

关于杭州高特电子设备股份有限公司  
首次公开发行股票并在创业板上市申请文  
件的第二轮审核问询函之回复报告

保荐人（主承销商）



**中信证券股份有限公司**  
CITIC Securities Company Limited

广东省深圳市福田区中心三路 8 号卓越时代广场（二期）北座

二〇二五年十二月

**深圳证券交易所：**

贵所于 2025 年 9 月 30 日出具的《关于杭州高特电子设备股份有限公司首次公开发行股票并在创业板上市申请文件的第二轮审核问询函》（审核函〔2025〕010047 号）（以下简称“问询函”）已收悉。杭州高特电子设备股份有限公司（以下简称“发行人”“高特电子”或“公司”）会同保荐人中信证券股份有限公司（以下简称“保荐人”或“中信证券”）、天健会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“申报会计师”或“天健会计师”）、北京市中伦律师事务所（以下简称“发行人律师”或“中伦律师”）对问询函提出的问题逐项进行了认真核查落实。现回复如下，请予审核。

如无特别说明，本回复中的简称或名词释义与招股说明书具有相同含义。

本问询函回复中的字体代表以下含义：

项目	字体
问询函所列问题	黑体（加粗）
对问询函所列问题的回复	宋体（不加粗）
对招股说明书的补充披露、修改	楷体（加粗）
对招股说明书的引用	楷体（不加粗）

## 目 录

问题 1.关于行业政策变动 .....	3
问题 2.关于业绩增长情况 .....	39
问题 3.关于主要客户及收入 .....	69
问题 4.关于收入确认 .....	72
问题 5.关于应收款项及存货 .....	86
问题 6.关于采购成本与毛利率 .....	112

## 问题 1.关于行业政策变动

申报材料、首轮问询回复及公开资料显示：

(1) 今年以来，国家发改委、国家能源局出台一系列涉及储能市场相关政策，包括取消新能源项目强制配储要求、2025 年底实现电力现货市场全覆盖、新能源发电项目承担电网稳定保障费用等新变化。储能系统商业模式包括新能源配建储能、独立储能和共享储能等，其中新能源配建储能占比达 42%，行业政策变动直接影响储能建设模式市场格局的发展。首轮问询回复中就行业政策变化对储能行业及 BMS 产品影响的说明不够充分。

(2) 新型储能路线除锂电池储能外，还包括空气储能、重力储能、液流电池储能等路线，锂电池储能中固态电池技术逐步落地，呈现多技术路线加速发展情况。

(3) 今年以来，储能行业招标容量虽持续增长，但各月度不稳定、不均衡的情况加剧。

请发行人披露：

(1) 电力市场化改革、行业政策变化对储能行业盈利模式的影响，下游市场对储能行业及 BMS 相关产品需求是否可持续，新能源配建储能、独立储能和共享储能等商业模式长短期内的市场格局变化；结合相关政策发布后各月新型储能装机规模、招标容量、主要客户投产情况、出货量、未来扩产计划等，分析发行人面临的市场环境是否发生变化，行业竞争格局是否加剧。

(2) 结合各类商业模式在电源侧、电网侧、用户侧等领域的应用情况，进一步分析电源侧、用户侧需求下降的原因，未来电网侧增长是否能够完全覆盖需求侧下降的缺口，不同商业模式对 BMS 产品要求的差异，市场格局变化是否对发行人产品竞争力构成重大不利影响。

(3) 新型储能各技术路线发展趋势及与 BMS 产品适配情况，发行人现有产品技术与未来的技术要求是否存在较大差距，发行人在相关领域的技术储备、在研项目情况等，未来是否存在储能技术路线转向导致发行人产品应用场景缩小的风险，如存在，请进一步在招股说明书披露相关风险。

请保荐人、发行人律师、申报会计师发表明确意见。

回复：

## 一、发行人披露

（一）电力市场化改革、行业政策变化对储能行业盈利模式的影响，下游市场对储能行业及 BMS 相关产品需求是否可持续，新能源配建储能、独立储能和共享储能等商业模式长短期内的市场格局变化；结合相关政策发布后各月新型储能装机规模、招标容量、主要客户投产情况、出货量、未来扩产计划等，分析发行人面临的市场环境是否发生变化，行业竞争格局是否加剧

### 1、电力市场化改革、行业政策变化对储能行业盈利模式的影响

#### （1）国内储能行业政策从强制配储向独立/共享储能转变

国内储能行业政策大致可划分为三个阶段：

1) 强制配储阶段，政策驱动新型储能市场快速壮大成熟（2017 年~2025 年初）：2017 年青海省率先提出新建风电项目按照装机规模 10% 配置储能，拉开国内市场强制配储的序幕。此后，全国 20 余省区市陆续跟进，普遍要求风电、光伏等新能源项目按照 15%-20% 功率配比、2 小时时长配建储能，部分地区将新能源项目配储比例上调至 30%。在行业配储政策及新能源项目装机规模快速增长等因素的共同推动下，国内市场新型储能装机规模快速提升。根据 CNESA 统计数据，截至 2024 年末，中国市场新型储能累计装机规模达到 78.3GW，年新增装机功率规模由 2018 年的 0.6128GW 增长至 2024 年的 43.7GW，年均复合增长率达 103.64%，累计装机规模占全球市场的比例已达 48.3%，中国新型储能市场快速壮大成熟。

但与此同时，强制配储政策带来储能项目“低价低质、配而不用”等普遍问题，部分新能源项目仅为了满足并网条件而配置储能，只注重价格，不在乎质量，低效配储项目闲置不用，造成资源浪费以及可能存在安全隐患，违背了国家推进新能源高质量发展、构建新型电力系统的宗旨，因而亟待通过优化调整行业政策、构建市场化交易机制、拓宽多元化盈利模式等方式，由“政策驱动”转向“市场驱动”，推动新能源及新型储能行业长期稳健发展。

**2) 强制配储要求正式取消，电力市场化改革快速推进，市场化机制不断完善和健全（2025年~2027年）：**2025年1月，国家发改委、国家能源局下发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号，以下简称“136号文”），明确提出“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”，强制配储要求正式取消，但相关政策调整仅涉及电源侧配储，对电网侧和用户侧储能不构成影响。

2025年4月，国家发改委、国家能源局发布《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号，以下简称“394号文”），明确要求2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行，以及湖北省、浙江省、安徽省等20省电力现货市场运行时间表。同时，各省不断优化完善市场规则和交易机制，并将包括储能、虚拟电厂等在内的新型主体纳入现货市场主体范围，储能可以独立主体身份参与市场交易。内蒙古、河北、甘肃、宁夏等地陆续试点容量电价补偿机制，以“容量租赁”或“容量电价”的形式给予独立/共享储能稳定现金流，推动新型储能逐步脱离对新能源项目的绑定，实现市场化独立发展。

2025年9月，国家发改委、国家能源局印发《新型储能规模化建设专项行动方案（2025-2027年）》，提出到2027年，新型储能装机规模达到1.8亿千瓦（180GW）以上，按照2024年末国内市场累计装机规模78.3GW计算，2024年~2027年中国新型储能累计装机规模年均复合增长率达31.98%，市场机制、商业模式、标准体系基本健全。

**3) 国家新型能源体系加快建设，新能源供给比重及渗透率持续提高，新型储能行业大力发展（十五五期间及以后）：**2025年10月，《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》，提出：“加快建设新型能源体系。持续提高新能源供给比重，推进化石能源安全可靠有序替代，着力构建新型电力系统……促进清洁能源高质量发展……大力发展新型储能，加快智能电网和微电网建设，加快健全适应新型能源体系的市场和价格机制。”

2025年10月，国家能源局印发《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》，提出：“优化‘沙戈荒’新能源基地电源结构和储能配置比例……支持有条件地区充分发挥光热、抽水蓄能和新型储能等的支撑调节作用，探索打造100%新能

源基地……探索建设以抽水蓄能、新型储能等为调节电源，带动周边风光大规模高质量开发的新型水风光一体化基地……鼓励新能源与配建储能一体化调用……积极推动通过虚拟电厂等模式实现分布式资源的聚合调控，鼓励新能源与产业集成融合项目提升源网荷储多要素协同水平和自平衡能力。”

2025年10月，国家发改委、国家能源局印发《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》，提出：“到2030年，协同高效的多层次新能源消纳调控体系基本建立……新增用电量需求主要由新增新能源发电满足。新型电力系统适配能力显著增强……满足全国每年新增2亿千瓦（200GW）以上新能源合理消纳需求，助力实现碳达峰目标……大力推进技术先进、安全高效的新型储能建设，挖掘新能源配建储能调节潜力，提升利用水平……加快推动新能源与站内配建储能一体化出力曲线调用……健全完善煤电、抽水蓄能、新型储能等调节性资源容量电价机制。”

## （2）储能盈利模式由单一、不稳定的多元化、可持续的模式转变

电力市场化改革和相关行业政策的调整，推动储能盈利模式从依赖政策指令转向依靠真正的市场价值来驱动发展。

在强制配储阶段，新能源项目需要按一定比例配置储能才能并网发电。储能对新能源项目业主而言更多属于成本项，配储的首要目的是为了换取新能源发电的并网许可，而非通过自身运营获利。这导致了“劣币驱逐良币”、建而不用、资源浪费等行业乱象，盈利模式单一且不可持续。

伴随新能源渗透率持续提升，作为解决新能源波动性、提升电网灵活性及稳定性的核心技术之一，新型储能市场规模快速壮大，并且预期对储能的市场需求将长期增长，亟待通过市场化改革手段推动新能源及储能行业长期高质量发展。市场化驱动阶段，电力市场化改革的核心是让电力回归商品属性，通过现货市场、辅助服务市场等机制，为电力的时间价值（峰谷）、可靠性和灵活性（调频、备用）明码标价。而储能作为一个灵活的调节资源，其真正的价值（调峰、调频、顶峰容量等）可以被量化成收入，使得储能从“成本项”转变为潜在的“盈利资产”，盈利模式向多元化、市场化转变。

电力市场化改革、行业政策变化对不同储能类型的盈利模式影响如下：

储能模式	政策核心变化	盈利模式转型	关键收益机制
新能源配储	取消将其作为新能源项目并网前置条件	从“成本项”到“价值项”：不再是新能源项目投资的成本负担，需要通过市场手段实现投资回报	通过平滑出力、削峰填谷来减少弃电、增加发电收入；通过现货市场套利和提供调频、调峰等辅助服务获取收益等
独立储能	获得独立市场主体地位，可参与电力市场交易；部分地区（如内蒙古、河北）出台容量补偿政策	从“单一”到“多元”：构建“保底+弹性”的收益结构，盈利能力和稳定性大幅提升	容量补偿（保底收益）+现货市场峰谷套利（弹性收益）+辅助服务（如调峰、调频、备用）+容量租赁
共享储能	政策鼓励共享模式发展，建立容量租赁市场	从“专属”到“共享”：通过租赁机制提升资产利用效率，实现多方共赢	在独立储能多元收益的基础上，增加了向新能源电站出租容量或提供服务的稳定收入

## 2、下游市场对储能行业及 BMS 相关产品需求具有可持续性

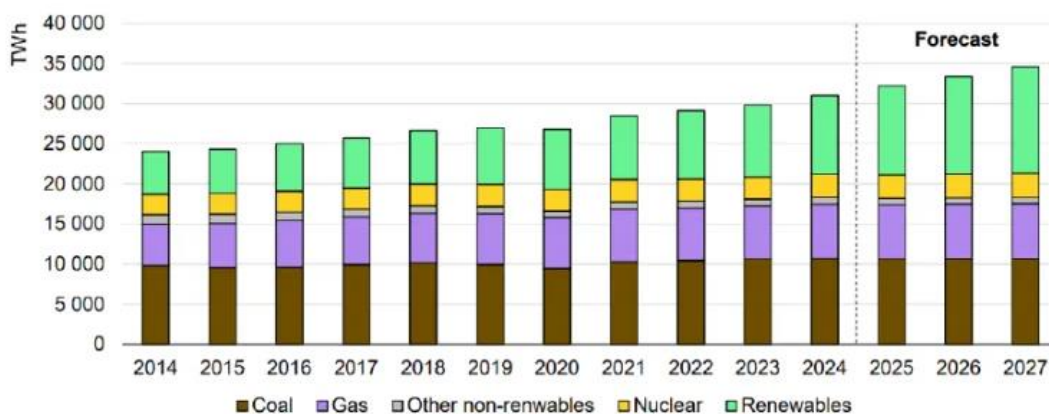
### （1）储能行业增长的核心逻辑为新能源渗透率提升和储能系统成本下降

全球市场新能源装机规模占比的持续提升和锂电池成本的持续下降，显著提升了储能项目的经济性，是储能行业持续快速增长的核心逻辑。

#### 1) 全球新能源发电量及占比持续提升，已成为新增发电量的主要来源

近十年，全球新能源发电量及渗透率持续上升。根据国际能源署（IEA）数据，全球新能源发电渗透率从 2014 年的约 21% 提升至 2024 年的约 31%，平均每年上升 1 个百分点；预计 2025 年新能源总发电量将首次超过燃煤总发电量，煤炭在全球发电结构中的占比将降至 33% 以下，预计至 2027 年全球新能源发电渗透率将增至约 39%。

2014 年-2027 年全球电力来源分类



数据来源：国际能源署（IEA）

从全球新增发电量来看，根据国际能源署（IEA）数据，2024 年新能源新增发电量约 890TWh，较 2023 年同比增长约 96%，占全年新增发电量的比例约为 74%；预计 2025 年-2027 年新能源新增发电量均能稳定在 1,000TWh 以上，对新增发电总量的贡献比例超过 90%，新能源发电已成为全球市场新增发电量的主要来源。

**2) 新能源渗透率持续提升催生对电力调节资源的迫切需求，储能作为解决新能源波动性、提升电网灵活性及稳定性的核心技术，已从“可选配置”逐步升级为“刚需配置”**

在新能源装机规模占比较高的地区，净负荷曲线呈现明显的“鸭子曲线”<sup>1</sup>，终端用电峰值需求与新能源出力发电时间不平衡，傍晚光伏退出时系统负荷急剧升高，需要通过配置储能等方式提供调峰支持；此外，新能源项目由于其电力接入的特性，爬坡、惯量支撑能力较为缺乏，也需要通过配置储能提供调频、惯量、爬坡等支持。

在全球“双碳”目标与能源结构转型的大背景下，储能作为解决新能源波动性、提升电网灵活性及稳定性的核心技术，已从“可选配置”逐步升级为“刚需配置”。2025 年，随着新能源渗透率突破临界点（全球可再生能源发电占比超 30%）、电力市场化机制深化改革，以及技术迭代推动成本稳步下探，储能行业正迎来“量利齐升”的黄金发展期。

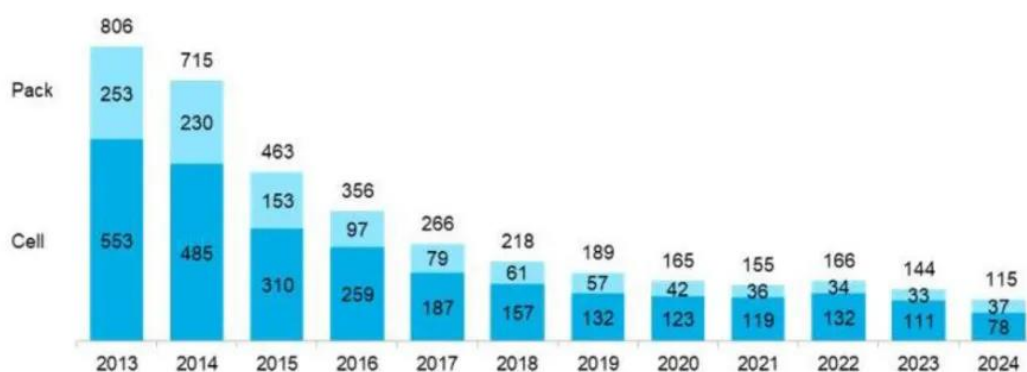
**3)全球锂电池价格持续下滑，叠加储能系统产业链其他环节持续优化降本，显著提升储能系统的经济性**

根据 Bloomberg 数据，2024 年全球锂电池电芯、电池组价格分别为 78 美元/kWh 和 115 美元/kWh，较 2023 年分别下滑 30%、20%；自 2014 年以来，全球锂电池价格受规模化生产、技术迭代等多因素影响，市场价格下降幅度达 84%，锂电池成本的大幅下降显著提升了储能系统的经济性。

---

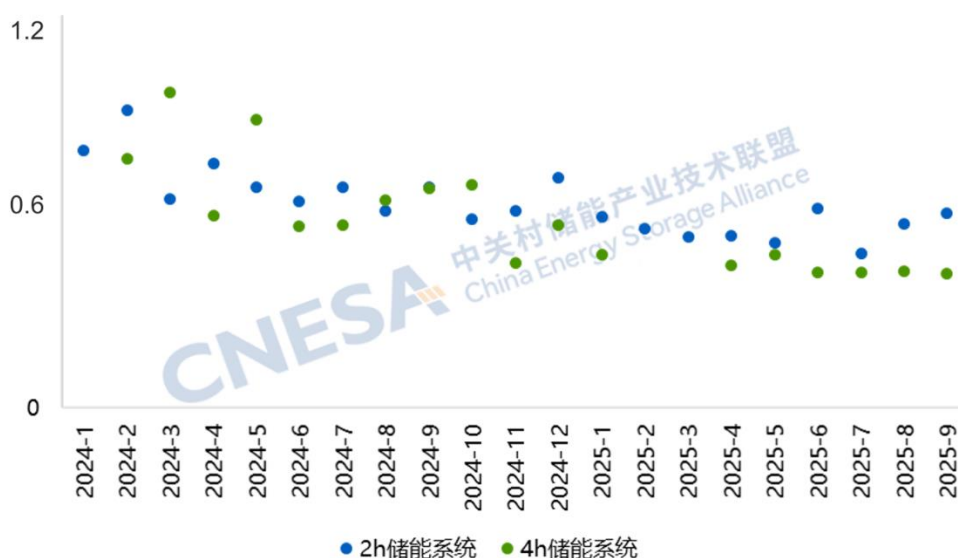
<sup>1</sup> 鸭子曲线：当绘制商业电力生产中每日峰值需求与可再生能源发电量之间的时间差图表时，一般在太阳能发电量最高的中午，净负荷下降，在太阳能发电量下降的傍晚，净负荷急剧上升，由此形成看起来像鸭子的轮廓，被称为鸭子曲线。

全球锂电池电芯、电池组年均价格变动（美元/kWh）



数据来源：Bloomberg new energy finance (bnef)

除锂电池价格变动影响外，储能产业链其他环节亦持续优化降本，带动储能系统的市场中标均价波动下行。2022 年，受锂盐价格大幅上涨影响，储能电池及储能系统市场中标报价维持高位，2h 储能系统中标均价在 1 元/Wh 以上；2023 年，受锂盐价格显著下降、储能装机规模逐步提升以及产业链优化降本等因素影响，储能系统市场中标报价波动下行，2h 储能系统中标均价逐步降至 1 元/Wh 以下；根据 CNESA 统计数据，2024 年初至今锂电储能系统月度中标均价走势（不含集采/框采、用户侧，元/Wh）如下：



数据来源：CNESA

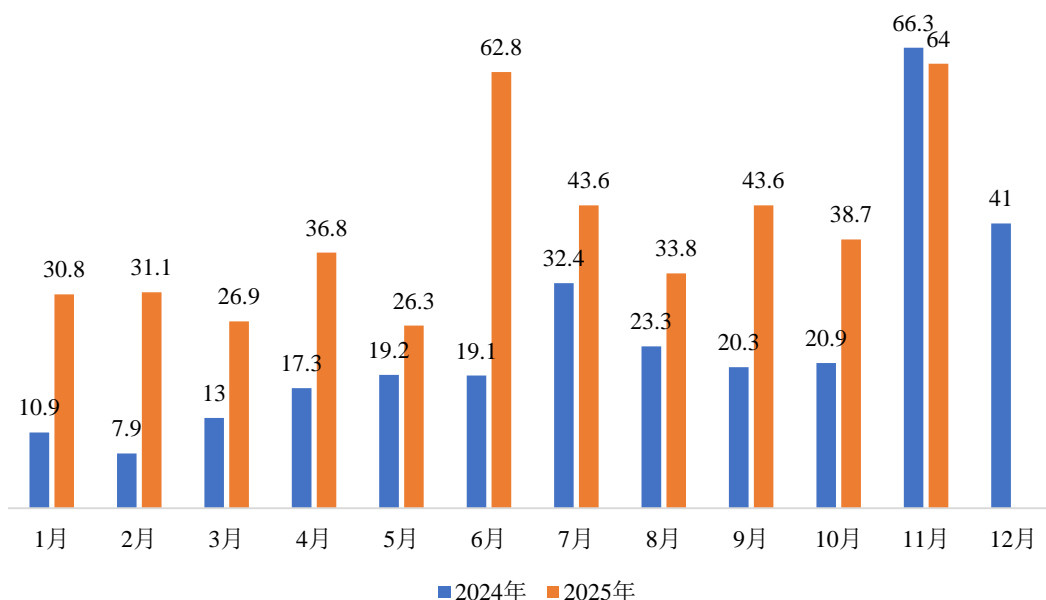
如上图所示，2024 年和 2025 年上半年，锂电储能系统月度中标加权均价波动下行，2h 储能系统中标均价降至 0.5 元/Wh 左右；2025 年三季度，伴随上游

电芯价格逐步回升，成本压力向下游市场传导，以及构网型储能系统项目增多，锂电储能系统的中标价格开始有所反弹。

### **(2) 2025年初配储政策调整后，国内市场储能项目招标规模仍快速提升，短期来看市场需求增长**

从国内市场新型储能招标容量来看，根据 CESA 储能应用分会统计数据，2025年1-11月国内市场新型储能招标容量合计为438.4GWh，同比增长74.94%，已大幅超过2024年全年的291.6GWh，储能市场采购需求保持快速增长趋势。

**2024年-2025年11月中国新型储能（含直流侧设备）月度招标容量（GWh）**



数据来源：CESA

### **(3) 国内相关产业政策持续加码，新型储能产业长期市场需求明确**

2025年9月，国家发改委、国家能源局发布《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》，明确到2027年全国新型储能装机规模达到1.8亿千瓦（180GW）以上，带动项目直接投资约2,500亿元。根据CNESA统计数据，截至2024年末，中国市场新型储能累计装机功率规模为78.3GW，按照该数据计算，2024年-2027年中国新型储能累计装机功率规模复合年均增长率达到31.98%。

2025年9月，习近平主席在联合国气候变化峰会上宣布中国到2035年风电和太阳能发电总装机容量达到2020年的6倍以上、力争达到36亿千瓦

(3,600GW)。按照 2024 年末全国风光发电装机容量 14.07 亿千瓦计算，2025 年-2035 年新增风光装机超过 21 亿千瓦，年均新增装机约 2 亿千瓦（200GW）。如按照新增装机规模的 15%~20%比例配置储能，则 2025 年-2035 年电源侧将新增 329~439GW 的储能市场需求。

2025 年 10 月，《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》，提出：“加快建设新型能源体系。持续提高新能源供给比重，推进化石能源安全可靠有序替代，着力构建新型电力系统……促进清洁能源高质量发展……大力发展新型储能，加快智能电网和微电网建设，加快健全适应新型能源体系的市场和价格机制。”

2025 年 10 月，国家发改委、国家能源局印发《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》，提出：“到 2030 年，协同高效的多层次新能源消纳调控体系基本建立……满足全国每年新增 2 亿千瓦（200GW）以上新能源合理消纳需求，助力实现碳达峰目标……大力推进技术先进、安全高效的新型储能建设，挖掘新能源配建储能调节潜力……加快推动新能源与站内配建储能一体化出力曲线调用……健全完善煤电、抽水蓄能、新型储能等调节性资源容量电价机制。”

#### **(4) 美国、欧洲等主要国家储能新增装机保持较快增长，澳大利亚、中东、印度等新兴市场在能源转型战略等多重因素驱动下装机需求加速释放**

美国市场方面，根据 Wood Mackenzie 研究数据，美国新型储能新增装机功率规模自 2018 年的 0.38GW 持续攀升，至 2024 年达到 12.3GW，年复合增长率达 78.95%，储能市场扩容势头强劲。根据美国能源署（EIA）数据，2025 年 1-6 月美国大储新增装机 5.5GW，同比增长 27%。根据 Wood Mackenzie&美国清洁能源协会数据，预计 2025 年美国市场储能新增装机容量将超过 15.2GW/48.7GWh，功率和容量规模分别同比增长 24%和 34%。

欧洲市场方面，2024 年成为欧洲储能市场发展的关键转折年。根据欧洲储能协会（EASE）和研究咨询公司 LCP Delta 数据，欧洲市场 2024 年电网侧大型储能系统新增装机达 12.1GWh，同比增长 280%，首次超越户储装机规模 9.6GWh。根据欧洲光伏协会（SPE）数据，预计 2024-2028 年大储市场年复合增长率将达 35%，至 2028 年欧洲市场大储年新增装机量将攀升至 36GWh，较户储（23GWh）、

工商业储能（20GWh）形成明显领先优势。2025年起，西班牙、荷兰、波兰等国家陆续启动储能激励政策，为储能装机提供资金支持。2025年3月，德国议会批准从总计5,000亿欧元的基础设施和国防基金中拨款1,000亿欧元专门用于气候行动和能源转型项目（KTF），支持德国到2045年实现气候中和的目标。

新兴市场方面，沙特“2030愿景”提出到2030年50%电力来自可再生能源，并实现48GWh储能容量目标。阿联酋在《国家能源战略2050》中提出到2030年清洁能源装机容量从14.2GW增加到19.8GW，2050年将清洁能源装机容量份额提高到50%。印度电力部2025年2月要求所有可再生能源实施机构和各邦公用事业公司在未来的光伏项目招标中配置至少10%/2h的共址储能系统，在强制配储政策下，印度政府预计，2030年前全国储能装机量将至少达到14GW/28GWh。澳大利亚2025年7月1日起为户用储能系统提供30%的前端补贴（约370澳元/kWh），覆盖容量5-100kWh的储能系统，目标到2030年推动超100万套储能系统安装，贡献至少6.2GWh储能容量。

综上分析，伴随全球新能源装机规模的快速增长，新能源渗透率持续提升，储能作为解决新能源波动性、提升电网灵活性及稳定性的核心技术，对于构建新型能源体系及新型电力系统将发挥长期且重要的支撑作用，叠加锂电池及储能系统产业链持续优化降本，以及市场化改革机制下多元盈利模式拓宽，储能项目经济性显著增强，长短期市场需求明确，具备可持续性；储能BMS作为新型储能系统的核心组件（成本通常占整个储能系统成本的4%~6%），在全球储能市场需求放量驱动下加速规模化应用，市场空间与产业价值也将同步提升。

### 3、新能源配建储能、独立储能和共享储能等商业模式长短期内的市场格局变化

#### （1）与新能源配建储能相比，独立储能和共享储能收益模式更为多样

新能源配建储能主要是指风电、光伏发电项目配套建设的储能设施，与新能源发电项目联合运行，由发电企业根据自身需求进行控制。

独立储能，是指接入电网侧，具备独立计量和发电自动控制功能（AGC），并以独立主体身份接受电网统一调度，向电网提供各类辅助服务的储能设施。独立储能按其额定容量，参与调峰容量市场、调频辅助服务市场交易。2025年2

月，工业和信息化部等 8 部门印发的《新型储能制造业高质量发展行动方案》，明确鼓励新型储能以独立储能主体参与电力市场。

新能源配储与独立储能的主要差异如下：

要素	新能源配储	独立储能
并网主体	依托于新能源场站存在，并网主体仍为新能源发电项目	独立主体并网、接受电网调用
收益模式	主要用于为风光电站获得并网资格，以及减少弃风弃光、减少发电偏差考核等	容量租赁、参与电力市场、辅助服务和峰谷套利等多元化收益模式

独立共享储能（简称“共享储能”）是由第三方投资建设的共享储能电站，可由多个新能源电站或用户共同使用，无需新能源电站各自建设独立的储能设施，大大降低了发电企业及用户的初始投资成本。共享储能具备独立计量和发电自动控制功能（AGC），并以独立主体身份接受电网统一调度。共享储能在与新能源场站协商一致后，可以独立身份参与调频辅助服务市场交易。共享储能可为多个新能源电站提供服务，新能源项目投资方可以通过租赁独立储能的部分容量来满足政策配储要求，每年付独立储能一定的租赁费。

独立储能是对应于电力交易市场而言，共享储能是对应于服务多用户角度而言。独立储能和共享储能是储能技术在电力市场中应用的不同模式，均能为市场提供调频辅助服务，协助支持电网实现稳定运行。

共享储能是独立储能的一种商业模式，共享储能的优势在于能促进新能源消纳和提高储能项目收益率，为多个新能源电站同时提供储能服务，其服务对象打破了传统的一对一对应关系，转向了一对多的用户服务模式。

## （2）未来新型储能市场将更多以独立/共享储能业态发展

如前所述，136 号文出台取消新能源强制配储，主要影响电源侧储能（即新能源项目配建储能），电源侧储能配建逻辑由之前的强制配储转由市场化自主配储，商业模式转向由投资主体根据真实的市场需求和经济性考量自主决策。

新能源配储依附于新能源场站，通常仅能服务单一的新能源电站，且不能作为独立主体参与电力市场交易，其作用主要为解决新能源发电的间歇性和不稳定性，通过将新能源发电高峰但电价较低时段所发电量（如光伏电站在中午发的电

量) 储存, 在用电高峰或电价较高时段(如傍晚) 释放电量产生收益, 因此收益机制主要为通过平滑新能源电站出力和削峰填谷等模式实现收益。

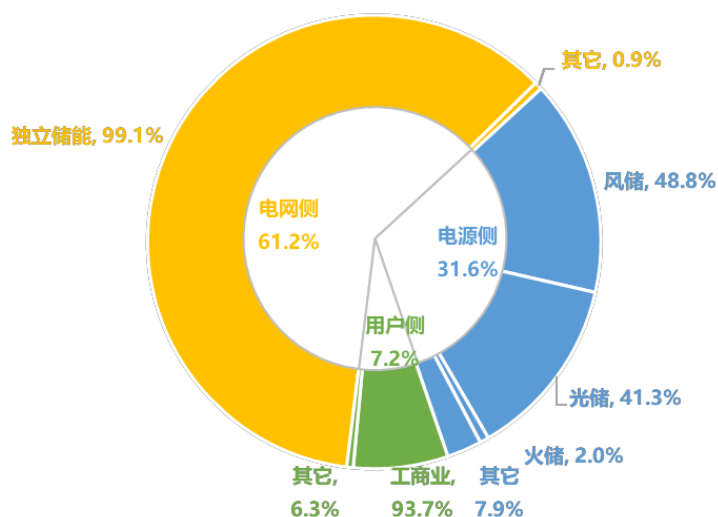
相对于新能源配储, 独立储能/共享储能收益模式更为多元, 盈利稳定性更强。一方面独立/共享储能不再依附于单一的新能源电站, 能够将储能容量同时租赁给多个新能源电站, 用于多个新能源电站的平滑出力和削峰填谷, 大幅提升储能项目的利用效率, 提高峰谷价差收益, 同时可取得容量租赁收益; 另一方面独立/共享储能可以作为独立主体并网、接受电网调用, 从而可参与调峰容量市场和调频辅助服务市场, 取得容量补偿、辅助服务等收益。

综上, 虽然在 136 号文、394 号文等政策推动新能源全面进入市场化交易后, 新能源项目通过自愿配储可以提升经济效益, 但由于独立储能/共享储能的收益模式更为多元, 经济收益更高, 同时可以优化资源配置, 减少重复配储带来的资源浪费, 推动新能源及储能行业的高质量发展, 因而预计未来新型储能市场将更多以独立/共享储能为主的业态趋势发展。根据测算, 独立储能资本金 IRR 高于新能源配储, 具体量化测算详见本回复问题 1 之“一(二) 3、(2) 2) 新能源全面入市, 通过自愿配储提升项目经济效益具有可行性”和“一(二) 3、(2) 3) 多省出台容量补偿、容量电价政策, 独立储能项目收益确定性提升”。

**(3) 市场格局变化方面, 报告期内电网侧独立/共享储能装机规模占比持续提升, 已逐步成为市场主流**

独立储能和共享储能独立接入电网, 通常归类为电网侧储能; 新能源配建储能主要与新能源项目配套建设, 通常归类为电源侧储能。根据 CNESA 统计数据, 2024 年新增新型储能装机功率中, 电网侧储能新增装机规模占比为 61.2%, 其中独立储能(含共享储能) 的占比为 99.1%, 已逐步成为市场主流; 电源侧储能新增装机规模占比为 31.6%, 其中以风光新能源项目配储为主。

