

股票简称：福能股份

股票代码：600483



**关于福建福能股份有限公司
向不特定对象发行可转换公司债券
申请文件的审核问询函的回复**

保荐机构（主承销商）



（福州市湖东路 268 号）

二零二四年十二月

上海证券交易所：

贵所于 2024 年 11 月 11 日出具的《关于福建福能股份有限公司向不特定对象发行可转换公司债券申请文件的审核问询函》（上证上审（再融资）（2024）262 号）以下简称“审核问询函”）已收悉。

福建福能股份有限公司（以下简称“发行人”、“公司”或“福能股份”）会同兴业证券股份有限公司（以下简称“保荐机构”或“兴业证券”）、北京市中伦律师事务所（以下简称“发行人律师”）、致同会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“会计师”或“申报会计师”）对审核问询函所列问题进行了逐项核查，现回复如下，请审核。

如无特殊说明，本审核问询函回复中使用的简称与《福建福能股份有限公司向不特定对象发行可转换公司债券募集说明书》中简称具有相同含义。

本审核问询函回复中的字体代表以下含义：

字体	含义
黑体、加粗	审核问询函所列问题
楷体、加粗	对申请文件的修改补充
宋体	对审核问询函所列问题的回复、中介机构核查意见

在本审核问询函问题回复中，若合计数与各分项数值相加之和在尾数上存在差异，均为四舍五入所致。

目录

目录.....	2
问题 1 关于本次募投项目	3
问题 2 关于融资规模与效益预测	25
问题 3 关于经营情况	62
问题 4 关于资产	83
问题 5 关于关联交易	106
问题 6 关于财务性投资	119
问题 7 关于其他	128
保荐机构关于发行人回复的总体意见	132

问题 1 关于本次募投项目

根据申报材料，1) 本次拟向不特定对象发行可转换公司债券募集资金总额不超过 39 亿元，用于“泉惠石化工业区 2×660MW 超超临界热电联产项目”和“福建省仙游木兰抽水蓄能电站项目”，该两个项目总投资额为 153.68 亿元；2) “福建省仙游木兰抽水蓄能电站项目”属于水电业务，发行人报告期内水电业务尚未产生收入，也未曾与第三方合作过水力发电项目；该项目仅取得了福建省人民政府的农用地转用批复及临时用地批复，尚未取得项目建设用地权属证书；3) 本次募投项目实施主体均为公司控股子公司，少数股东均同比例增资。

请发行人披露：“福建省仙游木兰抽水蓄能电站项目”用地的计划、取得土地的最新具体安排、进度，是否符合土地政策、城市规划，募投项目用地落实的风险；如无法取得募投项目用地拟采取的替代措施以及对募投项目实施的影响等。

请发行人说明：（1）本次募投项目的具体建设内容、经营模式，与现有主营业务的区别与联系，发行人是否有投资运营募投项目相关业务的经验，是否涉及新业务、新技术，本次募投项目是否投向主业；结合发行人在人员、技术、设备、经验等方面的储备，说明募投项目实施的可行性，并对上述情况进行风险提示；（2）本次募投项目剩余资金缺口的资金来源、落实进展及是否存在重大不确定性；（3）控股子公司的主营业务、法人治理结构及经营情况，是否为实施本次募投项目而新设的公司，发行人与其他股东合作的原因、合作模式及运行机制，其他股东同比例增资的价格，是否属于关联方。

请保荐机构对上述事项核查并发表明确意见，请发行人律师对（3）核查并发表明确意见，并请保荐机构和发行人律师就发行人是否符合《监管规则适用指引——发行类第 6 号》第 4 条、第 8 条的相关规定发表明确意见。

回复：

一、发行人披露

发行人已于募集说明书“第七节 本次募集资金运用”之“五、募投项目的用地情况”中补充披露如下：

“1、福建省仙游木兰抽水蓄能电站项目用地情况

(1) 用地计划

本募投项目建设征地影响土地总面积共 277.2661 公顷，包括永久占地 204.6061 公顷，临时用地 72.66 公顷，其中：永久占用集体土地 192.2523 公顷、国有土地 12.3538 公顷；临时使用集体土地 72.66 公顷。另外，从地类占比情况看，本募投项目建设征地主要地类为林地、耕地和园地，其中林地占比为 87.86%，耕地和园地占比为 6.38%，三者合计占比为 94.24%。

(2) 取得土地的最新具体安排、进度

本募投项目涉及临时用地和农用地转用手续，根据《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国土地管理法实施条例》《建设项目用地预审管理办法》《建设用地审查报批管理办法》《福建省临时用地管理办法》等相关规定，其需履行的审批程序及取得土地的最新安排和进度情况如下：

审批节点	审批部门	审批批文/完成情况	预计完成时间
取得建设项目用地预审意见	莆田市自然资源局	莆自然资审〔2023〕1号	不适用
提出临时用地申请并报送取得申请用地所在地的县自然资源主管部门批复	仙游县自然资源局	仙自然资（临）〔2023〕2号、仙自然资（临）〔2023〕5号	不适用
提出建设用地申请并报送取得省级人民政府的建设用地批复	福建省人民政府	闽政文〔2024〕221号	不适用
建设项目用地征收报送并取得国务院批准	国务院	/	2024年12月
建设项目用地征收取得自然资源部批复	自然资源部	/	2024年12月
完成征地、交地	县、乡政府	/	2025年12月
支付项目征地移民安置补偿款	县、乡政府	/	2025年12月
取得建设用地规划许可证、国有土地划拨决定书	县自然资源局	/	2026年12月
取得国有土地使用证	县自然资源局	/	2027年12月

(3) 募投项目用地符合土地政策、城市规划

根据莆田市自然资源局出具的《莆田市自然资源局关于福建省仙游木兰抽水蓄能电站建设用地预审意见的函》（莆自然资审〔2023〕1号），其原则性同意本项目用地预审。

根据《福建省人民政府办公厅关于印发福建省“十四五”能源发展专项规

划的通知》（闽政办〔2022〕30号），本募投项目已列入专项规划，属福建省“十四五”期间重点推进的基础能源提质提效工程之一。

此外，截至本募集说明书出具之日，本募投项目已取得临时用地批复，永久用地也已取得福建省政府农用地转用批复。

因此，募投项目用地符合土地政策和城市规划。

（4）募投项目用地落实风险情况，如无法取得募投项目用地拟采取的替代措施以及对募投项目实施的影响等

截至本募集说明书出具之日，本募投项目已取得临时用地批复，永久用地也已取得福建省政府农用地转用批复，后续以划拨方式取得国有土地使用权证不存在实质性法律障碍，募投项目用地无法办理完成的风险较低，不会对募投项目正常实施产生不利影响。”

二、发行人说明

（一）本次募投项目的具体建设内容、经营模式，与现有主营业务的区别与联系，发行人是否有投资运营募投项目相关业务的经验，是否涉及新业务、新技术，本次募投项目是否投向主业；结合发行人在人员、技术、设备、经验等方面的储备，说明募投项目实施的可行性，并对上述情况进行风险提示；

1、泉惠热电联产项目

（1）具体建设内容

本募投项目拟建设2台660MW超超临界抽凝供热机组，同步建设高效除尘、烟气脱硫、脱硝装置及全厂公用设施等。

（2）经营模式

①采购模式

本募投项目的原材料主要系煤炭，其采购模式与公司在运的福建区域燃煤电厂一致，即根据公司年度煤炭耗用计划，制定年度煤炭订货方案，确定重点煤炭供应商和供应量，并进行采购。

②生产模式

本募投项目同时生产电力和热力，其生产模式与公司在运的热电联产机组一致，即燃烧煤炭将水加热成蒸汽，利用蒸汽压力推动汽轮机旋转，并进一步带动发电机旋转产生电力；同时，将部分蒸汽导入热力供应系统。

③销售模式

本募投项目的销售模式与公司在运的热电联产机组一致，具体如下：

1) 电力产品

募投项目实施主体与国网福建省电力有限公司签署购售电协议，按上网电量和上网电价结算。

2) 热力产品

募投项目实施主体与工业蒸汽用户直接签订供热合同，并根据工业蒸汽用户需求通过管道供热，按供热量和供热价格结算。供热价格基于当地政府发布的指导价格与客户协商确定。

(3) 与现有主营业务的区别与联系

本募投项目与公司在运的鸿山热电项目、龙安热电项目和晋南热电项目均为热电联产项目，其产品种类、运行原理、经营模式和客户群体等基本一致。此外，本募投项目建成投产后将进一步增加公司热电联产装机规模，巩固公司福建省内供热龙头地位，助力公司高质量发展。

(4) 发行人投资运营募投项目相关业务的经验

截至2024年9月30日，公司在运的发电（含热电联产）项目共33个，控股运营总装机规模607.73万千瓦；其中热电联产项目共3个，总装机规模134.11万千瓦，其基本情况如下：

序号	项目名称	装机容量 (万千瓦)	项目总投资额 (亿元)	投产时间
1	鸿山热电项目	120	57.29	2011年
2	晋南热电项目	6	10.59	2020年
3	龙安热电项目	8.11	12.17	2017年投产，2024年扩建项目投产

由上表可见，公司已开发建设了 3 个热电联产项目，其中鸿山热电项目的装机规模、投资规模、经营模式均与本募投项目接近，公司具备投资运营本募投项目的经验。

(5) 是否涉及新业务、新技术，本次募投项目是否投向主业

本募投项目与公司在运的鸿山热电项目、龙安热电项目和晋南热电项目均为热电联产项目，不涉及新业务、新技术。

此外，本募投项目生产、销售电力产品和热力产品，其产品种类、生产原理、经营模式、客户群体等均与公司现有同类业务基本一致，符合投向主业的要求。

(6) 本募投项目实施的可行性

①人员、经验储备情况

公司拥有充足的电力专业技术人员队伍及多年电力、热力生产和销售经验，并建立了良好的人员培养体系。目前，公司储备的热电联产业务员工约 750 余名，其中生产人员约 450 余名、技术人员约 130 余名。公司专业人员储备充足，预计可满足本次募集资金投资项目的实施需求。

②技术储备情况

公司在电力和热力等能源领域拥有深厚的技术积累，并具备丰富的热电联产项目建设运营经验。目前在运的热电联产机组均具备良好的技术指标，其中鸿山热电 2023 年综合供电标煤耗 270.17 克/千瓦时，低于同类型燃煤火电机组约 30 克/千瓦时；龙安热电综合供电标煤耗 188.13 克/千瓦时；晋南热电综合供电标煤耗 182.08 克/千瓦时；公司热电联产机组供热标煤耗均在 110 千克/吨左右，均达到经济运行一级评价指标。

本募投项目与公司在运的鸿山热电机组装机规模较为接近，且运行原理一致，公司具备实施该项目的技术储备。

③设备储备

热电联产项目的主要设备包括锅炉、汽轮机和发电机。目前，本募投项目已完成上述三大主机的招标工作并已公示中标结果。

2、木兰抽蓄项目

(1) 具体建设内容

本募投项目拟建设4台单机容量为35万千瓦的可逆式水泵水轮发电机组，总装机容量140万千瓦。电站工程主要包括上水库、下水库、输水发电系统、开关站和永久道路等。

(2) 经营模式

①采购模式

本募投项目利用水力发电，无需采购原材料。

②生产模式

本募投项目系利用上、下水库的消落深度促使水轮机旋转，并进一步带动发电机旋转产生电力。

此外，该电站为调峰电源并主要受国网福建省电力有限公司调度中心调配，即利用电力负荷低谷时的电能抽水至上水库，并在电力负荷高峰期再放水发电；本募投项目建成投产后可与其他调峰电源共同承担福建电网调峰、填谷、储能、调频、调相和紧急事故备用等任务。

③销售模式

根据国家发改委发布的《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》，抽水蓄能电站实施两部制电价，即电量电价和容量电价。其具体内容如下：

1) 电量电价

电量电价旨在回收抽水蓄能电站的抽水和发电运行成本。抽水电量由电网企业提供，电价按燃煤发电基准价的75%执行；上网电量按燃煤发电基准价由电网企业收购。抽水电量不执行输配电价、不承担政府性基金及附加。

2) 容量电价

容量电价旨在回收除抽水、发电运行成本外的其他成本，并获得合理收益。根据国家发改委发布的《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，容量电价按照“电站经营期按40年核定，经营期内资本金内部收益率按6.5%核定”

的标准确定。

(3) 与现有主营业务的区别与联系

本募投项目系生产、销售电力产品，属于公司现有主营业务；此外，本募投项目与公司在运的火（风）电机组虽均为发电项目，但本募投项目系利用上下水库的消落深度带动水轮机旋转并驱动发电机发电，而公司在运的火（风）电项目系利用汽轮机（风机）的旋转驱动发电机发电，发电原理略有差异。

(4) 发行人投资运营募投项目相关业务的经验

公司深耕电力行业多年，具有丰富的电力项目投资、运营经验。截至 2024 年 9 月 30 日，公司在运的发电（含热电联产）项目共 33 个，控股运营总装机容量 607.73 万千瓦，其中火电、风电、光伏发电项目的总装机容量分别为 422.11 万千瓦、180.9 万千瓦和 4.72 万千瓦，公司具备开发、运营多种类电源发电项目的的能力。

此外，公司在运的晋江燃气发电项目与本募投项目均为调峰电源，均承担福建电网调峰、填谷、储能、调频、调相和紧急事故备用等作用。因此，公司具备运营本募投项目的经验。

(5) 是否涉及新业务、新技术，本次募投项目是否投向主业

①本募投项目不涉及新业务

A.本募投项目不涉及生产新产品，与公司现有业务行业分类一致

报告期内，公司主营业务系电力、热力和产业用纺织品的生产与销售。本募投项目系生产电力产品，系公司主营产品之一，不属于新产品。

此外，根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），公司所属行业为电力、热力生产和供应业（D44）；其中，D44 包括水力水电，即通过建设水电站、水利枢纽、航电枢纽等工程、将水能转换成电能的生产活动。因此，本募投项目与公司现有业务行业分类一致。

B.本募投项目客户群体与现有业务一致

报告期内，公司电力产品的主要客户之一为国网福建省电力有限公司；木兰抽蓄项目作为调峰电源，主要客户为国网福建省电力有限公司，其客户群体与公

司现有业务的客户群体一致。

C.本募投项目运营模式与现有业务一致

本募投项目的运营模式与公司在运发电项目的运营模式一致，均主要分为项目前期、项目建设、项目运营三个环节。在项目前期阶段，完成信息收集、可研论证、项目核准等项目前期工作；项目通过核准后，进入项目建设阶段，主要包括项目设计、发电设备的招标与采购、建设施工、设备安装等工作；项目建成投产后，进入项目运营阶段，由专业人员负责发电项目的运行、维护和检修，并进行实时监控。

因此，本募投项目不涉及新业务。

②本募投项目的技术成熟，公司相关储备充分，实施不存在重大不确定性

抽水蓄能业务系利用电力负荷低谷时的电能抽水至上水库，在电力负荷高峰期再放水至下水库发电，其本质是利用上、下水库的消落深度促使水轮机旋转，并进一步带动发电机旋转产生电能。抽水蓄能电站已成为当前技术最成熟、经济性最优、最具大规模开发条件的电力系统绿色低碳清洁灵活调节电源。

此外，公司已于电力行业深耕多年，具有充足的电力项目建设和运营的人员、经验和技術储备；且本募投项目也已于可行性研究阶段就关键技术问题（包括工程选址、工程规模、工程布置及主要建筑物、机电及金属结构等）与国内多家权威单位进行了共同分析研究，相关专题报告已经相关单位审批，该项目实施不存在重大不确定性。具体分析如下：

A.本募投项目建设符合国家相关产业政策，国家和地方均大力鼓励发展

2021年9月，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035年）》，明确加快发展抽水蓄能，是构建以新能源为主体的新型电力系统的迫切要求，是保障电力系统安全稳定运行的重要支撑，是可再生能源大规模发展的重要保障。另外，规划明确指出到2025年，我国抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到6200万千瓦以上；到2030年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到1.2亿千瓦左右。

此外，2022年，福建省政府办公厅印发《福建省“十四五”能源发展专项

规划》，规划指出要科学有序发展储能，建成厦门（4×35 万千瓦）、永泰（4×30 万千瓦）、周宁（4×30 万千瓦）等抽水蓄能电站，加快建设云霄（6×30 万千瓦）抽水蓄能电站；推进仙游木兰（4×30 万千瓦）、永安（4×30 万千瓦）、华安（4×35 万千瓦）、古田溪一级（2×10 万千瓦）共计 400 万千瓦抽水蓄能电站前期工作开展，力争“十四五”期间全部开工建设，形成布局合理、容量充足、结构优化的调峰电源，满足福建大规模新能源及核电建成投产后电网调峰需求。

B.本募投项目技术成熟，实施不存在技术障碍

根据国家能源局发布的《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035 年）》，抽水蓄能是当前技术最成熟、经济性最优、最具大规模开发条件的电力系统绿色低碳清洁灵活调节电源，与风电、太阳能发电、核电、火电等配合效果较好。

此外，根据《抽水蓄能产业发展报告 2023 年度》显示，截至 2023 年底，我国抽水蓄能投产总装机容量达 5,094 万千瓦，居世界首位。部分在运的抽蓄项目情况如下：

序号	项目名称	装机容量 (万千瓦)	省份	投产时间
1	丰宁抽水蓄能电站	360	河北省	2021 年
2	惠州抽水蓄能电站	240	广东省	2009 年
3	长龙山抽水蓄能电站项目	210	浙江省	2022 年
4	文登抽水蓄能电站	180	山东省	2022 年
5	津阳抽水蓄能电站	150	江苏省	2017 年

C.本募投项目下游市场需求较高，不存在消纳问题

随着福建省经济的快速发展以及用电结构的调整，未来福建电网负荷将迅速增加，峰谷差逐渐增大。根据福建省水利水电勘测设计研究院有限公司和中水东北勘测设计研究有限责任公司预测，到 2030 年福建电网最大负荷 73,500MW，最大峰谷差为 25,725MW。通过调峰容量盈亏分析可知，在不增加抽水蓄能电站的情况下，2030 年煤电按照经济调峰（调峰幅度 45%）考虑缺乏调峰容量 10,104MW，系统调峰需求将难以满足，火电机组若进一步压负荷深度调峰对电网安全稳定运行存在很大的隐患。

根据福建电网电源类型及各类电源调峰性能，并考虑电力系统经济性，解决

福建电网调峰的有效途径是建设抽水蓄能电站。若以建设抽水蓄能电站来解决电网的调峰问题，2030年福建电网需新增抽水蓄能容量6,518MW（煤电经济调峰下）。从电源优化配置分析，2030年福建电网需配置13,400MW抽水蓄能容量才能达到系统电源的合理配置，在已建、在建抽水蓄能项目6,800MW全部建成投产的情况下，2030年福建省仍有6,600MW的抽水蓄能容量空间。

本工程具备日调节性能，装机容量1,400MW，连续满发利用小时数6h，预计可实现全额消纳。

D. 发行人为以清洁能源发电和高效节能热电联产为主的电力企业，具有实施本募投项目相关人员、技术、设备、经验等方面的储备

a 人员、经验储备

公司拥有充足的电力专业技术人员队伍及多年电力、热力生产和销售经验，并建立了良好的人员培养体系。公司现有电力业务生产技术人员约2,500余名，其中技术人员约700余名，生产人员约1,800余名；木兰抽蓄现有员工56名，其中技术人员37名（含技术骨干16名）。未来，随着木兰抽蓄项目建设推进，公司将通过招聘和内部调配的方式，逐步充实木兰抽蓄人员。

此外，木兰抽蓄现有技术骨干以本科及以上学历为主，拥有水电相关专业背景，熟悉水电业务流程，并具备丰富的抽蓄项目建设或电厂运营经验，能够熟练处理水电建设过程中以及电站运行后出现的各类业务问题。该项目主要的技术骨干情况如下：

序号	姓名	岗位	学历	年龄(岁)	工作背景
1	邹仕鑫	主任	研究生	36	武汉大学水利水电工程专业毕业。原中核云霄抽蓄电站设计科科长，具有丰富的抽蓄项目建设和运维经验
2	冯士权	副主任	本科	40	原中水十六局梅州抽蓄电站项目部项目总工程师，参与多个抽蓄项目建设，具有丰富的抽蓄项目建设经验
4	李中保	主管	本科	33	原葛洲坝集团机电建设有限公司项目总工，参与多个抽蓄项目建设，具有丰富的抽蓄项目建设经验
5	邱权炜	主办	本科	31	原中水十六局项目部工程技术副主任，参与多个抽蓄项目建设，具有丰富的抽蓄项目建设经验
6	欧扬富	专责	本科	29	原中水十六局梅州抽蓄电站项目部部门主管，参与多个抽蓄项目建设，具有丰富的抽蓄项目建设经验

另外，木兰抽蓄项目水电业务技术人员配置合理，涵盖了抽水蓄能业务的全

过程，包括规划建设、技术管理、安全监察、运行维护等。具体人员配置如下：

序号	类别	人数	职责
1	规划建设、技术管理人员	8	负责抽水蓄能项目的施工组织、施工管理、技术创新等工作
2	安全监察人员	5	负责抽水蓄能项目的施工监督等工作
3	运行维护人员	24	负责抽水蓄能项目的日常运行、设备维护、故障处理等工作

因此，木兰抽蓄项目人员储备充足。

b 技术储备

目前，我国抽水蓄能电站的建设技术已相当成熟。木兰抽蓄项目在可行性研究阶段，已就关键技术问题与国内多家权威单位进行了共同分析研究，且相关专题报告已经相关单位审批，该项目建设具备可行性。项目技术专题研究情况如下：

可行性研究阶段专项咨询或审查的专题报告汇总

序号	报告名称	编制单位	咨询/审查单位	取得批复意见时间	批复文号
1	枢纽布置格局比选专题报告	福建水电院/中水东北公司	中国水利水电建设工程咨询有限公司	2023.01.19	水电咨水工[2023]25号
2	正常蓄水位选择专题报告	福建水电院/中水东北公司	水电总院	2023.1.31	水电规规[2023]42号
3	施工总布置规划专题报告	福建水电院/中水东北公司	水电总院	2023.1.18	水电规施[2023]14号
4	建设项目地质灾害危险性评估报告	福建水电院	评审专家组	2023.03	---
5	建设征地实物指标调查细则	福建水电院	仙游县人民政府	2023.1.31	---
6	建设用地区压覆矿产资源评估报告	福建水电院	福建省自然资源厅	2022.7.22	---
7	建设工程文物调查评价	福建省考古研究院	福建省文物局	2023.3.15	闽文物函[2023]42号
8	建设规划同意书专题论证报告	福建水电院	福建省水利厅	/	/
9	水资源论证报告书	福建水电院	福建省水利厅	/	/
10	安全预评价报告	中电建中南院	水电总院	2018.5.15	水电规安办[2023]56号
11	水土保持方案报告书	福建水电院	福建省水利厅	2023.09.22	闽水审批[2023]121号
12	建设征地及移民安置规划大纲	福建水电院	福建省水利厅	2023.2.28	闽水审批[2023]24号
13	建设征地及移民安置规划报告	福建水电院	福建省水利厅	2023.3.21	闽水审批[2023]39号

序号	报告名称	编制单位	咨询/审查单位	取得批复意见时间	批复文号
14	环境影响报告书	福建水电院	莆田市生态环境局	2023.9.11	莆环审〔2023〕14号
15	社会稳定风险分析报告	福建水电院	仙游县发展和改革局	2023.2.10	仙游县人民政府关于福建省仙游木兰抽水蓄能电站社会稳定风险评估报告审核意见的函
16	职业病危害预评价报告	福建汇顺检测集团有限公司	评审专家组	2023.6.13	---
17	接入系统设计专题报告	福建省电力勘测设计院	福建省电力公司	/	/
18	工程安全监测设计专题报告	福建水电院	水电总院	2023.09	水电规水工〔2023〕280号
19	项目占用林地可行性报告	福建省林业勘察设计院	福建省林业局	/	/
20	项目选址论证报告	福建鑫众勘测规划有限公司	仙游县自然资源局	2023.2.28	字第350322202300002号
21	治安反恐防范设计专题报告	中电建中南院	水电总院	2023.06.29	水电规安办〔2023〕227号

可行性研究阶段其他技术专题及科学试验汇总

序号	报告名称	编制单位	完成时间
一	技术专题		
1	上水库面板堆石坝静力三维有限元应力变形计算分析报告	福建水电院	2023.07
2	下水库面板堆石坝静力三维有限元应力变形计算分析报告	福建水电院	2023.07
3	输水发电系统三维渗流场有限元分析报告	中水东北公司	2023.08
4	地下厂房洞室群围岩稳定分析及支护设计专题报告	中水东北公司	2023.07
5	钢岔管结构三维有限元计算分析报告	福建水电院/河海大学	2023.06
6	上水库进/出水口水力学数值模拟计算分析报告	中水东北公司	2023.06
7	下水库进/出水口水力学数值模拟计算分析报告	中水东北公司	2023.06
8	输水发电系统调节保证设计专题报告	福建水电院、武汉大学、河海大学	2023.06
二	科学试验		
1	地应力测试	北京同力地质科技有限公司	2023.08
2	高压压水试验	北京同力地质科技有限公司	2023.08
3	地温测试、有害气体测试、放射性元素测试	福建水电院	2023.08
4	工程岩体物理力学性质及骨料碱活性试验	福建水电院	2023.07
5	混凝土骨料及配合比试验研究	福建水电院	2023.07

序号	报告名称	编制单位	完成时间
6	面板堆石坝筑坝料静三轴试验报告	中水东北公司	2023.07
7	下水库泄水建筑物水工模型试验报告	福建水电院	2023.06
8	现场岩体原位变形和抗剪试验报告	中水东北公司	2023.08
9	上下库进/出水口水工模型试验报告	福建水电院	/

c 设备储备

抽水蓄能项目的主要设备系水轮机和发电机。目前，公司已完成上述主要设备的招标工作并已公示中标结果。

(6) 结合发行人在人员、技术、设备、经验等方面的储备，说明募投项目实施的可能性

详见本问题回复之“（一）2、（5）、②、D. 发行人为以清洁能源发电和高效节能热电联产为主的电力企业，具有实施本募投项目相关人员、技术、设备、经验等方面的储备”。

综上，公司具有投资运营募投项目相关业务的经验，本次募投项目不涉及新产品，所涉技术成熟，实施不存在技术障碍，且符合投向主业要求；此外，公司本次募投项目在人员、技术、设备和经验等方面储备充足，募投项目实施具备可行性。

3、关于本次募投项目的风险提示

针对上述情况，公司已于募集说明书“第三节 风险因素”之“三、其他风险”部分补充披露如下：

“（三）募投项目实施的风险

本次募集资金系投资于“泉惠热电联产项目”和“木兰抽蓄项目”。公司虽然在上述项目上有充足的人员、技术、设备和经验储备，但在项目具体实施过程中，仍可能受到市场环境等因素影响。若上述储备不能及时满足项目需求，将对项目的预期收益产生不利影响。”

(二) 本次募投项目剩余资金缺口的资金来源、落实进展及是否存在重大不确定性

1、本次募投项目剩余资金缺口资金来源

本次募投项目总投资额与募集资金差额情况如下：

单位：万元

募投项目	投资总额	拟使用募集资金金额	差额	缺口资金来源	
				少数股东资本金	自有资金、银行贷款等
泉惠热电联产项目	698,573.00	250,000.00	448,573.00	101,471.75	347,101.25
木兰抽蓄项目	838,260.00	140,000.00	698,260.00	66,892.80	631,367.20
合计	1,536,833.00	390,000.00	1,146,833.00	168,364.55	978,468.45

由上表可见，本次募投项目总投资额与募集资金的差额系 114.68 亿元；其中，除少数股东需同比例增资的资本金外，其余差额部分将由公司使用自有资金、银行贷款以及自身经营积累等自筹资金投入。

2、缺口资金的落实进展

(1) 公司自有资金情况

截至 2024 年 9 月 30 日，公司可自由支配的资金为 546,386.24 万元，其具体构成如下：

单位：万元

项目	计算公式	金额
2024 年 9 月 30 日货币资金余额	1	519,986.59
易变现的各类金融资产余额	2	14,610.87
报告期末使用受限货币资金	3	279.67
前次募投项目尚需支付的质保金	4	11,509.11
可自由支配资金	5=1+2-3-4	546,386.24

(2) 银行授信额度情况

截至 2024 年 9 月 30 日，公司的银行授信总额度为 479.68 亿元，尚可使用额度为 292.32 亿元，公司银行授信额度充足。

(3) 公司经营性现金流情况

报告期内，公司经营性现金流情况如下：

单位：万元

项目	2024年1-9月	2023年	2022年	2021年
经营性现金流入金额	1,161,501.88	1,633,759.23	1,478,455.18	1,308,250.02
经营性现金流出金额	837,167.39	1,171,213.70	1,150,739.64	1,069,981.38
经营性现金净流入金额	324,334.49	462,545.53	327,715.54	238,268.64

由上表可见，报告期内，公司经营性现金净流入金额分别为 238,268.64 万元、327,715.54 万元、462,545.53 万元和 324,334.49 万元，现金流状况良好。

综上，公司系国有控股企业，经营状况稳健、现金流良好，且尚可使用的银行授信额度充裕，本次募投项目缺口资金来源不存在重大不确定性。

(三) 控股子公司的主营业务、法人治理结构及经营情况，是否为实施本次募投项目而新设的公司，发行人与其他股东合作的原因、合作模式及运行机制，其他股东同比例增资的价格，是否属于关联方。

本次募投项目实施主体分别为控股子公司福建省东桥热电有限责任公司（以下简称“东桥热电”）和福建省木兰抽水蓄能有限公司（以下简称“木兰抽蓄”），均为实施本次募投项目而新设的公司，其主营业务、法人治理结构及经营情况如下：

1、东桥热电

(1) 主营业务及经营情况

截至本回复出具之日，本募投项目尚处于建设期。根据募投项目实施主体营业执照，其经营范围如下：

许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；港口经营（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：热力生产和供应；煤炭及制品销售；海水淡化处理（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）

(2) 法人治理结构

根据东桥热电公司章程，东桥热电设股东会、董事会和监事会，其中股东会由全体股东组成，系公司最高权力机构。

东桥热电董事会成员由 7 人组成。其中非职工董事 6 人，由股东福建福能股份有限公司推荐 3 人，中化泉州园区发展有限公司推荐 2 人，泉州交通发展集团有限责任公司推荐 1 人，由股东会选举产生；职工董事 1 人，由股东福建福能股份有限公司在公司职工中推荐人选，并经公司民主程序选举产生。董事会设董事长一人，由股东福建福能股份有限公司推荐的董事人选担任，并经董事会选举产生。

东桥热电监事会成员由 3 人组成。其中股东中化泉州园区发展有限公司和泉州交通发展集团有限责任公司各自推荐 1 名，由股东会选举产生，泉州交通发展集团有限责任公司推荐的 1 名监事作为监事会主席人选，由监事会选举产生；职工监事 1 名，由股东福建福能股份有限公司在公司职工中推荐人选，并经公司民主程序选举产生。

