

证券代码：600905 证券简称：三峡能源 公告编号：2023-045

## 中国三峡新能源（集团）股份有限公司 关于2023年半年度业绩说明会召开情况的 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。

中国三峡新能源（集团）股份有限公司（以下简称公司）于2023年9月6日通过现场加线上方式举办2023年半年度业绩说明会，现将召开情况公告如下：

### 一、基本情况

时间：2023年9月6日10:00-11:00

方式：现场结合线上方式交流

机构名称（排名不分先后）：和谐健康保险、嘉实基金、东方资管、永安保险、浙能基金、国海富兰克林基金、中信证券、华泰证券、国泰君安证券、申万宏源证券、海通证券、银河证券、民生证券、国盛证券、国联证券、中金证券、中信建投证券、兴业证券、西南证券、广发证券、国信证券、东方财富证券、美银证券等单位。

公司参会人员：董事、总经理张龙，独立董事胡裔光，总会计师、总法律顾问兼首席合规官杨贵芳，董事会秘书兼总审计师刘继瀛，证券事务代表王蓉及相关部门负责人。

## 二、交流的主要问题及公司回复概要

1. 公司 2023 年上半年装机情况，下半年投产节奏是否会较上半年提速？“十四五”末装机展望？

答：公司 2023 年上半年新增并网装机规模 178.98 万千瓦。新能源项目建设窗口期较为集中，多为年初开工、年底集中并网，投产规模整体呈现前低后高、第四季度集中增长的特点。今年大部分项目将在第四季度完成并网，预计全年新增并网装机规模不低于 500 万千瓦。同时，公司在建项目超 1300 万千瓦，将集中在今明两年陆续投产，可为“十四五”装机增长提供有力支撑。

2. 公司资源储备情况如何？新增资源储备规模是多少？核准情况如何？

答：公司目前资源储备超 1.5 亿千瓦，截至 2023 年 8 月底，今年共新增取得已明确坐标点资源 2480.13 万千瓦，其中陆上风电 635.82 万千瓦、太阳能发电 1543.21 万千瓦，一体化 300 万千瓦，海上风电 1.1 万千瓦。2023 年新增核准、备案项目总计 1415.94 万千瓦，其中海上风电 41.1 万千瓦、陆上风电 63.45、光伏发电 1238.21 万千瓦、独立储能 69.2 万千瓦。

3. 公司未来投产装机能否保持平稳增长态势？

答：公司积极推进项目建设力度，全年开工建设项目装机规模突破千万千瓦，且现有资源储备充足，今年新增核准、备案项目规模已超 1400 万千瓦，未来还将持续加大资源获

取力度，有序推动项目具备开工建设条件，形成滚动开发格局，为实现项目投产持续平稳增长提供支撑保障。

4. 请公司详细分析上半年增收不增利的原因？公司三季度及全年业绩预期？

答：公司 2023 年上半年营业收入同比增长 13%，利润总额同比下降 9%，收入利润不匹配原因：一是受《企业会计准则解释第 15 号》解释的影响，2022 年新增装机较少，试运行收入同比减少较多；二是 2022 年投产装机今年陆续转固，折旧及运营成本均有所增加；三是去年 12 月开始发电企业计提安全生产费，营业成本同比净增加；四是参股企业盈利水平波动，投资收益同比下降 39%。

公司三季度和全年的经营业绩主要仍受自然资源及新增投产装机等因素影响，公司将全力加快新项目投产，全力做好已投产项目运维，千方百计多发电，控制成本费用，不断提升经营水平，保持公司业绩稳定。

5. 上半年公司营业成本涨幅较大，其中折旧、运维费用、安全生产费用等因素的影响能否详细拆分？下半年的营业成本变化趋势是否与上半年一致？

答：公司 2023 年上半年营业成本同比增长 34.67%，其中，安全费用同比增长 1846%，人工成本同比增长 26%，固定资产折旧同比增长 25%。

公司所处风电光伏行业是重资产行业，营业成本中各项成本占比相对较为稳定，其中，固定资产折旧占比最高、金

额最大；预计下半年公司营业成本结构保持稳定，增速有所放缓。

6. 管理费用和人工成本同比增幅较大的原因？去年、今年员工数量变动情况？以及对管理费用和人工成本的影响幅度？

答：公司 2023 年上半年管理费用 7.31 亿元，同比增长 63%，具体参见《2023 年半年度报告》“第十节 财务报告”。综合考虑公司“十四五”末风电光伏业务规划及新型电力系统建设所需光热、新型储能等新业务、新模式大量涌现等实际情况，为解决公司业务规模快速增长急需的人力资源缺口、弥补以往年度专业人才储备短板，公司 2022 年新增员工 1201 人，2023 年上半年新增员工 21 人，且部分风电光伏项目 2023 年陆续进入运营期转固后，计入项目运营成本的职工薪酬也相应陆续增加。

