（上接D60版）

综上，大力发展储能业务系公司深耕能源互联网领域的重要战略布局。通过本项目的实施，公司将在现有产品已应用于新能源发电领域及抽水蓄能、电化学储能等储能领域的基础上，投资建设储能系列产品数字化工厂，实现储能系列产品的批量化生产，积极拓展储能业务领域，有助于优化公司产品结构，并实现与现有业务的高度协同，提升公司在新能源发电及配套储能、智能电网等领域的综合服务能力，大幅增强公司的核心竞争力和持续盈利能力。

3、项目建设的可行性

（1）国家相关政策为储能行业的持续快速发展提供良好环境

①国家相关部门关于支持储能行业发展的相关政策

现阶段，我国提出力争于 2030 年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。国家陆续出台了支持储能行业发展的相关政策，储能行业迎来良好的发展机遇，具体如下：

序号	时间	产业政策	主要内容
1	2016 年 4 月	《能源技术革命创新行动计划(2016-2030 年)》	先进储能技术创新，2020 年目标：突破化学储电的各种新材料制备、储能系统集成和能量管理等核心关键技术；2030 年目标：全面掌握战略方向重点布局的先进储能技术，实现不同规模的示范验证，同时形成相对完整的储能技术标准体系，建立比较完善的储能技术产业链，实现绝大部分储能技术在其适用领域的全面推广，整体技术赶超国际先进水平。
2	2017 年 10 月	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》	大力发展“互联网+”智慧能源，促进储能技术和产业发展，支撑和拉动能源革命。未来 10 年内分两阶段推进储能产业发展：第一阶段即“十三五”期间，实现储能由研发示范向商业化初期过渡，建成一批不同技术类型、不同应用场景的试点示范项目，探索一批可推广的商业模式；第二阶段即“十四五”期间，实现商业化初期向规模化发展转变，储能项目广泛应用，形成较为完整的产业体系，成为能源领域经济新增长点，基于电力与能源市场的多种储能商业模式蓬勃发展。
3	2019 年 6 月	《贯彻落实<关于促进储能技术与产业发展的指导意见>2019 -2020 年行动计划》	加强先进储能技术研发，使我国储能技术在未来 5-10 年甚至更长时期内处于国际领先水平。鼓励储能产业相关企业积极利用智能制造新模式转型升级。在电源侧研究采用响应速度快、稳定性高、具备储能启动能力的储能系统，在电网侧研究采用大容量、响应速度快的储能技术。推进储能与分布式发电、集中式新能源发电联合应用。
4	2021 年 2 月	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，探索构建源网荷储高度融合的新型电力系统发展路径。优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水(储)一体化”、探索增量“风光储一体化”。
5	2021 年 5 月	《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	对于保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目，可通过目建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后，由电网企业予以并网。并网条件主要包括配套新增的抽水蓄能、储热型光热发电、火电调峰、新型储能、可调节负荷等灵活调节能力。
6	2021 年 7 月	《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	鼓励发电企业自建储能或调峰能力增加并网规模，允许发电企业购买储能或调峰能力增加并网规模。超过电网企业保障性并网以外的规模时期按照功率 15%的挂钩比例(时长 4 小时以上)配建调峰能力，按照 20%以上挂钩比例进行配建的优先并网。
7	2021 年 7 月	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	到 2025 年实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，新型储能装机规模达 3000 万千瓦以上，新型储能在推动能源领域碳达峰碳中和过程中发挥显著作用。到 2030 年实现新型储能全面市场化发展，新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。大力推进电源侧储能项目建设，积极推动电网侧储能合理化布局，积极支持用户侧储能多元化发展。推动锂离子电池等相对成熟新型储能技术成本持续下降和商业化规模应用。加快推动储能进入并允许同时参与各类电力市场。
8	2021 年 10 月	《2030 年前碳达峰行动方案》	积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补、支持分布式新能源合理配置储能系统。加快新型储能示范推广应用。到 2025 年，新型储能装机容量达到 3000 万千瓦以上。优化新型基础设施用能结构，采用直流供电、分布式储能、“光伏+储能”等模式，探索多样化能源供应，提高非化石能源消费比重。提高建筑终端电气化水平，建设集光伏发电、储能、直流配电、柔性用电于一体的“光储直柔”建筑。集中力量开展大容量风电、高效光伏、大容量储能等技术创新。
9	2022 年 3 月	《“十四五”新型储能发展实施方案》	重点强调指动多元化技术发展与安全控制，以示范试点项目推动新型储能产业化，到 2025 年新型储能步入规模化发展阶段，到 2030 年新型储能全面市场化发展，基本满足构建新型电力系统需求；其中电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低 30%以上；推动大容量、中长时间尺度储能技术示范。
10	2022 年 6 月	《“十四五”可再生能源发展规划》	明确新型储能独立市场主体地位，完善储能参与各类电力市场的交易机制和技术标准，发挥储能调峰调频、应急备用、容量支撑等多元功能，促进储能在电源侧、电网侧和用户侧多场景应用。创新储能发展商业模式，明确储能价格形成机制，鼓励储能为可再生能源发电电力用户提供各类调节服务。
11	2022 年 6 月	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	符合条件的新型储能项目可转为独立储能，作为独立主体参与电力市场；鼓励新能源场站和配建储能联合参与市场，利用储能改善新能源涉网性能，保障新能源高效消纳利用；鼓励独立储能参订调峰时段和低谷时段市场合约，发挥移峰填谷和顶峰发电作用；鼓励独立储能按照辅助服务市场规则或辅助服务管理细则，提供有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务等辅助服务，以及在电网事故扩展提供快速有功响应服务；各地要根据电力供需实际情况，适度拉大峰谷价差，为用户侧储能发展创造空间；鼓励用户采用储能技术减少目为高峰用电需求，减少接入电力系统的增容投资；研究建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动电站参与电力市场。