东桥热电经营管理机构设总经理 1 人、副总经理 5 人；其中总经理、2 名副总理由股东福建福能股份有限公司提名推荐的人选担任；2 名副总理由股东中化泉州园区发展有限公司提名推荐的人选担任；1 名副总理由股东泉州交通发展集团有限责任公司提名推荐的人选担任。经营管理机构人员由董事会聘任。

(3) 与其他股东合作的原因、合作模式及运行机制

①东桥热电的股东情况

股东名称	持股比例	实际控制人	注册资本（万元）
福建福能股份有限公司	51%	福建省国资委	254,094.28
中化泉州园区发展有限公司	24%	国务院国资委	100,000.00
泉州交通发展集团有限责任公司	20%	泉州市国资委	300,000.00
惠安兴港公用工程管理有限公司	5%	惠安县财政局	10,000.00

由上表可见，东桥热电的其他股东主要系国务院国资委及地方国资委或地方财政下属国有企业。此外，本募投项目为福建省“十四五”能源规划重点项目，政策性较强，且投资金额较大。

基于降低建设运营风险和资金压力、优化资产负债结构和财务状况，增强抗风险能力和持续经营能力的考虑，公司选择与上述股东合作，具备商业合理性。

②合作模式、运行机制

公司与上述其他股东通过合资设立有限责任公司的形式实施募投项目。各方股东以各自认缴的出资额为限对项目公司承担责任、分担风险及亏损，并按各自在项目公司的实缴出资比例分享利润。各方股东的主要合作机制情况如下：

事项	主要内容
股东会	1、股东会会议由股东按照出资比例行使表决权 2、股东会决议须经代表半数以上表决权的股东通过，但股东会会议作出修改公司章程、增加或者减少注册资本的决议，以及公司合并、分立、解散或者变更公司形式的决议，须经代表三分之二以上表决权的股东通过
董事会	1、董事会决议的表决，应当一人一票 2、董事会对特定的对外担保、资产处置、对外投资及关联交易等事项作出决议时，须由全体董事三分之二以上（含本数）董事同意方可通过。其他事项须由全体董事半数以上（含本数）董事同意方可通过。
监事会	1、监事会决议的表决，应当一人一票 2、监事会决议应当经全体监事的过半数通过

（4）其他股东同比例增资的价格，是否属于关联方

项目公司股东后续将根据项目建设和业务发展需要以增资和/或委托贷款的形式注入资金；其中，增资部分少数股东系同比例出资，且增资价格系根据国务院国资委《企业国有资产交易监督管理办法》的相关规定确定，即“增资企业原股东同比例增资的，按照《中华人民共和国公司法》、公司章程履行决策程序后，可以依据评估报告或最近一期审计报告确定企业资本及股权比例”。此外，委托贷款的利率将参照市场化利率确定。

项目公司其他股东非公司关联方。

2、木兰抽蓄

（1）主营业务及经营情况

截至本回复出具之日，本募投项目尚处于建设期。根据募投项目实施主体营业执照，其经营范围如下：

许可项目：水力发电；发电业务、输电业务、供（配）电业务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准

准文件或许可证件为准)一般项目:技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广;特种作业人员安全技术培训;采购代理服务。(除依法须经批准的项目外,凭营业执照依法自主开展经营活动)

(2) 法人治理结构

根据木兰抽蓄公司章程,木兰抽蓄设股东会、董事会和监事会,其中股东会由全体股东组成,系公司最高权力机构。

木兰抽蓄设董事会,成员为7人。其中,福建福能股份有限公司推荐3名董事,福建省水利投资开发集团有限公司推荐1名董事,福建省仙利能源投资有限公司推荐1名董事,莆田市木兰新能源产业发展有限公司推荐1名董事,上述董事经股东会选举产生。职工董事1名,由福建福能股份有限公司在公司职工中推荐人选,并经公司职工大会或职工代表大会等方式民主选举产生。董事会设董事长一人,由福建福能股份有限公司推荐的董事担任,由董事会选举产生。

木兰抽蓄设监事会,成员5人。其中,职工监事2名由福建福能股份有限公司在公司职工中推荐人选,并经职工大会或职工代表大会等方式民主选举产生;非职工监事由其余股东方各推荐1名,由股东会选举产生。监事会设主席1人,由福建省水利投资开发集团有限公司推荐的监事担任,由全体监事过半数选举产生。

木兰抽蓄设经理1名,由股东福建福能股份有限公司提名推荐的人选担任;财务负责人1名,由股东福建福能股份有限公司提名推荐的人选担任。经理和财务负责人由董事会聘任。

(3) 与其他股东合作的原因、合作模式及运行机制

①木兰抽蓄的股东情况

股东名称	持股比例	实际控制人	注册资本(万元)
福建福能股份有限公司	60%	福建省国资委	254,094.283
福建省水利投资开发集团有限公司	20%	福建省国资委	460,000
福建省仙利能源投资有限公司	15%	仙游县财政局	1,000
莆田市木兰新能源产业发展有限公司	5%	莆田市国资委	5,000

由上表可见，木兰抽蓄的其他股东主要系福建省国资委、地方国资委或地方财政下属国有企业。此外，本募投项目为福建省“十四五”能源规划重点项目，政策性较强，且投资金额较大。

基于降低建设运营风险和资金压力、优化资产负债结构和财务状况，增强抗风险能力和持续经营能力的考虑，公司选择与上述股东合作，具备商业合理性。

(2) 合作模式、运行机制

公司与上述其他股东通过合资设立有限公司的形式实施募投项目。各方股东以各自认缴的出资额为限对项目公司承担责任、分担风险及亏损，并按各自在项目公司的实缴出资比例分享利润。各方股东的主要合作机制情况如下：

事项	主要内容
股东会	1、股东会会议由股东按照出资比例行使表决权 2、股东会决议须经代表半数以上表决权的股东通过，但股东会会议作出修改公司章程、增加或者减少注册资本的决议，以及公司合并、分立、解散或者变更公司形式的决议，须经代表三分之二以上表决权的股东通过
董事会	1、董事会会议应当有过半数的董事出席方可举行 2、董事会决议的表决，应当一人一票 3、董事会作出决议，应当经全体董事的过半数通过
监事会	1、监事会决议的表决，应当一人一票 2、监事会决议应当经全体监事的过半数通过

(4) 其他股东同比例增资的价格，是否属于关联方

项目公司股东后续将根据项目建设和业务发展需要以增资和/或委托贷款的形式注入资金。

其中，增资部分少数股东系同比例出资，且增资价格将根据国务院国资委《企业国有资产交易监督管理办法》的相关规定确定，即“增资企业原股东同比例增资的，按照《中华人民共和国公司法》、公司章程履行决策程序后，可以依据评估报告或最近一期审计报告确定企业资本及股权比例”。此外，委托贷款的利率将参照市场化利率确定。

项目公司其他股东非公司关联方。

综上，上述控股子公司均是为实施本次募投项目而新设的项目公司；公司与其他股东以合资设立有限（责任）公司的方式进行合作具备合理性；此外，其他股东同比例增资价格系根据国资监管规定确定，委托贷款利率系将参照市场化利

率确定，不存在损害上市公司利益的情形；项目公司其他股东非公司关联方。

三、中介机构核查情况

（一）核查程序

1、查阅发行人本次募投项目的可行性研究报告，并访谈项目公司管理层，了解项目建设的具体内容、经营模式、与现有业务的区别与联系、公司投资运营募投项目相关业务的经验以及人员、技术、设备储备等情况；

2、访谈公司管理层，了解本次募投项目剩余资金缺口的资金来源；查阅公司财务报表以及银行授信明细，了解公司货币资金构成、经营性现金流状况以及银行授信额度等情况；

3、查阅本次募投项目的核准文件以及项目公司的公司章程和营业执照，了解项目公司的股权结构、经营范围以及运行机制等；查询企业信用信息公示系统、天眼查以及官方网站等公开网站，了解项目公司其他股东的基本情况；查阅国资监管的相关规定，沟通了解公司与其他股东合作原因、合作模式以及其他股东同比例增资价格的确定方式。

（二）核查意见

1、经核查，保荐机构认为，

（1）发行人具有投资运营募投项目相关业务的经验，本次募投项目不涉及新业务，相关技术条件成熟，实施不存在重大不确定性，且不涉及新业务并符合投向主业的要求；发行人在人员、技术、设备、经验等方面的储备充足，募投项目实施具备可行性。

（2）本次募投项目剩余资金缺口主要来源于少数股东对资本金的同比例出资以及发行人使用自有资金、银行贷款以及自身经营积累等自筹资金投入；此外，公司货币资金余额较高、经营性现金流状况良好且银行授信额度充裕，缺口资金来源不存在重大不确定性。

（3）本次募投项目实施主体均是为实施本次募投项目而新设的控股子公司；发行人系基于降低建设运营风险以及优化资产负债结构和财务状况等方面的考虑，选择与其他股东以合资设立有限公司的方式进行合作；项目公司设立了股东

会、董事会和监事会等健全的法人治理结构，并根据公司章程运行；其他股东同比例增资价格将根据国资监管的相关规定确定，委托贷款利率将参照市场化利率确定，不存在损害上市公司利益的情形；其他股东非公司关联方。

2、经核查，律师认为，

控股子公司均是为实施本次募投项目而新设的项目公司；发行人系基于降低建设运营风险以及优化资产负债结构和财务状况等方面的考虑，选择与其他股东以合资设立有限责任公司的方式进行合作；项目公司设立了股东会、董事会和监事会等健全的法人治理结构，并根据其公司章程运行；其他股东同比例增资价格将按照国资监管的相关规定确定，委托贷款利率将参照市场化利率确定，不存在损害上市公司利益的情形；其他股东非公司关联方。

3、保荐机构和发行人律师就发行人是否符合《监管规则适用指引——发行类第6号》第4条、第8条的相关规定发表的明确意见

(1) 发行人符合《监管规则适用指引——发行类第6号》第4条的相关规定，具体如下：

条款	规定具体内容	适用情况	是否符合规定
第4条第一款	募集资金用于收购资产的，发行人应当披露标的资产土地使用权的取得方式	本次募投项目不涉及收购资产	是
第4条第二款	募投项目涉及租赁土地的情形	本次募投项目使用自有土地，不涉及租赁	是
第4条第三款	募投项目涉及使用集体建设用地的情形	本次募投项目不涉及使用集体建设用地的情形	是
第4条第四款	如发行人募投项目用地存在占用基本农田、违规使用农地等其他不符合国家土地法律法规政策情形，保荐机构及发行人律师应当审慎发表意见的情形。	发行人不存在占用基本农田、违规使用农地等其他不符合国家土地法律法规政策情形	是
第4条第五款	发行人募投项目用地尚未取得的，发行人应当披露募投项目用地的计划、取得土地的具体安排、进度，是否符合土地政策、城市规划，募投项目用地落实的风险；如无法取得募投项目用地拟采取的替代措施以及对募投项目实施的影响等。保荐机构及发行人律师应当进行核查并发表意见。如募投项目用地涉及不符合国家土地法律法规政策情形的，保荐机构及发行人律师应当审慎发表意见。	发行人已于募集说明书“第七节 本次募集资金运用”之“五、募投项目的用地情况”中披露相关内容	是

(2) 发行人符合《监管规则适用指引——发行类第6号》第8条的相关规定，具体如下：

条款	规定具体内容	适用情况	是否符合规定
第8条第一款	为了保证发行人能够对募投项目实施进行有效控制，原则上要求实施主体为母公司或其拥有控制权的子公司。	本次募投项目实施主体均为发行人控股子公司	是
第8条第二款	通过新设非全资控股子公司或参股公司实施募投项目的,保荐机构及发行人律师应当关注与其他股东合作原因、其他股东实力及商业合理性,并就其他股东是否属于关联方、双方出资比例、子公司法人治理结构、设立后发行人是否拥有控制权等进行核查并发表意见。	保荐机构及发行人律师已按照第8条第二款规定进行核查并发表意见	是
第8条第三款	通过非全资控股子公司或参股公司实施募投项目的,应当说明中小股东或其他股东是否同比例增资或提供贷款,同时需明确增资价格和借款的主要条款(贷款利率)。保荐机构及发行人律师应当结合上述情况核查是否存在损害上市公司利益的情形并发表意见。	保荐机构及发行人律师已按照第8条第三款规定进行核查并发表意见	是
第8条第四款	发行人通过与控股股东、实际控制人、董事、监事、高级管理人员及其亲属共同出资设立的公司实施募投项目的,发行人和中介机构应当披露或核查以下事项	发行人项目公司不存在该情形	是

综上，发行人符合《监管规则适用指引——发行类第6号》第4条、第8条的相关规定。

问题 2 关于融资规模与效益预测

根据申报材料,公司本次拟募集资金总额不超过 390,000.00 万元(含本数),用于泉惠石化工业区 2×660MW 超超临界热电联产项目和福建省仙游木兰抽水蓄能电站项目。

请发行人说明:(1)本次募投项目各项投资构成的明细内容、测算依据和测算过程,募集资金投入的具体情况,募投项目单位工程造价和设备单价与公司现有项目和同行业公司可比项目对比是否存在明显差异,募投项目工程及设备投资金额与项目产值是否匹配;(2)结合公司货币资金余额、日常经营现金流、资产负债率、资金缺口测算等情况,说明本次融资的必要性和募集资金规模的合理性;(3)各募投项目收入、利润等效益测算过程及依据,效益预测中销量、单价、毛利率、净利率等关键指标的预测依据,与公司现有情况及同行业可比公司的对比情况,效益预测是否审慎、合理。

请保荐机构及申报会计师根据《监管规则适用指引—发行类第 7 号》第 5 条进行核查并发表明确意见。

回复:

一、发行人说明

(一)本次募投项目各项投资构成的明细内容、测算依据和测算过程,募集资金投入的具体情况,募投项目单位工程造价和设备单价与公司现有项目和同行业公司可比项目对比是否存在明显差异,募投项目工程及设备投资金额与项目产值是否匹配;

1、本次募投项目各项投资构成的明细内容、测算依据和测算过程

(1) 泉惠热电联产项目

本项目总投资为 698,573.00 万元,拟使用募集资金投入 250,000.00 万元,具体投资明细如下:

单位:万元

序号	项目	项目总投资金额	募集资金拟投入金额
1	建筑工程费	212,165.00	100,000.00
2	设备购置费	248,148.00	120,000.00

序号	项目	项目总投资金额	募集资金拟投入金额
3	安装工程费	92,486.00	30,000.00
4	其他费用	113,418.00	-
4.1	建设场地征用及清理费	16,369.00	
4.2	项目建设管理费	13,355.00	
4.3	项目建设技术服务费	31,141.00	
4.4	整套启动试运费	3,627.00	
4.5	生产准备费	5,312.00	
4.6	大件运输措施费	300.00	
4.7	其他(与场址有关的交通运输工程)	16,518.00	
4.8	基本预备费	26,796.00	-
5	建设期利息	24,067.00	-
6	铺底流动资金	8,289.00	-
项目总投资		698,573.00	250,000.00

由上表可见，本募投项目投资明细包括建筑工程费、设备购置费、安装工程费、其他费用、基本预备费、建设期利息和铺底流动资金。上述各投资明细测算依据及测算过程如下：

①建筑工程费

测算依据：该类费用定额主要执行国能发电力〔2019〕81号文颁发的《电力建设工程概算定额（2018年版）》。其中，主要材料价格采用2023年12月泉州市惠安县地方建筑材料价格，不足部分参考福建省建设工程造价管理总站发布的《福建工程造价信息》中泉州市2023年12月材料信息价。

测算过程：本募投项目的建筑工程费用测算涉及的明细项目较多，其中单项金额在1,000万以上的明细项目测算过程如下：

序号	项目名称	单位	数量	指标	金额 (万元)
1	码头	元/项	1	630,320,000	63,032.00
2	混凝土灌注桩	元/m ³	128,895	2,042	26,326.14
3	660MW机组主厂房本体 (含煤仓间转运站)	元/m ³	365,490	363	13,253.64
4	圆形煤场(2座φ120)	元/座	2	58,242,095	11,648.42
5	排水隧道(D=4.2m,盾构 法施工,双孔排水暗沟之	元/m	1,580	59,292	9,368.20

序号	项目名称	单位	数量	指标	金额 (万元)
	后, 一期)				
6	输煤栈桥	元/m	1,773	47,350	8,393.74
7	取水隧道 (D=4.2m, 盾构法施工, 一期)	元/m	830	84,406	7,005.70
8	循环水泵房 (一期)	元/m ³	48,866	1,385	6,767.00
9	烟囱 (210m/ (2×Φ7) 钛钢复合板内筒, 内径 18.7m)	元/座	1	54,667,899	5,466.79
10	大型钢板灰库 (2座×内径Φ46×高 38m+过渡仓 1座)	元/座	3	17,636,078	5,290.82
11	施工临时措施	/	/	/	3,686.62
12	转运站	元/m ³	46,306	638	2,955.62
13	汽轮发电机基础	元/m ³	12,000	2,416	2,881.85
14	排水口 (一期)	元/座	1	20,180,937	2,018.09
15	特殊消防系统	元/kW	1,320,000	15	1,936.18
16	生活综合楼 (一)	元/m ²	6,000	3,174	1,904.48
17	厂区管道支架	元/m	1,500	11,808	1,771.14
18	集中控制楼	元/m ³	25,144	619	1,557.50
19	锅炉基础	元/m ³	8,000	1,757	1,405.60
20	挖入式引水系统 (引水挡砂墙) (一期)	元/m	230	57,158	1,314.62
21	5000m ³ 化学水池 (32.7*32.7*4.7)	元/座	4	3,252,743	1,301.10
22	换填	元/m ³	49,660	262	1,298.78
23	排水沟 (虹吸井后) (一期)	元/m	/	/	1,184.56
24	脱硫综合楼 (底层钢筋砼墙体石膏库)	元/m ³	18,855	620	1,169.80
25	行政办公楼	元/m ²	3,400	3,191	1,084.80
26	灰库	元/座	1	10,550,200	1,055.02
27	碎煤机室	元/m ³	12,636	818	1,033.83
28	主厂房附属设备基础	元/m ³	7,780	1,355	1,001.43
29	其他费用	/	/	/	25,051.53
合计					212,165.00

注：明细的汇总数与合计数的差异系取整所致。

②设置购置费、安装工程费

测算依据：设备价格主要系参照《火电工程限额设计参考造价指标（2022

年水平)》以及同类工程近期合同价或询价计列。装置性材料综合价格主要依据中电联定额(2020)44号文发布《电力建设工程装置性材料综合预算价格(2018年版)》计列。

测算过程:本募投项目的设置购置费、安装工程费测算涉及的明细项目较多,其中单项合计金额在1,000万以上的明细项目测算过程如下:

序号	项目名称	单位	数量	指标	金额 (万元)
1	锅炉机组	元/kW	1,320,000	811	107,057.79
2	汽轮发电机组	元/kW	1,320,000	553	72,958.71
3	码头及引桥	元/座	1	23,947	23,947.00
4	热力系统汽水管道	/	/	/	23,010.77
5	工艺系统	元/kW	1,320,000	92	12,094.59
6	系统控制	元/kW	1,320,000	72	9,527.62
7	输煤系统	元/kW	1,320,000	71	9,338.01
8	电缆及接地	元/kW	1,320,000	61	8,104.60
9	锅炉补充水处理系统	元/t(水)	/	/	7,796.29
10	工艺系统	元/kW	1,320,000	54	7,181.66
11	厂用电系统	元/kW	1,320,000	54	7,175.64
12	电缆及辅助设施	元/kW	1,320,000	42	5,517.34
13	主变压器系统	元/kVA	1,560,000	34	5,356.71
14	环保保护与监测装置	元/kW	1,320,000	37	4,874.54
15	热力系统保温及油漆	元/m ³	18,716	2,250	4,210.84
16	循环水泵房	元/座	1	40,071,378	4,007.14
17	热网系统设备及管道	/	/	/	2,917.06
18	除灰系统(气力除灰)	元/kW	1,320,000	21	2,758.63
19	机组控制	元/kW	1,320,000	18	2,386.98
20	主控及直流系统	元/kW	1,320,000	15	1,969.85
21	热工控制系统	元/kW	1,320,000	15	1,930.50
22	配电装置	元/kW	1,320,000	11	1,495.67
23	厂内除渣系统(水力除渣)	元/kW	1,320,000	11	1,443.81
24	辅助生产工程	/	/	/	1,329.66
25	凝结水精处理系统	元/t(水)	/	/	1,250.74
26	其他费用	/	/	/	10,991.85

序号	项目名称	单位	数量	指标	金额 (万元)
合计					340,634.00

注：明细的汇总数与合计数的差异系取整所致。

③其他费用

本募投项目的其他费用包括建设场地征用及清理费、项目建设管理费和项目建设技术服务费等，其测算系执行国能发电力〔2019〕81号文发布的《火电工程建设预算编制与计算规定》（2018年版）。具体测算依据和测算过程如下：

序号	工程或费用项目名称	编制依据及计算说明	金额 (万元)
1	建设场地征用及清理费	仅征一期征地	16,369.00
1.1	土地征用费		15,002.80
1.1.1	陆域（厂区用地，厂外输煤栈桥和转运站用地）	30万元/亩*（28.79+1.6）公顷*15亩/公顷	13,675.50
1.1.4	海域使用金（已发生）	据实票据计列	1,106.30
1.1.5	海域使用金（预估）	预估	221.00
1.2	施工场地租用费	泉惠石化管〔2019〕5号；	685.76
1.2.1	施工区用地	0.7万元/亩*年*（20）公顷*15亩/公顷*3年	630.00
1.2.2	取排水陆域租地	0.7万元/亩*年*1.77公顷*15亩/公顷*3年	55.76
1.3	迁移补偿费	根据本工程用海补偿协议，共发生费用690.8665万元，其中码头投资已计列80万元。	610.87
1.5	水土保持补偿费	根据《泉惠石化工业区2*660MW超超临界热电联产工程水土保持方案报告书》、《福建省水利厅关于泉惠石化工业园2*660MW超超临界热电联产工程水土保持方案的批复》（闽水水保〔2015〕171号）计列	69.83
2	项目建设管理费		13,355.00
2.1	项目法人管理费	（建筑工程费+安装工程费-（63032+5853）*10000）*3.25%	7,662.35
2.2	招标费	（建筑工程费+安装工程费+设备购置费-（63032+5853+18094）*10000）*0.37%	1,723.54
2.3	工程监理费	（建筑工程费+安装工程费-（63032+5853）*10000）*0.95%	2,239.76
2.4	设备材料监造费	（设备购置费+甲供主材费含税+乙供主材费不含税-（18094）*10000）*0.3%	815.71
2.5	施工过程造价咨询及竣工结算审核费	（建筑工程费+安装工程费-（63032+5853）*10000）*0.19%	447.95
2.6	工程保险费	（建筑工程费+安装工程费+设备购置费-（63032+18094+5853）*10000）*0.1%	465.82
3	项目建设技术服务费		31,141.00
3.1	项目前期工作费	依据项目公司提供的费用清单明细计列暂	20,639.67

序号	工程或费用项目名称	编制依据及计算说明	金额 (万元)
		列, 后续应以相关审计报告或合同为准。	
3.2	知识产权转让与研究试验费		565.91
3.2.1	试桩费	(200*10000)	200.00
3.2.2	数值模拟费	按合同价计列	100.00
3.2.3	海洋水文测验费	按合同价计列	260.00
3.2.5	海水水质分析及其他		5.91
3.3	设备成套技术服务费	(设备购置费-(18094)*10000)*0.3%	690.17
3.4	勘察设计费		7,059.00
3.4.1	勘察费	估列	884.00
3.4.2	设计费	估列	6,175.00
3.5	设计文件评审费		485.24
3.5.1	初步性研究设计文件评审费	(可行性研究评审费*0.6+30*10000)	66.00
3.5.2	可行性研究文件评审费	(可行性研究评审费+40*10000*3)	180.00
3.5.3	初步设计文件评审费	(初步设计评审费)	180.00
3.5.4	施工图文件评审费	(基本设计费)*1.5%	59.24
3.6	项目后评价费	(建筑工程费+安装工程费 -(63032+5853)*10000)*0.11%	259.34
3.7	工程建设检测费		1,206.07
3.7.1	电力工程质量检测费	(建筑工程费+安装工程费 -(63032+5853)*10000)*0.17%	400.80
3.7.2	特种设备安全监测费	(660*2*2.5*1000)	330.00
3.7.3	环境监测及环境保护验收费	(60*10000)	60.00
3.7.4	水土保持监测及验收费	根据闽水水保【2015】171号“福建省水利厅关于泉惠石化工业园2*660MW超超临界热电联产工程水土保持方案的批复”计列:	115.27
3.7.5	桩基检测费	(100*3*10000)	300.00
3.8	电力工程技术经济标准编制费	(建筑工程费+安装工程费 -(63032+5853)*10000)*0.1%	235.76
4	整套启动试运费		3,627.00
4.1	燃煤发电工程		3,414.23
4.1.1	燃煤费	660000kW*2台*408小时 *0.2679kg/kWh*1.045元/kg*0.97(等离子节油点火)	14,624.96
4.1.2	燃油费	605t*2*9010元/t	1,090.21
4.1.3	其他材料费	660MW*2台*3000元/MW	396.00
4.1.4	厂用电费	660000kW*2*4.24%*240h*0.6332元/kWh	850.53

序号	工程或费用项目名称	编制依据及计算说明	金额 (万元)
4.1.5	售出电费	-660000kW*2 台*0.75*312 小时*0.4386 元/kWh (代理购电价格)	-13,547.48
4.2	脱硫装置		133.54
4.2.1	石灰石材料费	10t/h/2 台*408 小时*197.9 元/t	80.74
4.2.2	脱硫其他材料费	660MW*2 台*400 元/MW	52.80
4.3	脱硝装置		79.39
4.3.1	还原剂材料费	400kg/h/2 炉*408 小时*3.247 元/kg	52.99
4.3.2	脱硝其他材料费	660MW*2 台*200 元/MW	26.40
5	生产准备费		5,312.30
5.1	管理车辆购置费	(设备购置费-(18094)*10000)*0.28%	644.16
5.2	工器具及办公家具购置费	(建筑工程费+安装工程费-(63032+5853)*10000)*0.24%	565.84
5.3	生产职工培训及提前进厂费	(建筑工程费+安装工程费-(63032+5853)*10000)*1.74%	4,102.30
5.4	基本预备费	建筑工程费、设备购置费、工程建设其他费用之和的 5%	26,796.00
6	大件运输措施费	包含浮吊使用费等。暂按《火电工程限额设计参考造价指标》计列投资	300.00
7	其他		16,518.00
合计			113,418.00

④建设期利息

本工程（含煤码头工程）项目资本金为动态总投资的 30%，其余 70%部分按人民币贷款融资考虑。本工程长期贷款年利率为 4.2%，短期贷款年利率为 3.45%。本工程计划 2024 年 6 月开工，第一台机组工期 24 个月，第二台机组工期 28 个月。

⑤铺底流动资金

铺底流动资金，系项目投产初期，为保证项目建成后进行试运转所必需的流动资金，按项目所需全部流动资金的 30%计算。根据可研报告，泉惠热电联产项目的流动资金投入情况如下：

单位：万元

项目	2025	2026	2027	2028	2029	合计
流动资金	21,336	230	1,454	2,772	1,840	27,631

由上表可见，泉惠热电联产项目所需全部流动资金系 27,631 万元，因此，

所需铺底流动资金为 8,289 万元。

(2) 木兰抽蓄项目

项目总投资为 838,260.00 万元，拟使用募集资金投入 140,000.00 万元，具体投资明细如下：

单位：万元

序号	项目	项目总投资金额	募集资金投入金额
1	枢纽工程	546,203.26	140,000.00
2	建设征地移民安置补偿费用	9,674.00	-
3	独立费用	115,432.36	-
4	基本预备费	33,527.42	-
5	价差预备费	42,810.80	-
6	建设期利息	88,511.97	-
7	铺底流动资金	2,100.00	-
项目总投资		838,260.00	140,000.00

由上表可见，本募投项目投资明细包括枢纽工程、建设征地移民安置补偿费用、独立费用、基本预备费、价差预备费、建设期利息和铺底流动资金。上述投资明细的测算依据及测算过程如下：

① 枢纽工程

测算依据：人工预算单价、建筑安装工程单价按水电水利规划设计总院可再生定额[2014]54 号文颁布的《水电工程设计概算编制规定（2013 年版）》、《水电工程费用构成及概（估）算费用标准（2013 年版）》执行；主要材料、设备预算价格按市场价格综合分析，并参考类似工程。

测算过程：本募投项目的枢纽工程包括建筑工程、机电设备及安装工程施工辅助工程、环境保护和水土保持专项工程、和金属结构设备安装工程。其概算表如下：

单位：万元

编号	工程或费用名称	建安工程费	设备购置费	合计
第一项	建筑工程	250,099.20		250,099.20
一	上库工程	38,941.89		38,941.89

编号	工程或费用名称	建安工程费	设备购置费	合计
二	下库工程	28,064.55		28,064.55
三	输水建筑物	57,572.34		57,572.34
四	发电建筑物	32,098.81		32,098.81
五	升压变电建筑物	16,426.31		16,426.31
六	交通工程	53,911.84		53,911.84
七	房屋建筑工程	19,699.72		19,699.72
八	安全监测工程	542.29		542.29
九	水文测报工程	18.00		18.00
十	消防工程	300.00		300.00
十一	安全设施与应急工程	1,773.45		1,773.45
十二	其他建筑工程	750.00		750.00
第二项	机电设备及安装工程	29,426.33	150,376.66	179,802.99
一	发电设备及安装工程	23,456.36	118,904.20	142,360.56
二	升压变电设备及安装工程	445.89	20,011.80	20,457.69
三	安全监测设备及安装工程	913.42	1,835.80	2,749.22
四	水文测报和泥沙监测设备及 安装工程	29.10	200.00	229.10
五	消防设备及安装工程	992.08	1,302.72	2,294.80
六	安全设施与应急设备及安装 工程	175.06	2,281.82	2,456.88
七	电站智能化设备及安装工程	26.00	2,506.53	2,532.53
八	其他设备及安装工程	3,388.42	3,333.79	6,722.21
第三项	施工辅助工程	66,199.50		66,199.50
一	施工交通工程	25,532.08		25,532.08
二	施工供电工程	2,858.00		2,858.00
三	施工供水工程	1,354.08		1,354.08
四	施工供风系统工程	808.35		808.35
五	施工通信工程	500.00		500.00
六	施工管理信息化工程	2,197.61		2,197.61
七	砂石料加工及混凝土生产系 统工程	3,607.73		3,607.73
八	导流工程	1,714.40		1,714.40
九	临时安全监测工程	769.18		769.18
十	临时水文测报工程	295.40		295.40
十一	施工及建设管理用房屋建筑	16,103.12		16,103.12