7. 公司财务费用同比增加的原因？上半年综合融资成本是多少？从各种融资渠道分别能达到什么水平利率的贷款？

答：公司 2023 年上半年财务费用 19.79 亿元，同比增长 5.48%，具体参见《2023 年半年度报告》“第十节 财务报告”，主要原因为带息负债余额增长，以及新项目转固后费用化利息相应增加。

2023 年上半年，在国家政策利好趋势下，公司资金成本控制显著成效，综合融资成本较 LPR 下浮 10%以上。在保证资金安全的前提下，公司坚持低成本融资策略，努力降低公

司资金成本。目前公司融资品种主要包括银行贷款、融资租赁、发行债券等。各种融资渠道资金成本各有差异，与国家政策、资本市场情况和项目自身实际情况等多种因素密不可分，但总体上得益于公司 AAA 主体评级，公司从各种渠道获得的资金低于市场平均水平。

**8. 公司投资收益的具体构成，二季度投资收益降幅显著的原因，下半年和明年的趋势？**

答：公司 2023 年上半年实现投资收益 4.20 亿元，主要为权益法核算的长期股权投资收益，具体参见《2023 年半年度报告》“第十节 财务报告”；上半年投资收益同比下降 39%，主要受被投资单位盈利水平波动影响，主要包括金风科技、亿利洁能、福建三川及福能海峡等。

下半年及明年趋势主要还是取决于宏观经济和被投资企业的经营情况，公司会持续加强对外股权日常管理工作，密切关注被投资企业经营情况和财务状况，通过董事、股权代表行使权利，维护公司权益。

**9. 《企业会计准则解释第 15 号》对公司后续业绩是否还有影响？如何影响？**

答：2021 年 12 月 30 日，财政部发布《企业会计准则解释 15 号》，按照 15 号解释，公司新能源基建项目试运行收入计入当期营业收入，不再冲减项目造价；与试运行销售相关的成本计入当期损益，但试运行期间不计提发电资产折旧，在“营业成本”项目列示的发电成本比例相对较小，新项目试运行期间毛利会明显高出后面进入正常运营期的毛利。随

项目投产验收、资产达到预定可使用状态后转固，试运行带来的增利降低，毛利率逐渐恢复正常水平。15号解释导致公司出现收入与成本增长不匹配问题，但随着公司装机规模不断增长，营收基数不断扩大，15号解释对公司业绩影响将会呈现逐步弱化趋势。

10. 当前国家含补贴项目核查情况进展？期末还有多少存量补贴？上半年收回可再生能源补贴情况？全年回款以及补贴核查最终结果有没有大致的预期？

答：公司一直积极配合国家核查工作，据实依规提供证明材料，目前等待主管部门进一步指示，暂未取得新的进展。根据半年报数据，公司应收账款中补贴余额 317.27 亿元。上半年受国补核查影响，全国范围内补贴电费结算进展缓慢。截至目前，中央财政部已于 6 月 28 日发布《下达 2023 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》，下达预算金额合计约 26.9 亿元，主要集中在内蒙古区域，公司内蒙古区域项目也于本次收到部分补贴电费。2023 年 8 月 21 日，公司各区域部分合规项目陆续收到开展 2023 年第一次集中结算补贴电费的通知。截至 8 月底，公司 2023 年收回补贴电费 10.7 亿。

全年补贴回款主要受国补核查影响，现阶段公司也未获取到公开信息以外的其他相关信息，对于补贴核查最终结果无法主观判断，但鉴于国家在全国范围内进行补贴核查，是为了夯实存量，解决历史欠补问题，公司相信在核查结果落地后，历史存量补贴将得到妥善解决。

11. 预计今年并网海上风电规模能达到多少？青洲五、六、七项目进展如何？

答：预计今年福建平潭 11 万千瓦海上风电项目、山东牟平 30 万千瓦海上风电项目将实现全容量并网发电，力争福建漳浦二期 40 万千瓦海上风电项目实现首批机组并网发电。青洲五、六、七项目正积极推进用海审批等合规手续办理，力争尽快具备开工建设条件。

12. 最新的风电机组招标价格/光伏组件采购价格是多少？对应项目的回报率如何？

答：根据公司 8 月最新组件开标价，P 型 182 双面组件 1.17~1.24 元/W，P 型 210 双面组件 1.24~1.25 元/W，N 型 topcon182 及以上双面组件 1.26~1.28 元/W，对应单面组件价格在上述价格上减少 0.02 元/W，上述价格均含运费；陆上风机（含塔筒）最新价格为 1899~1980 元/kW，海上风机（含塔筒）价格为 3360~3827 元/kW。组件与风机价格与项目收益密切相关，鉴于组件与风机价格较年初有所下降，项目投资收益率有一定程度改善。