②各省关于新能源发电配置储能设施的相关政策

2021 年以来，已有超过 20 个省、直辖市陆续发布储能相关规划或政策，要求新建或并网新能源发电项目需要配置一定比例的储能系统，配置比例主要为新能源发电装机规模的 10%-20%、储能时长 2 小时以上，主要情况如下：

序号	时间	省份	相关规划或政策	主要内容
1	2021 年 1 月	青海	《支持储能产业发展的若干措施(试行)》	新建新能源项目，储能容量原则上不低于新能源项目装机量的 10%，储能时长 2 小时以上。
2	2021 年 2 月	山东	《2021 年全省能源工作指导意见》	新能源场站原则上配置不低于 10%储能设施。
3	2021 年 3 月	江西	《关于做好 2021 年新增光伏发电项目竞争优选有关工作的通知》	配置储能标准不低于光伏电站装机规模的 10%容量/4 小时。
4	2021 年 3 月	海南	《关于开展 2021 年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知》	每个申报项目规模不得超过 10 万千瓦，且同步配套建设各案规模 10%的储能装置。
5	2021 年 5 月	福建	《关于因地制宜开展集中式光伏试点工作的通知》	储能配置不低于开发规模的 10%。
6	2021 年 5 月	甘肃	《关于“十四五”第一批风电、光伏发电项目开发建设有关事项的通知》	河西地区(酒泉、嘉峪关、金昌、张掖、武威)最低按电站装机容量的 10%配置，其他地区最低按电站装机容量的 5%配置。
7	2021 年 6 月	天津	《2021-2022 年风电、光伏发电项目开发建设和 2021 年保障性并网有关事项的通知》	规模超过 50MW 的项目要开展论证配套建设一定比例的储能设施或提供相应的调峰能力，光伏为 10%，风电为 15%。
8	2021 年 6 月	河南	《关于 2021 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	Ⅰ类区域要求配置项目 10%、Ⅱ类区域要求配置项目 15%、Ⅲ类区域要求配置项目 20%规模的储能设备。
9	2021 年 6 月	湖北	《湖北省 2021 年新能源项目建设工作方案(征求意见稿)》	可配置规模小于基地规模（1GW）的按照容量的 10%、2 小时以上配置储能。
10	2021 年 6 月	陕西	《陕西省新型储能建设方案（暂行)(征求意见稿)》	新增集中式风电项目，陕北地区按照 10%装机容量配套储能设施；新增集中式光伏发电项目，关中地区和延安市按照 10%、榆林市按照 20%装机容量配套储能设施。
11	2021 年 7 月	辽宁	《省风电项目建设方案(征求意见稿)》	承诺配套储能设施 10%以上。
12	2021 年 9 月	山西	《2021 年风电、光伏发电开发建设竞争性配置方案(征求意见稿)》	按梯度，在保障性并网项目中，风电 17 个、规模 164 万千瓦，备选项目中，风电 9 个、规模 84.2 万千瓦。风电配置 10%储能，光伏配置 10%-15%储能。
13	2021 年 10 月	河北	《关于做好 2021 年风电、光伏发电市场化并网规模项目申报工作的补充通知》	2021 年市场化并网项目需配建调峰能力，南网、北网市场化项目配建调峰能力分别不低于项目容量的 10%、15%，连续储能时长不低于 3 小时。
14	2021 年 10 月	湖南	《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》	风电、集中式光伏发电项目应分别按照不低于装机容量 15.5%比例储能时长 2 小时配建储能电站。
15	2022 年 1 月	海南	《开展 2022 年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知》	单个申报项目规模不得超过 10 万千瓦，且同步配套建设不低于 10%的储能装置。
16	2022 年 1 月	宁夏	《2022 年光伏发电项目竞争性配置方案(征求意见稿)》	规划 2022 年宁夏保障性光伏并网规模为 4GW，需配套 10%、2 小时储能。
17	2022 年 3 月	内蒙古	《关于征求工业园区可再生能源替代、全额自发自用两类市场化并网新能源项目实施细则意见建议的公告》	新增负荷所配置的新能源项目配建储能比例不低于新能源配置规模的 15%(4 小时)。
18	2022 年 3 月	新疆	《新疆发改委服务推进日治区大型风电光伏基地建设操作指引(1.0 版)》	按照新增负荷的 1.5 倍配置新能源建设规模，并配建一定比例、时长 2 小时以上的储能规模。
19	2022 年 3 月	辽宁	辽宁省 2022 年光伏发电示范项目建设方案(征求意见稿)	承诺配套建设光伏装机规模 10%以上的储能设施。
20	2022 年 3 月	福建	《关于组织开展 2022 年集中式光伏电站试点申报工作的通知》	试点项目必须同步配套建成投产不小于项目规模 10%(时长不低于 2 小时)的电化学储能设施。储能设施未按要求与试点项目同步建成投产的，配建要求提高至不小于项目规模 15%(时长不低于 4 小时)。
21	2022 年 4 月	安徽	《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	储能电站配置比例不低于 10%、连续储能时长 1 小时、循环次数不低于 6000 次，系统容量 10 年衰减不超过 20%。
22	2022 年 5 月	内蒙古	《内蒙古自治区“十四五”能源发展规划》	新建新能源电站按照不低于装机容量的 15%(2 小时)配置储能。

