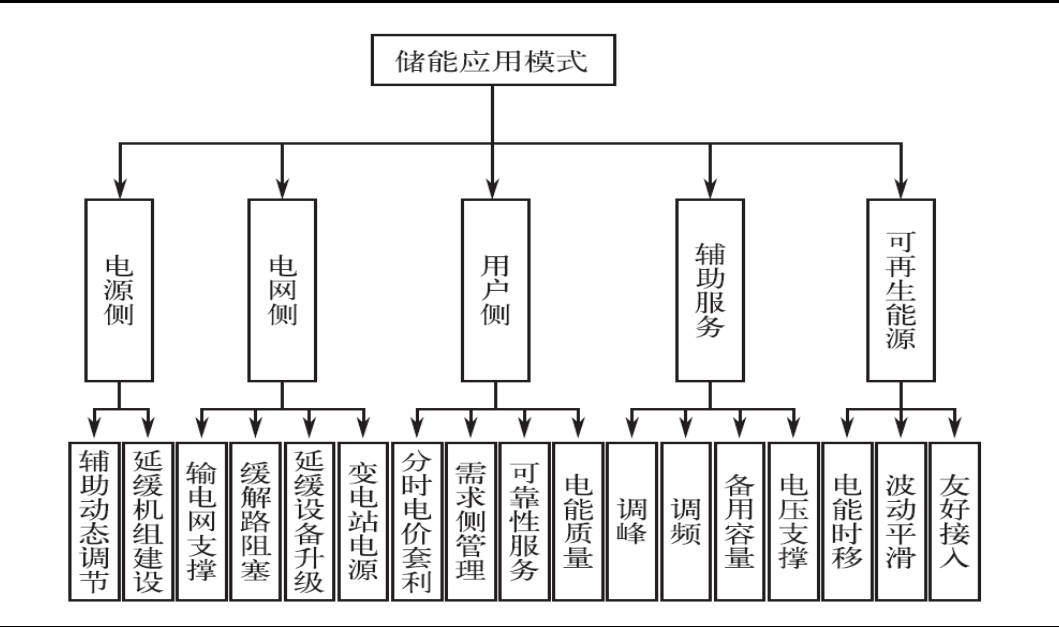
数据来源：《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，东吴证券研究所

2.3. 区分储能应用场景：电网侧、发电侧、用户侧储能概念

从整个电力系统的角度看，储能的应用可以分为发电侧储能、电网侧储能（含微网）和用户侧储能三大场景，目前电网侧储能主要是国家电网、南方电网建设运营。三大场景又都可以从电网的角度分成能量型需求和功率型需求。能量型需求一般需要较长的放电时间，对响应时间要求不高（如系统调峰）；与之相反，功率型需求一般要求有快速响应能力，但是放电时间不长（如系统调频）。在发电侧，主要是联合传统火电机组参与 AGC 辅助服务、与新能源风光配套平抑波动提高风光利用率；在电网侧，主要是与特高

压送受端配套紧急功率支撑、变电站储能调峰调频、配电台区储能缓解重过载；在用户侧，主要是工商业用户削峰填谷、光储充微电网。

图8：储能应用场景



数据来源：《碳中和目标下储能发展前景综述》，东吴证券研究所

我国储能在电力辅助服务和需求响应方面还处于试运行阶段，商业模式尚不清晰，储能产业广泛应用的峰谷电价套利方式虽有一定的经济性，但也存在模式单一、回收期长等问题。在不断地探索下，目前储能技术的应用服务类型逐渐增多。当储能与风电、光伏发电等可再生能源发电搭配时，能够有效减少因电力系统负荷用电量与电站发电量不匹配而造成的弃风弃光问题，并且可以平滑可再生能源出力而提高电网稳定性，进而增加电站收益；当储能与火电、水电等常规能源发电搭配时，可以使得调频、调峰等辅助服务更为优质高效，通过参与当地调峰、调频等辅助服务进而增加电站收益。电网侧储能具有对电网调峰以及延缓输配电扩容等潜在收益，而电网侧储能主要由南网、国网建设运行；用户侧储能具有峰谷价差套利以及减少电费成本等商业模式。在电力电量平衡机制缺乏的情况下，现货市场不能准确反映电力供需情况，因此迫切需要建立完善的电力现货交易市场。当现货交易市场成熟后，进一步通过发电计划完善发电资源的优化配置，形成相对应的峰谷差，最终给储能在发电侧和用电侧带来削峰填谷的应用机会。经济性是影响储能发展的重要因素，研究碳中和目标下储能在不同应用环境下的收益模式，对今后储能的发展具有重要意义。