13. 在手大基地项目开发进度如何？是否面临送出线路建设进度低于预期和就近消纳面临限电率反弹压力的情况？

答：公司获批的 9 个国家第一批大型新能源基地项目共计 685 万千瓦，目前所有项目均已开工，大部分项目具备年底并网条件，配套送出线路建设进度匹配新能源本体建设进度，消纳利用水平整体良好。获批的千万千瓦级沙戈荒大基地项目先导工程进展顺利，蒙西至京津冀直流输电通道已纳

入“十四五”全国电力规划，外送省份河北用电需求旺盛，公司将有力统筹电源项目开发建设进展，实现与外送通道同步建设、同步投运。

14. 上半年资源情况如何？预测三、四季度资源情况如何？

答：上半年，公司风资源较去年略有上升，光资源同比去年略有下降；中小水电资源较去年同期下降较为明显，主要因为公司中小水电主要集中在云南区域，今年上半年云南区域干旱严重导致来水不足，公司中小水电装机规模较小，对总体发电量影响不大。从上半年的资源情况来看，预测今年三、四季度，风光资源整体情况基本与去年持平。

15. 公司上半年风电、光伏平均上网电价和变动幅度，市场化交易电量占比和变动幅度；市场化交易部分电价水平？未来电价走势展望？

答：受平价项目装机的增长和补贴项目电量波动变化影响，2023年上半年公司风电平均电价496.3元/兆瓦时(不含税)，光伏平均电价505.8元/兆瓦时(不含税)，同比均小幅下降。在新能源平价上网的大趋势下，补贴项目的占比将逐渐缩小，补贴电价对平均电价的影响将逐渐减弱。

电力市场化进程仍在加速推进，公司2023年上半年市场化交易比例较2022年全年有小幅增加，交易电价水平同比有所提升，主要原因为绿电交易及自主跨省交易的交易水平提高。



公司平均电价为各地区项目电价加权计算的结果，受不同地区装机和电量结构变化、电力市场政策变化、电力交易成效以及分摊费用变化等多个因素影响。未来，公司将不断强化市场意识，持续加强市场规则研究，加快电力市场营销数智化建设，提升软硬件配备，全面提升市场竞争力；做好交易人才储备和培养，提升电力市场交易能力；紧抓市场机遇，不断开拓绿色创收途径；优化营销管控模式，统筹考虑中长期与现货市场、省内与省间市场，提升交易质量；因地制宜制订差异化交易策略，提升精益化管理和风险防控水平，不断提升电力市场化交易质量。

16. 公司上半年市场化交易现货交易、中长期交易、绿电交易等类型的比例、折溢价情况？

答：2023年上半年，市场化交易电量仍以常规中长期交易电量为主，占比约80%。绿电市场规模持续扩大，绿电交易电量占比较2022年有所提高，电量占比约10%；环境溢价上，各省绿电市场溢价水平不同，且多省出台了个性化绿电交易及偏差结算规则，从总体来看，公司绿电的度电溢价水平与2022年基本持平，约为0.07元/千瓦时。

现货交易方面，上半年持续开展电力现货结算试运行的省份仍为山西、甘肃、山东、蒙西，广东峡沙风电试点参与广东现货市场。交易政策较去年无重大调整，整体上半年现货结算电量占比与2022年全年相比有小幅增加，占比约6%；现货交易省区交易均价较去年同期有小幅提升，波动原因主要为新能源出力的季节性和年际变化、交易规则变化。

17. 储能在新能源行业的发展前景？公司目前新能源项目配备储能的情况？目前各类储能技术的建设成本？

答：随着各地区新能源电源占比不断提高，对于电网提出的挑战越来越大。为进一步提升调峰调频能力、平滑电力输出，自 2020 年起，已有多地明确要求新能源项目并网应配置一定比例的储能设施，储能配置的要求在 10%-20%之间，储能小时数要求为 1-2 小时。

目前新能源项目配置储能主要以新型储能为主，公司积极响应国家及地区配置储能要求，在甘肃、河南、江苏、辽宁、新疆等省份已配置或将配置电源侧电化学储能，推动光热、氢能等从政策研究、技术论证迈入成功实施，探索抽水蓄能、压缩空气储能、钠离子、钒液流等不同时间尺度、创新储能技术的互补应用。此外，公司率先探索电网侧独立储能项目，山东庆云一期项目成为全国首批参与电力现货市场的独立储能电站，在河南、广东等地开展电能量市场和调频辅助市场双重探索。