③各省“十四五”规划关于储能装机规模的相关规划

2021 年以来我国多省陆续发布“十四五”能源发展规划，其中山东、广东、浙江等 9 省提出到 2025 年将建成储能装机规模合计达 35.7GW，具体情况如下：

序号	时间	省份	相关规划或政策	主要内容
1	2021 年 10 月	山东	《山东省能源发展“十四五”规划》	到 2025 年，建设 450 万千瓦时的储能设施。
2	2022 年 2 月	河南	《河南省“十四五”现代能源体系和碳达峰碳中和规划》	力争新型储能装机规模达到 220 万千瓦。
3	2022 年 2 月	甘肃	《甘肃省“十四五”能源发展规划》	预计到 2025 年，全省储能装机规模达到 600 万千瓦。
4	2022 年 3 月	青海	《青海省“十四五”能源发展规划》	到 2025 年，力争建成电化学等新型储能 600 万千瓦。
5	2022 年 4 月	河北	《河北省“十四五”新型储能 发展规划》	到 2025 年，全省布局建设新型储能规模 400 万千瓦以上。
6	2022 年 4 月	广东	《广东省“十四五”新型储能发展规划》	到 2025 年，全省布局建设新型储能规模 200 万千瓦。
7	2022 年 5 月	山西	《山西省可再生能源发展“十四五”规划环境影响报告书(征求意见稿)》	计划到 2025 年新型储能装机达到 600 万千瓦左右。
8	2022 年 6 月	浙江	《浙江省“十四五”新型储能发展规划》	“十四五”期间，全省建成新型储能装机规模 300 万千瓦左右。
9	2022 年 6 月	广西	《广西可再生能源发展“十四五”规划》	“十四五”期间，新增集中式新型储能装机规模不低于 200 万千瓦/400 万千瓦时。
合计				3,570 万千瓦(折 35.7GW)