表3：不同场景下的储能价值

发电侧	电网侧	用户侧
-----	-----	-----

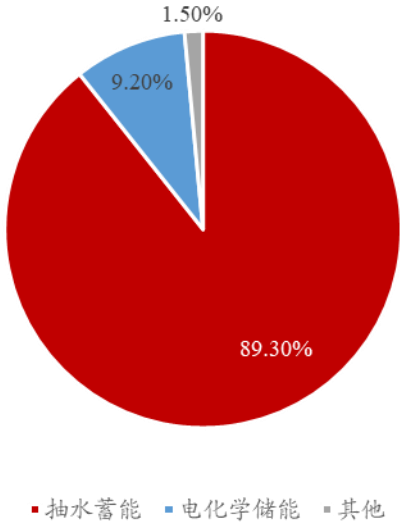
计划跟踪	✓		
平滑控制	✓		
调峰	✓	✓	
一次调频	✓	✓	
二次调频 (AGC)	✓	✓	
自动电压控制 (AVC)	✓	✓	
无功支撑	✓	✓	
旋转/非旋转备用		✓	
输、配电拥挤缓解		✓	
黑启动	✓	✓	
削峰填谷		✓	✓
需量管理			✓
需求侧响应			✓
备用电源			✓
电能量平移	✓	✓	✓
延缓变压器扩容	✓	✓	✓

数据来源：《用户侧储能电站评估和收益分析》，东吴证券研究所

3. 储能市场主导者：2020 年全球储能中抽水蓄能规模占比 94%

根据国际水电协会 (IHA) 发布的 2021 全球水电报告，截至 2020 年底，全球抽水蓄能装机规模为 1.59 亿千瓦，占储能总规模的 94%。在我国抽水蓄能在储能领域同样是主导者，根据 CNESA 统计。截至 2020 年抽水蓄能在我国储能规模中的占比达到 89.3%，电化学储能占比 9.2%（电化学储能中锂离子电池储能占比 88.8），其他占比 1.5%。

图9：2020 年我国抽水蓄能占比储能规模的 89.3%

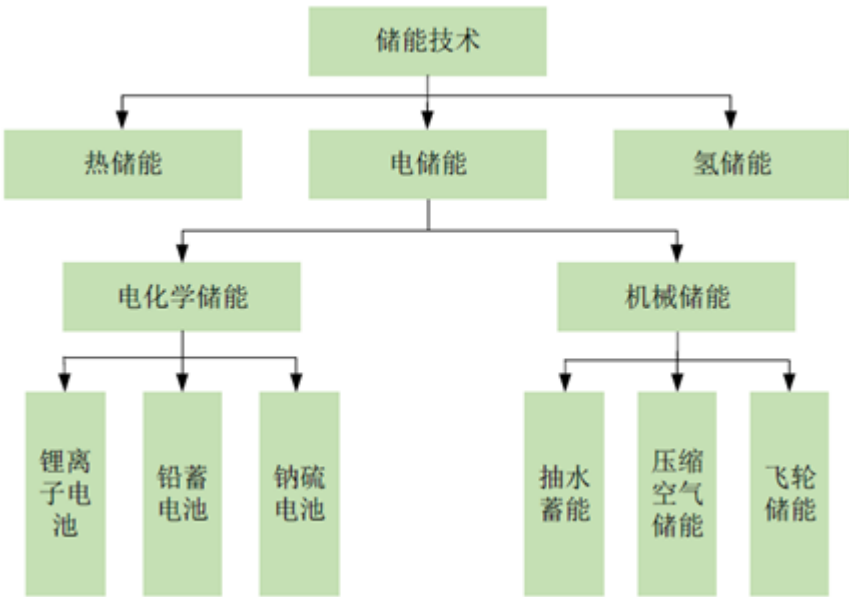


数据来源：CNESA，东吴证券研究所

3.1. 优势显著：成本低、寿命长、技术成熟

广义的储能包括电储能、热储能和氢储能三类，电储能是最主要的储能方式，按照存储原理的不同又分为机械储能和电化学储能两种技术类型。其中，机械储能主要包括抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能等；电化学储能是指各种二次电池储能，主要包括锂离子电池、铅蓄电池和钠硫电池等。目前抽水蓄能由于技术成熟、功率和容量较大、寿命长、运行成本低具有首先推广的趋势。