编号	工程或费用名称	建安工程费	设备购置费	合计
	工程			
十二	其他施工辅助工程	10,459.55		10,459.55
第四项	环境保护和水土保持专项工程	24,443.62		24,443.62
一	环境保护专项工程	10,964.90		10,964.90
二	水土保持专项工程	13,478.72		13,478.72
第五项	金属结构设备安装工程	17,451.92	8,206.02	25,657.94
一	挡水建筑物	783.82	1,466.69	2,250.51
二	输水建筑物	16,668.10	6,739.33	23,407.43
枢纽工程总投资合计		387,620.57	158,582.68	546,203.26

②建设征地移民安置补偿费用

测算依据：该类费用主要系国家有关法律法规、福建省相关政策以及水电行业规范及标准测算，包括但不限于《大中型水利水电工程建设征地补偿和移民安置条例》《关于全面实行征地区片综合地价的通知》《仙游县人民政府关于印发〈仙游县征地拆迁补偿安置标准〉的通知》和《水电工程建设征地移民安置补偿费用概（估）算编制规范》（NB/T10877-2021）。

测算过程：本募投项目的建设征地移民安置补偿费用包括农村部分补偿费、专业项目处理补偿费、水库库底清理费等。其费用概算如下：

单位：万元

序号	项目	水库淹没影响区	枢纽工程建设区	合计
一	农村部分补偿费	2,082.74	5,264.03	7,346.77
(一)	土地补助补偿费	1,769.88	4,289.77	6,059.64
(二)	房屋及附属建筑物拆迁补偿费	96.48	145.80	242.29
(三)	其他地上附着物补偿费	114.49	382.38	496.87
(四)	搬迁补助费		10.82	10.82
(五)	居民点新址建设费		341.52	341.52
(六)	其他补偿费用	101.89	93.73	195.62
二	专业项目处理补偿费	1,216.50	1,003.75	2,220.25
(一)	输变电工程改复建补偿费		515.50	515.50
(二)	通信工程改复建补偿费		168.25	168.25
(三)	水电水利工程处理补偿费	1,216.50	320.00	1,536.50

序号	项目	水库淹没影响区	枢纽工程建设区	合计
三	库底清理费	106.98		106.98
	合计	3,406.22	6,267.77	9,674.00

③独立费用

测算依据：独立费用是为进行建安工程施工而发生的不包括在工程直接费和施工管理费范围内的其他工程费用，本募投项目独立费用按“编制规定和标准”的规定进行计算。

测算过程：本募投项目的独立费用包括项目建设管理费、生产准备费、科研勘察设计费和其他税费。其费用测算过程如下：

编号	项目名称	单位	数量	单价 (万元)	金额 (万元)
一	项目建设管理费				45,535.28
1	工程前期费				5,102.81
	项目前期管理费	项	1	1,833.81	1,833.81
	预可研勘测设计费	项	1	3,269.00	3,269.00
2	工程建设管理费				13,628.35
	按建筑安装工作量	%	3.00	387,620.57	11,628.62
	按工程永久设备费	%	1.20	158,582.68	1,902.99
	按建设征地和移民安置补偿费	%	1.00	9,674.00	96.74
3	建设征地和移民安置管理费				868.89
	移民安置规划配合费	%	1.00	9,674.00	96.74
	实施管理费	%	4.00	9,674.00	386.96
	移民技术培训费	项	1		90.08
	移民综合设计费	项	1	295.11	295.11
4	工程建设监理费				12,351.08
	按建筑安装工作量	%	2.90	387,620.57	11,241.00
	按工程永久设备费	%	0.70	158,582.68	1,110.08
5	移民安置监督评估费				241.85
	移民综合监理费	%	2.00	9,674.00	193.48
	移民安置独立评估费	%	0.50	9,674.00	48.37
6	咨询服务费				6,619.39

编号	项目名称	单位	数量	单价 (万元)	金额 (万元)
	按建筑安装工作量	%	1.33	387,620.57	5,155.35
	按永久设备费	%	0.85	158,582.68	1,347.95
	按建设征地和移民安置补偿费	%	1.20	9,674.00	116.09
7	项目技术经济评审费				1,392.79
	按枢纽工程费	%	0.25	546,203.26	1,344.42
	按建设征地移民安置补偿项目费用	%	0.50	9,674.00	48.37
8	水电工程质量检测费				702.52
	按建筑安装工作量	%	0.18	387,620.57	702.52
9	水电工程定额标准编制管理费				339.14
	按建筑安装工作量	%	0.09	387,620.57	339.14
10	项目验收费				1,557.44
	按枢纽工程费	%	0.27	546,203.26	1,470.37
	按建设征地移民安置补偿项目费用	%	0.90	9,674.00	87.07
11	工程保险费	%	0.50	546,203.26	2,731.02
二	生产准备费				5,430.24
	生产准备费(按工程永久设备费)	%	2.10	158,582.68	3,330.24
	机组并网调试补贴费	kW	1400000	15.00	2,100.00
三	科研勘察设计费				54,830.39
1	施工科研试验费				1,938.10
	按建筑安装工作量	%	0.50	387,620.57	1,938.10
2	勘察设计费				52,892.29
(1)	勘察设计费	项	1	52,423.29	52,423.29
(2)	重大及特殊科研试验费				469.00
	TBM 施工在地下厂房通风洞和交通洞中应用研究	项	1	95.00	95.00
	地下洞室群智能化施工(包含地下洞室排烟、通风、排水)	项	1	166.00	166.00
	高水头压力管道提高围岩分担率研究	项	1	98.00	98.00
	浅埋深高应力地下厂房地质预报分析	项	1	60.00	60.00

编号	项目名称	单位	数量	单价 (万元)	金额 (万元)
	长竖井施工质量智能 监控	项	1	50.00	50.00
四	其他税费				9,636.45
1	耕地占用税	项	1		4,141.00
2	耕地开垦费	项	1		171.35
3	森林植被恢复费	项	1		4,235.58
4	被征地农民社会 保障金	项	1		345.56
5	水土保持设施补偿费	项	1		242.96
6	其他	项	1		500.00
	合计				115,432.36

④基本预备费

枢纽工程及独立费用的基本预备费按 5%计算；建设征地和移民安置补偿费用的基本预备费按专项设计投资计列。

⑤价差预备费

按“编制规定和标准”计算，年价格上涨指数为 2%。各年的价差预备费以分年度投资（含基本预备费）为计算基础，从编制概算采用的价格水平年的次年开始计算。

⑥建设期利息

建设期利息按照资本金为工程总投资的 20%（含流动资金中自筹部分，分年投入），银行贷款 80%，建设期利息按 2023 年 6 月中国人民银行公布的五年期以上贷款市场报价利率（LPR）4.20%计算。

⑦铺底流动资金

根据国家能源局发布的《抽水蓄能电站经济评价规范》，“3.2.3 流动资金可根据装机容量估算”。木兰抽蓄电站的装机容量为 140 万千瓦，流动资金系按每千瓦 15 元估算，总计为 2,100 万元。

2、募集资金投入的具体情况

(1) 泉惠热电联产项目

截至本次可转债的董事会召开日（2024年8月2日），泉惠热电联产项目已投入55,623.57万元。具体如下：

单位：万元

序号	项目	项目总投资金额	已投入金额	拟使用募集资金投入金额
1	建筑工程费	212,165.00	156.93	80,000.00
2	设备购置费	248,148.00	-	120,000.00
3	安装工程费	92,486.00	-	50,000.00
4	其他费用	113,418.00	54,887.20	-
5	建设期利息	24,067.00	579.44	-
6	铺底流动资金	8,289.00	-	-
	合计	698,573.00	55,623.57	250,000.00

由上表可见，本次募集资金拟投向建筑工程、设备购置和安装工程等明细项目；上述项目董事会前已投入金额合计156.93万元，董事会后拟投入的金额合计55.26亿元；董事会后拟投入的金额大于本募投项目拟使用募集资金金额25亿元。因此，本募投项目拟使用募集资金投资的明细项目不涉及董事会决议日前已投入的金额。

(2) 木兰抽蓄项目

截至本次可转债的董事会召开日（2024年8月2日），木兰抽蓄项目已投入77,256.79万元。具体如下：

单位：万元

序号	项目	项目总投资金额	已投入金额	拟使用募集资金投入金额
1	枢纽工程	546,203.26	44,253.18	140,000.00
2	建设征地移民安置补偿费用	9,674.00	7,100.00	-
3	独立费用	115,432.36	25,557.16	-
4	基本预备费	33,527.42	-	-
5	价差预备费	42,810.80	-	-
6	建设期利息	88,511.97	346.45	-
7	铺底流动资金	2,100.00	-	-

序号	项目	项目总投资金额	已投入金额	拟使用募集资金投入金额
	合计	838,260.00	77,256.79	140,000.00

由上表可见，本次募集资金拟投向枢纽工程；该明细项目董事会前已投入金额为 4.42 亿元，董事会后拟投入的金额为 50.20 亿元；董事会后拟投入的金额大于本募投项目拟使用募集资金金额 14 亿元。因此，本募投项目拟使用募集资金投资的明细项目不涉及董事会决议日前已投入的金额。

3、募投项目单位工程造价和设备单价与公司现有项目和同行业公司可比项目对比情况

(1) 募投项目单位工程造价与公司现有项目和同行业公司对比情况

①泉惠热电联产项目对比情况

公司	项目	投资额 (万元)	装机量 (万千瓦)	单位造价 (元/千瓦)
本募投项目				
公司	泉惠热电联产项目	698,573.00	132	5,292.22
公司现有项目				
公司	鸿山热电项目	572,932.00	120	4,774.43
可比公司项目				
国家能源集团	哈热二期 2×660MW 热电联产扩建项目	690,000.00	132	5,227.27
济南热电集团	2×66 万千瓦先进燃煤机组供热项目	689,060.00	132	5,220.15
华能集团	德州电厂高灵活性清洁高效 2×600MW 级热电联产项目	691,200.00	132	5,236.36

注：公司现有的龙安热电项目和晋南热电项目的装机规模偏小（均不到 10 万千瓦），与本募投项目不具有可比性，因此未列示进行对比。

由上表可见，本募投项目的单位造价高于公司现有项目（鸿山热电项目），主要系鸿山热电项目为基于 2007 年物价水平测算投资额的超临界热电联产项目，而本募投项目为设备参数更高、装机容量更大的超超临界热电联产项目，且其投资额系基于 2023 年的物价水平进行测算。近年来，受环保要求提高、能源政策调整等因素影响，热电联产机组的造价成本呈上升趋势。因此，设备参数的差异以及造价成本的上行导致本募投项目与公司现有项目的单位造价存在较大差异，具备合理性。

此外，本募投项目的单位造价与近年新核准的同行业公司同类型项目的单位造价基本一致，不存在显著差异。本募投项目投资测算谨慎。

②木兰抽蓄项目对比情况

公司	项目	投资额 (万元)	装机量 (万千瓦)	单位造价 (元/千瓦)
本募投项目				
公司	木兰抽蓄项目	838,260.00	140	5,987.57
公司现有项目				
公司	花山抽蓄项目	912,935.00	140	6,520.96
可比公司项目				
国网新源	福建厦门抽水蓄能电站	866,400.00	140	6,188.57
国网新源	陕西镇安抽水蓄能电站	885,000.00	140	6,321.42
湖北能源	罗田平坦原抽水蓄能电站	931,000.00	140	6,650.00

由上表可见，本募投项目单位造价略低于公司现有项目及同行业可比公司项目，主要系项目所处地理位置、建设条件、水况资源等存在差异所致，该差异具备合理性且本募投项目的投资测算谨慎。

(2) 募投项目设备单价与公司现有项目和同行业公司对比情况

①泉惠热电联产项目对比情况

本募投项目的主要设备包括锅炉、汽轮机和发电机。其单价与公司现有项目及同行业公司项目对比情况如下：

设备名称	公司	项目名称	中标供应商	设备单价 (万元)
锅炉及其附属设备	本募投项目			
	公司	泉惠热电联产项目	上海锅炉厂有限公司	44,400.00
	公司现有项目			
	公司	鸿山热电项目	哈尔滨锅炉厂有限责任公司	29,515.00
	可比公司项目			
	国家能源集团	哈热二期 2×660MW 热电联产扩建项目	哈尔滨锅炉厂有限责任公司	44,000.00
	华电集团	喀什华电 2×66 万千瓦 热电联产项目	哈尔滨锅炉厂有限责任公司	52,600.00
	华能集团	2×66 万千瓦先进燃煤 机组供热项目	哈尔滨锅炉厂有限责任公司	42,900.00

设备名称	公司	项目名称	中标供应商	设备单价（万元）
汽轮发电机组	本募投项目			
	公司	泉惠热电联产项目	东方汽轮机有限公司、东方电机有限公司	32,528.00
	公司现有项目			
	公司	鸿山热电项目	东方电机股份有限公司	25,956.00
	可比公司项目			
	国家能源集团	哈热二期 2×660MW 热电联产扩建项目	哈尔滨汽轮机厂有限责任公司	31,590.00
	华电集团	喀什华电 2×66 万千瓦 热电联产项目	上海电气电站设备有限公司	30,690.00
	华能集团	2×66 万千瓦先进燃煤 机组供热项目	东方汽轮机有限公司	31,598.00

由上表可见，本募投项目的主要设备均单价高于公司现有项目，主要系设备参数差异以及近年造价成本的上行所致；此外，本募投项目的锅炉设备的单价处于同行业可比公司项目区间内，而汽轮发电机组（含汽轮机、发电机及附属设备）的单价略高于同行业可比公司项目，主要系采购内容（包括供货范围、设备型号等）存在差异所致。

②木兰抽蓄项目对比情况

本募投项目的主要设备系汽轮机和发电机。其单价与公司现有项目及同行业公司项目对比情况如下：

设备名称	公司	项目名称	中标供应商	设备单价（万元）
水轮发电机组及其附属和配套设备	本募投项目			
	公司	木兰抽蓄项目	东方电机有限公司	24,074.50
	公司现有项目			
	公司	花山抽蓄项目	/	/
	可比公司项目			
	国网新源	福建厦门抽水蓄能电站	上海福伊特水电设备有限公司	24,250.00
	国网新源	陕西镇安抽水蓄能电站	安德里茨（中国）有限公司	24,922.48
	湖北能源	罗田平坦原抽水蓄能电站	哈尔滨电机厂有限责任公司	23,325.00

注：公司现有花山抽蓄项目尚未进行主机招标。

由上表可见，公司本募投项目的主要设备单价与同行业可比公司项目基本一

致，不存在显著差异。

4、募投项目工程及设备投资金额与项目产值匹配情况

(1) 泉惠热电联产项目匹配情况

项目	产品	年产量 (Gwh、 GJ)	单价 (元/kwh、元 /GJ)	年产值 (万元)	工程及设备 投资金额 (万元)	投资金额/ 年产值
泉惠热 电联产 项目	电力	6,204	0.33	204,732.00	460,313.00	1.19
	热力	2,814	65	182,910.00		
国能泉 州项目	电力	6,600	0.34	224,400.00	447,453.00	1.34
	热力	1,867	58.13	108,544.11		

注：1、以项目 100%达产后数据进行对比。2、1GWh=1,000,000kwh。3、国能泉州项目系公司参股子公司国能（泉州）热电有限公司的三期 2×660MW 扩建工程。4、列示工程及设备投资金额以及项目年产值的可比项目较少，导致可比案例较少。

由上表可见，本募投项目的工程及设备投资金额与年产值的比例与同期的国能泉州项目不存在显著差异。

(2) 木兰抽蓄项目匹配情况

公司	项目	年上网电量 (万 kwh)	单价 (元 /kwh)	年产值 (万元)	工程及设备 投资金额 (万元)	投资金额 /年产值
公司	木兰抽蓄	137,200.00	0.3480	47,745.60	546,203.00	11.44
公司	花山抽蓄	150,920.00	0.3480	52,520.16	567,154.90	10.80
湖北能源	湖北罗田平 坦原抽水蓄 能电站项目	144,000.00	0.3682	53,020.80	505,748.25	9.54

注：工程及设备投资金额取可研报告中“枢纽工程”金额。此外，同行业公司中披露工程及设备投资金额以及项目年产值的可比项目较少，导致可比案例较少。

由上表可见，本募投项目的工程及设备投资金额与年产值的比例与公司现有项目较为接近，并略高于可比公司项目，主要系项目所在地的水况以及上网电价存在一定差异所致；其中，假设可比公司项目在上网电价采用 0.3480 元/kwh 进行测算的情况下，其工程及设备投资金额与年产值的比例为 10.09，与本募投项目不存在显著差异。

因此，本次募投项目工程及设备投资金额与项目产值相匹配。

综上，本次募投项目各项投资的测算依据、测算过程合理；单位工程造价和设备单价与公司现有项目和同行业公司可比项目对比不存在明显差异，募投项目

工程及设备投资金额与项目产值相匹配。

(二) 结合公司货币资金余额、日常经营现金流、资产负债率、资金缺口测算等情况，说明本次融资的必要性和募集资金规模的合理性；

1、公司货币资金余额

截至 2024 年 9 月 30 日，公司货币资金余额为 519,986.59 万元，具体构成如下：

单位：万元

项目	期末余额
银行存款	1,924.50
财务公司存款	518,061.99
其他货币资金	0.10
合计	519,986.59

此外，报告期末，除履约保证金 279.67 万元外，公司不存在抵押、质押或冻结、或存放在境外且资金汇回受到限制的款项。

2、日常经营现金流

报告期内，公司经营性现金流情况如下：

单位：万元

项目	2024 年 1-9 月	2023 年	2022 年	2021 年
经营性现金流入金额	1,161,501.88	1,633,759.23	1,478,455.18	1,308,250.02
经营性现金流出金额	837,167.39	1,171,213.70	1,150,739.64	1,069,981.38
经营性现金净流入金额	324,334.49	462,545.53	327,715.54	238,268.64

由上表可见，公司经营性现金流情况良好。

3、资产负债率

报告期内，公司资产负债率情况如下：

公司名称	2024 年 9 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日
公司	41.70%	44.86%	49.46%	50.81%

由上表可见，报告期各期末，公司资产负债率基本稳定在 40%-50%左右。

4、资金缺口测算

公司结合期末可自由支配资金、未来期间经营现金流、最低货币资金保有量、未来重大投资支出等，对未来的资金缺口进行了测算。经测算，公司未来期间整体资金缺口约 93.12 亿元，超过本次募集资金规模（39 亿元），本次融资具有必要性，本次融资规模具有合理性。相关测算具体情况如下：

单位：万元

项目	计算公式	金额
2024 年 9 月 30 日货币资金余额	1	519,986.59
易变现的各类金融资产余额	2	14,610.87
报告期末使用受限货币资金	3	279.67
前次募投项目尚需支付的质保金	4	11,509.11
可自由支配资金	5=1+2-3-4	522,808.69
未来期间经营活动现金流入净额	6	820,773.77
报告期末最低现金保有量需求	7	282,661.23
未来期间新增最低现金保有量需求	8	45,755.80
未来期间预计现金分红	9	252,858.43
未来期间偿还有息债务的利息支出	10	153,328.36
已核准的投资项目资金需求	11	1,540,184.84
未来资金需求合计	12=7+8+9+10+11	2,274,788.65
总体资金缺口	13=12-5-6	931,206.20

上述总体资金缺口各构成项目的测算过程如下：

（1）可自由支配资金

截至 2024 年 9 月 30 日，公司可自由支配资金金额系货币资金和易变现的各类金融资产金额扣减受限货币资金以及前募尚需支付的保证金后的余额，即 522,808.69 万元。

（2）未来期间经营性现金流入净额

①未来营业收入测算

公司最近三年的营业收入增长情况如下：

单位：万元

项目	2023 年度	2022 年度	2021 年度
营业收入	1,469,491.88	1,431,787.25	1,215,591.47
同比	2.63%	17.79%	27.19%
最近三年平均增长率	15.87%		

由上表可见，最近 3 年，公司营业收入增长率分别为 27.19%、17.79%和 2.63%，平均增长率为 15.87%；其中 2021 年增长率较高主要系政策调整导致子公司晋江气电的替代电量大幅增长以及当期海上风电项目投产所致；2022 年增长率较高主要系海上风电发电量大幅增长所致。

考虑到未来 3 年替代电量政策基本稳定，且根据公司拟投资项目的建设进度及投资计划，预计未来三年内公司无大型发电项目完成建设并投产，故假设公司未来三年控股装机规模稳定，营业收入增长率与 2023 年持平，即均为 2.63%，公司未来三年营业收入测算如下：

单位：万元

项目	2023 年	测算金额-收入增长率 2.63%		
		2024 年 E	2025 年 E	2026 年 E
营业收入	1,469,491.88	1,508,139.52	1,547,803.59	1,588,510.82

②未来经营性现金流量净额测算

公司最近三年的经营性现金流量净额情况如下：

单位：万元

项目	2023 年度	2022 年度	2021 年度
经营活动现金流量净额	462,545.53	327,715.54	238,268.64
营业收入	1,469,491.88	1,431,787.25	1,215,591.47
占比	31.48%	22.89%	19.60%
平均值（取小数点后两位）	24.66%		

假设公司未来三年经营活动现金流量净额占营业收入的比例与过去三年平均值一致，即均为 24.66%。公司未来三年经营性现金流量净额测算如下：

单位：万元

项目	2024E	2025E	2026E
营业收入	1,508,139.52	1,547,803.59	1,588,510.82
经营活动现金流量净额	371,837.69	381,617.02	391,653.55

项目	2024E	2025E	2026E
未来三年经营活动现金流量净额	1,145,108.26		

注：上述计算差异系尾差所致。

③扣除 2024 年 1-9 月经营活动现金流量净额

本次测算系以 2024 年 9 月 30 日为基准，因此未来三年经营活动现金流量净额扣除 2024 年 1-9 月的已实现的经营活动现金流量净额 324,334.49 万元，余额为 820,773.77 万元。

(3) 最低现金保有量需求

为应对客户应收账款，支付供应商货款、员工薪酬、税费等短期付现成本，公司通常需维持一定的现金储备。考虑到公司日常经营活动现金需求量较大、需要偿还的银行借款较多，因此采用月均经营活动现金流出量作为最低现金保有量测算基础较为合理，测算最低现金保有量为 282,661.23 万元。具体测算过程如下：

单位：万元

项目	2023 年度	2022 年度	2021 年度
经营活动现金流出金额①	1,171,213.70	1,150,739.64	1,069,981.38
月均经营活动现金流出②=①/12	97,601.14	95,894.97	89,165.12
报告期内的月均经营活动现金流出③	94,220.41		
最低现金保有量④=③*3	282,661.23		

注 1：月均经营活动现金流出=（经营活动现金流出金额）/12；

注 2：报告期内的月均经营活动现金流出为月均经营活动现金流出的平均值；

(4) 未来期间新增最低现金保有量需求

基于未来公司营业收入基数的提升以及谨慎考虑市场波动、成本上升等因素影响，假设公司未来三年营业收入增长率为 2.63%，且未来三年月均经营活动现金流出现金在近三年月均经营活动现金流出现金的基础上按同比例增长，则公司 2026 年末最低现金保有量为 328,417.02 万元，扣除截至报告期末最低现金保有量金额 282,661.23 万元，则公司未来三年新增最低现金保有量金额为 45,755.80 万元。

(5) 未来期间预计现金分红

最近三年，公司以现金方式实施分红的具体情况如下：

单位：万元

项目	2023年度	2022年度	2021年度
合并报表归属于上市公司股东的净利润	262,347.50	259,455.13	135,921.40
现金分红（含税）	80,003.68	78,182.86	41,045.88
当年现金分红占合并报表归属于上市公司股东的净利润的比例	30.50%	30.13%	30.20%
分红比例平均值	30.28%		

2021年至2023年，公司现金分红金额占当年合并报表归属于上市公司股东的净利润的比例的平均值为30.28%，假设未来三年公司的现金分红比例与过去三年平均值一致，公司未来三年预计现金分红所需资金为252,858.43万元。

（6）未来期间偿还有息负债的利息支出

截至2024年9月30日，公司合并报表短期借款金额为101,039.37万元，长期借款金额为（含一年内到期的长期借款）1,602,609.05万元，上述有息负债金额合计为1,703,648.42万元。

公司银行借款的年利率区间约在1.20%-5.00%之间，结合2023年公司利息支出及有息负债规模，谨慎估算未来三年上市公司融资利率约3.00%。基于上述有息债务的规模及利率测算，未来三年公司预计需偿还利息的金额约153,328.36万元。

（7）已核准的投资项目资金需求

按对项目实施主体的持股比例计算，公司已获取核准的投资项目未来三年拟投资计划如下：

序号	项目名称	项目所处阶段	审批情况	未来三年拟投资金额（万元）
1	福建省仙游木兰抽水蓄能电站项目	已开工建设	已获取核准、环评和省人民政府对农用地转用批复	282,000.00
2	福建华安抽水蓄能电站项目	已开工建设	已获取核准、环评	174,000.00
3	长乐外海J区海上风电场项目	已核准	已获取核准	523,040.00
4	泉惠石化工业区2x660MW超超临界热电联产项目	已开工建设	已获取核准、环评、土地使用权证	309,204.84
5	泉惠石化工业区热电联产二期工程项目	已核准	已获取核准、土地使用权证	251,940.00

序号	项目名称	项目所处阶段	审批情况	未来三年拟投资金额 (万元)
合计				1,540,184.84

由上表可见，公司已核准项目未来三年的拟投资金额合计 1,540,184.84 万元。

综上，本次融资具备必要性，募集资金规模具备合理性。

(三) 各募投项目收入、利润等效益测算过程及依据，效益预测中销量、单价、毛利率、净利率等关键指标的预测依据，与公司现有情况及同行业可比公司的对比情况，效益预测是否审慎、合理。

1、各募投项目收入、利润等效益测算过程及依据，效益预测中销量、单价、毛利率、净利率等关键指标的预测依据

(1) 泉惠热电联产项目

该项目效益测算依据主要包括国家发改委和建设部颁发的《建设项目经济评价方法与参数》(第三版)、《火力发电工程经济评价导则》(DL/T5435-2019)、中国电力工程顾问集团公司编制的《火电经济评价软件》以及国家现行的财务、税收制度及相关法规。

① 测算基础及方法

测算主要采用的计算参数如下：

序号	项目名称	数值	依据
1	装机容量	132 万 kw	计划装机容量
2	发电设备年利用小时数	4,700h	参考项目当地电(热)力负荷、同地区电场当前运行情况等进行综合预测
3	年上网电量	57.56 亿 kWh	装机容量*利用小时数-厂用电量
4	上网电价	0.3730 元/kWh	参照电价文件
5	年供热量	2,814 万 GJ	参考项目当地热负荷需求等进行综合预测
6	热价	71.29 元/GJ	参照热价文件
7	容量电价	165 元/kw	发改委文件
8	燃料费	239,681 万元/年	根据市场均价确定
9	折旧费	39,345 万元/年	工程按投产后每台机组完整运行 20 年考虑，折旧年限 15 年，残值比例 5%，在计算期内，各

序号	项目名称	数值	依据
			工程及设备不考虑更新
10	职工工资及福利费	9,680 万元/年	电厂定员：242 人，人均年工资 25 万元，福利系数 60%
11	修理费	8,965 万元/年	固定资产原值的 1.5%
12	材料费	3,102 万元/年	5 元/MWh
13	保险费	平均 595.7 万元/年	固定资产净值的 0.25%
14	其他费用	6,204 万元/年	10 元/MWh
15	增值税	电力 13%，热力 9%	国家政策
16	所得税	25%	国家政策

1) 营业收入

营业收入包括供电收入和供热收入。其中，供电收入包括电量电价和容量电价，其中电量电价收入根据上网电价和上网电量计算（电量电价收入=上网电量×上网电价），上网电价参照福建省煤电上网电价定价原则确定，上网电量=装机容量×发电年利用小时-厂用电量。容量电价收入=容量电价×有效容量。

供热收入根据热价和年供热量计算（供热收入=热价×年供热量），热价参照当地园区管委会的定价原则确定，年供热量参照本项目热负荷以及当期热需求确定。

2) 成本费用

生产成本包括发电生产成本和供热生产成本，主要包括燃料费、折旧费、职工工资及福利费、修理费、材料费、保险费及其他费用等。其中，燃料费主要系燃煤费用，本工程 2×660MW 机组年耗煤量约 327.8×10⁴t（设计煤种），含税到厂煤价为 1,045 元/t。折旧费按照规定的折旧分类标准进行分类测算。职工薪酬按照项目定员 242 人，人均年工资 25 万元，福利系数 60%计算。

此外，本项目费用主要系财务费用，其中利息支出按照固定资产和流动资金等在运行期应从成本中支付的借款利息计算，固定资产投资借款利息依各年还贷情况而不同。

3) 税金

项目税金包括增值税、销售税金附加和所得税，其中增值税为价外税。

增值税及附加税：按销项税减进项税计算，电销项税率为 13%，热销项税率 9%，燃料进项税率为 13%，材料进项税率为 13%，脱硫脱硝剂进项税率 13%。此外，依据财税[2008]170 号文规定计算本工程建设投资的可抵扣固定资产增值税，按设备购置费和安装四大管道装材费估算本工程可抵扣固定资产增值税额。城市维护建设税 7%，教育费附加 5%，均以增值税为基础征收。

所得税：根据自 2008 年 1 月 1 日起施行的《中华人民共和国企业所得税法》，税率为 25%。

4) 利润总额

利润总额按照营业收入-总成本费用-销售税金附加计算，其中税后利润=利润总额-应缴所得税。税后利润提取 10%的法定盈余公积金，剩余部分为可分配利润，再扣除分配给投资者的应付利润，即为未分配利润。

②测算过程

1) 收入测算

本项目计算期 23 年，其中建设期为 3 年，运营期为 20 年。本项目的营业收入来自于供电和供热收入。预计未来运营期按测算的年均总收入为 373,506.65 万元（不含税），其中年供电收入（含发电收入和容量电量收入）为 204,211.00 万元、年供热收入为 169,295.65 万元。运营期内各年度收入预计如下：

年份	上网电价 (元/kwh)	上网电量 (万 kwh)	发电收入 (万元)	热价 (元/GJ)	供热量 (万 GJ)	供热收入 (万元)	容量电量收入 (万元)	合计 (万元)
1	0.33	575,600	190,018	65	563	36,803	14,193	241,014
2	0.33	575,600	190,018	65	1,125	73,607	14,193	277,818
3	0.33	575,600	190,018	65	2,251	147,214	14,193	351,425
4	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
5	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
6	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
7	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
8	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
9	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
10	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228

年份	上网电价 (元/kwh)	上网电量 (万 kwh)	发电收入 (万元)	热价 (元/GJ)	供热量 (万 GJ)	供热收入 (万元)	容量电量收入 (万元)	合计 (万元)
11	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
12	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
13	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
14	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
15	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
16	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
17	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
18	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
19	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
20	0.33	575,600	190,018	65	2,814	184,017	14,193	388,228
合计	0.33	11,512,000	3,800,360	65	51,777	3,385,913	283,860	7,470,133