综上，我国为实现“双碳”目标，构建清洁低碳、安全高效能源体系，国家支持储能相关政策陆续落地，为推动储能技术和产业持续快速发展提供良好环境。

（2）公司拥有储能相关技术及产品的多年研发和应用经验，储能系统产品及相关技术与公司现有技术及产品紧密相关

①公司拥有储能相关技术及产品的多年研发和应用经验

公司自 2016 年开始对储能相关技术及产品进行研发，并于 2018 年在海口生产基地建成分布式光伏发电站配套的一体化智能储能变流装置，并将储能变流器(PCS)、能源管理系统(EMS)、电池管理系统(BMS)、储能电池模块(PACK)、交直流配电、变压器等主要部件以及环控、消防和照明等子系统集中于一个集装箱内，实现削峰填谷、备用电源、应急电源、无功支持、黑启动、平滑输出曲线、需求侧响应等功能，并将此作为公司储能相关技术及产品的研发验证平台。

报告期内，公司应用于储能领域相关产品主要包括干式变压器、储能变流升压一体机、一体化逆变并网装置、箱式变电站等，最近三年一期储能领域相关产品收入分别为 790.83 万元、1,657.06 万元、3,112.64 万元、1,558.85 万元。

鉴于储能行业具有广阔的发展前景，公司于 2021 年 7 月成立全资子公司金盘储能，并组建储能相关技术及产品的专职研发团队，在现有产品已应用于新能源发电领域及抽水蓄能、电化学储能等储能领域的基础上，依托公司已积累的储能相关的知识产权及核心技术，专注并持续推进电化学储能相关技术及产品的研发，逐步开发储能系列产品，进一步拓展储能业务领域。

②储能系统产品及相关技术与公司现有技术及产品紧密相关

储能系统主要由储能电池模块（PACK）、储能变流器（PCS）、能源管理系统（EMS）、电池管理系统（BMS）、电气设备等部分组成。储能系统需要对上述各组成部分根据项目具体情况进行定制开发和系统集成，并主要应用输配电、电力变换、电力电子、能量管理、电池管理等技术，实现对储能系统各组成部分的协同控制及能源管理。公司拥有 20 余年输配电及控制设备产品的定制化开发和制造经验，在电力电子、电气设备协同控制及能源管理等方面拥有丰富技术积累。因此，公司储能系统产品及相关技术与现有技术及产品紧密相关。

公司现有产品高压 SVG、一体化箱变、逆变器等相关技术，一体化智能储能变流装置以及电力设备智能运维、能源管理系统等相关技术，与公司储能系列产品部分技术同源，具体情况如下：

序号	公司现有产品/系统	公司现有相关技术	储能系统及主要组成部分	技术同源情况
1	高压 SVG	高压级联变流技术	高压储能变流器(PCS)	H 桥级联拓扑 PMW 调制方案相同，无功功率控制部分相同。
2		级联 H 桥直流电压均衡技术	高压储能变流器(PCS)	H 桥直流电压均衡控制策略部分相同。
3		功率单元高位取电技术	高压储能变流器(PCS)	功率单元直流取电方案相同。
4		高/低电压穿越技术	高低压储能变流器(PCS)	锁相、与正负序分离等核心软件算法原理相同。
5	一体化智能储能变流装置	电池充放电控制策略	高低压储能变流器(PCS)	电池恒流、恒压、恒功率充放电软件控制策略相同。
6	一体化箱变	一体化箱变相关技术	低压储能系统	一体化箱变为低压储能系统的重要组成部分，其与储能变流器 PCS、电池舱组合即可组成低压储能系统。
7	逆变器	主回路拓扑技术、硬件平台方案	低压储能变流器(PCS)	主回路拓扑上相同，硬件平台方案互通。
8	一体化智能储能变流装置	EMS 控制策略	能源管理系统(EMS)	与用户侧储能的 EMS 控制策略相同。
9	电力设备智能运维、能源管理系统	系统架构	能源管理系统(EMS)	系统架构相同。
10	智能电力设备运维能管平台及智能运维终端	数据采集与数据传输技术	电池管理系统(BMS)	运维平台的电池、电压、温度等采集软件、硬件技术可以移植到 BMS 系统的 BMU，做电芯状态采集；运维平台的采集终端与控制终端间的通讯方式与通讯协议可以移植到 BMS 系统，用做 BMU 与 BCMU、BCMU 与 BAMS 之间的通讯。
11	一体化智能储能变流装置	电池模块 PACK 的成组技术	储能电池模块(PACK)	电池模块 PACK 的成组技术相同。
12	变压器、开关柜、电力电子设备	该等产品的相关技术	电气设备	储能系统中需要用到的变压器、开关柜、电力电子设备等电气设备，系公司现有主要产品。

