

目 录

一、关于前次募集资金及本次募投项目·····	第 1—50 页
二、关于经营状况、财务情况及财务性投资·····	第 51—105 页
三、附件：关于本次募投项目相关情况的说明·····	第 106—125 页
四、执业资质证书·····	第 126—129 页

关于吉林电力股份有限公司 申请向特定对象发行股票的审核问询函中 有关财务事项的说明

天健函（2023）1-112号

深圳证券交易所：

我们已对《关于吉林电力股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函》（审核函（2023）120068号，以下简称审核问询函）所提及的吉林电力股份有限公司（以下简称吉电股份或公司）财务事项进行了审慎核查，并出具了《关于吉林电力股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函中有关财务事项的说明》（天健函（2023）1-50号）。因吉电股份补充了最近一期财务数据，我们为此作了追加核查，现汇报如下。

本说明中涉及货币金额的单位，如无特别注明，均为人民币万元，部分合计数与各单项数据之和在尾数上存在差异，系四舍五入所致。本说明所载2023年1-6月的财务数据未经审计。

一、关于前次募集资金及本次募投项目

发行人前次募集资金投资项目中“延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）”因所在地存在一定程度弃风影响未达到预期效益。根据申报材料，本次“风光制绿氢合成氨一体化系示范项目”（以下简称“一体化项目”）建设主体大安吉电绿氢能源有限公司已与大安市两家子镇人民政府签署了《土地租赁协议》，拟租赁土地用于建设一体化项目光伏部分，将根据建设进度与拟租赁地村集体签署土地租赁及流转相关合同，并获取村民委员会决议；此外，本次募投项目“白城绿电产业示范园配套电源一期10万千瓦风电项目”未取得接入系统方案批复文件。

根据申报材料，发行人火力发电及供热业务全部在吉林省内，除此外，其控股股东、实际控制人在吉林省内无其他火电资产，发行人据此认定与控股股东、实际控制人在火力发电及供热业务方面不存在同业竞争。同时，发行人认为根据相关法规，风力发电及光伏发电应全额消纳，即风力及光伏所发电量可全部上网实现销售，因此认定风力发电、光伏发电业务与实控人下属火力发电业务之间不存在同业竞争。

请发行人补充说明：（1）前次募集资金累计使用比例为 99.99%，请说明资金使用最新进度、未完全使用的原因，并结合“延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）”所在地情况，说明未达预期效益的原因和合理性；（2）本次募投项目审批、备案办理情况的最新进展，是否已取得项目开工所需的所有审批文件，项目实施是否存在重大不确定性或对本次发行构成实质性障碍，若无法按期取得相关批复对募投项目实施的影响及拟采取的替代措施；（3）结合本次募投项目中涉及集体用地的情形，说明土地使用权证办理的最新进展，是否存在实质性障碍以及相关替代措施；（4）发行人报告期经营集中于火电、风电和光伏发电，本次一体化项目涉及氢能应用，请用列表等形式说明本次募投项目产品与现有产品的区别和联系，结合人员和技术储备等说明是否存在技术实施风险，量产是否存在重大不确定性；（5）列示发行人分地区、分业务条线的产能利用率或产销率（包括电力、热力等），结合本次募投项目实施地区的用电需求和供给、当地政策支持、市场和客户储备、在手订单或意向性合同、同行业公司可比项目等情况，分项目量化测算并说明发行人的实际产能需求是否与当地经济发展趋势相符，拟采取的产能消化措施，是否存在弃风弃电的风险；（6）列示本次募投项目的具体投资构成明细，结合各明细项目所需资金的测算假设及主要计算过程，说明各项投资支出的必要性和合理性，是否包含董事会前投入的资金，非资本性支出和补流比例是否符合要求，是否存在过度融资的情形；（7）结合行业产业政策、已有同类项目投资和盈利情况，说明本次募投项目是否纳入或拟纳入财政补贴范围，单位投资规模与同类项目对比是否存在差异，是否存在重复建设的情形；（8）结合产品毛利率、单位价格、单位成本等关键参数情况，对效益预测中与现有业务或同行业可比公司差异较大的关键参数进行对比分析，就相关参数变动的影响进行敏感性分析，说明效益测算是否合理谨慎；（9）结

合新增固定资产和无形资产的金额、转固时点等，说明前次和本次募投项目建成后新增折旧和摊销对发行人未来经营业绩的影响；（10）结合同行业可比公司的认定情况，说明根据业务地域、全额消纳而认定不构成同业竞争等情形是否合理和充分，并说明本次募投项目实施后是否会新增对发行人构成重大不利影响的同业竞争、显失公平的关联交易，或者严重影响公司生产经营的独立性，如是，请明确相关解决措施并出具承诺。

请发行人补充披露（2）（3）（4）（5）（8）（9）相关风险。

请保荐人核查并发表明确意见，请发行人律师核查（2）（3）（10）并发表明确意见，请会计师核查（1）（6）（7）（8）（9）并发表明确意见。

请保荐人和会计师对截至最新的前次募集资金使用进度情况出具专项报告。请保荐人和发行人律师按照《监管规则适用指引——发行类第6号》第6-1条、6-2条相关要求出具专项说明。

（一）前次募集资金累计使用比例为99.99%，请说明资金使用最新进度、未完全使用的原因，并结合“延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）”所在地情况，说明未达预期效益的原因和合理性

1. 前次募集资金使用最新进度及未完全使用的原因说明

截至2023年6月30日，公司前次募集资金使用进度如下：

单位：万元

投资项目	项目总投资	承诺募集资金投资总额（1）	截至期末累计投入募集资金总额（2）	截至期末投资进度（3）=（2）/（1）
安徽宿松九成风电项目（100MW）	81,557.00	31,026.44	31,026.44	100.00%
延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）	79,837.00	29,123.28	29,123.28	100.00%
青海乌兰风电项目（50MW）	39,765.00	8,374.83	8,374.83	100.00%
江西兴国风电场项目（278MW）	237,785.00	7,042.00	7,042.00	100.00%
广西崇左响水平价光伏项目（150MW）	60,000.00	35,502.11	35,502.11	100.00%
山东寿光恒远平价光伏项目（200MW）	96,340.00	45,800.00	45,800.00	100.00%
补充流动资金	/	62,849.21	62,862.56	100.02%
合计	595,284.00	219,717.87	219,731.22	100.01%

截至 2023 年 6 月 30 日，前次募集资金投资进度（累计投入募集资金总额占承诺募集资金投资总额的比例）为 100.01%，募集资金已投入完毕。累计投入募集资金总额大于承诺募集资金投资总额系募集资金专户的银行存款利息扣除手续费的净额投资所致。

截至 2023 年 6 月 30 日，募集资金专户余额为 3.13 万元，为银行存款利息。

2. 结合“延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）”所在地情况，说明未达预期效益的原因和合理性

延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）2021 年、2022 年及 2023 年 1-6 月预计效益及实际效益情况如下：

单位：万元

期间	预计效益	实际效益	达成率
2021 年度	1,366.88	1,236.28	90.45%
2022 年度	1,576.35	675.83	42.87%
2023 年 1-6 月	962.50	1,371.18	142.46%
合计	3,905.73	3,283.29	84.06%

(1) 地区弃风限电影响

延安宝塔蟠龙风电项目所在地为陕西省，根据全国新能源消纳监测预警中心数据，陕西省 2021 年和 2022 年同类型风电项目平均发电利用小时数分别为 1,742 小时和 1,653 小时，风电利用率分别为 97.70%和 94.70%，存在一定弃风情形。

此外受延安地区系统调峰和消纳不足影响，延安地区风电场存在弃风限电现象。延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）2021 年和 2022 年实际发电利用小时分别为 1,584 小时和 1,695 小时，风电利用率分别为 97.42%和 97.20%，从而导致 2021 年度和 2022 年度净利润分别减少约 123 万元和 242 万元。

(2) 2022 年延安地区风速不及预期

延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）可行性研究报告的预计风速 5.82m/s，2021 年延安地区实际平均风速为 5.80m/s，低于可行性研究报告的预计风速，导致净利润减少 8 万元。

受地区极端天气影响，2022 年延安地区实际平均风速仅为 4.52m/s，显著低于可行性研究报告的预计风速，导致 2022 年净利润减少约 663 万元。

综上，延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）2021 年及 2022 年效益未达预期，主要受地区弃风限电及极端天气影响，具有合理性。

3. 核查过程及核查意见

(1) 核查过程

针对上述事项，我们执行了以下核查程序：

1) 查阅了国际能源网、全国新能源消纳监测预警中心等官方网站统计的风电利用率、区域及全国新能源消纳情况数据，并进行比较分析；

2) 查阅了延安宝塔蟠龙风电项目风电场发电信息统计表，结合实际情况对项目弃风情况的原因及合理性进行分析。

(2) 核查意见

经核查，我们认为：

延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）未达预期效益的原因主要为区域风电利用率不足及 2022 年全年平均风速低于预计风速。项目未达到预期收益具有一定的合理性。

(二) 列示本次募投项目的具体投资构成明细，结合各明细项目所需资金的测算假设及主要计算过程，说明各项投资支出的必要性和合理性，是否包含董事会前投入的资金，非资本性支出和补流比例是否符合要求，是否存在过度融资的情形

1. 本次募投项目的具体投资构成明细，结合各明细项目所需资金的测算假设及主要计算过程，说明各项投资支出的必要性和合理性

公司本次向特定对象发行股票的募集资金总额为不超过 553,850.00 万元（含本数），扣除发行费用后的募集资金净额用于以下项目：

单位：万元

序号	募集资金项目	项目动态总投资金额	拟投入募集资金
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	595,578.94	228,456.20
2	扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	56,377.05	54,582.16
3	吉林长岭 10 万千瓦风电项目	56,001.71	54,527.01
4	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	54,634.97	43,281.00
5	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	129,100.42	39,153.63
6	补充流动资金	/	133,850.00

序号	募集资金项目	项目动态总投资金额	拟投入募集资金
	合计	891,693.09	553,850.00

注：上述拟使用募集资金金额已扣除公司第九届董事会第五次会议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 46,150 万元

上述各募投项目的具体投资数额安排明细、投资数额的测算依据和测算过程请详见附件“关于本次募投项目投资支出的说明”部分内容。

本次募投项目各明细项目的所需资金的测算均依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等，由专业人员计算而来，具有必要性和合理性。

2. 是否包含董事会前投入的资金

本次募投项目（不含补充流动资金部分）的资金使用进度情况如下表：

单位：万元

序号	项目	项目动态总投资金额	截至董事会前已投入金额	项目后期需投资金额	拟使用募集资金金额
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	595,578.94	7,353.34	588,225.60	228,456.20
2	扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	56,377.05	980.38	55,396.67	54,582.16
3	吉林长岭 10 万千瓦风电项目	56,001.71	385.25	55,616.46	54,527.01
4	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	54,634.97	10,348.46	44,286.51	43,281.00
5	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	129,100.42	75,303.98	53,796.44	39,153.63
	合计	891,693.09	94,371.41	797,321.68	420,000.00

注：上表所称董事会指 2022 年 12 月 30 日公司召开的第九届董事会第五次会议

本次募投项目总投资金额中拟使用募集资金的部分，不包含董事会前投入的资金，本次募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

3. 非资本性支出和补流比例是否符合要求，是否存在过度融资的情形

(1) 本次募投项目募集资金的具体投资构成明细

1) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目

单位：万元

投资内容	风电部分		
	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	183,672.64	是	183,672.64

投资内容	风电部分		
	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
建安工程费	75,898.81	是	44,783.56
其他费用	34,689.28	是	-
储能工程	12,000.00	是	-
建设期利息	9,635.11	是	-
基本预备费	4,413.91	否	-
小 计	320,309.75	/	228,456.20
投资内容	光伏部分		
	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	30,789.70	是	-
建安工程费	8,424.04	是	-
其他费用	1,747.54	是	-
建设期利息	1,295.76	是	-
基本预备费	819.23	否	-
小 计	43,076.27	/	-
投资内容	化工部分		
	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	110,940.96	是	-
主要材料费	27,759.98	是	-
安装费	16,940.18	是	-
建筑工程费	38,596.40	是	-
其他费用	23,823.95	是	-
基本预备费	11,610.83	否	-
建设期利息	2,520.62	是	-
小 计	232,192.92	/	-
合 计	595,578.94	/	228,456.20

2) 扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目

单位：万元

投资内容	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	33,195.05	是	33,195.05
建安工程费	14,642.33	是	14,642.33
其他费用	5,845.74	是	5,165.37
建设期利息	1,584.18	是	1,579.41

投资内容	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
基本预备费	809.75	否	-
送出工程	300.00	是	-
合计	56,377.05	/	54,582.16

3) 吉林长岭 10 万千瓦风电项目

单位：万元

投资内容	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	32,444.75	是	32,444.75
建安工程费	15,197.31	是	15,197.31
其他费用	6,289.85	是	5,904.60
建设期利息	1,535.79	是	980.35
基本预备费	294.01	否	-
送出工程	240.00	是	-
合计	56,001.71	/	54,527.01

4) 白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目

单位：万元

投资内容	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	33,987.65	是	33,987.65
建安工程费	12,773.08	是	9,293.35
其他费用	4,455.26	是	-
送出工程	1,680.00	是	-
建设期利息	966.97	是	-
基本预备费	772.01	否	-
合计	54,634.97	/	43,281.00

5) 邕宁吉电百济新平农光互补发电项目

单位：万元

投资内容	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	87,121.22	是	30,514.11
建安工程费	24,666.81	是	8,639.52
其他费用	9,369.41	是	-
送出工程	4,500.00	是	-
建设期利息	2,357.42	是	-
基本预备费	1,085.56	否	-
合计	129,100.42	/	39,153.63

各募投项目动态总投资额合计 891,693.09 万元，其中资本性投入金额 871,887.79 万元，占动态总投资额的比例为 97.78%；募集资金用于各募投项目的合计投入资金 420,000.00 万元，占动态总投资额的比例为 47.10%，全部用于资本性投入。

(2) 非资本性支出和补流比例是否符合要求

本次发行募投项目的动态总投资金额为 891,693.09 万元，拟投入募集资金 420,000.00 万元用于工程建设、购买设备等资本性支出。项目建设所需的非资本性支出部分由公司以自有或自筹资金投入。

本次发行同时拟募集资金 133,850.00 万元用于补充流动资金，属于非资本性支出，占本次发行募集资金总额的比例不超过 30%，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关要求。

(3) 是否存在过度融资的情形

1) 可支配资金总额和货币资金使用规划

截至 2023 年 6 月 30 日，公司货币资金余额为 158,951.36 万元，拟用于偿还银行贷款、支付日常营运费用及其他重大自筹资金投资项目和电站投资开发业务。

2) 未来的资金需求

① 最低现金保有量

最低现金保有量系公司为维持其日常营运所需要的最少货币资金，计算公式为：最低现金保有量=年付现成本总额÷货币资金周转次数。货币资金周转次数（即现金周转率）主要受净营业周期（即现金周转期）影响，净营业周期系外购承担付款义务，到收回因销售商品或提供劳务而产生应收款项的周期，故净营业周期主要受到存货周转期、应收款项周转期及应付款项周转期的影响。净营业周期的长短是决定公司现金需要量的重要因素，较短的净营业周期通常表明公司维持现有业务所需货币资金较少。

根据公司 2022 年财务数据测算，公司在现行运营规模下日常经营需要保有的最低货币资金为 314,805.01 万元，具体测算过程如下：

财务指标	计算公式	计算结果
最低现金保有量（万元）	①=②÷③	314,805.01
2022 年度付现成本总额（万元）	②=④+⑤-⑥	1,019,968.24

财务指标	计算公式	计算结果
2022 年度营业成本（含营业税金及附加）（万元）	④	1,149,308.61
2022 年度期间费用总额（万元）	⑤	206,628.96
2022 年度非付现成本总额（万元）	⑥	335,969.33
货币资金周转次数（现金周转率）	③=360÷⑦	3.24
现金周转期（天）	⑦=⑧+⑨-⑩	111.08
存货周转期（天）	⑧	10.72
应收款项周转期（天）	⑨	204.88
应付款项周转期（天）	⑩	104.52