### **2024 年中国新增新型储能项目应用分布 (MW%)**



数据来源：CNESA

根据 CNESA、CESA 储能应用分会等统计数据，报告期内国内市场新型储能装机按照应用领域占比情况如下：

项目	2025 年 1-6 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
电网侧 (主要为独立储能, 含共享储能)	65%	61%	56%	45%
电源侧 (主要为新能源配建储能)	27%	32%	41%	48%
用户侧	8%	7%	3%	7%
合计	100%	100%	100%	100%

注：2022 年-2024 年数据来源于 CNESA，2025 年上半年数据来自 CESA 储能应用分会。

由上表数据可知，电网侧储能（主要为独立/共享储能）占比逐年增加，而电源侧储能装机规模占比逐年下降。长期而言，随着新能源强制配储取消以及独立/共享储能的多元化收益模式优势，预计独立/共享储能的占比将进一步提升。

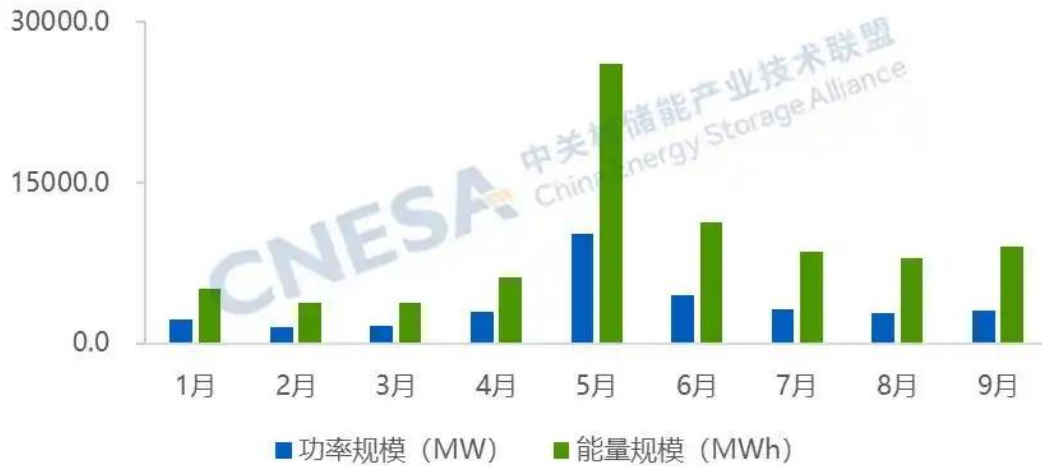
**4、结合相关政策发布后各月新型储能装机规模、招标容量、主要客户投产情况、出货量、未来扩产计划等，分析发行人面临的市场环境是否发生变化，行业竞争格局是否加剧**

**(1) 相关政策发布后新型储能装机规模进一步较快增长**

为引导储能产业向市场化发展过渡，2025 年 1 月发布的 136 号文，明确配置储能不再作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件，对政策驱动下电源侧储能配置构成一定影响，但从政策发布后新增储能装机规模来看，2025

年 1-9 月新增装机规模相比 2024 年同期显著增长。根据 CNESA 数据，2025 年 1-9 月中国新型储能新增装机规模合计为 32.19GW/81.64GWh，功率和能量规模同比增长 55.73%/60.96%。

2025 年 1-9 月国内新型储能各月新增装机规模



数据来源：CNESA DataLink 全球储能数据库

136 号文的改革主要体现在三个方面：①推动新能源上网电价全面由市场形成。新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。②建立支持新能源可持续发展的价格结算机制。新能源参与市场交易后，在结算环节建立可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量，按机制电价结算。③区分存量和增量项目分类施策。存量项目的机制电价与现行政策妥善衔接，增量项目的机制电价通过市场化竞价方式确定。

1) 新能源可持续发展的价格结算机制：以机制电价为标准，“多退少补”的差价结算方式

由于新能源发电具有随机性、波动性、间歇性，特别是光伏发电集中在午间，全面参与市场交易后，午间电力供应大幅增加、价格明显降低，晚高峰电价较高时段又几乎没有发电出力，新能源实际可获得的收入可能大幅波动，不利于新能源可持续发展。

因此，136 号文提出在推动新能源全面参与市场的同时，建立“新能源可持续发展价格结算机制”，对纳入机制的电量，当市场交易价格低于机制电价时给予差价补偿，高于机制电价时扣除差价。通过这种“多退少补”的差价结算方式，

让新能源企业能够有合理稳定的预期,从而促进行业平稳健康发展,助力“双碳”目标的实现。

“新能源可持续发展的价格结算机制”是一种过渡性安排,旨在新能源全面参与电力市场时,为其提供一定的收益稳定性。其运作的核心是“差价结算”:对纳入该机制的电量,当电力市场交易均价低于事先确定的“机制电价”时,电网企业会补足差价;反之,则扣除高出部分的收益。这相当于为新能源项目设置了一个“价格缓冲垫”。

2) 存量和增量项目分类施策: 存量项目机制电价参考现行价格(通常为当地燃煤发电基准价), 增量项目机制电价通过市场化竞价形成, 且各省竞价上限通常不高于煤电基准价

由于新能源具有固定投资成本占比大、变动成本占比小的特点,随着技术进步、造价持续降低,新老项目经营成本差异较大,改革需要平衡好新老项目关系。因此,136号文提出在实施新能源可持续发展价格结算机制时,区分存量和增量,实行不同的政策。

存量项目和增量项目以2025年6月1日为节点划分。其中,2025年6月1日以前投产的存量项目,机制电价按照原有保障性政策执行,实现电价等与现行政策妥善衔接。2025年6月1日及以后投产的增量项目,纳入机制的电量规模根据国家明确的各地新能源发展目标完成情况等动态调整,机制电价由各地通过市场化竞价方式确定。

具体而言,136号文对于存量项目和增量项目采用新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限规定如下:

要素	2025年6月1日以前投产的新能源存量项目	2025年6月1日起投产的新能源增量项目
电量规模	由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策	每年新增纳入机制的电量规模,由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况,以及用户承受能力等因素确定
机制电价	按现行价格政策执行,不高于当地煤电基准价	由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成
执行期限	按照现行相关政策保障期限确定	按照同类项目回收初始投资的平均期限确定

136号文公布后，各省相继出台了配套的实施方案。以北京、广东为例，其对于存量项目和增量项目，执行差价结算机制的电量规模、机制电价和执行期限的规定分别如下：

要素	北京		广东	
	存量项目	增量项目	存量项目	增量项目
电量规模	年度上网电量全部纳入机制	结合2024年同期投产的新能源项目年度上网电量和可再生能源发展规划需要确定	110千伏以下电压等级项目机制电量比例上限取100%，2025年1月1日起新增并网的110千伏及以上电压等级集中式光伏项目机制电量比例上限取50%，其他项目机制电量比例上限取70%	由广东省发展改革委、广东省能源局按照相关规定确定
机制电价	北京市煤电基准价0.3598元/千瓦时	市场化竞价形成	广东省燃煤发电基准价0.453元/千瓦时	市场化竞价形成
执行期限	集中式新能源项目投产满20年（含），或达到全生命周期合理利用小时数前执行机制。分布式新能源项目投产满20年（含）之前执行机制。	按照当年同类项目回收初始投资的平均期限确定，原则上不高于12年。	按照20年或全生命周期合理利用小时数扣减截至2025年5月31日的累计投产时间较早者确定	海上风电项目14年，光伏项目12年

综上，136号文对于新能源项目的电价形成机制从原有的固定价格调整为“缓冲+市场”的双轨制模式：存量项目因有与煤电基准价挂钩的“机制电价”托底，收益相对稳定；而增量项目的“机制电价”通过竞价确定，且各省竞价上限通常不高于煤电基准价。

因此，由于136号文规定新能源项目以投产时间在2025年6月1日前后作为新老划断节点区分存量项目和增量项目，对应执行差价结算机制的电量规模、机制电价等存在差异，且增量项目机制电价通过竞价方式形成，为避免纳入增量项目、降低未来收益的不确定性，新能源项目在2025年5月出现集中并网的情况，造成2025年5月新增装机规模较高。

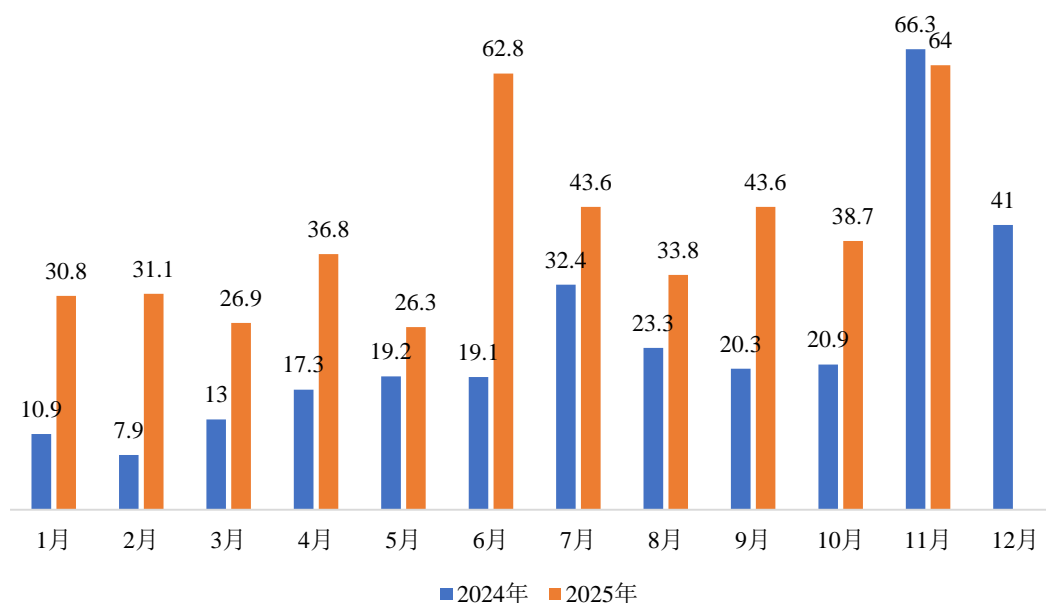
2025年6月1日后并网的项目均属于增量项目，所适用的电量规模、机制电价等政策不存在差异，因此国内市场2025年6月至9月各月新增装机规模恢复至常规水平且相对平稳，6-9月合计新增装机容量规模同比增长。此外，随着各省配套政策的出台（如多省推出容量电价、容量补偿等收益机制）以及新能源全面市场化交易的推进，自愿配储经济效益具有可行性、独立储能项目收益率确

定性提升（具体量化测算详见本回复问题 1 之“一（二）3、（2）2）新能源全面入市，通过自愿配储提升项目经济效益具有可行性”和“一（二）3、（2）3）多省出台容量补偿、容量电价政策，独立储能项目收益确定性提升”），同时根据 2025 年新增招标容量变动来看（具体详见回复问题 1 之“一（一）4、（2）相关政策发布后各月新型储能招标容量大幅增加，市场需求旺盛”），预计未来国内新型储能装机仍将保持进一步增长趋势。

## （2）相关政策发布后各月新型储能招标容量大幅增加，市场需求旺盛

根据 CESA 储能应用分会统计数据，2025 年 1-11 月国内市场新型储能招标容量合计为 438.4GWh，同比增长 74.94%，已大幅超过 2024 年全年的 291.6GWh，储能市场项目招标旺盛、采购需求保持快速增长趋势。

### 2024 年-2025 年 11 月中国新型储能（含直流侧设备）月度招标容量（GWh）



数据来源：CESA

### (3) 主要客户投产情况、出货量、未来扩产计划

相关政策发布后，发行人报告期内各年前五大客户主要合作主体对应的投产情况、出货量、未来扩产计划，以及根据访谈其关于136号文是否对其生产造成不利影响的回复情况具体如下：

客户集团	客户性质	受访主体	储能系统产能/计划产能 (GWh)			储能系统收入/出货量			受访主体是否受136号文不利影响	备注说明
			2025年	2026年	2027年	2024年	2025年1-6月	预计2025年		
阿特斯	科创板上市公司，证券代码：688472.SH	阿特斯储能科技有限公司	**	**	**	**GWh	**GWh	**GWh	否，主要为海外业务	**
亿纬锂能	创业板上市公司，证券代码：300014.SZ	惠州亿纬锂能股份有限公司	**	**	**	约**GWh (储能电池PACK系统出货量)	约**GWh (储能电池PACK系统出货量)	**GWh (储能电池PACK系统出货量)	否，整体业务有所增长	**
海辰储能	民营企业，香港拟上市公司	厦门海辰储能科技股份有限公司	**	**	**	**GWh	**GWh	**GWh	否，无明显影响	**
中车集团	中央企业	中车株洲电力机车研究所有限公司	**	**	**	约**GWh (并网量)	约**GWh	**GWh (包含外协厂生产)	否	**
赣锋锂业	创业板上市公司，证券代码：002460.SZ	赣锋锂电（东莞）科技有限公司、广东汇创新能源有限公司	**	**	**	**GWh	约**GWh	**GWh	否，用户侧储能不受影响	**
新源智储	中央企业，由国家电投旗下公司中国电力控股	新源智储能源工程技术（北京）有限公司	**	**	**	约**GWh	约**GWh	**GWh	否，对于其储能业务订单没有影响	**
中国电气装备集团	中央企业	许昌许继电科储能技术有限公司	**	**	**	约**GWh	约**GWh	**GWh	否	**

客户集团	客户性质	受访主体	储能系统产能/计划产能 (GWh)			储能系统收入/出货量			受访主体是否受 136 号文不利影响	备注说明
			2025 年	2026 年	2027 年	2024 年	2025 年 1-6 月	预计 2025 年		
		平高集团储能科技有限公司	**	**	**	约**GWh	约**GWh	**GWh	否, 无明显影响, 整体储能业务有一定增长	**
中航锂电&中创新航	国有企业, 其中中创新航为 H 股上市公司, 证券代码: 3931.HK	中创新航科技(成都)有限公司	**	**	**	82.01 亿元 (储能系统产品及其他收入)	57.57 亿元 (储能系统产品及其他收入)	暂未披露	否	**
昆山纬亚&采日能源	民营企业, 国内领先的“以储能为核心的”能源数智化运营商及储能系统解决方案提供者	上海采日能源科技有限公司	**	**	**	**GWh	**GWh	**GWh	相关政策短期有影响, 但长期是利好因素	**
国轩高科	创业板上市公司, 证券代码: 002074.SZ	合肥国轩高科动力能源有限公司	**	**	**	约**Wh	约**GWh	**GWh	否	**
晶科能源	科创板上市公司, 证券代码: 688223.SH	浙江晶科储能有限公司	**	**	**	**GWh	**GWh	**GWh	否, 以海外市场为主, 对其储能订单没有影响	**
果下科技	民营企业, 香港拟上市公司	江苏果下科技有限公司	**	**	**	**GWh	**GWh	**GWh	否	**

由上表统计信息可知, 报告期内发行人前五大客户中, 主要合作主体储能业务产能规划保持增长, 2025 年 1-6 月储能业务出货量未出现明显异常变动, 其中阿特斯、海辰储能、中车集团、新源智储等客户预计 2025 年全年出货量均同比较快增长, 并且根据访谈获悉, 相关主要客户 2025 年储能业务未受到 136 号文取消强制配储的重大不利影响。

(4) 发行人面临的市场环境未发生重大不利变化，行业竞争格局不涉及大幅加剧的情形

1) 储能行业鼓励政策持续加码，2025 年新增装机及招标规模均同比快速增长，下游主要客户预计 2025 年储能业务出货量同比增长，发行人面临的下游市场环境及需求未发生重大不利变化

行业政策方面，强制配储政策取消并未对电源侧储能造成重大不利影响。根据 CESA 统计数据，2024 年国内新型储能招标容量合计为 291.6GWh，2024 年国内采招落地应用场景明确的储能项目中，电源侧容量占比为 23.45%，按照该比例测算，2024 年国内电源侧储能招标容量约为 68.38GWh。2025 年 1-11 月，国内新型储能招标容量合计为 438.4GWh，其中 2025 年上半年招标容量中电源侧储能占比约为 18%，据此测算 2025 年 1-11 月电源侧储能招标容量约为 78.91GWh，已超过 2024 年全年国内电源侧储能招标容量。

此外，2025 年下半年国内储能行业鼓励政策持续加码。2025 年 9 月，国家发改委、国家能源局发布《新型储能规模化建设专项行动方案(2025—2027 年)》，要求推进电源侧储能应用、拓展电网侧储能应用，明确到 2027 年全国新型储能装机规模达到 1.8 亿千瓦（180GW）以上，带动项目直接投资约 2,500 亿元，新型储能基本实现规模化、市场化发展。2025 年 10 月，《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》明确提出“大力发展新型储能，加快智能电网和微电网建设，加快健全适应新型能源体系的市场和价格机制”；国家发改委、国家能源局发布《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号），提出大力推进技术先进、安全高效的新型储能建设，挖掘新能源配建储能调节潜力，提升利用水平。

市场需求方面，根据 CNESA 数据，2025 年 1-9 月中国新型储能新增装机规模合计为 32.19GW/81.64GWh，功率和能量规模同比增长 55.73%/60.96%。根据 CESA 储能应用分会统计数据，2025 年 1-11 月国内市场新型储能招标容量合计为 438.4GWh，同比增长 74.94%，已超过 2024 年全年的 291.6GWh。储能市场项目招标及建设需求旺盛、采购需求保持快速增长趋势。

境外市场方面，根据 Wood Mackenzie&美国清洁能源协会数据，预计 2025 年美国市场储能新增装机容量仍将超过 15.2GW/48.7GWh，功率和容量规模分别同比增长 24%和 34%，预计 2029 年新增装机功率将达到 19.8GW。根据欧洲光伏协会（SPE）数据，预计 2024-2028 年大储市场年复合增长率将达 35%，至 2028 年，欧洲市场大储年度新增装机量将攀升至 36GWh，较户储（23GWh）、工商业储能（20GWh）形成明显领先优势。澳大利亚、中东、印度等新兴市场提出新能源发展目标、配储政策等驱动储能装机需求加速释放。

客户业务需求方面，根据访谈获悉，下游主要客户普遍预期 2025 年储能系统业务出货量较 2024 年进一步增长，并且多数客户有进一步扩产计划，相关储能业务并未受到 136 号文取消强制配储等行业政策调整的重大不利影响。

综上，从行业支持政策持续加码、境内外市场需求快速增长、下游主要客户业务规模逐步扩大等多方面分析，发行人储能 BMS 相关业务经营及所属新型储能行业，面临的市场环境未发生重大不利变化。

## **2) 国内市场以第三方储能 BMS 厂商为主，发行人持续保持市场领先地位，行业竞争格局不涉及明显大幅加剧的情形**

储能 BMS 企业主要包括第三方专业 BMS 厂商和综合性厂商，其中第三方专业 BMS 厂商凭借技术、成本、品牌和客户资源等多方面的优势，占据市场主导地位，持续保持 50%以上的市场占有率。根据 EESA 统计，2024 年第三方 BMS 企业已占据 60%以上的市场份额，较 2023 年市场份额同比增长约 10%。

随着下游储能市场的持续发展，技术迭代将不断加速，成本压力传导也将会日益加剧。因此，缺乏核心竞争力的中小厂商将逐渐在市场竞争中被淘汰，行业资源预计将进一步向具备全栈技术能力、强大品牌影响力以及完善全球化布局的龙头企业集中，市场集中度将进一步提升。

市场地位方面，根据中国电力企业联合会和国家电化学储能电站安全监测信息平台统计数据，截至 2025 年 6 月末，国内已投运电站装机占比前五位的 BMS 厂商包括高特电子、协能科技、海博思创、比亚迪、阳光电源，容量占比 55.60%，行业竞争格局未发生重大不利变化，发行人持续保持市场领先地位。

综上，储能 BMS 行业预计将仍以第三方专业 BMS 厂商为主，发行人持续保持领先的市场地位，行业竞争格局不涉及明显大幅加剧的情形。

(二) 结合各类商业模式在电源侧、电网侧、用户侧等领域的应用情况，进一步分析电源侧、用户侧需求下降的原因，未来电网侧增长是否能够完全覆盖需求侧下降的缺口，不同商业模式对 BMS 产品要求的差异，市场格局变化是否对发行人产品竞争力构成重大不利影响

1、从新增装机占比角度，电源侧占比呈下降趋势，电网侧占比呈上升趋势，用户侧占比基本稳定；从新增装机绝对规模角度，2022 年-2024 年电源侧、电网侧、用户侧新增装机规模均持续增长

如前文所述，独立储能和共享储能可独立接入电网，通常归类为电网侧储能；新能源配建储能主要与新能源项目配套建设，通常归类为电源侧储能。根据 CNESA 统计数据，2024 年新增新型储能装机功率中，电网侧储能新增装机规模占比为 61.2%，其中独立储能（含共享储能）的占比为 99.1%，已逐步成为市场主流；电源侧储能新增装机规模占比为 31.6%，以风光新能源项目配储为主。

根据 CNESA、CESA 储能应用分会等统计数据，报告期各期中国新型储能新增装机功率规模分别为 7.3GW、21.5GW、43.7GW 和 21.9GW；按照应用领域划分新增装机功率规模及占比情况如下：

单位：GW

项目	2025 年 1-6 月		2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	装机功率	占比	装机功率	占比	装机功率	占比	装机功率	占比
电网侧 (主要为独立储能,含共享储能)	14.2	65%	26.7	61%	12.0	56%	3.3	45%
电源侧 (主要为新能源配建储能)	5.8	27%	14.0	32%	8.8	41%	3.5	48%
用户侧	1.8	8%	3.1	7%	0.6	3%	0.5	7%
合计	<b>21.9</b>	<b>100%</b>	<b>43.7</b>	<b>100%</b>	<b>21.5</b>	<b>100%</b>	<b>7.3</b>	<b>100%</b>

注：2022 年-2024 年数据来源于 CNESA，2025 年上半年数据来自 CESA 储能应用分会。

由上表数据可知，2022 年-2024 年各应用领域新型储能新增装机规模均保持增长趋势，下游市场需求保持持续增长。根据 CESA 储能应用分会等统计数据，2025 年上半年国内市场新增储能装机中，电网侧储能新增装机规模为 14.2GW/32.9GWh，功率和容量规模分别同比增长 69.4%/59.6%；电源侧储能新增装机规模为 5.8GW/17.8GWh，功率和容量规模分别同比增长 68.5%/104.7%；用户侧储能新增装机规模为 1.8GW/4.5GWh，功率和容量规模分别同比增长 109.6%/103.0%。根据 CNESA Datalink 全球储能数据库不完全统计，2025 年第 3 季度新型储能新增装机规模为 9.16GW/25.52GWh，功率和容量规模分别同比增长 10%/24%，因而从 2025 年 1-9 月储能新增装机规模来看，国内市场电源侧、用户侧储能新增装机规模均呈增长趋势。

从装机规模占比来看，报告期各期电源侧储能新增装机规模占比呈持续下降趋势，主要系由于以独立储能和共享储能为主的电网侧储能在收益模式上更具有优势，随着储能行业逐渐向市场化交易机制转变，独立储能和共享储能的装机规模增速更快，相应带动电网侧储能的占比持续提升，具体情况详见本回复问题 1 之“一（一）3、新能源配建储能、独立储能和共享储能等商业模式长短期内的市场格局变化”。

## **2、预计未来国内市场电源侧储能需求规模仍将保持增长**

新型储能招标规模在一定程度上体现出储能市场需求的变化情况和发展趋势。根据 CESA 数据统计，2024 年国内新型储能招标容量合计为 291.6GWh，其中应用于电源侧的储能项目容量占比约为 23.45%，按照该比例测算 2024 年国内市场电源侧储能招标容量约为 68.38GWh。

136 号文发布时间为 2025 年 1 月，根据 CESA 数据统计，2025 年 1-11 月国内市场储能招标容量合计为 438.4GWh，已超过 2024 年全年的招标总量，其中应用于电源侧的储能项目容量占比约为 18%，按照该比例测算 2025 年 1-11 月电源侧储能招标容量约为 78.91GWh，已超过 2024 年国内电源侧储能招标容量。

此外，2025 年 9 月国家发改委、国家能源局发布《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》、2025 年 10 月《中共中央关于制定国民经济和

社会发展第十五个五年规划的建议》以及国家发改委、国家能源局印发《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》，均明确提出了加快建设新型能源体系，持续提高新能源供给比重，大力推进技术先进、安全高效的新型储能建设，挖掘新能源配建储能调节潜力等发展目标，预期至 2035 年新增风光装机规模超过 21 亿千瓦，年均新增装机约 2 亿千瓦（200GW），新能源渗透率突破临界点后仍将进一步提升，而新型储能作为解决新能源波动性、提升电网灵活性和稳定性的核心技术手段，有望迎来“量利齐升”的黄金发展期，电源侧配置储能及电网侧、用户侧储能的下游市场需求长期存在，并且预期将持续稳步增长。

### 3、不同商业模式对 BMS 产品要求的差异，市场格局变化是否对发行人产品竞争力构成重大不利影响

#### （1）新能源配建储能、独立储能和共享储能等对于 BMS 产品的要求不存在差异

储能系统按应用场景可分为表前储能（电源侧/电网侧）与表后储能（用户侧）两类。如前所述，按照商业模式分，其中电源侧储能主要包括新能源配建储能（如风电配储、光伏发电配储）和火电配储，电网侧储能主要为独立储能和共享储能。

公司主要储能产品包括储能 BMS 模块及相关产品、一体化集控单元及数据服务。其中，储能 BMS 模块及相关产品可应用于表前储能（电源侧/电网侧）和表后储能（用户侧），一体化集控单元及数据服务目前主要应用于表后储能（用户侧）。从 BMS 产品硬件型号、架构、主要性能指标等来看，电源侧储能和电网侧储能项目所使用的公司 BMS 产品不存在差异，对应新能源配建储能、独立储能和共享储能等不同商业模式对于储能 BMS 产品的要求也不存在差异。

报告期内，公司主要储能 BMS 产品与应用领域和商业模式的对应关系如下：

储能按照应用领域分类		对应的商业模式	所使用公司产品	备注
表前储能	电源侧储能	新能源配建储能（如风电配储、光伏发电配储）和火电配储	储能 BMS 模块及相关产品（如高压箱、汇流柜、CCS 及线束等）	所使用产品不存在差异
	电网侧储能	独立储能、共享储能		

储能按照应用领域分类		对应的商业模式	所使用公司产品	备注
表后储能	用户侧储能	工商业储能、户用储能	储能 BMS 模块、一体化集控单元及数据服务（主要应用于工商业储能）	-

发行人储能 BMS 产品适用于不同的商业模式下储能项目需求，电源侧储能和电网侧储能对于 BMS 产品的要求不存在差异，因而电网侧独立/共享储能市场份额占比持续提升带来的市场格局变化，对发行人 BMS 产品竞争力不构成重大不利影响。

**（2）电源侧储能与电网侧储能并非各自割裂的不同市场，未来新型储能需求总量预期持续增长，市场格局变化有利于提升发行人产品竞争力**

**1) 独立储能、共享储能可同时服务于电源侧和电网侧市场**

电源侧储能与电网侧储能系相同技术在电力系统不同“位置”的部署，主要用于提升电力系统的安全、稳定与效率，随着电力市场化改革深化，二者之间的界限逐渐模糊。强制配储期间，为了获取新能源项目发电的并网许可而配建储能，主要通过平滑出力、削峰填谷来减少弃电、增加发电收入。随着独立储能、共享储能等商业模式的出现，收益模式更为多样，可通过容量租赁方式满足新能源项目的配储需求；同时，独立储能、共享储能也可作为独立主体参与电力市场交易服务于电网侧市场。

在国家能源结构绿色、安全转型升级发展的趋势下，新能源装机规模将持续提升，而新能源发电的间歇性、不稳定等特性导致新能源弃风弃光率较高并对电网稳定运行带来巨大挑战，需通过储能解决新能源发电的波动性，新能源项目可通过租赁独立储能、共享储能的容量或自发配储等方式提高新能源发电的利用率，以提升新能源项目经济收益。

**2) 新能源全面入市，通过自愿配储提升项目经济效益具有可行性**

136 号文、394 号文等政策的宗旨是推动新能源全面进入市场化交易，从各省 136 号文衔接政策来看，多省提出增量项目的机制电量比例较低，比如甘肃首批增量项目机制电量仅约 8.3 亿 kWh，宁夏仅为全区增量新能源项目上网电量的

10%，而蒙东、蒙西则更是不设机制电量、机制电价。因此，西北多省新能源增量项目均将面临更大的上网电价波动。

新能源全面入市后，电价水平可能下降，峰谷价差有望拉大，通过自愿配储提升项目经济效益具有可行性。以山西省为例，2025年1-4月日前均价已从去年同期0.301元/kWh下降到今年1-4月的0.271元/kWh；而从峰谷价差来看，11-16点现货价格已经降至0.1元/kWh以下，而18-22点价格又提升至0.5元/kWh以上，呈现明显的“鸭子曲线”形态。若主动配置储能进行能量时移，将电量转移至电价较高的傍晚、晚间时段，将有望获得较好的经济性。

根据测算，如一座100MW光伏电站自发配储以将低电价时段所发电能转移至高电价的晚高峰时段，除配储100MWh经济性差于原不配储方案外，配200MWh、300MWh、400MWh时经济性均优于不配储时，随着配储比例的提升，资本金IRR从1.8%提升至11.3%，投资回收期缩短至10.5年。

配置储能对于入市光伏项目的经济性影响测算					
配储方式及规模	不配储	100MWh	200MWh	300MWh	400MWh
储能 EPC 造价	1 元/Wh				
光伏电站+储能总投资（亿元）	3.20	4.20	5.20	6.20	7.20
运行时间	25 年（假定第 15 年更换一次电池）				
储能运维成本	造价的 1%/年				
电价假设	午间低谷电价 0.1 元 kWh，晚间高峰电价 0.5 元 kWh				
发电模式假设	4h 全部在低谷	3h 低谷、1h 晚高峰	2h 低谷、2h 晚高峰	3h 低谷、1h 晚高峰	4h 全部在晚高峰
资金 IRR 测算	2.1%	1.8%	5.2%	8.7%	11.4%
投资回收期（年）	27.1	>25 年	19.3	14.1	10.5

注：上述储能单位造价为 EPC 总成本（包括设备与材料、土地与建筑、工程与施工等成本），根据 CNESA 数据，2025 年 1-6 月国内 2 小时储能 EPC 中标均价为 0.98 元/Wh。

数据来源：中信建投证券

### 3) 多省出台容量补偿、容量电价政策，独立储能项目收益确定性提升

多省推出容量电价、容量补偿等收益机制，能够提升储能项目收益的确定性。2025 年以来，多省推出容量电价、容量补偿等政策。以内蒙为例，2025 年 4 月

明确提出 2025 年容量补偿标准为 0.35 元/kWh（按向电网放电量执行），明确容量补偿向发电侧分摊；每年公布次年补偿标准，标准明确后执行 10 年。

相较内蒙的容量补偿政策，更加彻底的政策为容量电价，目前河北、甘肃等省已推出容量电价政策，其中河北的容量电价标准为 100 元/kW（储能时长需达到 4h，不足 4h 需折算到 4h 打折扣），甘肃的容量电价标准为 330 元/kW（储能时长需达到 6h，不足 6h 需折算到 6h 打折扣）。

根据以河北、内蒙两地为例的测算结果，容量补偿/容量电价等稳定收益，结合当地的峰谷价差，独立储能项目可以取得明显的经济性。

### 河北模式和内蒙模式下，独立储能收益测算

系统参数假设		
储能容量	100MWh/400MWh	
储能单位造价	1 元/Wh	
运行时间	20 年（第 10 年更换一次电池）	
运维成本	造价的 1%/年	
<b>模式对比</b>	<b>河北模式</b>	<b>内蒙模式</b>
平均峰谷价差	0.35/kWh	0.5/kWh（蒙西高于蒙东）
收益模式	容量电价（100 元/kW/年）	放电补偿（0.35 元/kWh）
年均等效充放电次数	330 次（享受容量电价前提）	350 次（高于全国平均水平）
峰谷套利收益（万元）	4,620	7,000
容量电价收益（万元）	1,000	/
放电补偿收益（万元）	/	4,900
<b>资本金 IRR 测算</b>	<b>6.2%</b>	<b>14.8%</b>