图10：广义储能包括电储能、热储能和氢储能三种



数据来源：派能科技招股说明书，东吴证券研究所

表4：各类电储能技术的基本原理和主要优缺点

类别	技术类型	基本原理	主要优点	主要缺点
机械储能	抽水蓄能	电网低谷时利用过剩电力将水从低标高的水库抽到高标高的水库，电网峰荷时高标高水库中的水回流到下水库推动水轮发电机发电。	技术成熟、功率和容量较大、寿命长、运行成本低	受地理资源条件的限制，能量密度较低，总投资较高
	压缩空气储能	利用过剩电力将空气压缩并储存，当需要时再将压缩空气与天然气混合，燃烧膨胀以推动燃气轮机发电。	容量大、工作时长、充放电循环次数多、寿命长	效率相对较低、建站条件较为苛刻
	飞轮储能	利用电能将一个放在真空外壳内的转子加速，将电能以动能形式储存起来。	功率密度高、寿命长、环境友好	能量密度低、充放电时间短、自放电率较高
电化学储能	锂离子电池	正负电极由两种不同的锂离子嵌入化合物构成。充电时，Li ⁺ 从正极脱嵌经过电解质嵌入负极；放电时则相反，Li ⁺ 从负极脱嵌，经过电解质嵌入正极。	长寿命、高能量密度、高效率、响应速度快、环境适应性强	价格依然偏高，存在一定安全风险
	铅蓄电池	铅蓄电池的正极二氧化铅(PbO ₂)和负极纯铅(Pb)浸到电解液(H ₂ SO ₄)中，两极间会产生2V的电势。	技术成熟、结构简单、价格低廉、维护方便	能量密度低、寿命短，不宜深度充放电和大功率放电
	钠硫电池	正极由液态的硫组成，负极由液态的钠组成，电池运行温度需保持在300℃以上，以使电极处于熔融状态。	能量密度高、循环寿命长、功率特性好、响应速度快	阳极的金属钠是易燃物，且运行在高温下，因而存在一定的安全风险

数据来源：派能科技招股说明书，东吴证券研究所

3.2. 度电成本最低：各种储能电站的度电成本测算

根据中国电力工程顾问集团西北设计院在2020年6月发表的《基于全寿命周期成本的储能成本分析》中对几种典型的储能电站的度电成本进行测算，比较各类储能设备的经济性，考虑的储能设备包括抽水蓄能电站、压缩空气储能、铅酸电池、钠硫电池、液流电池、锂离子电池，其储能电站参数如下表，以目前较为成熟的抽蓄电站为基准，储能装机按1200MW，储能时长按6h，计算中电池使用寿命暂按储能放电深度80%情况下，1年循环300次，液流电池循环次数达12000次以上，计算中按20年计。

表5：储能电站参数

储能电站类型	抽水蓄能	压缩空气	铅酸电池	钠硫电池	液流电池	锂离子电池
--------	------	------	------	------	------	-------

单位功率投资额 (元/KW)	5500	7100	—	—	—	—
单位容量投资额 (元/KWh)	—	—	1200	7000	8000	2000
建设期 (年)	7	2	1	1	1	1
设备寿命 (年)	30	30	—	—	—	—
最大充电次数	—	—	280	2500	12000	3000
运行维护率 (%)	2.50	2.00	0.50	0.50	0.50	0.50
电能转换效率 (%)	75	40	80	85	70	90

数据来源:《基于全寿命周期成本的储能成本分析》, 东吴证券研究所

按照上表参数计算, 抽蓄电站的度电成本最低, 其次是压缩空气, 电池类储能度电成本最高, 其中电池类储能度电成本由低到高依次为锂离子电池、液流电池、钠硫电池和铅酸电池。若储能电站的储能利用小时数达到 1000h, 抽蓄电站储能度电成本低于 1 元/KWh, 约 0.93 元/KWh, 压缩空气储能度电成本约 1.85 元/KWh, 锂离子电池储能度电成本约 2.04 元/KWh; 若储能电站的储能利用小时数达到 2000h, 抽蓄电站储能度电成本低于 0.5 元/KWh, 约 0.46 元/KWh, 压缩空气储能度电成本低于 1 元/KWh, 约 0.92 元/KWh, 锂离子电池储能度电成本降低至约 1.02 元/KWh。