注 1：期间费用包括管理费用、研发费用、销售费用以及财务费用

注 2：非付现成本总额包括当期固定资产折旧、使用权资产折旧、无形资产摊销以及长期待摊费用摊销

注 3：存货周转期=360*平均存货余额/营业成本；应收款项周转期=360*平均应收账款账面余额/营业收入；应付款项周转期=360*平均应付账款账面价值/营业成本

② 未来三年新增营运资金需求

在其他经营要素不变的情况下，根据公司最近三年（2020 年至 2022 年）经营情况，结合对未来三年（2023 年至 2025 年）市场情况的预判以及公司自身的业务规划，采用销售百分比法对公司未来三年的运营资金缺口情况进行测算，具体情况如下：

2020 年至 2022 年，公司营业收入的复合增长率为 21.92%。基于谨慎性考虑，假设公司未来三年的复合增长率为 20%，即公司 2023 年至 2025 年预测营业收入分别为 1,794,570.44 万元、2,153,484.53 万元和 2,584,181.44 万元。

同时假设预测期相关财务数据比例与 2022 年度完全相同，各计算指标情况如下：

项 目	基期（2022 年度）	
	金额（万元）	占营业收入百分比
营业收入	1,495,475.37	100.00%
经营性流动资产合计	918,401.44	61.41%
其中：应收票据	7,324.35	0.49%
应收账款	866,821.79	57.96%

项 目	基期（2022 年度）	
	金额（万元）	占营业收入百分比
预付账款	17,611.19	1.18%
存货	26,644.11	1.78%
经营性流动负债合计	384,396.63	25.70%
其中：应付账款	347,725.68	23.25%
合同负债	36,670.95	2.45%
流动资金占用额	534,004.81	35.71%

综合考虑以上因素，在其他经营要素不变的情况下，公司 2023 年至 2025 年流动资金占用情况如下所示：

单位：万元

项 目	2022 年度	2023 年度预计	2024 年度预计	2025 年度预计
营业收入	1,495,475.37	1,794,570.44	2,153,484.53	2,584,181.44
经营性流动资产合计	918,401.44	1,102,081.73	1,322,498.07	1,586,997.69
其中：应收票据	7,324.35	8,789.22	10,547.06	12,656.48
应收账款	866,821.79	1,040,186.15	1,248,223.38	1,497,868.05
预付账款	17,611.19	21,133.43	25,360.11	30,432.14
存货	26,644.11	31,972.93	38,367.52	46,041.02
经营性流动负债合计	384,396.63	461,275.96	553,531.15	664,237.38
其中：应付账款	347,725.68	417,270.82	500,724.98	600,869.98
合同负债	36,670.95	44,005.14	52,806.17	63,367.40
流动资金占用额	534,004.81	640,805.77	768,966.93	922,760.31
未来三年新增营运资金合计			388,755.50	

注：上述营业收入的假设及测算仅为测算本次向特定对象发行股票募集资金用于补充流动资金的合理性，不代表公司对 2023-2025 年经营情况及趋势的判断，亦不构成盈利预测

根据以上测算情况，预计公司未来三年新增营运资金合计约为 388,755.50 万元，未来三年营运资金缺口较大，且公司本次用于补充流动资金的募集资金金额为 133,850.00 万元，低于公司流动资金需求。

③ 投资项目资金需求

截至 2023 年 6 月 30 日，公司已披露的投资项目包括本次融资的募投项目以

及吉西基地鲁固直流风光热外送等项目，预计项目开展前期对资金的需求量较大。

④ 偿还借款需要

截至 2023 年 6 月末，公司短期借款余额为 798,556.06 万元，长期借款余额为 2,996,400.45 万元，为保障公司按期履行还款义务、降低流动性风险，公司需为此预留资金。

综合考虑公司货币资金情况以及保障未来公司最低现金保有量、未来三年新增营运资金需求、公司投资建设项目的资金需求和偿还借款需要等，公司当前的货币资金仍存在一定的缺口。

综上所述，公司现有货币资金均具有合理用途，随着公司业务规模的持续扩张，未来的资金需求量将进一步增加，本次融资有利于缓解公司规模扩张带来的资金压力，保证公司未来稳定可持续发展，具有必要性与合理性，不存在过度融资的情形。

4. 中介机构核查程序及核查意见

(1) 核查程序

针对上述事项，我们主要执行了以下核查程序：

1) 查阅了吉电股份关于关于公司向特定对象发行 A 股股票方案的议案的董事会决议；

2) 查阅本次募投项目可行性分析报告，复核项目投资概算明细表及相关测算过程；

3) 获取了本次募投项目董事会前已投金额测算表；

4) 访谈本次募投项目实施主体的相关负责人，了解项目开工建设情况；

5) 测算未来的资金需求量，分析是否存在过度融资。

(2) 核查意见

经核查，我们认为：

1) 本次募投项目具体投资构成明细、各明细项目所需资金的测算假设和测算过程具有合理性，各项投资支出的具有必要性和合理性；

2) 本次募集资金不包含董事会前投入的资金；

3) 本次募投项目非资本性支出和补充流动资金的比例未超过本次发行募集资金总额的 30%，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关要求；

4) 本次发行不存在过度融资的情形。

(三) 结合行业产业政策、已有同类项目投资和盈利情况，说明本次募投项目是否纳入或拟纳入财政补贴范围，单位投资规模与同类项目对比是否存在差异，是否存在重复建设的情形

1. 行业产业政策

2020年9月，习近平总书记在联合国大会上提出：“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，争取在2060年前实现碳中和”，为中国未来实现低碳转型及促进经济高质量发展、生态文明建设明确了目标。风电、光伏及绿氢应用是我国落实国家战略部署、实现双碳目标（碳达峰、碳中和）的重要手段，享受国家政策的大力扶持。其中，风电、光伏行业在经历了早期的高速发展阶段后，目前国家产业政策从过去支持规模快速扩张，转向引导行业向高质量、可持续方向发展；氢能利用处于初步发展阶段，国家陆续出台鼓励氢能产业发展政策。主要行业政策包括：

(1) 供给端：国家相关政策陆续出台，支持新能源电站建设

2021年2月，国务院发布了《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》指出，提升可再生能源利用比例，大力推动风电、光伏发电发展，因地制宜发展水能、地热能、海洋能、氢能、生物质能、光热发电。

2022年7月，国家市场监督管理总局等多部门联合发布《关于印发贯彻实施〈国家标准化发展纲要〉行动计划的通知》，指出加强新型电力系统标准建设，完善风电、光伏、输配电、储能、氢能、先进核电和化石能源清洁高效利用标准。

(2) 消纳端：全面提升可再生能源电力消纳能力

2019年至2021年三年间，国家发改委、国家能源局先后发布了《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知（发改能源〔2019〕807号）》《关于印发各省级行政区域2020年可再生能源电力消纳责任权重的通知（发改能源〔2020〕767号）》《关于2021年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知（发改能源〔2021〕704号）》进一步压实消纳责任，保障新能源电力的消纳量。

1) 大力发展新型储能，缓解绿电消纳

2022年3月，国家能源局发布的《“十四五”新型储能发展实施方案》指出要加大力度发展电源侧新型储能，促进沙漠戈壁荒漠大型风电光伏基地的开发

消纳和大规模海上风电的开发消纳。

2) 扩展新能源产业链，缓解绿电消纳

2022年3月，国家发展改革委、国家能源局发布了《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，指出氢能正逐步成为全球能源转型发展的重要载体之一，氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向，规划明确提到2025年可再生能源制氢量达到10-20万吨/年，2035年可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

3) 绿氢合成氨是合成氨行业降碳改造升级的重要方向

2022年2月，国家发改委发布的《合成氨行业节能降碳改造升级实施指南》中提出，开展绿色低碳能源制合成氨技术研究和示范；优化合成氨原料结构，增加绿氢原料比例；加大可再生能源生产氨技术研究，降低合成氨生产过程碳排放；确定了到2025年，合成氨行业能效标杆水平以上产能比例达到15%的工作目标。

2022年8月，工业和信息化部、国家发展改革委、生态环境部联合发布的《工业领域碳达峰实施方案》中指出，鼓励有条件的地区利用可再生能源制氢，优化煤化工、合成氨、甲醇等原料结构。

(3) 交易端：平价上网政策引导行业向高质量、可持续方向发展

2019年1月，国家发改委与国家能源局发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19号），要求“积极推进风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目建设”。在资源条件优良和市场消纳条件保障度高的地区，引导建设一批上网电价低于燃煤标杆上网电价的低价上网试点项目。引导行业向高质量、可持续方向发展。

综上，公司本次融资继续投资新能源及新能源消纳相关领域，符合国家能源行业政策方向，具有合理性和必要性。

2. 已有同类项目情况

已有同类项目情况以及与公司募投项目的对比情况，详见本题回复中“（四）结合产品毛利率、单位价格、单位成本等关键参数情况，对效益预测中与现有业务或同行业可比公司差异较大的关键参数进行对比分析，就相关参数变动的影响进行敏感性分析，说明效益测算是否合理谨慎”之“3. 募投项目相关参数与公

司现有业务对比”和“4. 与同行业可比公司进行对比分析”的相关内容。

3. 本次募投项目所涉补贴情况

2019 年国家发改委、国家能源局先后发布了《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》《关于完善风电上网电价政策的通知》等政策，明确 2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。

根据《国家发展改革委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833 号），“2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目（以下简称新建项目），中央财政不再补贴，实行平价上网”。

公司本次募投项目的核准、备案时间全部在 2021 年 1 月之后，不再享有中央财政补贴。因此，本次募投项目的效益测算均未涉及电价财政补贴。

4. 单位投资规模情况

(1) 本次募投项目单位投资规模

公司本次募投项目的单位投资规模情况如下：

1) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目

序号	募集资金项目	产能（万吨）	项目动态总投资金额（万元）	单位动态投资规模（元/吨）
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	18	595,578.94	33,087.72

2) 新能源发电项目

序号	募集资金项目	规模（MW）	项目动态总投资金额（万元）	单位动态投资规模（元/kw）
1	扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	100	56,377.05	5,637.71
2	吉林长岭 10 万千瓦风电项目	100	56,001.71	5,600.17
3	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	100	54,634.97	5,463.50
4	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	300	129,100.42	4,303.35
本次募投项目中风电项目单位投资规模				5,567.12
本次募投项目中光伏发电项目单位投资规模				4,303.35

公司本次募投项目中大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的单位投资规模为 33,087.72 元/吨。

新能源发电项目的单位投资规模在 4,303.35 元/kw 至 5,637.71 元/kw 区间，其中，风电项目整体的单位投资规模为 5,567.12 元/kw，光伏项目整体的单位投资规模为 4,303.35 元/kw。

(2) 募投项目单位投资规模与公司同类项目的对比

1) 风电项目对比

本次风电募投项目单位投资规模与公司可比的已有及在建项目比较如下：

单位：元/kw

序号	项目名称	单位投资规模
1	吉西基地鲁固直流 140 万千瓦外送项目（风电 200MW、光伏 100MW、光热 100MW）	4,741.40
2	吉林通榆更生东风电场工程项目	7,264.78
3	河北张北二期光伏	7,955.00
4	吉电镇赉架其 100MW 风电储能平价发电项目	7,537.78
平均值		6,874.74
本次募投项目中风电项目单位投资规模		5,567.13

公司可比的已有及在建风电项目的单位投资规模区间为 4,741.40 元/kw 至 7,955.00 元/kw，本次募投项目中风电项目单位投资规模为 5,567.13 元/kw，位于区间范围内，具有合理性。公司风电募投项目单位投资规模低于公司已有风电项目单位投资规模的平均值，主要系随着近年新能源发电项目设备制造和工程建设的技术进步，单位投资规模有所下降。

2) 光伏发电项目对比

本次光伏发电募投项目单位投资规模与公司可比的已有及在建项目比较如下：

单位：元/kw

序号	项目名称	单位投资规模
1	阜新杭泰 70MW 农光互补发电项目	4,400.00
2	寿光恒远 200MW 地面光伏发电项目	4,723.44
3	广西崇左响水 150MW 平价光伏项目	3,805.20
4	辽宁阜新 100MW 光伏	4,054.00
5	寿光兴鸿 200MWp 光伏电站项目	4,703.84

序号	项目名称	单位投资规模
	平均值	4,337.30
	本次募投项目中光伏发电项目单位投资规模	4,303.35

公司光伏发电募投项目单位投资规模与公司已有同类项目接近，募投项目投资测算合理。

3) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目与公司同类项目比较

公司暂未开展与大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目同类项目。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项与同行业同类项目对比情况详见下述“(3) 募投项目单位投资规模与同行业同类项目的对比”之“3) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目与同行业同类项目比较”。

(3) 募投项目单位投资规模与同行业同类项目的对比

1) 风电项目对比

本次风电募投项目单位投资规模与同行业可比的风电项目比较如下：

单位：元/kw			
序号	公司名称	项目名称	单位投资规模
1	北京京能电力股份有限公司	河南京能滑县 10 万千瓦风电项目	6,205.20
2	内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	库布齐沙漠基地鄂尔多斯新能源项目 120 万千瓦风电项目(二期暖水 60 万千瓦风电项目)	5,830.04
3	广东水电二局股份有限公司	普定县猫洞来腰鼓 100MW 风电项目	5,959.25
4	云南能源投资股份有限公司	金钟风电场二期项目	6,374.08
5	北京京能电力股份有限公司	乌兰察布市岱海 150 万千瓦风电绿电进京基地项目	6,119.48
平均值			6,097.61
本次募投项目中风电项目单位投资规模			5,567.12

公司风电募投项目单位投资规模略低于同行业同类型项目，主要由于风电项目设备制造和工程建设的技术进步，以及公司在风力发电上具有较为成熟的技术储备及管理经验，募投项目投资测算合理。

2) 光伏发电项目对比

本次光伏发电募投项目单位投资规模与公司可比的已有及在建项目比较如下：

单位：元/kw

序号	公司名称	项目名称	单位投资规模
1	国家能源集团长源电力股份有限公司	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	4,810.30
2	青岛高测科技股份有限公司	宜宾（一期）25GW 光伏大硅片项目	4,000.00
3	广州恒运企业集团股份有限公司	怀集恒丰 70MW 农光互补光伏发电项目	4,395.49
4	河南豫能控股股份有限公司	阳光校园（一期）屋顶分布式光伏发电项目	4,309.52
5	广州发展集团股份有限公司	阳山太平光伏复合二期 50MW 扩建项目	4,340.00
平均值			4,371.06
本次募投项目中光伏发电项目单位投资规模			4,303.35

公司光伏发电募投项目单位投资规模与同行业同类项目接近，募投项目投资测算合理。

3) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目与同行业同类项目比较

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目与同行业同类项目比较如下：

序号	企业	项目名称	项目总投资（亿元）	年产绿氨（万吨）	单位投资规模（万元/吨）	项目情况
1	广东省能源集团贵州有限公司、浙江运达风电股份有限公司	绿电制氢与年产20万吨绿氨及燃料电池产业研究院一体化示范项目	52.80	20.00	2.64	2023年3月，陕西省府谷县绿电制氢与年产20万吨绿氨及燃料电池产业研究院一体化示范项目计划投资52.8亿元，拟建设60,000m ³ /h电解水制氢项目、1座500kg/d示范加氢站、20万t/a绿色合成氨项目、燃料电池产业研究院及电池储能系统制造等多个项目。
2	水木明拓氢能科技有限公司	内蒙古包头市达尔罕茂明安联合旗国际氢能冶金化工产业示范区日产1800吨绿氨项目	120	65.70	1.83	2023年1月，水木明拓氢能科技有限公司与托普索公司在丹麦王国驻华大使馆，就内蒙古包头市达尔罕茂明安联合旗国际氢能冶金化工产业示范区日产1800吨绿氨项目签约。该项目总投资约120亿元，将在内蒙古包头市达茂旗建设3套装置，包括150万千瓦装机容量风电、15万标准立方米/小时的电解制氢以及采用催化合成技术的1800吨/天动态绿氨装置。项目将由水木明拓牵头建设，托普索为其提供先进的动态绿氨技术，预计2023年4月开工，2025年投入运行。
3	中国能源建设集团有限公司、武汉众宇动力系统科技有限公司	兰州新区氢能产业园项目	30.00	6.00	5.00	2022年8月，甘肃兰州新区获批国家级新区十周年重大项目集中开工活动在兰州新区氢能产业园项目现场举行。项目一期总投资30亿元，主要建设年产2万吨制氢能力和10万标方储氢能力的绿氢供应基地，以年产6万吨绿氨和氢能交通应用为核心的示范应用中心。
4	水发交投内蒙古	风光制氢与绿色	45.00	10.00	4.50	2022年3月，包头市达茂旗风光制氢与绿色灵活化工一体化绿