数据来源：中信建投证券

#### 4) 市场化交易机制下，储能项目将更加注重经济收益，市场格局变化有利于提升发行人等拥有主动均衡技术优势的企业产品竞争力

在强制配储阶段，由于配置储能主要为新能源项目的成本项，因而成本更低的被动均衡策略 BMS 产品成为国内市场主流。伴随新型储能市场需求的持续增长，以及高质量发展的政策导向，储能企业将更加注重项目的运营和管理，注重全生命周期的经济效益，可延长储能系统使用寿命、提高能量使用效率的主动均衡 BMS 产品有望逐步成为国内市场主流，而发行人的主动均衡产品具备领先的技术和性能优势，在国外市场已大批量应用，市场格局及政策导向的变化，有利

于发行人主动均衡 BMS 产品在国内市场的推广应用，因而市场格局变化未对发行人产品竞争力构成重大不利影响。

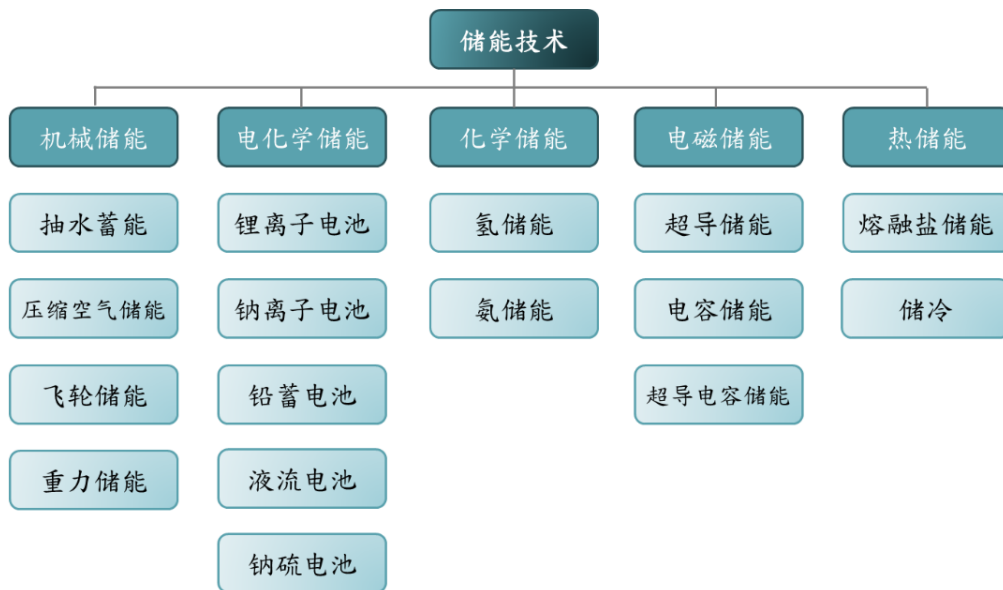
（三）新型储能各技术路线发展趋势及与 BMS 产品适配情况，发行人现有产品技术与未来的技术要求是否存在较大差距，发行人在相关领域的技术储备、在研项目情况等，未来是否存在储能技术路线转向导致发行人产品应用场景缩小的风险，如存在，请进一步在招股说明书披露相关风险

### 1、新型储能各技术路线发展趋势及与 BMS 产品适配情况

#### （1）目前锂离子电池是新型储能的主流技术

根据储存介质的不同，当前储能技术主要分为物理机械储能、电化学储能、电磁储能和光热储能等，其中物理机械储能与电化学储能占据市场主导地位。

#### 储能主要技术分类

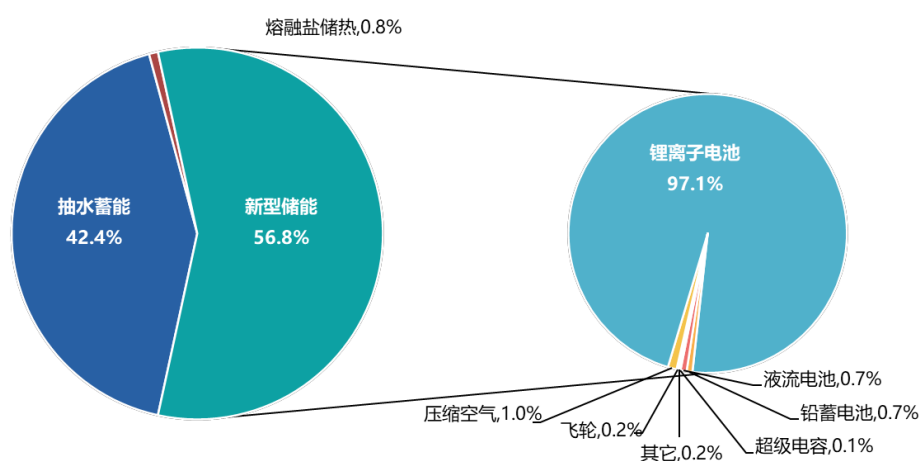


物理机械储能以抽水蓄能为代表，技术成熟且装机规模大；电化学储能则以锂离子电池、钠离子电池等为核心，凭借部署灵活性高（适配电源侧、电网侧、用户侧）、建设周期短等特性，已成为新型电力系统构建的关键技术。其中，锂离子电池作为主流路线，通过材料创新与工艺优化推动成本持续下降，驱动产业化进程加速。在政策支持与规模化应用推动下，电化学储能已占据新增装机量的

绝对份额，并逐步向长时储能、高安全体系等方向迭代，支撑可再生能源高比例渗透、高质量发展目标。

根据 CNESA 统计数据，截至 2024 年末，锂离子电池储能累计装机占整体新型储能的 97%，占整体储能累计装机规模总量的 55%，已经超越抽水蓄能成为第一大储能技术。

中国电力储能市场累计装机规模（截至 2024 年末，MW%）

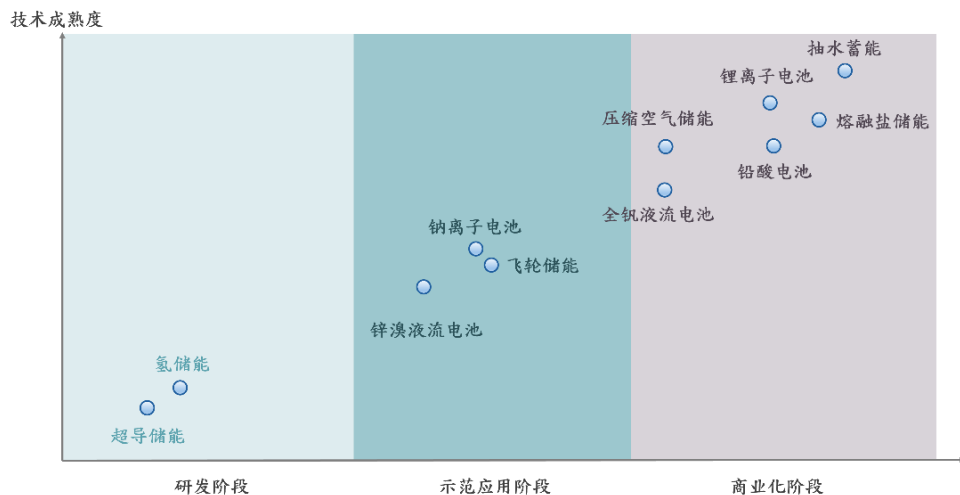


数据来源：CNESA

## （2）受限于技术成熟度、建设成本等影响，新型储能中锂电池储能率先进入规模化阶段

从技术成熟度和发展阶段角度，新型储能中锂离子储能、熔融盐储能、压缩空气储能、全钒液流电池、铅酸电池等技术相对成熟且已进入商业化阶段（铅酸电池主要应用于后备电源和动力铅酸电池，如电动二轮车），其中压缩空气、液流电池等仍处于商业化初期。

### 储能技术成熟度和商业化应用阶段



资料来源：Infineon，交银国际整理

在实际应用中，需要综合考虑各种储能技术的特点（包括储能时长、能量密度、功率、响应时间等），主要新型储能不同技术的技术特点如下：

储能类型	机械类储能		电化学储能			电磁储能	热储能	化学储能
	压缩空气	飞轮	锂电池	液流电池	钠硫电池	超级电容	熔盐储热	氢储能
储能密度 (Wh/L)	100-200	20-80	100-150	16-33	150-250	2-10	-	高
放电时间	1-24h	毫秒-分钟	数秒-数小时	数分-10h	数秒-数小时	毫秒-分钟	1-24h	1-24+h
规模	100-300MW	0-1MW	0-6MW	30kW-10MW	0-10MW	0-500kW	5-1000MW	百 GWh 级别
效率	40%-70%	90%-95%	>90%	75-85%	75-90%	60%-90%	60-80%	~40%
初始投资成本 (元/kW)	~5,000	~3,000	~2,000 (4 小时储能)	~8,000 (4 小时储能)	2,000-2,800	~10 万	~5,000	1.2 万
寿命 (年)	30-50	15	~10	~20	5-10	>10	25	20
优点	规模大、寿命长、无污染	功率密度高、效率高、响应速度快、无污染、寿命长	能量密度高、技术和产业链成熟	安全性好、规模大、寿命长	能量密度高、效率高、高功率、原材料丰富	功率密度高、寿命长、无污染	能量密度高、存储时间长、低成本	容量大、放电时间长
缺点	能量转换效率低，依赖于地质条件	运行成本高	安全需要改进、锂离子资源有限	能量密度低、成本高	安全性差、工作温度高、成本高	能量密度低、成本高	熔盐腐蚀性、投资成本高	效率低、成本高

储能类型	机械类储能		电化学储能			电磁储能	热储能	化学储能
	压缩空气	飞轮	锂电池	液流电池	钠硫电池	超级电容	熔盐储热	氢储能
应用场景	调峰填谷	磁悬浮飞轮 储能 UPS	调峰填谷	电能质量、调峰填谷	备用电源、高温环境（如热带沙漠）储能	短时高功率	调峰填谷、熔盐储能 光热电站	大规模、长时储能

注：不同的储能规模和储能时长，初始投资成本会有波动；  
数据来源：头豹研究院，中国储能网，中国科学院，交银国际

如上表所示，锂电池储能在储能密度、效率、初始投资成本、技术成熟度等方面具有显著的优势。

2025 年 9 月，工信部装备工业发展中心发布《新型储能技术发展路线图（2025-2035 年）》，其中面向 2035 年研究提出了电化学储能、机械储能、电磁储能、储热蓄冷、氢储能等五大细分领域技术的发展路线图，同时明确了未来不同时期各新型储能技术路线的发展目标。具体如下：

时间节点	发展阶段	发展目标
2027 年	规模化初期	通过政策引导（如《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》）推动产业规模化布局；以锂电池为代表的电化学储能将快速规模化，重点满足新能源电站配储、电网调峰调频需求
2030 年	全面市场化	长时储能技术（如液流电池、压缩空气）将突破成本瓶颈，在风光大基地、孤网系统等场景中替代传统火电调峰
2035 年	高质量发展	提升核心技术竞争力（如长时储能、固态电池），成为全球新型储能产业的“引领者”。多技术融合的“储能+”系统（如光储充一体化、氢储协同）将成为主流，支撑高比例可再生能源电力系统的稳定运行

根据上述发展目标，预计到 2027 年锂电池储能将率先实现规模化，到 2030 年液流电池、压缩空气储能实现成本瓶颈突破，进一步推动商业化应用。同时，根据彭博新能源财经（BloombergNEF）预计，锂电池（磷酸铁锂）在储能市场仍是主流技术路线。

综上分析，考虑到技术成熟度、投资成本等因素，预计新型储能电池中锂电池储能将率先进入规模化阶段，预期未来仍将是新型储能的主流技术。

### （3）BMS 产品与储能不同技术路线的适配情况

BMS 作为一种用于监控和管理电池的系统，具备电池参数监测、电池状态估算、控制充放电过程、保护电池安全等功能，确保电池的安全、稳定和高效运行。因此，BMS 本质是为电化学储能设计的核心部件，适配于锂离子电池、钠离子电池等细分领域，但不适配机械储能、化学储能等其他技术路线，具体适配情况如下：

BMS 适配情况	储能技术类型	主要原因
适配，BMS 的核心应用场景	电化学储能，占新型储能累计装机规模的 97% 以上，未来仍将是新型储能的主流技术	依赖大量单体电池串联/并联，存在电压、温度、容量不一致的问题，需要 BMS 精准管理
部分需简易适配	电磁储能	超级电容需监控电压和 SOC，但无需复杂的单体均衡；超导磁储能依赖低温和磁场控制，与 BMS 功能无关
无需适配	机械储能	依赖物理形态（水位、转速、气压）存储能量，无电池单元，仅需监控机械运行参数（如转速、压力），与电池管理无关
	化学储能	通过化学反应（如电解水制氢、燃料燃烧）存储/释放能量，核心是监控反应过程（如氢气纯度、压力），与电池管理无关
	热储能	依靠介质（如熔盐、水）的温度变化存储能量，核心监控参数是温度、流量，无需电池相关的管理功能

2、发行人现有产品技术与未来的技术要求是否存在较大差距，发行人在相关领域的技术储备、在研项目情况等，未来是否存在储能技术路线转向导致发行人产品应用场景缩小的风险，如存在，请进一步在招股说明书披露相关风险

**(1) 发行人现有产品技术与未来的主流技术要求不存在较大差距**

如前所述，预计到 2027 年锂电池储能将率先实现规模化，到 2030 年液流电池、压缩空气储能实现成本瓶颈突破，进一步推动商业化应用。因此，受限于技术成熟度、投资成本等因素，预计到 2030 年锂电池储能仍将占绝对主导地位。

发行人 BMS 产品主要应用于电化学储能中的锂离子电池、铅蓄电池、钠离子电池等领域，与未来的主流储能技术要求不存在较大差异。

**(2) 发行人已在相关领域进行技术储备和产品应用，不存在储能技术路线转向导致发行人产品应用场景缩小的风险**

电化学储能中，不同电池技术因其内部化学特性与工作原理的不同，对电池 BMS 提出了差异化的技术要求，具体如下：

电池类型	对 BMS 的技术要求
锂离子电池	电压、电流、温度监测精度要求较高，需要具备有效的均衡管理功能，以延长电池组使用寿命，已有较为成熟的技术标准
钠离子电池	电压采样范围更广，温度监测精度更高，需采用高效的均衡维护功能
液流电池	主要监测电解液的状态，如浓度、温度等，以及电池堆的电压等，无需复杂的均衡管理功能，需要具备长周期数据记录和分析功能
半固态电池	与锂离子电池所需 BMS 产品的硬件端无差异，软件层面针对性设计控制策略及相关算法等
固态电池	

发行人 BMS 产品具有宽范围的电压检测能力，可全面兼容锂离子电池、钠离子电池、铅蓄电池、半固态电池、固态电池等多种类型。基于不同电池类型的特性，发行人能够灵活调整热管理策略，并优化电池 SOC、SOH 诊断模型，确保系统精准适配锂离子电池、钠离子电池、半固态电池、固态电池储能等需求。除目前主流的锂离子电池储能外，发行人已在钠离子电池、液流电池以及半固态电池等相关领域进行技术开发储备，具体如下：

电池类型	研发项目		技术储备
	项目名称	研发内容	

钠离子电池	储能用钠离子电池热失控机理及安全预警技术	<p>深入分析钠离子电池热失控的原因和机理，开展钠离子电池储能系统热失控多参量预警技术研究，研发依据热失控过程中不同参量变化的钠离子电池热失控预警技术，实现提高钠离子电池储能系统整体安全性和稳定性。主要研究内容包括：</p> <p>1) 钠离子电池热失控演变路径及安全性能劣化机理研究；</p> <p>2) 基于多因素分析的钠离子电池安全性能状态评估技术；</p> <p>3) 根据可燃气体监测结果，提出钠离子电池储能系统防火防爆及阈值联动的设计方案，合理安装防火防爆设备，如火灾报警器、灭火系统等。在关键位置设置防火防爆装置，以最大限度地降低爆燃风险</p>	<p>202410071240.4 一种电池组的主动均衡系统及方法、</p> <p>202410141774.X 电池系统剩余使用寿命的在线检测方法</p> <p>及系统、</p> <p>202510388915.2 一种电池模组安全阀检测装置及方法(申请中)</p>
液流电池	液流电池管理系统关键技术开发	<p>开发基于等效电路模型与滤波方法的多算法融合全生命周期多场景的 SOC 估计模型；开发结合日历寿命与循环寿命的液流电池老化模型和基于多层感知机的 SOH 评估模型。构建基于组合赋权法与多属性群决策方法的电池大功率应用场景适用度评价体系；融合需求响应和智能控制技术，建立计及多场景灵活运行模式的全钒液流电池储能系统低碳经济调度模型和基于组合神经网络的用电需求趋势预测模型。研究调峰储能、调频储能、后备电源等多场景工况特征，开发面向大功率应用的新型全钒液流电池管理系统；研究电池管理系统，包括数据采集和监控、通讯和数据管理、电池状态估计、电池均衡、热管理流量管理、充放电控制管理、保护、故障诊断和预测等九大功能及性能指标建立新型电池管理系统性能评价机制功能</p>	-

同时，发行人已成功完成多个钠离子电池、半固态电池储能项目的 BMS 产品交付，积累了丰富的实战经验，具体举例如下：

项目类型	交付期间	项目举例
钠离子电池项目	2023 年	中电新能源-钠离子储能示范项目
	2024 年	融和元储-内蒙古 ALS 风冷钠电储能项目、奥海-辽宁钠电风冷储能项目、河南赛美-钠电池工商储项目
	2025 年	无锡动为-德国钠电储能项目、南网科技-钠电集装箱储能项目
半固态电池储能项目	2025 年	新源智储-茂名石化储能项目、中汽新能-半固态电池测试项目

综上，预计未来 5 年锂电池储能仍将占据新型储能的主导地位，发行人现有 BMS 产品技术与未来以电化学储能为主的技术路线要求不存在较大差距，且发行人 BMS 产品可兼容铅蓄电池、钠离子电池、半固态电池、固态电池，并在钠离子电池、液流电池等新型电化学储能技术方面已开展研发项目或技术储备，相关产品已交付应用在钠离子电池、半固态电池储能等项目。因此，未来储能技术路线的发展方向导致发行人产品应用场景缩小的风险较小。

## 二、中介机构核查情况

### （一）核查程序

针对上述事项，保荐人、发行人律师及申报会计师履行的核查程序主要包括：

（1）查阅储能相关行业政策、发展白皮书、研究报告、装机和招标数据等资料，分析相关行业政策对储能行业盈利模式、市场需求、应用领域的影响，分析未来商业模式、市场环境、BMS 市场竞争格局、应用领域的发展方向以及对于发行人的影响；

（2）对发行人报告期内主要客户进行访谈，了解其储能系统业务的出货量、未来扩产计划等；

（3）取得储能行业各技术路线的研究报告、第三方数据等，对比不同技术路线的发展阶段和技术特点，分析未来发展趋势；取得发行人对于新兴储能技术的技术储备和项目应用情况，分析发行人产品未来的技术替代风险。

## （二）核查意见

经核查，保荐人、发行人律师及申报会计师认为：

（1）国内电力市场化改革、行业政策变化将推动储能盈利模式由单一、不稳定模式向容量补偿、辅助服务、容量租赁等多元化、可持续的模式转变；随着全球新能源装机规模及渗透率持续提升、储能原材料价格下行、国内政策持续加码、境外市场储能需求加速释放等因素驱动，预计下游市场对储能和 BMS 的需求将持续存在；由于独立储能和共享储能等具有更多样的收益模式，预计未来储能将更多以独立/共享储能业态发展；2025 年国内新型储能装机规模、招标容量均持续提高，发行人下游主要客户预计 2025 年储能业务出货量同比增长，且多数客户有进一步扩产计划，发行人面临的下游市场环境及需求未发生重大不利变化；储能 BMS 行业预计将仍以第三方专业 BMS 厂商为主，发行人持续保持领先的市场地位，行业竞争格局不涉及明显大幅加剧的情形；

（2）报告期内，电源侧、用户侧新增装机规模持续增长，但电源侧的新增装机占比有所下降，主要系由于以独立储能和共享储能为主的电网侧储能在收益模式上更具有优势，因此新增装机增速更快，相应带动电网侧储能的占比提升；不同商业模式对于 BMS 的产品要求不存在差异，未来新型储能需求总量预计将持续增长，电力市场化交易机制下，储能项目将更加注重经济收益，市场格局变化有利于提升发行人等拥有主动均衡技术优势的企业产品竞争力；

（3）受技术成熟度、建设成本等因素影响，新型储能电池中锂电池储能将首先进入规模化阶段，预计到 2030 年，锂电池储能仍占据新型储能的主导地位；新型储能中主要为电化学储能需适配 BMS 产品；发行人现有产品技术与未来技术要求不存在较大差距，产品可兼容铅蓄电池、钠离子电池、半固态电池、固态电池等多种类型，并已具备相关技术储备和产品交付应用，不存在储能技术路线转向导致发行人产品应用场景缩小的风险。

## 问题 2.关于业绩增长情况

申报材料及首轮问询回复显示：

(1) 报告期内，新型储能系统市场价格降幅较大，2024 年中标均价较 2022 年下降 58%。报告期内发行人产品价格整体呈下降趋势，但低于市场价格降幅，且不同产品价格变动趋势不一致，如主控模块价格下降 38%、显控模块下降 20%。首轮问询对主要产品价格变动原因、未来价格变动趋势及依据的说明不够充分，招股说明书对产品价格持续下降的风险披露不够完善。

(2) 报告期各期，全球储能 BMS 增量市场空间分别为 23.05 亿元、44.92 亿元、53.44 亿元。发行人称，根据储能系统投资成本均价 5 亿元/GWh 计算，预计 2025 年-2030 年全球增量市场空间将达到 461-615 亿元之间，发行人预计未来市场占有率将从 24%提升至 30%左右。

(3) 发行人称，已取得浙江、广东、江苏三省的售电资质及浙江省虚拟电厂运营资质，可利用其 BMS 产品管理控制优势，参与电力交易市场及能源管理业务。预计到 2030 年，虚拟电厂运营市场空间将达到 536 亿元。

请发行人披露：

(1) 结合今年以来同行业公司产品价格变化情况、发行人期后在手订单价格逐月变动情况，影响产品成本的因素等，分析发行人产品单价是否存在持续大幅下滑风险及依据，如发行人存在前述风险，请在招股说明书中完善风险提示。

(2) 结合历史储能系统投资成本价格变动情况、影响因素及变化情况，分析未来全球储能 BMS 市场空间计算的合理性，是否高估未来市场空间；结合同行业可比公司产能建设情况、发行人现有产能及募投项目产能、下游客户实际需求等，分析未来行业产能供求关系，是否存在产品价格激烈竞争导致发行人盈利能力大幅下降的风险，如有，请进一步完善相关风险提示。

(3) 发行人虚拟电厂、能源管理业务开展情况，业务模式、在手订单及收入转化情况，行业业态及同行业竞争对手情况，说明发行人在虚拟电厂、能源

管理业务的竞争优势及业务前景，当前市场开拓情况、技术门槛，该业务是否具备成长性。

(4) 结合发行人市场占有率及竞争对手市场份额情况，披露发行人在储能 BMS 市场是否具有市场支配地位，是否存在滥用市场地位、达成或实施垄断协议行为的问题。

请保荐人、发行人律师、申报会计师发表明确意见。

回复：

#### 一、发行人披露

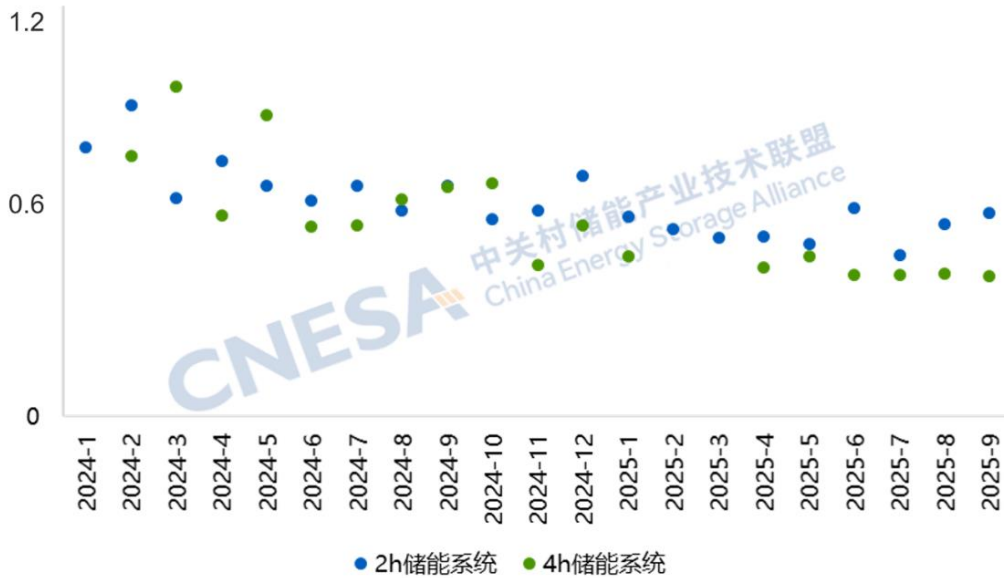
(一) 结合今年以来同行业公司产品价格变化情况、发行人期后在手订单价格逐月变动情况，影响产品成本的因素等，分析发行人产品单价是否存在持续大幅下滑风险及依据，如发行人存在前述风险，请在招股说明书中完善风险提示。

##### 1、今年以来同行业公司产品价格及储能系统中标均价变化情况

经公开查询，同行业公司未公开披露 BMS 相关产品的价格。BMS 作为储能系统集成产品的关键部件之一，其产品价格波动在一定程度上受储能系统的市场价格的走势影响。根据 CNESA 统计数据，2025 年 1-9 月国内储能系统市场中标均价情况如下：

项目	1-6 月	7 月	8 月	9 月
国内 2h 新型储能系统中标均价（元/Wh）	0.56	0.47	0.58	0.60

2024 年初至 2025 年 9 月储能系统中标均价（不含集采/框采、用户侧，元/Wh）



数据来源: CNESA

由上图及统计数据可知, 2025 年以来, 储能系统中标均价相对稳定, 2h 新型储能系统的中标均价降至 0.5 元/Wh 左右, 已接近下游主流储能系统集成厂商的产品成本, 市场报价处于相对低位区间, 因而未再出现大幅下滑的情形。2025 年 8 月和 9 月, 2h 新型储能系统的中标均价有所提高, 主要系储能电芯供应紧张的局面传导至储能系统端, 叠加 9 月份多个构网型储能系统项目中标, 综合拉高了月度中标均价水平。

## 2、发行人期后在手订单价格逐月变动情况

发行人 2025 年 7-9 月各月新签订订单中主要产品销售均价与报告期内的平均销售价格对比情况如下:

单位: 元/个

产品		2025 年 1-6 月 (收入口径)	2025 年 7-9 月新签订单均价			
			7 月	8 月	9 月	均价
BMS 模块	从控模块	307.03	318.68	351.46	306.90	<b>324.76</b>
	主控模块	552.31	528.01	543.53	471.91	<b>504.72</b>
	显控模块	1,844.00	1,702.25	1,678.65	1,670.83	<b>1,681.34</b>
高压箱		5,020.41	3,996.09	5,326.34	4,582.26	<b>4,511.52</b>
汇流柜		22,042.44	19,645.70	15,139.99	21,066.26	<b>19,121.02</b>

产品	2025年1-6月 (收入口径)	2025年7-9月新签订单均价			
		7月	8月	9月	均价
一体化集控单元及数据服务	4,749.01	6,916.16	4,764.68	5,981.56	<b>5,657.38</b>

由上表可知，相较于2025年1-6月，发行人期后从控模块和主控模块价格相对稳定，显控模块、高压箱和汇流柜的价格有所下降，一体化集控单元及数据服务的价格有所上升，一方面伴随发行人业务规模进一步扩大，优化成本的同时部分产品价格小幅下降；另一方面为匹配下游储能系统集成产品集约化（大容量电芯）的发展趋势，高串数模块、二合一高压箱等产品销量及占比逐步增加，发行人细分产品型号的结构发生变化，一定程度上也会影响模块、高压箱等大类产品的销售均价变动。

2025年1-6月，发行人从控模块中高串数模块（大于48串）销量占比为82.41%，2025年7-9月对应销量占比提升至87.91%，高串数模块产品销量占比呈上升趋势。由于高串数模块内部配置较高，相对同类型低串数模块而言，其销售均价更高。随着高串数模块销量占比提高，2025年7-9月从控模块的整体销售均价有所上升。

2025年1-6月，发行人高压箱中二合一高压箱销量占比为27.02%，2025年7-9月对应销量占比提升至39.84%。二合一高压箱将原来两台普通高压箱可实现的功能集成至一台高压箱，具有更高的集成度，内部配置2个主控模块，可以监测管控的电池簇数量增加，装载的核心电气部件性能指标更高，实现产品优化降本，因而二合一高压箱的平均售价较普通高压箱更高，其销量占比的逐步提升有助于高压箱产品整体平均售价的稳定。

### 3、影响产品成本的主要因素

报告期内，发行人产品成本主要为直接材料成本，占比稳定在84%左右，为影响产品成本的主要因素，其次为委外加工费、售后费用等。

报告期各期，发行人主营业务成本按照性质划分的构成情况如下：

单位：万元

成本分类	2025年1-6月	2024年度	2023年度	2022年度
------	-----------	--------	--------	--------

	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
直接材料	33,588.15	84.93%	57,372.77	84.43%	48,492.19	84.80%	20,766.15	84.18%
直接人工	459.94	1.16%	1,230.66	1.81%	879.28	1.54%	466.13	1.89%
制造费用	653.88	1.65%	1,504.78	2.21%	1,024.33	1.79%	378.49	1.53%
委外加工费	2,500.49	6.32%	4,406.34	6.48%	4,189.28	7.33%	1,399.91	5.67%
物流成本	282.89	0.72%	470.37	0.69%	483.72	0.85%	273.88	1.11%
售后费用	2,062.35	5.21%	2,971.05	4.37%	2,118.31	3.70%	1,385.11	5.61%
合计	<b>39,547.71</b>	<b>100.00%</b>	<b>67,955.97</b>	<b>100.00%</b>	<b>57,187.10</b>	<b>100.00%</b>	<b>24,669.67</b>	<b>100.00%</b>

4、发行人部分产品单价存在波动下降的风险，但预计持续大幅下滑的风险较小

(1) 2025 年上半年国内新型储能系统集成商单位总成本在 0.5 元/Wh 附近

目前境内储能系统集成商上市公司主要为海博思创和果下科技，根据公开披露信息，上述公司 2025 年上半年的单位成本情况如下：

2025 年上半年	海博思创	果下科技
营业总成本（万元）	414,017.40 <sup>注1</sup>	68,960.90 <sup>注1</sup>
出货量（GWh）	9.30 <sup>注2</sup>	1.34 <sup>注3</sup>
单位总成本（元/Wh）	0.45	0.52

注 1：包含营业成本和期间费用、税金及附加等；

注 2：海博思创未披露其 2025 年上半年储能系统的销量，该数据为中金公司根据招中标数据估算；

注 3：为保持与营业总成本口径一致，该出货量包含其大型储能、工商业储能和户用储能的出货量，其中大型储能系统出货量占比 85.73%。

由上表数据估算可知，2025 年上半年上述储能系统集成商上市公司的单位总成本均在 0.5 元/Wh 左右。

(2) 下游新型储能系统中标均价处于低位区间，已呈现逐步回升趋势

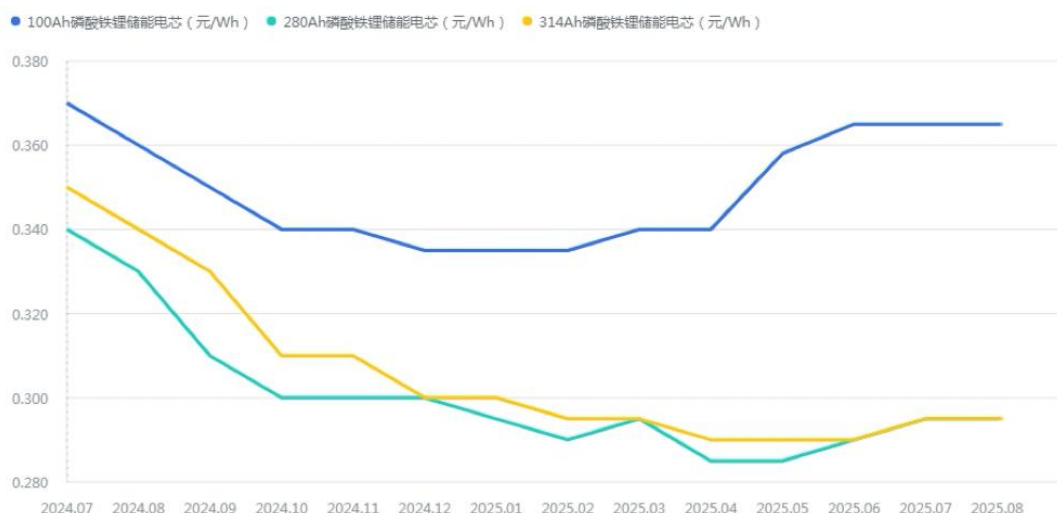
根据 CNESA 统计数据，2025 年 1-9 月国内储能系统市场中标均价情况如下：