储能系统及其核心部件储能变流器(PCS)与公司现有电力电子设备产品部分技术同源、生产设备互通、制造工艺路线类同，公司拥有 10 余年电力电子设备产品的定制化开发和制造经验，在产品研发设计、生产制造、质量控制、检试验等方面均已形成较强的能力和完善的体系，可为储能系统及其核心部件储能变流器(PCS)的研发设计和生产制造提供良好的基础。

综上，公司拥有储能相关技术及产品的多年研发和应用经验，储能系统产品及相关技术与公司现有技术及产品紧密相关。

（3）相对于电芯生产企业，公司在储能系统除电芯外的其它关键部件以及储能系统集成方面具有技术优势

①储能系统需要针对不同场景、根据用户的不同需求进行定制化开发

储能系统的主要作用是以电的形式将能量进行吸收、储存和释放，主要应用于发电侧、电网侧、用户侧等领域，实现不同的用途。储能系统需要针对所应用的不同场景，根据用户的不同需求进行定制化开发，储能系统提供商需要具备储能系统定制化开发和系统集成的能力。

②电化学储能系统的重点是对电池的合理、高效利用

电化学储能系统主要由电池模块(PACK)、储能变流器(PCS)、电池管理系统(BMS)、能源管理系统(EMS)、电气设备等组成，各组成部分实现主要功能如下：

电化学储能系统主要组成部分	主要功能介绍
电池模块(PACK)	作为电能储存的载体，将电能转化为化学能存储起来。
储能变流器(PCS)	作为储能系统中的核心模块，主要起到将接交流测电网以及直流侧电池、对系统进行直流和交流的相互转换，实现电网端和电池模块之间能量的双向交换的作用。
能源管理系统(EMS)	主要用于电力数据采集、网络监控、能量调度等，实现储能系统内各子系统的信息汇总，全方位掌控整套系统的运行情况，并作出相关决策，保证系统安全运行。
电池管理系统(BMS)	主要用于电池运行参数的监测、状态评估、系统保护、均衡控制等。
电气设备	主要用于在电能转换过程中起到变压、变流、变频、变电、配电、电气隔离、开合、保护和控制、改善电网质量等作用。

在电化学储能系统中，电池只是电能储存的载体，而电化学储能系统需要对上述各组成部分根据项目具体情况进行定制开发和系统集成，核心是储能变流器(PCS)、电池管理系统(BMS)、能源管理系统(EMS)及各类电气设备的协同控制，实现对电池的合理、高效利用，其主要关注输配电、电力变换、电力电子、能量管理、电池管理等技术领域。

③公司在输配电及控制领域具有丰富的定制化开发经验及协同控制的技术实施能力

公司拥有 20 余年输配电及控制设备产品的定制化开发和制造经验，电力电子、电气设备协同控制及能源管理的技术实施能力，以及电力工程的建设经验。

公司是行业内少数可实现储能系统产品和关键部件储能变流器(PCS)、电池管理系统(BMS)、能量管理系统(EMS)，以及配套干式变压器等电气设备的自主研发和生产的优势企业，涵盖储能系统及除电芯以外的储能系统关键部件全产业链，并具有数字化研发和生产的能力。公司可单独对外销售储能系统产品或关键部件，还可提供储能系统整体解决方案，满足不同客户的需求，具有较强市场竞争力。

综上，与电芯生产企业相比，公司在储能系统除电芯外的其它关键部件以及储能系统集成方面具有一定技术优势；公司储能系列产品涵盖储能系统及除电芯以外的储能系统关键部件全产业链，并具有数字化研发和生产的能力，具有较强的市场竞争力。

（4）公司已组建实施本项目所需的核心团队

公司自成立至今，始终专注于技术创新和产品升级，积累了丰富的研发经验和技术成果，并不断拓展公司产品和业务类别，经历了仅供应干式变压器单一产品向供应特种干式变压器、标准干式变压器、干式电抗器、中低压成套开关设备、箱式变电站、电力电子设备、储能等输配电控制设备及系统解决方案的转换过程，并基于公司在数字化制造领域的核心技术和实施经验对外提供数字化工厂整体解决方案，在此过程中构建了专业的研发、供应、生产、销售、管理等核心团队。