表6: 各类储能电站的投资比较

储能电站类型	抽水蓄能	压缩空气	铅酸电池	钠硫电池	液流电池	锂离子电池
储能投资/(10 ⁸ 元)	66	85.2	86.4	504	576	216
使用寿命/年	30	30	1	8	20	10
投资等年值/(10 ⁸ 元)	6.71	7.17	98	88.16	55.67	21.33
运行维护费/(10 ⁸ 元)	1.65	1.7	0.43	2.52	2.88	0.72
综合成本/(10 ⁸ 元)	8.36	8.88	98.43	90.68	58.55	22.05
转换效率/%	75	40	80	85	70	90

数据来源:《基于全寿命周期成本的储能成本分析》, 东吴证券研究所

表7: 各类储能电站的年发电量和度电成本

发电小时/h	储能年发电量/(108kW·h)						储能度电成本/[元·(kW·h)-1]					
	抽水蓄能	压缩空气	铅酸电池	钠硫电池	液流电池	锂离子电池	抽水蓄能	压缩空气	铅酸电池	钠硫电池	液流电池	锂离子电池
200	1.8	0.96	1.92	2.04	1.68	2.16	4.64	9.25	51.27	44.45	34.85	10.21
400	3.6	1.92	3.84	4.08	3.36	4.32	2.32	4.62	25.63	22.22	17.43	5.1
600	5.4	2.88	5.76	6.12	5.04	6.48	1.55	3.08	17.09	14.82	11.62	3.4
800	7.2	3.84	7.68	8.16	6.72	8.64	1.16	2.31	12.82	11.11	8.71	2.55
1000	9	4.8	9.6	10.2	8.4	10.8	0.93	1.85	10.25	8.89	6.97	2.04
1200	10.8	5.8	11.5	12.2	10.1	13	0.77	1.54	8.54	7.41	5.81	1.7
1400	12.6	6.7	13.4	14.3	11.8	15.1	0.66	1.32	7.32	6.35	4.98	1.46

1600	14.4	7.7	15.4	16.3	13.4	17.3	0.58	1.16	6.41	5.56	4.36	1.28
1800	16.2	8.6	17.3	18.4	15.1	19.4	0.52	1.03	5.7	4.94	3.87	1.13
2000	18	9.6	19.2	20.4	16.8	21.6	0.46	0.92	5.13	4.44	3.49	1.02

数据来源：《基于全寿命周期成本的储能成本分析》，东吴证券研究所

3.3. 电价政策（两部制）与交易机制（中长期市场交易+现货市场）

3.3.1. 电价政策：我国两部制电价政策的发展历程

2021 年 4 月国家发改委发布了《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能电站价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号）明确我国抽水蓄能电价实行两部制，以政府定价实现容量电价，以竞争方式形成电量电价。我们梳理了从 2004 年以来国家发改委关于抽水蓄能电站价格形成的发展历程，由于抽水蓄能电站发展的历史背景和相关政策的变化，我国现存两部制电价、租赁制付费、电网统一经营核算、一部制电价等电价机制。（1）2004 年国家发改委《关于抽水蓄能电站建设管理有关问题》（发改能源〔2004〕71 号文）明确抽水蓄能电站原则上由电网企业投资建设和管理运营，其建设和运行成本纳入电网运行费用统一核定；发电企业投资建设的抽蓄电站作为独立电厂，参与市场竞争。（2）2014 年国家发改委《关于促进抽水蓄能电站健康有序发展有关问题的意见》（发改能源〔2014〕2482 号文）明确以电网企业投资为主，逐步引入社会以资本，形成抽蓄电站多元化市场化投资机制；暂行两部制电价政策。（3）2014 年国家发改委《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》（发改能源〔2014〕1763 号文）明确容量电价按照弥补电站固定成本+准许收益的原则核定；逐步对新投产出后水蓄能电站实行标杆容量电价；电量电价水平按照当地燃煤标杆上网电价（含环保电价）执行；抽水电量电价按照燃煤组标杆上网电价的 75% 执行。（4）2021 年 4 月国家发改委《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能电站价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号）明确我国抽水蓄能电价实行两部制，以政府定价实现容量电价，以竞争方式形成电量电价；抽水蓄能收益 20% 留存给抽水蓄能电站；2023 年起抽水蓄能电站全部执行两部制电价。