项目	1-6 月	7 月	8 月	9 月
国内 2h 新型储能系统中标均价（元/Wh）	0.56	0.47	0.58	0.60

如上表所示，2025 年以来，新型储能系统中标均价基本稳定。同时，2025 年下半年，受到国内储能市场持续增长、美国 OBBBA 法案带来的抢装潮、澳大

利亚户储补贴、欧洲去库存叠加西班牙大规模停电刺激储能订单增加等多重因素影响，全球储能需求维持高景气度，储能电芯出现“一‘芯’难求”的情况，电芯价格相应回升，支撑储能系统整体成本，2025年8月和9月储能系统中标均价有所回升，下游系统集成客户的产品降价压力得到一定程度缓解。

### 2024年下半年以来储能电芯均价走势



数据来源：InfoLink Consulting、时代财经

报告期内，受储能电池价格波动、储能产业链规模提升优化降本等因素影响，国内市场储能系统中标均价已由2022年1.5元/Wh左右降至2025年0.5元/Wh左右，下降幅度较大并且处于相对低位区间，已接近下游主流储能系统集成厂商的产品综合成本0.5元/Wh左右，2025年3季度储能系统中标均价开始有所回升。

随着储能电芯成本支撑增强，以及在国家市场化电价改革、储能高质量发展的产业政策、国家主管部门对“内卷式”竞争的综合整治下，未来储能将从“成本项”转变为潜在的“盈利资产”，储能企业将从“重价格、轻质量”转变为注重产品全生命周期的经济效益，终端业主方或投资方意愿为更好的产品质量和收益模式支付更高的价格，进而向储能产业链上游传导，对BMS、PCS等产品价格起到一定支撑。

(3) 高质量发展趋势下，主动均衡策略 BMS 产品有望逐步成为国内市场主流，叠加境外储能市场需求快速增加，境外销售规模及占比提升，有利于发行人 BMS 产品的价格企稳

在电力交易市场化改革和高质量发展的趋势下，具有更好的电池一致性改善效率、能够延长储能电池系统使用寿命、创造更佳经济效益的主动均衡 BMS 产品有望得到广泛认可和应用，逐步成为国内市场的主流产品。发行人的主动均衡产品具备领先的技术和性能优势，在国外市场已大批量应用，相较于被动均衡 BMS 产品而言，主动均衡相关 BMS 产品售价更高，其销售规模及占比提升，有望对发行人 BMS 产品销售均价构成有力支撑。

此外，伴随下游客户对于境外市场的逐步开拓，发行人产品间接境外销售的规模及占比进一步提升，受境内外市场 BMS 产品类型、技术标准、原料配置差异等因素影响，间接销售境外市场的产品平均售价略高，也有利于发行人 BMS 产品整体销售均价的逐步企稳。

#### **(4) 相关行业协会认为储能系统及 BMS 等产业链上游产品价格有望逐步好转**

根据对相关行业协会的访谈，关于未来价格走势的观点具体如下：

行业协会名称	关于未来价格走势的观点
中国化学与物理电源行业协会 储能应用分会（CESA）	强制配储政策下，电源侧储能为控制成本，会进行不合理减配，导致存在潜在的质量问题； 在国家政策支持下，新型储能行业未来更趋于良性健康发展，不会像前期内卷价格导致各环节产品价格持续非理性下降，相关情况将逐步好转
储能领跑者联盟（EESA）	从系统集成来看，当前的系统价格已经达到阶段性瓶颈，未来随着整个行业向市场化方向发展，市场将愿意为产品质量支付溢价，优质产品和真正有品牌效应的厂商的毛利预计会开始回暖； BMS 的价格未来也会趋于平稳，甚至未来随着新型技术的出现，能够有更高效率拓扑结构的 BMS 产品价格会存在提升的空间

综上所述，发行人部分产品单价存在进一步波动下降的风险，但预计产品价格持续大幅下滑的风险较小。

#### **(5) 发行人针对未来储能 BMS 产品价格进一步下降的主要应对措施**

尽管在政策与市场双轮驱动下，具备核心技术、成熟供应链与品牌优势的储能产业链上下游企业有望通过价值竞争引领市场价格理性回升，但仍不排除未来

受电芯原料价格波动、行业竞争逐步加剧、产业链上下游持续优化降本等因素影响，导致新型储能系统价格下滑并向上游传导，致使公司储能 BMS 产品的销售价格进一步下行的风险。

对此，发行人主要应对措施包括：1) 随着公司业务规模持续扩大，产品规模化生产优势和供应链体系整合优势进一步显现，推动主要产品的物料成本及其他成本持续下降；2) 本次募投项目建成投产后，通过投建自动化产线和降低委外加工占比等方式，提高生产效率，进一步降低产品制造成本；3) 伴随公司业务规模持续扩大，公司内部精细化管理进一步加强，促使期间费用的增速低于营业收入的增速，推动期间费用率逐步合理下降。

通过上述持续降本措施，减缓或抵消未来产品价格进一步下降对毛利率水平的影响，确保公司盈利规模预期稳步增长，盈利能力水平不受重大不利影响。

#### (6) 招股说明书中风险提示完善情况

针对发行人产品单价未来可能存在的进一步下降风险，发行人已在招股说明书“第二节 概览”之“一、重大事项提示”之“（一）特别风险提示”之“4、BMS 产品销售价格进一步下行，导致经营业绩波动的风险”及“第三节 风险因素”之“一、与发行人业务及行业相关的风险”之“（四）BMS 产品销售价格进一步下行，导致经营业绩波动的风险”中补充披露如下：

“报告期内，伴随下游新型储能市场需求快速增长，公司 BMS 相关产品的产销规模持续扩大，但受境内外市场竞争格局变化、储能产业链上下游优化降本诉求、储能电芯价格波动等多因素影响，下游新型储能系统的销售价格大幅下降。根据 CNESA 等统计数据，国内市场 2 小时储能系统中标均价已从 2022 年的 1.50 元/Wh 左右下降至 2025 年 1-6 月的 0.56 元/Wh。受产业链降本向上传导、储能 BMS 行业竞争激烈、市场规模快速提升等因素影响，报告期内公司储能 BMS 相关产品的销售价格也呈现逐步下行趋势，主要产品 2022 年至 2025 年 1-6 月平均售价如下：

单位：元/个

项目	2025 年 1-6 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
从控模块	307.03	315.10	305.99	349.02

项目	2025年1-6月	2024年度	2023年度	2022年度
主控模块	552.31	617.91	746.62	996.54
显控模块	1,844.00	1,939.19	2,184.99	2,437.79
高压箱	5,020.41	4,747.11	4,938.96	5,213.48
汇流柜	22,042.44	28,238.25	31,167.10	29,287.13

如上表数据所示，报告期内公司主要产品平均售价均有所下降，不同产品降价幅度有所区别，与产品型号变化、销售结构、规模化降本程度等因素相关。尽管国内市场储能系统中标均价已处于相对底部空间，并且受储能电芯供应紧张、构网型储能系统项目增加等因素影响，2025年8月和9月2小时储能系统中标均价已有所回升，但仍不排除未来受电芯原料价格波动、行业竞争逐步加剧、产业链上下游持续优化降本等因素影响，导致新型储能系统价格下滑并向上游传导，致使公司储能BMS产品的销售价格进一步下行的风险。此外，叠加储能BMS细分领域竞争加剧、产品及技术迭代更新较快、下游市场空间增速放缓等因素影响，若未来公司储能BMS产品销售价格进一步降幅超过技术创新、工艺优化、规模化生产、加强供应链管控等方式带来的产品成本降幅，或将对公司盈利能力和产品盈利空间造成不利影响，进而导致经营业绩波动甚至下滑的风险。”

(二) 结合历史储能系统投资成本价格变动情况、影响因素及变化情况，分析未来全球储能BMS市场空间计算的合理性，是否高估未来市场空间；结合同行业可比公司产能建设情况、发行人现有产能及募投项目产能、下游客户实际需求等，分析未来行业产能供求关系，是否存在产品价格激烈竞争导致发行人盈利能力大幅下降的风险，如有，请进一步完善相关风险提示。

1、历史储能系统投资成本价格逐年下降，主要系受电芯原材料价格下降、市场规模提升产业链优化降本等因素影响，已逐步企稳回升

#### (1) 历史储能系统投资成本价格变动情况

根据CNESA统计数据，报告期内及期后各月国内储能系统市场中标均价情况如下：

项目	2025年 9月	2025年 8月	2025年 7月	2025年 1-6月	2024年	2023年	2022年
国内2h新型储能系统中标均价 (元/Wh) <sup>注</sup>	0.60	0.58	0.47	0.56	0.63	1.24	1.50

数据来源：CNESA、中国招标投标公共服务平台等

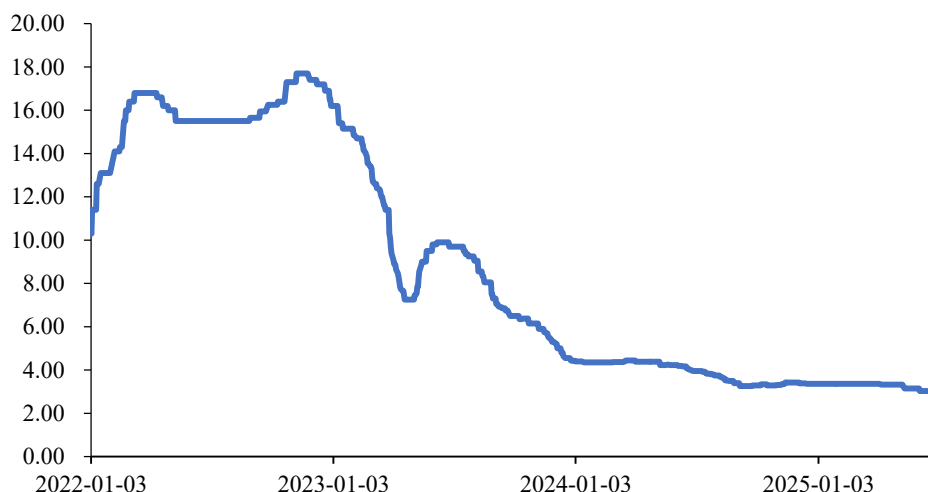
如上表所示，报告期内，国内市场新型储能系统投资成本逐年下降，但 2025 年上半年已处于相对底部空间，2025 年 8 月和 9 月中标均价小幅回升，储能系统中标价格已逐步企稳。

## （2）影响储能系统投资成本价格的主要因素

新型储能系统投资成本主要受锂离子电池电芯价格、市场规模提升产业链优化降本等因素影响。新型储能系统组成主要包括电池组、双向变流器（PCS）、能量管理系统（EMS）、电池管理系统（BMS）及其他电气设备等多个部件；其中，电芯成本占比约为 60%，PCS、EMS、BMS 成本占比分别约为 20%、10%、5%。因此，占比较高的电芯价格对新型储能系统投资成本构成重大影响。

报告期内，受锂盐原料价格大幅波动、磷酸铁锂产能扩张等因素影响，储能电芯原料磷酸铁锂的市场价格震荡波动，于 2022 年末达到价格峰值后持续大幅下滑。2025 年下半年以来，受国内外储能市场需求持续增长影响，国内储能电芯的需求强劲，头部电池企业储能电芯产线已处于满产状态，储能电芯供不应求，带动磷酸铁锂原料及储能电芯价格上涨。

### 报告期内磷酸铁锂（国产）市场价格（万元/吨）



数据来源：wind 资讯

此外，伴随全球市场新型储能装机规模的快速增长，储能产业链各环节规模化成本优势凸显，叠加技术工艺升级、产品方案优化等因素影响，新型储能系统投资成本价格逐步下行。2025 年 8 月和 9 月，伴随储能电芯供应紧张、构网型储能系统项目增加，新型储能系统的中标均价有所回升。

## 2、发行人关于未来全球储能 BMS 市场空间计算相对谨慎，不涉及高估未来市场空间的情形

### (1) 发行人关于未来全球储能 BMS 市场空间的预测情况

发行人对于全球储能 BMS 市场空间的测算核心数据如下：

项目	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
全球新型储能预计新增投运装机容量规模（GWh）（a）	243.09	265.81	339.11	370.82	463.42	506.75
储能系统投资成本假设（b）	500元/kWh，即5亿元/GWh					
储能系统投资规模（亿元、按照每GWh投资5亿元估算）（c=a*b）	1,215.43	1,329.07	1,695.56	1,854.09	2,317.09	2,533.73
BMS占储能系统成本的比例（d）	5%					
储能BMS增量市场空间（亿元、（e=c*d）	60.77	66.45	84.78	92.70	115.85	126.69

注 1：2025 年~2030 年全球新型储能装机功率规模年均 9.35%，系基于假设条件的平均增速；2025 年上半年储能装机规模实际增速及 2025 年全年预计装机规模均高于上表预测的数据；  
注 2：报告期内按照从控模块发货数量和对应的电芯容量配置方案计算的发行人 BMS 产品

发货量对应储能项目装机规模，占全球新型储能新增投运规模的比例为 23.38%，其中 2024 年占比为 24.58%；2025 年上半年发行人发货规模同比增长约 150%，大幅超过 2025 年全球储能装机规模预计增速，预计发行人 2025 年全球市场占有率将进一步提升。因此，上表假定 2025 年至 2030 年发行人储能 BMS 产品全球市占率由 25% 逐步提升至 30% 左右，进而预测发行人各年储能 BMS 业务规模情况。

**(2) 发行人关于全球新型储能预计新增投运装机容量规模的预计与彭博新能源财经基本一致**

根据彭博新能源财经（BloombergNEF）2025 年预测，2025 年全球新增储能装机功率/容量（不含抽水蓄能）将创下 94GW/247GWh 的年度新增纪录，并预计 2035 年年度新增装机功率/容量预计将达到 220GW/972GWh，2025 年-2035 年年新增装机容量规模复合增长率为 14.7%。

假设 2025 年-2030 年年增长率与复合增长率一致，对 2025 年-2030 年的新增装机容量测算并与发行人预测对比如下：

项目		2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	合计
全球新型储能 预计新增投运 装机容量规模 (GWh)	发行人预测	243.09	265.81	339.11	370.82	463.42	506.75	<b>2,189.00</b>
	根据彭博新 能源财经数 据测算	247.00	283.31	324.96	372.72	427.51	490.36	<b>2,145.86</b>

由上表可知，发行人关于 2025 年-2030 年全球新型储能预计新增投运装机容量规模的预测与彭博新能源财经（BloombergNEF）预测基本一致。

**(3) 根据最新国内新能源装机及消纳目标测算，未来储能市场空间显著高于发行人预测**

2025 年 9 月，习近平主席在联合国气候变化峰会上宣布中国到 2035 年风电和太阳能发电总装机容量达到 2020 年的 6 倍以上、力争达到 36 亿千瓦（即 3,600GW）。2025 年 10 月，国家发改委、国家能源局印发《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》，提出：“到 2030 年，协同高效的多层次新能源消纳调控体系基本建立……满足全国每年新增 2 亿千瓦（200GW）以上新能源合理消纳需求……大力推进技术先进、安全高效的新型储能建设，挖掘新能源配建储能调节潜力……。”

结合上述新能源新增装机的发展目标，估算国内市场 2025 年至 2030 年储能市场空间情况如下：

1) 假定 2025 年-2030 年每年新增风电、光伏等新能源项目规模 2 亿千瓦，即 200GW，并按照 15%~20%比例区间配建储能；

2)根据 CESA 统计数据，2025 年上半年电源侧配储装机规模占比约为 27%。考虑到部分新能源项目通过租赁共享储能或独立储能方式满足配储需求，因而假定 2025 年-2030 年电源侧配储占新增储能装机规模的比例为 50%；

3) 根据 CNESA 统计数据，2024 年中国新增投运新型储能规模占全球市场的比例约为 59%。鉴于 2025 年境外储能市场较快发展，谨慎起见，假设 2025 年-2030 年中国新增投运新型储能规模占全球市场的比例为 50%；

根据上述假设条件，测算 2025 年-2030 年新型储能装机规模如下：

项目	新型储能市场规模
<b>2025 年-2030 年新能源装机规模年均增量 (GW, a)</b>	<b>200</b>
新能源项目配储比例区间 (b)	15%~20%
估算新能源项目配储增量年均市场空间 (功率规模、GW, c=a*b)	30~40
假设 2025 年-2030 年电源侧配储占新增储能装机规模的比例 (d)	50%
<b>估算国内市场新型储能年均增量市场空间 (功率规模、GW, e=c/d)</b>	<b>60~80</b>
假设中国市场储能新增装机占全球市场的比例 (f)	50%
<b>估算全球市场新型储能年均增量市场空间 (功率规模、GW, g=d/f)</b>	<b>120~160</b>
<b>估算 2025 年-2030 年全球市场增量空间合计 (功率规模、GW)</b>	<b>720~960</b>
发行人之前测算 2025 年-2030 年全球市场增量空间合计 (功率规模、GW)	<b>615.01</b>

从上表数据可知，按照国内市场最新政策公布的新能源装机及消纳目标、境内外市场储能增长预期等因素测算，2025 年-2030 年全球市场新型储能增量空间约为 720~960GW，较发行人之前预测的 615.01GW 的市场空间更高。

#### (4) 2025 年全球储能市场需求实际增长及发行人业绩均超出预期

根据 CNESA 数据，2025 年 1-10 月国内市场新型储能新增装机规模为 33.89GW/85.16GWh，截至 10 月末处于调试和收尾阶段，以及明确计划于 2025

年末前并网的新增储能项目规模约 7GW-9GW，如年末前并网投运，则预计 2025 年国内新增投运功率规模将达到 42GW-45GW。境外市场方面，根据 CESA 储能应用分会数据库统计，2025 年 1-9 月中国储能新增出海订单/合作总规模达 214.7GWh，同比增长 131.75%，欧洲、澳洲、中东、美国等市场储能需求快速增长。按照中国新增投运新型储能规模占全球市场的比例约 50% 估算，2025 年全球新增投运新型储能预期达到 84.00GW-90GW，CNESA 预计 2025 年全球新型储能新增装机有望达到 97.2GW，均超过发行人前期预测的 81.03GW。

发行人 2025 年 1-9 月经审阅的营业收入为 89,320.38 万元，同比增长 48.71%；归属于母公司所有者的净利润为 9,156.49 万元，同比增长 65.19%。按照发行人从控模块发货数量和对应的电芯容量配置方案计算，2025 年上半年发行人出货量约为 40GWh，同比增长 151.16%，预计 2025 年全年出货量将达到 80~90GWh，同比增长 70%~95%。

#### **(5) 发行人关于储能系统投资成本的假设相对谨慎**

发行人测算全球储能 BMS 市场空间时，采用的储能系统投资成本为 500 元/kWh，系参考 2025 年 1-6 月国内 2 小时新型储能系统中标均价 558.28 元/kWh 并考虑一定的降价空间。2025 年 8 月和 9 月，国内市场新型储能系统中标均价有所上涨，因而发行人关于储能系统投资成本的假设亦相对谨慎。BMS 作为新型储能系统的关键部件，在储能系统中的成本占比为 4%~6%，发行人测算取值 5% 亦相对谨慎合理。

综上所述，发行人对于全球新型储能预计新增投运装机容量规模预测与市场知名机构彭博新能源财经基本一致，并且低于按照最新国内新能源装机及消纳目标、境外市场增速超预期等情况测算的全球市场空间规模，对于储能系统投资成本和 BMS 成本占比相关假设亦谨慎合理，因而发行人对于未来全球储能 BMS 市场空间的计算相对谨慎，不涉及高估未来市场空间的情形。

3、BMS 行业产能供需相对均衡，虽然产品价格竞争较为激烈，对发行人盈利能力构成一定影响，但伴随业务规模持续扩大，发行人经营业绩稳步增长，不存在因价格竞争激烈导致发行人盈利能力大幅下降的风险，发行人已在招股说明书中补充披露相关价格下降风险

#### (1) 同行业可比公司产能建设情况

同行业可比公司中，第三方独立 BMS 企业主要包括协能科技、科工电子、沛城科技、华塑科技等，涉及储能 BMS 业务的系统集成商主要为阳光电源和海博思创，涉及储能 BMS 业务的电芯厂商主要为宁德时代和比亚迪。上述可比公司中，协能科技未上市，无法获取其产能及产能建设相关信息；华塑科技（301157.SZ）、沛城科技（874553.NQ）虽已上市或上市审核过程中，但华塑科技（301157.SZ）BMS 主要应用于后备电源领域，沛城科技（874553.NQ）BMS 主要应用于户用储能和工商业储能，未公开披露大型储能 BMS 领域的产能情况；自产 BMS 业务仅为系统集成商阳光电源和海博思创，电芯厂商宁德时代和比亚迪涉及的业务之一，相关公开披露材料中均未披露储能 BMS 的产能及产能建设相关信息，因而同行业可比公司产能建设情况难以获取。

#### (2) 发行人现有产能及募投项目产能情况

发行人 2024 年 BMS 模块产品（储能 BMS 和动力电池 BMS）的标准产能为 171.43 万个，按照工时折算后的标准产量为 171.52 万个，当前模块产品的产能利用率、产销率均已达到 100%。按照从控模块销售发货量和适配的储能项目电芯型号容量，测算 2024 年发行人模块产品对应的下游储能装机容量规模约为 46.33GWh。

发行人储能电池管理系统智能制造中心建设项目达产后，模块产品的年产能将提升至 458.55 万个（涵盖现有模块产能），较现有标准产能提升约 2.67 倍。该募投项目预计于 2025 年末开始试生产，2026 年进入产能爬坡期，预计实际产能达到预计总产能的 60%比例，2027 年有望实现 100%达产。如按照从控模块产能对应的下游储能装机容量规模折算，扩产后产能对应的储能装机容量规模约为 123.70GWh。

### （3）下游客户实际需求情况

根据对发行人下游主要客户的访谈，其中阿特斯、海辰储能、中车集团、新源智储、中国电气装备集团、国轩高科、晶科能源、果下科技等主要客户预计 2025 年全年出货量均同比增长，且下游主要客户存在明显的未来扩产计划。具体详见本回复问题 1 之“一（一）4、（3）主要客户投产情况、出货量、未来扩产计划”。

此外，根据彭博新能源财经（BloombergNEF）2025 年预测，2025 年全球新增储能装机功率/容量（不含抽水蓄能）将创下 247GWh 的年度新增纪录，并预计 2035 年年度新增装机功率/容量预计将达到 972GWh，2025 年-2035 年年新增装机容量规模复合增长率为 14.7%。全球下游市场需求将长期保持快速增长。

### （4）未来行业产能供求关系分析

如前所述，需求端而言，预计下游储能需求将保持持续快速增长，相应带动 BMS 市场需求持续增长。供给端而言，不同于传统制造业的固定产能瓶颈，储能 BMS 通常受产能的约束较小，主要系因 BMS 行业相关企业通常采用需求/订单驱动、柔性化的生产组织方式，并且部分前端生产环节采用成熟、通用的外协生产模式。

一方面，储能 BMS 主要应用于大型储能电站、工商业储能等项目制场景。此类需求具有明确的项目交付周期，订单呈现“批次化、定制化”特征，而非持续稳定的批量采购，客观上决定了 BMS 生产无需维持连续流水线作业，而是根据销售计划和订单交付节点动态排布生产计划。因此，储能 BMS 的实际生产过程中存在较高弹性，当下游需求较高时，企业可通过多种方式实现产量动态调节：一是产线资源优化，通过优化调整生产工艺，提高单位时间产出效率；二是人力与工时弹性配置，针对订单高峰时段通过增加生产人员、调整班组排班（如由单班制调整为双班制）等方式合理提升产品产量。因此，BMS 的生产资源可根据客户需求动态调用，而非需要持续满负荷运转以摊薄成本的固定产能，其供给弹性高于传统连续化生产行业。

另一方面，储能 BMS 产品前端生产中的标准化、重资产环节（如 SMT 贴

片等)目前仍普遍采用委外加工模式。委外加工环节生产工艺成熟、通用性强,第三方供应商(如专业的 SMT 贴片厂)已形成规模化产能,能够快速响应与匹配 BMS 企业的订单增量需求。目前,市场领先的第三方 BMS 企业布局自建生产基地,迭代开发自动化产线并逐步降低委外加工规模占比,更多是基于成本优化管控、产品质量长期稳定保障等角度,以满足下游市场持续增长的需求。

综上分析,储能 BMS 生产基于订单驱动的非连续化模式,可以通过产线优化、工时调配等多重机制实现产量动态合理调节,产能弹性较大;同时,依托标准化环节的委外加工与核心环节的轻资产扩产,可以合理突破自有资源的产能边界,因而 BMS 行业不存在严格意义上的供过于求或供不应求,主流 BMS 企业通常根据下游客户长短期订单需求而匹配产能,行业产能供需相对平衡。

**(5) 是否存在产品价格激烈竞争导致发行人盈利能力大幅下降的风险,如有,请进一步完善相关风险提示**

#### **1) BMS 产品价格受供求关系影响较小**

如前所述,不同于传统制造业,由于 BMS 的硬件生产依赖于通用的电子制造产能,其供给弹性较高,单一厂商难以通过控制“产能”来影响市场价格。

BMS 的价值核心在于其软硬件一体化的技术解决方案,而非市场统一的标准化产品,不同厂商所生产的产品并非完全相同,在产品性能、质量、稳定性、技术支持、售后服务等方面存在一定差异。因此,其定价主要锚定于技术复杂性与性能指标(如监测精度、算法先进性、可靠性)、知识产权、品牌信誉与客户验证经验、定制化开发与技术服务支持的能力。发行人凭借深厚的技术积累、领先的技术水平、持续的研发投入、可靠的产品性能、稳定的产品质量、规模化的快速交付能力等,取得了良好的市场口碑和较高的客户认可度,已成为下游市场主流客户的 BMS 关键供应商,市场占有率稳步提升,因此下游客户认可发行人一定的产品议价空间,产品价格受供求关系、同行业激烈竞争的影响相对较小。

**2) 预计未来 BMS 产品价格持续大幅下滑的风险较小,以及发行人应对产品价格激烈竞争对盈利能力影响的主要措施**

报告期内,发行人储能 BMS 产品的销售均价呈波动下降趋势,主要系受产

业政策、储能产业发展阶段以及储能系统整体价格下降向 BMS 行业传导等因素影响所致。136 号文出台，标志着储能行业从“政策驱动”向“市场驱动”转变，储能项目的建设运营转为以经济性为核心导向，投资决策更加注重全生命周期收益与技术性能，推动行业竞争焦点从“低价竞争”转向“价值竞争”。这一转变有效抑制非理性价格战，促使企业将资源集中于提升产品性能、系统效率与长期可靠性，为储能系统及上游产业链产品价格的合理回归奠定了制度基础。同时，随着储能作为独立市场主体参与电力市场，其商业模式呈现多元化发展，收益来源由单一的配套服务扩展至电能交易、辅助服务、容量租赁、容量补偿等多重渠道，显著提升了储能项目的经济性与投资吸引力，驱动企业通过技术创新优化系统循环寿命、安全性能与全周期成本，以获取市场竞争优势。

在政策与市场双轮驱动下，储能系统的价格形成机制逐步完善。容量补偿机制、电力现货市场价差套利及辅助服务市场等多层次收益体系增强了项目盈利确定性，使投资方更关注系统全生命周期价值而非仅初始成本，为优质系统提供了价格溢价空间。在此背景下，具备核心技术、成熟供应链与品牌优势的储能产业链上下游企业有望通过价值竞争引领市场价格理性回升。

尽管如此，未来仍不排除未来产品价格竞争激烈，对发行人盈利能力造成潜在不利影响，对此发行人主要应对措施包括：1) 随着公司业务规模持续扩大，产品规模化生产优势和供应链体系整合优势进一步显现，推动主要产品的物料成本及其他成本持续下降；2) 本次募投项目建成投产后，通过投建自动化产线和降低委外加工占比等方式，提高生产效率，进一步降低产品制造成本；3) 伴随公司业务规模持续扩大，公司内部精细化管理进一步加强，促使期间费用的增速低于营业收入的增速，推动期间费用率逐步合理下降；4) 通过上述持续降本措施，减缓或抵消未来产品价格竞争激烈对毛利率水平的影响，确保公司盈利规模预期稳步增长，盈利能力水平不受重大不利影响。

综上分析，预计发行人产品价格持续大幅下降并导致盈利能力大幅下降的风险较小。针对未来产品销售均价进一步下滑的风险，发行人已在招股说明书“第二节 概览”之“一、重大事项提示”之“（一）特别风险提示”之“4、BMS 产品销售价格进一步下行，导致经营业绩波动的风险”及“第三节 风险因素”之

“一、与发行人业务及行业相关的风险”之“(四)BMS 产品销售价格进一步下行，导致经营业绩波动的风险”中补充披露。

(三) 发行人虚拟电厂、能源管理业务开展情况，业务模式、在手订单及收入转化情况，行业业态及同行业竞争对手情况，说明发行人在虚拟电厂、能源管理业务的竞争优势及业务前景，当前市场开拓情况、技术门槛，该业务是否具备成长性。

#### 1、能源管理系一体化集控单元及数据服务业务的一项功能

(1) 一体化集控单元及数据服务业务的开展情况，业务模式、在手订单及收入转化情况

发行人一体化集控单元及数据服务业务集 BMS（电池管理系统）、EMS（能量管理系统）、数据聚合管理功能于一体，通过聚合工商业园区内的用电负荷、储能设备、分布式光伏、充电桩等数据，实现对上述设备的综合协调管理、监控和故障诊断、能源管理、以及数据聚合、数据分析、数据预测等功能。

一体化集控单元业务主要通过销售一体化集控单元硬件产品（含嵌入式本地能量管理系统软件）实现业务收入，数据服务业务是发行人为工商业储能系统集成商/投资人便于对多个站点的运营管理，单独开发了具备远程运营、运维管理等功能的数据服务软件，主要通过向客户进行软件授权方式取得收入，按照授权期限收取使用费。

发行人一体化集控单元及数据服务业务 2022 年尚处于市场开拓初期，尚未实现销售收入；2023 年及 2024 年分别实现销售收入 585.66 万元和 2,993.61 万元，2024 年收入同比增长 411.15%。2025 年 1-6 月，发行人一体化集控单元及数据服务业务新签订订单金额为 1,596.75 万元。

#### (2) 行业业态及同行业竞争对手情况

现阶段集控系统的主要参与方包括以阳光电源等为代表的综合性厂商和以发行人为代表的第三方厂商，具体如下：

主要竞争对手		优劣势
综合性厂商	阳光电源、国电南瑞科技股份有限公司（600406.SH）等	作为储能系统集成综合性厂商，具有包括工商业储能一体化集控单元在内的储能系统全栈自研能力。但其产品通常不单独对外销售，按标准化产品设计
第三方厂商	第三方储能 EMS 企业，如烟台开发区德联软件有限责任公司等	依托传统电力行业软件的开发基础，在源网侧大储领域具有整合能力。但产品对于工商储领域的适配不足
	第三方数据服务企业，如杭州轻舟科技有限公司等	更偏向于物联网平台与软件解决方案提供商，其核心竞争力在于通过其云平台、数据中台和算法，为储能系统或其他电力设备提供数据接入、监控、分析和运维管理。但自身不生产核心 BMS 和 EMS 硬件，需要集成第三方设备
	发行人：同时具备硬件技术优势和软件服务的综合解决方案商	深度融合集控系统和数据服务软件，并基于 BMS 领域的技术优势、客户和数据基础，为电网和用户提供安全、可靠、稳定、经济的综合性解决方案；但需通过系统集成商建立终端工商业园区用户关系