序号	企业	项目名称	项目总投资(亿元)	年产绿氨(万吨)	单位投资规模(万元/吨)	项目情况
	绿色发展有限公司	灵活化工一体化绿氢制合成氨项目				氢制合成氨(绿氨)项目获准予备案公示。该项目建设年产10万吨绿氢合成氨生产线。
平均值			/	/	3.49	/
	公司	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	59.56	18.00	3.31	2022年10月,该项目按照“绿氢消纳绿电、绿氨消纳绿氢、源网荷储一体化”全产业链设计,动态总投资金额为59.56亿元,位于吉林省大安市。

目前已公开披露项目总投资额及绿氨产能的可比项目中,平均单位投资规模为3.49万元/吨。公司大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的单位投资规模为3.31万元/吨,与市场平均水平无重大差异。因此,公司大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目投资规模测算合理谨慎。

5. 是否存在重复建设的情况

(1) 现有业务与前次募投项目情况

吉电股份以新能源、综合智慧能源、氢能、先进储能及火电、供热、生物质能、电站服务为主营业务。截至 2023 年 6 月末，公司总装机容量达到 1,287.44 万千瓦，新能源装机规模达到 957.44 万千瓦，占公司总装机比重 74.37%，已遍布全国 30 个省（自治区、直辖市），形成了新能源全国发展格局。

此外，公司创新发展综合智慧能源，布局氢能产业链，开拓储能充换电业务，以绿色、清洁、低碳为核心理念，主动适应环境变化和市场竞争力，为社会公众提供优质绿色能源，为地方经济发展贡献力量。除补充流动资金外，公司前次募投项目均为投资新能源发电项目。

(2) 本次募投项目与现有业务、前次募投项目的关系

本次向特定对象发行股票募集资金扣除发行费用后将全部用于新能源发电项目、新能源制绿氢合成氨项目及补充流动资金。其中，本次募投新能源发电项目与前次募集资金使用方向相同，均为对公司现有新能源业务的新建产能；公司新能源发电业务的发电量由电网公司统一调度，发电量消纳均有保障，不会产生相互替代，不存在重复建设的情形。

新能源制绿氢合成氨项目系公司利用“绿氢”、“绿氨”储能方式，促进新能源发电项目消纳的示范性项目，是公司现有业务的延伸。公司本次募投项目符合国家发展绿色清洁能源，改善能源消费结构的发展战略。

本次募集资金投资项目全部实施完毕后，公司新能源装机规模将进一步扩大，能有效提高公司的电力市场供应能力，进一步增强市场竞争力，改善公司的财务状况，增强公司的抗风险能力。

(3) 本次募投项目实施主体及建设地点

本次募投项目（除补充流动资金外）的实施主体及建设地点情况如下表：

序号	项目名称	实施主体	建设地点	与公司现有业务是否重叠
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	大安吉电绿氢能源有限公司	大安市两家子镇、乐胜乡、海坨乡、吉林西部（大安）清洁能源化工产业园	否
2	扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	扶余吉电新能源有限公司	吉林省扶余市三井子镇	否
3	吉林长岭 10 万千瓦风电项目	长岭县吉清能	吉林省松原市长岭县	否

序号	项目名称	实施主体	建设地点	与公司现有业务是否重叠
		源有限公司		
4	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	白城吉电绿电能源有限公司	吉林省白城市洮北区	否
5	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	南宁吉昇新能源有限公司	广西壮族自治区南宁市邕宁区百济镇	否

综上，本次募投项目中的新能源发电项目，其产品由电网统一调度，发电量消纳均有保障，不会产生相互替代；新能源制绿氢合成氨项目作为示范项目，是公司现有业务的延伸。本次募投项目在实施主体、建设地点等方面与公司前次募投项目及现有业务不存在重叠，不存在重复建设的情形。

6. 中介机构核查程序及核查意见

(1) 核查程序

针对上述事项，我们主要执行了以下核查程序：

- 1) 查阅了公司主营业务及本次募投项目所属行业产业政策及补贴政策；
- 2) 查阅了公司同类项目盈利情况及同类项目的公开信息；
- 3) 查阅本次募投项目可行性研究报告、行业资料、公司信息披露文件；
- 4) 访谈公司管理层，了解本次募投项目之间及募投项目与现有业务的区别与联系，了解募投项目建成后与现有业务的整体安排。

(2) 核查意见

经核查，我们认为：

- 1) 本次募投项目符合行业产业政策，与已有同类项目在单位投资规模和盈利水平上不存在明显差异；
- 2) 本次募投项目未纳入财政补贴范围；
- 3) 本次募投项目紧紧围绕主营业务开展，在实施主体、建设地点等方面与公司前次募投项目及现有业务均不存在重叠，不存在重复建设的情形。

(四) 结合产品毛利率、单位价格、单位成本等关键参数情况，对效益预测中与现有业务或同行业可比公司差异较大的关键参数进行对比分析，就相关参数变动的影响进行敏感性分析，说明效益测算是否合理谨慎

1. 募投项目单位价格、单位成本及毛利率情况

(1) 新能源发电项目

新能源发电项目关键参数情况表如下：

募集资金项目	平均单位价格 元/kWh (不含税)	平均单位成本 元/kWh (不含税)	毛利率 (%)
扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	0.2571	0.1119	56.46
吉林长岭 10 万千瓦风电项目	0.2732	0.1192	56.37
白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	0.2301	0.1255	45.46
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目 (一期)	0.3723	0.1894	49.14
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目 (二期)	0.3723	0.1899	48.99
风电项目平均值	0.2535	0.1189	52.76
光伏发电项目平均值	0.3723	0.1897	49.07

(2) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目关键参数情况如下：

募集资金项目		平均单位价格 (不含税)	毛利率 (%)
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	新能源部分	0.3400 元/KWh	19.90
	制氢合成氨部分	3,115 元/T	

2. 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目效益与同类项目的比较

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的产品包括电力、合成氨等。以下将该项目分为新能源发电上网部分和新能源发电制氢合成氨部分进行模拟拆分，分别测算两部分效益。

序号	消纳/销售产品	预计年销售收入 (万元)	预计产品毛利率 (%)	资本额金内部收益率 (%)	说明
	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	81,644.71	19.90	4.57	项目为一体化项目

模拟分拆后：

1	新能源发电上网	33,104.87	64.18	35.51	该部分为新能源发电后除向制氢合成氨供给外的剩余电量，通过上网向电网公司销售，按上网电价结算。
2	新能源发电制氢合成氨	48,539.84	-9.27	-3.13	该部分为制氢合成氨工序部分，产品包括制氢合成氨及副产品。

现就上述产品关键参数与同行业可比指标对比情况说明如下：

(1) 新能源发电上网毛利率与同行业可比公司对比情况及差异分析

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目新能源发电产品与可比公司风电业务毛利率对比如下：

单位：%

序号	可比公司	2022 年	2021 年	2020 年
1	申能股份	56.72	59.45	56.32
2	金开新能	67.61	69.25	68.55
3	江苏新能	56.27	67.12	59.48
4	中闽能源	65.05	65.67	68.14
5	节能风电	58.09	55.25	52.16
6	豫能控股	42.93	38.83	未披露
7	三峡能源	61.54	60.40	未披露
8	湖北能源	53.21	62.79	未披露
9	浙江新能	50.92	61.94	未披露
10	桂冠电力	51.48	53.61	28.30
可比公司风电项目平均毛利率				57.35
可比公司风电目毛利率区间				28.30 至 69.25
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目新能源发电上网毛利率				64.18

根据可比公司数据，同行业风电业务的毛利率区间为 28.30%至 69.25%，平均毛利率为 57.35%，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目新能源上网发电产品毛利率为 64.18%，在同行业风电业务毛利率区间范围内，略高于同行业新能源发电业务平均毛利率水平，主要由于：1) 随着近年新能源设备及建造的技术革新，单位造价有所下降；2) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的风电单机装机容量规模较大，导致单位投资金额相对较低；3) 项目所在区域风资源较好，项目效益相对较好。

(2) 合成氨产品毛利率与同行业可比公司对比情况及差异分析

1) 合成氨产品毛利率与同行业可比公司对比情况

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目合成氨产品与可比公司合成氨产品毛利率对比如下：

序号	公司简称	制氨工艺	合成氨毛利率 (%)		
			2022 年度	2021 年度	2020 年度
1	宏达股份	以煤为原料生产氢气，再合成氨	36.46	34.12	20.97

序号	公司简称	制氢工艺	合成氨毛利率 (%)		
			2022 年度	2021 年度	2020 年度
2	陕西黑猫	焦炉煤气制合成氨	39.34	47.98	4.16
3	华昌化工	煤为原料生产合成气（氢气、一氧化碳、二氧化碳），氢气用于生产合成氨	21.21	18.39	11.81
4	华锦股份	以石油为原材料制合成氨	46.05	53.88	22.67
5	兴化股份	采用多元煤浆（湿法）气化、由氮和氢在高温高压和催化剂存在下直接合成的氨	0.16	16.39	17.32
平均值			28.64	34.15	15.39
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目新能源发电制氢合成氨部分			-9.27		

注 1：陕西黑猫 2021 年度合成氨产品的毛利率大幅上涨主要是因为合成氨的销售价格上涨、收入增加

注 2：兴化股份 2022 年度合成氨产品的毛利率大幅下降主要是由于抽取部分合成气去生产乙酸甲酯导致化工合成氨减产

同行业合成氨产品平均毛利率区间为 15.39%至 34.15%，随着近年合成氨市场价格的提升，同行业合成氨产品毛利率整体呈上升趋势。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目模拟分拆的新能源发电制氢合成氨部分毛利率为-9.27%，低于同行业合成氨毛利率平均水平，主要原因包括：

① 制氢工艺成本差异

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目电解水制氢气的生产成本高于市场传统制氢成本。可比公司合成氨的原材料为煤炭、石油、天然气等产品生产的“灰氢”或“蓝氢”，而公司合成氨产品的原材料为新能源发电电解水产生的“绿氢”，“绿氢”的生产成本高于“灰氢”或“蓝氢”。

根据中国氢能联盟《中国氢能及燃料电池产业手册 2020》的统计数据，不同制氢技术经济性与碳排放对比情况如下：

制氢种类	制氢方式	原料价格	制氢成本 (元/kg)	制氢碳排放量 (kgCO ₂ e/kgH ₂)
电解水制氢	商业用电	0.8 元/千瓦时	48	33.75-43.41
	谷电	0.3 元/千瓦时	23	
	可再生能源弃电	0.1 元/千瓦时	14	0.4-0.5
煤制氢		550 元/吨	9	22-35

由上表可见，电解水制氢成本显著高于煤制氢，从而导致大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目毛利率低于同行业平均水平。但以可再生能源制氢的碳排放量显著低于煤制氢，符合国家的低碳发展战略。

② 合成氨市场价格波动

2022 年东北地区合成氨产量约 179 万吨，占全国产量比例约 4%。因我国各地区煤炭、天然气等能源资源禀赋差异较大，各地区合成氨的生产成本及销售价格存在差异。东北地区煤炭等原料资源相对匮乏，合成氨生产成本相对较高，故东北地区合成氨价格略高于全国平均水平。同时，因合成氨受运输成本影响，如运输半径超出合理范围将失去经济性，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目位于吉林省白城市大安市，因此项目选取东北地区合成氨市场价格为可比市场价格。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目效益测算中基于谨慎性原则，以合成氨近 5 年东北地区均价 3,520 元/吨（含税）进行测算，而 2022 年度合成氨均价为 4,435 元/吨（含税）。如按 2022 年市场均价测算，则大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目模拟分拆的制氢合成氨部分的毛利率为 12.84%，与同行业 2022 年度合成氨产品毛利率平均水平差异有所缩小。

2) 公司采用电解水制氢的必要性及合理性

① 采用电解水方式制氢旨在拓展新能源发电的消纳途径

公司主要从事新能源发电项目，建设大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目系出于将电网未消纳的电力利用“绿氢”、“绿氨”等储能方式进行消纳，为风光资源丰富地区提供新能源电力无法全额上网的替代消纳途径。公司该募投项目的目的为拓展新能源主业的消纳途径，并非以进入化工行业并生产合成氨为目标，故通过采购价格更低的“灰氢”“蓝氢”，降低合成氨生产成本，提升效益不符合公司新能源主业的发展战略，采用电解水方式制氢旨在拓展新能源发电的消纳途径，具有合理性。

② 在直接上网消纳受限时，利用电网弃电量电解水制氢可提升项目效益

公司大力发展新能源发电业务，由于风电、光伏发电等新能源发电存在间歇性和波动性，调峰压力较大，客观上存在一定的电网弃电量。该电网弃电量无法上网将无法实现收益，若通过电解水制氢转为“绿氢”或“绿氨”产品进行销售，虽然总体毛利率低于直接上网销售的毛利率，但在直接上网“受限”的前提下，仍可提升公司新能源发电业务的消纳和效益，公司本次募投项目通过“绿氢”及

“绿氨”产品促进消纳具备合理性。

③ 可再生能源电解水产生的绿氢系绿色发展的要求

根据中国政府承诺在 2030 年前，二氧化碳的排放不再增长，达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和目标，煤气化制氢和天然气重整制氢因为二氧化碳等温室气体的排放量较大，均不是理想的制氢方式。未来随着国家碳排放税政策的落地以及风光发电成本的降低，利用可再生能源电解水产生的“绿氢”能有效降低碳排放量，有望成为未来氢气制取的主流方式。

3. 新能源发电募投项目相关参数与公司现有业务对比

(1) 与公司整体新能源业务对比分析

公司现有风电及光伏发电业务毛利率情况表如下：

单位：%

项 目	公司已有业务					募投项目
	2023 年 1-6 月	2022 年	2021 年	2020 年	区间	
风电	54.46	52.77	53.06	53.59	52.77—54.46	52.76
光伏发电	47.45	47.66	51.29	55.16	47.45—55.16	49.07

报告期内，公司风电业务毛利率为 52.77%—54.46%，光伏发电业务的毛利率为 47.45%—55.16%；本次募投项目中风力发电项目平均毛利率为 52.76%，光伏发电项目平均毛利率为 49.07%，与公司现有风电、光伏发电业务毛利率水平相近，募投项目效益测算谨慎合理。

(2) 与公司已有平价新能源项目对比分析

1) 与公司已有风电平价项目对比

公司风电募投项目与已有业务中装机容量相仿的风电平价项目对比如下：

单位：元/kWh

序号	项目名称	2022 年		
		单位价格	单位成本	毛利率
1	吉电镇赉架其 100MW 风电储能平价发电项目	0.3076	0.1523	50.48%
2	公司本次风电募投项目	0.2535	0.1189	52.76%

本次发行募投项目风电募投项目单位价格、单位成本、毛利率与可比平价风电项目无重大差异，公司风电募投项目效益测算合理谨慎。

2) 与公司已有光伏发电平价项目对比

公司光伏发电募投项目与已有业务中装机容量相仿的光伏发电平价项目对

比如下：

单位：元/kWh

序号	项目名称	2022 年		
		售价	成本	毛利率
1	黑龙江安达市畜牧场 50MWp 光伏项目	0.2974	0.1489	49.93%
2	辽宁阜新 100MW 光伏	0.3234	0.1587	50.93%
平均值		0.3104	0.1538	50.43%
公司本次光伏募投项目		0.3723	0.1897	49.07%