2) 成本费用测算

本项目预计运营期成本总额 6,188,931.00 万元，运营期年均成本 309,447 万元。运营成本主要包括运营期经营成本 5,974,143.00 万元和财务费用 214,788.00 万元。运营成本包括抽水费用、折旧费用、职工薪酬、修理费、保险费、材料费、其他费用。运营期内各年度成本预计如下：

单位：万元

年份	经营成本	财务费用	合计
1	258,994.00	21,721.00	280,715.00
2	273,999.00	25,354.00	299,353.00
3	303,637.00	24,252.00	327,889.00
4	323,188.00	22,524.00	345,712.00
5	314,475.00	19,393.00	333,868.00
6	314,617.00	17,310.00	331,927.00
7	314,519.00	15,646.00	330,165.00
8	314,420.00	13,982.00	328,402.00
9	314,322.00	12,317.00	326,639.00
10	314,224.00	10,653.00	324,877.00
11	312,858.00	8,989.00	321,847.00
12	312,759.00	7,324.00	320,083.00

年份	经营成本	财务费用	合计
13	312,661.00	5,660.00	318,321.00
14	312,562.00	3,996.00	316,558.00
15	312,464.00	2,332.00	314,796.00
16	273,119.00	667.00	273,786.00
17	273,119.00	667.00	273,786.00
18	273,119.00	667.00	273,786.00
19	273,119.00	667.00	273,786.00
20	271,968.00	667.00	272,635.00
合计	5,974,143.00	214,788.00	6,188,931.00

3) 收益测算

本项目收益情况如下表所示：

单位：万元

年份	收入	成本	毛利额	净利润
1	241,014.00	258,994.00	-17,980.00	-39,701.00
2	277,818.00	273,999.00	3,819.00	-21,536.00
3	351,425.00	303,637.00	47,788.00	23,535.00
4	388,228.00	323,188.00	65,040.00	42,517.00
5	388,228.00	314,475.00	73,753.00	43,800.00
6	388,228.00	314,617.00	73,611.00	42,225.00
7	388,228.00	314,519.00	73,709.00	43,358.00
8	388,228.00	314,420.00	73,808.00	43,950.00
9	388,228.00	314,322.00	73,906.00	45,272.00
10	388,228.00	314,224.00	74,004.00	46,594.00
11	388,228.00	312,858.00	75,370.00	48,867.00
12	388,228.00	312,759.00	75,469.00	50,189.00
13	388,228.00	312,661.00	75,567.00	51,511.00
14	388,228.00	312,562.00	75,666.00	52,832.00
15	388,228.00	312,464.00	75,764.00	54,154.00
16	388,228.00	273,119.00	115,109.00	84,911.00
17	388,228.00	273,119.00	115,109.00	84,911.00
18	388,228.00	273,119.00	115,109.00	84,911.00
19	388,228.00	273,119.00	115,109.00	84,911.00

年份	收入	成本	毛利额	净利润
20	388,228.00	271,968.00	116,260.00	85,761.00
合计	7,470,133.00	5,974,143.00	1,495,990.00	952,972.00

由上表可见，本项目经营期内的毛利率为 20.03%，净利率为 12.76%。此外，本项目的全部投资内部收益率（所得税后）为 9.2%，投资回收期为 10.38 年。本项目毛利率等收益水平系遵循行业政策以及项目实际情况进行测算，具备合理性和谨慎性。

（2）木兰抽蓄项目

该项目效益测算依据主要《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）、《投资项目可行性研究指南》、《抽水蓄能电站经济评价规范》（NB/T11175-2023）、国家发改委发改价格【2014】1763 号文、【2021】633 号文及有关法律法规的规定。根据木兰抽水蓄能项目可行性研究报告，募投项目效益测算过程如下所示：

①测算基础及方法

测算主要采用的计算参数如下：

序号	项目名称	数值	测算依据
1	项目经营期	40 年	【2021】633 号文规定
2	装机容量	140 万 kw	计划装机容量
3	年利用小时数	1,000h	参考项目当地水资源、电力负荷、同地区电场当前运行情况等进行综合预测
4	年发电量	14.00 亿 kWh	装机容量*年利用小时数
5	年上网电量	13.72 亿 kWh	年发电量-厂用电量
6	电量电价	0.3932 元/kWh	福建省现行燃煤标杆电价
7	容量电价	619.1 元/kW	以项目资本金内部收益率 6.5%反算
8	年抽水电量	18.67 亿 kWh	按综合效率 75%折算
9	抽水电费	0.2610 元/kWh	福建电网燃煤机组标杆上网电价的 75%
10	折旧费用	31,419 万元/年	综合折旧率采用 4%
11	职工薪酬	1,956 万元/年	人员按 100 人，根据电网统计资料，并参照当地电厂工资水平，职工人均年工资额采用 12 万元，福利系数采用 63%
12	修理费	9,028 万元/年	固定资产原值的 1.25%
13	保险费	1,964 万元/年	固定资产原值的 0.25%
14	材料费	1,053 万元/年	定额为 8.5 元/kW

序号	项目名称	数值	测算依据
15	其他费用	3,500 万元/年	定额为 25 元/kW
16	增值税率	13%	国家政策
17	所得税率	25%	国家政策

1) 营业收入

本募投项目收入包括电量电费收入和容量电费收入。其中，电量电费收入根据上网电价和上网电量计算（电量电费收入=上网电量×上网电价），上网电价参照福建省煤电上网标杆电价，上网电量=装机容量×发电年利用小时×（1-厂用电率）。

容量电费收入根据装机容量和容量电价计算（容量电费收入=装机容量×容量电价）。本项目以项目资本金内部收益率 6.5%反算容量电价，取值 619.1 元/KW 年（含税）。

2) 生产成本及费用

该项目生产成本为发电成本费用，主要包括抽水费用、折旧费用、职工薪酬、修理费、保险费、材料费、其他费用和财务费用等。其中，抽水费用根据抽水电量和抽水电价计算（抽水费用=抽水电量×抽水电价）。折旧费按照规定的折旧分类标准进行分类测算。职工薪酬按照项目定员 100 人计算，并参照当地电厂工资水平，职工人均年工资额采用 12 万元，福利系数采用 63%。利息支出按照固定资产和流动资金等在运行期应从成本中支付的借款利息计算，固定资产投资借款利息依各年还贷情况而不同。

3) 税金

项目税金包括增值税、销售税金附加和所得税，其中增值税为价外税。销售税金附加包括城市建设维护税、教育费附加和地方教育费附加，以增值税为基础计征，税率分别采用 5%、3%和 2%，增值税率为 13%、所得税税率为 25%，所得税按照“减三免三”的优惠政策。

4) 发电利润总额

利润总额按照营业收入-总成本费用-销售税金附加计算，其中税后利润=利润总额-应缴所得税。税后利润提取 10%的法定盈余公积金，剩余部分为可分配

利润，再扣除分配给投资者的应付利润，即为未分配利润。

②测算过程

1) 收入测算

本项目计算期 47 年，其中建设期为 7 年，运营期为 40 年。本项目的营业收入来自于发电销售收入。预计未来运营期按测算的年均总收入为 124,443 万元(不含税)，其中年发电收入为 47,741 万元、年容量收入为 76,703 万元。运营期内各年度收入预计如下：

年度	上网电量 (万 kwh)	上网电价 (元/kwh)	发电收入 (万元)	装机容量 (万 kw)	容量电价 (元/MW)	容量收入 (万元)	总收入 (万元)
1	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
2	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
3	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
4	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
5	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
6	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
7	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
8	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
9	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
10	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
11	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
12	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
13	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
14	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
15	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
16	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
17	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
18	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
19	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
20	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
21	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
22	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
23	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443

年度	上网电量 (万 kwh)	上网电价 (元/kwh)	发电收入 (万元)	装机容量 (万 kw)	容量电价 (元/MW)	容量收入 (万元)	总收入 (万元)
24	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
25	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
26	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
27	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
28	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
29	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
30	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
31	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
32	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
33	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
34	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
35	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
36	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
37	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
38	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
39	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443
40	137,200	0.3480	47,741	140	547.9	76,703	124,443

注：发电收入=发电量×上网电价，容量收入=装机容量×容量电价；计算存在差异主要是数据取整所致。

2) 成本费用测算

本项目预计运营期成本总额 3,736,132 万元，运营期年均成本 93,403.30 万元。运营成本主要包括运营期经营成本 3,422,293.00 万元和财务费用 313,839.00 万元。运营成本包括抽水费用、折旧费用、职工薪酬、修理费、保险费、材料费、其他费用。运营期内各年度成本预计如下：

单位：万元

年份	经营成本	财务费用	合计
1	97,634.00	28,146.00	125,780.00
2	97,634.00	27,070.00	124,704.00
3	97,634.00	25,949.00	123,583.00
4	97,634.00	24,782.00	122,416.00
5	97,634.00	23,565.00	121,199.00
6	97,634.00	22,297.00	119,931.00

年份	经营成本	财务费用	合计
7	97,634.00	20,976.00	118,610.00
8	97,634.00	19,599.00	117,233.00
9	97,634.00	18,164.00	115,798.00
10	97,634.00	16,670.00	114,304.00
11	97,634.00	15,112.00	112,746.00
12	97,634.00	13,489.00	111,123.00
13	97,634.00	11,813.00	109,447.00
14	97,634.00	10,414.00	108,048.00
15	97,634.00	9,016.00	106,650.00
16	97,634.00	7,618.00	105,252.00
17	97,634.00	6,224.00	103,858.00
18	97,634.00	4,836.00	102,470.00
19	97,634.00	3,426.00	101,060.00
20	97,634.00	2,397.00	100,031.00
21	97,634.00	1,307.00	98,941.00
22	97,634.00	51.00	97,685.00
23	97,634.00	51.00	97,685.00
24	97,634.00	51.00	97,685.00
25	85,852.00	51.00	85,903.00
26	66,215.00	51.00	66,266.00
27	66,215.00	51.00	66,266.00
28	66,215.00	51.00	66,266.00
29	66,215.00	51.00	66,266.00
30	66,215.00	51.00	66,266.00
31	66,215.00	51.00	66,266.00
32	66,215.00	51.00	66,266.00
33	66,215.00	51.00	66,266.00
34	66,215.00	51.00	66,266.00
35	66,215.00	51.00	66,266.00
36	66,215.00	51.00	66,266.00
37	66,215.00	51.00	66,266.00
38	66,215.00	51.00	66,266.00
39	66,215.00	51.00	66,266.00

年份	经营成本	财务费用	合计
40	66,215.00	51.00	66,266.00
合计	3,422,293.00	313,839.00	3,736,132.00

3) 收益测算

本项目收益情况如下表所示：

单位：万元

年份	收入	成本	毛利额	净利润
1	124,443.00	97,634.00	26,809.00	-1,337.00
2	124,443.00	97,634.00	26,809.00	-261.00
3	124,443.00	97,634.00	26,809.00	860.00
4	124,443.00	97,634.00	26,809.00	1,866.00
5	124,443.00	97,634.00	26,809.00	2,839.00
6	124,443.00	97,634.00	26,809.00	2,937.00
7	124,443.00	97,634.00	26,809.00	3,709.00
8	124,443.00	97,634.00	26,809.00	4,741.00
9	124,443.00	97,634.00	26,809.00	5,817.00
10	124,443.00	97,634.00	26,809.00	6,938.00
11	124,443.00	97,634.00	26,809.00	8,106.00
12	124,443.00	97,634.00	26,809.00	9,324.00
13	124,443.00	97,634.00	26,809.00	10,581.00
14	124,443.00	97,634.00	26,809.00	11,630.00
15	124,443.00	97,634.00	26,809.00	12,679.00
16	124,443.00	97,634.00	26,809.00	13,727.00
17	124,443.00	97,634.00	26,809.00	14,772.00
18	124,443.00	97,634.00	26,809.00	15,813.00
19	124,443.00	97,634.00	26,809.00	16,871.00
20	124,443.00	97,634.00	26,809.00	17,643.00
21	124,443.00	97,634.00	26,809.00	18,460.00
22	124,443.00	97,634.00	26,809.00	19,402.00
23	124,443.00	97,634.00	26,809.00	19,402.00
24	124,443.00	97,634.00	26,809.00	19,402.00
25	124,443.00	85,852.00	38,591.00	28,239.00
26	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00

年份	收入	成本	毛利额	净利润
27	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
28	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
29	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
30	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
31	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
32	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
33	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
34	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
35	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
36	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
37	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
38	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
39	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
40	124,443.00	66,215.00	58,228.00	42,966.00
合计	4,977,720.00	3,422,293.00	1,555,427.00	908,650.00

由上表可见，本项目经营期内的毛利率为 31.25%，净利率为 18.25%。此外，根据国家发改委《抽水蓄能容量电价核定办法》，本项目容量电价核定办法具体如下：

I.抽水蓄能容量电价按经营期定价法核定，即基于弥补成本、合理收益原则，按照资本金内部收益率对电站经营期内年度净现金流进行折现，以实现整个经营期现金流收支平衡为目标，核定电站容量电价。

II.年净现金流=年现金流入-年现金流出。其中，年现金流入为实现累计净现金流折现值为零时的年平均收入水平；年现金流出=资本金投入+偿还的贷款本金+利息支出+运行维护费+税金及附加。

III.不含税容量电价=年平均收入÷覆盖电站机组容量。

IV.对标行业先进水平确定核价参数标准：电站经营期按 40 年核定，经营期内资本金内部收益率按 6.5%核定。

据此，本项目基于弥补成本、合理收益原则，按照资本金内部收益率 6.50%对电站经营期内年度净现金流进行折现，以实现整个经营期现金流收支平衡为目

标，核定电站容量电价。由此测算，本项目的资本金内部收益率为 6.50%，投资回收期为 20.78 年。本项目毛利率等收益水平遵循行业政策、符合抽水蓄能电站类项目的通行收益测算方式，收益测算具备合理性和谨慎性。

2、关键指标与公司现有情况及同行业可比公司的对比情况

(1) 泉惠热电联产项目对比情况

可比公司	2024 年 1-9 月热电联产业务毛利率	2023 年热电联产业务毛利率
富春环保	未披露	23.80%
新中港	未披露	24.47%
恒盛能源	未披露	27.79%
杭州热电	未披露	18.42%
公司	19.24%	16.49%
泉惠热电联产项目		19.90%

由上表可见，泉惠热电联产项目的毛利率处于同行业同类业务的毛利率水平区间内。

(2) 木兰抽蓄项目对比情况

可比公司	项目名称	投资金额 (亿元)	装机规模	效益情况
南网储能	广西贵港抽蓄项目	81.17	120 万 kW	资本金内部收益率 6.5%
南网储能	广西灌阳抽蓄项目	80.47	120 万 kW	
南网储能	广西玉林抽蓄项目	83.12	120 万 kW	
湖北能源	罗田平坦原抽水蓄能电站	93.10	140 万 kW	
公司	木兰抽蓄	83.82	140 万 kw	

根据《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号）附件《抽水蓄能容量电价核定办法》，抽水蓄能项目经营期内资本金内部收益率为 6.5%。该内部收益率（6.5%）由国家产业政策确定的，同行业其他上市公司如南网储能、湖北能源等披露的抽水蓄能项目资本金内部收益率同为 6.5%。

综上，公司本次募投项目的收益率与同行业同类型项目不存在显著差异。本次效益测算审慎、合理。

二、中介机构核查情况

保荐机构及申报会计师根据《监管规则适用指引—发行类第7号》第5条履行了如下核查程序，并发表如下意见：

（一）核查程序

- 1、查阅本次募投项目的可行性研究报告，了解各项投资构成的明细内容、测算依据、测算过程等；
- 2、获取本次募投项目已投资明细，了解其董事会前已投入情况；
- 3、查阅公司现有项目以及同行业公司可比项目的相关资料，并对比分析其单位工程造价、设备单价、工程及设备投资金额与项目产值的比例与本次募投项目的差异情况；
- 4、查阅公司定期报告，了解公司货币资金余额、日常经营现金流以及资产负债结构等情况，并测算资金缺口；
- 5、查阅同行业公司可比项目的公开资料，了解其毛利率、净利率等关键财务指标的测算依据及过程，并对比分析与本次募投项目的差异情况。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及申报会计师认为：

- 1、本次募投项目各项投资构成的测算合理；单位工程造价和设备单价与公司现有项目和同行业公司可比项目不存在明显差异；募投项目工程及设备投资金额与项目产值相匹配。
- 2、公司自有资金难以满足本次募投项目的资金需求，通过募集资金实施本次募投项目具备必要性；综合考虑公司现有货币资金使用安排、日常经营现金流、分红及已审议的未来项目投资、资金缺口测算等情况，本次募集资金规模具有合理性。
- 3、各募投项目收入、利润等效益测算过程及依据合理；本次募投项目预计毛利率、净利率与发行人及同行业可比公司现有业务不存在重大差异，募投项目预计效益测算谨慎、合理。

问题 3 关于经营情况

根据申报材料，1) 报告期内发行人营业收入分别为 1,215,591.47 万元、1,431,787.25 万元、1,469,491.88 万元和 666,488.03 万元，净利润分别为 165,312.15 万元、328,397.14 万元、319,696.73 万元和 144,779.63 万元；2) 发行人 2021 年收入季节性分布较为平均，2022-2023 年第四季度收入占比较高；3) 供电业务不同发电方式毛利率、供热业务毛利率大幅波动，纺织制品业务 2022 年起毛利率持续为负；4) 煤炭采购数量分别为 682.51 万吨、769.62 万吨、841.38 万吨和 361.73 万吨，天然气采购数量分别为 60,269.79 万立方米、51,531.48 万立方米、74,682.33 万立方米和 32,018.56 万立方米，采购价格波动较大。

请发行人说明：（1）区分主要业务对报告期内营业收入的变动情况进行量价分析，说明报告期内公司营业收入增速放缓的原因，报告期内公司营业收入的季节性分布及业绩变动情况与同行业可比公司是否可比；量化分析报告期内营业收入与净利润波动趋势及幅度不一致的原因，截至目前公司的业绩情况；

（2）量化分析主要业务毛利率大幅波动的原因，纺织制品业务 2022 年起毛利率持续为负的原因及合理性，同类业务的毛利率及变动情况与同行业可比公司的比较情况；（3）主要原材料的采购数量与对应业务收入和成本的匹配情况，采购价格波动情况是否符合行业趋势。

请保荐机构及申报会计师进行核查并发表明确意见。

回复：

一、发行人说明

(一) 区分主要业务对报告期内营业收入的变动情况进行量价分析, 说明报告期内公司营业收入增速放缓的原因, 报告期内公司营业收入的季节性分布及业绩变动情况与同行业可比公司是否可比; 量化分析报告期内营业收入与净利润波动趋势及幅度不一致的原因, 截至目前公司的业绩情况;

1、区分主要业务对报告期内营业收入的变动情况进行量价分析, 说明报告期内公司营业收入增速放缓的原因

单位: 万元

分产品收入	2024年1-9月		2023年度		2022年度		2021年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
主营业务收入	1,040,597.74	99.24%	1,454,952.74	99.01%	1,417,565.86	99.01%	1,201,695.63	98.86%
其中: 供电	845,853.72	80.67%	1,178,592.70	80.20%	1,157,877.70	80.87%	957,067.50	78.73%
供热	145,048.95	13.83%	201,761.40	13.73%	196,359.22	13.71%	167,837.54	13.81%
纺织制品	49,022.29	4.68%	70,423.22	4.79%	60,034.85	4.19%	72,430.83	5.96%
其他	672.77	0.06%	4,175.42	0.28%	3,294.09	0.23%	4,359.76	0.36%
其他业务收入	7,937.65	0.76%	14,539.14	0.99%	14,221.40	0.99%	13,895.83	1.14%
合计	1,048,535.39	100.00%	1,469,491.88	100.00%	1,431,787.25	100.00%	1,215,591.47	100.00%

由上表可见, 公司营业收入主要由供电和供热收入构成, 各年度占比均在92%以上, 因此各年营业收入变动亦主要由供电和供热收入变化造成, 2022年收入增长主要是供热与供电收入同时上升所致, 2023年供电和供热收入增长放缓, 导致公司整体收入增长同步减缓。

2022年公司营业收入增长较高的主要原因是当年燃煤发电价格上涨, 以及海上风电项目发电量同比增长, 具体分析说明如下:

(1) 供电产品收入

公司报告期内供电产品收入按照地区、类型分类情况如下:

单位: 万元

业务类型	经营地区	2024年1-9月	2023年		2022年		2021年
		收入	收入	变动额	收入	变动额	收入
燃煤	福建省	215,322.45	301,165.20	-1,743.11	302,908.31	57,353.44	245,554.87

业务类型	经营地区	2024年1-9月	2023年		2022年		2021年
		收入	收入	变动额	收入	变动额	收入
发电	贵州省	168,843.47	244,392.07	41,005.79	203,386.28	52,852.21	150,534.07
	小计	384,165.92	545,557.27	39,262.67	506,294.59	110,205.65	396,088.94
燃气发电	福建省	183,573.70	214,551.71	77,602.52	136,949.19	-6,493.99	143,443.18
陆上风电	福建省	75,324.91	115,312.11	-20,633.49	135,945.59	11,016.67	124,928.92
海上风电	福建省	154,320.91	228,336.95	7,446.89	220,890.07	145,586.88	75,303.18
光伏发电	福建省	752.44	482.04	14.89	467.15	-241.57	708.72
	云南省	2,311.97	3,072.11	-28.71	3,100.82	147.92	2,952.90
	小计	3,064.41	3,554.15	-13.82	3,567.97	-93.66	3,661.62
替代电量	福建省	30,023.36	51,472.29	-77,513.71	128,986.00	-64,419.44	193,405.44
配售电	福建省	15,380.51	19,808.22	-5,436.06	25,244.29	5,008.06	20,236.22
合计		845,853.72	1,178,592.70	20,715.00	1,157,877.70	200,810.19	957,067.50

由上表可见，报告期内公司供电收入主要由福建省燃煤发电、燃气发电、陆上风电、海上风电和替代电量以及贵州省燃煤发电收入组成，具体量价波动情况分析如下：

单位：万千瓦时、元/千瓦时

供电业务类型	经营地区	2024年1-9月		2023年度		2022年度		2021年度	
		上网电量	电价	上网电量	电价	上网电量	电价	上网电量	电价
燃煤发电	福建省	537,794.95	0.45	728,686.22	0.47	735,437.27	0.47	713,400.20	0.39
	贵州省	446,576.90	0.43	645,222.80	0.43	558,552.30	0.41	498,194.40	0.34
	小计	984,371.85	0.44	1,373,909.02	0.45	1,293,989.57	0.44	1,211,594.60	0.37
燃气发电	福建省	329,910.25	0.63	383,251.79	0.63	263,475.61	0.59	308,433.00	0.53
陆上风电	福建省	149,824.39	0.57	228,756.94	0.57	265,197.54	0.58	240,280.63	0.59
海上风电	福建省	207,516.88	0.84	308,394.08	0.84	296,379.90	0.84	90,234.61	0.84
替代电量	福建省	144,000.00	0.24	251,600.00	0.24	248,600.00	0.59	403,381.00	0.54

注：电价为含税单价

①燃煤发电

公司燃煤发电电量和电价的变动因素分析如下：

单位：万元

供电业务类型	2023 年度			2022 年度		
	电量变动	价格变动	合计	电量变动	价格变动	合计
燃煤发电	31,270.89	7,991.78	39,262.67	26,935.79	83,269.86	110,205.65

在电价方面，报告期内燃煤发电价格主要在 2022 年出现较大幅度的上涨。价格上涨的主要原因系国家发改委于 2021 年 10 月 11 日发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，自 2021 年 10 月 15 日起，燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价，并将燃煤发电市场交易价格浮动范围由上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%。煤电价格根据市场参与方的供需情况决定，在用电需求保持较高水平的情况下，煤电价格主要受供给侧发电厂的出价影响。2022 年由于煤炭价格上升和电价市场化调整的影响下，导致福建省与贵州省燃煤发电价格分别上浮 19.66%与 20.51%。2023 年煤电价格延续前述政策，变动幅度和对收入影响相对较小。

在上网电量方面，报告期内福建省内燃煤发电上网电量波动较小；贵州省燃煤发电上网电量 2022 年与 2023 年增长率分别为 12.12%与 15.52%，主要原因系贵州省当年水电发电量占比有所下降，火电发电量增加。

②燃气发电

公司燃气发电电量和电价的变动因素分析如下：

单位：万元

供电业务类型	2023 年度			2022 年度		
	电量变动	价格变动	合计	电量变动	价格变动	合计
燃气发电	62,255.81	15,346.71	77,602.52	-20,907.83	14,413.84	-6,493.99

在电价方面，公司燃气发电价格由福建省发改委统一定价。根据 2021 年 3 月 26 日发布的《福建省发展和改革委员会关于我省燃气电厂有关电价调整的通知》（闽发改高价〔2021〕170 号），燃气发电上网电价为 0.523 元/千瓦时，从 2021 年 1 月 1 日起执行；根据 2022 年 9 月 9 日发布的《福建省发展和改革委员会关于调整燃气电厂上网电价的函》（闽发改运行函〔2022〕334 号），燃气发电上网电价为 0.5683 元/千瓦时，从 2022 年 1 月 1 日起执行；根据 2023 年 8 月 23 日发布的《福建省发展和改革委员会关于调整燃气电厂上网电价的函》（闽发改价格函〔2023〕

248号)，燃气发电上网电价改为0.6262元/千瓦时，自2023年1月1日起执行。因此导致公司燃气发电价格在2022与2023年分别上浮11.76%与7.70%。

在上网电量方面，燃气发电系由政府年初制定天然气用气总体规划，实际上网电量根据当年区域负荷和调度实际安排。受到上述因素影响，公司燃气发电上网电量2022年与2023年增长率分别为-14.58%与45.46%。

③陆上风电与海上风电

公司陆上风电与海上风电发电电量和电价的变动因素分析如下：

单位：万元

供电业务类型	2023年度			2022年度		
	电量变动	价格变动	合计	电量变动	价格变动	合计
陆上风电	-18,679.96	-1,953.52	-20,633.49	12,955.23	-1,938.55	11,016.67
海上风电	8,953.24	-1,506.35	7,446.89	146,196.58	-609.69	145,586.88

风力发电电价由相关主管部门核准确定，具体为标杆电价和补贴电价的加总，标杆电价即燃煤发电基准价。报告期各期，公司陆上风电与海上风电电价变化较小，对公司收入影响相对较小，主要收入影响因素为风力发电上网电量的变化。公司2021年陆续新增并网海上风力发电装机，因此2022年海上风电上网电量较上一年度增长228.45%。2023年，公司陆上风力发电上网电量受到当年陆上风力资源影响小幅下降。

④替代电量

公司替代电量发电电量和电价的变动因素分析如下：

单位：万元

供电业务类型	2023年度			2022年度		
	电量变动	价格变动	合计	电量变动	价格变动	合计
替代电量	-8,121.24	-69,392.48	-77,513.71	-74,829.48	10,410.05	-64,419.44

替代电量业务本质上是发电指标的转让，电力由实际发电方直接并入国家电网，并不经过购电方。报告期内，主要系福建省工信厅和福建省发改委发文详细规定了公司交易的替代电量和交易电价。在电量方面，替代电量年交易额系根据政府安排，报告期内存在一定的波动。在电价方面，2021年及2022年替代电量业务模式为公司按照规定价格核算收入，同时向实际发电方支付电量采购款，因

此公司与国家电网替代电量结算价格为规定电价全额，价格波动较小。2023 年开始，替代电量业务模式改为由参与替代电量交易的双方分别向国家电网进行结算，公司转让替代电量指标无需向实际发电方另行采购。因此，2023 年以后公司与国家电网的替代电量结算价格由原先的规定电价全额改为电价结算差额，继而导致公司 2023 年替代电量电价出现大幅下降。

综上，替代电量收入 2022 年的变动主要受到政府安排的年交易电量下降影响，2023 年主要受到结算方式改变导致的电价下降影响。

(2) 供热产品收入

分产品收入	2024 年 1-9 月		2023 年度		2022 年度		2021 年度
	金额	增长率	金额	增长率	金额	增长率	金额
供热量 (万吨)	739.91	不适用	954.00	9.28%	872.99	-6.11%	929.84
供热单价 (元/吨)	196.04	不适用	211.49	-5.98%	224.93	24.61%	180.50
供热收入 (万元)	145,054.49	不适用	201,761.40	2.75%	196,359.22	16.99%	167,837.54

由上表可见，2022 年公司供热收入上升 28,521.68 万元，增长 16.99%，主要原因系 2022 年由于燃煤价格持续高位运行，公司供热产品的基准价格进行了同步调整，导致供热单价上涨 24.61%。

2、报告期内公司营业收入的季节性分布及业绩变动情况与同行业可比公司是否可比

(1) 业绩变动情况

公司与同行业上市公司业绩变动对比情况如下：

单位：万元

名称	2024 年 1-9 月	2023 年度		2022 年度		2021 年度
	营业收入	营业收入	增长率	营业收入	增长率	营业收入
吉电股份	1,016,614.94	1,444,259.97	-3.42%	1,495,475.37	13.49%	1,317,755.58
申能股份	2,237,245.84	2,914,161.22	3.36%	2,819,311.85	11.38%	2,531,277.39
湖北能源	1,540,736.23	1,866,867.29	-9.28%	2,057,821.48	-9.02%	2,261,818.47
上海电力	3,256,592.11	4,240,175.70	8.03%	3,924,857.45	28.13%	3,063,131.83
公司	1,048,535.39	1,469,491.88	2.63%	1,431,787.25	17.79%	1,215,591.47

由上表可见，同行业可比上市公司 2022 年与 2023 年营业收入增长率区间分别为-9.02%~28.13%与-9.28%~8.03%。公司 2022 年与 2023 年营业收入增长率分别为 17.79%与 2.63%，均落在同行业可比上市公司对应营业收入增长率区间内，具有合理性。

(2) 季节性分布

公司与同行业上市公司季度收入占比对比情况如下：

名称	年度	第一季度	第二季度	第三季度	第四季度
吉电股份	2023 年	27.87%	25.00%	23.45%	23.68%
	2022 年	28.69%	22.81%	22.52%	25.98%
	2021 年	26.64%	21.20%	19.38%	32.79%
申能股份	2023 年	24.98%	22.73%	27.41%	24.89%
	2022 年	27.08%	18.20%	29.24%	25.49%
	2021 年	23.62%	21.28%	25.81%	29.29%
湖北能源	2023 年	21.92%	26.77%	28.64%	22.67%
	2022 年	26.31%	25.33%	28.22%	20.14%
	2021 年	22.44%	24.03%	25.10%	28.43%
上海电力	2023 年	24.39%	23.36%	26.42%	25.84%
	2022 年	21.40%	19.84%	29.82%	28.94%
	2021 年	23.51%	23.08%	25.33%	28.08%
公司	2023 年	20.90%	22.47%	27.12%	29.51%
	2022 年	17.70%	19.90%	26.58%	35.81%
	2021 年	23.47%	24.34%	26.99%	25.19%