### （3）竞争优势及业务前景，当前市场开拓情况、技术门槛，该业务是否具备成长性

#### 1) 竞争优势

发行人一体化集控单元及数据服务业务的主要竞争优势如下：

竞争优势	具体内容
软硬件一体化解决方案	面对当前复杂且要求严苛的工商业储能与园区微电网市场，发行人可提供安全、可靠以及提升储能全生命周期经济效益的软硬件综合解决方案
完整的数据价值深度挖掘能力	可实现对多种能源数据的聚合，并通过进一步数据分析、数据预测等，为电网和用户提供安全、可靠、稳定、经济的运维与运营服务
市场品牌优势	发行人在储能 BMS 领域具有较高的市场知名度和品牌认可度，为推广基于工商业储能和微网园区一体化集控和数据服务相关产品和服务提供了品牌支撑和用户基础
软件设计优势	通过低代码或零代码，支持用户通过参数配置，满足场景功能；通过故障自愈和远程桌面功能，无需现场运维，提高系统运行效率的同时，降低客户运维成本

#### 2) 业务前景

2025 年相关主管部门陆续发布《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》

《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》等产业政策支持零碳园区、分布式储能等通过聚合模式参与电力市场。同时，2025 年以来，湖南、陕西、河北、浙江等多省密集出台分时电价优化政策，工商业储能市场环境重塑、收益空间提升。

受益于产业政策支持，近年来工商业储能保持强劲增长趋势。根据 CESA 数据，2024 年国内工商业储能投运规模达到 3.74GW/8.2GWh，同比增速 72%（装机能量口径）；2025 年前三季度，国内新型储能用户侧新增总规模为 3.04GW/7.25GWh，同比增长 93.3%/93.11%。

### 3) 当前市场开拓情况

发行人于 2021 年启动“BMS+数据服务”业务布局，经过三年多的研发投入与市场推广，一体化集控单元产品及数据服务已广泛应用于多个工商业储能和微电网管理项目，截至 2025 年 9 月末汇聚接入的微网站点数量超过 3,000 余个，主要客户包括麦田能源股份有限公司、宁德时代、赣锋锂电（东莞）科技有限公司、晶科能源等。

### 4) 技术门槛

一体化集控单元及数据服务业务的主要技术门槛如下：

竞争优势	具体内容
多学科技术门槛	企业需要具备对电力电子的硬件可靠性、软件算法的智能性以及电网业务的深刻理解，具备将三者深度融合在一个高度集成、开放且安全的一体化集控单元产品之中
与储能系统整体及 BMS 的协同性技术门槛	工商业储能系统 BMS 和集控系统的交互更为密切，同时 BMS 与集控系统在硬件和软件上的融合可减少系统集成商的硬件采购成本和数量，降低系统的复杂性，提高系统整体优势
用户体验的设计门槛	工商业储能无现场值守和运维人员，一般需要具备即插即用的能力，要求本地能量管理系统和一体化集控单元具有高度的软件可定义和可维护的能力

### 5) 该业务具备成长性

根据 EESA 预测，预计 2025 年国内工商业储能装机有望达到 12.5GWh，较 2024 年 8.2GWh 增长 52%左右。2023 年和 2024 年，发行人一体化集控单元及数据服务分别实现销售收入 585.66 万元和 2,993.61 万元，2024 年收入同比增长

411.15%；2025年1-9月发行人一体化集控单元及数据服务新签订订单2,170.40万元，预计2025年全年收入有望实现进一步增长。

## 2、虚拟电厂业务

### (1) 虚拟电厂的开展情况，业务模式、在手订单及收入转化情况

发行人虚拟电厂业务是基于一体化集控单元及数据服务业务的衍生业务。截至2025年9月30日，发行人已获得浙江省、江苏省域虚拟电厂运营资质，以及江苏和广东地区的售电资质；目前正在推进山东、深圳、河南、河北、安徽等省的虚拟电厂注册和申请工作。2025年发行人累计参与了十余次浙江省电力交易中心发布的虚拟电厂市场化电能量响应交易活动，累计响应功率近200MW。由于发行人虚拟电厂业务尚处于初期阶段，报告期内，发行人该业务仅有零星收入，截至报告期末暂无大额在手订单。

虚拟电厂的业务模式包括提供SaaS服务和私有化部署两类：1) SaaS服务模式，即发行人与客户签署代理服务协议，由发行人代理客户进行市场化交易响应，通过获得电力交易收益后双方进行分配；2) 私有化部署，即为特定用户进行软件的私有化部署，部署后由用户自行根据资源和市场需求情况，发行人通过私有化部署软件获得一定收益，并根据每年的运维支持获得收益。

### (2) 行业业态及同行业竞争对手情况

虚拟电厂外部环境的发展演变，短期内迅速吸引了能源央国企、第三方聚合商、新能源企业、传统售电公司等多方主体积极布局。行业主要竞争对手及优劣势情况如下：

主要竞争对手	优劣势
各地综合能源服务公司和“五大六小”能源集团	央国企能源集团具有发电资源优势，在售电加虚拟电厂细分领域有一定优势，同样面对分散的分布式资源，整合的运营的成本不占优势
东方电子股份有限公司等传统的电力行业软件企业	在虚拟电厂软件开发中具有一定优势，但虚拟电厂面对的是分散式零星资源，其在聚合开发方面的成本较高、周期较长
北京清能互联科技有限公司等在售电和电力市场交易领域的新兴软件企业	具有一定的电力市场售电经验，依托售电用户资源，开展虚拟电厂业务具有一定的用户基础，但在系统整合能力上短板明显

主要竞争对手	优劣势
发行人	具有“硬件+软件+数据+服务”完整的服务能力，在储能 BMS 领域具备庞大的用户基础，可快速、低成本地聚合用户分布式资源，但缺乏电力市场交易经验

(3) 竞争优势及业务前景，当前市场开拓情况、技术门槛，该业务是否具备成长性

### 1) 竞争优势

发行人虚拟电厂业务的主要竞争优势如下：

竞争优势	具体内容
储能底层数据优势	BMS 作为储能电站运行的底层数据采集终端，造就了发行人具有强大的储能数据基础优势，基于底层数据资源优势，发行人形成了“数据聚合-预测-诊断-交易-结算”的工商业储能服务体系
虚拟电厂软件架构灵活优势	软件系统基于开放架构设计，支持资源接入、调度算法和市场准入三个维度的能力共享，设计灵活，用户可方便采用 SaaS 方式租用、资源/功能共享或自主私有化部署等模式快速具备虚拟电厂市场主体能力

### 2) 业务前景

2025 年以来，国家发改委与国家能源局连续发布了一系列重要文件，有力推动了我国电力市场的建设进程，同时也为虚拟电厂的发展提供了更广阔的空间。其中，《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》提出到 2027 年全国虚拟电厂调节能力达到 2,000 万千瓦以上，到 2030 年调节能力达到 5,000 万千瓦以上，为后续虚拟电厂常态化可盈利运行、商业模式成熟奠定基石。

### 3) 技术门槛

虚拟电厂业务的主要技术门槛如下：

竞争优势	具体内容
研发和技术门槛	在技术研发方面，需要具备强大的研发能力和技术积累，如大数据、人工智能、物联网等技术的应用。在数据安全与合规性方面，需要保障能源数据的安全和合规，满足相关政策和法规的要求
资源聚合技术门槛	虚拟电厂需要兼容 Modbus、IEC 104 等多类型的差异化工业协议，实现多品牌设备统一建模和接入

竞争优势	具体内容
规模效应与生态壁垒	虚拟电厂业务需聚合至少上千户以上用户以形成足够的调节能力才能满足电网辅助服务的基本要求，运营方需投入较高的软件开发、资源聚合接入服务等费用，同时需要较长时间积累市场用户

#### 4) 市场开拓情况

发行人虚拟电厂业务尚处于市场开拓初期阶段。截至本回复报告出具日，发行人已在浙江、江苏等地获得虚拟电厂运营资质，成功整合并接入超 2GWh 的分布式储能电量。同时，发行人正在开拓上海、安徽、河南、广东、山东、河北、深圳等区域的业务，以服务更多的用户。

#### 5) 该业务是否具备成长性

现阶段，国家电网和南方电网范围内电力现货市场、辅助服务市场仍处于试点和建设期，虚拟电厂最主要的盈利渠道（参与调峰、电能量、备用等市场交易）尚未通畅，目前开展市场化响应等交易品种的省份较少，仅浙江和山东部分省份开展了试点；同时由于工业园区分布式资源接入虚拟电厂手续繁琐、预期收益不高等因素，园区用户的积极性不高，进一步影响了虚拟电厂的快速发展。

但基于国家政策的支持，预计我国虚拟电厂将快速发展，市场空间广阔、成长性较高。由于国内虚拟电厂市场尚处于起步阶段，未来发展存在一定的不确定性，发行人已在招股说明书“第三节 风险因素”之“一、与发行人业务及行业相关的风险”之“（十五）虚拟电厂业务未来发展存在一定不确定性的风险”中补充披露如下：

**“公司正在基于储能 BMS 和数据服务业务的市场、软件硬件及数据基础，积极开展虚拟电厂业务，并已获得浙江省、江苏省域虚拟电厂运营资质、江苏和广东地区的售电资质。虚拟电厂是电力行业发展的新趋势，为电力供应和能源结构的优化带来新机遇，但同时虚拟电厂行业仍属新兴行业，行业发展初期的市场竞争通常较为激烈，并且公司虚拟电厂业务尚处于市场开拓初期，未来发展存在一定的不确定性。若行业未来发展情况、发行人市场开拓或电力市场化进程不达预期，将会对发行人未来经营业绩产生较大不利影响。”**

(四) 结合发行人市场占有率及竞争对手市场份额情况，披露发行人在储能 BMS 市场是否具有市场支配地位，是否存在滥用市场地位、达成或实施垄断协议行为的问题。

### 1、发行人市场占有率及竞争对手市场份额情况

#### (1) 发行人市场占有率情况

根据 EESA 统计数据，2022 年、2023 年和 2024 年全球新型储能新增投运规模分别为 43.9GWh、103.5GWh 和 188.5GWh，合计为 335.9GWh。按照发行人从控模块发货数量和对应的电芯容量配置方案计算，发行人报告期内全球市场 BMS 产品出货量对应的储能项目装机规模为 78.53GWh，占全球新型储能新增投运规模的比例为 23.38%（78.53GWh/335.9GWh）。

如不考虑 BMS 产品发货与对应下游储能项目投运的时间差异影响，报告期各期发行人 BMS 产品对应的储能项目装机规模占全球新型储能新增投运规模的比例计算如下：

单位：GWh

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
发行人境内外市场从控模块出货量对应的能量规模	46.33	24.38	7.82
全球新型储能新增投运规模	188.5	103.5	43.9
发行人全球市场占有率	24.58%	23.55%	17.81%

综上分析，报告期内，发行人全球市场占有率伴随业务规模增长而逐年稳步提升，发行人报告期累计 BMS 出货量全球市场占有率约为 23% 左右。

#### (2) 竞争对手市场份额情况

根据公开资料查询，储能 BMS 细分领域尚无专项统计国内相关企业出货量及市场份额的情况。按照企业类型划分，储能 BMS 企业可归为第三方专业 BMS 企业、系统集成商和电池企业三类，其中：第三方专业 BMS 企业除发行人外，同行业竞争对手包括协能科技、科工电子、沛城科技等；系统集成厂商以阳光电源、海博思创为主；电池企业以宁德时代、比亚迪为主。

从市场格局来看，第三方专业 BMS 厂商目前占据市场主导地位，持续保持 50% 以上的市场份额；根据 EESA 统计，2024 年第三方 BMS 企业已占据 60% 以上的市场份额，较 2023 年市场份额同比增长约 10%。此外，根据中国电力企业联合会和国家电化学储能电站安全监测信息平台统计数据，截至 2025 年 6 月，国内已投运电站装机占比前五位的 BMS 厂商包括高特电子、协能科技、海博思创、比亚迪、阳光电源，容量占比合计 55.60%。

综合上述信息可知，发行人按照 BMS 产品出货量对应的储能项目装机规模占比测算的全球市场占有率约为 23%，如果按照第三方 BMS 企业合计 60% 左右的市场份额估算，发行人在第三方 BMS 企业中的市场占有率不到 40%，并未达到《反垄断法》规定的市场份额达到二分之一，可以推定经营者具有市场支配地位的条件。除发行人外，国内市场排名靠前的竞争对手包括协能科技、海博思创、比亚迪、阳光电源等，市场格局分布相对分散，并不涉及单家企业占据市场绝对垄断地位的情况。

## 2、发行人在储能 BMS 市场不具有市场支配地位情况

根据《反垄断法》和《国务院反垄断委员会关于相关市场界定的指南》等相关规则，认定发行人相关市场主要基于发行人的产品范围、地域范围，并通过替代性分析进行确定。多数储能项目中，第三方 BMS 与电池厂/集成商自供 BMS 具有实质替代性；且包括发行人在内的头部厂商具备全国范围的稳定供货与服务能力，销售客户区域范围为全国。因此，发行人相关市场界定为全国的储能 BMS 市场。

《反垄断法》第二十二条规定：“本法所称市场支配地位，是指经营者在相关市场内具有能够控制商品价格、数量或者其他交易条件，或者能够阻碍、影响其他经营者进入相关市场能力的市场地位。”

第二十三条规定：“认定经营者具有市场支配地位，应当依据下列因素：（一）该经营者在相关市场的市场份额，以及相关市场的竞争状况；（二）该经营者控制销售市场或者原材料采购市场的能力；（三）该经营者的财力和技术条件；（四）其他经营者对该经营者在交易上的依赖程度；（五）其他经营者进入相关市场的

难易程度；（六）与认定该经营者市场支配地位有关的其他因素。”

第二十四条规定：“有下列情形之一的，可以推定经营者具有市场支配地位：

（一）一个经营者在相关市场的市场份额达到二分之一的……被推定具有市场支配地位的经营者，有证据证明不具有市场支配地位的，不应当认定其具有市场支配地位。”

因此，根据上述规定，判断经营者是否具有市场支配地位，除应根据市场份额占比情况推定经营者是否具有市场支配地位外，还要结合经营者对销售和原材料采购市场的控制能力、财力和技术条件、被依赖程度、其他经营者进入相关市场的难易程度等因素，综合认定经营者是否具有市场支配地位。

根据《反垄断法》第二十三条、第二十四条关于认定经营者具有市场支配地位应当依据的因素的相关规定，发行人在储能 BMS 领域并不具有《反垄断法》规定的市场支配地位，主要原因如下：

（1）从市场份额角度，第三方储能 BMS 企业包括发行人和协能科技、科工电子、沛城科技、华塑科技等多家竞争对手，尽管目前第三方专业 BMS 企业共同占据储能 BMS 领域 60% 左右的市场份额，但包括发行人在内的单一第三方专业 BMS 企业的市场份额均未超过 50%，并且发行人和同行业竞争对手不存在合作行为，因而发行人作为领先的第三方专业 BMS 企业，其市场份额未达到《反垄断法》规定的“（一）一个经营者在相关市场的市场份额达到二分之一”的情形，不具备市场支配地位；

（2）从市场竞争状况看，发行人储能 BMS 在中国市场竞争对手较多，市场竞争较为充分，竞争对手不存在依赖发行人技术的情况，发行人不具有排除、限制市场竞争的能力；

（3）从经营者控制销售市场或者原材料采购市场的能力看，发行人储能 BMS 下游主要客户为阿特斯、晶科能源、海辰储能、中车集团、亿纬锂能等知名企业，客户具有独立的采购流程，并通过比对发行人和其他经营者的报价、产品质量等因素选择合作方进入其供应商体系。经访谈，报告期内阿特斯、海辰储能等客户也向协能科技、科工电子等竞争对手采购储能 BMS 产品，发行人不能

单方决定销售合同的价格、服务内容、合同期限或者其他交易条件，发行人无法控制销售渠道；而且储能 BMS 产品的原材料种类复杂，多达数千种，主要包括 MOS 管、二极管、连接器、变压器等分立器件，电池采集芯片、主动均衡芯片、单片机等 IC 芯片，相关原材料市场供应充足、竞争充分，供应商不存在依赖发行人的情形，发行人不具有控制上述采购市场的能力；

（4）从交易相对人对经营者的依赖程度看，根据对发行人主要客户访谈，发行人的相关客户系根据价格、质量、服务等因素在市场上自主选择相关产品供应商；且确定供应商的方式包括框架采购、商务洽谈、公开招投标等多种方式，发行人的储能 BMS 产品可由其他经营者提供的同种类产品替代，交易相对人在采购相关产品时具有选择权，不会对发行人存在交易依赖；

（5）从其他经营者进入市场的难易程度看，储能 BMS 产品不涉及行业特殊资质，业务资质准入门槛相对低、审批条件限制相对少。

综上分析，储能 BMS 行业竞争对手较多，市场竞争较为充分，竞争对手也不存在依赖发行人技术的情况，发行人不具备控制销售市场或者原材料采购市场的能力等，发行人在第三方专业 BMS 企业中的市场份额亦未达到 50%，因而对储能 BMS 产品领域不具有《反垄断法》规定的市场支配地位。

### 3、发行人不存在滥用市场地位、达成或实施垄断协议行为的问题

《反垄断法》第三条规定：“本法规定的垄断行为包括：（一）经营者达成垄断协议；（二）经营者滥用市场支配地位；（三）具有或者可能具有排除、限制竞争效果的经营者集中。”

截至本回复报告出具之日，发行人在储能 BMS 市场并不具有《反垄断法》所规定的市场支配地位，并不能控制商品价格、数量或者其他交易条件，也不具有阻碍、影响其他经营者进入相关市场能力，不存在与竞争对手合作的情形，包括但不限于签署垄断协议或发生采购、销售等交易行为。发行人报告期内不存在《反垄断法》第二十二条规定的滥用市场支配地位的行为，也未与其他经营者或交易相对人达成垄断协议、或实施具有或者可能具有排除、限制竞争效果的经营者集中的行为。因此，发行人不存在滥用市场支配地位等垄断行为。

## 二、中介机构核查情况

### （一）核查程序

针对上述事项，保荐人、发行人律师及申报会计师履行的核查程序主要包括：

（1）取得 2024 年至 2025 年 9 月国内市场储能系统中标均价、发行人报告期内销售收入明细、期后新增订单明细、成本结构、海博思创和果下科技单位总成本、储能电芯均价等数据，对行业协会进行访谈，分析发行人产品未来变动趋势；

（2）取得报告期及期后储能电芯主要原材料磷酸铁锂的市场价格、境内外储能系统投资成本、第三方专业机构对未来装机的预测等数据，分析 BMS 市场空间的计算合理性；对发行人主要下游客户进行访谈，了解 2025 年预计出货量、未来扩产计划，并结合行业供给模式分析是否存在激烈竞争导致的盈利能力下降风险；

（3）对发行人数据服务事业部总经理进行访谈，了解发行人虚拟电厂、能源管理业务的开展情况、业务模式、在手订单及收入情况，行业业态、同行业竞争对手及技术门槛，发行人竞争优势及业务前景；取得相关行业政策、市场研究报告，分析发行人虚拟电厂、能源管理业务的成长性；

（4）取得报告期内发行人发货量数据，计算发行人产销率、市场占有率；查阅市场垄断相关法律法规、第三方报告中关于市场主要参与者和市场竞争格局情况等资料，对发行人主要客户进行访谈，了解其采购模式，分析发行人是否具备市场支配地位，是否存在滥用市场地位、达成或实施垄断协议等行为。

### （二）核查意见

经核查，保荐人、发行人律师及申报会计师认为：

（1）国内新型储能系统中标均价于 2025 年 8 月和 9 月有所回升，下游客户降价压力缓解，且储能高质量发展下价格更高的主动均衡策略 BMS 产品有望逐步成为国内市场主流，叠加发行人境外销售（含直接和间接）占比提高，有利于发行人产品价格企稳。未来发行人部分产品单价存在波动下降的风险，但预计持

续大幅下滑的风险较小，发行人已在招股说明书中完善相关风险提示；

(2) 发行人对于未来全球储能 BMS 市场空间的计算相对谨慎，不涉及高估未来市场空间的情形；BMS 行业产能供需相对均衡，不存在产品价格激烈竞争导致发行人盈利能力大幅下降的风险，发行人已在招股说明书中补充披露相关价格下降风险；

(3) 能源管理系一体化集控单元及数据服务业务的一项功能，发行人具有软硬件一体化解决方案、品牌优势和数据挖掘等优势，伴随着国内工商业储能市场规模的大幅扩大，有望持续增长；截至 2025 年 9 月 30 日，发行人虚拟电厂业务已获得浙江省、江苏省域虚拟电厂运营资质，以及江苏和广东地区的售电资质；发行人拥有储能系统底层数据优势、软件架构灵活优势和业务协同优势，但由于发行人该业务尚处于开拓初期，未来发展存在一定的不确定性，发行人已在招股说明书中完善相关风险提示；

(4) 发行人国内市场份额未超过 50%，且不存在与竞争对手合作的情形，在储能 BMS 市场不具有市场支配地位，不存在滥用市场地位、达成或实施垄断协议行为。

### 问题 3.关于主要客户及收入

申报材料及首轮问询回复显示：

发行人称，受下游行业和政策影响，预计未来储能装机应用于电网侧占比将进一步上升，应用于电源侧占比将进一步下降。但 2015 年 1-6 月新增订单中来源于电源侧的收入占比由 2024 年的 17.19%上升至 28.56%。

请发行人披露：

2025 年 1-6 月发行人新增订单中来源于境内外市场（包括直接、间接出口）销售订单结构构成，应用于电源侧的收入占比提高的原因、对应的主要客户情况，与下游行业整体变动趋势是否一致。

请保荐人、申报会计师发表明确意见。

回复：

#### 一、发行人披露

（一）2025 年 1-6 月发行人新增订单中来源于境内外市场（包括直接、间接出口）销售订单结构构成，应用于电源侧的收入占比提高的原因、对应的主要客户情况，与下游行业整体变动趋势是否一致。

发行人 2025 年 1-6 月新增订单来源于电源侧的收入占比提升主要系受发行人间接境外销售占比提升，以及 2025 年 1-6 月境外市场的电源侧占比有所提高影响。136 号文政策取消强制配储主要影响境内市场储能下游应用领域，境外市场的储能应用领域不涉及类似政策的影响，境外市场电源侧、电网侧等应用领域比例变动不会对发行人业务造成影响。

2024 年和 2025 年 1-6 月、7-11 月，发行人主营业务收入/新增订单中储能产品（含储能 BMS 相关产品及一体化集控单元及数据服务）来源于境内外市场（包括直接、间接出口）的应用领域构成如下：

单位：万元

应用类型	2025年7-11月 (新增订单口径)		2025年1-6月 (新增订单口径)		2025年1-6月 (主营业务收入口径)		2024年度 (主营业务收入口径)	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
境内	35,424.85	61.34%	30,430.98	49.70%	23,879.32	48.83%	53,592.82	60.33%
电网侧	20,858.88	58.88%	16,260.59	53.43%	13,503.74	56.55%	23,670.30	44.17%
电源侧	5,382.07	15.19%	6,925.63	22.76%	4,074.04	17.06%	12,385.71	23.11%
用户侧	8,170.26	23.06%	6,819.67	22.41%	6,148.31	25.75%	16,926.09	31.58%
其他	1,013.64	2.86%	425.10	1.40%	153.23	0.64%	610.71	1.14%
境外 (包括直接、 间接出口)	22,324.16	38.66%	30,803.59	50.30%	25,022.54	51.17%	35,245.98	39.67%
电网侧	11,592.68	51.93%	17,327.53	56.25%	16,016.04	64.01%	28,780.85	81.66%
电源侧	6,852.34	30.69%	10,564.09	34.30%	6,426.14	25.68%	2,884.06	8.18%
用户侧	3,851.15	17.25%	2,884.35	9.36%	2,569.23	10.27%	3,448.86	9.79%
其他	27.99	0.13%	27.62	0.09%	11.13	0.04%	132.22	0.38%
总计	57,749.00	100.00%	61,234.57	100.00%	48,901.86	100.00%	88,838.80	100.00%

由上表可知，相较于2024年，2025年1-6月和7-11月，境内市场新增订单/主营业务收入中应用于电源侧的收入占比有所下降，与下游行业整体变动趋势基本一致；而境外市场新增订单中应用于电源侧的收入占比有所提高，主要系因2024年发行人产品境外应用终端市场以美国为主，美国市场电网侧储能项目占比较高，而2025年上半年随着发行人及下游客户在其他非美境外市场的开拓，境外项目终端分布区域更为广泛，提高了整体电源侧订单的比例。

根据CNESA、CESA储能应用分会等统计数据，报告期内国内市场新型储能装机按照应用领域占比情况如下：

项目	2025年1-6月	2024年度	2023年度	2022年度
电网侧 (主要为独立储能，含共享 储能)	65%	61%	56%	45%
电源侧 (主要为新能源配建储能)	27%	32%	41%	48%
用户侧	8%	7%	3%	7%

项目	2025年1-6月	2024年度	2023年度	2022年度
合计	100%	100%	100%	100%

注：2022年-2024年数据来源于 CNESA，2025年上半年数据来自 CESA 储能应用分会。

2025年1-6月，发行人境内市场应用于电源侧的新增订单对应的主要客户包括易事特储能科技有限公司、新源智储能源工程技术（北京）有限公司、厦门海辰储能科技股份有限公司、山东电工时代能源科技有限公司和常州金风储能科技有限公司等系统集成商，上述客户电源侧储能项目相对较多。

## 二、中介机构核查情况

### （一）核查程序

针对上述事项，保荐人及申报会计师履行的核查程序主要包括：

（1）取得发行人2024年及2025年1-6月收入明细、2025年1-11月新增订单境内外分类明细、境内订单的源网侧分类明细，分析境内市场订单电源侧收入变动趋势；

（2）查阅储能行业相关发展白皮书，分析发行人境内电源侧订单占比变动与行业情况是否一致。

### （二）核查意见

经核查，保荐人及申报会计师认为：

发行人2025年1-6月境内市场新增订单中应用于电源侧的收入占比有所下降，与境内下游行业整体变动趋势一致。

#### 问题 4.关于收入确认

申报材料及首轮问询回复显示：

(1) 发行人境内销售收入主要以签收方式确认收入，部分以验收法确认收入，部分客户验收周期较长，且发出商品逐年下降。

(2) 报告期各期，发行人主营业务收入在下半年确认的收入占比较高，主要受央国企、大型集团客户预算采购制度特征及验收型收入确认周期影响，但随着新增装机规模增长及国家电力市场化改革，收入季节性有所淡化。

请发行人披露：

(1) 报告期各期验收确认收入平均执行周期、主要合同执行周期情况，合同执行周期及验收周期是否明显拉长。除许继电科外，是否存在其他验收周期明显偏离均值、与合同约定验收时间不符或涉及跨年验收的订单情况，收入确认时点准确性及确认依据充分性，是否存在利用发出商品调节收入确认的情形。

(2) 区分不同收入确认方式、不同性质客户，分析下游储能行业新增装机规模增长及国家电力市场化改革淡化发行人收入季节性的影响路径，及未来变动趋势，宏观政策变动后发行人季节性特征仍强于与同行业可比公司的原因、合理性。

请保荐人、申报会计师发表明确意见。

回复：

## 一、发行人披露

(一) 报告期各期验收确认收入平均执行周期、主要合同执行周期情况，合同执行周期及验收周期是否明显拉长。除许继电科外，是否存在其他验收周期明显偏离均值、与合同约定验收时间不符或涉及跨年验收的订单情况，收入确认时点准确性及确认依据充分性，是否存在利用发出商品调节收入确认的情形。

1、报告期各期验收确认收入平均执行周期、主要合同执行周期情况，合同执行周期及验收周期是否明显拉长。

### (1) 合同执行周期分布情况概述

报告期内，发行人营业收入主要以签收确认收入及验收确认收入为主。对于公司主要合同的执行周期，不论收入确认方式为签收确认或验收确认，相关合同从客户订单下达至发行人将产品发送至客户指定地的执行周期在收入确认类型上并无明显区别。针对以验收确认收入的合同，主要系公司部分客户对产品交付要求不同，在合同条款中明确设置了安装调试且进行验收的条款，并在安装调试后出具验收单，发行人基于合同条款约定以取得客户验收单时确认收入。

因此，针对报告期内发行人主要合同的执行周期分析，主要可区分为：1) 针对报告期各期主要合同中从客户/或订单下达至发行人将产品发送至客户指定地进行签收作为执行周期进行分析；以及 2) 针对发行人报告期各期以验收确认收入的主要合同，聚焦于自发行人将产品发送至客户指定地进行签收后至客户向发行人出具验收单的时间的执行周期进行重点分析。

### (2) 主要合同执行周期情况

报告期内，经汇总统计发行人前五大单体客户及最大单一直接境外客户 KPM 超过 100 万元合同的执行情况，其对应的合同平均执行周期（从订单下达经生产、物流至发行人将产品发送至客户指定地进行签收的周期）情况具体如下：

单位：天

客户类型	2025 年 1-6 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
境内主要客户	40	60	42	40

客户类型	2025年1-6月	2024年度	2023年度	2022年度
境外主要客户-KPM	530	274	296	90

注 1：上表中 2023 年境内主要客户执行周期已剔除国网江苏公司“南京江北梯次储能电站项目”影响，具体情况见下文分析；

注 2：报告期内，KPM 为发行人境外直接客户中最大的单一客户，对 KPM 的销售收入占发行人直接境外收入比例分别为 96.02%、80.77%、82.60%、83.61%，其他直接境外客户的收入规模较小。

针对境内主要客户，报告期内境内主要客户主要合同的平均执行周期存在一定的波动，剔除个别特殊项目影响后签收型合同执行周期总体稳定，不涉及明显拉长的情况。

2023 年度，发行人主要合同的平均执行周期剔除国网江苏综合能源服务有限公司（以下简称“国网江苏公司”）合同影响后为 42 天，与 2022 年度执行周期 40 天基本持平。国网江苏公司从订单下达到开始生产的天数较长，主要系其与发行人于 2019 年签署的合同存在合同方案变更，导致合同实际执行情况有所拉长。2019 年 8 月，国网江苏公司就“南京江北梯次储能电站项目”与发行人签订采购合同，发行人组织开展采购、生产及交付活动。2021 年 6 月，国家能源局发布《新型储能项目管理规范（暂行）》（征求意见稿），规定原则上不得新建大型动力电池梯次利用储能项目。基于该文件的指导精神，国网江苏公司暂停该项目的实施，考虑到发行人已为该项目投入相应成本，国网江苏公司与发行人友好协商，共同探索寻求其他合作方式。2022 年，双方就前述采购协议签署变更协议，变更后继续进行合作。基于上述过程影响，发行人与国网江苏公司之间合同执行周期较长，具备特殊背景及合理性。

2024 年，发行人主要合同的平均执行周期为 60 天，相对较长，主要受荆门亿纬新能源系统有限公司汇流柜产品合同执行周期较长所致。若剔除相关合同影响，当年平均执行周期为 47 天，相比 2023 年不存在重大异常变动。一般而言，客户与发行人签订合同后，发行人按照正常排产计划组织生产或向委外加工厂下达委外订单，但因客户要求汇流柜产品延后交付导致交付周期较为宽松，因此后续发行人在客户明确提货时间后及时安排正式生产，使得计算的生产天数较长，不存在实际生产天数异常的情形。

针对境外主要客户 KPM 而言，其具体分阶段周期分布情况如下：

单位：天

类别	2025年1-6月	2024年度	2023年度	2022年度
从订单下达至开始生产	509	231	261	36
生产周期（从开始生产至完工入库）	11	29	22	40
物流周期（从发货至确认收入）	11	14	13	14
<b>执行周期合计</b>	<b>530</b>	<b>274</b>	<b>296</b>	<b>90</b>

根据上表情况，KPM 合同执行周期自 2022 年至 2023 年变动情况较大，主要为从订单下达至开始生产周期变动所致。2022 年时，KPM 通常根据其销售情况，分批次下达订单并要求发货，因此从订单下达后的执行周期较为紧凑。但经历了 2021 年至 2022 年全球芯片及电子元器件供应短缺等情况后，KPM 出于保证供应链稳定的考虑，自 2023 年以来通常提前一年左右向发行人下达其未来的采购需求总量，并根据时间推进及其自身实际销售情况逐步要求发行人陆续发货及交货，导致 2022 年后整体执行周期、尤其是从订单下达至开始生产的等待周期较长，而后续的生产周期及物流周期则未发生重大变化。