本次发行募投项目光伏发电募投项目单位价格、单位成本、毛利率与可比平价光伏发电项目无重大差异，公司光伏发电募投项目效益测算合理谨慎。

4. 新能源发电募投项目与同行业可比公司进行对比分析

(1) 毛利率与同行业可比公司整体业务对比

本次募投项目与可比公司风电及光伏业务毛利率对比如下：

单位：%

序号	可比公司	2022 年		2021 年		2020 年	
		风电	光伏发电	风电	光伏发电	风电	光伏发电
1	申能股份	56.72	53.23	59.45	54.91	56.32	54.54
2	金开新能	67.61	58.09	69.25	58.62	68.55	60.92
3	江苏新能	56.27	55.49	67.12	52.92	59.48	53.91
4	中闽能源	65.05	52.35	65.67	53.97	68.14	57.22
5	节能风电	58.09	未披露	55.25	未披露	52.16	未披露
6	豫能控股	42.93	未披露	38.83	未披露	未披露	未披露
7	三峡能源	61.54	53.20	60.40	55.52	未披露	未披露
8	湖北能源	53.21	51.81	62.79	52.83	未披露	未披露
9	浙江新能	50.92	55.78	61.94	56.35	未披露	未披露
10	桂冠电力	51.48	61.53	53.61	33.91	28.30	未披露
可比公司风力发电项目平均毛利率							57.35
可比公司光伏发电项目平均毛利率							54.36
公司风电募投项目平均毛利率							52.76
公司光伏发电募投项目平均毛利率							49.07

根据可比公司数据，风力发电业务的平均毛利率为 57.35%，光伏发电业务的平均毛利率水平为 54.36%，本次募投项目中风力发电项目平均毛利率为 52.76%，光伏发电项目平均毛利率为 49.07%，稍低于可比公司毛利率水平，系

因公司近年新能源补贴“退坡”，公司本次募投项目均为平价上网项目，不含可再生能源补贴，毛利率较含补贴项目低，而同行业可比公司的整体新能源业务包含往期投产的含补贴收入的项目，故整体毛利率较高。因此，公司募投项目毛利率低于同行业平均水平具有合理性，公司募投项目效益测算结果谨慎合理。

(2) 单位价格与同行业可比公司整体业务对比

本次募投项目与可比公司 2022 年度平均上网电价对比如下：

序号	项目名称	平均上网电价（元/KWh）
1	申能股份	0.4849
2	金开新能	0.5881
3	江苏新能	0.6406
4	中闽能源	0.5669
5	节能风电	0.5022
6	豫能控股	0.4547
7	湖北能源	0.4958
8	浙江新能	0.5593
9	桂冠电力	0.4522
10	三峡能源	0.4880
平均值		0.5233
吉电股份		0.4967
募投项目		风电 0.2535，光伏 0.3723

公司募投项目的单位价格显著低于公司整体平均上网电价和同行业平均上网电价，系由于公司募投项目为平价项目，不含可再生能源补贴，上网价格较低。因此，公司募投项目效益测算的单位价格假设与平价项目的现状相符，效益测算谨慎合理。

(3) 募投项目效益与同行业可比项目对比

公司本次募投项目效益与同行业可比项目对比如下：

1) 光伏项目对比分析

公司名称	项目名称	单位价格（元/kwh）	财务内部收益率（税后）（%）	税后投资回收期（年）
广东水电二局股份有限公司	广东省广州市增城区石滩镇沙头 80MW 农/渔光互补光伏发电项目	0.453	6.19	11.50

公司名称	项目名称	单位价格 (元/kwh)	财务内部 收益率 (税后) (%)	税后投资 回收期 (年)
内蒙古电投能源股份有限公司	包头市青山区整县屋顶分布式光伏项目	未披露	5.74	13.15
广州发展集团股份有限公司	台山渔业光伏产业园四期项目	0.453	8.86	未披露
广东水电二局股份有限公司	粤水电巴楚县20万千瓦/80万千瓦时配套储能和80万千瓦市场化并网光伏发电项目	0.262	6.06	12.90
中节能太阳能股份有限公司	民勤县整县分布式96.4兆瓦并网光伏发电项目	未披露	7.06	11.84
同行业可比项目平均值		0.3893	6.78	12.35
吉电股份	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目(一期)	0.3723	7.20	11.61
	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目(二期)	0.3723	7.16	11.65
公司募投项目平均值		0.3723	7.18	11.63

公司光伏发电募投项目单位价格为0.3723元/kwh，与同行业可比项目平均值0.3893元/kwh相仿。光伏发电募投项目平均财务内部收益率为7.18%，与同行业平均值6.78%相仿，光伏发电募投项目平均税后投资回收期11.63年，与同行业平均值12.35年相仿。因此，公司光伏募投项目测算的效益水平与同行业可比项目相仿，募投项目效益测算谨慎合理。

2) 风电项目对比分析

公司名称	项目名称	平均价格 (元/kwh)	财务内部 收益率 (税后) (%)	税后投资 回收期 (年)
广东水电二局股份有限公司	猫洞来腰鼓100MW风电项目	0.3515	6.61	11.69
内蒙古电投能源股份有限公司	霍林河露天煤业南露天煤矿排土场4MW分散式风电示范项目	0.3319	7.16	11.24
内蒙古电投能源股份有限公司	内蒙古霍煤鸿骏电力分公司火电灵活性改造促进市场化消纳新能源试点300MW风电项目	未披露	9.34	9.59
云南能源投资股份有限公司	永宁风电场项目	0.2902	7.01	12.03
广东水电二局股份有限公司	新疆哈密十三间房一期50MW风电场项目	0.2500	6.59	11.46
同行业可比项目平均值		0.3059	7.34	11.20
吉电股份	扶余市三井子风电场五期10万千瓦风电项目	0.2571	10.81	9.33
	吉林长岭10万千瓦风电项目	0.2732	10.77	9.34

公司名称	项目名称	平均价格 (元/kwh)	财务内部 收益率 (税后) (%)	税后投资 回收期 (年)
	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	0.2301	8.06	10.51
公司募投项目平均值		0.2535	9.88	9.73

公司风电项目募投项目平均价格 0.2535 元/kwh，低于同行业可比公司 0.3059 元/kwh，主要是因公司风电项目为平价项目。公司风电项目募投项目平均财务内部收益率为 9.88%，高于同行业平均值 7.34%，募投项目投资回收期 9.73 年，低于同行业可比项目的平均值 11.20 年，主要因近年随着风电设备技术革新，单位投资规模下降，导致收益率上升。

5. 相关参数变动的的影响进行敏感性分析，说明效益测算是否合理谨慎

(1) 新能源募投项目敏感性分析

由于新能源发电项目收益率容易受到项目投资变动、上网产量及电价变动、经营成本变化等因素影响，结合实际情况对相关参数在-15%—15%的变动范围内进行敏感性分析

新能源发电项目相关参数在-15%—15%的变动范围内敏感性分析情况如下：

募集项目	变化幅度 (%)	投资变化分析			单位价格分析			经营成本变化分析		
		投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)
扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	-15.00	8.10	13.23	34.66	10.97	8.36	16.30	9.17	11.10	26.17
	-10.00	8.51	12.34	31.13	10.36	9.19	19.18	9.22	11.00	25.82
	-5.00	8.92	11.54	27.97	9.82	10.01	22.14	9.28	10.91	25.48
	0.00	9.33	10.81	25.14	9.33	10.81	25.14	9.33	10.81	25.14
	5.00	9.73	10.14	22.59	8.89	11.60	28.16	9.39	10.71	24.79
	10.00	10.13	9.52	20.31	8.50	12.38	31.18	9.44	10.61	24.45
	15.00	10.53	8.95	18.27	8.14	13.14	34.20	9.50	10.52	24.11
吉林长岭 10 万千瓦风电项目	-15.00	8.11	13.18	34.83	10.99	8.33	16.51	9.18	11.07	26.39
	-10.00	8.52	12.30	31.32	10.37	9.16	19.39	9.24	10.97	26.04
	-5.00	8.94	11.50	28.17	9.83	9.97	22.35	9.29	10.87	25.70
	0.00	9.34	10.77	25.35	9.34	10.77	25.35	9.34	10.77	25.35
	5.00	9.75	10.10	22.81	8.91	11.56	28.37	9.40	10.68	25.01
	10.00	10.15	9.49	20.54	8.51	12.34	31.39	9.46	10.58	24.66
	15.00	10.55	8.92	18.49	8.15	13.10	34.40	9.51	10.48	24.31
白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	-15.00	8.96	10.30	23.77	12.62	5.73	7.96	10.24	8.43	16.45
	-10.00	9.48	9.48	20.48	11.83	6.52	10.28	10.32	8.30	16.05
	-5.00	10.00	8.74	17.67	11.13	7.30	12.70	10.41	8.18	15.65
	0.00	10.51	8.06	15.25	10.51	8.06	15.25	10.51	8.06	15.25

募集项目	变化幅度 (%)	投资变化分析			单位价格分析			经营成本变化分析		
		投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)
	5.00	11.01	7.44	13.16	9.94	8.81	17.92	10.60	7.94	14.85
	10.00	11.51	6.87	11.33	9.44	9.56	20.69	10.70	7.81	14.45
	15.00	12.00	6.35	9.73	8.98	10.29	23.58	10.80	7.69	14.06
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目 (一期)	-15.00	9.89	9.12	17.25	13.98	5.20	5.87	11.31	7.50	11.86
	-10.00	10.46	8.42	14.80	13.09	5.88	7.49	11.41	7.40	11.59
	-5.00	11.03	7.78	12.77	12.31	6.55	9.21	11.51	7.30	11.31
	0.00	11.61	7.20	11.04	11.61	7.20	11.04	11.61	7.20	11.04
	5.00	12.17	6.67	9.54	10.97	7.85	12.96	11.71	7.10	10.76
	10.00	12.73	6.18	8.25	10.40	8.48	15.01	11.81	7.00	10.49
	15.00	13.28	5.73	7.12	9.89	9.11	17.19	11.91	6.90	10.22
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目 (二期)	-15.00	9.92	9.07	17.07	14.03	5.16	5.78	11.36	7.45	11.73
	-10.00	10.50	8.37	14.64	13.15	5.84	7.38	11.46	7.35	11.45
	-5.00	11.08	7.73	12.62	12.36	6.50	9.09	11.55	7.25	11.18
	0.00	11.65	7.16	10.91	11.65	7.16	10.91	11.65	7.16	10.91
	5.00	12.22	6.63	9.43	11.02	7.80	12.82	11.75	7.06	10.63
	10.00	12.78	6.14	8.14	10.44	8.43	14.85	11.86	6.96	10.36
	15.00	13.33	5.69	7.02	9.93	9.06	17.01	11.96	6.86	10.09

在项目投资变动、单位价格变动、经营成本在-15%至 15%范围内变化时，投资回收期（所得税后）在 8.10 年至 14.03 年的范围内变动，项目投资财务内部收益率（所得税后）在 5.16%至 13.23%的范围内变动，资本金财务内部收益率在 5.78%至 34.83%

的范围内变动。在项目投资变动、单位价格变动、经营成本一定程度变动时，项目仍保持一定的收益水平。本次募投项目的效益测算合理谨慎。

(2) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目敏感性分析

由于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目受合成氨价格的影响较大，以下分别对在不同合成氨售价水平基础上在-10%—10%的变动范围内进行敏感性分析

合成氨售价（不含税价）分别为 3,115 元/吨、3,220 元/吨、3,351 元/吨时的敏感性分析情况如下：

变动因素	变化幅度 (%)	售价为 3,115 元/吨			售价为 3,220 元/吨			售价为 3,351 元/吨		
		投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)
基本情况	0.00	15.62	3.55	4.57	15.17	3.89	5.98	14.65	4.30	7.21
建设投资	10.00	17.12	2.55	1.49	16.59	2.89	3.38	15.99	3.29	4.94
	5.00	16.36	3.04	3.02	15.88	3.38	4.71	15.32	3.78	5.90
	-5.00	14.89	4.10	5.94	14.46	4.44	7.25	13.96	4.87	8.94
	-10.00	14.15	4.69	7.33	13.74	5.04	8.56	13.26	5.49	10.91
上网电价	10.00	13.59	5.19	8.31	13.24	5.52	9.42	12.83	5.93	12.29
	5.00	14.53	4.39	6.59	14.13	4.73	7.82	13.65	5.15	9.76
	-5.00	16.99	2.64	1.79	16.45	2.99	3.74	15.83	3.42	5.43
	-10.00	18.84	1.67	14.26	18.15	2.02	0.15	17.35	2.45	3.46
可变成本	10.00	16.21	3.15	3.39	15.71	3.49	5.01	15.14	3.92	6.18
	5.00	15.91	3.35	4.03	15.43	3.69	5.50	14.89	4.11	6.64
	-5.00	15.35	3.75	5.07	14.92	4.08	6.43	14.41	4.49	7.78

变动因素	变化幅度 (%)	售价为 3,115 元/吨			售价为 3,220 元/吨			售价为 3,351 元/吨		
		投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)
	-10.00	15.10	3.95	5.55	14.68	4.28	6.86	14.19	4.68	8.36
生产负荷	10.00	14.37	4.53	6.94	13.95	4.89	8.17	13.47	5.32	10.40
	5.00	14.97	4.05	5.80	14.54	4.39	7.12	14.03	4.82	8.79
	-5.00	16.37	3.03	3.02	15.88	3.37	4.69	15.32	3.78	5.93
	-10.00	17.25	2.49	1.09	16.70	2.82	3.21	16.08	3.23	5.13
合成氨价格	10.00	14.32	4.56	6.95	13.91	4.91	8.18	13.43	5.35	10.41
	5.00	14.94	4.06	5.82	14.51	4.40	7.13	14.01	4.83	8.81
	-5.00	16.40	3.02	2.96	15.91	3.36	4.67	15.35	3.76	5.93
	-10.00	17.32	2.46	1.04	16.76	2.79	3.13	16.14	3.20	5.11

合成氨售价（不含税价）分别为 3,752 元/吨、3,925 元/吨时的敏感性分析情况如下：

变动因素	变化幅度 (%)	售价为 3,752 元/吨			售价为 3,925 元/吨		
		投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)
基本情况	0.00	13.26	5.52	11.11	12.78	6.00	12.93
建设投资	10.00	14.48	4.46	7.69	13.92	4.94	9.19
	5.00	13.87	4.97	9.29	13.35	5.46	10.88
	-5.00	12.67	6.10	13.09	12.21	6.59	14.91
	-10.00	12.07	6.72	15.38	11.64	7.23	17.34

变动因素	变化幅度 (%)	售价为 3,752 元/吨			售价为 3,925 元/吨		
		投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)
上网电价	10.00	11.77	7.11	16.60	11.38	7.59	18.48
	5.00	12.46	6.33	13.85	12.03	6.81	15.65
	-5.00	14.26	4.63	8.28	13.68	5.14	9.88
	-10.00	15.45	3.70	5.89	14.81	4.19	6.96
可变成本	10.00	13.64	5.16	9.89	13.12	5.67	11.58
	5.00	13.44	5.35	10.48	12.95	5.84	12.18
	-5.00	13.08	5.70	11.67	12.62	6.17	13.37
	-10.00	12.92	5.86	12.26	12.47	6.33	13.97
生产负荷	10.00	12.28	6.54	14.76	11.85	7.04	16.68
	5.00	12.75	6.04	12.91	12.29	6.53	14.71
	-5.00	13.86	4.97	9.26	13.33	5.46	10.86
	-10.00	14.53	4.39	7.48	13.97	4.87	8.97
合成氨价格	10.00	12.25	6.56	14.74	11.82	7.06	16.64
	5.00	12.73	6.05	12.91	12.28	6.54	14.71
	-5.00	13.88	4.96	9.25	13.35	5.45	10.85
	-10.00	14.59	4.37	7.43	14.02	4.85	8.93