由上表可见，报告期内公司在 2022 年与 2023 年第四季度收入占比较高，其主要原因如下：

①公司海上风力发电项目 2021 年陆续新增并网，2022 年风力发电收入金额与占比在公司营业收入中显著提升，而福建地区风力资源存在一定季节性，即第四季度风能资源较为丰富，继而导致公司 2022 与 2023 年第四季度收入占比上升。

②公司燃气发电需承担调峰任务，根据电网调度要求进行燃气发电，2022 与 2023 年燃气发电集中在第四季度，同时替代发电收入亦集中于第四季度，综合导致 2022 与 2023 年下半年收入占比上升。

③公司燃煤发电项目每年集中在第一季度进行设备检修，受此影响一季度收入占比较低。

此外，从同行业可比上市公司来看，发电业务均为各公司收入占比的主要组成部分，但其中又有所差异。吉电股份业务集中在东北区域且光伏产品收入占比较大；湖北能源业务集中在湖北省且水力发电和煤炭贸易业务收入占比较大；申能股份业务集中在华东地区且煤炭销售和油气管输业务收入占比较大；上海电力业务集中在上海和江苏地区且光伏产品收入占比较大，而公司业务集中在福建省且供热业务占比较高。因此，同行业可比上市公司在发电业务类型、业务经营区域以及发电收入占比构成均与公司存在一定的差异，不具有统一的季节性特征。

3、量化分析报告期内营业收入与净利润波动趋势及幅度不一致的原因，截至目前公司的业绩情况

单位：万元

项目	2024年1-9月	2023年度		2022年度		2021年度
	金额	金额	增加额	金额	增加额	金额
营业收入	1,048,535.39	1,469,491.88	37,704.63	1,431,787.25	216,195.78	1,215,591.47
营业总成本	898,386.36	1,233,024.28	33,708.22	1,199,316.06	105,445.48	1,093,870.58
其他收益	9,744.47	8,301.19	-828.09	9,129.28	1,808.83	7,320.45
投资收益	84,433.82	124,027.95	-6,118.07	130,146.02	70,239.35	59,906.67
信用减值损失	-698.64	-126.52	1,385.20	-1,511.72	-1,445.34	-66.38
资产减值损失	-176.02	-433.41	9,358.05	-9,791.46	-3,579.65	-6,211.81
资产处置收益	23.68	249.45	-839.16	1,088.61	731.78	356.83
营业利润	243,476.35	368,486.26	6,954.34	361,531.92	178,505.27	183,026.65
营业外收入	932.89	493.73	-1,666.43	2,160.16	1,169.99	990.17
营业外支出	-385.55	-5,904.25	-4,708.00	-1,196.25	2,890.74	-4,086.99
利润总额	244,023.68	363,075.74	579.92	362,495.82	182,566.00	179,929.82
所得税费用	-30,881.53	-43,379.00	-9,280.32	-34,098.68	-19,481.00	-14,617.68
净利润	213,142.15	319,696.73	-8,700.41	328,397.14	163,084.99	165,312.15

由上表可见，公司营业收入与净利润波动趋势及幅度不一致，主要原因如下：

(1) 2022年波动原因分析

2022年度，公司营业收入同比增长216,195.78万元，增长幅度为17.79%，

净利润增长 163,084.99 万元，增长幅度为 98.65%。公司营业收入与净利润波动幅度差异的原因说明如下：

①收入结构变化导致毛利额增长

2022 年营业收入增长 216,195.78 万元，营业成本仅增加 105,445.48 万元，导致毛利额增长 110,750.30 万元，主要系 2022 年海上风电业务毛利率为 74.55%，由于 2022 年公司海上风电发电量同比增加，当年海上风电业务收入上升 145,586.88 万元，导致毛利额上升约 108,535.02 万元；由于 2022 年煤炭价格高位运行和电价市场化调整的影响，2022 年度燃煤发电毛利率较 2021 年上升 10.61 个百分点，公司当年燃煤发电收入约为 506,294.59 万元，导致毛利额上升约 53,717.86 万元。

②投资收益上升

2022 年投资收益上升 70,239.35 万元，主要系由于联营企业海峡发电有限责任公司经营盈利，公司权益法核算的长期股权投资确认的投资收益增加 65,900.82 万元。

(2) 2023 年波动原因分析

2023 年度营业收入同比增长 37,704.63 万元，增长幅度为 2.63%，净利润变动-8,700.41 万元，变动幅度为-2.65%。公司营业收入与净利润波动幅度差异的原因主要系联营企业投资收益变化，参股公司盈利同比下降，导致权益法核算的长期股权投资确认的投资收益同比减少 11,528.22 万元。

(二) 量化分析主要业务毛利率大幅波动的原因，纺织制品业务 2022 年起毛利率持续为负的原因及合理性，同类业务的毛利率及变动情况与同行业可比公司的比较情况；

1、量化分析主要业务毛利率大幅波动的原因

报告期内，公司各项业务的毛利率及收入占比如下：

业务	2024 年 1-9 月	2023 年度	2022 年度	2021 年度
	收入占比	收入占比	收入占比	收入占比
主营业务	99.24%	99.01%	99.01%	98.86%
其中：供电	80.67%	80.20%	80.87%	78.73%

供热	13.83%	13.73%	13.71%	13.81%
纺织制品	4.68%	4.79%	4.19%	5.96%
其他	0.06%	0.28%	0.23%	0.36%
其他业务	0.76%	0.99%	0.99%	1.14%
合计	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

由上表可见，供电及供热两项业务在报告期内的合计收入占比分别为 92.54%、94.58%、93.93%及 94.50%，为公司的主要业务，以下进行具体分析：

(1) 供电业务

报告期内，公司供电业务按照地区、类型分类的毛利率及收入占比情况如下：

地区/供电类型	2024年1-9月		2023年度		2022年度		2021年度	
	毛利率	收入占比	毛利率	收入占比	毛利率	收入占比	毛利率	收入占比
福建省								
燃煤发电	18.48%	25.46%	10.76%	25.55%	1.63%	26.16%	-8.33%	25.66%
燃气发电	-13.02%	21.71%	-15.24%	18.20%	-33.98%	11.83%	-13.18%	14.99%
陆上风电	53.19%	8.91%	59.09%	9.78%	65.75%	11.74%	63.84%	13.05%
海上风电	58.92%	18.25%	61.63%	19.37%	74.55%	19.08%	72.54%	7.87%
光伏发电	41.72%	0.09%	58.94%	0.04%	60.72%	0.04%	74.82%	0.07%
替代电量	100.00%	3.55%	100.00%	4.37%	48.83%	11.14%	45.92%	20.21%
配售电	32.68%	1.80%	31.09%	1.68%	29.27%	2.18%	13.94%	2.11%
贵州省								
燃煤发电	12.77%	19.97%	10.98%	20.74%	6.81%	17.57%	-4.59%	15.73%
云南省								
光伏发电	71.12%	0.27%	57.59%	0.26%	58.50%	0.27%	52.35%	0.31%
合计	24.29%	100.00%	25.04%	100.00%	25.80%	100.00%	19.00%	100.00%

报告期内，公司供电业务的毛利率分别为 19.00%、25.80%、25.04%和 24.29%，除 2021 年至 2022 年期间毛利率变动较明显外，其余期间毛利率波动较为平稳。以下针对 2021 年至 2022 年期间毛利率变动情况进行因素分析，具体情况如下：

地区/供电类型	毛利率变动影响	收入占比变动影响	合计
福建省			
燃煤发电	2.60 个百分点	-0.04 个百分点	2.56 个百分点
燃气发电	-2.46 个百分点	0.42 个百分点	-2.04 个百分点

陆上风电	0.22 个百分点	-0.84 个百分点	-0.61 个百分点
海上风电	0.38 个百分点	8.13 个百分点	8.52 个百分点
光伏发电	-0.01 个百分点	-0.02 个百分点	-0.03 个百分点
替代电量	0.32 个百分点	-4.16 个百分点	-3.84 个百分点
配售电	0.33 个百分点	0.01 个百分点	0.34 个百分点
贵州省			
燃煤发电	2.00 个百分点	-0.08 个百分点	1.92 个百分点
云南省			
光伏发电	0.02 个百分点	-0.02 个百分点	0.00 个百分点
合计	3.41 个百分点	3.39 个百分点	6.80 个百分点

由上表可见，2022 年公司供电业务毛利率较 2021 年增加 6.8 个百分点，主要原因包括：

2022 年公司海上风电收入占比增加贡献了 8.13 个百分点。由于海上风电项目毛利率较高，2022 年公司因海上风电发电量同比增加使得海上风电收入占比大幅增加 11.21 个百分点，从而提高了公司整体的毛利率水平；

公司供电业务中占比最高的燃煤发电业务毛利率增加贡献了 2.60 个百分点。公司燃煤业务在 2021 年因煤炭价格快速上涨，导致出现负毛利；进入 2022 年，一方面，得益于国家发改委推行燃煤发电价格市场化改革的推行，福建、贵州地区上网电价随之上调分别上涨 19.66%和 20.51%。另一方面，公司通过采取与供应商签署保供协议，开发新的煤炭来源等措施，有效抑制了煤炭采购价格的涨幅，最终单位原材料成本分别仅增加 9.86%和 13.53%，燃煤发电毛利率随之由负转正。

(2) 供热业务

报告期内，公司供热业务的毛利率分别为 11.17%、19.02%、24.11%和 20.62%，整体呈上涨趋势。其中 2022 年公司供热业务毛利率较 2021 年增加 7.85 个百分点，主要是由于地方发改委为应对煤价持续上涨的情况，于 2022 年上调了区域供热单价，使得公司供热单价的涨幅高于供热成本的涨幅所致。

公司 2023 年供热业务毛利率相较 2022 年进一步增加 5.09 个百分点，主要是由于供热业务的主要原材料煤炭平均采购价格下降 15.02%，而供热单价仅下

降 5.97%所致。

2、纺织制品业务 2022 年起毛利率持续为负的原因及合理性

报告期内，公司纺织业务收入占营业收入比例分别为 5.96%、4.19%、4.79% 和 4.68%，整体占比较小，相应毛利率分别为 2.74%、-4.59%、-2.03%和-3.13%，其主要产品的收入占比及毛利额情况如下：

项目	2024 年 1-9 月			2023 年		
	收入占比	毛利率	毛利额 (万元)	收入 占比	毛利率	毛利额 (万元)
水刺非织造布	0.46%	-7.52%	-2,379.37	0.92%	-5.73%	-2,276.44
机织基布	0.43%	-20.23%	-986.06	0.31%	-8.55%	-1,161.05
针织布	3.02%	19.37%	1,096.77	2.70%	14.30%	1,204.58
针刺非织造布	0.23%	14.40%	646.11	0.28%	11.47%	526.80
环保过滤材料	0.54%	3.76%	88.84	0.57%	6.96%	283.27
其他	0.00%	55.62%	0.12	0.00%	-31.06%	-4.12
合计	4.68%	-3.13%	-1,533.61	4.79%	-2.03%	-1,426.96

(续)

项目	2022 年			2021 年		
	收入占比	毛利率	毛利额 (万元)	收入 占比	毛利率	毛利额 (万元)
水刺非织造布	0.58%	-8.79%	-3,003.49	0.93%	-2.19%	-942.23
机织基布	0.31%	-20.00%	-1,664.80	0.47%	-6.23%	-703.71
针织布	2.39%	14.71%	1,209.64	3.54%	23.29%	2,247.68
针刺非织造布	0.34%	7.80%	347.64	0.25%	12.13%	694.34
环保过滤材料	0.57%	7.29%	349.80	0.79%	8.95%	276.78
其他	0.00%	11.35%	7.02	0.01%	58.85%	73.37
合计	4.19%	-4.59%	-2,754.20	6.00%	2.26%	1,646.23

公司纺织业务产品主要包括水刺非织造布、机织基布、针织布、针刺非织造布及环保滤材等，其中水刺非织造布及机织基布在报告期内始终呈现负毛利率的状态是导致公司纺织业务自 2022 年起毛利率持续为负的主要原因。

其中水刺非织造布工艺较为先进，其下游主要为医用、航空、高级服装等较为高端的应用领域。公司产品始终处于负毛利主要是由于：一方面，近年来市场

竞争者不断涌入，导致行业产能激增，产品价格不断下降。另一方面，公司的上游原材料供应商相对较为集中且部分大型供应商，如赛得利集团等，利用原材料价格优势向产业链下游并购扩展，进一步挤占了该产品的市场。

机织基布为传统纺织产品，应用领域主要为一般服装，公司产品始终处于负毛利主要是由于该部分的产线投产较早，工艺较难满足目前市场上一些大客户对产品工艺升级的要求，因此产品售价较低。出于维护市场份额及客户资源的考虑，公司仍继续开展相关生产销售活动。

3、同类业务的毛利率及变动情况与同行业可比公司的比较情况

(1) 同行业可比上市公司主要业务毛利率情况

报告期内，同行业可比上市公司的主要业务毛利率情况如下：

产品名称	2024年1-9月	2023年度	2022年度	2021年度
吉电股份				
煤电产品	未披露	18.34%	15.01%	10.81%
风电产品	未披露	50.32%	52.77%	52.85%
光伏产品	未披露	44.42%	47.66%	46.62%
热力产品	未披露	-50.92%	-48.34%	-38.11%
运维及其他	未披露	7.87%	2.94%	9.17%
综合毛利率	31.67%	25.75%	23.92%	21.29%
申能股份				
煤电业务	未披露	10.68%	0.04%	-0.19%
气电业务	未披露	12.83%	13.67%	14.76%
风电业务	未披露	51.86%	56.72%	59.45%
光伏发电业务	未披露	47.91%	53.23%	54.91%
油气管输业务	未披露	27.65%	32.84%	35.44%
煤炭销售	未披露	2.40%	1.22%	0.89%
综合毛利率	19.36%	18.46%	11.96%	11.37%
湖北能源				
水力发电	未披露	34.99%	46.55%	55.10%
火力发电	未披露	7.55%	-6.28%	-3.82%
风力发电	未披露	50.52%	53.21%	62.79%
光伏发电	未披露	48.49%	51.81%	52.83%

产品名称	2024年1-9月	2023年度	2022年度	2021年度
天然气业务	未披露	6.93%	4.36%	6.68%
煤炭贸易	未披露	-	7.00%	2.74%
综合毛利率	29.24%	20.08%	13.80%	16.60%
上海电力				
电力	未披露	21.67%	20.04%	14.85%
热力	未披露	19.10%	19.89%	21.34%
其他	未披露	22.80%	-	-12.58%
运维、检修	未披露	-	8.90%	29.87%
技术服务	未披露	-	33.65%	39.58%
运输服务	未披露	-	41.73%	32.58%
销售燃料	未披露	-	-9.35%	0.67%
工程项目	未披露	-	-	-68.84%
综合毛利率	25.25%	21.93%	19.19%	15.05%
公司				
供电	24.27%	25.17%	25.80%	19.00%
供热	20.62%	24.11%	19.02%	11.17%
纺织制品	-3.13%	-2.03%	-4.59%	2.74%
综合毛利率	21.99%	23.84%	23.93%	17.64%

注：数据取自 wind。

(2) 公司与同行业可比上市公司相同或相近产品毛利率对比分析

报告期内，同行业可比上市公司与公司相近业务毛利率如下：

① 燃煤发电毛利率比较

报告期内，公司及可比上市公司的煤电毛利率情况如下：

公司	2024年1-9月	2023年度	2022年度	2021年度
吉电股份	未披露	18.34%	15.01%	10.81%
申能股份	未披露	10.68%	0.04%	-0.19%
湖北能源	未披露	7.55%	-6.28%	-3.82%
上海电力	未披露	未披露	未披露	未披露
平均值	/	12.19%	2.92%	2.27%
公司	15.99%	10.86%	3.71%	-6.87%

燃煤发电毛利率主要受各地区上网电价及煤炭采购价格两方面的影响。公司

的煤电毛利率波动趋势与申能股份、湖北能源较为接近，与吉电股份差异较大。吉电股份的毛利率较为稳定，主要是由于吉电股份毗邻产煤大省内蒙古，地理距离较近，在煤炭供应保障方面与内蒙古产煤矿区直接建立了深度紧密的合作关系，从而确保能够在 2021 年市场煤炭价格快速上涨的情况下，仍能以低于市场价格的水平获得足够的煤炭。

②燃气发电毛利率比较

报告期内，公司及可比上市公司的燃气发电毛利率情况如下：

公司	2024 年 1-9 月	2023 年度	2022 年度	2021 年度
吉电股份	未披露	未披露	未披露	未披露
申能股份	未披露	12.83%	13.67%	14.76%
湖北能源	未披露	未披露	未披露	未披露
上海电力	未披露	未披露	未披露	未披露
平均值	/	12.83%	13.67%	14.76%
公司	-13.02%	-15.24%	-33.98%	-13.18%

报告期内公司的燃气发电毛利率受调峰任务及天然气价格的影响，毛利率波动较大。相比之下申能股份燃气发电毛利率较为稳定，主要是由于其自身经营天然气勘探、开采和销售，因此可以在一定程度上避免外购天然气价格波动对毛利率的影响。

③风电业务毛利率比较

报告期内，公司及可比上市公司的风电毛利率情况如下：

公司	2024 年 1-9 月	2023 年度	2022 年度	2021 年度
吉电股份	未披露	50.32%	52.77%	52.85%
申能股份	未披露	51.86%	56.72%	59.45%
湖北能源	未披露	50.52%	53.21%	62.79%
上海电力	未披露	未披露	未披露	未披露
平均值	/	50.90%	54.23%	58.36%
公司（注）	57.04%	60.78%	71.20%	67.11%

注：为便于比较，此处采用公司海上风电业务及陆上风电业务的综合毛利率

从上述对比可以看出，公司的风电毛利率整体高于行业平均水平，主要原因

包括：（1）相比吉林、湖北及上海地区，福建地区的风力资源出众，从沿海至内陆 100 千米都具有可利用的风能，全年风力发电机组的有效利用率高，从而使得单位固定成本较低；（2）得益于国家鼓励发展海上风电的政策，目前对海上风电上网电价要高于陆上风电，福建地区每兆千瓦时的海上风电上网电价达到 800 元/兆千瓦时以上（陆上风电约为 500 至 700 元/兆千瓦时），使得毛利率要高于陆上风电。同行业可比上市公司中的吉电股份、湖北能源及申能股份均以陆上风电为主，相比之下，公司的风电业务中海上风电收入占比较高（60%以上）。因此，公司风电业务毛利率高于行业平均水平具有合理性。

4、供热毛利率比较

报告期内，公司及可比上市公司的供热毛利率情况如下：

公司	2024 年 1-9 月	2023 年度	2022 年度	2021 年度
吉电股份	未披露	-50.92%	-48.34%	-38.11%
申能股份	未披露	未披露	未披露	未披露
湖北能源	未披露	未披露	未披露	未披露
上海电力	未披露	19.10%	19.89%	21.34%
平均值	/	-15.91%	-14.23%	-8.39%
公司	20.62%	24.11%	19.02%	11.17%

公司供热毛利率与上海电力较为接近，而与吉电股份差异较大，主要是由于吉电股份除工业供热外，还承担吉林省当地很大一部分的民用供热。对于民用供热主要是履行保障民生的社会任务，因此不以盈利为主要考量，导致其供热业务的毛利率始终为负数。

综上，公司与同行业上市公司中相同或相近产品或服务的毛利率存在一定的差异，但均具有合理性。

（三）主要原材料的采购数量与对应业务收入和成本的匹配情况，采购价格波动情况是否符合行业趋势。

1、主要原材料的采购数量与对应业务收入和成本的匹配情况

报告期内，公司的主要采购内容如下：

单位：万元

采购内容	2024年1-9月		2023年		2022年		2021年	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
煤炭	344,732.01	54.47%	511,876.36	57.08%	550,987.94	60.00%	476,731.35	57.74%
天然气	177,706.67	28.08%	207,819.33	23.17%	143,415.95	15.62%	122,539.22	14.84%
替代电力	-	-	-	-	66,000.00	7.19%	104,600.60	12.67%
纺织品原料	33,261.28	5.26%	54,653.84	6.09%	46,100.64	5.02%	48,966.92	5.93%
其他	77,203.71	12.20%	122,479.00	13.66%	111,766.42	12.17%	72,858.50	8.82%
合计	632,903.67	100.00%	896,828.53	100.00%	918,270.95	100.00%	825,696.59	100.00%

公司的采购内容主要包括煤炭及天然气，两者占报告期各期采购金额合计比例分别为 72.58%、72.65%、80.25%和 82.55%。

(1) 煤炭采购匹配情况分析

煤炭为燃煤发电及供热业务的主要原材料。报告期内，公司燃煤发电及供热业务的合计主营业务收入、主营业务成本及煤炭采购数量情况如下：

项目	2024年1-9月	2023年		2022年		2021年
	金额/数量	金额/数量	变动比率	金额/数量	变动比率	金额/数量
主营业务收入（万元）	529,317.46	747,318.67	6.36%	702,653.81	24.60%	563,928.17
主营业务成本（万元）	437,950.36	639,448.67	-1.09%	646,517.34	12.92%	572,522.74
采购数量（万吨）	572.16	841.38	9.32%	769.62	12.76%	682.51
主营业务收入/采购数量（元/吨）	925.12	888.21	-2.71%	912.99	10.50%	826.26
主营业务成本/采购数量（元/吨）	765.43	760.00	-9.53%	840.05	0.14%	838.85
采购单价（元/吨）	602.51	608.38	-15.02%	715.92	2.49%	698.50

2022 年燃煤发电的煤炭单位采购数量对应的主营业务收入增加了 10.50%，主要系 2022 年燃煤发电的平均上网电价及供热价格分别上涨 18.92%和 24.61%所致。

2023 年燃煤发电的煤炭单位采购数量对应的主营业务成本减少了 9.53%，主要是由于 2023 年煤炭平均采购单价较 2022 年下降 15.02%所致。

(2) 天然气采购匹配情况分析

天然气为燃气发电的主要原材料。报告期内，公司燃气发电的主营业务收入、

主营业务成本及天然气采购数量情况如下：

项目	2024年1-9月	2023年		2022年		2021年
	金额/数量	金额/数量	变动比率	金额/数量	变动比率	金额/数量
主营业务收入 (万元)	183,573.70	214,551.71	56.67%	136,949.19	-4.53%	143,443.18
主营业务成本 (万元)	207,475.05	247,250.20	34.75%	183,483.88	13.02%	162,345.51
采购数量(万立方米)	63,864.24	74,682.33	44.93%	51,531.48	-14.50%	60,269.79
主营业务收入/ 采购数量(元/ 立方米)	2.87	2.87	8.10%	2.66	11.66%	2.38
主营业务成本/ 采购数量(元/ 立方米)	3.25	3.31	-7.02%	3.56	32.19%	2.69
采购单价(元/ 立方米)	2.78	2.78	0.00%	2.78	36.87%	2.03

2022年燃气发电的天然气单位采购数量对应的主营业务收入增加11.66%，主要是由于上网电价增加11.76%所致；天然气单位采购数量对应的主营业务成本增加了32.19%，主要是由于2022年福建省工业天然气的价格上涨了36.87%所致。

2023年燃气发电的天然气单位采购数量对应的主营业务收入增加8.10%，主要是由于上网电价增加6.78%所致；天然气单位采购数量对应的主营业务成本下降了7.02%，主要是由于2023年燃气发电量较2022年增加了45.46%，产能利用率提高使得单位固定成本下降所致。

2、采购价格波动情况符合行业趋势

(1) 煤炭采购价格分析

公司燃煤发电业务仅在福建地区及贵州地区两处开展，由于所采购的煤炭热值参数以及区域市场差异较大，公司在这两个地区的煤炭采购方式及价格也存在差异。报告期内，公司煤炭平均采购价格与市场参考价格对比如下：

单位：元/吨

项目	2024年1-9月	2023年	2022年	2021年
平均单价-福建地区	689.56	728.23	898.97	838.06
平均单价-贵州地区	417.18	477.35	458.12	475.50

环渤海动力煤（Q5500K）价格指数（注）	718.89	727.02	/	/
-----------------------	--------	--------	---	---

注：数据取自 wind，以上均为不含税价格；由于 2021、2022 年度煤炭市场存在价格无序上涨的情形，导致该指数与市场实际煤炭价格存在较大背离，因此不进行引用。

公司福建地区电厂所采购的煤炭主要为内蒙古所产的高热值煤炭（4800-5500 cal/kg），通过集团内关联方（以福能物流为主，其他作为补充）进行采购，最终供应商主要包括国能销售集团有限公司（原神华销售集团有限公司，以下简称“国能集团”）及伊泰能源（上海）有限公司（以下简称“伊泰集团”）等。根据合同，由于这部分煤炭的交货地点主要为秦皇岛港、黄骅港、天津港、京唐港和曹妃甸港等北方港口，因此采购价格可参考反映这类北方港口煤炭价格的环渤海动力煤（Q5500K）价格指数。

2021 年度及 2022 年度，福建地区电厂的煤炭平均采购价格较高，主要是由于自 2021 年下半年起，在内外因素的作用下，国内煤炭供需关系紧张，使得煤炭市场价格大幅上涨并在后续呈现出高位波动的形势，公司的终端长协煤炭供应商（如国能集团、伊泰集团）供应量不足，为保证电量供应，福能物流等供应商不得不应急加价为公司从其他非长协供应商处购买煤炭。部分同行业公司及煤炭供应企业亦对于这段期间煤炭市场价格的波动行情进行了披露，具体可参见“问题 5 关于关联交易”之“……3、关联交易价格的公允性”的回复。

福建地区电厂的煤炭采购价格自 2023 年后基本与环渤海动力煤（Q5500K）价格指数趋于一致，主要是由于：1）2022 年下半年，随着能源保供稳价政策持续推行，福能物流等关联方与终端供应商（如国能集团、伊泰集团）等重新签署了煤炭供应长期协议，新协议增加了保供条款并更新了定价方式，公司与福能物流等关联方的协议也据此进行了重签；2）自 2023 年后，国内煤炭市场供需基本恢复稳定，公司福建地区煤炭采购价格基本上按照长协价格进行结算。

以下为公司与福能物流的采购协议条款修订情况：

甲方	乙方	供应原则	定价方式
鸿山热电、晋南热电、龙安热电	福能物流	2022 年 7 月前： 甲乙双方约定供货计划按甲方月度煤炭采购运输计划执行	2022 年 7 月前： 计划内：神华、伊泰当日长协价+煤质附加调整+服务调价 神华、伊泰产能不足情况：基于 CCI 指数价格进行协商 加急采购情况：实际采购价+5 元/吨
		2022 年 7 月后：	2022 年 7 月后：

甲方	乙方	供应原则	定价方式
		2.1 乙方确保本协议附件中的中长协煤实际执行兑现量均全数、全额供应给甲方，原则上乙方应每月均衡、足量供应。 2.2 若当月本协议附件中的中长协煤种实际兑现无法满足甲方月度采购运输计划，或因甲方需要，经双方确认后，可采购本协议附件中的中长协煤之外的其他煤种补充.....	实际采购价+5 元/吨+服务调价

公司贵州地区电厂所采购的煤炭以中、低热值煤炭（3000-4000cal/kg）为主，根据询价、招标等市场化原则直接向当地第三方供应商进行采购。由于煤炭热值水平与价格成正比，贵州地区电厂所采购煤炭的单位热值相较福建地区所采购的煤炭低，故其采购单价也相对较低。

根据 2022 年 5 月 27 日贵州省发展改革委、贵州省能源局联合印发的《关于落实煤炭市场价格形成机制有关事项的通知》（以下简称“通知”），贵州省电煤出矿环节中长期合同交易价格合理区间为每吨 350-500 元（5000 千卡，含税），4,000 cal/kg 的电煤现货交易价格的合理上限为 504 元/吨。报告期内，公司贵州地区电厂煤炭采购均价符合该通知价格要求，不存在重大差异，价格具备公允性。

（2）天然气采购价格分析

公司所采购的天然气主要为天然气电厂生产所用，供气公司为中海福建天然气有限责任公司，价格由省发改委统一定价。报告期内，公司天然气采购单价与发改委指导价格一致，具体情况如下：

单位：元/立方米

项目	2024 年 1-9 月	2023 年	2022 年	2021 年
采购单价	2.78	2.78	2.78	2.03
发改委指导价（不含税）	2.78	2.78	2.78	2.03

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

1、查阅了发行人报告期内各期财务报告及审计报告以及相关公开经营信息数据，公开查询电力相关政策、法律及行业规章，并进行分析；

2、查阅了同行业可比上市公司的定期报告并对相关财务指标和变动趋势与发行人进行了对比分析；

3、访谈了相关部门负责人并结合公开市场信息，分析业绩波动的具体原因；

4、获取发行人主要业务的成本构成数据，结合相应的销售数据，对毛利率波动的合理性进行分析性复核；

5、查询主要采购商品的历史市场价格走势，结合发行人的采购数据进行合理性分析。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及申报会计师认为：

1、报告期内发行人营业收入增速放缓主要系由于 2022 年海上风电全面投产和燃煤发电电价因素导致供电收入上升所致，营业收入与净利润波动趋势及幅度具有合理性；发行人营业收入波动情况与同行业上市公司无显著差异；发行人与同行业各上市公司在发电业务类型、业务经营区域以及发电收入占比构成存在一定的差异，因此不具有统一的季节性特征；发行人截至 2024 年 9 月 30 日的业绩情况已进行了披露。

2、报告期内发行人主要业务毛利率在 2021 年至 2022 年期间存在大幅波动，主要系供电、供热业务单价涨幅高于原材料采购单价上涨幅度所致，具有合理性。

纺织制品业务 2022 年起毛利率持续为负主要系水刺非织造布产品及机织基布产品由于市场原因及产品工艺问题，持续呈现负毛利且其余产品毛利额无法覆盖所致。

根据发行人同类业务与同行业可比公司比较来看，发行人燃煤发电、风电业务毛利率情况及波动趋势与同行业近似。其余主要业务虽与同行业可比公司同类业务存在差异，但主要是由于地理因素或是业务结构所致。

3、整体来看，发行人主要原材料的采购数量与对应业务收入和成本具有匹配性，部分年度匹配程度较低主要是由于上网电价或是采购单价变动幅度较大产生的影响所致。发行人主要采购内容为煤炭及天然气，采购价格波动情况符合行业趋势。