截至 2022 年 6 月 30 日公司已建立完善的研发体系，拥有电气研究院、智能科技研究院、储能科技研究院等研发平台以及各事业部及有关部门下设的研发组；公司研发人员达 329 人，占公司总人数 15.92%，专业领域涵盖产品研发、设计、工艺、试验、质量控制以及制造模式转型升级等方面。截至本募集说明书摘要签署日，公司拥有核心技术人员共 11 名，其中有 2 名核心技术人员专注于储能相关技术和产品的研发。

为进一步落实储能系列产品研发及批量化生产的战略布局，公司于 2021 年 7 月成立全资子公司海南金盘科技储能技术有限公司(以下简称“金盘科技储能技术公司”)。截至本募集说明书摘要签署日，公司电化学储能相关技术及产品的研发人员共 21 人(其中硕士和博士共 6 人、核心技术人员 2 人)，主要为具有多年储能相关技术及产品研发经验的公司核心技术人员、技术总工、结构设计工程师、硬件设计工程师、嵌入式软件工程师、硬件工程师、电气工程师、测试与质量等，该研发团队依托公司已积累的储能相关的知识产权及核心技术，专注并持续推进电化学储能相关技术及产品的研发。未来，公司将根据储能相关技术及产品的研发进度，不断培养和引进储能领域相关专业人才，扩大储能相关技术及产品的研发团队规模。

公司已构建研发工厂设计、建设和运营的专业团队，依靠该专业团队，已建成或技改 4 个数字化工厂或产线，包括海口干式变压器数字化工厂、桂林中低压成套开关设备数字化生产线、桂林干式变压器数字化生产线、桂林储能数字化工厂。因此，公司依靠自身专业团队已具备数字化工厂规划设计、建设和运营的丰富经验和实施能力。

公司已搭建了完善的营销体系，为公司开拓储能业务奠定良好基础。目前，公司销售及相关服务团队达 250 人，且核心销售骨干人员较为稳定，多数在公司工作 10 年以上，且均持有公司股份，对公司忠诚度较高。截至 2022 年 6 月 30 日，公司在国内重点城市共设有 47 个营销网点，并在香港、美国设有海外营销中心，负责亚太、美洲、欧洲等市场的拓展、销售工作。公司坚持以客户为中心，配备了相应营销人员和售后服务工程师，可随时掌握市场的需求信息和快速响应客户的售后服务需求，将公司产品引向市场并提供售后服务保障。

综上，公司拥有技术创新、产品升级及产业化的专业团队和丰富经验，拥有具多年储能相关技术及产品研发经验的专职研发团队，数字化工厂设计、建设及运营的专业团队，以及稳定的、规模化销售团队和分布广泛的销售网络。因此，公司已具备实施本项目的研发、数字化建设和制造以及销售的优秀团队。

（5）公司已积累实施本项目所需的丰富技术储备

公司自 2016 年开始对储能相关技术及产品进行研发，并于 2018 年在海口生产基地建成分布式光伏发电站配套的一体化智能储能变流装置，该装置至今稳定运行，是公司储能相关技术及产品的研发验证平台，并形成了相关专利、软件著作权及技术秘诀；同时，基于公司多年积累的与电化学储能系统相通的输配电及控制相关技术，截至本募集说明书摘要签署日公司已形成了可应用于储能相关技术及产品的已获授权 31 项专利(其中 6 项发明专利)，12 项专利正在申请中，8 项软件著作权，14 项核心技术，具体情况如下：