图11：抽水蓄能电价政策梳理



数据来源：国家发改委，东吴证券研究所

3.3.2. 海外对比：国内外抽水蓄能电价运营模式

国外建设发展抽水蓄能建设发展较早，但由于电力体制、电源结构、负荷特性等差异，不同国家对抽水蓄能电站的建设管理存在明显的差异。抽水蓄能电站的运营模式与市场体制和投资主体息息相关，主要分为独立运营、电网统一运营和租赁制 3 种模式。全球约 85% 的抽水蓄能电站采用电网统一经营方式或租赁制形式，约 15% 的电站通过参与电力市场竞争获取收益。已建立竞争性电力市场的国家或地区，抽水蓄能电站多采用独立运营模式参与电能量市场和辅助服务市场，以自身利益最大化为目标选择竞争策略。我们对比了美国、英国、日本和我国抽水蓄能电站经营模式，发现四国均体现了容量和电量两部分收益，从抽水蓄能电站收益来源分析，容量收益基本都大于其电量收益

- （1） **美国：**各州电力市场模式不同，抽水蓄能电站运营模式也不同。现阶段美国大部分抽水蓄能电站由电网统一建设运营，采用的运营机制大体上可以分为电网统一运营、参与电力市场竞争和电网租赁经营 3 种。
- （2） **英国：**发电侧已经完全市场化，抽水蓄能电站收益分为固定收入+变动收入。固定收入一部分通过电网辅助服务获得，按年结算，另一部分是抽水蓄能机组参与调峰、维护基荷机组平稳运行的辅助服务进行补偿；变动收入是指电站可以通过参加电力平衡市场交易取得尖峰电价收益。
- （3） **日本：**在福岛核电站事故后大力发展风电和光伏等新能源，并利用抽水蓄能作为电网调峰、调频以及事故备用的主要手段，提高系统灵活调节能力。日本的抽水蓄能电站运营模式主要有租赁制和内部核算制。

- (4) **中国：**我国抽水蓄能电站建设管理机制主要可以分为 3 种形式：一种是由电网企业全资建设、统一运营，建设运营成本核入电网运行费用；一种是租赁制，租赁费由发电企业、电网企业和电力用户三方按一定比例分摊疏导；一种是由政府和第三方投资建设，政府核定抽水用电电价、发电电价、容量电价，电网企业统一调度。

表8: 中国、美国、英国、日本抽水蓄能电站运营模式对比

国家	运营模式	具体内容
中国	两部制电价	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，并完善容量电价核定机制
	电网统一经营	抽水蓄能电站的运行成本以及合理回报等一并计入电网公司销售电价中，通过销售电价回收成本
	租赁制	抽蓄电站由所有权独立的发电公司建造，电网公司支付租赁费用从而获得电站使用权
美国	电网统一运营	对于电力公司建设和拥有的抽水蓄能电站，通过销售电价回收成本
	参与电力市场竞争	电站在辅助服务市场和电能量市场间进行策略选择，以获得最大收益。例如，加利福尼亚州设立了以竞价为基础的辅助服务市场，与电能量市场联合出清
	电网租赁经营	电站投资方主要通过租赁费回收抽水蓄能电站的固定投资成本及允许的合理利润。电力公司则通过市场峰谷及供电质量差异下的价差对租赁费用进行回收
英国	固定收入/容量补偿	包括两部分：①对承担电网辅助服务作用的补偿，按年结算；②对抽水蓄能机组参与调峰、维护基荷机组平稳运行的辅助服务功能进行补偿
	变动收入/电量销售收入	电站通过参加电力平衡市场交易，在尖峰时刻与同样能承担负荷的机组竞价，获得电量销售收入，即变动收入
日本	租赁制	租赁费是按成本原则，以电站建设费作为基准价格并辅以考核浮动的固定电费制度。租赁费作为电力公司购电费的一部分，在销售价格中明确
	电网统一运营	抽水蓄能电站的运营收入在电力公司内部统一核算

