

证券代码：600995

证券简称：南网储能

编号：2023-4

南方电网储能股份有限公司 关于机构投资者调研情况的公告

本公司董事会及全体董事保证本公告内容不存在任何虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对其内容的真实性、准确性和完整性承担法律责任。

2023年1月，南方电网储能股份有限公司（以下简称“公司”）通过现场或视频语音方式共接待机构投资者调研5场次，现将调研情况公告如下：

一、调研时间与机构

序号	调研时间	调研机构名称
1	2023年1月6日	国信证券、朱雀基金、中邮基金、中银基金、中银国际证券、中信建投基金、中融基金、中欧基金、中庚基金、招银理财、招商基金、长信基金、长盛基金、长江养老、长城基金、长安基金、易方达基金、汐泰投资、泰达宏利、苏银理财、申万菱信、上投摩根、融通基金、人保资产、前海人寿、前方基金、浦银安盛、平安资管、鹏华基金、农银理财、摩根华鑫、民生通惠、民生加银、九泰基金、景顺长城、金鹰基金、交银基金、建信理财、建投资管、建投基金、嘉实基金、汇丰晋信、汇安基金、华夏久盈、华泰自营、华商基金、华宝基金、弘尚资产、恒越基金、国投瑞银、国泰基金、国君资管、国金基金、光大理财、高盛资产、富国基金、方正富邦、东吴基金、华商基金、财通基金、博时基金、安信基金、Hauck Asset Management
2	2023年1月11日	中金公司、淡水泉私募基金
3	2023年1月11日	华泰证券、易方达基金、谢诺投资、景林资产、中融基金、长城基金、长信基金、深圳海之源投资管理有限公司、广东易高智汇股权投资基金管理有限公司、海南泰昇私募基金、锦泓资本
4	2023年1月13日	中银证券、朱雀基金、光证资管、睿柏资本、国信资管、圆合资本

5	2023年1月13日	海通证券、宝盈基金、上善如是（私募基金）、信达澳银基金、中科沃土基金、中融基金、国金证券、盈泰投资、海通国际、盈峰资本
公司主要接待人员	总会计师唐忠良，总法律顾问汤建良，董事会秘书钟林，计划财务部副总经理刁颖凝、战略规划部副总经理李华	

二、主要交流内容

公司参加人员回答了投资者提问，主要情况如下：

1、请介绍一下公司抽水蓄能和新型储能规划情况，另外，公司目前规划的容量是否还有提升的可能？

答：公司规划十四五、十五五、十六五分别新增投产抽蓄 600 万千瓦、1500 万千瓦和 1500 万千瓦，分别新增投产新型储能 200 万千瓦、300 万千瓦和 500 万千瓦。目前公司投产抽蓄总装机容量为 1028 万千瓦，接下来会继续朝着规划目标努力，力争到 2025 年再投产 360 万千瓦，目前储备容量达到 2800 万千瓦左右。新型储能方面，目前建成装机（包括投产和投入试运行装机）11.1 万千瓦/22.0 万千瓦时，在建 30 万千瓦/60 万千瓦时，项目储备达到 700 万千瓦。

未来规划建设规模是否提升，主要取决于电力系统对抽水蓄能和新型储能的需求，如果需求扩大，公司将积极争取更大的发展。

2、未来新能源上量后，如何看待抽水蓄能和电化学储能各自的发展和关系？

答：在积极稳妥推进碳达峰碳中和、构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统背景下，电力系统形态逐步由“源网荷”三要素向“源网荷储”四要素转变，储能成为新型电力系统的第四大要素，抽水蓄能、新型储能（含电化学储能）都面临广阔的发展前景。抽水蓄能、新型储能有着不同的应用场景，可以共同发展。抽水蓄能是目前最成熟、应用最广泛、规模最大、全生命周期成本最低的电力储能，反应较为灵敏，达到分钟级，主要用于电网大规模调节。电化学储能的单站规模、存储电量远不及抽水蓄能，目前的经济性也比抽水蓄能低，但其调节性能好，响应速度达到毫秒级，加上选址灵活、建设周期短等优点，在区域调峰、调频、调压、缓解输电线路阻塞、应急备用等应用场景可发挥较大作用。公司将根据电网和市场需求，利用不同储能技术的各自优势，在抽水蓄能和包括电化学储能在内的新型储能两条赛道上同时发力，加快发展。