问题 4 关于资产

根据申报材料，1) 报告期各期末，公司应收账款账面价值分别为 300,114.21 万元、458,209.78 万元、481,353.72 万元和 555,752.31 万元，主要为应收清洁能源补贴款，账龄 1 年以上占比逐年增长，2023 年末无期后回款；2) 各期末存货账面价值分别为 54,521.17 万元、71,321.12 万元、68,219.13 万元和 54,299.41 万元，主要由原材料、在产品和库存商品构成，存货周转率整体低于同行业平均水平；3) 各期末资产减值损失金额分别为 6,211.81 万元、9,791.46 万元、433.41 万元和 161.13 万元，2021 年和 2022 年的资产减值损失主要是对反向购买形成的商誉计提减值准备所致；4) 各期末固定资产账面价值分别为 1,838,753.58 万元、2,749,401.07 万元、2,565,633.39 万元和 2,516,589.42 万元，在建工程账面价值分别为 751,276.85 万元、35,071.22 万元、154,322.12 万元和 193,969.11 万元，减值准备账面余额分别为 1,599.68 万元、1,599.68 万元、8,322.55 万元和 8,322.55 万元。

请发行人说明：（1）公司与客户的结算、信用政策，报告期内主要客户的相关政策是否发生变化；应收清洁能源补贴款对应的客户及业务，账龄延长、期后回款较慢的原因，规模及回款情况是否符合行业惯例；结合账龄、逾期、期后回款、核销、应收账款周转率、同行业可比公司情况等分析坏账准备计提是否充分；（2）结合库龄、订单覆盖率、期后销售情况、存货周转率、原材料或产品价格变动、存货跌价准备计提政策及与同行业可比公司的对比等说明公司存货跌价准备计提是否充分；（3）各期末商誉减值测试的具体过程，相关主体报告期内的主要经营情况，减值准备计提的合理性；（4）不同业务生产线固定资产的具体情况及其成新率，与产能的匹配性，折旧政策是否符合行业惯例；在建工程的主要项目的完工进度情况、各期末结转固定资产情况及依据，是否如期开展，减值准备计提是否充分。

请保荐机构及申报会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、发行人说明

(一) 公司与客户的结算、信用政策，报告期内主要客户的相关政策是否发生变化；应收清洁能源补贴款对应的客户及业务，账龄延长、期后回款较慢的原因，规模及回款情况是否符合行业惯例；结合账龄、逾期、期后回款、核销、应收账款周转率、同行业可比公司情况等分析坏账准备计提是否充分；

1、公司与客户的结算、信用政策，报告期内主要客户的相关政策是否发生变化

公司在不同的业务中与客户的结算、信用政策的情况如下：

(1) 电力产品

公司电力产品主要客户为国网福建省电力有限公司及其下属供电公司和贵州电网有限责任公司，对于燃煤发电和燃气发电业务，公司按照与电网公司签订的《电网购售电合同》，按月结算电费。对于风力发电和光伏发电业务，按照《电网购售电合同》及《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建[2012]102号）等相关规定，电网公司根据可再生能源上网电价和实际收购的可再生能源发电上网电量，按月与公司结算标准电费；清洁能源补贴电价为可再生能源发电项目上网电价高于当地标杆上网电价的部分。由于清洁能源补贴系由国家财政部按照相关法律法规向国家电网支付，国家电网再拨付地方电网公司，再由地方电网公司根据电量结算情况拨付至发电企业，因此补贴电费实际承担方为国家财政部，电费补贴的发放周期由国家财政部拨付时间决定，补贴电费实际结算周期较长，根据行业惯例，公司未与客户明确约定应收补贴电费的信用期。

(2) 热力产品

公司供热业务的客户主要为泉州石狮、晋江、福鼎工业园区内服装印染、造纸、皮革等用热企业。根据双方签订的合同约定，双方于每月结算日根据结算周期内的供热量与热力产品价格进行结算，根据对应客户的信用情况，要求客户预付货款或给予1个月的信用期。

(3) 纺织制品

公司纺织业务的客户主要是位于福建、江浙、安徽等地区的纺织产品下游企

业。公司与客户签订的产品销售合同，根据不同客户的信用、销售规模等情况，要求客户预付货款或给予客户 1-3 个月的信用期。

报告期内，公司与各业务类型的主要客户结算、信用政策均未发生重大变化。

2、应收清洁能源补贴款对应的客户及业务，账龄延长、期后回款较慢的原因，规模及回款情况是否符合行业惯例

公司应收清洁能源补贴款对应的客户分别为国网福建省电力有限公司与云南省保山电力有限公司，对应的业务类型分别为福建省陆上风电、海上风电、光伏发电和云南省光伏发电。

应收清洁能源补贴款账龄延长、期后回款较慢、应收规模增长主要系由于该补贴的回款周期受到国家财政部拨付时间影响普遍较长，该情况在同行业中较为普遍，公司选取同行业上市公司中有单独披露应收补贴账款余额的湖北能源与上海电力进行对比，具体情况如下：

单位：万元、%

公司名称	2024 年 6 月 30 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日		2021 年 12 月 31 日
	期末余额	增长率	期末余额	增长率	期末余额	增长率	期末余额
湖北能源	283,178.18	15.03%	246,180.61	21.98%	201,820.21	-13.88%	234,348.83
上海电力	1,803,125.71	17.36%	1,536,396.30	42.71%	1,076,567.35	2.48%	1,050,495.12
公司	449,457.05	24.50%	361,016.97	18.07%	305,764.98	42.14%	215,109.78

注：2024 年三季度报未披露应收账款明细，因此最新一期对比选取 2024 年半年报披露数据

由上表可见，报告期各期同行业上市公司与公司应收补贴款余额增长趋势大致相同。公司 2022 年应收补贴款增长率显著高于同行业上市公司，主要系由于公司海上风力发电项目于 2021 年下半年并网，2022 年海上风电售电量较上年同期增长 228.45%，风电收入增长较快带来较高的清洁能源补贴结算款项，同时清洁能源补贴回款周期较慢从而导致 2022 年末应收补贴款余额呈现较大幅度的增长。

综上，公司应收清洁能源补贴款规模及回款情况符合行业惯例。

3、结合账龄、逾期、期后回款、核销、应收账款周转率、同行业可比公司情况等分析坏账准备计提是否充分

(1) 应收账款期后回款与坏账计提政策

截至 2024 年 9 月 30 日，公司应收账款期后回收情况如下：

单位：万元

项目	2023 年期末余额	期后回款金额	回款比例
应收清洁能源补贴余额	361,016.97	86,000.56	23.82%
应收其他账款余额	122,948.03	122,326.33	99.49%
应收账款余额	483,965.00	208,326.89	43.05%

由上表可见，截至 2024 年 9 月 30 日，公司 2023 年末应收账款余额整体收回比例为 43.05%，比例较低的原因主要系应收清洁能源补贴款回款比例仅为 23.82%，该补贴的回款周期受到国家财政部拨付时间影响普遍较长，该情况在同行业中较为普遍。除此之外，应收其他账款回款比例达到 99.49%，回款情况良好。因此，账龄大于 1 年的应收账款主要系应收清洁能源补贴款，同行业可比上市公司对应收补贴账款坏账计提政策描述如下：

同行业公司	组合名称	确定组合的依据	计量预期信用损失的方法	2023 年度计提比例
申能股份	低风险组合	可再生能源补助、各类保证金、押金、备用金等回收风险程度较低的应收款项	对于划分为组合的应收账款、租赁应收款、合同资产，参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。	-
湖北能源	发电业务(包含新能源补贴款、发电业务款项组合)	发电业务	参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。	5.26%
吉电股份	应收账款——低风险组合	为信用等级较高的国内客户的应收电费(含电费补贴)以及未逾期的应收热费、服务费及商品销售款	对于不含重大融资成分的应收账款及合同资产,按照相当于整个存续期内的预期信用损失金额计量损失准备;对于包含重大融资成分的应收账款、合同资产和租赁应收款,公司选择始终按照相当于存续期内预期信用损失的金额计量损失准备	-
上海电力	可再生能源补助组合	依据信用风险特征划分	对于划分为组合的应收账款,本公司参考历史信用损失经验,结合当前状况以及对未	-
公司	应收清洁能源电价补贴	应收清洁能源电价补贴款	对于划分为组合的应收账款,本公司参考历史信用损失经验,结合当前状	0.44%

同行业公司	组合名称	确定组合的依据	计量预期信用损失的方法	2023 年度计提比例
	款组合		况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄/逾期天数与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。应收账款的账龄自确认之日起计算。	

由上表可见，公司对应收清洁能源补贴款的坏账计提比例处于同行业上市公司合理区间内，坏账准备计提充分。

对于其他的应收账款，公司 2023 年度应收账款账龄坏账计提政策与同行业上市公司的对比情况如下：

账龄	公司	吉电股份	湖北能源
0-1 年	5%	2%	0.03%
1-2 年	10%	10%	3.14%
2-3 年	20%	20%	15.48%
3-4 年	40%	50%	100%
4-5 年	80%	100%	46.97%
5 年以上	100%	100%	100%

注：申能股份与上海电力未披露具体账龄计提比例。

由上表可见，公司应收账款账龄坏账计提政策与同行业上市公司不存在显著差异。

(2) 逾期与核销

报告期内，公司对于主要逾期应收账款进行了单项计提，计提比例 100%，具体情况如下：

单位：万元

类别	2024 年 9 月 30 日	2023 年末	2022 年末	2021 年末
按单项计提坏账准备	563.30	563.30	572.65	574.29

报告期内，公司对预计无法收回的应收账款均已全额计提坏账并仅在 2022 年度对福建福华皮革有限公司坏账金额进行一次核销，金额为 29.03 万元，系由于 2022 年 11 月应收账款已超期 3 年且对方已破产注销无法收回，公司对该笔应收账款在履行相应内部审议程序后进行了核销。

(3) 应收账款周转率

报告期内，公司应收账款周转率与同行业可比公司对比情况如下：

公司名称	2024年1-9月	2023年度	2022年度	2021年度
吉电股份	1.45	1.67	1.74	1.74
申能股份	3.18	3.33	3.82	4.52
湖北能源	4.16	4.20	5.15	6.06
上海电力	1.94	2.43	2.68	2.60
平均值	2.69	2.91	3.35	3.73
公司	2.79	3.11	3.76	4.22

注：2024年1-9月已年化。

由上表可见，报告期内公司应收账款周转率与同行业可比公司不存在显著差异。

综上，公司报告期内未发生大额应收账款核销，期后应收账款回款情况正常，长账龄款项主要为应收清洁能源补贴，公司坏账计提政策、应收账款周转率与同行业上市公司不存在显著差异。

(二) 结合库龄、订单覆盖率、期后销售情况、存货周转率、原材料或产品价格变动、存货跌价准备计提政策及与同行业可比公司的对比等说明公司存货跌价准备计提是否充分；

1、存货构成情况

报告期各期末，公司的存货种类构成情况如下：

单位：万元

项目	2024年9月末		2023年		2022年		2021年	
	账面价值	占比	账面价值	占比	账面价值	占比	账面价值	占比
供电板块								
原材料	56,601.92	85.20%	55,731.08	83.91%	60,643.05	87.19%	45,468.05	85.96%
其中：煤炭	44,002.64	66.24%	41,933.79	63.13%	45,627.14	65.60%	31,823.41	60.16%
备品备件及辅料	12,599.28	18.97%	13,797.29	20.77%	15,015.91	21.59%	13,644.64	25.80%
其他	213.09	0.32%	186.65	0.28%	93.11	0.13%	120.82	0.23%
小计	56,815.01	85.52%	55,917.74	84.19%	60,736.16	87.33%	45,588.87	86.19%
纺织板块								

项目	2024年9月末		2023年		2022年		2021年	
	账面价值	占比	账面价值	占比	账面价值	占比	账面价值	占比
原材料	5,168.52	7.78%	5,881.71	8.86%	3,997.30	5.75%	2,931.69	5.54%
在产品	885.19	1.33%	986.27	1.48%	1,109.86	1.60%	1,294.74	2.45%
库存商品	3,537.32	5.32%	3,605.30	5.43%	3,523.91	5.07%	2,877.06	5.44%
周转材料	27.20	0.04%	28.45	0.04%	183.42	0.26%	202.96	0.38%
小计	9,618.23	14.48%	10,501.72	15.81%	8,814.50	12.67%	7,306.45	13.81%
合计	66,433.24	100.00%	66,419.46	100.00%	69,550.66	100.00%	52,895.32	100.00%

由上表可见，公司存货主要由煤炭、备品备件及辅料、纺织品构成，并以煤炭、备品备件及辅料为主，这两类存货在报告期内的账面价值占比合计分别为85.96%、87.19%、83.91%和85.20%。

2、存货跌价计提情况

报告期各期末，公司存货跌价计提情况如下：

单位：万元

项目	2024年9月30日			2023年12月31日		
	账面余额	存货跌价准备	账面价值	账面余额	存货跌价准备	账面价值
原材料	62,480.55	710.11	61,770.44	62,343.35	736.45	61,606.91
在产品	885.19	-	885.19	986.27	-	986.27
库存商品	4,629.81	1,092.49	3,537.32	4,674.40	1,063.22	3,611.19
周转材料	27.20	-	27.20	28.45	-	28.45
其他	213.09	-	213.09	186.65	-	186.65
合计	68,235.84	1,802.59	66,433.24	68,219.13	1,799.66	66,419.46

(续)

项目	2022年12月31日			2021年12月31日		
	账面余额	存货跌价准备	账面价值	账面余额	存货跌价准备	账面价值
原材料	65,443.13	802.78	64,640.35	49,089.23	689.82	48,399.41
在产品	1,109.86	-	1,109.86	1,294.74	-	1,294.74
库存商品	4,491.59	967.68	3,523.91	3,813.09	936.02	2,877.06
周转材料	183.42	-	183.42	203.29	-	203.29
其他	93.11	-	93.11	120.82	-	120.82

合计	71,321.12	1,770.46	69,550.66	54,521.17	1,625.85	52,895.32
----	-----------	----------	-----------	-----------	----------	-----------

由上表可见，报告期内，公司仅针对原材料和库存商品计提了跌价准备，且主要系针对纺织板块。除 2023 年末及 2024 年 9 月末余额中分别各有 8.16 万元来自收购东桥热电的存货评估减值外，公司未针对电力板块存货计提跌价准备，主要原因如下：

公司电力板块的存货主要为煤炭、备品备件及辅料；其中，煤炭周转较快，通常在一个月內消耗完毕，账面价值基本与市场价值相近；备品备件及辅料主要为机组通用耗材或零配件，定期检修替换，部分备品备件及辅料在各电厂间可通用，总体呆滞可能性较小。因此，公司未对电力板块的存货计提存货跌价准备具有合理性。

3、公司存货跌价准备计提政策

资产负债表日，存货应当按照成本与可变现净值孰低计量。当其可变现净值低于成本时，计提存货跌价准备。

可变现净值，是指在日常活动中，存货的估计售价减去至完工时估计将要发生的成本、估计的销售费用以及相关税费后的金额。

产成品、库存商品和用于出售的材料等直接用于出售的商品存货，在正常生产经营过程中，以该存货的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；需要经过加工的材料存货，在正常生产经营过程中，以所生产的产成品的估计售价减去至完工时估计将要发生的成本、估计的销售费用和相关税费后的金额，确定其可变现净值；为执行销售合同或者劳务合同而持有的存货，其可变现净值以合同价格为基础计算，若持有存货的数量多于销售合同订购数量的，超出部分的存货的可变现净值以一般销售价格为基础计算。

计提存货跌价准备后，如果以前减记存货价值的影响因素已经消失，导致存货的可变现净值高于其账面价值的，在原已计提的存货跌价准备金额内予以转回，转回的金额计入当期损益。

4、与同行业可比公司对比的情况

(1) 电力板块存货跌价准备计提情况对比

报告期内，公司及同行业可比上市公司的电力板块存货跌价准备计提比例情况如下：

公司	2024年9月30日	2023年12月31日	2022年12月31日	2021年12月31日
吉电股份	未披露	4.62%	2.51%	1.62%
申能股份	未披露	-	-	-
湖北能源	未披露	-	-	-
上海电力	未披露	-	-	-
平均值	/	1.15%	0.63%	0.40%
公司	0.01%	0.01%	-	-

注：数据取自 wind；存货跌价计提比例=存货跌价准备余额/存货原值。由于各家披露口径存在差异，上表仅计算存货中原材料（上海电力还包括“燃料”）项目的存货跌价计提比例。

由上表可见，除吉电股份有针对原材料计提存货跌价准备外，其他三家同行业可比上市公司均未计提，公司发电板块的存货跌价计提情况与同行业可比公司相近。

(2) 纺织板块存货跌价准备计提情况对比

报告期内，公司纺织板块及同行业可比上市公司的存货跌价计提比例对比情况如下：

公司	2024年9月30日	2023年12月31日	2022年12月31日	2021年12月31日
华纺股份	未披露	13.67%	13.81%	7.54%
华孚时尚	未披露	1.44%	5.42%	1.52%
联发股份	未披露	0.90%	1.75%	1.78%
金春股份	未披露	5.36%	9.87%	4.32%
平均值	/	5.34%	7.71%	3.79%
公司	15.72%	14.57%	16.73%	18.20%

注：数据取自 wind；存货跌价计提比例=存货跌价准备余额/存货原值。

由上表可见，公司纺织板块的存货跌价准备计提比例相对较高，跌价准备计提充分。

5、存货库龄情况

公司目前未通过库龄进行存货管理。从存货的特性来看，煤炭由于周转较快，通常在一个月内消耗完毕，账面价值基本与市场价值相近，不存在长期滞留的情况；备品备件主要为机组通用耗材及零配件，定期检修替换，部分备品备件在各电厂间可通用，总体呆滞可能性较小，同行业可比上市公司一般也不计提存货跌价准备。纺织板块以销定产，原材料则是严格实行先进先出模式，各期末根据成本与可变现净值孰低计提存货跌价准备。因此公司未采用库龄进行存货管理，具有合理性。

6、期末存货订单覆盖率和期后销售情况

公司在产品和库存商品均为纺织板块存货。报告期内，公司纺织板块存货占比分别为 13.81%、12.67%、15.82%和 14.49%，占比较小。

公司纺织板块执行以销定产的经营模式，截止 2024 年 9 月 30 日，公司在产品及产成品余额合计 5,515.00 万元，对应在手订单 4,211.97 万元，覆盖率为 76.37%，整体覆盖率较高。截至 2024 年 11 月 22 日，上述在手订单对应的在产品及产成品已全部实现销售。

无在手订单对应的在产品及产成品金额为 1,303.03 万元，主要为因客户退货、取消订单或是生产未达标等原因所产生，后续将通过不同方式进行处置。该部分存货已依据会计政策计提存货跌价准备 736.42 万元，计提比例为 58.40%，存货跌价比例计提充足。

7、存货周转率情况

由于公司的存货跌价准备主要针对纺织板块计提，因此此处对报告期内的纺织板块存货周转率进行分析。

报告期内，公司纺织板块及同行业可比上市公司的存货周转率对比情况如下：

公司	2024 年 1-9 月	2023 年	2022 年	2021 年
华纺股份	未披露	2.43	3.12	3.18
华孚时尚	未披露	2.44	2.22	2.55
联发股份	未披露	3.03	3.68	3.30
金春股份	未披露	10.84	8.64	9.85

平均值	/	4.69	4.41	4.72
公司	5.66	6.28	6.43	7.11

注：数据取自 wind；存货周转率=主营业务成本/期初、期末平均存货原值，其中 2024 年 1-9 月数据已年化处理。

由上表可见，公司纺织板块的存货周转速度较快，存货周转率仅低于金春股份，整体高于行业平均水平。

8、原材料与产品价格变动情况分析

由于纺织板块的产品及原材料种类较多，即使是同一大类下不同规格的产品售价也存在较大差异，因此公司通过对主要产品大类的毛利率进行分析，具体分析请参见“问题 3 关于经营情况”之“（2）……纺织制品业务 2022 年起毛利率持续为负的原因及合理性”的回复。

综上，公司的存货跌价准备计提充分。

（三）各期末商誉减值测试的具体过程，相关主体报告期内的主要经营情况，减值准备计提的合理性；

报告期各期末，公司商誉构成情况如下：

单位：万元

被投资单位名称或形成商誉的事项	2024 年 9 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日
一、账面原值				
反向收购	46,175.36	46,175.36	46,175.36	46,175.36
福能（贵州）发电有限公司	2,908.02	2,908.02	2,908.02	2,908.02
福建省南平新南针有限公司	120.00	120.00	120.00	120.00
泉州配售电有限公司	60.37	60.37	60.37	60.37
福能华润（惠安）风电有限公司	15.01	15.01	15.01	15.01
福建省东桥热电有限责任公司	3,955.02	3,955.02	-	-
合计	53,233.77	53,233.77	49,278.76	49,278.76
二、减值准备				
反向收购	43,696.26	43,696.26	43,696.26	34,396.09
福能（贵州）发电有限公司	-	-	-	-
福建省南平新南针有限公司	-	-	-	-
泉州配售电有限公司	-	-	-	-

被投资单位名称或形成商誉的事项	2024年9月30日	2023年12月31日	2022年12月31日	2021年12月31日
福能华润（惠安）风电有限公司	-	-	-	-
福建省东桥热电有限责任公司	-	-	-	-
合计	43,696.26	43,696.26	43,696.26	34,396.09
三、账面净值				
反向收购	2,479.10	2,479.10	2,479.10	11,779.27
福能（贵州）发电有限公司	2,908.02	2,908.02	2,908.02	2,908.02
福建省南平新南针有限公司	120.00	120.00	120.00	120.00
泉州配售电有限公司	60.37	60.37	60.37	60.37
福能华润（惠安）风电有限公司	15.01	15.01	15.01	15.01
福建省东桥热电有限责任公司	3,955.02	3,955.02	-	-
合计	9,537.51	9,537.51	5,582.50	14,882.67

由上表可见，报告期各期末，公司商誉账面余额分别为 49,278.76 万元、49,278.76 万元、53,233.77 万元和 53,233.77 万元，商誉减值准备分别为 34,396.09 万元、43,696.26 万元、43,696.26 万元和 43,696.26 万元。2023 年，公司商誉账面余额增加的原因系发生非同一控制下企业合并，增资扩股后持有东桥热电 51% 股权。

公司 2014 年向福建省能源集团有限责任公司发行股份购买资产的重大资产重组交易构成反向购买。2021 年度，根据福建中兴资产评估房地产土地估价有限责任公司 2022 年 4 月 22 日出具的闽中兴评字（2022）第 AR12011 号评估报告，反向购买形成商誉所在的资产组组合的可收回金额低于资产组的账面价值和商誉的合计数，计提商誉减值准备 5,856.58 万元；2022 年度，根据福建中兴资产评估房地产土地估价有限责任公司 2023 年 4 月 10 日出具的闽中兴评字（2023）第 BV12006 号评估报告，反向购买形成商誉所在的资产组组合的可收回金额低于资产组的账面价值和商誉的合计数，计提商誉减值准备 9,300.17 万元。

1、各期末商誉减值测试的具体过程

（1）商誉减值测试的计算方法

公司商誉减值测试时以被收购公司的相关资产认定为一个资产组，并以该资产组为评估对象进行商誉减值测试。相关资产组与购买日商誉减值测试时所确认的资产组组合一致。

公司于年度终了对商誉进行减值测试，在进行商誉减值测试时，首先计算包含商誉的资产组或者资产组组合的账面价值，然后将这些相关资产组或者资产组组合的账面价值与其可收回金额进行比较，如相关资产组或者资产组组合的可收回金额低于其账面价值的，就其差额确认减值损失。

(2) 可收回金额的计算方法

根据《企业会计准则——资产减值》的规定，资产存在减值迹象的，应当估计其可收回金额，可收回金额应当根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。

①公允价值减去处置费用后的净额

公允价值是指市场参与者在计量日发生的有序交易中，出售一项资产所能收到或者转移一项负债所需支付的价格。处置费用指与资产处置有关的法律费用、相关税费、搬运费以及为使资产达到可销售状态所发生直接费用等。

具体计算公式：可收回金额=公允价值×（1-处置费用率）

其中：本次确定资产组公允价值评估方法为市场法，具体介绍如下：

1) 概述

市场法是指将评估对象与可比上市公司或者可比交易案例进行比较，确定评估对象价值的评估方法。市场法常用的两种具体方法是上市公司比较法和交易案例比较法。

上市公司比较法是指获取并分析可比上市公司的经营和财务数据，计算适当的价值比率，在与被评估企业比较分析的基础上，确定评估对象价值的具体方法。交易案例比较法是指获取并分析可比企业的买卖、收购及合并案例资料，计算适当的价值比率，在与被评估企业比较分析的基础上，确定评估对象价值的具体方法。

由于国内相关行业并购案例有限，与并购案例相关联的、影响交易价格的某些特定的条件无法通过公开渠道获知，故不采用交易案例比较法。由于可比上市公司的经营和财务数据的公开性比较强且比较客观，具有较好的操作性。结合本次资产评估的对象、评估目的和所收集的资料，因此本次评估采用市场法中的上

市公司比较法对资产组公允价值进行评估。扣减相应的处置费用，最终确定资产组公允价值减去处置费用后的净额。

2) 具体计算公式如下：

A. 经营性股东全部权益价值=经营性净资产账面值×PB

B. 资产组公允价值=经营性股东全部权益价值+付息负债-期初营运资金

②预计未来现金流量的现值

现金流量折现法是指通过估算被评估资产的未来预期现金流并折算成现值，借以确定被评估资产价值的一种资产评估方法。所谓现金流量折现法，是指企业在未来特定时期内的预期现金流按适当的折现率折算成当前价值（简称折现）的总金额。

具体计算公式如下：

$$P = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+i)^t} + P_n \times r$$

式中：P——企业自由现金流量折现值；

t——预测年度；

i——折现率；

R_t ——第 t 年现金流量；

n——预测期年限；

P_n ——预测期后现金流量（终值）；

r——终值折现系数。

(3) 测算结果

根据上述测算方法，报告期各年末反向购买形成的资产组组合账面价值与可收回金额的比较情况如下：

单位：万元

评估基准日	商誉相关资产组的账面价值（含商誉）	公允价值减处置费用和相关税费后的净额	预计未来净现金流量现值	可收回金额	是否减值

评估基准日	商誉相关资产组的账面价值(含商誉)	公允价值减处置费用和相关税费后的净额	预计未来净现金流量现值	可收回金额	是否减值
2021年12月31日	122,989.49	84,495.18	88,593.40	88,593.40	是
2022年12月31日	117,174.83	69,671.54	73,478.57	73,478.57	是
2023年12月31日	68,310.01	不适用 ¹	69,850.00	69,850.00	否

注 1: 根据福建中兴资产评估房地产土地估价有限责任公司 2024 年 4 月 10 日出具的闽中兴评字(2024)第 AXE12006 号评估报告,“企业上年度对该商誉相关资产组组合进行减值测试,是采用现金流折现法测试资产组组合的预计未来现金流量的现值。所以,我们首先选用与去年测试方法一致的评估方法,评估资产组组合的预计未来现金流量的现值。如已确信资产组组合预计未来现金流量的现值已经超过所对应的账面价值,并通过减值测试的前提下,可以不必计算另一项数值。”

根据上述减值测试结果,公司分别于 2021 年末和 2022 年末对反向收购形成的商誉计提 5,856.58 万元、9,300.17 万元减值准备。

2、相关主体报告期内的主要经营情况，减值准备计提的合理性

2014 年 7 月 9 日,经中国证券监督管理委员会以《关于核准福建南纺股份有限公司向福建省能源集团有限责任公司发行股份购买资产的批复》(证监许可[2014]686 号),核准福建南纺股份有限公司向福建省能源集团有限责任公司发行股份购买相关资产进行重大资产重组,该项重大资产重组交易构成反向购买。重组交易发生时,仍保留完整的纺织业务资产、负债,保留的纺织业务具有投入、加工处理和产出能力,能够独立计算其成本费用及产生的收入、利润。根据企业会计准则关于构成业务的反向购买的相关规定,公司(被购买方)的有关可辨认资产、负债在并入合并财务报表时,以其在购买日确定的公允价值进行合并,企业合并成本大于合并中取得的本公司可辨认净资产公允价值的份额形成的合并差额,按照非同一控制下企业合并进行处理,确认商誉或计入当期损益。2014 年福建南纺股份有限公司进行重大资产重组后更名为福建福能股份有限公司,成立全资子公司福建南纺有限责任公司。2019 年福建南纺有限责任公司更名为福建福能南纺新材料有限公司。2020 年 3 月更名为“福建福能南纺卫生材料有限公司”(以下简称“福能南纺”)。

报告期内,福能南纺主要经营业绩数据情况如下:

单位:万元

项目	2024 年 1-9 月	2023 年	2022 年	2021 年
营业收入	49,624.15	71,154.59	60,758.27	74,134.52

项目	2024年1-9月	2023年	2022年	2021年
营业成本	51,055.32	72,064.96	63,143.51	71,374.21
营业利润	-5,384.11	-7,413.75	-8,150.94	-3,037.64
净利润	-5,322.38	-4,796.69	-5,546.08	-2,632.13

注：2021年财务数据经立信会计师事务所（特殊普通合伙）审计；2022-2023年财务数据经致同会计师事务所（特殊普通合伙）福州分所审计；2024年1-9月财务数据未经审计。

报告期内，福能南纺存在经营亏损，公司于每年年度终了对商誉减值测试涉及的相关资产组可收回金额进行评估，并据此计提商誉减值准备，商誉减值计提具有合理性。

（四）不同业务生产线固定资产的具体情况及其成新率，与产能的匹配性，折旧政策是否符合行业惯例；在建工程的主要项目的完工进度情况、各期末结转固定资产情况及依据，是否如期开展，减值准备计提是否充分。

1、不同业务生产线固定资产的具体情况及其成新率，与产能的匹配性，折旧政策是否符合行业惯例

（1）不同业务生产线固定资产的具体情况及其成新率

截至2024年9月30日，公司不同业务生产线固定资产的具体情况及其成新率如下：

单位：万元

业务类型	项目	房屋及建筑物		机器设备		运输工具		其他设备		合计	
		金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
电力、 热力业务	账面原值	722,204.01	94.07%	2,994,856.13	97.58%	6,154.22	84.15%	21,882.26	61.38%	3,745,096.62	96.53%
	账面价值	504,781.20	94.86%	1,904,724.68	99.00%	2,868.72	95.39%	14,472.44	70.34%	2,426,847.04	97.87%
	成新率	69.89%	/	63.60%	/	46.61%	/	66.14%	/	64.80%	/
纺织业务	账面原值	45,512.24	5.93%	74,361.61	2.42%	1,158.79	15.85%	13,767.01	38.62%	134,799.65	3.47%
	账面价值	27,366.21	5.14%	19,329.54	1.00%	138.62	4.61%	6,101.89	29.66%	52,936.26	2.13%
	成新率	60.13%	/	25.99%	/	11.96%	/	44.32%	/	39.27%	/
合计	账面原值	767,716.25	100.00%	3,069,217.74	100.00%	7,313.02	100.00%	35,649.26	100.00%	3,879,896.26	100.00%
	账面价值	532,147.41	100.00%	1,924,054.22	100.00%	3,007.34	100.00%	20,574.33	100.00%	2,479,783.30	100.00%
	成新率	69.32%	/	62.69%	/	41.12%	/	57.71%	/	63.91%	/