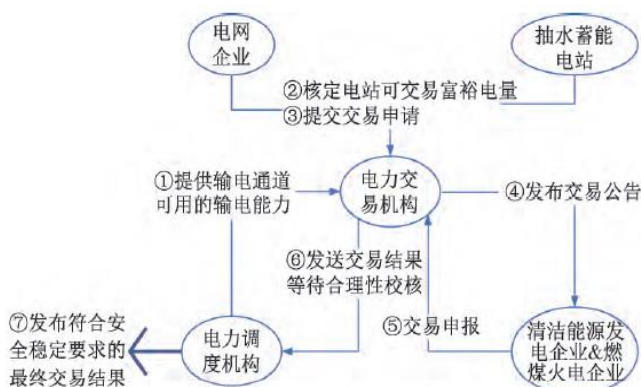
数据来源：《电力市场背景下抽水蓄能电站交易机制设计》，东吴证券研究所

3.3.3. 交易机制：中长期市场交易+现货市场

抽水蓄能电站可在中长期合约市场、电能量现货市场以及辅助服务现货市场中提供多类型服务,通过市场竞争形成的价格,准确揭示电量和容量价值,获得收益。浙江省作为电力市场改革的试点省份,正在积极探索抽水蓄能交易方式,浙江省从中长期市场交易和现货市场交易两个角度设计了抽水蓄能电站独立参与市场的交易机制,中长期市场交易主要设计了低谷抽水交易、抽发损耗电量交易,现货市场交易主要设计了现货电能量交易和辅助服务调频交易,以拓宽抽水蓄能电站盈利模式,充分发挥抽水蓄能电站的机组运行优势。

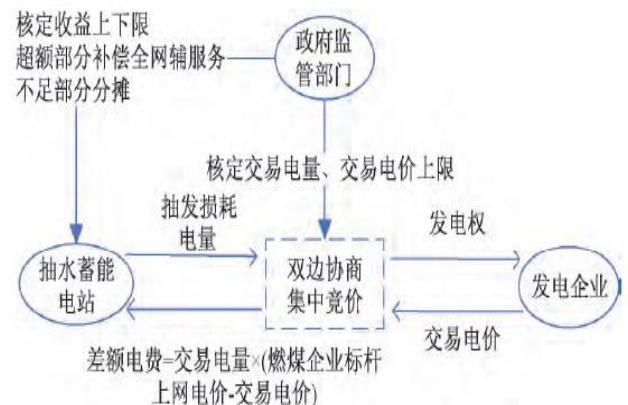
(1) 中长期交易市场分为低谷抽水交易方式和抽发损耗电量交易方式。低谷抽水交易：以低谷抽水电量为交易标的，向抽水蓄能电厂(买方) 和可再生能源发电企业及燃煤火电企业、外来电(卖方) 开放。抽发损耗电量交易：抽水蓄能电站容量费用一般由电网公司、电力用户和发电企业按照一定比例承担，电网公司和电力用户承担的容量费用可通过销售电价疏导，但由发电企业承担的容量费用一直面临难以疏导的困境。因此，发电企业承担的容量费用可通过抽发损耗专项交易进行疏导。抽发损耗电量按季度组织交易，具体交易方式为双边协商、集中竞价形成。

图12: 浙江低谷抽水交易方式



数据来源:《电力市场背景下抽水蓄能电站交易机制设计》,东吴证券研究所

图13: 浙江抽发损耗电量交易方式

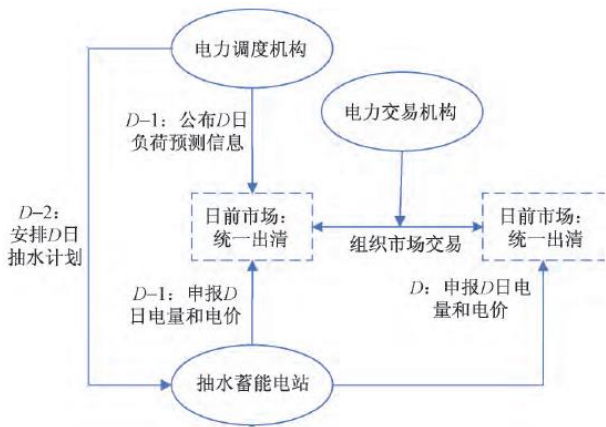


数据来源：《电力市场背景下抽水蓄能电站交易机制设计》，东吴证券研究所

(2) 现货市场交易方式分为电能量交易和辅助服务交易两种。现货市场电能量交易机制：抽水蓄能电站在日前市场和日内市场分别申报电量和电价，按照浙江的现货市场出清规则进行统一出清。发电机组市场模式下电能收益以其所在发电侧节点电价进行结算，依据“日前基准、实时差量”的原则进行结算。抽水蓄能电站市场模式电能收益=日前市场电能收益+实时市场差量收益。现货市场辅助服务交易机制：由于目前辅助服务市场体制机制尚未健全，并且辅助服务种类繁多，以调频为例，设计抽水蓄能电站参与辅助服务市场的交易方式。抽水蓄能电站参与调频市场，由于其相对更优的调频性能将成为标杆机组。抽水蓄能电站作为单一发电单元，在参与调频市场时，调频申报的内