3、抽水蓄能电站的投资建设周期较长，是否能满足新能源消纳的需求？

答：抽水蓄能电站大部分主体工程都在山体里，洞室群错综复杂，电站建设周期确实较长，从开展前期工作开始到首台机组投产，以前需要 8-10 年甚至更长，目前公司经过持续优化，项目建设工期已经缩短至 5-6 年。就公司情况来看，目前在建 4 个电站，总装机容量 480 万千瓦，另有 10 多个项目在开展前期工作，将陆续开工兴建。随着“十四五”、“十五五”、“十六五”抽水蓄能项目的陆续投产，预计可以较好地服务新能源消纳。

4、公司有无其他方向业务拓展规划？

答：公司目前主营业务是抽水蓄能、调峰水电以及新型储能的投资、建设与运营。今后如有业务范围调整，公司将按有关规定进行公告。

5、公司调峰水电和常规水电站在盈利模式或者结算方式上有什么明显的差异吗？是否有对应辅助服务费用？

答：调峰水电盈利模式或者结算方式与常规水电没有明显的差异，收入主要是发电销售收入，电价由政府核定。目前辅助服务按照南方能监局发布的两个细则执行。

6、2022 年公司调峰水电来水同比大幅偏丰推动公司业绩增长，2023 年这种来水趋势具有持续性吗？如果调峰水电来水 2023 年不能持续今年的好态势，公司有考虑过从其他方面弥补这部分业绩差异吗？

答：来水情况是自然现象，不好准确判断 2023 年的来水情况。公司始终把稳增长放在重要位置加以谋划。去年上半年公司梅蓄、阳蓄全面投产，下半年取得全额容量电费收入，今年可以全年取得全额容量电费收入；公司今年将进一步加快新型储能发展，新投产的项目可以增加部分收入；另外公司将持续开展提质增效，加强成本费用管控。

7、对于新投产的梅蓄一期和阳蓄一期项目，目前是执行的临时电价还是正式电价？和 633 号文执行后的容量电价是否也会有差异？

答：梅蓄一期、阳蓄一期两座电站目前执行的是临时容量电价。政府价格主管部门核价结果尚未出台，正式电价与临时电价是否有差异，目前不好作出判断。

8、根据 633 号文的抽蓄电站成本核查工作进行如何了？现在已经进入 2023 年了，公司抽蓄电站预计何时开始执行 633 号文电价机制，后续是否会追溯从 2023 年 1 月 1 日开始执行？

答：抽蓄电站成本监审的现场工作已经完成，监审结果尚未公布。633号文规定，“本意见印发之日前已投产的电站，执行单一容量制电价的，继续按现行标准执行至2022年底，2023年起按本意见规定的电价机制执行；执行两部制电价的，电量电价按本意见规定电价机制执行，容量电价按现规定标准执行至2022年底，2023年起按本意见规定电价机制执行；执行单一电量制电价的，继续按现行电价水平执行至2022年底，2023年起按本意见规定电价机制执行”。

9、如何看633号文中的收益分享机制对公司抽蓄电站盈利的影响？具体分享机制是怎么测算的？

答：根据633号文，抽水蓄能电站的主要收入来源于容量电价，这部分收入没有收益分享机制，全部归电站所有；存在收益分享机制的是电量电价，这部分电价在抽水蓄能电站收入中占比很小。所以，总的来说，收益分享机制对公司抽蓄电站盈利影响很小。

根据633号文，收益分享机制是指电站参与辅助服务市场或者辅助服务补偿机制，上一监管周期内形成的相应收益，以及执行抽水电价、上网电价形成的收益，20%由抽水蓄能电站分享，80%在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减，形成的亏损由电站承担。