2022年东北地区合成氨均价为3,925元/吨（不含税）。谨慎性考虑，按最近5年东北市场合成氨价格的平均不含税价格3,115元/吨（不含税），预测项目收益情况。

在合成氨价格为3,115元/吨（不含税），建设投资额、上网电价、可变成本、生产负荷、合成氨价格等各主要参数上下浮动10%时，内部收益率均为正数。

当合成氨价格较测算基本价格3,115元/吨（不含税）下降11.78%，即2,748元/吨（不含税）时，项目的资本金内部收益率降为0%。

合成氨售价以3,115元/吨（不含税）作为基准时，价格变动引起毛利率变动的敏感性分析如下：

序号	合成氨价格（元/吨）	价格变动幅度	毛利率
1	1,869	-40.00%	-4.31%
2	2,025	-35.00%	-0.51%
3	2,181	-30.00%	3.02%
4	2,336	-25.00%	6.31%
5	2,492	-20.00%	9.38%
6	2,648	-15.00%	12.26%
7	2,804	-10.00%	14.97%
8	2,959	-5.00%	17.51%
9	3,115	0.00%	19.90%
10	3,271	5.00%	22.16%
11	3,427	10.00%	24.29%
12	3,582	15.00%	26.32%
13	3,738	20.00%	28.23%
14	3,894	25.00%	30.05%
15	4,050	30.00%	31.78%
16	4,205	35.00%	33.42%
17	4,361	40.00%	34.99%

在合成氨价格为3,115元/吨（不含税），合成氨价格参数上下浮动40%时，项目毛利率在-4.31%-34.99%之间。

经测算，当合成氨价格下降34.29%时，即2,047元/吨（不含税）时，项目毛利率降至0%。

(3) 合成氨价格波动分析

1) 价格变动概述

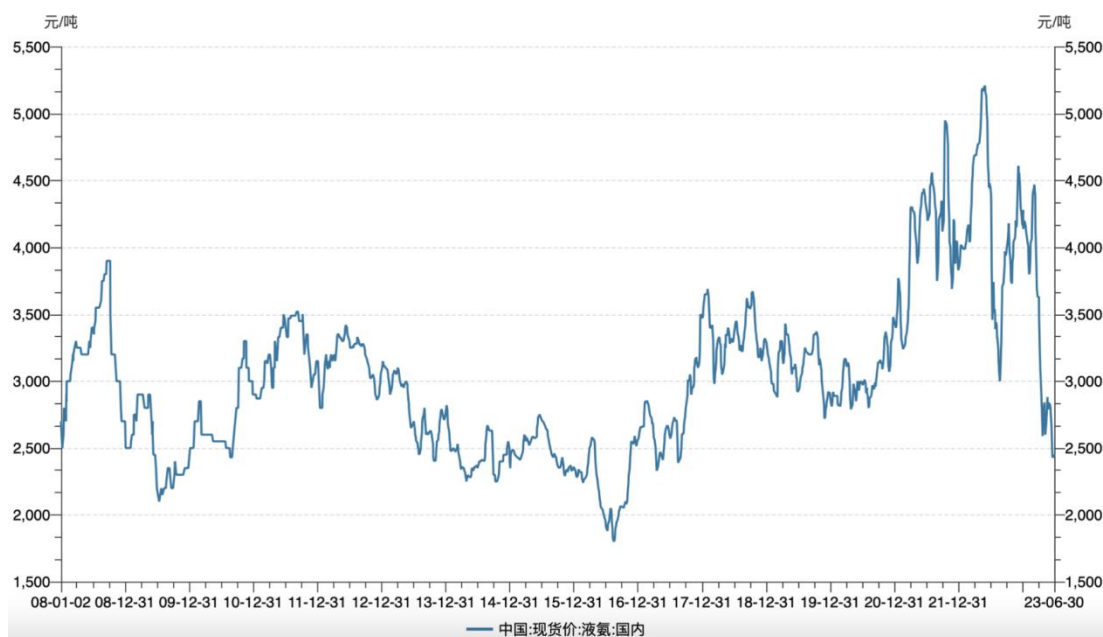
合成氨是最重要的无机化工原料之一，产品价格总体呈区间波动状况，周期性特征明显。自 2008 年有统计数据以来合成氨价格主要集中在 3,000 元/吨(含税)左右波动，目前价格已低于 3,000 元/吨（含税），处于近 5 年的最低水平。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目位于东北地区，合成氨售价高于全国平均水平，有利于提升项目的整体效益。随着煤炭价格企稳，行业落后产能退出，下游需求提升等因素作用下，未来合成氨价格有望重新企稳回升。同时，随着全球零碳排放目标施行、国际 CBAM 等碳税法案推行以及市场存在大量碳风险溢价空间等，“绿氨”的市场体量和价格得到良好支撑和提升，从而有效提升大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的产品价格。

2) 价格变动具体分析

合成氨是最重要的无机化工原料之一，当前我国约有 80%氨用来生产化肥，20%为其它化工产品的原料。合成氨行业属于完全竞争行业，价格变动与市场供求情况直接关联，上游油、煤炭及天然气价格，以及下游化肥、农产品价格的变化均会导致合成氨价格发生变化，从而导致产品价格总体呈区间波动状况，周期性特征明显。具体分析如下：

① 合成氨价格历史走势及波动分析

我国合成氨价格历史期走势情况如下：

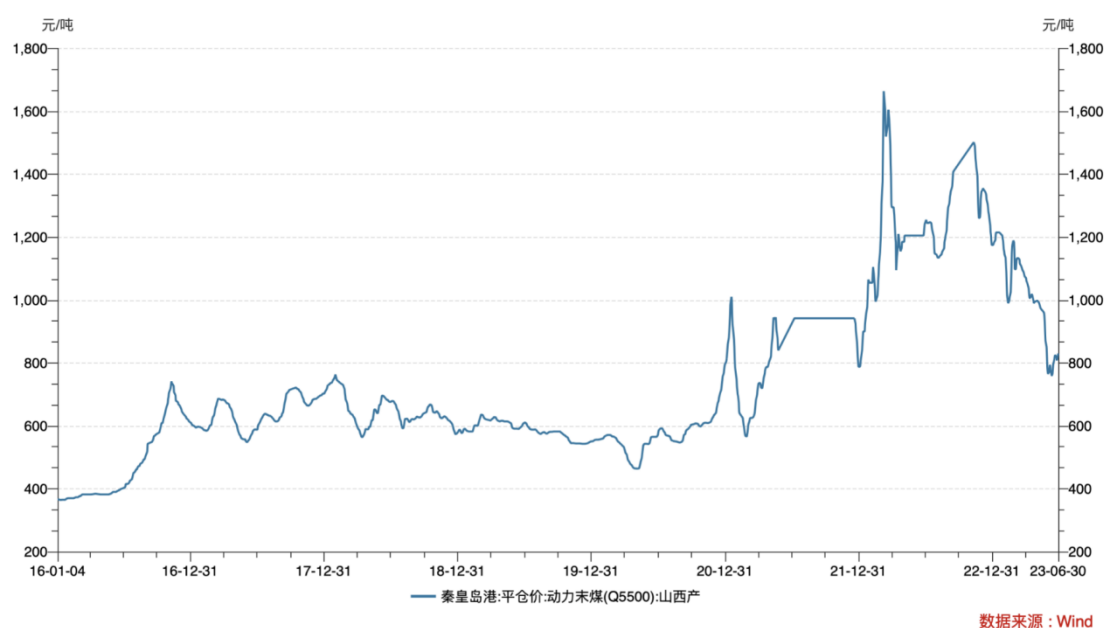


从历史看，我国合成氨价格主要集中在 3,000 元/吨左右波动，目前价格已低于 3,000 元/吨，处于近 5 年的最低水平。随着煤炭价格企稳，季节性因素影响逐步消除以及供暖季的来临，预期合成氨价格短期内将企稳反弹。

② 供需关系缓和有利于合成氨价格企稳反弹

A. 上游煤炭价格已回归正常波动区间，有利于合成氨价格企稳

煤炭是传统合成氨工艺的主要原材料之一，煤炭价格的波动直接影响合成氨的出厂价格，2016 年 1 月 1 日至 2023 年 6 月 30 日，我国秦皇岛港 Q5500 动力末煤价格变动情况如下：



2022 年下半年至 2023 年上半年，受国内原煤产量增加及恢复澳煤进口等保供措施影响，煤炭价格大幅回落。目前，秦皇岛港 Q5500 动力末煤价格在 800 元/吨左右，已回归历史正常波动区间。未来随着社会用电负荷的增长，预计煤炭价格将停止大幅回落，并在正常波动区间中波动。同时，基于北方供暖季的影响，煤炭价格一般下半年高于上半年，预期本年下半年煤炭价格受供暖季而有所提升。综上，煤炭价格预期的回稳提升将有利于合成氨价格的回升。

B. 行业落后产能加速退出有利于提升产品价格

目前，我国合成氨价格自 2022 年度的高点以来已有较大幅度的降低，部分地区出厂价格接近成本价格，预计将对行业内大量生产工艺落后的中小企业带来较大冲击，加

速落后产能的退出，从而提升产品价格。

C. 下游已有及新增需求将有利于提升产品价格

a 农业氮肥需求稳步提升

我国合成氨消费中农业消费量（尿素等氮肥）占到了目前总消费量的约七成，2018年以来，我国合成氨表观消费量由4,700万吨增加至2021年的5,986.5万吨，年复合增长率达8.40%。未来，随着农业氮肥需求的稳定增加，合成氨在农业消费量的需求有望稳步提升。此外，未来随着逐步进入下一轮春播期，尿素价格有望季节性走强，有利于合成氨产品价格的恢复。

b 船运、储能等行业对“绿氨”的需求是合成氨新的需求增长点

国际海事组织（IMO）提出了降低船舶碳排放的目标，要求到2030年，新建船舶的碳排放强度比2008年降低40%；到2050年将全球船舶运输业总碳排放减少至2008年水平的50%。绿氨燃料易压缩储运、且能够较低成本地实现全生命周期零碳排放，中国江南造船、日本邮船等企业也已纷纷布局绿氨动力船舶的建设。因此，绿氨将成为船运领域最有竞争力的绿色替代燃料之一，并为合成氨创造新的需求增长点。

全国首例大型煤电机组大比例掺氨燃烧工程示范已取得成功，该项目为煤电机组的清洁化提供了较强的示范效益，未来若逐步在火电行业内推广开来，亦将为合成氨，特别是“绿氨”产品提供更广阔的应用空间。

根据Rocky Mountain Institute发布的研究报告，储能用的“绿氨”将逐渐进入快速发展期，到2050年达到50%的占比，是未来合成氨应用的主要方向。

基于上述情况分析，导致近期合成氨价格较快回落的原因主要系上游煤炭价格回落、产业短期扩大产能、下游氮肥季节性需求等短期波动因素的影响。随着煤炭价格企稳，国家绿色发展战略的推进，“绿氨”在下游燃料、储能等新应用领域的发展，未来合成氨价格有望重新企稳回升。

③ 东北地区合成氨价格高于我国平均水平

东北地区煤炭等原料资源相对匮乏，合成氨价格略高于全国平均水平，近5年合成氨最高价格为5,073元/吨（含税），最低价格为2,650元/吨（含税）。根据隆众资讯的数据，最近一年中化吉林长山化工有限公司（吉林省内最大的氮肥生产企业）的合成氨销售价格具体变动情况如下：



数据来源：隆众资讯

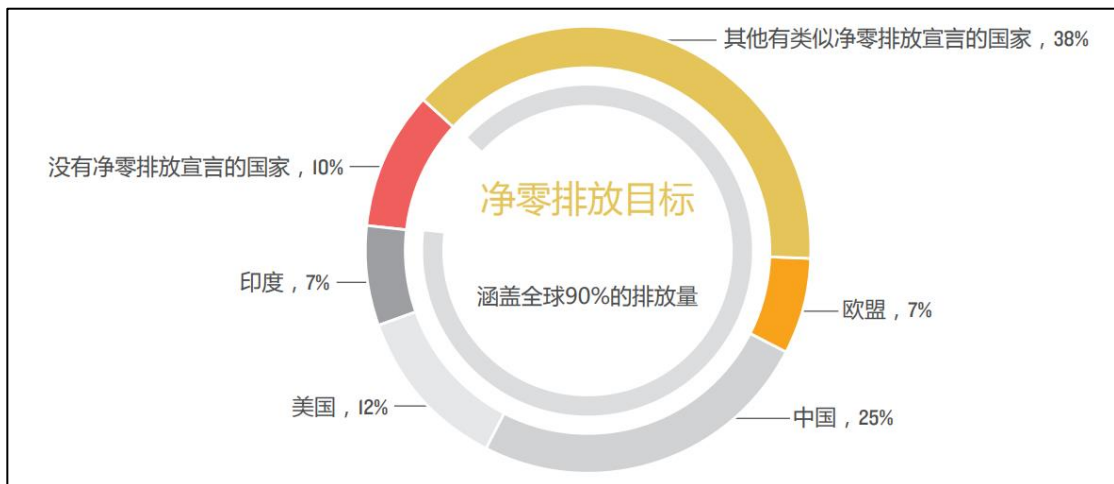
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目位于东北地区，合成氨售价高于全国平均水平，有利于提升项目的整体效益。

④ “绿氨”产品特有的竞争优势分析——“绿氨”的市场体量和价格得到良好支撑和提升

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目产品与传统合成氨产品不同，具有独特的“绿色”属性，与煤/天然气制氨相比，在市场竞争、价格竞争方面具有多项优势，具体分析如下：

A. 全球零排放目标为绿色氨产品需求提供有利支撑

截至 2021 年 11 月 2 日，全球有 140 多个国家已宣布或正在考虑在 2050 年或 2060 年前实现净零排放 (Net zero emissions)，这些国家代表了全球 90% 的温室气体排放。全球国家和地区宣布净零排放目标情况如下：



其中，中国作为目前全球最大的碳排放国，提出将采取更加有力的减排政策和措施，目标是二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。我国社会经济文化需求正处于高速增长期，人均化学品消费仍将长期保持增长态势，为确保 2030 碳达峰目标实现，无法再通过扩大化石能源开发的方式提高市场供给能力，须通过生产绿色合成氨的方式补充市场需求增量，将对绿色氨产品需求提供有利支撑。

B. 绿色合成氨产品在国际市场上具备较强竞争力

随着我国提出双碳目标，欧美等发达国家提出可再生能源法案、CBAM 等绿色产品有关法案，合成氨是否为“绿氨”将成为衡量产品价值的重要属性。根据国际能源署（IEA）出具的《2020 年全球可再生能源展望》，不断上升的绿色氨产量和潜在的储存需求将推动绿色氨市场的发展。到 2028 年底前，欧洲绿色氨市场预计将拥有全球最大的市场份额，产生 5.5803 亿美元的收入，远高于 2019 年的 749 万美元。亚太地区预计将占据全球第二大市场份额，预期收入达 1.9069 亿美元。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目目前已签订了出口国际市场的意向销售订单，预期能通过国际市场绿氨的竞争溢价。

C. 绿色合成氨产品存在大量碳风险溢价空间

“绿氨”的绿色价值最终要通过价格体现。2023 年 2 月，欧洲碳排放（EUA）价格一度突破 100 欧元/吨，随后略有回落，目前基本稳定在 85 欧元/吨，自 2016 年体系建立以来始终保持上涨趋势。国内 2023 年碳交易价格高点一度接近 100 元/吨，目前基本稳定在 55 元/吨，总体呈上涨趋势。碳交易价格的持续增长，为绿氨产品带来大量碳风险溢价。

从出口国际的角度来看，绿氨生产比煤/天然气制氨盈利空间高出 178.5/365.6 欧元/吨氨；从国内竞争角度来看，绿氨生产比煤/天然气制氨高出 210/430 元/吨氨，比照当前氨市场价格，高出 10%-20%的价格增值空间。

综上所述，未来随着国内产业碳减排大方向不变、农业工业刚性需求不减、国际 CBAM 等碳税法案推行在即、船运燃料及煤电掺氨等一众新兴场景出现，均对合成氨、尤其是“绿氨”的市场体量和价格形成了良好支撑和提升。

(4) 相关风险披露

针对合成氨价格波动对项目效益的影响，公司已在募集说明书中补充披露以下风险：

“（一）新能源绿氢合成氨项目效益不及预期的风险

本次募集资金投资项目“大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目”为公司拓展氢能利用的示范性项目。项目预计将建成年产量约为 15.3 万吨/年（设计规模为 18 万吨/年）的绿氢合成氨项目，绿氢合成氨应用在我国具有一定的领先示范性，如果未来该项目的行业政策、技术路线、终端产品价格或市场竞争等情况出现重大不利变化，则可能导致该项目无法达到预期收益或无法在短期内实现盈利的风险。