报告期末,公司电力、热力业务生产线固定资产占比超过 96%,主要为发电、发热设备,例如燃气轮机、锅炉设备、汽轮机、风力发电机组、海缆等。公司电力、热力业务生产线固定资产成新率相对较高,可以较好满足生产、销售需求。

公司纺织业务生产线固定资产占比较小,主要为水刺生产线、针刺生产线等。纺织机器设备成新率相对较低,主要系该些设备耐用性强,且公司定期对其进行保养及维护,保证主要设备运转的稳定性,设备实际使用状况良好,能够满足其生产和运营需要。

(2) 与产能的匹配性

截至 2024 年 9 月 30 日,公司电力机器设备占比超过 97%。公司电力机器设备与控股装机容量(产能)的匹配情况及同行业对比如下:

公司名称	电力机器设备账面原值(万元)	控股装机容量(万千瓦)	电力机器设备原值/控股装机容量(元/千瓦)
吉电股份	6,800,873.95	1,342.12	5,067.26
申能股份	6,458,678.65	1,694.70	3,811.10
湖北能源	4,389,738.88	1,567.18	2,801.04
上海电力	12,286,708.34	2,244.52	5,474.09
平均值	7,483,999.96	1,712.13	4,288.38
公司	2,994,856.13	607.73	4,927.94

注:同行业可比公司数据源于 2023 年年报,时间截至 2023 年 12 月 31 日。

由上表可见,公司电力机器设备原值与控股装机容量具有匹配性,与同行业上市公司相比不存在重大差异,符合行业惯例。

(3) 折旧政策是否符合行业惯例

公司与同行业上市公司的折旧政策比较情况如下:

公司名称	类别	折旧方法	使用年限(年)	残值率(%)	年折旧率(%)
吉电股份	房屋及建筑物	年限平均法	12-50	3-10	1.80-8.08
	机器设备	年限平均法	5-20	0-10	4.50-20.00
	运输工具	年限平均法	5-12	10	7.50-18.00
	其他	年限平均法	5-12	0-5	7.92-20.00
申能股份	房屋建筑物	年限平均法	8-35	0-5	2.71-12.50

公司名称	类别	折旧方法	使用年限 (年)	残值率 (%)	年折旧率 (%)
	通用设备	年限平均法	4-18	0-5	5.28-25.00
	专用设备	年限平均法	4-20	0-5	4.75-25.00
	运输设备	年限平均法	6-7	0-5	13.57-16.67
	其他设备	年限平均法	3-18	0-5	5.28-33.33
湖北能源	房屋及建筑物	年限平均法	15-50	0-5	1.90-6.67
	机器设备	年限平均法	7-35	0-5	2.71-14.28
	运输设备	年限平均法	5-15	0-5	6.33-20.00
	其他设备	年限平均法	5-15	0-5	6.33-20.00
上海电力	房屋及建筑物	年限平均法	15-30	0-5	3.17-6.67
	机器设备	年限平均法	4-20	0-5	4.75-25.00
	航道资产	年限平均法	50	5	1.90
	运输工具	年限平均法	6-25	0-5	3.80-16.67
公司	房屋及建筑物	年限平均法	10-40	3-5	2.38-9.70
	纺织机器设备	年限平均法	7-15	3	6.47-13.86
	电力机器设备	年限平均法	5-20	5	4.75-19.00
	运输设备	年限平均法	5-12	3-5	7.92-19.40
	其他	年限平均法	4-20	3-5	4.75-24.25

注：同行业可比公司数据源于 2023 年年报。

由上表可见，公司固定资产折旧政策稳健，与同行业可比公司在固定资产折旧方法、折旧年限及残值率等方面不存在显著差异，符合行业惯例。

2、在建工程的主要项目的完工进度情况、各期末结转固定资产情况及依据，是否如期开展，减值准备计提是否充分。

(1) 在建工程的主要项目的完工进度情况

截至 2024 年 9 月 30 日，公司主要在建工程项目的的基本情况如下：

单位：万元

项目	账面余额	占比	完工进度
仙游木兰抽水蓄能电站	83,858.45	36.29%	9.41%
东桥热电 660MW 热电联产	69,366.99	30.02%	10.05%
小岙散装货码头工程	32,208.87	13.94%	44.73%
华安抽水蓄能电站项目	29,536.14	12.78%	3.24%

项目	账面余额	占比	完工进度
其他	16,103.24	6.97%	/
合计	231,073.69	100.00%	/

(2) 各期末结转固定资产情况及依据，是否如期开展

报告期内，公司主要在建工程项目结转固定资产情况如下：

单位：万元

项目	当期转入固定资产金额				结转固定资产依据	是否如期开展
	2024年1-9月	2023年	2022年	2021年		
龙安热电厂扩建项目	39,647.67	-	-	-	完成验收，达到可使用状态	是
长乐外海海上风电场C区项目	-	14,310.68	992,818.29	-	完成验收，达到可使用状态	是
平海湾F区海上风电项目	-	-	-	139,418.81	完成验收，达到可使用状态	是
石城海上风电项目	-	-	-	188,294.52	完成验收，达到可使用状态	是
其他	-	-	29,744.99	8,150.15	完成验收，达到可使用状态	是
合计	39,647.67	14,310.68	1,022,563.29	335,863.47		

(3) 减值准备计提是否充分

报告期内，公司存在和发生的在建工程减值情况如下：

单位：万元

主体名称	项目名称	2024年9月30日		2023年12月31日		2022年12月31日		2021年12月31日	
		账面原值	减值准备金额	账面原值	减值准备金额	账面原值	减值准备金额	账面原值	减值准备金额
东桥热电	小岞散装货码头工程	32,208.87	5,641.95	31,772.61	5,641.95	-	-	-	-
东桥热电	东桥热电火电厂项目	2,680.59	2,680.59	2,680.59	2,680.59	-	-	-	-
华润惠安	尖峰风电场项目	-	-	-	-	1,599.68	1,599.68	1,599.68	1,599.68
	合计	34,889.46	8,322.54	34,453.20	8,322.54	1,599.68	1,599.68	1,599.68	1,599.68

①东桥热电-小岞散装货码头工程及火电厂项目

2×1000MW 火电工程（即火电厂项目），原预计建设 2×100 万千瓦超超临界燃煤发电机组和 20 万吨/日海水淡化装置，同步建设脱硫脱硝装置等。账面已发生金额主要为前期及其他费用和建设期利息费用，由于未取得国家发改委关于

项目的核准文件，该项目已处于停工状态。

小岞码头原为 2×1000MW 电厂配建的煤码头工程。由于其对应的 2×1000MW 电厂工程（即火电厂项目）未取得国家发改委关于项目的核准文件，该项目已处于停工状态。截至 2024 年 9 月 30 日，小岞散装货码头工程中的环岛北路、围堤、陆域等部分已建设完毕。

公司以福建中兴资产评估房地产土地估价有限责任公司出具的《福建福能股份有限公司以财务报告为目的的合并对价分摊所涉及的福建省东桥热电有限责任公司可辨认资产与负债的公允价值资产评估报告》（闽中兴评字（2024）第 AXK30012 号）确认的评估净值为依据，根据评估基准日小岞散装货码头工程的账面原值与评估净值之间的差额计提减值准备 5,641.95 万元，具有充分性。

综上，公司以经评估的在建工程价值为依据计提小岞散装货码头工程减值准备，减值准备计提具有充分性。

②华润惠安-尖峰风电场项目

根据《福建省发展和改革委员会关于惠安尖峰风电场项目建设规模变更的批复》（闽发改网审能源〔2020〕203 号），“鉴于相关机场净空控制等原因，根据《企业投资项目核准和备案管理办法》（国家发展改革委令第 2 号）和国家关于能源项目投资管理等有关规定，同意将惠安尖峰风电场项目建设规模由 4.6 万千瓦变更为 2.6 万千瓦，项目总投资相应由 4.058 亿元变更为 2.71 亿元，原核准文件（含同意项目单位变更复函）其他内容不变。”

由于建设规模缩减，缩减部分不再建设，项目已实质停工，故将账面已发生的相关费用全额计提减值准备，减值准备计提充分。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

1、查阅了发行人销售政策及与主要客户签订的合同，确认结算和信用政策情况；

2、查阅了发行人报告期内各期财务报告及审计报告，并对应收账款情况账龄、主要逾期款项及核销情况、期后回款等进行了分析核查；

3、查阅了同行业可比上市公司的定期报告并对应收账款相关资料与发行人进行了对比分析；

4、查阅了发行人的存货管理制度、存货跌价准备计提会计政策，获取各期末存货跌价计提表进行复核；

5、查询同行业可比公司的存货跌价计提比例、存货周转率等数据，并与发行人进行对比分析；

6、获取发行人报告期各期末存货订单覆盖率、期后销售情况、原材料或产品价格变动等数据，综合分析发行人期末存货跌价准备计提的充分性；

7、取得商誉减值测试涉及的评估报告，复核评估方法、评估假设、评估结论等事项，并复核相关资产组的账面价值和可收回金额；

8、查阅被评估公司财务报表及审计报告，了解被评估公司业绩实现情况，识别是否存在减值迹象；

9、获取发行人固定资产明细表、主要生产设备情况，了解发行人固定资产折旧政策，统计分析固定资产情况；查阅同行业上市公司年度报告，了解同行业上市公司折旧政策、产能情况，分析发行人固定资产与产能的匹配性；

10、获取发行人在建工程明细表，实地查看在建工程建设进度；了解发行人固定资产相关的内部控制制度，评价这些控制的设计，确定其是否得到执行，并测试相关内部控制的运行有效性；对发行人大额固定资产购建进行细节测试，核查其真实性及准确性；

11、访谈发行人相关人员，取得尖峰风电场项目规模变更相关文件，了解在建工程减值背景、依据；获取在建工程减值明细表，取得减值计提相关的评估报告，复核在建工程减值准备计提金额。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及申报会计师认为：

1、报告期内发行人主要客户的结算和信用政策未发生重大变化；应收清洁能源补贴款对应的客户分别为国网福建省电力有限公司与云南省保山电力有限公司，对应的业务类型分别为福建省陆上风电、海上风电、光伏发电和云南省光

伏发电；清洁能源补贴款账龄延长、期后回款较慢系由于补贴的回款周期受到国家财政部拨付时间影响的原因，规模及回款情况符合行业惯例；发行人应收账款期后回款除应收清洁能源补贴款外超过 99%，长账龄应收账款主要系应收清洁能源补贴款，该情况符合行业惯例；报告期内发行人应收账款逾期与核销金额均较小；发行人应收账款周转率、坏账计提政策与同行业上市公司无显著差异，整体坏账准备计提充分。

2、发行人所计提的存货跌价准备主要针对纺织品存货，煤炭等主要存货不计提存货跌价准备符合行业惯例。发行人未通过库龄进行存货管理。通过对纺织板块存货的订单覆盖率、期后销售情况、存货周转率、原材料或产品价格变动、存货跌价准备计提政策及与同行业可比公司的对比等角度的分析，发行人该部分存货的存货跌价准备计提较为充足。

3、发行人于每年年度终了对商誉减值测试涉及的相关资产组可收回金额进行评估，并据此计提商誉减值准备，商誉减值计提具有合理性。

4、发行人固定资产与产能具有匹配性，折旧政策符合行业惯例；主要在建工程项目如期开展，各期末结转固定资产依据充分，在建工程减值准备计提充分。

问题 5 关于关联交易

根据申报材料，1) 报告期各期末，公司货币资金为 291,511.18 万元、397,225.57 万元、583,093.51 万元和 582,964.36 万元，长期借款金额分别为 1,414,765.11 万元、1,331,978.72 万元、1,420,838.01 万元和 1,458,443.90 万元，报告期内公司与集团财务公司同时开展存贷款业务；2) 公司向关联方采购商品或接受劳务的关联交易金额合计分别为 370,132.50 万元、428,009.62 万元、316,754.98 万元和 133,868.19 万元，占公司各期采购总额的占比是 44.83%、46.61%、35.32%和 36.46%。

请发行人说明：（1）结合同行业可比公司情况说明公司同时持有大额货币资金及有息负债的原因及合理性，财务费用和利息收入与存贷款规模的匹配情况，报告期内公司与集团财务公司的存款业务是否存在自动归集的情形；（2）结合同行业可比公司情况说明公司与关联方发生大额关联采购的必要性及商业合理性，相关决策程序情况，结合公司向关联方和其他供应商采购原材料及同行业可比公司的采购单价等指标，对比说明关联交易价格的公允性；结合关联采购的占比及可替代性分析关联交易对发行人独立经营能力是否存在重大影响。

请保荐机构、申报会计师对上述事项核查并发表明确意见。

回复：

一、发行人说明

（一）结合同行业可比公司情况说明公司同时持有大额货币资金及有息负债的原因及合理性，财务费用和利息收入与存贷款规模的匹配情况，报告期内公司与集团财务公司的存款业务是否存在自动归集的情形；

1、结合同行业可比公司情况说明公司同时持有大额货币资金及有息负债的原因及合理性

（1）公司同时拥有大额货币资金及有息负债的原因及合理性

报告期各期末，公司货币资金具体情况如下：

单位：万元

项目	2024年9月30日	2023年12月31日	2022年12月31日	2021年12月31日
货币资金	519,986.59	583,093.51	397,225.57	291,511.18

报告期各期末，公司主要的有息负债情况如下：

单位：万元

项目	2024年9月30日	2023年12月31日	2022年12月31日	2021年12月31日
短期借款	101,039.37	161,053.37	217,411.45	183,000.00
应付债券	0.00	0.00	120,954.33	117,301.38
一年内到期的非流动负债	194,448.52	327,844.69	228,174.60	114,012.21
长期借款	1,476,538.69	1,420,838.01	1,331,978.72	1,414,765.11
长期应付款	72,496.32	74,757.72	75,602.70	0.00
合计	1,844,522.90	1,984,493.79	1,974,121.80	1,829,078.70

报告期内，公司主要业务为电力、热力生产和供应，业务规模较大，日常经营所涉及的大宗原材料采购对流动资金需求量大，且公司拟投资项目较多，因此公司及其子公司需储存一定规模的货币资金余额用于采购燃料、缴纳项目资本金和偿还到期债务本息；同时，公司所处电力行业属于固定资产高投入的行业，存在长期资金需求量大的特点，公司主要依靠自有资金积累、负债融资和股权融资筹措发展资金用于长期固定资产投资，因此公司拥有大额有息负债。

（2）同行业可比公司的存贷情况

报告期内，公司与可比公司的存贷情况对比如下：

单位：万元

可比公司	项目	2024年9月30日	2023年12月31日	2022年12月31日	2021年12月31日
吉电股份	货币资金	155,305.52	109,950.53	134,838.53	93,183.52
	有息负债	5,274,672.21	5,016,229.11	4,528,134.81	4,386,398.09
	营业收入	1,016,614.94	1,444,259.97	1,495,475.37	1,317,755.58
	货币资金占收入比	15.28%	7.61%	9.02%	7.07%
	有息负债占收入比	518.85%	347.32%	302.79%	332.87%
申能股份	货币资金	1,445,594.20	1,182,873.91	1,085,445.30	931,994.18
	有息负债	3,453,632.89	3,605,699.25	3,036,492.27	2,668,018.09
	营业收入	2,237,245.84	2,914,161.22	2,819,311.85	2,531,277.39
	货币资金占收入比	64.61%	40.59%	38.50%	36.82%

可比公司	项目	2024年9月30日	2023年12月31日	2022年12月31日	2021年12月31日
	有息负债占收入比	154.37%	123.73%	107.70%	105.40%
湖北能源	货币资金	276,839.69	162,489.78	287,781.14	218,119.26
	有息负债	4,271,995.70	4,086,154.65	3,077,809.54	2,353,432.76
	营业收入	1,540,736.23	1,866,867.29	2,057,821.48	2,261,818.47
	货币资金占收入比	17.97%	8.70%	13.98%	9.64%
	有息负债占收入比	277.27%	218.88%	149.57%	104.05%
上海电力	货币资金	784,806.11	677,197.02	746,813.61	588,856.86
	有息负债	4,323,082.44	5,020,794.37	9,324,722.00	8,459,567.80
	营业收入	3,256,592.11	4,240,175.70	3,916,111.14	3,063,131.83
	货币资金占收入比	24.10%	15.97%	19.07%	19.22%
	有息负债占收入比	132.75%	118.41%	238.11%	276.17%
货币资金占收入比均值		30.49%	18.22%	20.14%	18.19%
有息负债占收入比均值		270.81%	202.08%	199.54%	204.62%
公司	货币资金	519,986.59	583,093.51	397,225.57	291,511.18
	有息负债	1,844,522.90	1,984,493.79	1,974,121.80	1,829,078.70
	营业收入	1,048,535.39	1,469,491.88	1,431,787.25	1,207,737.78
	货币资金占收入比	49.59%	39.68%	27.74%	24.14%
	有息负债占收入比	175.91%	135.05%	137.88%	151.45%

注：有息负债=短期借款+长期借款+一年内到期的非流动负债+应付债券+长期应付款。

由上表可见，发行人报告期内的货币资金占营收的比例高于同行业可比公司平均值水平，但低于申能股份同比数据，处于行业内比较合理区间水平。报告期各期公司持有的货币资金主要满足未来 1-2 个月的日常运营资金需求量，具有合理性。报告期各期末，公司有息负债规模较同行业可比公司少，且有息负债占营收比低于同行业可比公司平均水平。

综上，报告期各期末，公司持有的货币资金余额和有息负债余额水平具有合理性。

2、财务费用和利息收入与存贷规模的匹配情况

(1) 利息费用支出和银行贷款的匹配

报告期各期，公司财务费用中利息费用支出分别为 54,408.26 万元，66,681.79 万元，65,242.36 万元和 42,541.51 万元，和银行贷款各期平均余额的关系如下：

单位：万元

项目	2024年1-9月	2023年度	2022年度	2021年度
银行贷款期初余额	1,775,974.98	1,772,097.47	1,711,408.68	928,693.21
银行贷款期末余额	1,703,648.42	1,775,974.98	1,772,097.47	1,711,408.68
各期平均贷款余额	1,739,811.70	1,774,036.23	1,741,753.08	1,320,050.95
利息费用	42,541.51	65,242.36	66,681.79	54,408.26
平均年化借款利率	2.45%	3.68%	3.83%	4.12%

注：2024年1-9月数据已年化计算。

报告期各期，根据公司与银行签订的借款合同，借款利率在2.10%-4.27%之间，上表根据借款利息和借款平均余额计算的公司借款利率在合理区间内。

(2) 利息收入和货币资金的匹配

报告期各期公司货币资金情况及对应利息收入情况具体如下：

单位：万元

项目	2024年1-9月	2023年度	2022年度	2021年度
货币资金期末余额	519,986.59	583,093.51	397,225.57	291,511.18
货币资金期初余额	583,093.51	397,225.57	291,511.18	210,084.20
货币资金平均余额	551,540.05	490,159.54	344,368.38	250,797.69
银行存款利息收入	4,190.33	4,946.89	3,712.52	3,680.24
平均年化存款利率	1.01%	1.01%	1.08%	1.47%

经测算，报告期内公司利息收入与货币资金平均余额的平均年化存款利率分别为1.47%、1.08%、1.01%和1.01%。

报告期内，中国人民银行公布的存款基准利率情况如下表所示：

项目	活期存款	七天通知存款	三个月存款	半年期存款	一年期存款	二年期存款	三年期存款
存款基准利率	0.35%	1.35%	1.10%	1.30%	1.50%	2.10%	2.75%

报告期内，公司的平均年化存款利率处于央行公布的活期存款利率与1年定期存款利率之间，货币资金与利息收入的匹配具备合理性。

3、报告期内公司与集团财务公司的存款业务是否存在自动归集的情形

报告期内，集团财务公司作为非银金融机构，具有开展集团内企业存贷款业务的资质。经公司董事会和股东大会审议通过，公司与集团财务公司签订《金融

服务协议》，在经审议和披露的额度范围内与集团财务公司开展存贷业务。双方遵循平等自愿原则开展业务，公司能自由支取存放于集团财务公司的资金，不存在影响公司财务独立性的情形，不存在公司资金被强制归集到集团财务公司的情形，集团财务公司亦不存在限制公司支取款项、侵占公司利益的情形。

报告期内，由于集团财务公司相较于商业银行在存款利率、结算便利等方面具备一定优势，公司依据经股东大会审议通过的《金融服务协议》，在经审议的存款额度范围内将货币资金存放于在集团财务公司开立存款账户。为提高效率，公司及其子公司授权部分银行开通银行账户资金转存业务功能，在保留银行账户一定资金的情况下，将银行账户资金转存到指定的公司及其子公司在集团财务公司开立的账户。

综上，报告期内公司与集团财务公司通过签订《金融服务协议》，将经公司股东大会审议通过的额度范围内的资金转存到公司开立在集团财务公司的账户，并能够自由存取和管控存放于集团财务公司账户的所有资金，不存在被集团财务公司强制归集、限制支取等侵占公司利益的情况。

(二) 结合同行业可比公司情况说明公司与关联方发生大额关联采购的必要性及商业合理性，相关决策程序情况，结合公司向关联方和其他供应商采购原材料及同行业可比公司的采购单价等指标，对比说明关联交易价格的公允性；结合关联采购的占比及可替代性分析关联交易对发行人独立经营能力是否存在重大影响。

1、公司与关联方发生大额关联采购的必要性及商业合理性

(1) 报告期内，公司关联采购情况

报告期内，公司关联采购主要系向福建省福能物流有限责任公司等关联方采购煤炭，具体情况如下：

单位：万元

项目	2024年1-9月	2023年	2022年	2021年
关联采购金额	228,188.53	316,754.98	428,009.62	370,132.50
其中：煤炭采购金额	219,364.08	302,902.48	385,678.01	319,191.07
煤炭采购金额占关联采购金额比重	96.13%	95.63%	90.11%	86.24%

公司在福建区域燃煤机组承担发电和工业园区供热双重保供任务，煤炭作为公司主要原材料，市场存在波动。公司关联方集合公司旗下多家电厂以及集团旗下其他用煤企业的煤炭需求量，能够代表集团与大型煤炭企业进行谈判，有利于获取煤炭供应额度及优惠的价格，保障公司供电、供热所需煤炭量。

(2) 同行业上市公司关联采购情况

同行业上市公司亦存在与关联方发生大额关联采购的情形，具体情况如下：

单位：万元

可比公司	项目	2023年	2022年	2021年
吉电股份	关联采购金额	378,474.18	397,700.48	334,015.96
	其中：煤炭/燃料采购金额	271,049.87	316,423.69	291,644.28
	煤炭/燃料采购金额占关联采购金额比重	71.62%	79.56%	87.31%
申能股份	关联采购金额	512,783.10	374,802.39	324,233.04
	其中：煤炭/燃料采购金额	443,964.59	311,506.49	256,455.95
	煤炭/燃料采购金额占关联采购金额比重	86.58%	83.11%	79.10%
湖北能源	关联采购金额	173,144.36	111,884.81	4,606.57
	其中：煤炭/燃料采购金额	未披露	未披露	未披露
	煤炭/燃料采购金额占关联采购金额比重	未披露	未披露	未披露
上海电力	关联采购金额	375,355.38	346,973.56	371,614.41
	其中：煤炭/燃料采购金额	231,347.55	241,354.17	215,915.83
	煤炭/燃料采购金额占关联采购金额比重	61.63%	69.56%	58.10%

注：同行业上市公司未披露 2024 年 1-9 月关联采购金额。

综上，公司与关联方发生以煤炭采购为主的大额关联采购，系公司根据生产经营实际需要，借助关联方在煤炭采购领域的优势，以达到保障公司的原料供应、质量和成本控制的目的，符合行业特点，具备必要性及商业合理性。

2、关联采购相关决策程序情况

报告期内，公司相关关联采购均履行了《公司章程》《股东大会议事规则》《董事会议事规则》《关联交易管理制度》规定的决策程序。股东大会、董事会审议关联交易有关事项时，关联股东、关联董事履行了回避表决制度。独立董事根据公司《独立董事工作制度》《关联交易管理制度》等相关规定和要求，对

报告期内发生的关联采购事项等需要独立董事发表意见的事项进行了事前认可，并在审议过程中发表了同意的独立董事意见。

2021年4月23日，公司召开第九届董事会第七次会议，审议通过《关于2020年度日常关联交易执行情况及2021年度日常关联交易预计的议案》。2021年6月28日，公司2020年年度股东大会审议通过了上述议案。

2021年10月26日，公司召开第十届董事会第一次临时会议，审议通过《关于增加2021年度部分日常关联交易预计额度的议案》。2021年11月12日，公司2021年第二次临时股东大会审议通过了上述议案。

2022年4月24日，公司召开第十届董事会第二次会议，审议通过《关于2021年度日常关联交易执行情况及2022年度日常关联交易预计的议案》。2022年5月18日，公司2021年年度股东大会审议通过了上述议案。

2022年8月25日，公司召开第十届董事会第三次会议，审议通过《关于增加与福建煤电股份有限公司日常关联交易的议案》。该事项无需提交股东大会审议。

2022年12月5日，公司召开第十届董事会第十一次临时会议，审议通过了《关于与福建省福能物流有限责任公司签订<煤炭购销合同补充协议>(关联交易)的议案》。2022年12月21日，公司2022年第一次临时股东大会审议通过了上述议案。

2023年2月21日，公司召开第十届董事会第十三次临时会议，审议通过《关于与关联方签订煤炭购销框架协议的议案》。2023年3月9日，公司2023年第一次临时股东大会审议通过了上述议案。

2023年4月13日，公司召开第十届董事会第四次会议，审议通过《关于2022年度日常关联交易执行情况及2023年度日常关联交易预计的议案》。2023年5月5日，公司2022年年度股东大会审议通过了上述议案。

2023年12月12日，公司召开第十届董事会第二十一一次临时会议，审议通过《关于2024年度日常关联交易预计的议案》、《关于与关联方签订<2024年-2026年煤炭购销框架协议>的议案》。2023年12月29日，公司2023年第四次临时股东大会审议通过上述议案。

3、关联交易价格的公允性

(1) 公司向关联方和其他供应商采购原材料的采购单价

报告期内，公司福建地区燃煤电厂主要通过关联方采购北方煤炭并海运至福建，以及向关联方煤炭生产企业采购其履行煤炭保供义务额度范围的煤炭；贵州地区燃煤电厂向非关联方即电厂周边区县煤炭生产贸易企业采购煤炭，福建地区和贵州地区的煤炭市场及采购的煤炭品质均存在差异。公司向关联方和其他供应商采购煤炭的采购均价情况如下：

单位：元/吨

项目	2024年1-9月	2023年	2022年	2021年
关联采购（福建地区）煤炭平均单价	689.56	728.23	898.97	838.06
非关联采购（贵州地区）煤炭平均单价	417.18	477.35	458.12	475.50

报告期内，公司向非关联方采购煤炭的平均单价低于关联采购单价，主要系公司向非关联方采购煤炭涉及的电厂均位于贵州地区，该部分电厂采购的煤炭属于中低热值煤，煤炭热值集中在 3,000 cal/kg 至 4,000 cal/kg，价格较低。而公司福建区域电厂向关联方采购的属于煤炭热值在 4,800 cal/kg 至 5,500 cal/kg 的高热值煤炭，平均热值约为非关联方采购煤炭的 1.5 倍，报告期内采购价格为非关联方煤炭采购价格的 1.5 倍至 2 倍，综合考虑物流成本、市场供求关系等因素，价格差异具备合理性。

报告期内，公司向主要煤炭供应商采购的煤炭热值情况如下：

煤炭供应商	是否为关联方	涉及电厂所属区域	煤炭热值
福建省福能物流有限责任公司	是	福建	4,800~5,500 cal/kg
福建省永安煤业有限责任公司	是	福建	4,800~5,500 cal/kg
福建煤电股份有限公司	是	福建	4,800~5,500 cal/kg
西部红果煤炭贸易有限公司	否	贵州	3,000~5,000 cal/kg
贵州盘江精煤股份有限公司	否	贵州	3,000~4,500 cal/kg
织金县煤炭工业有限责任公司	否	贵州	3,000~3,800 cal/kg
六枝特区能源投资（集团）有限责任公司	否	贵州	3,000~4,200 cal/kg

(2) 同行业可比公司的采购单价

同行业可比上市公司年报均未披露煤炭采购单价。根据公开查询信息，湖北

能源（000833.SZ）于《关于湖北能源集团股份有限公司申请向不特定对象发行可转换公司债券的审核问询函的回复》披露了其于 2023 年度签订的煤炭长协采购协议的价格约定条款，部分协议约定煤炭采购价格在 675 元/吨的基准价格上进行浮动。

公司 2023 年签署的主要煤炭关联购销合同中，部分合同亦约定了采购基准价格，该价格与湖北能源采购协议之约定不存在差异，具体情况如下：

甲方（需方）	乙方（供方）	协议签署日期	采购基准价
鸿山热电	福建省永安煤业有限责任公司	2023 年	基准价+浮动价, 基准价: 675 元/吨 (5500 大卡)
鸿山热电	福建煤电股份有限公司	2023 年	基准价+浮动价, 基准价: 675 元/吨 (5500 大卡)

综合考虑煤炭质量差异、物流成本差异等因素，公司 2023 年关联采购煤炭平均价格 728.23 元/吨与湖北能源的采购基准价格相比不存在重大差异，交易价格具备公允性。

（3）公司向关联方采购原材料的交易价格具备公允性

公司向关联方福建省福能物流有限责任公司等关联方采购煤炭的定价方式主要是基于其向上游的采购价格加上定额的服务费和质量考核调价。上述关联供应商的最终供应商主要包括国能销售集团有限公司（原神华销售集团有限公司）及伊泰能源（上海）有限公司等。

报告期内，公司关联煤炭采购价格与市场价格指数的对比情况如下：

单位：元/吨

项目	2024年1-9月	2023年	2022年	2021年
关联采购煤炭平均单价	689.56	728.23	898.97	838.06
环渤海动力煤（Q5500K）价格指数（注）	718.89	727.02	/	/

注：数据取自 wind，以上均为不含税价格；由于 2021、2022 年度煤炭市场存在价格无序上涨的情形，导致该指数与市场实际煤炭价格存在较大背离，因此不进行引用。

由上表可见，2023 年和 2024 年 1-9 月，公司向关联方采购煤炭的平均单价与同期环渤海动力煤价格指数基本一致；2021 年和 2022 年度，公司关联煤炭平均采购价格较高，主要是由于自 2021 年下半年起，在内外因素的作用下，国内煤炭供需关系紧张，煤炭市场价格短时间大幅上涨并在后续呈现出高位波动的形势。在此背景下，公司终端长协煤炭供应商出现供应量不足的情况，为保证公司