### （3）验收确认收入相关合同的执行周期情况

报告期各期，发行人以验收确认收入的合同平均验收周期情况列示如下：

单位：万元

验收周期	2025年1-6月		2024年度		2023年度		2022年度	
	收入金额	占比	收入金额	占比	收入金额	占比	收入金额	占比
6个月内	4,576.97	91.77%	8,369.85	70.09%	11,109.02	73.77%	5,124.67	99.39%
6-12个月	231.46	4.64%	1,655.44	13.86%	3,178.07	21.10%	31.54	0.61%
12个月以上	178.85	3.59%	1,916.09	16.05%	771.79	5.13%	-	-
<b>合计</b>	<b>4,987.27</b>	<b>100.00%</b>	<b>11,941.38</b>	<b>100.00%</b>	<b>15,058.88</b>	<b>100.00%</b>	<b>5,156.22</b>	<b>100.00%</b>

报告期内储能行业迎来高速发展，各年度新增装机规模逐步提高。考虑到近年来新型储能行业新进参与者众多，单个储能项目所涉及的参与方亦较为广泛，且不同类型的系统集成商或终端业主的验收标准及审批流程各有不同，使得行业内针对储能系统所涉及各类零部件的验收周期并无统一标准，且受项目系统集

成商或终端业主的企业属性以及项目整体装机规模等多种因素影响。

发行人以验收确认收入的合同平均执行周期主要集中在 6 个月内。报告期内，不同验收周期对应的收入占比存在一定的波动。2023 年度，发行人以验收确认收入的合同平均执行周期在 6-12 月及 12 个月以上区间的占比较高，主要系源自发行人央国企类型客户合同所致。考虑到央国企客户对应验收确认的内部审批流程时间相对较长，一定程度拉长了发行人当年的验收周期。2024 年度，发行人以验收确认收入的合同平均执行周期在 6-12 月及 12 个月以上区间的占比进一步提升，主要受部分客户储能项目影响，下游终端业主对部分技术方案进行变更使得发行人对部分产品中的电气部件进行更换，导致整体验收周期相对较长。

**2、除许继电科外，是否存在其他验收周期明显偏离均值、与合同约定验收时间不符或涉及跨年验收的订单情况，收入确认时点准确性及确认依据充分性，是否存在利用发出商品调节收入确认的情形。**

**(1) 除许继电科外，是否存在其他验收周期明显偏离均值、与合同约定验收时间不符或涉及跨年验收的订单情况**

1) 验收周期较长的合理性解释

报告期各期间，公司验收周期较长（超过 6 个月）的客户主要包括中国电气装备旗下许昌许继电科储能技术有限公司、山东电工时代能源科技有限公司和平高集团储能科技有限公司以及常州煦达。

上述客户验收周期较长，主要系：1) 部分客户为央国企类客户，相关客户内部组织申请、评审、完成验收并出具验收单据的内部流程环节较多，使得整体验收周期较长；2) 部分客户如常州煦达，受下游终端业主对储能项目部分技术方案及细分应用领域进行方案变更调整，使得整体验收周期相对较长。

2) 发行人与主要客户合同中未约定合同验收时间

总体而言，发行人客户基于保留验收事项的最终解释权，一般不会对验收型合同中约定具体的验收时间或验收周期，因此实际验收情况与合同约定情况不存在严密的可比性。

### 3) 涉及跨年验收的合同或订单情况

报告期各期，公司以验收确认收入的合同中涉及跨年验收的合同平均验收周期情况列示如下：

单位：万元

验收周期	2025年1-6月		2024年度		2023年度		2022年度	
	收入金额	占比	收入金额	占比	收入金额	占比	收入金额	占比
6个月内	1,795.27	81.40%	733.94	20.23%	2,592.39	42.38%	467.89	98.95%
6-12个月	231.46	10.49%	978.12	26.96%	2,753.35	45.01%	4.98	1.05%
12个月以上	178.85	8.11%	1,916.09	52.81%	771.79	12.62%	-	-
合计	<b>2,205.57</b>	<b>100.00%</b>	<b>3,628.14</b>	<b>100.00%</b>	<b>6,117.54</b>	<b>100.00%</b>	<b>472.87</b>	<b>100.00%</b>

注：上表中跨年验收系指合同签订年份与项目验收年份为不同年份，而验收周期则为发行人将产品发送至客户指定地点进行签收后至客户向发行人出具验收单的周期。

2022年度，发行人跨年验收的合同金额较少且主要验收周期集中在6个月内。

2023年度，发行人跨年验收的合同中57.62%的合同验收周期在6个月以上，主要系此类合同中多数签订于2022年第四季度，考虑正常近2个月的平均发货周期以及验收周期，致使2023年度此类跨年验收合同验收周期较多集中在6个月以上。

2024年度，验收周期在6-12个月涉及的主要客户为海希储能科技（山东）有限公司，验收周期在12个月以上的主要客户为常州煦达新能源科技有限公司，相关客户储能项目因技术方案调整及内部验收周期流程相对较长等因素的影响，使得验收周期较长，导致2024年度发行人跨年验收的合同验收周期在6个月以上的占比相对较高。

2025年1-6月，发行人跨年验收合同的验收周期主要集中在6个月内。

截至2025年11月末，发行人2025年6月末发出商品涉及的项目中尚未完成验收的项目中，主要项目预计于2025年12月完成验收且验收周期为6个月内，不存在验收周期较长的情况。

(2) 收入确认时点准确性及确认依据充分性，是否存在利用发出商品调节

## 收入确认的情形。

报告期各期末，公司发出商品的账面余额分别为 3,309.72 万元、2,760.17 万元、1,505.66 万元和 2,964.41 万元，期末发出商品呈逐年下降后上升的趋势，主要原因系受验收型收入的验收周期及资产负债表日前的发货量影响。报告期各期末发行人发出商品主要以验收型客户为主，相关发出商品期后确认收入的比例较高，不存在虚假发货或通过发出商品调节收入、利润的情况。

对于验收型收入，客户对发行人主要产品验收的标准一般为 BMS 相关产品采集、通讯、控制等功能测试正常，对公司主要产品的具体验收流程如下：1) 公司签订销售合同后，组织产品生产并按客户要求将产品发运至指定地点完成交付；2) 根据客户要求，安排安装调试人员前往客户指定地点协助、配合客户完成安装调试；3) 协助、配合安装调试完成后，客户进行验收并出具验收单。相比一般签收型收入确认时点更为审慎，具备合理性。报告期内，公司验收型收入确认以客户验收作为收入确认时点，收入确认方法合理，并严格执行相关内控，不存在利用发出商品调节收入确认的情形，具体说明如下：

1) 从收入确认依据而言，报告期各期，验收确认的收入中已取得客户的验收单占比分别为 99.21%、100.00%、100.00%和 100.00%，2022 年，公司存在零星收入未取得验收单，公司履约义务已完成，其影响金额较小，对收入确认无重大影响。已取得客户验收单的收入确认时点与验收时点相符，不存在延迟、提前确认收入的情形。

2) 公司验收型收入客户主要为许昌许继电科储能技术有限公司、赣锋锂电（东莞）科技有限公司、国网江苏综合能源服务有限公司、浙江南都能源科技有限公司等大型储能企业，其内部对产品验收有着严格的控制标准和流程，亦不会配合公司调节验收时点。

综上所述，公司验收型收入确认时点准确且充分，不存在利用发出商品调节收入确认的情形。

(二) 区分不同收入确认方式、不同性质客户，分析下游储能行业新增装机规模增长及国家电力市场化改革淡化发行人收入季节性的影响路径，及未来变动趋势，宏观政策变动后发行人季节性特征仍强于与同行业可比公司的原因、合理性。

1、储能行业新增装机规模快速增长促使行业装机连续性和均匀性增强，国家电力市场改革促使新能源配储占比下降，独立储能占比提升，共同淡化了行业季节性特征，预计未来季节性特征将进一步弱化

### (1) 下游储能装机规模快速增长，连续性和均匀性增强

从行业装机规模角度，随着储能装机规模的持续增长，下游装机从过往的装机规模主要取决于部分项目的“脉冲式”分布转变为常态化、均匀化装机分布，从而淡化了上游企业收入的季节性波动。

前期受新能源上网电价政策，以及下游客户或项目业主能源转型任务目标（通常以自然年度为单位设定目标并在年底前完成）、预算审批和项目执行周期（一般上半年进行预算审批、下半年执行项目，通常为周期为 6-12 个月）等因素影响，储能项目通常集中于特定时间节点（通常为 6 月底或 12 月底）并网，导致上游 BMS 订单呈现明显的季节性高峰与低谷。随着装机规模的快速增长，招标与建设持续放量并贯穿全年，项目交付节奏趋于均衡，为 BMS 企业带来了更连续、稳定的订单。

新能源上网电价政策方面，我国新能源行业大致历经了从补贴驱动到市场驱动的“四个阶段”：标杆电价阶段（2009-2018 年）、指导价阶段（2019-2020 年）、平价与竞价阶段（2021-2023 年）和全面市场化阶段（2024 年至今）。不同阶段的划分主要以新的电价政策作为依据，而适用新旧电价政策的老划断时点通常是 6 月或 12 月。

举例而言，2019 年国家发改委《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》明确将集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价，其中以集中式光伏电站并网节点在 2019 年 6 月 30 日前后作为新老划断节点；2021 年国家发改委《关

于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》明确 2021 年起对新建项目，中央财政不再补贴，实行平价上网，上网电价按当地燃煤发电基准价执行。

受新能源电价政策调整影响，为了降低项目上网电价的不确定性，前期新能源项目通常会在 6 月底或 12 月底集中并网。而随着我国新能源上网电价自 2024 年进入全面市场化阶段，上述政策影响逐渐下降，新能源项目集中并网导致的季节性波动有所淡化。

## **(2) 伴随国家电力市场化改革，电源侧应用占比下降，淡化了季节性波动**

1) 受新能源装机目标及项目审批、执行周期等因素影响，国内新能源装机呈现季节性波动特征

一方面国家相关行业发展规划和产业政策通常会设定一定期间内新能源项目装机规模目标，受政策和考核驱动影响，下游客户或项目业主通常以自然年度为单位设定新能源装机与消纳目标，项目需在年底前完成并网以实现年度目标，确保区域能源转型任务达标。2022 年-2024 年在强制配储政策下，新能源配建储能通常与新能源项目一同并网。

另一方面受工程建设周期适配影响，新能源项目从项目预算、内部审批、取得主管部门审批手续、招投标、设备采购到施工建设及并网，通常需要 6-12 个月周期，多数项目年初启动后，年底进入建设收尾阶段，形成自然的并网窗口期；且年底前完成并网可避免冬季极端天气对施工的影响，降低工期延误风险。

2) 电力市场化改革引起电源侧储能应用占比下降，储能整体并网时间相应平滑

国家电力市场化改革的深化，通过重塑储能项目的商业运营模式与收益机制，使储能收益模式由单一、不稳定向多元化、可持续的结构性转变，储能的应用模式相应由新能源配储逐步向独立储能、共享储能等模式转变，具体分析详见本回复问题 1 之“一（一）1、电力市场化改革、行业政策变化对储能行业盈利模式的影响”和“3、新能源配建储能、独立储能和共享储能等商业模式长短期内的市场格局变化”。

伴随国内电力市场化改革全面推进和新型储能市场日益成熟壮大，电源侧配置储能（主要为新能源配储）的新增装机规模占比呈逐步下降趋势，2024 年和 2025 年上半年装机规模占比已下降至 30% 左右，下游应用领域的市场格局以电网侧（主要为独立储能）项目为主。根据 CNESA、CESA 储能应用分会等统计数据，报告期内国内市场新型储能装机按照应用领域占比情况如下：

项目	2025 年 1-6 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
电网侧 （主要为独立储能，含 共享储能）	65%	61%	56%	45%
电源侧 （主要为新能源配建 储能）	27%	32%	41%	48%
用户侧	8%	7%	3%	7%
<b>合计</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

注：2022 年-2024 年数据来源于 CNESA，2025 年上半年数据来自 CESA 储能应用分会。

由于新能源配储需要与新能源发电企业联合运行，其并网装机依附于新能源项目，因此其季节性特征相对明显；而独立储能可以独立主体身份接受电网统一调度，其并网装机不受新能源项目的影响，装机分布相对平滑，季节性较弱。因此，随着独立储能等电网侧储能占比的提升，储能整体装机的季节性相应淡化。

### （3）报告期内签收型销售收入占比逐年提高，一定程度上淡化收入季节性特征

报告期内，发行人主营业务收入中产品销售收入按照收入确认方式分类情况如下：

单位：万元

收入确认 类型	2025 年 1-6 月		2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
签收型	44,426.21	87.83%	78,161.84	85.68%	60,940.65	79.03%	27,540.99	81.63%
验收型	4,987.27	9.86%	11,941.38	13.09%	15,058.88	19.53%	5,156.22	15.28%
其他	1,170.20	2.31%	1,121.26	1.23%	1,114.68	1.45%	1,040.92	3.09%
<b>合计</b>	<b>50,583.68</b>	<b>100.00%</b>	<b>91,224.47</b>	<b>100.00%</b>	<b>77,114.22</b>	<b>100.00%</b>	<b>33,738.13</b>	<b>100.00%</b>

注：其他主要包括直接境外销售。

由上表数据可知，发行人签收型收入占比整体呈上升趋势。由于签收型项目从发货到客户签收并确认收入的时段较短，因而季节性分布特征不明显；相对而言，验收型项目通常需要发行人协助提供安装调试并验收，时间周期较长，并且电源侧配储项目较多集中在下半年验收，因而 2022 年、2023 年受电源侧配储和验收型项目占比较高影响，季节性特征较为明显，而 2024 年、2025 年 1-6 月，伴随发行人业务规模持续扩大，验收型项目收入占比以及电源侧配储占比的持续下降，收入的季节性特征逐步淡化。

#### (4) 报告期内源自央国企客户的收入占比整体呈下降趋势，收入季节性有所淡化

报告期内，发行人按照不同性质客户的收入分类情况如下：

单位：万元

客户类型	2025 年 1-6 月		2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
央国企及其下属公司	9,493.79	18.72%	17,932.87	19.52%	27,468.92	35.29%	8,505.26	24.69%
非央国企	41,219.51	81.28%	73,919.12	80.48%	50,369.00	64.71%	25,936.36	75.31%
合计	<b>50,713.30</b>	<b>100.00%</b>	<b>91,851.98</b>	<b>100.00%</b>	<b>77,837.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>34,441.62</b>	<b>100.00%</b>

由上表可知，发行人来源于央国企性质的客户收入占比整体呈下降趋势。由于央国企客户具有较为严格的计划采购和预算制度约束，通常在年初制定采购计划后逐步实施。受项目审批、实施时间等因素影响，央国企客户的各类储能项目通常集中在下半年实施，并于年末完成并网投运，导致发行人来自央国企客户的收入呈现较强的季节性特征。随着来自央国企客户收入占比下降，发行人主营业务收入整体的季节性有所淡化。

#### 2、发行人季节性特征强于同行业可比公司主要系产品应用领域、业务规模等原因造成

报告期内，发行人和可比公司主营业务收入按照半年度分布情况如下：

单位：万元

项目	期间	2025 年 1-6 月		2024 年度		2023 年度		2022 年度	
		金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比

项目	期间	2025年1-6月		2024年度		2023年度		2022年度	
		金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
海博思创	上半年	452,227.04	100.00%	368,695.63	44.58%	295,924.35	42.42%	86,054.91	33.15%
	下半年	-	-	458,274.80	55.42%	401,665.03	57.58%	173,530.72	66.85%
华塑科技	上半年	11,310.98	100.00%	14,015.82	50.11%	10,355.74	36.78%	10,755.32	43.36%
	下半年	-	-	13,953.03	49.89%	17,800.64	63.22%	14,046.55	56.64%
沛城科技	上半年	57,407.55	100.00%	30,568.06	41.71%	48,514.38	63.53%	38,598.10	45.40%
	下半年	-	-	42,720.45	58.29%	27,844.69	36.47%	46,424.79	54.60%
艾罗能源	上半年	180,670.49	100.00%	158,361.66	51.54%	339,905.85	75.99%	139,780.64	30.31%
	下半年	-	-	148,922.61	48.46%	107,390.15	24.01%	321,398.91	69.69%
发行人	上半年	50,713.30	100.00%	36,063.71	39.26%	23,222.00	29.83%	7,679.64	22.30%
	下半年	-	-	55,788.28	60.74%	54,615.92	70.17%	26,761.98	77.70%

注：发行人可比公司科工电子未披露其半年度收入结构，因此上表中未进行对比分析。

### （1）发行人收入季节性强于海博思创主要系业务规模差异

海博思创主营业务为电化学储能系统的研发、生产和销售，即新型储能系统集成商，其主要产品包括大型储能系统、工商业储能产品等，属于储能 BMS 的下游客户。

根据海博思创招股说明书，其 2020 年-2022 年的主营业务收入具有明显的季节性特征，具体情况如下：

单位：万元

项目	2022 年度		2021 年度		2020 年度	
	金额	比例	金额	占比	金额	占比
第一季度	20,014.72	7.71%	6,832.29	8.21%	2,577.17	7.05%
第二季度	66,040.19	25.44%	12,146.21	14.60%	6,312.61	17.26%
上半年小计	<b>86,054.91</b>	<b>33.15%</b>	<b>18,978.50</b>	<b>22.81%</b>	<b>8,889.78</b>	<b>24.31%</b>
第三季度	4,237.83	1.63%	11,065.03	13.30%	12,161.46	33.25%
第四季度	169,292.89	65.22%	53,158.64	63.89%	15,520.63	42.44%
下半年小计	<b>173,530.72</b>	<b>66.85%</b>	<b>64,223.67</b>	<b>77.19%</b>	<b>27,682.09</b>	<b>75.69%</b>
合计	<b>259,585.63</b>	<b>100.00%</b>	<b>83,202.17</b>	<b>100.00%</b>	<b>36,571.88</b>	<b>100.00%</b>

由上表可知，2020 年-2021 年，海博思创收入季节性较为明显，与发行人 2022 年和 2023 年的季节性分布较为一致。伴随储能需求的高速增长，装机规模进程的加速推进，海博思创业务规模快速扩大，其参与的储能项目数量随之增加，上

半年度完成的装机规模亦同步增加，收入分布逐渐呈现各月常态化、均匀化趋势，因此收入季节性有所淡化，与发行人报告期内收入季节性变动趋势基本一致。

## **(2) 发行人收入季节性强于华塑科技、沛城科技、艾罗能源主要系产品应用领域差异**

可比公司中，华塑科技 BMS 产品主要应用于数据中心、通信、轨道交通等行业，属于后备电源 BMS 产品，与发行人应用领域存在较大差异，相关产品不涉及大型储能项目中的装机并网投运环节，验收流程进度相对较短，且不受新能源装机并网等相关政策影响，因此季节性特征相对较弱。

沛城科技主营业务包括电池电源控制系统（2024 年收入占比约 55%，主要为户用储能 BMS 和通信备电 BMS）、元器件应用方案（2024 年收入占比约 45%，主要系作为电子元器件授权分销商，向各类电子制造企业销售电子元器件集成电路、分立器件）。其中电子元器件分销行业并无明显季节性特征，户用储能 BMS 和通信备电 BMS 验收流程相对较短，因此季节性特征弱于大型储能领域。

艾罗能源主要面向海外客户提供光伏储能逆变器、储能电池以及并网逆变器，产品应用领域也主要为户用储能。相较大型储能，户用储能最终用户主要为家庭客户，不涉及企业客户的预算、审批等环节以及装机并网等政策约束，因此季节性特征相对较弱。

## **二、中介机构核查情况**

### **(一) 核查程序**

针对上述事项，保荐人及申报会计师履行的核查程序主要包括：

(1) 取得发行人报告期各期主要合同执行周期情况，分析各主要合同从订单下达到开始生产的天数、生产天数、物流周期（从发货到签收）等主要时间节点间隔周期及变动原因；针对主要合同验收周期的真实性、准确性，查阅发行人相关合同下产品出库及物流记录，客户签收单据及对应的时间分布，同时取得经客户盖章的验收报告，核对项目通过验收的时间以确认验收周期的真实性、准确性；

(2)获取发行人发出商品明细表,分析报告期各期末发出商品的主要客户、收入确认周期等,分析验收周期是否存在异常及发行人是否存在利用发出商品调节收入确认的情形;

(3)取得发行人区分收入确认方式、客户性质的收入明细,储能相关政策、发展白皮书等资料,分析发行人收入季节性淡化的原因和未来发展趋势;

(4)取得同行业公司分半年度收入数据、定期报告、招股说明书等公开资料,分析其收入结构及与发行人季节性差异的原因。

## (二) 核查意见

经核查,保荐人及申报会计师认为:

(1)报告期内,公司境内外主要客户主要合同的平均执行周期存在一定的波动,剔除个别特殊项目影响后签收型合同执行周期总体稳定,不涉及明显拉长的情况;除许继电科外,发行人部分客户验收周期相对较长,一方面系部分客户为央国企类客户,相关客户内部组织申请、评审、完成验收并出具验收单据的内部流程环节较多,使得整体验收周期较长。另一方面,发行人部分下游客户受对应的终端业主对储能项目部分技术方案及细分应用领域进行调整,使得整体验收周期相对较长。报告期内,发行人收入确认时点准确,不存在利用发出商品调节收入确认的情形;

(2)下游储能装机规模快速增长带来装机规模的连续性和均匀性增强,电力市场化改革带来电源侧应用占比及年底集中并网的需求下降,一定程度淡化了发行人收入季节性波动;此外,报告期内,发行人源自央国企客户的收入占比下降,进一步使得发行人收入季节性特征有所改善。受收入结构和业务规模差异影响,报告期内发行人季节性特征与部分同行业公司存在差异,具有合理性。

## 问题 5.关于应收款项及存货

申报材料及首轮问询回复显示：

(1) 报告期各期，发行人各类型前五大客户期后回款比例分别为 98.92%、96.38%和 87.90%，其中，新源智储等客户期后回款比例较低。

(2) 报告期内，发行人库龄 1 年以上的存货占比有所增长，其中，1 年以上的原材料、库存商品增加较多，期后结转比例低且无在手订单覆盖，主要涉及早期型号产品储备的用于售后质保的产品备件及维修备件、新能源汽车、电力业务相关存货。

请发行人披露：

(1) 报告期内，发行人向新源智储、南京金龙客车等客户销售情况，客户期后回款较慢的原因，是否存在其他超过信用期限期后未回款或回款较慢的客户，是否涉及境外终端销售及具体情况；结合相关客户的经营、资金和资信等情况，分析客户信用是否发生明显不利变化，对相关客户的坏账准备计提是否充分，是否应按单项计提坏账准备。

(2) 发行人涉及早期型号、新能源汽车、电力业务等的存货构成、占比情况，对应产品当前销售或售后需求情况，是否存在因过时等不再具有价值性的情形；各类存货可变现净值的具体确定方法、过程及依据，存货跌价准备的测算过程，分析存货库龄整体拉长的情况下，存货跌价准备计提比例下降的合理性。

请保荐人、申报会计师发表明确意见。

回复：

### 一、发行人披露

(一) 报告期内，发行人向新源智储、南京金龙客车等客户销售情况，客户期后回款较慢的原因，是否存在其他超过信用期限期后未回款或回款较慢的客户，是否涉及境外终端销售及具体情况；结合相关客户的经营、资金和资信

等情况，分析客户信用是否发生明显不利变化，对相关客户的坏账准备计提是否充分，是否应按单项计提坏账准备

1、报告期内，发行人向新源智储、南京金龙客车等客户销售情况，客户期后回款较慢的原因，是否存在其他超过信用期限期后未回款或回款较慢的客户，是否涉及境外终端销售及具体情况

(1) 发行人应收账款/合同资产期后回款情况

报告期各期末，发行人应收账款及合同资产期后回款金额及比例情况如下：

单位：万元

项目	2025.6.30	2024.12.31	2023.12.31	2022.12.31
应收账款及合同资产余额	65,918.09	57,298.46	45,671.98	21,084.15
期后回款金额	47,694.30	51,601.03	44,341.88	20,981.67
期后回款占比	<b>72.35%</b>	<b>90.06%</b>	<b>97.09%</b>	<b>99.51%</b>

注：期后回款时间截至2025年11月30日。

报告期各期末，发行人应收账款及合同资产期后回款比例分别为 99.51%、97.09%、90.06%和 72.35%。2022 年末至 2024 年末，发行人应收账款及合同资产期后回款比例较高，部分款项未回款主要系部分客户受内部资金安排及付款流程等因素影响，导致期后回款较慢；2025 年 6 月末，发行人应收账款及合同资产期后回款比例相对较低，主要系期后回款仅统计至 2025 年 11 月末，回款统计时间相对较短，仍有部分应收账款尚未回款所致。综上，发行人期后回款整体情况良好。

(2) 发行人客户期后回款较慢的原因，是否存在其他超过信用期限期后未回款或回款较慢的客户，是否涉及境外终端销售及具体情况

2024 年末、2025 年 6 月末，公司应收账款及合同资产期后回款比例相对较低，其超过信用期限情况如下：

单位：万元

项目	2025.6.30	2024.12.31
应收账款及合同资产余额	65,918.09	57,298.46

其中：超过信用期限金额	16,378.12	12,321.66
超过信用期限金额占比	24.85%	21.50%

公司2024年末、2025年6月末应收账款及合同资产中，超过信用期限金额占比分别为21.50%、24.85%，超过信用期限金额占比相对较低。公司应收账款超过信用期限未回款的主要原因为：①公司主要客户包括国内知名储能电池厂、储能系统集成厂商以及电源、电网企业，客户规模较大。该等客户付款审批流程严格且时间相对较长，部分客户存在因未能及时完成付款审批，导致延期付款的情形；②部分客户因自身经营原因及内部资金周转等因素导致延期付款；③随着报告期内公司销售规模逐渐扩大，应收质保金也有所增长，质保金回款周期较长，可能导致部分客户回款较慢的情形。

公司2024年末、2025年6月末应收账款及合同资产中，超过信用期限的前十大客户期后回款情况、期后未回款或回款较慢的原因及经营、资金和资信等情况说明如下：

单位：万元

2025年6月30日/2025年1-6月									
序号	客户名称	应收账款及合同资产余额	其中：超过信用期限金额	超过信用期限金额占比	期后回款金额	期后回款比例	期后回款较慢原因	当期销售是否涉及境外终端销售	客户的经营、资金和资信等情况
1	许昌许继电科储能技术有限公司	2,025.26	1,294.25	63.91%	1,023.58	50.54%	期后大部分款项已回款。央国企客户付款审批流程严格且时间相对较长	是	所属集团客户为中国电气装备集团，中央企业。根据 CNESA 数据，2023 年许继集团有限公司位列国内储能系统集成商出货量第 9 位。根据以往合作情况及企查查等公开信息查询，客户整体资信情况良好
2	新源智储能源工程技术（北京）有限公司	3,406.86	1,134.19	33.29%	904.04	26.54%	期后回款金额占 2025 年 6 月末超过信用期金额的 79.71%。受其内部资金支付安排影响，回款进度较慢	是	所属集团客户为国家电投集团，系国家电投集团旗下公司中国电力控股企业。根据 CNESA 数据，2024 年新源智储位列国内储能系统集成商出货量第 5 位。根据以往合作情况及企查查等公开信息查询，客户整体资信情况良好
3	果下科技股份有限公司	2,788.57	903.26	32.39%	674.53	24.19%	期后回款金额占 2025 年 6 月末超过信用期金额的 74.68%。上市公司付款审批流程严格且时间相对较长	是	所属集团客户为果下科技（02655.HK）。根据其招股说明书，2024 年果下科技为全球第八大中国储能系统供货商（按全球新装机多用途储能系统容量计）。根据以往合作情况及企查查等公开信息查询，客户整体资信情况良好
4	中车株洲电力机车研究所有限公司综合能源事业部	1,587.58	799.95	50.39%	1,107.42	69.76%	期后大部分款项已回款，且期后回款金额大于 2025 年 6 月末超过信用期金额。	是	所属集团客户为中车集团，中央企业，系中车集团旗下上市公司中国中车（601766.SH）子公司中车株洲电力机车研究所有限公司的分公司。根据 CNESA 数据，2024 年中车株洲电力机车研究所有限公司综合能源事

							央国企客户付款审批流程严格且时间相对较长		业部位列国内储能系统集成商出货量第 1 位。中国中车 2025 年 1-6 月营业收入为 1,197.58 亿元，2025 年 6 月末现金及现金等价物为 358.84 亿元，客户经营、资金情况良好。根据以往合作情况及企查查等公开信息查询，客户整体资信情况良好
5	赣锋锂电（东莞）科技有限公司	1,161.40	653.60	56.28%	813.69	70.06%	期后大部分款项已回款，且期后回款金额大于 2025 年 6 月末超过信用期金额。上市公司付款审批流程严格且时间相对较长	否	所属集团客户为赣锋锂业(002460.SZ)。赣锋锂业 2025 年 1-6 月营业收入为 83.76 亿元，2025 年 6 月末现金及现金等价物为 97.17 亿元，客户经营、资金情况良好。根据以往合作情况及企查查等公开信息查询，客户整体资信情况良好
6	浙江海得智慧能源有限公司	574.78	574.78	100.00%	420.00	73.07%	期后大部分款项已回款。受其内部资金支付安排影响，回款进度较慢	否	所属集团客户为海得控制(002184.SZ)。海得控制 2025 年 1-6 月营业收入为 12.80 亿元，2025 年 6 月末现金及现金等价物为 2.92 亿元，客户经营、资金情况良好。根据以往合作情况及企查查等公开信息查询，客户整体资信情况良好
7	平高集团储能科技有限公司	446.92	397.86	89.02%	88.34	19.77%	期后回款较慢，系央国企客户付款审批流程严格且时间相对较长	否	所属集团客户为中国电气装备集团，中央企业。根据 CNESA 数据，2023 年平高集团有限公司位列国内储能系统集成商出货量第 8 位。根据以往合作情况及企查查等公开信息查询，客户整体资信情况良好
8	上海采日能源科技有限公司	1,025.67	393.31	38.35%	850.00	82.87%	期后大部分款项已回款，且期后回款金额大于 2025 年 6 月末超过信用期金额。受其内部资金支付	是	根据 CNESA 数据，2024 年采日能源位列国内储能系统集成商出货量第 10 位。根据以往合作情况及企查查等公开信息查询，客户经营情况正常

							安排影响,回款进度较慢		
9	宁波甬能新能源科技有限公司	416.57	364.85	87.58%	354.15	85.02%	期后大部分款项已回款,且期后回款金额基本接近 2025 年 6 月末超过信用期金额。上市公司付款审批流程严格且时间相对较长	否	所属集团客户为富佳股份(603219.SH)。富佳股份 2025 年 1-6 月营业收入为 14.79 亿元, 2025 年 6 月末现金及现金等价物为 4.22 亿元, 客户经营、资金情况良好。根据以往合作情况及企查查等公开信息查询, 客户整体资信情况良好
10	漳州科华新能源技术有限责任公司	436.56	363.14	83.18%	436.56	100.00%	期后均已回款	是	所属集团客户为科华数据(002335.SZ)。科华数据 2025 年 1-6 月营业收入为 37.33 亿元, 2025 年 6 月末现金及现金等价物为 8.13 亿元, 客户经营、资金情况良好。根据以往合作情况及企查查等公开信息查询, 客户整体资信情况良好
<b>合计</b>		<b>13,870.18</b>	<b>6,879.18</b>	<b>49.60%</b>	<b>6,672.31</b>	<b>48.11%</b>			
<b>2024年12月31日/2024年度</b>									
序号	客户名称	应收账款及合同资产余额	其中: 超过信用期限金额	超过信用期限金额占比	期后回款金额	期后回款比例	期后回款较慢原因	当期销售是否涉及境外终端销售	客户的经营、资金和资信等情况
1	新源智储能源工程技术(北京)有限公司	3,792.62	1,185.58	31.26%	2,215.97	58.43%	期后大部分款项已回款,且期后回款金额大于 2024 年末超过信用期金额。受其内部资金支付安排影响,回款进度较慢	是	所属集团客户为国家电投集团, 详见前述说明