合成氨是大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的主要产品之一，作为大宗商品，其价格受市场供需影响，存在较大波动。本项目效益测算按东北地区合成氨最近五年平均价格 3,115 元/吨（不含税）作为测算基准价格，预计本项目建成后的毛利率为 19.90%，资本金内部收益率 4.57%。若按 2,748 元/吨（不含税）（较测算基准价格下降 11.78%）进行模拟测算，则本项目的资本金内部收益率降至 0%。2023 年 1-6 月，受煤炭价格大幅回落等不利因素影响，我国合成氨价格亦大幅回落，东北地区合成氨价格最低降至 2,522 元/吨（不含税）（较测算基准价格下降 19.04%），接近近 5 年价格区间下限。若按上述最低价格作为未来售价进行模拟测算，则本项目毛利率将降至 9.95%，资本金内部收益率为负。因此，若未来合成氨销售价格持续低位运行，可能导致本项目投资效益不及预期。”

综上所述，经对本次募投项目毛利率、单位价格等关键参数与公司已有业务水平、同类项目水平，同行业整体平均水平、同行业可比项目水平等进行多方面比较，公司本次募投项目效益测算的关键参数合理谨慎；经敏感性分析，在投资额、单位价格等多个关键参数一定范围内的变动中，募投项目均保持一定的盈利水平。因此，本项目募投项

目效益测算具有谨慎性、合理性。

6. 核查过程及核查意见

(1) 核查过程

针对上述事项，我们执行了如下核查程序：

1) 核查公司营业收入、净利润等财务数据，并计算公司毛利率相关财务指标，分析公司经营情况及财务状况；

2) 查阅同行业可比公司年度报告等公开信息，计算同行业可比公司相关财务指标，并与公司对应指标进行比较，分析差异原因；

3) 对公司管理层进行访谈，了解公司各版块营业收入和成本的具体经营情况；

4) 获取本次募投项目的可行性研究报告，并对可行性研究报告进行分析总结，核查有关财务评价与社会效果分析等章节的情况。

(2) 核查意见

经核查，我们认为：

根据对本次募投项目的毛利率、单位价格、单位成本等关键参数情况，与公司现有业务及可比公司的对比分析，以及对相关参数变动影响的敏感性分析，公司对本次募投项目的效益测算具有合理性和谨慎性。

(五) 结合新增固定资产和无形资产的金额、转固时点等，说明前次和本次募投项目建成后新增折旧和摊销对发行人未来经营业绩的影响

1. 新增固定资产和无形资产的金额、转固时点及折旧摊销情况

(1) 前次募投项目

前次募投项目新增固定资产、无形资产、转固时间及折旧摊销情况如下：

单位：万元

募投项目名称	转固时间	固定资产				无形资产				年折旧摊销额合计
		固定资产原值	固定资产折旧年限(年)	固定资产残值率	年折旧额	无形资产原值	无形资产摊销年限(年)	无形资产残值率	年摊销额	
安徽宿松九成风电项目(100MW)	2021年4月	79,951.56	20	5%、10%	3,920.90	191.73	50	0	3.83	3,924.74
延安宝塔蟠龙风电项目(100MW)	一期2021年1月、二期2021年4月	84,677.38	20	3%、5%、10%	3,728.63	1,149.71	40	0	35.55	3,764.18
青海乌兰风电项目(50MW)	2020年11月	32,353.46	20	5%、10%	1,487.30	-	/	/	-	1,487.30
江西兴国风电场项目(278MW)	2021年1月	216,561.18	20	5%、10%	10,293.59	-	/	/	-	10,293.59
广西崇左响水平价光伏项目(150MW)	2021年1月	55,020.33	20	5%、10%	2,627.29	-	/	/	-	2,627.29
山东寿光恒远平价光伏项目(200MW)	2021年5月	85,910.17	20	5%	4,091.89	-	/	/	-	4,091.89
合计	/	554,474.07	/	/	26,149.61	1,341.44	/	/	39.38	26,188.99

注：前次募投项目均已投产，固定资产原值为2022年12月31日的账面金额，年折旧摊销额为2022年度的折旧摊销金额

(2) 本次募投项目

本次募投项目新增固定资产、无形资产、转固时间及折旧摊销如下：

单位：万元

募投项目名称	预计转固时间	固定资产原值	固定资产折旧年限(年)	固定资产残值率	无形资产及其他资产原值	无形资产及其他资产摊销年限(年)	无形资产及其他资产残值率	年折旧及摊销额(预计)
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	T+2	535,335.53	5-20	3%	1,466.02	5-10	0	29,210.94
扶余市三井子风电场五期10万千瓦风电项目	T+2	51,001.28	20	5%	-	/	/	2,422.56
吉林长岭10万千瓦风电项目	T+2	50,658.29	20	5%	-	/	/	2,406.27
白城绿电产业示范园配套电源一期10万千瓦风电项目	T+1	49,418.05	20	5%	-	/	/	2,347.36
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	T+1	115,946.42	20	3%	480.00	10	0	5,671.40
合计	/	802,359.57	/	/	1,946.02	/	/	42,058.53

注1：T表示开始建设的年度时点

注2：本次募投项目固定资产原值、无形资产原值为转固时点的金额，年折旧摊销额为项目投产次年的折旧摊销金额

由上表可见，前次募投项目建成后的新增年折旧摊销额为26,188.99万元，本次募投项目建成后的新增年折旧摊销额预估值为42,058.53万元，前次和本次募投项目建成后合计新增年折旧摊销额为68,247.52万元。

2. 结合项目的收入、净利润，公司前次募投项目的新增折旧摊销额对公司未来营业收入、净利润的影响

(1) 前次募投项目

前次募投项目的新增折旧摊销额对公司未来营业收入、净利润的影响如下：

单位：万元

项 目	2022 年折旧 摊销	2022 年度 营业收入	2022 年度 净利润
安徽宿松九成风电项目（100MW）	3,924.74	12,468.56	4,123.46
延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）	3,764.18	8,229.99	675.83
青海乌兰风电项目（50MW）	1,487.30	5,166.68	1,513.88
江西兴国风电场项目（278MW）	10,293.59	34,036.94	15,634.02
广西崇左响水平价光伏项目（150MW）	2,627.29	7,752.96	1,594.14
山东寿光恒远平价光伏项目（200MW）	4,091.89	8,790.47	1,224.48
小 计	26,188.99	76,445.61	24,765.81
2022 年度公司营业收入	1,495,475.37		
前次募投项目新增折旧摊销占整体营业收入比例	1.75%		
2022 年度公司净利润	118,063.15		
前次募投项目新增折旧摊销占整体净利润比例	22.18%		

2022 年，前次募投项目折旧摊销额为 26,188.99 万元，占公司收入的比例为 1.75%，占公司净利润的比例为 22.18%。

前次募投项目 2022 年营业收入为 76,445.61 万元，净利润为 24,765.81 万元，因而，前次募投项目的实施会导致公司折旧摊销金额增加，但募投项目整体效益良好，募投项目的实施有效提升了公司盈利水平。

综上，虽然前次募投项目的实施会导致公司折旧摊销金额增加，但募投项目整体效益良好，募投项目的实施有效提升了公司盈利水平，因此不会对公司未来经营业绩产生重大不利影响。

(2) 本次募投项目的新增折旧摊销额对公司未来营业收入、净利润的影响:

本次募投项目的新增折旧摊销额对公司未来营业收入、净利润的影响如下:

单位: 万元

项 目	T+1	T+2	T+3	T+4	T+5	T+6	T+7	T+8	T+9	T+10	T+11	T+12
新增折旧摊销额												
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目			29,210.94	29,210.94	29,210.94	29,210.94	29,210.94	28,937.74	28,937.74	28,937.74	28,937.74	28,937.74
扶余市三井子风电场五期10万千瓦风电项目			2,422.56	2,422.57	2,422.56	2,422.56	2,422.56	2,422.56	2,422.56	2,422.56	2,422.56	2,422.56
吉林长岭10万千瓦风电项目			2,406.27	2,406.27	2,406.27	2,406.27	2,406.27	2,406.27	2,406.26	2,406.27	2,406.27	2,406.27
白城绿电产业示范园配套电源一期10万千瓦风电项目		2,347.36	2,347.36	2,347.35	2,347.36	2,347.36	2,347.35	2,347.36	2,347.36	2,347.36	2,347.35	2,347.36
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目		5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,623.40
新增折旧摊销合计	0.00	8,018.76	42,058.53	42,058.53	42,058.53	42,058.53	42,058.52	41,785.33	41,785.32	41,785.33	41,785.32	41,737.33
新增折旧摊销占营业收入比例												
现有业务营业收入	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37
本次募投项目新增营业收入	0.00	20,227.92	114,560.19	118,153.25	118,092.07	118,031.15	117,970.51	117,910.13	117,850.05	117,790.23	117,730.67	117,671.41
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目			78,172.90	81,827.44	81,827.44	81,827.44	81,827.44	81,827.44	81,827.44	81,827.44	81,827.44	81,827.44
扶余市三井子风电场五期10万千瓦风电项目			8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79
吉林长岭10万千瓦风电项目			8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32
白城绿电产业示范园配套电源一期10万千瓦风电项目		6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目		13,720.04	13,658.30	13,596.82	13,535.64	13,474.72	13,414.08	13,353.70	13,293.62	13,233.80	13,174.24	13,114.98
营业收入合计	1,495,475.37	1,515,703.29	1,610,035.56	1,613,628.62	1,613,567.44	1,613,506.52	1,613,445.88	1,613,385.50	1,613,325.42	1,613,265.60	1,613,206.04	1,613,146.78
本次募投项目新增折旧摊销占整体营业收入比	0.00%	0.53%	2.61%	2.61%	2.61%	2.61%	2.61%	2.59%	2.59%	2.59%	2.59%	2.59%

项 目	T+1	T+2	T+3	T+4	T+5	T+6	T+7	T+8	T+9	T+10	T+11	T+12
例												
新增折旧摊销占净利润比例												
现有净利润	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15
本次募投项目新增净利润	0.00	2,945.41	7,681.42	7,322.21	8,504.61	9,234.44	9,919.74	9,606.50	10,121.19	11,547.00	12,102.15	12,818.80
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目			-1,261.69	-1,746.84	-867.98	38.99	974.86	-410.98	501.87	1,442.33	1,805.90	2,015.16
扶余市三井子风电场五期10万千瓦风电项目			2,789.61	2,923.41	3,057.21	2,794.02	2,677.63	3,134.05	2,813.76	2,913.54	3,013.33	3,113.12
吉林长岭10万千瓦风电项目			2,816.36	2,946.88	3,077.39	2,806.92	2,687.94	3,141.93	2,815.43	2,913.32	3,011.21	3,109.09
白城绿电产业示范园配套电源一期10万千瓦风电项目		1,279.08	1,410.93	1,542.78	1,465.30	1,580.66	1,351.80	1,472.52	1,610.75	1,709.63	1,808.52	1,907.40
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目		1,666.33	1,926.21	1,655.98	1,772.69	2,013.85	2,227.51	2,268.98	2,379.38	2,568.18	2,463.19	2,674.03
净利润合计	118,063.15	121,008.56	125,744.57	125,385.36	126,567.76	127,297.59	127,982.89	127,669.65	128,184.34	129,610.15	130,165.30	130,881.95
本次募投项目新增折旧摊销占整体净利润比例	0.00%	6.63%	33.45%	33.54%	33.23%	33.04%	32.86%	32.73%	32.60%	32.24%	32.10%	31.89%

注 1：T 表示开始建设的年度时点

注 2：假设本次募投项目在预计转固时间全部建设完成

注 3：假设 T+1 净利润为 2022 年净利润，不考虑公司现有业务的未来收入增长以及净利润增长，且不构成对公司未来业绩、盈利水平的承诺

本次募投项目实施后预计首年新增折旧摊销 42,058.53 万元，占投产后年收入的比例为 2.59%至 2.61%，占投产后年净利润的比例为 31.89%至 33.54%。本次募投项目新增营业收入 114,560.19 万元，新增净利润 7,681.42 万元，因此，本次募投项目的实施虽然增加折旧摊销金额，但募投项目预计效益良好，募投项目的实施能有效提升公司盈利水平，不会对公司未来经营业绩产生重大不利影响。

综上，前次募投项目及本次募投项目新增的折旧摊销对公司未来业绩不会产生重大不利影响。

3. 核查过程及核查意见

(1) 核查过程

针对上述事项，我们执行了如下核查程序：

1) 获取公司前次募投项目的报表数据，核查公司前次募投项目投产的固定资产及无形资产的原值及年折旧摊销额计提是否正确，并根据 2022 年折旧摊销额对收入、利润的影响分析对企业未来业绩的影响；

2) 查阅本次募投项目的可行性研究报告，测算本次募投项目投产后固定资产及无形资产未来年份的折旧摊销额占企业营业收入及净利润的比例，分析本次募投项目新增固定资产和无形资产产生的折旧摊销额对企业未来经营业绩的影响。

(2) 核查意见

经核查，我们认为：

虽然前次和本次募投项目的实施会导致公司折旧摊销金额增加，但募投项目整体预计效益良好，募投项目的实施能有效提升公司盈利水平。因此，募投项目新增折旧摊销不会对公司未来经营业绩造成重大不利影响。

二、关于经营状况、财务情况及财务性投资

根据申报材料，2019 年到 2022 年 1-9 月，发行人供热业务处于亏损状态，亏损的主要原因为居民采暖供热价格较低且不能及时调整；运维及其他业务的毛利和毛利率发生大幅度波动；发行人资产负债率处于 74.74%至 79.86%之间，高于行业平均水平。2019 年末、2020 年末、2021 年末和 2022 年 9 月末，公司应收账款账面金额分别为 451,335.45 万元、672,424.07 万元、835,411.59 万元和 903,717.40 万元，呈持续增长趋势。

关于电力业务，报告期内发行人投资扩建的风电、光伏项目较多，新能源装机占总装机比重达 73%。发行人投资的产业基金包括中吉慧能（深圳）投资有限公司、电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）、国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）等，均不认定为财务性投资；其他流动负债包括向横琴吉电绿色能源产业投资基金（有限合伙）和融东（横琴）新能源投资基金（有限合伙）产业基金支付短期融资租赁应付租金。

请发行人补充说明：（1）请结合发行人经营策略、相关政策规定、业务成本和收益情况等，说明供热业务持续亏损的原因和合理性，是否与同行业或同地区可比公司一致，相关不利影响是否持续；（2）结合运维及其他业务的主要经营主体、经营和盈利模式、与主营业务的关系、业务稳定性和占比等，说明毛利率波动较大的原因，是否存在导致发行人业绩大幅下滑的风险；（3）结合发行人经营情况及财务状况（包括但不限于偿债能力指标、现金流量等），说明其资产负债率高于行业平均水平的原因，是否存在偿债风险或流动性风险，拟采取的风险控制及其有效性；（4）2022 年 9 月末发行人应收账款账面金额约为 2019 年末的两倍，显著高于同期营业收入增长率，请结合行业发展情况、发行人业务模式、账龄及坏账计提情况、可比公司应收账款周转率和计提政策等，说明发行人应收账款与收入增长是否匹配，是否存在放宽信用政策的情形，坏账准备计提是否充分；（5）按区域列示主要风电和光伏项目的装机容量和占比、平均发电小时数和弃风弃光率等，说明项目关键指标是否与全国或所属地区平均水平相符，是否达到预期生产规模和效益，如否，请说明原因；（6）请结合发行人持有基金的详细情况（包括但不限于出资人情况、协议内容、认缴实缴金额、投资方向和范围、决策机制和投资计划、穿透后的具体投资标的等），说明不认定为财务性投资的原因和合理性，并说明最近一期末是否持有金额较

大的财务性投资（包括类金融业务），自本次发行董事会决议日前六个月至今，发行人新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务的具体情况，是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关要求，是否涉及调减情形。

