



**公用事业行业：储能/抽蓄费用
纳入电价向工商业用户传导 重
组后稀缺抽蓄储能标的文山电
力有望受益**



事件：广东省发改委批复同意执行《广东省电网企业代理购电实施方案（试行）》。方案指出，代理购电价格包含平均上网电价、辅助服务费用、保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益分摊三部分。其中现阶段辅助服务费用主要包括储能、抽水蓄能电站的费用和需求侧响应等费用，相关费用由直接参与市场交易和电网企业代理购电的全体工商业用户共同分摊。

储能、抽水蓄能电站的费用具体按电网企业每月实际发生成本的金额确定。

十四五期间，储能/抽蓄增长空间广阔。“双碳”背景下，我国能源结构调整有望加速，随着风光新能源装机的大幅增长，以及三产、居民用电占比的上升，储能调峰调频需求随之大幅增长。根据《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》及《2030年前碳达峰行动方案》，到2025年，抽水蓄能投产总规模将达到6200万千瓦以上、新型储能装机容量达到3000万千瓦以上；到2030年，抽水蓄能电站装机容量达到1.2亿千瓦左右。

截至2020年底，已投运的新型电力储能累计装机规模仅328万千瓦，截至2021年10月全国抽水蓄能装机仅3379万千瓦，增长空间广阔。

抽蓄执行两部制电价，容量电费由电网支付并纳入输配电价传导。发改委《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》提出，坚持以两部制电价政策为主体，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（体现抽蓄电站提供调峰服务的价值，回收抽水、发电的运行成本），将容量电价纳入输配电价回收（体现抽蓄电站提供调频、调压、系统备用和黑启动等辅助服务的价值，回收抽发运行成本外的其他成本并获得合理收益），政府核定的抽水蓄能容量电价对应的容量电费由电网企业支付，电站经营期按 40 年核定，经营期内资本金 IRR 按 6.5%核定。本次广东省明确储能、抽蓄电站费用按实际成本确定，由全体工商业用户共同分摊，进一步理顺电价机制，利好储能/抽水蓄能大发展。

文山电力重组后将成为稀缺的抽水蓄能/储能标的，有望受益。2021 年 10 月 15 日晚，文山电力发布重大资产置换交易预案，拟将主要从事购售电、电力设计及配售电业务的相关资产负债置出，并与南网持有的调峰调频公司 100%股权的等值部分进行置换。交易后上市公司主业将转变为抽水蓄能、调峰水电和电网侧独立储能业务的开发、投资、建设和运营。上市公司将新增已投运的 5 座装机合计 788 万千瓦的抽水蓄能电站和 2 座装机合计 192 万千瓦的调峰调频水电站、在建 2 座装机合计 240 万千瓦的抽水蓄能电站以及电网侧独立储能业务。公司的抽蓄电站市占率高（按已投运规模占全国比例高达 23%），项目建设经验丰富，有望在储能/抽水蓄能大发展的过程中优先受益。

风险提示：电价调整不及预期，项目建设进度缓慢，重组进展滞后

关键词：新能源

预览已结束，完整报告链接和二维码如下：

https://www.yunbaogao.cn/report/index/report?reportId=1_30791