2	宜宾中车时代新能源有限公司	3,210.83	1,076.40	33.52%	3,210.83	100.00%	期后均已回款	否	所属集团客户为中车集团，系中车集团旗下上市公司中国中车（601766.SH）子公司中车株洲电力机车研究所有限公司控股企业，详见前述说明
3	中车株洲电力机车研究所有限公司综合能源事业部	2,106.75	838.83	39.82%	1,889.38	89.68%	期后大部分款项已回款，且期后回款金额大于 2024 年末超过信用期金额。央企客户付款审批流程严格且时间相对较长	是	所属集团客户为中车集团，详见前述说明
4	许昌许继电科储能技术有限公司	904.82	523.38	57.84%	904.82	100.00%	期后均已回款	否	所属集团客户为中国电气装备集团，详见前述说明
5	赣锋锂电（东莞）科技有限公司	2,988.45	355.99	11.91%	2,828.77	94.66%	期后已基本回款。上市公司付款审批流程严格且时间相对较长	否	所属集团客户为赣锋锂业，详见前述说明
6	广西中车新能源装备有限公司百东分公司	497.82	318.77	64.03%	385.57	77.45%	期后大部分款项已回款，且期后回款金额大于 2024 年末超过信用期金额。央企客户付款审批流程严格且时间相对较长	否	所属集团客户为中车集团，系中车集团旗下上市公司中国中车（601766.SH）子公司中车株洲电力机车研究所有限公司控股企业，详见前述说明
7	安徽港泰新能	311.86	311.86	100.00%	174.97	56.11%	期后大部分款项已	否	安徽港泰新能源有限公司成立于 2022 年，注册资本

	源有限公司						回款，尚未回款金额较小。受其内部资金支付安排影响，回款进度较慢		5,000 万元，其母公司安徽绿沃循环能源科技有限公司是一家专业从事新能源汽车废旧动力蓄电池综合利用的高新技术企业。根据以往合作情况及企查查等公开信息查询，客户经营情况正常
8	宁波甬能新能源科技有限公司	479.81	310.24	64.66%	454.15	94.65%	期后已基本回款。上市公司付款审批流程严格且时间相对较长	否	所属集团客户为富佳股份，详见前述说明
9	杭州利沃得电源有限公司	284.99	284.99	100.00%	180.40	63.30%	期后大部分款项已回款，尚未回款金额较小，尚在陆续回款中	是	杭州利沃得电源有限公司成立于 2017 年，注册资本 25,000 万元，是一家专业从事光伏储能逆变器、电池逆变器及 IoT 通信设备研发制造的高新技术企业。根据以往合作情况及企查查等公开信息查询，客户整体资信情况良好
10	南京金龙客车制造有限公司	316.47	282.17	89.16%	120.00	37.92%	客户内部资金支付安排影响，回款进度较慢。客户经营情况正常，预计能收回上述款项	否	南京金龙客车制造有限公司成立于 2000 年，注册资本 50,000 万元，是一家集新能源整车研发、制造、销售、服务于一体的高新技术企业。根据以往合作情况及企查查等公开信息查询，客户经营情况正常
<b>合计</b>		<b>14,894.41</b>	<b>5,488.20</b>	<b>36.85%</b>	<b>12,364.86</b>	<b>83.02%</b>			

注：期后回款时间截至2025年11月30日。

资料来源：上市公司年度报告、招股说明书、企查查网站等公开信息。

公司 2024 年末、2025 年 6 月末应收账款及合同资产中，超过信用期限的前十大客户金额占比分别为 44.54%、42.00%，超过信用期限的客户相对集中。除新源智储能源工程技术(北京)有限公司、南京金龙客车制造有限公司等客户外，许昌许继电科储能技术有限公司、果下科技股份有限公司等客户也存在超过信用期限期后回款较慢的情况。上述客户期后回款较慢的原因详见上表，相关客户主要为境内企业，采购公司 BMS 产品并集成为储能系统后向境内外终端区域销售，但客户回款与其产品终端销售区域是否为境外市场并无直接联系。

公司主要客户包括国内知名储能电池厂、储能系统集成厂商以及电源、电网企业，整体资信情况良好，通常均能够按照合同约定及时向公司支付货款，超过信用期限金额占比相对较低。即使出现超过信用期限未回款的情形，相关款项亦能够在期后逐步收回。

**2、结合相关客户的经营、资金和资信等情况，分析客户信用是否发生明显不利变化，对相关客户的坏账准备计提是否充分，是否应按单项计提坏账准备**

针对报告期期末超过信用期限期后未回款或回款较慢的主要客户，公司基于相关公开披露信息或公开信息查询，并根据相关客户的经营、资金和资信等情况，积极识别客户的风险特征，加强催收管理。同时，针对客户的信用风险特征，公司充分计提坏账准备。

报告期内，个别客户信者能源科技有限公司、翠鸟新能源科技（南通）有限公司和天津市捷威动力工业有限公司资金或资信情况出现异常，公司已针对该等客户的应收账款全额计提坏账准备，截至 2025 年 6 月末具体情况如下：

单位：万元

客户名称	应收账款余额	应收账款余额占比	坏账准备计提金额
信者能源科技有限公司	80.89	0.13%	80.89
翠鸟新能源科技（南通）有限公司	27.68	0.04%	27.68
天津市捷威动力工业有限公司	15.89	0.03%	15.89
<b>合计</b>	<b>124.45</b>	<b>0.20%</b>	<b>124.45</b>

除上述个别客户外，公司超过信用期限后未回款或回款较慢的客户经营、资金和资信情况良好，信用未发生明显不利变化，故公司对该部分客户的应收款项按照账龄组合计提坏账准备，不存在应单项计提坏账准备但未计提的情形，坏账准备计提充分。

**（二）发行人涉及早期型号、新能源汽车、电力业务等的存货构成、占比情况，对应产品当前销售或售后需求情况，是否存在因过时等不再具有价值性的情形；各类存货可变现净值的具体确定方法、过程及依据，存货跌价准备的测算过程，分析存货库龄整体拉长的情况下，存货跌价准备计提比例下降的合理性**

**1、发行人涉及早期型号、新能源汽车、电力业务等的存货构成、占比情况，对应产品当前销售或售后需求情况，是否存在因过时等不再具有价值性的情形**

报告期内，按照下游应用领域划分，发行人主要产品涵盖应用于电源侧/电网侧大型高压储能电站，以及工商业储能、户用储能等领域的储能 BMS 相关产品，同时公司产品也涵盖：（1）应用于数据中心、通信基站、轨道交通等领域的后备电源 BMS 产品；（2）应用于新能源汽车、电动船舶等领域的动力电池 BMS 产品；（3）以及应用于电力检测等相关业务的其他产品。

报告期各期末，发行人涉及储能 BMS 早期型号、动力电池 BMS 以及后备电源 BMS 及电力检测等相关业务的存货主要集中于原材料和库存商品。

**（1）涉及早期型号、新能源汽车、电力业务等的存货构成、占比情况**

报告期各期末，发行人原材料和库存商品中各类存货账面价值构成及占比情况如下：

1) 原材料

单位：万元

存货分类	2025.6.30		2024.12.31		2023.12.31		2022.12.31	
	账面价值	占比	账面价值	占比	账面价值	占比	账面价值	占比
储能 BMS 常用原材料	1,707.09	84.85%	656.63	63.91%	584.59	54.83%	1,631.07	51.09%
通用原材料	158.44	7.88%	136.19	13.26%	182.93	17.16%	811.25	25.41%
动力电池 BMS 常用原材料	73.24	3.64%	146.10	14.22%	162.29	15.22%	535.20	16.77%
后备电源 BMS 及电力检测业务相关常用原材料	67.93	3.38%	82.13	7.99%	110.24	10.34%	187.70	5.88%
储能 BMS 早期型号常用原材料	5.15	0.26%	6.38	0.62%	26.11	2.45%	27.01	0.85%
<b>合计</b>	<b>2,011.84</b>	<b>100.00%</b>	<b>1,027.42</b>	<b>100.00%</b>	<b>1,066.17</b>	<b>100.00%</b>	<b>3,192.23</b>	<b>100.00%</b>

报告期各期末，动力电池 BMS 常用原材料、后备电源 BMS 及电力检测业务相关常用原材料、储能 BMS 早期型号常用原材料账面价值合计分别为 749.91 万元、298.65 万元、234.61 万元和 146.31 万元，占原材料账面价值的比例分别为 23.49%、28.01%、22.83% 和 7.27%，金额逐年下降，占比呈下降趋势。

2) 库存商品

单位：万元

存货分类	2025.6.30		2024.12.31		2023.12.31		2022.12.31	
	账面价值	占比	账面价值	占比	账面价值	占比	账面价值	占比
储能 BMS 常规型号相关产品	2,105.65	94.82%	975.87	85.07%	607.94	71.97%	603.73	60.67%

存货分类	2025.6.30		2024.12.31		2023.12.31		2022.12.31	
	账面价值	占比	账面价值	占比	账面价值	占比	账面价值	占比
后备电源 BMS 及电力检测业务相关产品	79.29	3.57%	91.07	7.96%	119.96	14.20%	119.63	11.93%
储能 BMS 早期型号相关产品	14.19	0.64%	36.44	3.19%	73.18	8.66%	232.39	23.17%
动力电池 BMS 模块相关产品	6.71	0.30%	25.74	2.25%	18.16	2.15%	31.89	3.18%
其他产品	14.96	0.67%	17.55	1.53%	25.44	3.01%	10.49	1.05%
<b>合计</b>	<b>2,220.79</b>	<b>100.00%</b>	<b>1,146.68</b>	<b>100.00%</b>	<b>844.68</b>	<b>100.00%</b>	<b>998.14</b>	<b>100.00%</b>

报告期各期末，后备电源 BMS 及电力检测业务相关产品、储能 BMS 早期型号相关产品、动力电池 BMS 模块相关产品账面价值合计分别为 383.91 万元、211.31 万元、153.26 万元和 100.18 万元，占库存商品账面价值的比例分别为 38.28%、25.02%、13.40%和 4.51%，金额及占比逐年下降。

(2) 对应产品当前销售或售后需求情况，是否存在因过时等不再具有价值性的情形

1) 报告期各期末涉及早期型号、新能源汽车、电力业务等的原材料期后结转情况

①2025 年 6 月末

单位：万元

分类	账面余额	跌价准备	跌价率	期后结转金额	期后结转率
动力电池 BMS 常用原材料	137.70	64.46	46.81%	59.38	43.12%
后备电源 BMS 及电力检测业务相关常用原材料	150.60	82.67	54.90%	30.31	20.13%
储能 BMS 早期型号常用原材料	24.22	19.07	78.74%	0.77	3.16%
<b>合计</b>	<b>312.52</b>	<b>166.21</b>	<b>53.18%</b>	<b>90.45</b>	<b>28.94%</b>

注：上表中的原材料已剔除不良品。期后结转金额为截至 2025 年 9 月末，发行人 2025 年 6 月末涉及上述业务的常用原材料期后领用消耗等结转金额。

②2024 年末

单位：万元

分类	账面余额	跌价准备	跌价率	期后结转金额	期后结转率
动力电池 BMS 常用原材料	241.37	95.26	39.47%	189.63	78.56%
后备电源 BMS 及电力检测业务相关常用原材料	162.95	80.83	49.60%	49.83	30.58%
储能 BMS 早期型号常用原材料	28.81	22.43	77.86%	6.89	23.90%
<b>合计</b>	<b>433.13</b>	<b>198.52</b>	<b>45.83%</b>	<b>246.34</b>	<b>56.88%</b>

注：上表中的原材料已剔除不良品。期后结转金额为截至 2025 年 9 月末，发行人 2024 年末涉及上述业务的常用原材料期后领用消耗等结转金额。

③2023 年末

单位：万元

分类	账面余额	跌价准备	跌价率	期后结转金额	期后结转率
动力电池 BMS 常用原材料	268.26	105.97	39.50%	220.38	82.15%

后备电源 BMS 及电力检测业务相关常用原材料	187.22	76.98	41.12%	95.37	50.94%
储能 BMS 早期型号常用原材料	39.08	12.97	33.19%	17.24	44.11%
<b>合计</b>	<b>494.57</b>	<b>195.92</b>	<b>39.61%</b>	<b>332.98</b>	<b>67.33%</b>

注：上表中的原材料已剔除不良品。期后结转金额为截至 2025 年 9 月末，发行人 2023 年末涉及上述业务的常用原材料期后领用消耗等结转金额。

④2022 年末

单位：万元

分类	账面余额	跌价准备	跌价率	期后结转金额	期后结转率
动力电池 BMS 常用原材料	708.91	173.71	24.50%	669.64	94.46%
后备电源 BMS 及电力检测业务相关常用原材料	333.60	145.89	43.73%	260.47	78.08%
储能 BMS 早期型号常用原材料	33.64	6.63	19.71%	12.78	37.99%
<b>合计</b>	<b>1,076.14</b>	<b>326.23</b>	<b>30.31%</b>	<b>942.89</b>	<b>87.62%</b>

注：上表中的原材料已剔除不良品。期后结转金额为截至 2025 年 9 月末，发行人 2022 年末涉及上述业务的常用原材料期后领用消耗等结转金额。

截至 2025 年 9 月末，发行人报告期各期末结存涉及动力电池 BMS、后备电源 BMS 及电力检测以及储能 BMS 早期型号等相关业务的常用原材料期后结转比例为 87.62%、67.33%、56.88%和 28.94%，相关原材料在持续领用消耗中，对应产品当前仍存在销售或售后需求，不存在因过时等不再具有价值性的情形。其中，动力电池 BMS 常用原材料主要为发行人海外新能源客户储备，期后消耗结转率较高。

2) 报告期各期末涉及早期型号、新能源汽车、电力业务等的库存商品期后结转情况

①2025 年 6 月末

单位：万元

分类	账面余额	跌价准备	跌价率	期后结转金额	期后结转率
动力电池 BMS 相关产品	110.84	104.13	93.95%	0.68	0.62%

后备电源 BMS 及电力检测业务相关产品	171.13	91.84	53.67%	35.87	20.96%
储能 BMS 早期型号相关产品	81.30	67.11	82.55%	1.01	1.24%
<b>合计</b>	<b>363.26</b>	<b>263.08</b>	<b>72.42%</b>	<b>37.56</b>	<b>10.34%</b>

注：上表中的库存商品已剔除不良品。期后结转金额为截至 2025 年 9 月末，发行人 2025 年 6 月末涉及上述业务的库存商品期后销售、领用消耗等结转金额。

②2024 年末

单位：万元

分类	账面余额	跌价准备	跌价率	期后结转金额	期后结转率
动力电池 BMS 相关产品	111.76	86.02	76.97%	2.87	2.57%
后备电源 BMS 及电力检测业务相关产品	177.01	85.94	48.55%	45.16	25.52%
储能 BMS 早期型号相关产品	68.13	31.69	46.51%	7.53	11.05%
<b>合计</b>	<b>356.89</b>	<b>203.64</b>	<b>57.06%</b>	<b>55.56</b>	<b>15.57%</b>

注：上表中的库存商品已剔除不良品。期后结转金额为截至 2025 年 9 月末，发行人 2024 年末涉及上述业务的库存商品期后销售、领用消耗等结转金额。

③2023 年末

单位：万元

分类	账面余额	跌价准备	跌价率	期后结转金额	期后结转率
动力电池 BMS 相关产品	112.45	94.28	83.85%	13.29	11.82%
后备电源 BMS 及电力检测业务相关产品	183.31	63.34	34.56%	74.18	40.47%
储能 BMS 早期型号相关产品	121.50	48.31	39.77%	41.39	34.07%
<b>合计</b>	<b>417.25</b>	<b>205.94</b>	<b>49.36%</b>	<b>128.86</b>	<b>30.88%</b>

注：上表中的库存商品已剔除不良品。期后结转金额为截至 2025 年 9 月末，发行人 2023 年末涉及上述业务的库存商品期后销售、领用消耗等结转金额。

④2022 年末

单位：万元

分类	账面余额	跌价准备	跌价率	期后结转金额	期后结转率
动力电池 BMS 相关产品	123.08	91.19	74.09%	37.17	30.20%
后备电源 BMS 及电力	185.58	65.96	35.54%	101.92	54.92%

检测业务相关产品					
储能 BMS 早期型号相关产品	257.77	25.38	9.85%	214.80	83.33%
<b>合计</b>	<b>566.44</b>	<b>182.53</b>	<b>32.22%</b>	<b>353.89</b>	<b>62.48%</b>

注：上表中的库存商品已剔除不良品；期后结转金额为截至 2025 年 9 月末，发行人 2022 年末涉及上述业务的库存商品期后销售、领用消耗等结转金额。

截至 2025 年 9 月末，发行人报告期各期末涉及动力电池 BMS、后备电源 BMS 及电力检测以及储能 BMS 早期型号等相关业务的库存商品期后结转比例为 62.48%、30.88%、15.57% 和 10.34%，相关库存商品账面价值较小且在持续销售或领用消耗中，对应产品当前仍存在销售或售后需求，不存在因过时等不再具有价值性的情形。公司针对早期型号产品储备的用于售后质保的产品备件消耗周期较长，同时新能源汽车、电力业务等相关存货消耗较慢，故期后结转率较低。

## 2、各类存货可变现净值的具体确定方法、过程及依据，存货跌价准备的测算过程，分析存货库龄整体拉长的情况下，存货跌价准备计提比例下降的合理性

### (1) 各类存货可变现净值的具体确定方法、测算过程及依据

报告期内，发行人存货跌价准备计提按以下原则：资产负债表日，存货采用成本与可变现净值孰低计量，按照成本高于可变现净值的差额计提存货跌价准备。各类存货可变现净值的具体确定方法、过程及依据如下：

#### 1) 存货不良品

对于不良品存货，通常可变现净值较低，基于谨慎性原则，公司确定其可变现净值为零，按照不良品成本全额计提存货跌价准备。

#### 2) 存货良品

##### ①库存商品（含委托加工物资中的库存商品）、发出商品

A.对于有合同价格约定的部分，按照合同价格估计售价减去估计的销售费用和相关税费后的金额确定其可变现净值；对于没有合同价格约定的部分，按照近

期销售价格估计售价减去估计的销售费用和相关税费后的金额确定其可变现净值，具体过程如下：

项目	计算过程
可变现净值①=②-③-④	估计售价-估计销售费用-估计税费
估计售价②	合同价格/近期销售价格*存货数量
估计销售费用③	估计售价*销售费用率
估计税费④	估计售价*税费率

B.对于因备货持有，既无合同价格约定又无近期售价的库存商品，基于公司存货价值与库龄时间存在紧密联系，即库龄时间越长，产品销售难度更大，价值贬损程度越高，故该部分库存商品按照库龄计提跌价准备，具体如下：根据过往销售情况，1年以内的库存商品，其产品功能并不会受到影响，预计可变现净值高于账面价值；库龄1年以上的库存商品根据产成品销售周期、功能性价值贬损情况，预计可变现净值分别为库存商品账面原值的80%（库龄1-2年）、60%（库龄2-3年）、0%（库龄3年以上）；

#### ②原材料、在产品（含委托加工物资中的原材料、在产品）

通常公司原材料、在产品无保质期要求且周转快，存在一定通用性，结合公司产品销售和过往产品生产情况，库龄1年以内的原材料、在产品均可正常投入生产，预计可变现净值高于账面价值；库龄1年以上原材料、在产品根据材料通用性、预计产成品销售周期、功能性价值贬损情况，预计可变现净值分别为其账面原值的80%（库龄1-2年）、60%（库龄2-3年）、0%（库龄3年以上）。

公司存货跌价准备计提政策与同行业可比公司计提政策基本一致。由于同行业可比公司在其公开披露文件中未披露存货跌价准备计提的具体方法，选取业务与电子元器件/电气设备等较为相关的其他公司对比，公司按照库龄法计提存货跌价准备的具体计提比例与上述采用库龄法的公司相比不存在重大差异。公司存货跌价准备计提方法合理、计提比例较为谨慎。

#### (2) 存货跌价准备的测算过程

报告期各期末，发行人存货跌价准备计提情况如下：

单位：万元

项目	2025.6.30			2024.12.31			2023.12.31			2022.12.31		
	账面 余额	跌价 准备	账面价值	账面 余额	跌价 准备	账面价值	账面 余额	跌价 准备	账面价值	账面 余额	跌价 准备	账面价值
原材料	2,345.61	333.77	2,011.84	1,384.03	356.61	1,027.42	1,493.46	427.29	1,066.17	3,760.27	568.04	3,192.23
在产品	1,642.16	119.22	1,522.94	1,587.46	111.80	1,475.66	1,594.50	64.50	1,530.00	1,435.85	53.00	1,382.85
库存商品	2,891.26	670.47	2,220.79	1,700.21	553.53	1,146.67	1,396.89	552.21	844.68	1,502.56	504.42	998.14
发出商品	2,964.41	-	2,964.41	1,505.66	15.91	1,489.75	2,760.17	15.91	2,744.26	3,309.72	16.44	3,293.28
委托加工物资	7,134.40	138.00	6,996.40	4,744.87	131.16	4,613.71	5,180.20	63.48	5,116.72	4,563.54	49.64	4,513.90
合同履约成本	174.21	-	174.21	48.83	-	48.83	117.81	-	117.81	72.04	-	72.04
<b>合计</b>	<b>17,152.06</b>	<b>1,261.47</b>	<b>15,890.59</b>	<b>10,971.05</b>	<b>1,169.00</b>	<b>9,802.05</b>	<b>12,543.03</b>	<b>1,123.39</b>	<b>11,419.64</b>	<b>14,643.96</b>	<b>1,191.54</b>	<b>13,452.43</b>

报告期各期末，公司存货跌价准备计提过程如下：

1) 2025 年 6 月末

单位：万元

项目	结存金额	预计销售 收入	预计销售税 费	可变现净值	应计提跌价 准备
	a	b	c	d	e=a-d
存货不良品计提的跌价					
原材料	7.06	-	-	-	7.06
在产品	0.04	-	-	-	0.04
库存商品	216.11	-	-	-	216.11
小计	<b>223.21</b>	-	-	-	<b>223.21</b>
存货良品计提的跌价					
原材料	476.40			149.69	326.71
其中：1-2 年	110.65	不适用	不适用	88.52	22.13
2-3 年	101.95	不适用	不适用	61.17	40.78
3 年以上	263.80	不适用	不适用	-	263.80
在产品	219.18			99.99	119.19
其中：1-2 年	91.80	不适用	不适用	73.44	18.36
2-3 年	44.25	不适用	不适用	26.55	17.70
3 年以上	83.13	不适用	不适用	-	83.13
库存商品	845.29			390.93	454.37
其中：依据合同价格或 近期价格	212.72	214.76	20.47	194.29	18.44
依据库龄	632.57			196.64	435.93
其中：1-2 年	169.89	不适用	不适用	135.91	33.98
2-3 年	101.22	不适用	不适用	60.73	40.49
3 年以上	361.46	不适用	不适用	-	361.46
委托加工物资	511.39			373.39	138.00
其中：1-2 年	406.06	不适用	不适用	324.85	81.21
2-3 年	80.90	不适用	不适用	48.54	32.36
3 年以上	24.43	不适用	不适用	-	24.43
小计	<b>2,052.26</b>				<b>1,038.27</b>
合计	<b>2,275.47</b>				<b>1,261.47</b>

2) 2024 年末

单位：万元

项目	结存金额	预计销售收入	预计销售税费	可变现净值	应计提跌价准备
	a	b	c	d	e=a-d
存货不良品计提的跌价					
原材料	8.45	-	-	-	8.45
在产品	0.89	-	-	-	0.89
库存商品	216.49	-	-	-	216.49
发出商品	15.91	-	-	-	15.91
小计	<b>241.74</b>				<b>241.74</b>
存货良品计提的跌价					
原材料	636.21			288.05	348.16
其中：1-2年	235.40	不适用	不适用	188.32	47.08
2-3年	166.22	不适用	不适用	99.73	66.49
3年以上	234.59	不适用	不适用	-	234.59
在产品	268.15			157.25	110.90
其中：1-2年	159.02	不适用	不适用	127.22	31.80
2-3年	50.05	不适用	不适用	30.03	20.02
3年以上	59.08	不适用	不适用	-	59.08
库存商品	654.79			317.74	337.05
其中：依据合同价格或近期价格	55.18	40.70	3.60	37.11	18.07
依据库龄	599.61			280.63	318.98
其中：1-2年	267.30	不适用	不适用	213.84	53.46
2-3年	111.32	不适用	不适用	66.79	44.53
3年以上	220.99	不适用	不适用	-	220.99
委托加工物资	511.25			380.10	131.16
其中：1-2年	439.50	不适用	不适用	351.60	87.90
2-3年	47.49	不适用	不适用	28.50	19.00
3年以上	24.26	不适用	不适用	-	24.26
小计	<b>2,070.40</b>				<b>927.27</b>

合计	2,312.14				1,169.00
----	----------	--	--	--	----------

3) 2023 年末

单位：万元

项目	结存金额	预计销售收入	预计销售税费	可变现净值	应计提跌价准备
	a	b	c	d	e=a-d
存货不良品计提的跌价					
原材料	96.38	-	-	-	96.38
在产品	2.18	-	-	-	2.18
库存商品	259.30	-	-	-	259.30
发出商品	15.91	-	-	-	15.91
小计	373.77				373.77
存货良品计提的跌价					
原材料	679.77			348.86	330.91
其中：1-2 年	315.67	不适用	不适用	252.54	63.13
2-3 年	160.53	不适用	不适用	96.32	64.21
3 年以上	203.57	不适用	不适用	-	203.57
在产品	125.06			62.75	62.32
其中：1-2 年	63.59	不适用	不适用	50.87	12.72
2-3 年	19.79	不适用	不适用	11.88	7.92
3 年以上	41.68	不适用	不适用	-	41.68
库存商品	496.79			203.89	292.91
其中：依据合同价格或近期价格	105.01	62.11	5.10	57.01	48.00
依据库龄	391.78			146.88	244.91
其中：1-2 年	130.69	不适用	不适用	104.55	26.14
2-3 年	70.54	不适用	不适用	42.33	28.22
3 年以上	190.55	不适用	不适用	-	190.55
委托加工物资	177.84			114.38	63.48
其中：1-2 年	124.18	不适用	不适用	99.34	24.84
2-3 年	25.06	不适用	不适用	15.04	10.03

3年以上	28.60	不适用	不适用	-	28.60
小计	<b>1,479.46</b>				<b>749.61</b>
合计	<b>1,853.23</b>				<b>1,123.39</b>

4) 2022 年末

单位：万元

项目	结存金额	预计销售收入	预计销售税费	可变现净值	应计提跌价准备
	a	b	c	d	e=a-d
存货不良品计提的跌价					
原材料	100.46	-	-	-	100.46
在产品	14.13	-	-	-	14.13
库存商品	210.67	-	-	-	210.67
小计	325.26				325.26
存货良品计提的跌价					
原材料	745.57			278.00	467.58
其中：1-2 年	285.49	不适用	不适用	228.40	57.10
2-3 年	82.67	不适用	不适用	49.60	33.07
3 年以上	377.41	不适用	不适用	-	377.41
在产品	79.87			41.01	38.87
其中：1-2 年	33.29	不适用	不适用	26.63	6.66
2-3 年	23.96	不适用	不适用	14.38	9.59
3 年以上	22.62	不适用	不适用	-	22.62
库存商品	541.93			248.19	293.75
其中：依据合同价格或近期价格	172.04	108.52	9.09	99.42	72.62
依据库龄	369.89			148.77	221.13
其中：1-2 年	127.16	不适用	不适用	101.73	25.43
2-3 年	78.39	不适用	不适用	47.04	31.36
3 年以上	164.34	不适用	不适用	-	164.34
发出商品	426.69	453.62	43.38	410.24	16.44
其中：依据合同价格或近期价格	426.69	453.62	43.38	410.24	16.44
委托加工物资	83.50			33.86	49.64
其中：1-2 年	28.65	不适用	不适用	22.92	5.73
2-3 年	18.23	不适用	不适用	10.94	7.29

3 年以上	36.62	不适用	不适用	-	36.62
小计	<b>1,877.56</b>				<b>866.28</b>
合计	<b>2,202.82</b>				<b>1,191.54</b>

(3) 存货库龄整体拉长的情况下，存货跌价准备计提比例下降的合理性

①整体存货跌价准备计提比例

报告期各期末，发行人存货余额分别为 14,643.96 万元、12,543.03 万元、10,971.05 万元和 17,152.06 万元，存货跌价准备分别为 1,191.54 万元、1,123.39 万元、1,169.00 万元和 1,261.47 万元，跌价准备计提比例分别为 8.14%、8.96%、10.66%和 7.35%。2022 年末、2023 年末及 2024 年末，发行人存货跌价准备计提比例呈现上升趋势，主要系 2023 年及 2024 年，受下游市场的旺盛需求以及公司加强各类存货管理的双重因素影响，公司各期末的存货余额呈现逐年下降趋势，而长库龄存货消耗相对较慢，且依据库龄计提的存货跌价准备随库龄增长而增加，故存货跌价率呈现上升趋势；2025 年 6 月末，发行人存货跌价准备计提比例有所下降，主要系公司业务规模增长，对应生产及采购规模攀升带动各类存货规模较大幅度增加，而新增存货对应的跌价计提比例低，故整体存货跌价准备计提比例有所下降。

②长库龄存货跌价准备计提比例

公司库龄较长的存货主要集中于原材料和库存商品，库龄 1 年以上的原材料、库存商品跌价准备计提情况如下：

单位：万元

类型	项目	2025.6.30	2024.12.31	2023.12.31	2022.12.31
库龄 1 年以上的原材料	账面余额	481.45	641.27	773.71	750.63
	跌价准备计提金额	331.39	353.21	424.86	472.91
	跌价准备计提比例	68.83%	55.08%	54.91%	63.00%
库龄 1 年以上的库存商品	账面余额	916.05	895.76	737.13	604.53
	跌价准备计提金额	652.65	528.05	513.43	430.71
	跌价准备计提比例	71.25%	58.95%	69.65%	71.25%

报告期各期末，发行人库龄 1 年以上的原材料跌价准备计提比例分别为 63.00%、54.91%、55.08%和 68.83%，呈先下降后上升的趋势。2022 年末、2023 年末及 2024 年末，库龄 1 年以上的原材料跌价准备计提比例呈下降趋势，主要

系 2022 年末库龄 3 年以上的部分原材料在 2023 年被领用消耗所致，其对应的存货跌价准备相应转销；2025 年 6 月末，库龄 1 年以上的原材料跌价准备计提比例有所上升，主要系库龄 1-3 年的原材料部分被领用消耗，导致库龄 3 年以上的原材料占比提升，故存货跌价准备计提比率有所上升。

报告期各期末，发行人库龄 1 年以上的库存商品跌价准备计提比例分别为 71.25%、69.65%、58.95% 和 71.25%，呈先下降后上升的趋势。2022 年末、2023 年末及 2024 年末，库龄 1 年以上的库存商品跌价准备计提比例呈下降趋势，主要受库龄结构变化影响，同时部分全额计提跌价准备的库存商品在 2024 年处理，其对应的存货跌价准备相应转销；2025 年 6 月末，库龄 1 年以上的库存商品跌价准备计提比例有所上升，主要系 2025 年 6 月末库存商品库龄整体增长所致。

### ③ 同行业可比公司存货跌价准备计提情况

报告期内，同行业可比公司存货跌价准备计提情况如下：

项目	2025.6.30	2024.12.31	2023.12.31	2022.12.31
华塑科技	4.98%	5.28%	2.44%	2.04%
沛城科技	24.40%	27.45%	21.57%	10.08%
科工电子	未披露	35.51%	21.74%	未披露
<b>平均值</b>	<b>14.69%</b>	<b>22.75%</b>	<b>15.25%</b>	<b>6.06%</b>
<b>发行人</b>	<b>7.35%</b>	<b>10.66%</b>	<b>8.96%</b>	<b>8.14%</b>

注：可比公司财务数据来源于公司公告或公开信息披露；科工电子公开披露信息未说明存货跌价准备计提原因

报告期各期末，发行人存货跌价准备计提比例分别为 8.14%、8.96%、10.66% 及 7.35%，处于同行业可比公司区间内。沛城科技 2023 年及 2024 年存货跌价准备计提比例较高，主要系其针对电气元器件贸易业务所计提的存货跌价准备。2022 年度，沛城科技对元器件下游市场的销售预期较为乐观，当期提高了产品备货规模，但 2023 年产品销售不及预期，使得 2022 年末、2023 年末库存商品规模处于较高水平，对应计提了较高的存货跌价准备。

报告期内，公司严格按照相关政策计提存货跌价准备，跌价准备计提充分。

## 二、中介机构核查情况

### （一）核查程序

针对上述事项，保荐人及申报会计师履行的核查程序主要包括：

（1）获取发行人报告期各期末应收账款及合同资产明细表、收入成本明细，检查期后回款情况；针对 2024 年末、2025 年 6 月末应收账款及合同资产中超过信用期限的主要客户，统计超过信用期限金额、期后回款金额并访谈发行人营销总监了解是否涉及境外终端销售、超过信用期限尚未回款或回款较慢的原因；