1）专利

①已获授权专利

序号	已授权专利名称	专利类型	专利号/申请号
1	一种三相四线并联式三电平 SVG 的分相控制方法及系统	发明专利	201810902372.1
2	一种三相电压的相序检测方法、系统及装置	发明专利	201810903901X
3	一种光伏并网逆变器的控制方法	发明专利	2014108479902
4	一种静止无功发生器的测试系统	发明专利	2014100223353
5	一种静止无功发生器的接入系统	发明专利	2013107462632
6	一种基于三终组变压器的 LCL 型滤波器	发明专利	2014108477803
7	一种光储系统多微源协调控制系统	实用新型	2020211673970
8	一种 IGBT 模块温度测量电路	实用新型	2020201784464
9	智能监控预装式变电站通风散热系统	实用新型	2019221948036
10	一种 SVG 功率模块	实用新型	2017218678460
11	一种 SVG 功率柜	实用新型	2017218671071
12	一种城市轨道交通双向变流变压器	实用新型	2017202829776
13	一种模拟机车制动的能馈测试系统	实用新型	2016214803274
14	一种直流供电系统	实用新型	2016214836155
15	一种光伏并网型逆变器及其悬层母排装置	实用新型	2013206880773
16	一种链式静止无功发生器的功率单元直流侧的均压系统	实用新型	2013207715735
17	一种光伏逆变器的测试系统	实用新型	2013208373383
18	一种静止无功发生器的功率单元及其旁路系统	实用新型	2013208733425
19	一种静止无功发生器的接入系统	实用新型	2013208851544
20	一种高压静止无功发生器双机并联控制的主控装置	实用新型	2013208331287
21	静止无功发生器的功率单元无功功率单元旁路装置	实用新型	2013208373398
22	一种静止无功发生器的测试系统	实用新型	2014200320931
23	一种取动控制电路	实用新型	2013205997031
24	一种光伏并网型逆变器	实用新型	2013206030213
25	静止式动态无功功率补偿及谐波抑制装置	外观专利	2014300218483
26	光伏并网逆变器	外观专利	2014300216026
27	功率单元装置(SVG)	外观专利	2014300216416
28	一种中高压直挂储能系统及其冷却装置	实用新型	2022205306333
29	一种中高压直挂储能系统的高压箱	实用新型	2022200578859
30	一种中高压直挂储能系统的液冷 PACK	实用新型	2022200588545
31	一种中高压直挂储能集装箱	实用新型	202220887776X

②正在申请专利

序号	正在申请专利名称	专利类型	专利号/申请号
1	一种中高压直挂装置及其电源切换电路	发明专利	2022104853597
2	一种中高压直挂式储能液冷系统	发明专利	2022106065127
3	一种微网系统控制方法及微网系统控制器	发明专利	2020105744140
4	一种中高压直挂储能系统的高压箱	发明专利	2022100263329X
5	一种中高压直挂储能系统的液冷 PACK	发明专利	2022100263247
6	一种中高压直挂储能系统及低电压穿越测试装置	实用新型	2022204499888X
7	一种中高压直挂装置及其电源切换电路	实用新型	2022210696955
8	一种中高压直挂式储能液冷系统	实用新型	2022213444566
9	一种储能电池簇	实用新型	2022210391177
10	一种中高压直挂式储能液冷电池 PACK	实用新型	2022213077073
11	一种电池簇集成系统	实用新型	2022210391232
12	一种液冷 PACK 起吊工艺装备	实用新型	2022213860792

2）软件著作权

序号	软件著作权名称	登记号
1	地铁长线中能量再生回馈并网时销相环的准确控制软件 V1.0	2020SR0957364
2	一种 FPGA 实现的储能逆变器控制软件 V1.0	2020SR0938383
3	一种 FPGA 实现的静止式动态无功功率补偿及谐波抑制装置控制软件 V1.0	2020SR0934656
4	一种 FPGA 实现的高压三相不平衡补偿装置控制软件 V1.0	2021SR0115375
5	金盘科技轨道交通双向牵引供电机组控制系统软件 V1.0	2019SR1267033
6	JST 电力设备智能运维系统 V1.0.0	2020SR0489813
7	JST 智慧能源管理系统 V1.0.0	2020SR0492344
8	智能电气运维云管理系统 V1.0	2019SR0577647

3）核心技术

公司储能系列产品相关核心技术详见募集说明书“第四节 发行人基本情况”之“九、与产品有关的技术情况”之“(二)核心技术情况”之“2、储能系列产品的核心技术”。

综上，基于公司多年来积累的与电化学储能系统相通的输配电及控制相关技术，以及现有的电化学储能相关技术及产品的研发成果，公司已拥有实施本项目的主要核心技术和相关知识产权。

（6）公司储能系列产品通过第三方机构检测情况

公司储能系列产品的目标客户包括储能系统项目业主或总包方、储能系统集成商、储能系统相关部件制造企业等，该等客户要求供应商提供具相关资质的第三方机构对储能变流器(PCS)、电芯出具的检测报告。