结合当前技术发展水平及趋势，常见的锂电池储能建设成本约 1500-2000 元/kWh，抽水蓄能的建设成本约 4500-7000 元/kW，压缩空气储能建设成本约 4000-6000 元/kW，光热电站建设成本约 15000-25000 元/kW。

18. 公司对于抽水蓄能的规划？请问目前公司抽水蓄能项目获取情况如何？是否有项目已经开工或达到开工条件？最早在什么时候能看到项目投产？抽蓄项目对公司获取风光资源，尤其是大基地项目有没有帮助？

答：随着新能源电源占比不断提高，新能源消纳问题日益突出，促进新能源发展关键在于消纳，保障新能源消纳关键在于电网接入、调峰和储能。目前储能主要有抽水蓄能和新型储能两种。抽水蓄能是当前最为成熟、装机最多的主流储能技术，在各种储能技术中成本最低。当前，抽水蓄能电站主要功能是承担电力系统调峰、填谷、储能、调频、调相和备用等任务，维护电力系统安全稳定运行、服务大规模远距离输电和促进新能源消纳。

公司紧密围绕新能源主业规模化、高质量发展目标，聚焦新能源大基地，考虑与新能源主业协同效应，按照“风光水储”一体化模式，优先在青海、甘肃、新疆等新能源富集的西北等地区以及电网用电量较大、调峰压力较大的中东部地区开发抽水蓄能项目，多个项目进入国家抽水蓄能中长期发展项目库，正积极开展项目筹建工作，项目建设期通常在6-8年。根据项目推进情况和技术经济性，积极推进工程建设条件较好，且临近新能源富集区或负荷中心的抽水蓄能项目开发，青海格尔木南山口、甘肃黄羊抽水蓄能电站已完成核准并开工，初步形成“核准一批、启动一批、储备一批”的新格局，正加快形成以抽蓄支撑新能源，特别是大基地资源获取的开发模式。

#### 19. 公司在新能源领域有哪些科技创新的布局 and 规划？

答：公司全面贯彻实施科技创新发展战略，在压缩空气储能、全钒液流电化学储能、钠离子电化学储能及电化学储能热失控防护等新型储能领域开展了科技创新布局；在大兆

瓦机组、大兆瓦漂浮式风电、远距离柔性直流输电等面向深远海风能开发技术进行了科技创新布局。公司以发展需求为导向，以重大工程为载体，发挥重大工程辐射带动作用，切实发挥科技创新赋能公司长远发展，并促进产业链技术升级。

**20. 请简要介绍公司 16MW 海上风电技术优势，以及何时能够规模化应用？**

答：该机组为全球单机容量最大、我国完全自主知识产权的 16MW 海上风机，攻克了高精度主轴承国产化、超长柔叶片轻量化、超紧凑高功率密度传动链等一系列关键技术难题，标志着我国海上风电大容量机组在高端装备研发、制造能力上实现重要突破，达到国际领先水平。16MW 机组的抗台风性能好，其运行状态监测的数字化水平高，能够针对台风等恶劣天气智能调整运行模式，确保风机安全和高效发电，已成功应对了“卡努”“杜苏芮”“海葵”等超强台风的考验。其中，9月1日，受今年第11号台风“海葵”的影响，风电场的最大风速达 23.56 米/秒，平潭项目安装的首台 16 机组实现 24 小时满功率运行，单日发电量达 38.41 万千瓦时，相当于近 17 万人一天的生活用电量，创全球风电单机单日发电量新纪录。

16MW 超大容量海上风电机组的应用可以大大节约海域使用面积，促进海上风电项目降本增效。首台 16MW 海上风电机组已在平潭项目完成示范应用，后续将在漳浦二期项目完成 7 台 16MW 机组的批量应用，其中第一台计划于 2023 年底前完成安装，剩余 6 台计划于 2024 年完成安装。

## 21. 公司如何预判明后两年的新能源消纳形势？

答：综合来看，公司认为未来新能源消纳形势前景良好。一是“双碳目标”作为我国基本战略目标，一直在加紧实施和践行；二是通道建设加速推进，之前全国各地区经济发展不平衡，新能源资源匹配、分布和消纳存在消纳困难、运输困难的突出特点，近些年大通道直流线路的电网建设提速，电能输送相比之前更顺畅、便利，外送电量持续增长，外送距离、区域更加多元化；三是技术手段在不断升级，共享储能、抽水蓄能等储能技术成为解决消纳问题的有效途径之一；四是市场机制逐步完善，通过省间交易等市场方式促进资源在更大范围内的有效配置；五是用户选择意愿日渐强烈。

特此公告。

中国三峡新能源（集团）股份有限公司董事会  
2023年9月8日