请发行人补充披露（1）-（5）相关风险。

请保荐人和会计师核查并发表明确意见。

（一）请结合发行人经营策略、相关政策规定、业务成本和收益情况等，说明供热业务持续亏损的原因和合理性，是否与同行业或同地区可比公司一致，相关不利影响是否持续

1. 供热业务的经营策略

公司供热业务均在吉林省内，供热业务的热量均来源于燃煤热电联产机组。公司的供热机组为所在地冬季保民生取暖的主要热源，其中部分机组提供工业蒸汽。因此，公司供热业务包括居民采暖供热业务及工业蒸汽业务。

居民采暖供热业务方面，公司一方面按政府要求，确保民生供暖需要；另一方面积极推动政府建立热力产品价格联动机制，争取还原热力产品商业价值属性，通过提升热力产品价格减少供热业务亏损状况。

工业蒸汽业务方面，公司销售实行煤热联动政策，蒸汽销售价格根据供热市场状况采取双方议价方式。公司每年根据煤炭价格走势测算成本变化情况，根据成本测算结果合理制定销售价格。

2. 供热业务的相关政策规定

（1）居民供热价格受政府管控

目前国家鼓励发展热电联产和集中供热，供热价格原则上实行政府定价或者政府指导价，由省（区、市）人民政府价格主管部门或者经授权的市、县人民政府制定。

2018 年吉林省物价局、住房和城乡建设厅联合发布《关于建立煤热价格联动机制的指导意见》（吉省价格〔2018〕122 号），吉林省各地市发改委每年组织开展上一采暖期供热成本核查工作，根据核查结果由地方政府发改委出台居民采暖出厂热价调整文件。

自上文发布至今，主管部门发布的每年采暖出厂热价均有不同程度调增，但整体调整幅度低于煤炭价格增长幅度。

(2) 供热业务规模受政府管控

2021 年吉林省人民政府办公厅印发了《吉林省煤电热保供攻坚战工作方案的通知》（吉政办明电〔2021〕45 号），要求“夯实供热地方属地责任。各市（州）、县（市、区）政府针对中小供热企业和民营热力企业多依靠市场化供煤的情况，指导督促热力企业做好热煤储备，运用‘刚性措施’确保供热企业不停供。对存在困难的企业帮助落实煤源，推动提高现地储煤率。开栓前，组织供热企业与属地政府签订保供暖责任状，全面压实供热企业的主体责任；运行期间，对企业煤炭购、耗、储情况持续做好监控，杜绝因燃料问题引发弃供、停供、低温运行等问题发生。长春市区域供热比重高、热煤缺口大，要采取专项措施，确保不出问题”。

因此，公司的供热业务规模须满足社会热力需求，具有刚性供热的政策要求。

3. 公司供热业务的成本构成情况

报告期内，公司供热业务成本构成情况如下

单位：万元、%

项 目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
燃料费用	54,349.25	70.40	114,857.97	68.43	125,973.04	69.24	99,626.57	69.23
折旧费用	10,153.64	13.16	24,149.08	14.39	23,781.99	13.07	20,646.93	14.35
职工薪酬	6,539.59	8.47	14,140.27	8.42	17,968.56	9.88	11,808.10	8.21
其他	6,154.19	7.97	14,691.64	8.75	14,219.05	7.82	11,826.87	8.22
合 计	77,196.67	100.00	167,838.96	100.00	181,942.64	100.00	143,908.47	100.00

由上表可见，公司供热业务成本主要是耗用的煤炭成本。

4. 公司供热业务收益情况

单位：万元

项 目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
供热业务收入	57,085.82	113,144.62	131,736.79	113,798.26
其中：采暖供热	46,883.96	86,180.74	76,060.41	74,840.08
工业蒸汽	10,201.86	26,963.88	55,676.38	38,958.18
供热业务成本	77,119.67	167,838.96	181,942.64	143,908.47
其中：采暖供热	68,619.46	141,461.09	121,746.21	104,354.00
工业蒸汽	8,500.21	26,377.87	60,196.42	39,554.47

项 目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
供热业务毛利	-20,033.85	-54,694.34	-50,205.85	-30,110.21
其中：采暖供热	-21,735.50	-55,280.35	-45,685.80	-29,513.92
工业蒸汽	1,701.65	586.02	-4,520.05	-596.29
供热业务毛利率(%)	-35.09	-48.34	-38.11	-26.46
其中：采暖供热(%)	-46.36	-64.14	-60.07	-39.44
工业蒸汽(%)	16.68	2.17	-8.12	-1.53

公司供热业务中居民供热业务占比较大，其毛利率较低；工业蒸汽业务收入占比较小，其毛利率相对较高。

5. 公司供热业务 2020 年至 2022 年持续亏损的原因和合理性

(1) 居民供热销售价格受政策限价

受政策限价因素的影响，民用热力销售价格由当地政府决定，无法执行市场化交易。近年煤炭价格持续增长，而民用热力销售价格增幅显著低于煤炭价格增长幅度，导致供热业务亏损逐年加大。

公司各供热单位 2020 年至 2022 年供热销售价格及营业成本中综合标煤单价的变化情况如下表：

供热地区及供热单位		热价变化（元/吉焦）			综合标煤单价变化（元/吨）		
		2020 年	2022 年	增长率	2020 年	2022 年	增长率
白城市	白城发电	29.47	32.22	9.34%	614.19	752.02	22.44%
吉林市	松花江热电	31.58	33.28	5.40%	701.82	824.31	17.45%
	松花江一热	31.58	33.28	5.40%	697.75	862.63	23.63%
长春市	长春热电	33.03	35.78	8.33%	684.52	886.65	29.53%
四平市	四平一热	29.58	35.78	20.97%	673.68	890.82	32.23%
	吉长电力	29.58	35.78	20.97%	654.91	770.06	17.58%
平均值		30.80	34.35	11.54%	671.15	831.08	23.83%

2020 年平均热价为 30.80 元/吉焦，2022 年平均热价为 34.35 元/吉焦，增长率为 11.54%；2020 年平均综合标煤单价为 671.15 元/吨，2022 年平均综合标煤单价为 831.08 元/吨，增长率为 23.83%，由于平均热价增长率低于平均煤价增长率，导致亏损逐年增加。

(2) 工业蒸汽业务规模有所下降

单位：万元

项 目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度	
	收入	毛利率 (%)	收入	毛利率 (%)	收入	毛利率 (%)	收入	毛利率 (%)
采暖供热	46,883.96	-46.36	86,180.74	-64.14	76,060.41	-60.07	74,840.08	-39.44
工业蒸汽	10,201.86	16.68	26,963.88	2.17	55,676.38	-8.12	38,958.18	-1.53
供热业务收入	57,085.82	-35.09	113,144.62	-48.34	131,736.79	-38.11	113,798.26	-26.46

公司工业蒸汽业务毛利率显著高于采暖供热，因 2022 年起主要工业蒸汽用户减产，公司工业蒸汽销售量减少，导致供热业务整体毛利率下降。2023 年煤炭价格下降，工业蒸汽销售价格上升，导致 2023 年 1-6 月供热业务毛利率有所提升。

6. 报告期各期，公司供热业务毛利率与同行业可比公司的对比情况如下：

单位：万元，%

证券代码	证券简称	2022 年度			2021 年度			2020 年度		
		供热收入	供热成本	毛利率	供热收入	供热成本	毛利率	供热收入	供热成本	毛利率
601991	大唐发电	584,550.60	990,637.90	-69.47	521,478.00	920,174.50	-76.46	467,107.90	671,795.70	-43.82
600863	内蒙华电	49,402.09	75,890.98	-53.62	45,760.20	67,016.78	-46.45	36,819.50	40,602.22	-10.27
600509	天富能源	85,248.85	96,812.24	-13.56	66,742.14	70,211.55	-5.20	60,703.30	51,206.17	15.65
600578	京能电力	202,195.79	314,232.34	-55.41	165,879.79	247,220.23	-49.04	147,303.61	160,980.18	-9.28
000600	建投能源	199,991.02	308,704.34	-54.36	171,057.76	260,603.10	-52.35	151,205.96	167,984.17	-11.10
	平均值	/	/	-49.28	/	/	-45.90	/	/	-11.76
	公司	113,144.62	167,838.96	-48.34	131,736.79	181,942.64	-38.11	113,798.26	143,908.47	-26.46

如上表所示，公司 2020 年至 2022 年供热业务的毛利率与同行业平均水平不存在重大差异，且整体变动趋势与同行业基本一致。

7. 公司供热业务持续亏损的相关不利影响的持续性

致使公司供热业务持续亏损的不利影响包括：热力销售价格受政府限定；居民采暖销售规模具有刚性供应的政策要求。

(1) 限价因素具有持续性

供热业务毛利率水平较低，主要系因受政策限价因素的影响，民用热力销售价格由当地政府决定，无法执行市场化交易，该定价政策具有持续性。

(2) 供热业务持续性

由于北方地区供热为保障民生的重要事项之一，公司作为吉林省区域重要的供热企业，需履行满足地区供热需求的社会责任，保障区域内安全供电和供热需求。

综上，公司供热业务持续亏损的不利因素具有持续性。但由于公司供热的同时将进行火力发电，火电业务毛利率为正，将降低供热业务亏损的不利影响。同时，2023年1-6月煤炭价格较往年有所下降，该业务毛利率水平有所提升。

8. 核查过程及核查意见

(1) 核查过程

针对上述事项，我们执行了以下核查程序：

1) 了解公司供热业务的经营策略及相关政策，获取关于居民采暖的政策性文件，分析供热业务持续亏损的原因及合理性；

2) 获取公司涉及的供热地区的供热价格政策文件和生产成本中的煤炭价格数据，分析两者变动匹配性；

3) 对公司2020年-2022年供热业务收入、成本、毛利率等数据进行分析，并与同行业公司进行比较。

(2) 核查意见

经核查，我们认为：

1) 公司供热业务受到政府限价影响，供热价格的调整幅度不及煤炭价格上涨幅度，同时毛利率较高的工业蒸汽业务因用户减产导致业务规模减小，综合导致供热业务亏损，公司供热业务亏损具有合理性；

2) 公司供热业务亏损情况与同行业情况和变动趋势一致；

3) 供热业务亏损的不利影响具有持续性。但由于公司供热的同时将进行火力发电，且2023年1-6月煤炭价格较往年有所下降，将降低供热业务亏损的不

利影响。

(二) 结合运维及其他业务的主要经营主体、经营和盈利模式、与主营业务的关系、业务稳定性和占比等，说明毛利率波动较大的原因，是否存在导致发行人业绩大幅下滑的风险

1. 运维及其他业务主要经营主体、经营和盈利模式和主营业务的关系

报告期内，公司运维及其他业务主要包括运维业务、检修业务及其他业务。其中，2020年至2023年1-6月运维业务收入占运维及其他业务比例分别为88.40%、91.50%、85.32%和78.57%。

运维业务的主要经营主体包括白山吉电能源开发有限公司（以下简称白山吉电）、通化吉电发展能源有限公司（以下简称通化吉电）和吉林电力股份有限公司二道江发电公司（以下简称二道江公司）。

公司运维业务主要经营主体经营模式、盈利模式与主业关系如下：

序号	经营主体	经营模式	盈利模式	与电力业务的关系
1	白山吉电、通化吉电	为委托方提供运维服务，服务内容包括为所属机组进行运行维护管理服务，提供除财务管理以外的生产、运行、维护、日常管理和现场操作。	与委托方签署《委托运营服务协议》，按与委托方确认的预算金额收取委托运营费；此外，部分委托方可根据实际经营情况进行相应的考核与奖惩。	电力辅助服务业务
2	二道江公司	为委托方提供劳务外包服务，服务项目包括汽机、电气、锅炉、除尘、脱硫、脱硝、化学、输煤集控、供热、供水等系统的运行工作、电气二次、热工、汽机本体、锅炉本体技术服务等。	与委托方签署《劳务外包服务协议》，提供劳务外包服务，按年收取固定劳务外包费用。	电力辅助服务业务

2. 运维及其他业务稳定性、占比及毛利率波动分析

(1) 运维及其他业务占比及稳定性情况

报告期内，公司收入结构如下：

单位：万元、%

行业分类	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
电力业务	609,981.87	79.90	1,141,068.58	76.30	958,262.92	72.72	789,823.25	78.51
热力业务	57,085.82	7.48	113,144.62	7.57	131,736.79	10.00	113,798.26	11.31

行业分类	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
运维及其他业务	96,376.43	12.62	241,262.18	16.13	227,755.87	17.28	102,380.25	10.18
合计	763,444.12	100.00	1,495,475.37	100.00	1,317,755.58	100.00	1,006,001.76	100.00

2020年至2023年1-6月，公司运维及其他业务分别为102,380.25万元、227,755.87万元、241,262.18万元以及96,376.43万元，占营业收入的比例分别为10.18%、17.28%、16.13%、12.62%，报告期内运维及其他业务占营业收入的比例整体有所提升。

公司拥有丰富的火电机组运维经验，在技术团队、物资调配、燃料统筹采购等方面可充分发挥优势，可以帮助委托方有效控制运营成本，提高资源利用效率，与现有客户已建立了较为长期稳定的合作关系，业务规模平稳提升。

综上，公司运维及其他业务具有稳定性。

(2) 运维及其他业务毛利率变动分析

报告期内，公司运维及其他业务毛利率情况如下：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
营业收入	96,376.43	241,262.18	227,755.87	102,380.25
营业成本	94,108.44	234,168.40	220,193.30	102,484.89
毛利	2,267.99	7,093.78	7,562.57	-104.64
毛利率	2.35%	2.94%	3.32%	-0.10%

2020年至2023年1-6月，公司运维及其他业务毛利率分别为-0.10%、3.32%、2.94%、2.35%，整体波动不大。2020年公司运维及其他业务亏损的主要原因是通化吉电和白山吉电自2020年中开始提供运维服务，业务开展初期因尚未产生良好效益，导致毛利率相对较低。2021年起，上述运维业务操作方式相对成熟，毛利率有所提升并在后续年度保持稳定。

3. 业绩大幅下滑的风险较小

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
运维及其他业务收入	96,376.43	241,262.18	227,755.87	102,380.25
占营业收入的比例	12.62%	16.13%	17.28%	10.18%

项 目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
毛利率	2.35%	2.94%	3.32%	-0.10%

公司运维及其他业务自 2021 年起毛利率相对稳定，公司运维业务基于与现有客户已建立了较为长期稳定的合作关系，业务规模、业务模式和经营业绩相对稳定，不存在导致公司业绩大幅下滑的风险。

4. 核查过程及核查意见

(1) 核查过程

针对上述事项，我们执行了以下核查程序：

1) 查阅公司信息披露文件，计算公司各业务板块收入及占比情况，分析收入和利润增长情况；

2) 与公司管理层访谈，了解公司运维及其他业务的主要经营主体，查阅公司与主要客户签订的《委托服务协议》了解经营和盈利模式。

(2) 核查意见

经核查，我们认为：

1) 公司运维及其他业务模式稳定，与现有客户已建立了较为长期稳定的合作关系，业务具有稳定性；

2) 运维及其他业务毛利率波动具有合理性；

3) 公司运维业务的业务规模、业务模式和经营业绩相对稳定，不存在导致公司业绩大幅下滑的风险。

(三) 结合发行人经营情况及财务状况（包括但不限于偿债能力指标、现金流量等），说明其资产负债率高于行业平均水平的原因，是否存在偿债风险或流动性风险，拟采取的风险控制及其有效性

1. 公司经营情况及财务状况

(1) 公司经营情况

报告期内，公司经营情况如下：

单位：万元

项 目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
营业收入	763,444.12	1,495,475.37	1,317,755.58	1,006,001.76
营业成本	537,080.88	1,137,757.63	1,037,170.82	777,043.44
营业利润	143,421.40	145,424.28	90,552.59	88,470.78
净利润	127,970.59	118,063.15	78,533.15	79,900.41

项 目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
经营活动现金流净额	204,184.04	732,837.29	343,716.19	333,652.34

报告期内营业收入稳定增长主要系因新能源业务的发展,报告期内公司进一步深化业务转型,通过在全国各地投资建设新能源项目,新能源业务装机容量、发电量得到大幅提升,新能源装机容量从2020年初的340.15万千瓦提升至2023年6月末的957.44万千瓦,新能源业务盈利水平大幅提升,公司主营业务结构得到进一步优化,营业利润规模逐年增长。