（2）查阅发行人下游客户公开披露信息，国家企业信用信息公示系统、企查查等公开信息，了解相关客户的经营、资金和资信情况，分析客户信用是否发生明显不利变化，评价坏账准备计提的充分性；

（3）获取报告期内发行人存货明细，检查发行人涉及储能 BMS 的早期各类型号、应用于新能源汽车、电动船舶等领域的动力电池 BMS 产品以及应用于数据中心等领域的后备电源 BMS 产品及应用于电力检测等相关业务的存货构成及占比情况，了解相关产品当前销售或售后需求情况，并核查相关存货的期后结转情况，判断是否存在因过时等不再具有价值性的情形；

（4）检查发行人存货跌价准备的计提政策是否符合《企业会计准则》的相关规定，查询同行业可比公司公开披露文件，判断公司存货跌价准备计提方法的合理性；

（5）获取发行人存货跌价准备计算表，了解各类存货可变现净值的具体确定方法、过程及依据，检查存货跌价准备的测算过程，分析存货库龄整体拉长的情况下，存货跌价准备计提比例下降的合理性。

### （二）核查意见

经核查，保荐人及申报会计师认为：

（1）发行人客户超过信用期限期后未回款或回款较慢与境外终端销售无直接关系；除个别客户外，发行人超过信用期限期后未回款或回款较慢的客户经营、资金和资信情况良好，信用未发生明显不利变化，不存在应单项计提坏账准备但未计提的情形，发行人报告期内坏账准备计提充分；

(2) 发行人涉及储能 BMS 的早期各类型号、应用于新能源汽车、电动船舶等领域的动力电池 BMS 产品以及应用于数据中心等领域的后备电源 BMS 产品及应用于电力检测等相关业务的存货主要集中于原材料和库存商品。报告期各期末，发行人涉及上述业务的原材料金额逐年下降，占比呈下降趋势，库存商品金额及占比均逐年下降。截至 2025 年 6 月末，涉及上述业务的原材料账面价值为 146.31 万元，占比为 7.27%；涉及上述业务的库存商品账面价值为 100.18 万元，占比为 4.51%。上述业务相关存货在持续销售或领用消耗中，对应产品当前仍存在销售或售后需求，不存在因过时等不再具有价值性的情形；

(3) 发行人各类存货可变现净值的具体确定方法、过程合理，依据充分，存货跌价准备测算准确，计提充分。报告期各期末，发行人库龄 1 年以上的原材料、库存商品跌价准备计提比例呈先下降后上升的趋势，主要系库龄结构变化导致，原因合理。

## 问题 6.关于采购成本与毛利率

申报材料及首轮问询回复显示：

(1) 报告期内，发行人前五大供应商包括信和达、鑒蹻电子、亿宾微等，主要采购分立器件、IC、电气部件等。其中，发行人向鑒蹻电子旗下子公司同时采购委外加工服务和高压箱、汇流柜核心部件。

(2) 报告期各期，发行人主营业务毛利率分别为 28.37%、26.53%和 26.02%，受储能产业链上下游降本影响呈下降趋势。其中，2023 年，受芯片等原材料国产替代降本影响，发行人从控模块、主控模块毛利率均较 2022 年上升。首轮问询回复中对芯片采购价格敏感性分析不够充分。

请发行人披露：

(1) 发行人向鑒蹻电子采购电气部件、集成设备的具体内容、应用的产品，是否直接用于其提供委托加工服务的原材料，如是，进一步披露该业务中材料及服务采购的定价机制、实物流转及发行人对关键节点的管控措施；除鑒蹻电子外，发行人是否存在其它向同一供应商同时采购加工服务和原材料的情形。

(2) 结合发行人期后各月用于境内、境外终端客户的在手、新增订单售价、毛利率变化情况，对比与报告期内的差异，分析境内外相关政策是否对发行人产生不利变化，是否存在以价换量的情况，毛利率是否存在持续下滑风险。

请保荐人、申报会计师发表明确意见。

回复：

## 一、发行人披露

(一) 发行人向臻澄电子采购电气部件、集成设备的具体内容、应用的产品，是否直接用于其提供委托加工服务的原材料，如是，进一步披露该业务中材料及服务采购的定价机制、实物流转及发行人对关键节点的管控措施；除臻澄电子外，发行人是否存在其它向同一供应商同时采购加工服务和原材料的情形

1、发行人向臻澄电子采购电气部件、集成设备的具体内容、应用的产品，是否直接用于其提供委托加工服务的原材料

报告期内，发行人向臻澄电子采购电气部件、集成设备的具体内容及应用情况如下：

单位：万元

采购大类	具体内容	2025年1-6月			2024年度			2023年度			2022年度			应用产品
		采购金额	直接用于同一供应商加工金额	直接用于同一供应商加工占比	采购金额	直接用于同一供应商加工金额	直接用于同一供应商加工占比	采购金额	直接用于同一供应商加工金额	直接用于同一供应商加工占比	采购金额	直接用于同一供应商加工金额	直接用于同一供应商加工占比	
电气部件	熔断器	713.54	-	-	1,501.12	74.21	4.94%	1,443.28	442.53	30.66%	439.85	120.10	27.31%	主要为高压箱
	直流断路器	1,203.01	-	-	2,047.32	231.33	11.30%	1,516.70	719.96	47.47%	541.15	183.38	33.89%	
	电源模块	304.20	-	-	440.27	70.09	15.92%	457.96	234.63	51.23%	380.00	139.03	36.59%	
	其他	268.78	-	-	298.01	30.64	10.28%	332.21	106.78	32.14%	118.42	37.38	31.56%	
集成设备	汇流柜配件（UPS主机及备用电池）	194.67	-	-	200.75	-	-	418.26	-	-	183.57	-	-	汇流柜
其他		0.09	-	-	0.16	0.04	24.40%	40.25	25.42	63.17%	25.71	19.28	74.99%	高压箱
	<b>合计</b>	<b>2,684.29</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4,487.63</b>	<b>406.30</b>	<b>9.05%</b>	<b>4,208.67</b>	<b>1,529.32</b>	<b>36.34%</b>	<b>1,688.70</b>	<b>499.17</b>	<b>29.56%</b>	

注：鑒蹻电子旗下公司上海鑒蹻电子科技有限公司、威堂电子科技（上海）有限公司以及苏州新稳固科技有限公司主要从事各类电气部件代理销售业务，同受自然人唐胜宇控制。伴随国内新能源市场快速发展，鑒蹻电子于2019年成立杭州鑒蹻电子科技有限公司（以下简称“杭州鑒蹻”），主要配套从事各类电气设备的加工及组装业务。

发行人自 2018 年起向臻澄电子旗下公司采购电气部件和集成设备。报告期内,发行人向臻澄电子采购电气部件主要包括熔断器、直流断路器和电源模块等,主要应用于高压箱产品;发行人向臻澄电子采购集成设备为 UPS 主机及备用电池,应用于汇流柜产品。2022 年度,伴随公司储能业务快速发展,公司开始大批量委托外部供应商生产高压箱。臻澄电子旗下杭州臻澄具备高压箱装配能力,自 2022 年 4 月起其成为发行人高压箱委外加工商。公司向臻澄电子采购的电气部件,部分直接用于杭州臻澄装配高压箱,其余部分用于其他委外加工商装配高压箱或发行人自行生产高压箱。杭州臻澄装配高压箱所需的原材料,除公司向臻澄电子采购的部分电气部件外,公司还需向其提供主控模块等自产的核心部件及钣金结构件、其他电气部件、线束等外购物料用于高压箱装配。

报告期内,发行人向臻澄电子采购的原材料直接用于其提供加工服务的比例分别为 29.56%、36.34%、9.05%及无,自 2024 年起大幅下降,主要系随着公司逐步引入杭州泛海科技有限公司等其他高压箱装配供应商,叠加公司子公司福建龙特自建产线生产高压箱,发行人自 2024 年逐步停止向杭州臻澄采购高压箱装配服务,相应发行人向臻澄电子采购的原材料直接用于其提供加工服务的比例下降。

## **2、该业务中材料及服务采购的定价机制、实物流转及发行人对关键节点的管控措施**

### **(1) 发行人向臻澄电子采购材料及服务的定价机制**

报告期内,发行人已制定并严格执行《供应商管理程序》《采购控制程序》《委外采购管理办法》《采购报价核价细则》等采购内控制度,根据公司降本需求开发新供应商,结合供应商价格、交期等因素对供应商进行筛选、考核;发行人采购部门,根据当前生产需求及市场行情,不定期与供应商进行议价比价,经采购负责人、财务负责人以及对应分管领导审批后,作为采购订单价格依据。

发行人向臻澄电子采购材料及服务,分别独立谈判确定材料价格和高压箱装配服务价格,采购材料及服务定价机制说明如下:

#### **1) 采购材料定价机制**

发行人向鑿蹬电子采购的电气部件，部分直接用于杭州鑿蹬装配高压箱，部分用于其他委外加工商装配高压箱或发行人自行生产高压箱。发行人自主决定采购的电气部件用于委外装配高压箱或自行生产高压箱，而电气部件则由公司集中向供应商采购，统一进行定价，不存在因用于不同委外供应商或自行生产而区别定价的情形。

发行人向鑿蹬电子采购价格与鑿蹬电子向其他客户销售价格差异较小，发行人采购价格略低于鑿蹬电子其他客户价格，主要系发行人采购规模较大，鑿蹬电子给予发行人一定的价格优惠。

## 2) 采购服务定价机制

发行人向杭州鑿蹬采购高压箱装配服务，定价方式为综合考虑加工工艺复杂程度、人工工时和辅料费等因素的基础上与委外加工厂商协商定价，委外加工价格定价公允。报告期内，发行人向杭州鑿蹬采购高压箱装配服务价格与向其他主要委外供应商采购价格对比情况如下：

单位：元/台

供应商	2025年1-6月	2024年度	2023年度	2022年度
泛华智控技术（杭州）有限公司&杭州泛海科技有限公司	164.49	165.27	188.57	-
杭州富诺机械制造有限公司（以下简称“杭州富诺”）	179.95	178.69	209.14	201.92
杭州鑿蹬	本期未采购	181.02	207.78	190.95

注：采购价格已扣除改制、返修费用的影响。

报告期各期，发行人向杭州鑿蹬采购高压箱装配服务价格相比其他委外供应商差异较小，且价格变动趋势基本一致，整体呈先升后降趋势，主要系2023年以来高压箱装配复杂程度更高，检测要求提高，而2024年在行业持续降本背景下，高压箱加工价格同步下降，具备合理性。不同供应商之间的价格差异主要系相互竞争导致。2023年，发行人引入杭州泛海科技有限公司，其单位加工费相对较低，具有价格优势，故2024年、2025年1-6月公司委托其加工量有所增长，而委托杭州鑿蹬、杭州富诺的加工量相应减少。

综上，发行人向鑿蹬电子采购材料及采购委外加工服务定价相互独立且交易价格定价公允。

## (2) 相关原材料的实物流转及发行人对关键节点的管控措施

报告期内，考虑到场地空间限制、市场供给充分性等因素，发行人将具备通用和成熟工艺的部分高压箱产品装配等工序通过委外加工方式生产。杭州鑿蹬具备高压箱装配能力，自 2022 年 4 月起其成为发行人高压箱委外加工商。发行人结合客户技术需求进行产品设计，向杭州鑿蹬等委外加工商提供设计图纸及技术要求，提供高压箱主要原材料包括 BMS 模块、电气部件、线束、钣金结构件等，并在生产过程中提供技术指导、过程监督、质量检测和交付跟踪等。

发行人自 2018 年起向鑿蹬电子采购电气部件和集成设备。报告期内，发行人向鑿蹬电子旗下公司上海鑿蹬电子科技有限公司、威堂电子科技（上海）有限公司以及苏州新稳固科技有限公司等采购电气部件、集成设备，发行人根据采购合同结合生产需求，分批向鑿蹬电子旗下公司下达送货指令，相关公司根据指令将相关原材料送达至指定地点。自 2022 年 4 月起杭州鑿蹬成为发行人高压箱委外加工商，发行人向鑿蹬电子旗下公司采购的电气部件部分直接用于委托杭州鑿蹬装配生产的高压箱，相关原材料的实物流转情况如下：

### 1) 采购入库

杭州鑿蹬仓库人员对相关货物进行签收并将签收单回传至发行人，发行人根据签收单信息在公司 ERP 系统中填制并审核采购入库单，并将相关原材料在 ERP 系统中登记入库至杭州鑿蹬委外仓。自发行人上线携客云供应商协同系统后，杭州鑿蹬仓库人员对相关货物进行签收后通过携客云系统确认收货，并将相关信息同步至发行人 ERP 系统生成采购入库单。发行人对系统生成的采购入库单进行审核并将原材料登记入库至杭州鑿蹬委外仓。发行人根据自身销售和生产计划决定杭州鑿蹬委外仓存放原材料的品种和数量。

### 2) 委外生产领料

发行人根据计划生产数量向杭州鑿蹬下达委外生产订单并根据发行人制定的产品 BOM 下发委外生产用料清单，杭州鑿蹬根据委外生产用料清单领料并通知发行人，发行人在 ERP 系统中根据委外生产用料清单生成委外领料单，原材料实物同步从杭州鑿蹬委外仓出库并领用至杭州鑿蹬高压箱装配产线。

### 3) 委外产成品入库

杭州鑿蹺在完成高压箱组装后，其填制成品入库单回传至发行人，发行人在 ERP 系统中填制并审核委外入库单，并将高压箱成品在 ERP 系统中登记入库至杭州鑿蹺委外仓。自发行人上线携客云供应商协同系统后，杭州鑿蹺仓库人员通过携客云系统填制成品入库单，相关信息同步至发行人 ERP 系统生成委外入库单，发行人对系统生成的委外入库单进行审核，并将高压箱成品在 ERP 系统中登记入库至杭州鑿蹺委外仓。质量控制方面，发行人通过与委外加工厂商签署《质量保证协议》并制定质量标准、交付标准，并对委外加工厂商安排不定期的现场检查及出厂抽检等方式，确保产品质量。

#### 4) 委外产成品出库

发行人根据自身销售计划向杭州鑿蹺下达发货指令，杭州鑿蹺按照发行人提供的货运信息进行发货，并将物流信息同步于发行人。发行人在 ERP 系统中填制并审核销售出库单据。在产品销售过程中，高压箱价格是由发行人与客户协商定价，具有完备的销售定价权，承担销售的价格波动风险，由公司承担向客户转让商品的主要责任，在转让商品之前或之后承担了该商品的存货风险。

#### 5) 存货盘点

公司根据《仓储管理控制程序》定期安排公司采购人员、仓库人员及财务人员前往杭州鑿蹺委外仓进行现场盘点，确保委托加工物资账实相符。公司拥有对相关委托加工物资的控制权。

综上，发行人结合客户技术需求进行产品设计，向杭州鑿蹺等委外加工商提供设计图纸及技术要求，提供发行人采购的原材料及生产的主控模块，并在生产过程中提供技术指导、过程监督、质量检测和交付跟踪等，发行人能够主导高压箱的委外加工，拥有对委托加工物资的控制权。在产品销售过程中，高压箱价格是由发行人与客户协商定价，具有完备的销售定价权，承担销售的价格波动风险，由公司承担向客户转让商品的主要责任，在转让商品之前或之后承担了该商品的存货风险，是高压箱销售的主要责任人。

### 3、除臻蹬电子外，发行人是否存在其它向同一供应商同时采购加工服务和原材料的情形

除臻蹬电子外，发行人存在向高压箱装配供应商杭州富诺采购高压箱钣金的情况，以及向其他委外供应商临时性采购辅料的情形，但临时性采购辅料对应金额相对较低。

发行人向杭州富诺采购原材料及其应用情况如下：

单位：万元

采购大类	具体内容	2025年1-6月			2024年度			2023年度			2022年度			应用产品
		采购金额	直接用于同一供应商加工金额	直接用于同一供应商加工占比	采购金额	直接用于同一供应商加工金额	直接用于同一供应商加工占比	采购金额	直接用于同一供应商加工金额	直接用于同一供应商加工占比	采购金额	直接用于同一供应商加工金额	直接用于同一供应商加工占比	
钣金结构件	高压箱钣金等	734.36	8.47	1.15%	1,320.86	324.93	24.60%	1,445.97	472.24	32.65%	549.36	259.09	47.16%	高压箱
	其他	0.89	-	-	0.09	0.08	95.05%	0.18	-	-	-	-	-	高压箱
	合计	<b>735.26</b>	<b>8.47</b>	<b>1.15%</b>	<b>1,320.95</b>	<b>325.02</b>	<b>24.60%</b>	<b>1,446.15</b>	<b>472.24</b>	<b>32.65%</b>	<b>549.36</b>	<b>259.09</b>	<b>47.16%</b>	

杭州富诺成立于2010年3月，注册资本1,000.00万元，主要从事钣金、冲压件加工生产。2022年3月起发行人向其采购钣金结构件，用于自产高压箱。由于高压箱装配工序复杂程度相对较低，发行人自2022年6月委托其进行高压箱装配。公司向杭州富诺采购钣金结构件，部分直接用于其装配高压箱，其余部分用于其他委外加工商装配高压箱或发行人自行生产高压箱。报告期内，发行人向杭州富诺采购的原材料直接用于其提供加工服务的比例分别为47.16%、32.65%、24.60%和1.15%，呈逐年下降趋势，主要系随着公司逐步引入杭州泛海科技有限公司等其他高压箱装配供应商，叠加公司子公司福建龙特自建产线生产高压箱，发行人自2024年逐步减少向杭州富诺采购高压箱装配服务，相应发行人向杭州富诺采购的原材料直接用于其提供加工服务的比例下降。

发行人向杭州富诺采购钣金件主要参考材料价格及加工成本定价，采购交易价格定价公允。报告期内，发行人向杭州富诺采购的高压箱钣金价格与向其他供应商采购价格对比情况如下：

单位：元/个

供应商	2025年1-6月	2024年度	2023年度	2022年度
杭州富诺	536.27	532.32	511.76	530.30
其他供应商	558.76	469.27	523.49	541.43

注：其他供应商采购价格指除杭州富诺外高压箱钣金供应商的平均价格。

报告期各期，发行人向杭州富诺采购钣金件价格相比其他委外供应商差异较小。由于不同型号高压箱钣金件尺寸不同，所需铜材数量不同，防水、防腐蚀要求不同，加工成本不同，导致价格有所差异。

发行人向杭州富诺采购高压箱装配服务，定价方式为综合考虑加工工艺复杂程度、人工工时和辅料费等因素的基础上与委外加工厂商协商定价，委外加工价格定价公允。报告期内发行人向杭州富诺采购高压箱装配服务价格与向其他主要委外供应商采购价格对比情况详见本回复问题6之“一（一）（2）2）采购服务定价机制”。

综上，发行人向杭州富诺采购材料及采购委外加工服务定价相互独立且交易价格公允。发行人对杭州富诺相关原材料的实物流转关键节点的管控措施与对杭州鑿蹻管控措施基本一致。

（二）结合发行人期后各月用于境内、境外终端客户的在手、新增订单售价、毛利率变化情况，对比与报告期内的差异，分析境内外相关行业政策是否对发行人产生不利变化，是否存在以价换量的情况，毛利率是否存在持续下滑风险。

1、结合发行人期后各月用于境内、境外终端客户的在手、新增订单售价、毛利率变化情况，对比与报告期内的差异

发行人期后主要产品中，按照产品类型区分终端应用场景为境内及境外对应的订单售价、毛利率变化情况如下：

单位：元/个

终端应用区域	产品类型		项目	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年 1-6 月	2025 年 7-11 月	
	产品大类	产品细分类							
境内	BMS 模块	从控模块	平均售价	340.47	274.38	284.69	261.08	291.27	
			毛利率	30.85%	36.04%	30.45%	25.95%	23.77%	
		主控模块	平均售价	994.24	737.07	597.57	550.59	518.15	
			毛利率	43.74%	54.39%	51.61%	49.95%	48.66%	
		显控模块	平均售价	2,532.27	2,132.64	1,821.14	1,742.75	1,652.18	
			毛利率	30.65%	26.69%	19.26%	22.54%	20.69%	
	高压箱	平均售价	5,144.00	4,562.71	4,023.82	3,889.83	3,967.71		
		毛利率	23.75%	20.75%	17.07%	12.90%	11.88%		
	汇流柜	平均售价	29,324.68	31,054.99	26,829.30	18,034.13	18,992.14		
		毛利率	20.90%	8.72%	6.80%	5.50%	7.88%		
	一体化集控单元及数据服务	平均售价	-	4,099.23	4,191.27	4,841.89	5,886.56		
		毛利率	-	61.24%	65.71%	76.19%	72.38%		
	境外	BMS 模块	从控模块	平均售价	508.70	424.71	352.99	366.38	388.96
				毛利率	19.48%	33.51%	32.48%	23.77%	23.67%
主控模块			平均售价	1,010.21	881.82	678.65	556.67	517.39	
			毛利率	25.42%	56.03%	47.62%	46.53%	46.41%	
显控模块			平均售价	1,947.88	2,379.94	2,165.94	2,020.36	1,914.69	
			毛利率	16.70%	22.17%	22.14%	29.53%	24.89%	
高压箱		平均售价	6,274.45	6,779.26	6,336.77	6,440.68	6,703.96		
		毛利率	20.19%	20.88%	19.57%	16.83%	14.96%		
汇流柜		平均售价	24,551.80	43,913.27	44,390.83	35,388.03	31,805.12		
		毛利率	31.97%	46.37%	14.09%	6.47%	8.65%		
一体化集控单元及数据服务		平均售价	-	5,854.87	4,565.29	4,623.10	4,611.58		
		毛利率	-	70.43%	68.89%	72.97%	68.30%		

注 1：报告期内，发行人线束产品收入占比相对较低，上表中仅就主要产品进行分析；

注 2：2025 年 7-9 月销售订单平均售价、毛利率计算时采用经审阅的 2025 年 7-9 月收入成本明细数据。2025 年 10-11 月的销售订单平均售价、毛利率计算时采用审前的 2025 年 10-11 月收入成本明细数据。

针对发行人境内市场报告期后主要产品销售价格的变动趋势，储能 BMS 模块中从控模块因串数较高的被动均衡及主动均衡模块销售数量的增加，报告期后平均售价有所提升。此外，一体化集控单元及数据服务因附加服务价值进一步挖掘使得客户接受程度更高，期后平均售价也有所提升。而发行人境内市场其

余主要产品则随着公司业务推广及市场竞争，期后平均售价维持相对稳定或小幅波动；针对发行人境外市场报告期后主要产品销售价格的变动趋势，从控模块因串数较高的被动均衡及主动均衡模块销售数量的增加，报告期后平均售价有所提升。主控模块及显控模块产品的平均售价较报告期内呈小幅下降；汇流柜产品期后平均售价因销售价格较低的配电柜产品销售占比较高，使得期后平均售价有所下降。综上，受公司报告期后境内外终端市场销售的各类产品结构构成，叠加公司业务推广及市场竞争因素影响，公司各类主要产品毛利率与平均售价较报告期内呈现小幅波动。

## **2、分析境内外相关行业政策是否对发行人产生不利变化，是否存在以价换量的情况，毛利率是否存在持续下滑风险。**

关于境内政策的相关影响，发行人面临的市场环境未发生重大不利变化，行业竞争格局不存在大幅加剧的情形，具体分析可详见本回复问题 1 之“一（一）”。

关于境外政策的相关影响，预计不会对发行人造成重大不利影响，具体分析可详见本回复问题 1 之“二（一）”。

### **（1）发行人不存在以价换量的情况**

发行人储能 BMS 产品不存在以价换量的情形。

具体分析如下：

#### **1) 政策支持下储能行业迅速发展，保障储能 BMS 产品市场需求**

在国家“碳达峰、碳中和”的战略目标下，储能成为我国能源生产与消费革命中的重要研究和创新方向。近年来国家发改委、工信部、国家能源局等各部门相继出台多项支持储能产业发展的产业政策，为行业发展提供了有力的政策支持和良好的环境。受益于相关政策支持，我国储能行业发展迅猛，根据 CNESA 统计，截至 2025 年 6 月末，中国新型储能累计装机规模达到 101.3GW，同比增长 110%，首次突破 100GW；2025 年上半年，新增新型储能投运装机规模 23.03GW，同比增长 68%。伴随国家能源结构转型和新型储能行业的蓬勃发展，储能电站的安全运行成为全行业的关注重点。储能 BMS 作为负责电池信息采集与状态诊断、均衡管理、充放电管理、安全保护、数据交互及协同管理等功能的核心控制部件，对储能系统的安全运行提供关键支撑。

因此，新型储能行业的蓬勃发展以及储能系统对能源安全管理的要求带动下游市场对储能 BMS 的需求。公司 BMS 产品销量的快速增长与储能行业整体投运装机规模的快速增长相匹配，增长具有客观的行业基础。

## 2) 储能行业参与者的竞争核心并非单纯的价格竞争

储能系统直接关乎其接入的电力系统能否平稳运行，对其安全性、可靠性的要求极高，使用寿命要求更长（通常需满足运行 10 年以上）。因此，储能 BMS 的竞争核心仍是产品可靠性、系统容错和保护能力的竞争，并非单纯的价格竞争。公司自 1998 年起深耕 BMS 领域，拥有超过 20 年的深厚积累、技术积淀与优势，同时可提供高可靠性与全场景适配产品，具备领先的品牌优势。

下游客户在选择公司作为供应商时，首要原因仍是基于公司产品性能、质量及服务能满足其自身储能项目需求，而非单纯的价格因素考虑。

## 3) 公司定价的调整符合行业客观需求，并非主观低价竞争

报告期内，整个储能产业链上下游均存在降本的客观需求，公司根据下游新型储能市场降本、高安全等诉求，持续推进产品成本优化，并相应让利传导至销售报价端，在保证自身合理毛利的情况下充分满足下游客户需求，不存在主观低价竞争或以异常低价扰乱市场的情况。

综上所述，发行人储能 BMS 产品不存在以价换量的情形。

## (2) 毛利率不存在持续大幅下滑的风险

报告期内，公司储能 BMS 产品毛利率呈下降趋势，主要受短期市场竞争、原材料价格波动及产品结构阶段性调整等多因素共同影响。展望未来，在新型储能行业景气度持续、商业模式完善的背景下，叠加公司主动的降本增效措施，毛利率进一步大幅下滑的风险较低，并具备企稳回升的支撑基础。具体分析如下：

### 1) 行业驱动逻辑转变，为产品价值回归奠定长期基础

报告期内，产品销售均价波动下行，与储能产业从“政策驱动”迈向“市场驱动”的阶段特征相符。以“136 号文”为代表的政策，推动行业竞争核心从“初始低价”转向“全生命周期价值”。储能作为独立市场主体参与电力市场交易，其收益来源多元化（电能量交易、辅助服务、容量租赁等），显著提升了项目的

经济性。这一转变有效抑制了非理性的低价竞争，为具备核心技术、成熟供应链与品牌优势的企业，提供了通过“价值竞争”获取合理溢价的市场机制，有利于产业链产品价格的理性回归。

## 2) 公司多维度降本增效，保证充分的盈利能力

尽管未来仍不排除价格竞争对发行人盈利能力潜在的不利影响，但发行人可通过如下应对措施保证充分的盈利能力：①随着公司业务规模持续扩大，产品规模化生产优势和供应链体系整合优势进一步显现，推动主要产品的物料成本及其他成本持续下降；②本次募投项目建成投产后，通过投建自动化产线和降低委外加工占比等方式，提高生产效率，进一步降低产品制造成本；③伴随公司业务规模持续扩大，公司内部精细化管理进一步加强，促使期间费用的增速低于营业收入的增速，推动期间费用率逐步合理下降。

通过上述持续降本措施，减缓或抵消未来产品价格竞争激烈对毛利率水平的影响，确保公司盈利规模预期稳步增长，避免出现毛利率持续大幅下滑的风险。

## 二、中介机构核查情况

### (一) 核查程序

针对上述事项，保荐人及申报会计师履行的核查程序主要包括：

(1) 获取发行人报告期内采购明细，针对同一供应商同时采购委托加工服务和原材料的情形，了解供应商业务内容及发行人采购的具体内容、应用的产品，检查发行人采购的原材料是否直接用于委外加工商提供委托加工服务；

(2) 访谈发行人采购负责人，了解发行人向同一供应商同时采购委托加工服务和原材料的原因和合理性，相关材料及服务采购的定价机制、实物流转及发行人对关键节点的管控措施；

(3) 对发行人向同一供应商同时采购委托加工服务和原材料的情况执行控制测试，检查相关采购合同、物流流转单据等，判断发行人对关键节点的控制是否有效；获取发行人向镭蹬电子及杭州富诺采购委托加工服务和原材料的采购明细，分析采购价格合理性及公允性；对发行人报告期各期末存放于杭州镭蹬及杭州富诺的委托加工物资进行函证；

(4) 取得发行人报告期后各月用于境内、境外终端客户的在手订单、新增订单明细，分析相关售价和毛利率情况，并对比其与报告期内的差异；访谈发行人营销总监，了解境内外相关行业政策是否对发行人产生不利变化，毛利率是否存在持续下滑风险。

## (二) 核查意见

经核查，保荐人及申报会计师认为：

(1) 发行人存在向同一供应商同时采购加工服务和原材料的情形，涉及的供应商主要为镗蹬电子和杭州富诺；向镗蹬电子采购的电气部件，部分直接用于杭州镗蹬装配高压箱的原材料，向富诺机械采购钣金结构件，部分直接用于其装配高压箱的原材料，具有商业合理性；发行人向同一供应商同时采购加工服务和原材料均基于市场价格独立定价，价格公允；发行人向同一供应商同时采购加工服务和原材料关键节点的控制设计合理，运行有效；发行人能够主导高压箱的生产和销售过程；

(2) 发行人期后各月用于境内、境外终端客户的在手、新增订单售价、毛利率对比与报告期内的差异情况具备合理性，不存在重大异常差异；报告期内，随着市场竞争格局变化、原材料价格波动和产品结构变化等多因素影响，公司毛利率呈持续下滑的趋势。但考虑到未来新型储能行业景气度的持续，下游市场对储能行业及 BMS 相关产品需求具有可持续性，对于公司未来毛利率的实现具备支撑作用。

(本页无正文，为杭州高特电子设备股份有限公司《关于杭州高特电子设备股份有限公司首次公开发行股票并在创业板上市申请文件的第二轮审核问询函之回复报告》之签章页)

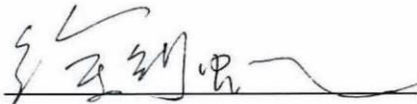


杭州高特电子设备股份有限公司

2025年12月16日

## 发行人董事长声明

本人已认真阅读《关于杭州高特电子设备股份有限公司首次公开发行股票并在创业板上市申请文件的第二轮审核问询函之回复报告》的全部内容，确认本次审核问询函回复报告不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

董事长、法定代表人： 

徐剑虹

杭州高特电子设备股份有限公司



2025年12月16日

(本页无正文，为中信证券股份有限公司《关于杭州高特电子设备股份有限公司首次公开发行股票并在创业板上市申请文件的第二轮审核问询函之回复报告》之签章页)

保荐代表人：

  
孟 夏

  
庞雪梅



## 保荐人法定代表人声明

本人已认真阅读杭州高特电子设备股份有限公司本次审核问询函回复报告的全部内容，了解报告涉及问题的核查过程、本公司的内核和风险控制流程，确认本公司按照勤勉尽责原则履行核查程序，审核问询函回复报告不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

法定代表人：

  
张佑君



(本页无正文，为北京市中伦律师事务所《关于杭州高特电子设备股份有限公司首次公开发行股票并在创业板上市申请文件的审核问询函之回复报告》之签章页，仅对审核问询函中需要发行人律师进行核查的事项发表核查意见)

经办律师：

  
宋晓明

  
桑何凌

律师事务所授权代表：

  
张学兵



（本页无正文，为天健会计师事务所（特殊普通合伙）《关于杭州高特电子设备股份有限公司首次公开发行股票并在创业板上市申请文件的第二轮审核问询函之回复报告》之签章页，仅对审核问询函中需要申报会计师进行核查的事项发表核查意见）

签字注册会计师：

章静静

陈梦兰

天健会计师事务所（特殊普通合伙）



二〇二五年十二月十六日