10、抽水蓄能电站能量转换效率的主要决定因素有哪些，公司后续的新增抽蓄电站是否能够维持当前较高的能量转换效率水平？抽蓄电站利用小时数今后会增加吗？

答：抽蓄电站的能量转换效率主要是机组性能决定的，另外与上水库天然来水量也有关系。公司建设的抽蓄电站主要在南方五省区，上水库天然来水条件一般较好，加之随着科技进步，机组性能改善，公司后续新建抽蓄的能量转换效率应该能够保持甚至高于当前的水平。

抽水蓄能的主要功能是保证电力系统安全可靠运行，利用小时数根据电网需要而定。

11、公司如何看待十四五期间其他投资主体开始跻身抽蓄市场？未来公司的发展优势是什么？

答：随着双碳目标的提出以及633号文的出台，抽水蓄能迎来了爆发式增长的大好机遇。其他投资者纷纷进军抽水蓄能，正说明抽水蓄能发展的前景很好，是朝阳产业。我们认为，存在良性竞争的市场更加健康，大家可以在竞争中相互

促进提升，有利于整个行业的发展。

公司的优势可以从三个方面来看。首先是先发优势。公司是国内最早进入抽水蓄能行业的公司，广蓄电厂首台机组 1993 年投产至今已经 30 年了，30 年来，我们在抽水蓄能电站的建设、运营中积累了较为丰富的技术与管理优势，这些优势将为公司未来发展提供有力支撑。其次是规模优势。目前南方五省区投产的 1028 万千瓦抽水蓄能全部是公司投资建设并运营的，在建以及储备的项目中，公司也占有较大份额。基于发展规模，公司对项目建设、运营采取集约化、专业化管理模式，可以有效提升建设、运营管理效率，发挥规模效应。第三，体制机制优势。公司是上市公司，可以充分利用资本市场服务企业发展和优化资源配置的功能，为公司发展赋能。

12、抽水蓄能的 IRR 会受到哪些因素影响？

答：根据 633 号文对抽蓄容量电价、电量电价计算方式的规定，影响 IRR 的因素包括投资、贷款、运行维护费等。

13、如果抽蓄进入市场，抽水蓄能可以租赁给新能源企业吗，可以租赁给电力用户或售电公司吗？

答：633 号文规定，“根据项目核准文件，抽水蓄能电站明确同时服务于特定电源和电力系统的，应明确机组容量分摊比例，容量电费按容量分摊比例在特定电源和电力系统之间进行分摊”。《国家发展改革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》（发改运行[2021]1138 号）明确，允许发电企业购买储能或调峰能力增加并网规模。因此，从政策上来看，抽水蓄能是可以租赁给新能源企业的。

由于抽水蓄能电站容量大，一般通过 500 千伏或 220 千伏线路接入电网，在电网中发挥调节作用，目前来看，电站直接租赁给电力用户或售电公司既没有政策支持，也不具有技术上的可行性。

14、原文山电力保留下来的文山小水电的电价水平和盈利水平如何？

答：小水电电价水平按地方政府部门核定的电价执行，收入和利润在公司系统的占比较小。

15、公司电网侧储能的租赁费标准是怎样确定的？对于公司后续不同量级或地区的新项目，租赁费标准是否会有较大差异？

答：目前电网侧新型储能尚无明确的电价政策，公司建设的项目属于示范项

目，采用租赁制，参考抽蓄电价机制。公司后续将紧密跟进政府相关价格政策的出台。

16、目前公司电化学储能站的造价水平是多少？

答：公司电化学储能站的综合建设成本（含配套工程）在 2.3-2.5 元/瓦时左右，处于行业合理水平。

17、电化学储能可以进入现货市场吗？预计未来收益如何？

答：2022 年 8 月，南方能监局发布了《南方区域新型储能并网运行及辅助服务管理实施细则》；10 月，对第三方独立主体参与南方区域电力辅助服务市场交易相关实施细则征求意见。因此，电化学储能进入现货市场交易的政策呼之欲出。公司将及时跟踪政策动态，积极推动电化学储能参与现货市场交易。未来公司将结合项目实际，以效益最大化为目标，采取多种商业模式。由于相关政策尚未最终落地，进入现货市场的收益暂不能预计。

特此公告。

南方电网储能股份有限公司董事会

2023 年 2 月 3 日