公司储能变流器(PCS)为自研自制，截至本募集说明书摘要签署日，公司储能变流器(PCS)已取得具相关资质的第三方机构出具的检测报告，具体情况如下：

检测产品型号	35kV 高压级联储能变流器	储能变流器(SMART-CB-630)
应用于储能系统产品	中高压直挂(级联)储能系统	低压储能系统
报告名称	《检测报告》	《储能产品认证试验报告》
报告出具日期	2022 年 6 月	2022 年 3 月
报告出具单位	电力工业电气设备质量检验测试中心（中国电力科学研究院有限公司下属检测机构）	深圳信测标准技术服务股份有限公司(300938.SZ)
检测结果	符合相关标准要求	符合相关标准要求

公司储能系列产品配套电芯为公司外购取得，公司要求电芯供应商提供具相关资质的第三方机构对电芯出具的检测报告，以满足公司储能业务客户要求。

综上，公司储能变流器(PCS)已取得具相关资质第三方机构出具的检测报告。因此，公司储能系列产品可满足客户的相关检测认证要求。

（7）公司储能系统产品具有技术和成本优势，具备较强的市场竞争力

①公司中高压直挂(级联)储能系统产品的技术和成本优势

公司中高压直挂(级联)储能系统产品主要采用标准化、模块化设计技术，且系全球范围内首次采用全液冷技术，可以在发电侧、电网侧和工商业用户侧等不同应用场景得到广泛地应用。2022 年 7 月，广西壮族自治区机械工业联合会组织召开了“35kV/12.5MW/25MWh 高压直挂储能系统及其数字化制造生产线”产品鉴定会，由了 名相关行业专家组成的鉴定专家组出具了鉴定意见，鉴定全液冷 35kV/12.5MW/25MWh 高压直挂电池储能装备为国际首例。

与低压储能系统相比，公司中高压直挂(级联)储能系统产品无需升压变压器、直流汇流柜等电气设备，且采用更加优化、成本更低的液冷系统和储能变流器(PCS)，能有效降低储能系统产品成本，提高储能系统整体充放电循环效率和电池寿命，且由于占地面积减少，相应降低了储能项目的投资成本，具体比较情况如下：

序号	对标内容	中高压直挂(级联)储能系统	低压储能系统	中高压直挂(级联)储能系统相对于低压储能系统
1	PCS 效率	99.16%	98%	提升约 1%
2	充放电循环效率	90%	85%	提升约 6%
3	电池利用率	中高压直挂(级联)储能系统产品提升约 15%-20%		
4	消防系统	气体消防、水喷淋、淹没三级消防	气体消防	安全性更高
5	招商电能质量	THD≤0.6%	THD≤3%	提升约 567%
6	单机系统功率/容量	最大 20MW/40MWh	最大 3MW/6MW	提升约 95%
7	全功率动态响应	<3ms	>5ms	提升约 80%
8	产品成本	中高压直挂(级联)储能系统产品成本降低约 10%		
9	占地面积	中高压直挂(级联)储能系统采用液冷技术、低压储能系统采用风冷技术的情况下，中高压直挂(级联)储能系统的占地面积节省约 48%；中高压直挂(级联)储能系统、低压储能系统均采用液冷技术的情况下，中高压直挂(级联)储能系统的占地面积节省约 20%。		

公司中高压直挂(级联)储能系统产品采用全液冷技术，与同行业采用风冷技术的同类产品相比，具体优势如下：公司该类产品可确保电芯温度一致性和储能变流器(PCS)安全稳定可靠运行，延长电芯和储能变流器(PCS)的使用寿命，具有更低功耗和更高热执效率，降低电池热失控风险，且具有更高的电池空间利用率，单位体积的电池容量增加；此外，液冷系统可以和电池模块(PACK)高度集成，具有现场安装方便、占地面积小、无需担心灰尘和水汽凝结问题等优点，相关指标定量分析比较如下：

序号	比较内容	中高压直挂储能系统-液冷技术	中高压直挂储能系统-风冷技术	液冷技术相对于风冷技术
1	电芯温度温差	3℃以内	5℃左右	降低约 40%
2	10kV 配置储能系统功率/容量	最大 10MW/20MWh	最大 5MW/10MWh	提升约 100%
3	35kV 配置储能系统功率/容量	最大 20MW/40MWh	最大 6MW/12MWh	提升约 233%
4