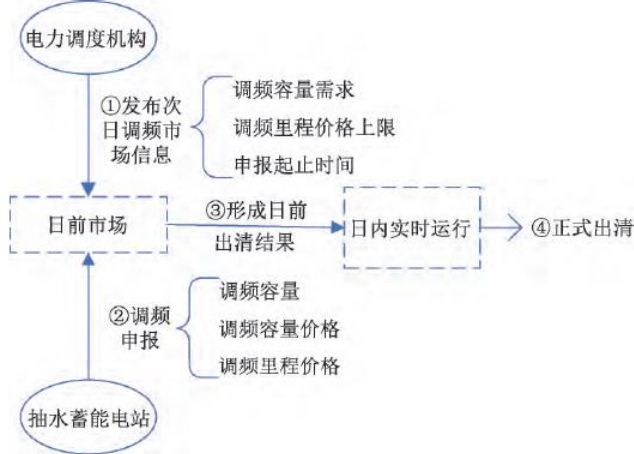
容包括调频容量、调频容量价格和调频里程价格。调频收入根据辅助服务市场的调频容量费用和调频里程费用加总得到总调频费用。抽水电能量支出以负荷中心价格进行结算，按照“日前基准、实时差量、合约差价”的原则，叠加相关输配电价进行结算。

图14：浙江抽水蓄能电站现货市场电能量交易方式



数据来源：《电力市场背景下抽水蓄能电站交易机制设计》，东吴证券研究所

图15：浙江抽水蓄能电站辅助服务市场调频交易方式



数据来源：《电力市场背景下抽水蓄能电站交易机制设计》，东吴证券研究所

4. 盈利预测与估值

（一）不考虑重组资产注入：

核心假设：（1）假设 2022-2024 年公司实现售电量 631979 万千瓦时、688857 万千瓦时、750854 万千瓦时，（2）平均售电价格为 0.37 元/千瓦时、0.3635 元/千瓦时、0.3668 元/千瓦时；

盈利预测：我们预计 2022-2024 年公司实现营业收入 24.14 亿元、25.84 亿元、28.38 亿元，同比增长 11.6%、7.0%、9.8%，归母净利润 1.16 亿元、0.84 亿元、1.02 亿元，同比增长 638.92%、-28.10%、21.39%，对应 PE57 倍、80 倍、66 倍。

表9：主营业务拆分表（不考虑重组）（单位：万元）

	2021A	2022E	2023E	2024E
营业总收入	216360.13	241423.13	258415.16	283818.02
增速	15.0%	11.6%	7.0%	9.8%
毛利率	11.5%	16.5%	15.3%	15.8%
电力板块收入	212143.23	236832.33	253420.55	278387.30
增速	14.9%	11.6%	7.0%	9.9%
毛利率	10.5%	17.0%	17.0%	18.0%
设计板块收入	4673.73	5047.63	5451.44	5887.55
增速	7.9%	8.0%	8.0%	8.0%
毛利率	28.5%	35.0%	25.0%	24.0%

数据来源：Wind，东吴证券研究所

（二）考虑资产重组完成

我们预计双调公司 2022-2024 年归母净利润分别为 11 亿、13.5 亿、20.0 亿元，我们预计上市后公司总市值约 390 亿，考虑到其作为南网唯一抽水蓄能上市平台，首次覆盖，给予“买入”评级。

表10：资产重组后估值测算

重大资产重组后估值计算		
（1）资产置换	备注	
置入资产估值	130.00	按照交易价格最低可能计算
置出资产估值	31.96	按照 2021 年年报资产计算
差额	98.04	

（2）发行股份购买资产

发行价格（元/股）	6.52	定价基准日前 120 个交易日均价的 90%
增发前总股本（亿股）	4.79	
发行股数（亿股）	15.04	
增发后总股本（亿股）	19.83	
当前股价（元/股）	15.15	
完成后市值（亿元）	300.38	

（3）募集配套资金

基准日前 20 个交易日均价（元/股）	15.00	假设值
发行价格（元/股）	12.00	
募集资金（亿元）	71.38	
发行股数（亿股）	5.95	不超过发行股份购买资产后总股本的 30%
完成后总股本	25.77	
完成后总市值（亿元）	390.49	