电量供应，履行供电和工业园区供热保供责任，福能物流等供应商不得不应急加价为公司从其他非长协供应商处购买煤炭。

此外，为应对煤炭价格无序上涨的局面，国家发展改革委于 2022 年出台了《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》，并部署各地开展拉网式调查依法查处煤炭价格超出合理区间的行为；全国煤炭交易中心有限公司于 2022 年 6 月发布《关于商请协助做好 2022 年电煤中长期合同补签换签和履约监管工作的函（急）》。在福建省政府的牵头下，2022 年下半年福能物流等关联方与终端供应商重新签署了煤炭供应长期协议，新协议增加了保供条款并更新了定价方式，公司与福能物流等关联方的协议也据此进行了重签。在此背景下，2023 年以来煤炭市场供需关系得到改善，公司关联煤炭采购价格 2023 年以来与环渤海动力煤（Q5500K）价格指数基本一致。

部分相关行业公司公开信息披露文件亦说明了 2021-2022 年煤炭价格上升等情况：

公司名称	信息披露文件	主要内容
长源电力 (000966.SZ)	国家能源集团长源电力股份有限公司向特定对象发行股票募集说明书	2021 年受煤炭价格大幅上涨影响，公司火电业务及售热业务毛利率大幅下滑；2022 年煤炭价格持续处于高位；2023 年以来，随着煤炭价格逐步回落，公司经营业绩出现明显好转。
南山铝业 (600219.SH)	公司年度报告	进入 2021 年二季度，受国家安检、环保等多项因素影响，煤炭产能释放缓慢，市场供应紧张，煤价持续走高，并大幅超出历史同时期水平；2022 年初，受国际形势影响，叠加春节假期前电厂集中补库，煤炭价格快速上升，整体来看，2022 年煤炭均价高于 2021 年同期价格；2023 年进入二季度后，煤炭价格持续走低。
湖北能源 (000833.SZ)	湖北能源集团股份有限公司关于向不特定对象发行可转换公司债券募集说明书	2020 年至 2022 年，随着煤炭价格持续大幅上升，火电业绩持续下滑，并且出现亏损。2023 年 1-6 月，煤炭价格市场回落，公司火电业务扭亏为盈，毛利率转正。
华润电力投资有限公司	2022 年度华润电力投资有限公司信用评级报告	公司经营燃煤发电及煤炭贸易业务，煤炭价格波动对公司经营成本具有较大影响。2021 年以来煤价快速上涨且持续高位运行使得公司出现亏损。
华能国际 (600011)	2021 年年度业绩预亏公告	本期业绩预亏的主要原因：受外部因素影响，本公司境内燃煤采购价格同比大幅上升。

综上，公司向关联方和贵州地区其他供应商采购单价差异较大，主要系所采购的煤炭热值参数以及区域市场差异较大，价格差异具备合理性；对比可查询到的同行业可比上市公司采购单价，公司煤炭关联采购均价与同行业可比上市公司

采购单价不存在重大差异；公司向关联方采购煤炭的定价遵循市场化原则，2021年及2022年关联采购价格较高主要系煤炭市场供应紧缺导致，2023年以来关联采购价格与市场价格基本一致，关联采购价格具备公允性。

4、关联采购不会对发行人独立经营能力造成重大影响

(1) 关联采购占比

报告期各期，公司关联采购金额分别为 370,132.50 万元、428,009.62 万元、316,754.98 万元和 228,188.53 万元，占采购总额的比重分别为 44.83%、46.61%、35.32%和 36.00%。

单位：万元

项目	2024年1-9月	2023年	2022年	2021年
关联采购金额	228,188.53	316,754.98	428,009.62	370,132.50
关联采购金额占采购总额比重	36.00%	35.32%	46.61%	44.83%

(2) 可替代性分析

公司关联采购占比较高的原因主要是公司福建区域电厂所需煤炭均通过福建省福能物流有限责任公司、福建省永安煤业有限责任公司、福建煤电股份有限公司等关联方进行采购。煤炭属于大宗商品，价格较为透明且标准化，贸易商之间面临的竞争较大，可替代性高。公司通过集团关联方进行煤炭采购，主要系出于增强原材料供货稳定性并降低采购、渠道成本的目的，并不代表公司没有独立采购的能力。

综上，公司关联采购占比虽然较高，但主要以煤炭采购为主，煤炭属于大宗商品，相关采购具备可替代性，不会对公司独立经营能力造成重大影响。

二、中介机构核查情况

(一) 核查程序

1、获得发行人管理层对同时持有大额货币资金及有息负债的原因的说明，了解发行人公司营运资金需求，分析发行人持有大额货币资金和有息负债的合理性；

2、查阅可比上市公司年度报告和第三季度报告，复核发行人计算同行业可

比公司货币资金和银行借款占营业收入的比例的过程及结果，比较发行人与同行业可比公司是否存在显著差异；

3、计算报告期各期发行人存款的平均利息收益率，与中国人民银行公布的存款基准利率进行比较，分析银行存款与利息收入的匹配性；

4、获取发行人与集团财务公司签订的《金融服务协议》，分析双方的存贷款业务是否具有商业实质；

5、查阅报告期内发行人的关联采购汇总表、主要关联交易协议，分析关联采购具体内容、关联煤炭采购占比及采购单价；

6、访谈发行人管理层，查阅发行人出具的书面说明，了解发行人关联采购的必要性及商业合理性；

7、查阅发行人三会资料，核查关联采购相关决策程序情况；

8、查阅同行业可比上市公司的年报及其他信息披露文件，了解同行业可比上市公司的关联采购情况及采购单价；

9、对比发行人向关联方和其他供应商采购煤炭的采购单价，分析关联采购交易价格的公允性；

10、对比发行人与同行业可比上市公司的煤炭采购单价，分析关联采购交易价格的公允性；

11、结合关联采购占比及煤炭关联采购的可替代性，分析关联交易对发行人独立经营能力是否存在重大影响。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及申报会计师认为：

1、报告期内，发行人同时持有大额货币资金及有息负债系考虑了资金周转时间和未来资金计划安排，为未来拟投资项目建设和日常大宗原材料采购提供资金支持。报告期各期，发行人借款利息费用和利息收入与存贷款规模相匹配。

2、发行人能够自由存取并管控存放于集团财务公司处的所有资金，不存强制归集和资金使用受限的情况。

3、报告期内，发行人与关联方发生以煤炭采购为主的大额关联采购，系公司根据生产经营实际需要，借助关联方在煤炭采购领域的优势，以达到保障公司的原料供应、质量和成本控制的目的，符合行业特点，具备必要性及商业合理性。

4、报告期内，发行人与关联方发生的大额关联采购均履行了《公司章程》《股东大会议事规则》《董事会议事规则》《关联交易管理制度》规定的决策程序。

5、报告期内，发行人向关联方和贵州地区其他供应商采购煤炭的均价差异较大，主要系所采购的煤炭热值参数以及区域市场差异较大，价格差异具备合理性；对比可查询到的同行业可比上市公司采购单价，公司煤炭关联采购均价与同行业可比上市公司采购单价不存在重大差异；公司向关联方采购煤炭的定价遵循市场化原则，2021年及2022年关联采购价格较高主要系彼时煤炭市场供应紧缺导致，2023年以来关联采购价格与市场价格基本一致，关联采购价格具备公允性。

6、报告期内，公司关联采购占比较高，但主要以煤炭采购为主。煤炭属于大宗商品，相关采购具备可替代性，不会对公司独立经营能力造成重大影响。

问题 6 关于财务性投资

根据申报材料，截至报告期末，发行人认定财务性投资金额合计为 41,916.63 万元。

请发行人说明：（1）自本次董事会决议日前六个月至今，公司实施或拟实施财务性投资（含类金融业务）的具体情况，相关财务性投资是否已从本次募集资金总额中扣除；（2）结合相关资产的具体内容等，说明最近一期末公司的财务性投资情况，是否存在应认定财务性投资而未认定的情形。

请保荐机构及申报会计师核查并发表明确意见，并就发行人是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》第 1 条、《监管规则适用指引——发行类第 7 号》第 1 条的相关规定发表明确意见。

回复：

一、发行人说明

（一）自本次董事会决议日前六个月至今，公司实施或拟实施财务性投资（含类金融业务）的具体情况，相关财务性投资是否已从本次募集资金总额中扣除；

自本次发行董事会决议日前六个月至今，公司不存在新增实施财务性投资（含类金融业务）的情形。

公司参与投资福建省能化科创股权投资合伙企业（有限合伙）（以下简称能化科创基金），其中，公司以自有资金认缴出资人民币 0.98 亿元，约占合伙企业认缴出资额的 24.02%，目前公司尚未实缴出资，出资时间亦尚未确定。能化科创基金尚未开展相关投资，未来投资行业方向将重点围绕能源以及配套的智能工业互联网等领域的科技创新企业。该投资系产业相关投资，有利于发挥各自优势、形成协同效果，与公司主营业务及战略发展方向具有相关性和协同性。因此，公司关于能化科创基金的投资不属于财务性投资。

综上，自本次发行董事会决议日前六个月至今，公司不存在实施或拟实施的财务性投资（含类金融业务）的情形，无需对本次募集资金总额进行扣除。

(二) 结合相关资产的具体内容等, 说明最近一期末公司的财务性投资情况, 是否存在应认定财务性投资而未认定的情形。

截至 2024 年 9 月 30 日, 公司持有的可能存在财务性投资的报表科目情况如下:

序号	项目	金额(万元)
1	其他应收款	13,833.81
	其中: 应收股利	10,942.73
2	其他流动资产	25,855.53
3	长期股权投资	996,639.52
4	其他权益工具投资	67,128.49
5	其他非流动资产	73,193.63

最近一期末, 公司不存在持有金额较大、期限较长的交易性金融资产、借予他人款项、委托理财等财务性投资的情形。具体情况如下:

1、其他应收款

截至 2024 年 9 月 30 日, 公司持有的其他应收款账面价值为 13,833.81 万元, 具体情况如下:

单位: 万元

项目	2024 年 9 月 30 日账面价值	是否属于财务性投资
应收股利	10,942.73	否
其他应收款	2,891.09	否
其中: 押金、备用金	414.97	否
应收退税款	1,137.60	否
代收代付	31.19	否
其他往来	1,307.33	否
合计	13,833.81	

截至 2024 年 9 月 30 日, 公司持有的其他应收款主要为应收退税款、其他往来、押金、备用金、应收股利等, 其他往来主要包括应收政府补助等, 不属于财务性投资。

2、其他流动资产

截至 2024 年 9 月 30 日, 公司持有的其他流动资产账面价值为 25,855.53 万

元，具体情况如下：

单位：万元

项目	2024年9月30日账面价值	是否属于财务性投资
待抵扣进项税	25,476.68	否
预缴税金	315.04	否
其他	63.81	否
合计	25,855.53	

截至2024年9月30日，公司持有的其他流动资产主要为待抵扣进项税，不属于财务性投资。

3、长期股权投资

截至2024年9月30日，公司持有的长期股权投资账面余额为996,639.52万元，具体情况如下：

单位：万元

序号	项目	账面余额	持股比例		主营业务	是否属于财务性投资
			直接	间接		
1	国能（泉州）热电有限公司	63,854.38	23%	-	供热、火力发电	否
2	华能霞浦核电有限公司	8,888.62	10%	-	开发、建设、经营管理压水堆电站和高温气冷堆核电	否
3	海峡发电有限责任公司	409,010.04	35%	-	新能源电力投资与开发	否
4	中核霞浦核电有限公司	637.71	20%	-	核电站的建设、运营和管理	否
5	福建宁德第二核电有限公司	16,772.35	10%	-	核电站的投资、建设与经营	否
6	国核（福建）核电有限公司	6,195.00	35%	-	核能发电；核电项目开发、投资、建设、运营及管理	否
7	福建省石狮热电有限责任公司	22,830.13	46.67%	-	供热、供电、煤渣综合利用	否
8	福建宁德核电有限公司	177,855.27	10%	-	核电站的建设、运营和管理	否
9	福建电力交易中心有限公司	2,712.44	10%	-	负责电力市场交易平台的建设、运营和管理	否
10	福建省能源石化集团财务有限公司	26,533.72	10%	-	金融业	是
11	宁德市环三售电有限公司	3,679.47	-	29%	电力供应等	否
12	泉州市梅山美溪供电有限公司	1,126.14	-	40.63%	电力供应、机电安装、交电零售	否
13	国能神福（石狮）发电有限公司	256,544.24	-	49%	火力发电	否
	合计	996,639.52			-	

除福建省能源石化集团财务有限公司外，公司投资的参股公司的主营业务均属于主营的电力供应相关领域。该等投资系公司进行的产业相关投资，有利于发挥各自优势、形成协同效果，符合公司的主营业务和战略发展方向，亦符合行业惯例，故不属于财务性投资。

福建省能源石化集团财务有限公司主要从事企业集团财务公司服务。公司对其投资的主要目的系为获取更好的金融服务，并非赚取短期投资收益。根据《证券期货法律适用意见第 18 号》的规定，上述投资为非金融企业投资金融业务，属于财务性投资。公司于 2014 年对其进行投资且报告期内并未新增投资，投资时间不属于本次发行董事会决议日前六个月至本次发行前的时间范畴。截至 2024 年 9 月 30 日，公司对其投资金额占公司归母净资产的比例仅为 1.12%，远低于 30%，亦不属于金额较大的财务性投资。

4、其他权益工具投资

截至 2024 年 9 月 30 日，公司持有的其他权益工具投资账面余额为 67,128.49 万元，具体情况如下：

单位：万元

序号	项目	账面余额	持股比例		主营业务	是否属于财务性投资
			直接	间接		
1	华润电力（温州）有限公司	52,317.62	20%	-	发电业务、输电业务、供（配）电业务	否
2	交通银行股份有限公司	14,041.50	0.03%	-	金融业	是
3	兴业证券股份有限公司	569.37	0.01%	-	金融业	是
4	南平市投资担保中心	200.00	-	3.92%	现已成建制划入福建省中华会计函授校南平分校（南平市会计考试管理中心）	是
	合计	67,128.49			-	

上述是公司长期持有的投资，公司将其指定为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产。

除华润电力（温州）有限公司（以下简称“华润温州”）外，公司所持有的其他权益工具投资均系 2014 年实施重大资产重组时，承继原上市公司福建南纺股份有限公司持有的权益投资，该部分资产占公司归母净资产的比例低。

华润温州主要经营电力建设、生产、销售及电力生产相关的燃料、粉煤灰、脱硫石膏等附属经营及综合利用。华润温州拥有大容量、高参数、超超临界的百万机组，各项主要技术经济指标在国内同类型机组中处于领先水平，收购华润温州 20% 股权，有利于公司实施省外业务布局，做优做强主业，提升公司经营规模和盈利能力，符合公司的战略定位和发展规划，并非以赚取短期投资收益为目的，不构成财务性投资。

公司持有交通银行股份有限公司和兴业证券股份有限公司流通股属于购买收益波动大且风险较高的金融产品，故属于财务性投资。报告期内，公司仅于 2022 年参与兴业证券股份有限公司配股增持 192,660.00 股股票，除此之外，公司持有上述两家上市公司股票的数量未发生变动，故投资时间不属于本次发行董事会决议日前六个月至本次发行前的时间范畴。截至 2024 年 9 月 30 日，公司合计投资金额占公司归母净资产的比例仅为 0.62%，远低于 30%，亦不属于金额较大的财务性投资。

公司于 1995 年投资南平市投资担保中心（原闽北武夷信托投资公司，后于 2020 年 9 月申请注销事业单位登记，债权债务由福建省中华会计函授学校南平分校全盘承接），系响应政府号召，为支持地方经济建设和社会发展进行的投资，属于财务性投资。公司投资时间不属于本次发行董事会决议日前六个月至本次发行前的时间范畴；截至 2024 年 9 月 30 日，公司对其投资金额占公司归母净资产的比例仅为 0.01%，远低于 30%，亦不属于金额较大的财务性投资。

5、其他非流动资产

截至 2024 年 9 月 30 日，公司持有的其他非流动资产账面价值为 73,193.63 万元，具体情况如下：

单位：万元

项目	2024 年 9 月 30 日账面价值	是否属于财务性投资
预付土地使用权款	4.01	否
预付设备、工程款	13,850.22	否
待抵扣进项税	39,032.57	否
项目前期费用	7,595.16	否
定期存款	12,711.68	否

项目	2024年9月30日账面价值	是否属于财务性投资
合计	73,193.63	-

截至2024年9月30日，公司持有的其他非流动资产主要为待抵扣进项税、预付设备款、定期存款等，不属于财务性投资。

公司购买的定期存款风险较低、收益相对稳定，不属于购买收益波动大且风险较高的金融产品，故不属于财务性投资。

综上，截至2024年9月30日，公司持有的可能属于财务性投资的情形主要包括持有福建省能源石化集团财务有限公司10%股权、持有交通银行及兴业证券流通股等，财务性投资合计账面余额为41,344.59万元，占公司当期末合并报表归属于母公司净资产的比例仅为1.75%，远低于30%，不属于最近一期末存在持有金额较大的财务性投资的情形，不存在应认定财务性投资而未认定的情形；此外，上述财务性投资的投资时间均不属于本次发行董事会决议日前六个月至本次发行前的时间范畴，且本次募投项目亦未设置补充流动资金项目，不存在应从本次募集资金总额中扣除的情形。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

- 1、查阅有关财务性投资及类金融业务的法律法规；
- 2、查阅发行人其他应收款、其他流动资产、长期股权投资、其他权益工具投资、其他非流动资产等科目明细表，获取被投资单位公司章程或合伙协议等文件，了解投资背景、投资目的以及被投资单位与发行人主营业务的关系等情况，判断相关股权投资是否属于财务性投资；
- 3、核查发行人自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今是否存在实施或拟实施的财务性投资（包括类金融投资）情况。

（二）核查意见

1、经核查，保荐机构及申报会计师认为：

（1）自本次发行董事会决议日前六个月至今，发行人不存在实施或拟实施的财务性投资（含类金融业务）的情形，无需对本次募集资金总额进行扣除。

(2) 最近一期末发行人持有的可能属于财务性投资的情形主要包括持有福建省能源石化集团财务有限公司 10%股权、持有交通银行及兴业证券流通股等，财务性投资合计账面余额为 41,344.59 万元，占发行人当期末合并报表归属于母公司净资产的比例仅为 1.75%，远低于 30%，不属于最近一期末存在持有金额较大的财务性投资的情形，不存在应认定财务性投资而未认定的情形。

2、保荐机构及申报会计师就发行人是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》第 1 条、《监管规则适用指引——发行类第 7 号》第 1 条的相关规定发表明确意见

(1) 发行人符合《证券期货法律适用意见第 18 号》第 1 条的相关规定，具体如下：

规定	规定具体内容	适用情况	是否符合规定
第 1 条第一款	财务性投资包括但不限于：投资类金融业务；非金融企业投资金融业务（不包括投资前后持股比例未增加的对集团财务公司的投资）；与公司主营业务无关的股权投资或；投资产业基金、并购基金；拆借资金；委托贷款；购买收益波动大且风险较高的金融产品等。	截至报告期末，发行人存在该条列示的财务性投资，系持有福建省能源石化集团财务有限公司 10%股权、持有交通银行及兴业证券流通股、持有南平市投资担保中心股权。	是
第 1 条第二款	围绕产业链上下游以获取技术、原料或者渠道为目的的产业投资，以收购或者整合为目的的并购投资，以拓展客户、渠道为目的的拆借资金、委托贷款，如符合公司主营业务及战略发展方向，不界定为财务性投资。	除上述财务性投资外，公司投资的其他参股公司的主营业务均属于主营的电力供应相关领域，符合公司的主营业务和战略发展方向，不属于财务性投资。	是
第 1 条第三款	上市公司及其子公司参股类金融公司的，适用本条要求；经营类金融业务的不适用本条，经营类金融业务是指将类金融业务收入纳入合并报表。	截至报告期末，发行人不存在参股类金融公司的情形。	是
第 1 条第四款	基于历史原因，通过发起设立、政策性重组等形成且短期难以清退的财务性投资，不纳入财务性投资计算口径。	截至报告期末，发行人持有的南平市投资担保中心股权属于基于历史原因形成的财务性投资。基于谨慎性原则，将其纳入财务性投资计算口径。	是
第 1 条第五款	金额较大是指，公司已持有和拟持有的财务性投资金额超过公司合并报表归属于母公司净资产的百分之三十（不包括对合并报表范围内的类金融业务的投资金额）。	发行人不存在拟财务性投资事项；截至报告期末，发行人已持有财务性投资金额为 41,344.59 万元，占公司合并报表归属于母公司净资产的比例为 1.75%，未超过百分之三十，不属于金额较大的财务性投资。	是

规定	规定具体内容	适用情况	是否符合规定
第1条第六款	本次发行董事会决议日前六个月至本次发行前新投入和拟投入的财务性投资金额应当从本次募集资金总额中扣除。投入是指支付投资资金、披露投资意向或者签订投资协议等。	自本次发行董事会决议日前六个月至今，发行人不存在实施或拟实施财务性投资。	是
第1条第七款	发行人应当结合前述情况，准确披露截至最近一期末不存在金额较大的财务性投资的基本情况。	发行人已在募集说明书“第五节财务会计信息与管理层分析”之“六、财务状况分析”之“（五）财务性投资情况”中披露相关内容。	是

(2) 发行人符合《监管规则适用指引——发行类第7号》第1条的相关规定，具体如下：

规定	规定具体内容	适用情况	是否符合规定
第1条第一款	除人民银行、银保监会、证监会批准从事金融业务的持牌机构为金融机构外，其他从事金融活动的机构均为类金融机构。类金融业务包括但不限于：融资租赁、融资担保、商业保理、典当及小额贷款等业务。	截至报告期末，发行人不存在类金融业务。	是
第1条第二款	发行人应披露募集资金未直接或变相用于类金融业务的情况。对于虽包括类金融业务，但类金融业务收入、利润占比均低于30%，且符合下列条件后可推进审核工作： （一）本次发行董事会决议日前六个月至本次发行前新投入和拟投入类金融业务的金额（包含增资、借款等各种形式的资金投入）应从本次募集资金总额中扣除。 （二）公司承诺在本次募集资金使用完毕前或募集资金到位36个月内，不再新增对类金融业务的资金投入（包含增资、借款等各种形式的资金投入）。	本次募集资金拟用于“泉惠石化工业区2×660MW超超临界热电联产项目”和“福建省仙游木兰抽水蓄能电站项目”，不存在未直接或变相用于类金融业务的情形。发行人已在募集说明书“第七节 本次募集资金运用”中披露相关内容。	是
第1条第三款	与公司主营业务发展密切相关，符合业态所需、行业发展惯例及产业政策的融资租赁、商业保理及供应链金融，暂不纳入类金融业务计算口径。发行人应结合融资租赁、商业保理以及供应链金融的具体经营内容、服务对象、盈利来源，以及上述业务与公司主营业务或主要产品之间的关系，论证说明该业务是否有利于服务实体经济，是否属于行业发展所需或符合行业惯例。	截至报告期末，发行人不存在类金融业务。	是
第1条第四款	保荐机构应就发行人最近一年一期类金融业务的内容、模式、规模等基本情况及相关风险、债务偿付能力及经营合规性进行核查并发表明确意见，律师应就发行人最近一年一期类金融业务的经营合规性进行核查并发表明确意见。	截至报告期末，发行人不存在类金融业务。	是

问题 7 关于其他

请发行人说明：公司持股 5%以上股东或董事、监事、高管是否参与本次可转债发行认购；若是，在本次可转债认购前后六个月内是否存在减持公司股份或已发行可转债的计划或者安排，

若无，请出具承诺并披露。

请保荐机构和发行人律师核查并发表明确意见。

回复：

一、发行人说明

（一）公司持股 5%以上股东或董事、监事、高管是否参与本次可转债发行认购

根据公司董事会、股东大会审议通过的《福建福能股份有限公司向不特定对象发行可转换公司债券预案》，本次可转换公司债券的发行对象为持有中国证券登记结算有限责任公司上海分公司证券账户的自然人、法人、证券投资基金、符合法律规定的其他投资者等（国家法律、法规禁止者除外）。本次发行的可转换公司债券给予公司原 A 股股东优先配售权，原股东有权放弃优先配售权。向原股东优先配售的具体比例提请公司股东大会授权董事会在发行前根据市场情况确定，并在本次发行可转换公司债券的发行公告中予以披露。

公司持股 5%以上股东为福建省能源集团有限责任公司和三峡资本控股有限责任公司。能源集团和三峡资本已出具承诺函，承诺将根据本次可转债发行时的市场情况及资金安排决定是否参与认购公司本次发行的可转债。

公司董事、监事和高级管理人员承诺不参与认购本次发行的可转债。

（二）若是，在本次可转债认购前后六个月内是否存在减持公司股份或已发行可转债的计划或者安排，若无，请出具承诺并披露。

截至本回复出具日前六个月，公司持股 5%以上股东能源集团和三峡资本未减持公司股份。公司董事、监事和高级管理人员未持有公司股份。

公司已于《募集说明书》“第二节本次发行概况”之“三、本次发行的基本

情况”中补充披露如下：

(十二) 公司持股 5%以上股东、董事、监事及高级管理人员本次可转债的认购安排及承诺

公司直接控股股东能源集团将视情况参与本次可转换公司债券的发行认购，并承诺若参与本次发行认购，在认购前后六个月内不减持公司股票及认购的本次可转换公司债券。具体承诺如下：

“1、本公司确认在福能股份本次可转债发行首日（募集说明书公告日）前六个月内不存在减持福能股份股票的情形，截至本承诺函出具日，本公司不存在减持福能股份股票的计划或安排。

2、如福能股份启动本次可转债发行，本公司将按照《证券法》《可转换公司债券管理办法》等相关规定，根据本次可转债发行时的市场情况及资金安排决定是否参与认购福能股份本次发行的可转债，并严格履行相应信息披露义务。若福能股份启动本次可转债发行之日与本公司最后一次减持福能股份股票的日期间隔不满六个月（含）的，本公司将不参与认购福能股份本次发行的可转债。

3、本公司承诺将严格遵守《证券法》《可转换公司债券管理办法》等相关规定中关于股票交易的规定，在本次可转债认购前后六个月内不减持福能股份的股票或已发行的可转债。

4、本公司自愿作出上述承诺，并自愿接受本承诺函的约束。若本公司违反上述承诺发生减持福能股份股票、可转债的情况，本公司因减持福能股份股票、可转债的所得收益全部归福能股份所有，并依法承担由此产生的法律责任。若给福能股份和其他投资者造成损失的，本公司将依法承担赔偿责任。

5、若本承诺函出具之后适用的相关法律、法规、规范性文件、政策及证券监管机构的要求发生变化的，本公司承诺将自动适用变更后的相关法律、法规、规范性文件、政策及证券监管机构的要求。”

公司持股 5%以上股东三峡资本将视情况参与本次可转换公司债券的发行认购，并承诺若参与本次发行认购，在认购前后六个月内不减持公司股票及认购的本次可转换公司债券。具体承诺如下：

“1、如福能股份启动本次可转债发行，本公司将按照《证券法》《可转换公司债券管理办法》等相关规定，根据本次可转债发行时的市场情况及资金安排决定是否参与认购福能股份本次发行的可转债，并严格履行相应信息披露义务。若福能股份启动本次可转债发行之日与本公司最后一次减持福能股份股票的日期间隔不满六个月（含）的，本公司将不参与认购福能股份本次发行的可转债。

2、本公司承诺将严格遵守《证券法》《可转换公司债券管理办法》等关于股票交易的规定，如本公司参与认购，在本次可转债认购前后六个月内不减持福能股份的股票或已发行的可转换公司债券。

3、本公司自愿作出上述承诺，并自愿接受本承诺函的约束。若本公司违反上述承诺发生减持福能股份股票、可转债的情况，本公司因减持福能股份股票、可转债的所得收益全部归福能股份所有，并依法承担由此产生的法律责任。若给福能股份和其他投资者造成损失的，本公司将依法承担赔偿责任。

4、若本承诺函出具之后适用的相关法律、法规、规范性文件、政策及证券监管机构的要求发生变化的，本公司承诺将自动适用变更后的相关法律、法规、规范性文件、政策及证券监管机构的要求。”

公司董事、监事和高级管理人员将不参与认购本次可转换公司债券。具体承诺如下：

“本人承诺不参与本次可转债的发行认购，亦不通过本人配偶、父母、子女及他人账户参与本次可转债的发行认购；本人放弃本次可转债的发行认购系本人真实意思表示，如果违反承诺参与本次可转债的发行认购，违规所得收益归属公司所有，并按照中国证监会和上海证券交易所的有关规定承担责任；本人将严格遵守《证券法》等相关法律、法规以及规范性文件中有关短线交易的相关规定，避免产生短线交易。”

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐机构及发行人律师履行了如下核查程序：

1、查阅中国证券登记结算有限责任公司出具的发行人股东名册，查阅发行人公开披露的定期报告、临时公告；

2、查阅《福建福能股份有限公司向不特定对象发行可转换公司债券预案》及预案相关的董事会、股东大会会议资料；

3、查阅《中华人民共和国证券法》《上市公司证券发行注册管理办法》《可转换公司债券管理办法》等相关法律、法规和规范性文件；

4、查阅发行人持股 5%以上股东及董事、监事、高级管理人员是否参与本次可转债发行认购的承诺文件。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及发行人律师认为：

发行人董事、监事和高级管理人员承诺不参与认购本次发行的可转债；发行人持股 5%以上股东能源集团和三峡资本将根据本次可转债发行时的市场情况及资金安排决定是否参与认购公司本次发行的可转债，并已出具相关承诺将遵守短线交易的相关规定，发行人已在募集说明书中对相关内容进行披露。

保荐机构关于发行人回复的总体意见

对本回复报告中的发行人回复，保荐机构均已进行核查，确认并保证其真实、完整、准确。

（以下无正文）

（本页无正文，为福建福能股份有限公司《关于福建福能股份有限公司向不特定对象发行可转换公司债券申请文件的审核问询函的回复》之签章页）



2024年12月6日

发行人法定代表人、董事长声明

本人已认真阅读《关于福建福能股份有限公司向不特定对象发行可转换公司债券申请文件的审核问询函的回复》全部内容，确认回复的内容真实、准确、完整，不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应的法律责任。

发行人法定代表人、董事长：



桂思玉



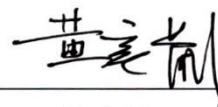
2024年12月6日

（本页无正文，为兴业证券股份有限公司《关于福建福能股份有限公司向不特定对象发行可转换公司债券申请文件的审核问询函的回复》之签章页）

保荐代表人：



戴劲



黄实彪



兴业证券股份有限公司

2024年12月6日

保荐人法定代表人、董事长声明

本人已认真阅读福建福能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、误导性陈述或者重大遗漏，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。

保荐人法定代表人、董事长：

杨华辉



2024年12月6日