数据来源：wind，东吴证券研究所

5. 风险提示

（1）资产重组进度不及预期的风险。公司重大资产重组或面临低于预期的风险。

（2）政策风险。已投运的抽水蓄能电站，将于 2023 年按 633 号文规定重新核定电价水平，存在一定不确定性。

（3）调峰水电站所在流域的来水不确定性风险。水电站的发电量和经营业绩受所在流域的来水情况影响明显。来水不确定性和水情预报精度，一定程度上限制了水电站发电量的可控性，对水电站的经营业务带来影响。

文山电力三大财务预测表

资产负债表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E	利润表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E
流动资产	593	1,873	2,124	2,420	营业总收入	2,164	2,414	2,584	2,838
货币资金及交易性金融资产	197	1,468	1,737	1,940	营业成本(含金融类)	1,915	2,016	2,189	2,390
经营性应收款项	363	342	382	423	税金及附加	14	20	20	21
存货	17	14	16	18	销售费用	6	6	7	8
合同资产	0	0	0	0	管理费用	219	135	145	159
其他流动资产	16	48	-11	39	研发费用	0	0	0	0
非流动资产	2,603	2,607	2,606	2,573	财务费用	6	26	36	34
长期股权投资	75	55	13	-46	加:其他收益	1	1	2	2
固定资产及使用权资产	2,149	2,324	2,413	2,445	投资净收益	25	34	32	36
在建工程	298	135	75	57	公允价值变动	0	0	0	0
无形资产	59	57	54	50	减值损失	8	0	0	0
商誉	0	0	0	0	资产处置收益	0	0	0	0
长期待摊费用	0	0	0	0	营业利润	38	246	221	263
其他非流动资产	21	36	51	66	营业外净收支	-2	-80	-93	-93
资产总计	3,196	4,480	4,730	4,992	利润总额	37	166	127	170
流动负债	821	888	1,054	1,215	减:所得税	21	49	44	69
短期借款及一年内到期的非流动负债	196	196	196	196	净利润	16	116	84	102
经营性应付款项	317	295	331	363	减:少数股东损益	0	0	0	0
合同负债	129	101	122	133	归属母公司净利润	16	116	84	102
其他流动负债	179	297	406	523	每股收益-最新股本摊薄(元)	0.03	0.24	0.17	0.21
非流动负债	238	1,338	1,338	1,338	EBIT	19	236	224	261
长期借款	78	178	178	178	EBITDA	266	588	625	726
应付债券	0	1,000	1,000	1,000	毛利率(%)	11.49	16.50	15.30	15.80
租赁负债	4	4	4	4	归母净利率(%)	0.73	4.82	3.24	3.58
其他非流动负债	157	157	157	157	收入增长率(%)	15.00	11.58	7.04	9.83
负债合计	1,059	2,226	2,392	2,553	归母净利润增长率(%)	-85.77	638.92	-28.10	21.39
归属母公司股东权益	2,137	2,254	2,338	2,439					
少数股东权益	0	0	0	0					
所有者权益合计	2,137	2,254	2,338	2,439					
负债和股东权益	3,196	4,480	4,730	4,992					

现金流量表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E	重要财务与估值指标	2021A	2022E	2023E	2024E
经营活动现金流	344	600	778	739	每股净资产(元)	4.47	4.71	4.88	5.10
投资活动现金流	-362	-402	-461	-489	最新发行在外股份 (百万股)	479	479	479	479
筹资活动现金流	59	1,073	-47	-47	ROIC(%)	0.35	5.49	4.01	4.13
现金净增加额	41	1,271	269	203	ROE-摊薄(%)	0.74	5.17	3.58	4.17
折旧和摊销	246	351	401	465	资产负债率(%)	33.13	49.69	50.58	51.14
资本开支	-381	-441	-520	-568	P/E (现价&最新股本摊薄)	423.32	57.29	79.67	65.64
营运资本变动	97	-27	15	0	P/B (现价)	3.12	2.96	2.85	2.73

数据来源:Wind,东吴证券研究所

免责声明

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准：

公司投资评级：

买入：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 15%以上；

增持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 5%与 15%之间；

中性：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-5%与 5%之间；

减持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来 6 个月内，行业指数相对强于大盘 5%以上；

中性：预期未来 6 个月内，行业指数相对大盘-5%与 5%；

减持：预期未来 6 个月内，行业指数相对弱于大盘 5%以上。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街 5 号

邮政编码：215021

传真：（0512）62938527

公司网址： <http://www.dwzq.com.cn>