报告期内,公司营业收入和净利润规模整体持续提升,经营情况良好。公司经营活动现金流净额为正数,且呈持续增长趋势,公司资金回笼能力良好。

(2) 公司财务状况

报告期内,公司主要偿债指标如下:

财务指标	2023 年 6 月 30 日 /2023 年 1-6 月	2022 年 12 月 31 日/2022 年度	2021 年 12 月 31 日/2021 年度	2020 年 12 月 31 日/2020 年度
流动比率	0.77	0.68	0.56	0.52
速动比率	0.75	0.66	0.54	0.51
资产负债率(%) (母 公司)	69.27	71.93	71.85	75.30
资产负债率(%) (合 并)	71.40	72.12	78.61	79.86
利息保障倍数	2.76	1.69	1.52	1.56

2020年末至2023年6月末,公司流动比率分别为0.52、0.56、0.68和0.77;速动比率分别为0.51、0.54、0.66和0.75。报告期内,公司流动比率、速动比率水平较低,主要系一方面公司属于电力、热力生产和销售行业,具有非流动资产规模较大的行业特点;另一方面公司主要通过较大规模的短期融资为日常经营提供运营资金。报告期内,公司流动比率和速动比率整体有所提升,流动资产对于流动负债的覆盖能力得到提升,短期偿债能力增强。

2020年至2023年1-6月,公司利息保障倍数分别为1.56、1.52、1.69和2.76。报告期内,公司利息保障倍数整体呈上升趋势,主要系报告期内公司业务转型进一步深化,新能源业务得到快速蓬勃发展,使得公司营业利润大幅增加,公司利润对利息的覆盖程度逐步提升。

2020年末至2023年6月末,公司合并口径下资产负债率分别为79.86%、78.61%、72.12%和71.40%。报告期内,公司资产负债率水平较高,主要因为电力行业为资本密集型行业,行业特点决定了电力企业在电力项目投产初期资产负

债率相对较高。同时，随着近年来投资新建和收购项目的增多，公司累计投资金额较大，也使得资产负债率处于较高水平。公司 2022 年末资产负债率有所下降，系受经营利润的增长及少数股东投资影响。

综上，公司偿债能力指标水平与公司所处行业及发展状况相匹配，随着公司经营业绩的增长，报告期内偿债能力有所提升。

2. 公司资产负债率高于行业平均水平的原因分析

公司与同行业资产负债率比对情况如下：

单位：%

证券代码	证券简称	2023年6月30日	2022年12月31日	2021年12月31日	2020年12月31日
600905.SH	三峡能源	66.84	66.44	64.73	67.43
600236.SH	桂冠电力	52.40	51.40	55.69	56.77
600642.SH	申能股份	56.46	57.55	57.01	48.97
000883.SZ	湖北能源	55.92	53.79	50.25	41.74
601016.SH	节能风电	60.47	62.12	71.12	68.07
600032.SH	浙江新能	64.71	69.35	71.11	65.99
600821.SH	金开新能	72.03	72.99	79.22	76.04
603693.SH	江苏新能	56.09	55.84	59.31	54.00
001896.SZ	豫能控股	88.44	86.89	80.63	69.29
600163.SH	中闽能源	48.00	49.10	54.30	63.78
平均值		62.14	62.55	64.34	61.21
公司		71.40	72.12	78.61	79.86

2020年末至2023年6月末，公司合并口径资产负债率分别为79.86%、78.61%、72.12%和71.40%，资产负债率高于同行业平均水平，主要原因包括：

(1) 公司业务与同行业可比公司的业务结构存在差异。公司主营业务主要为新能源发电、火电以及热力供应，公司资产负债率高于新能源发电企业，但低于豫能控股（001896.SZ）等传统火电、热力公司的资产负债率水平；

(2) 公司业务规模较大、与供应商合作关系稳定，采购过程中以信用采购的比例较高，应付账款等流动负债金额较高；

(3) 公司近年来大力推进业务转型，新能源业务规模进一步提升，导致公司借款规模增大。

近三年，公司有息负债基本情况及其占总资产的比重如下：

单位：万元

项 目	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日
短期借款	679,148.58	1,053,771.81	954,859.73
应付债券	202,849.61	302,614.89	-
长期借款	3,400,099.69	2,920,106.54	2,578,817.62
租赁负债	75,702.12	111,724.05	-
长期应付款	243,167.91	476,927.16	597,378.96
有息负债合计	4,600,967.91	4,865,144.45	4,131,056.31
有息负债与资产总额的比例	64.33%	72.88%	73.65%
有息负债与营业收入的比例	307.66%	369.20%	410.64%

近三年，公司有息负债规模与资产总额、营业收入的比例相对稳定，随着公司资产规模及业务规模的扩大而增加，与公司业务发展相匹配。

综上，公司所属的电力行业属于资本密集型行业，资产负债率普遍处于较高水平；近年来，公司持续发展新能源发电业务、加快推进业务结构转型，投资规模逐步扩大，导致公司对资金需求相应增加，使得公司与同行业可比公司相比，资产负债率水平相对较高。整体而言，公司债务融资规模、资产负债率水平与公司所处的业务转型发展阶段以及行业特点相符，具有合理性。

3. 关于是否存在流动性风险或偿债风险的分析说明

(1) 盈利能力持续增强

公司因近年快速发展新能源业务，融资规模逐年扩大，导致资产负债率持续处于较高水平。但随着公司投资建设的新能源机组的相继投产，公司持续盈利能力得到显著增强，利润规模的增长能一定程度满足公司日常经营的流动性需求和偿债需求。

单位：万元

项 目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
营业收入	763,444.12	1,495,475.37	1,317,755.58	1,006,001.76
净利润	127,970.59	118,063.15	78,533.15	79,900.41
经营活动现金流净额	204,184.04	732,837.29	343,716.19	333,652.34

(2) 经营活动现金流持续增长

由于公司经营活动产生的现金流量净额为正数，且金额较大，反映公司日常经营的现金流入能有效满足经营活动的资金需求，流动性风险相对较低。另外，利息保障倍数大于 1 且整体呈上升趋势，偿债风险相对较低。

单位：万元

项 目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
经营活动现金流净额	204,184.04	732,837.29	343,716.19	333,652.34
利息保障倍数	2.76	1.69	1.52	1.56

(3) 具有融资资金成本优势

新能源行业属于国家实现碳中和目标的重要行业，政府对新能源行业的资金支持力度较高，公司可以与银行沟通协商通过借入低利率资金来置换高利率存量银行贷款，实现低成本融资。

(4) 新增融资安排

公司拥有较强的融资能力，公司可通过银行借款，对授信额度、授信期限以及利率水平进行合理规划，满足公司各类融资需求，合理降低利率波动风险。公司信用评级较高，可通过公开市场发行债券方式进行融资，因此公司可以在必要时以新增金融机构借款或发行债券等方式补充经营性及投资性资金需求。此外，本次募集资金部分用于补充流动资金，有利于进一步优化公司的资本结构，降低公司资产负债率，有助于进一步提高公司偿债能力，降低财务风险。

公司目前处于业务结构转型发展阶段，资金需求量大，伴随公司业务规模的持续扩张，债务规模相应增加。公司业务有稳定增长的现金流净流入，公司资信状况良好，银行授信额度充足，并可通过多种方式拓展融资渠道。

综上，公司偿债能力较强，不存在重大流动性风险或偿债风险。

4. 公司应对偿债风险的措施

(1) 持续提升盈利能力

最近三年公司营业收入分别为 100.60 亿元，131.78 亿元和 149.55 亿元，净利润分别为 7.99 亿元，7.85 亿元和 11.81 亿元，公司业务规模和盈利水平呈快速增长趋势，公司良好的经营情况有助于保持现金流的稳定性和公司资信水平，从而降低偿债风险。

(2) 保持充足的货币资金及现金流量

截至 2023 年 6 月末，公司货币资金余额为 15.90 亿元，其中非受限货币资金的金额为 15.33 亿元，公司保持充裕的在手货币资金以满足偿债需求，控制偿债风险。

此外，近三年公司经营活动产生的现金流量净额分别为 333,652.34 万元、343,716.19 万元、732,837.29 万元，呈上升趋势。公司通过对存量资产的运营，

产生良好的经营活动现金流量，从而满足偿债资金需求，控制偿债风险。

(3) 保持较强的融资能力

公司拥有较强的融资能力，未使用的外部金融机构授信额度较高；同时公司可通过银行借款，对授信额度、授信期限以及利率水平进行合理规划，满足公司各类融资需求。因此，公司可以在必要时以新增金融机构借款等方式应对债券本息兑付等偿债需求。另外，公司近年通过发行股票等权益类融资方式补充流动资金，从而应对偿债需求、降低偿债风险。

综上，公司制定了上述应对偿债风险的措施，且有效保持了充足的货币资金及现金流量、保持了较强的融资能力、盈利能力持续提升，报告期内资产负债率整体下降，偿债指标整体有所提升，相关措施具有有效性。

5. 核查过程及核查意见

(1) 核查过程

针对上述事项，我们执行了以下核查程序：

1) 核查公司营业收入、净利润等财务数据，并计算公司偿债能力相关财务指标，分析公司经营情况及财务状况；

2) 查阅同行业可比公司年度报告等公开信息，计算同行业可比公司相关财务指标，并与公司对应指标进行比较，分析差异原因；

3) 对公司有息负债情况进行核实，并与公司的资产规模和收入规模进行配比，分析有息负债规模的合理性；

4) 对公司管理层进行访谈，了解公司关于应对偿债风险的具体措施；

5) 针对公司应对偿债风险的具体措施，通过货币资金、经营业绩等财务数据进行核实，分析应对偿债风险措施的有效性。

(2) 核查意见

经核查，我们认为：

1) 报告期内，公司营业收入和净利润规模整体持续提升，经营情况良好。公司经营活动现金流净额呈持续增长趋势，公司资金回笼能力良好；

2) 公司偿债能力指标水平与公司所处行业及发展状况相匹配，随着公司经营业绩的增长，报告期内偿债能力有所提升；

3) 公司所属的电力行业属于资本密集型行业，资产负债率普遍处于较高水平；近年来，公司持续发展新能源发电业务、加快推进业务结构转型，投资规模

逐步扩大，导致公司对资金需求相应增加，使得公司与同行业可比公司相比，资产负债率水平相对较高。整体而言，公司债务融资规模、资产负债率水平与公司所处的业务转型发展阶段以及行业特点相符，具有合理性；

4) 公司偿债能力较强，不存在重大流动性风险或偿债风险；

5) 公司制定了应对偿债风险的措施，报告期内资产负债率整体下降，偿债指标整体有所提升，相关措施具有有效性。

(四) 2022 年 9 月末发行人应收账款账面金额约为 2019 年末的两倍，显著高于同期营业收入增长率，请结合行业发展情况、发行人业务模式、账龄及坏账计提情况、可比公司应收账款周转率和计提政策等，说明发行人应收账款与收入增长是否匹配，是否存在放宽信用政策的情形，坏账准备计提是否充分

1. 行业发展情况分析

近年来，我国高度重视经济社会发展与生态环境保护工作，大力支持太阳能、风能等新能源的开发与利用。在技术进步的有效推动与产业政策的有力驱动下，以光伏发电、风电为代表的新能源产业进入快速发展时期，促进了国内以光伏发电、风电等清洁能源为主导的新型电力系统的加速构建。2023 年以来，我国持续推进大型风电光伏基地建设、重大水电项目和抽水蓄能建设，可再生能源发展实现良好开局。

(1) 可再生能源装机规模持续扩大

根据国家能源局网站信息，2023 年 1-6 月，我国可再生能源发电新增装机 1.09 亿千瓦，占全国新增装机的 77%。其中，水电新增 536 万千瓦、风电新增 2,299 万千瓦、太阳能发电新增 7,842 万千瓦、生物质发电新增 176 万千瓦。

(2) 可再生能源发电量持续增长

根据国家能源局网站信息，2023 年 1-6 月，全国可再生能源发电量达到 1.34 万亿千瓦时，其中水电发电量 5,166 亿千瓦时，风电发电量 4,628 亿千瓦时，光伏发电量 2,663 亿千瓦时，生物质发电量 984 亿千瓦时。

(3) 可再生能源补贴“退坡”

2019 年国家发改委、国家能源局先后发布了《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》《关于完善风电上网电价政策的通知》等政策，明确 2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前

仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。

2021 年 6 月 7 日，国家发改委发布的《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833 号）指出，自 2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。2021 年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行。光伏发电进入平价上网时代。

因此，在上述政策规定补贴退坡时间后新建的新能源新项目不再获取国家补贴，补贴退坡前已投建的新能源项目仍按原补贴水平获取相应的国家补贴。

2. 业务模式

公司主营业务为火电、风电、光伏发电项目的开发、投资和运营，以及城市民用供热、工业供热等能源供应业务等。主要销售模式如下：

(1) 电力业务

公司电力销售分为计划分配电量、参与电力用户市场交易和跨省区交易相结合，由电网公司统购统销。能源行政主管部门下达各发电企业年度电量指标，各发电企业依据电量计划与当地电网公司签订购售电合同。

(2) 热力业务

公司热力销售分为民用供热和工业供热销售。民用供热由公司与热力公司及用户按供热需求签订供热合同。工业供热由公司与工业蒸汽用户签订供热合同。公司依据供热合同组织生产供给，根据供热量与用户进行月度结算。

3. 账龄及坏账计提情况

公司应收账款账龄及坏账计提情况如下：

单位：万元，%

账龄结构	2023 年 6 月 30 日				2022 年 12 月 31 日			
	账面余额	结构占比	坏账准备	计提比例	账面余额	结构占比	坏账准备	计提比例
1 年内	705,982.24	68.21	4,775.31	0.68	621,890.44	71.00	4,884.59	0.79
1-2 年	227,767.49	22.01	1,815.62	0.80	150,424.70	17.17	2,281.72	1.52
2-3 年	51,778.23	5.00	667.22	1.29	52,430.33	5.99	219.77	0.42
3-4 年	26,876.70	2.60	34.31	0.13	27,679.98	3.16	18.18	0.07
4-5 年	19,164.92	1.85	-	-	19,992.95	2.28	-	-
5 年以上	3,493.07	0.34	1,685.40	48.25	3,493.07	0.40	1,685.4	48.25
合计	1,035,062.66	100.00	8,977.86	0.87	875,911.47	100.00	9,089.67	1.04

账龄结构	2021年12月31日				2020年12月31日			
	账面余额	结构占比	坏账准备	计提比例	账面余额	结构占比	坏账准备	计提比例
1年内	468,252.26	55.79	1,932.24	0.41	399,285.19	59.18	183.97	0.05
1-2年	203,259.67	24.22	177.46	0.09	172,003.69	25.50	51.45	0.03
2-3年	118,223.59	14.09	17.58	0.01	82,383.25	12.21	158.53	0.19
3-4年	40,550.97	4.83	-	-	18,747.49	2.78	1,271.50	6.78
4-5年	7,755.00	0.92	1,251.64	16.14	1,757.70	0.26	87.80	5.00
5年以上	1,259.14	0.15	510.12	40.51	473.67	0.07	473.67	100.00
合计	839,300.63	100.00	3,889.04	0.46	674,650.99	100.00	2,226.92	0.33

公司应收账款账龄主要在1年以内，最近一期末一年以内应收账款余额占比为68.21%，坏账计提充分、合理。

4. 与可比公司应收账款周转率和坏账计提政策的比较分析

(1) 公司与可比公司的应收账款周转率比较分析

报告期内，公司应收账款周转率与同行业可比上市公司比较如下：

单位：%

可比公司	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	新能源业务收入占比	应收账款周转率	新能源业务收入占比	应收账款周转率	新能源业务收入占比	应收账款周转率	新能源业务收入占比	应收账款周转率
节能风电	100.00	0.77	100.00	1.07	100.00	0.87	100.00	0.90
金开新能	97.27	0.56	100.00	0.68	100.00	0.64	99.93	0.61
中闽能源	未披露	0.95	99.49	0.97	100.00	1.10	100.00	1.61
三峡能源	98.58	0.91	99.26	1.04	99.16	0.99	98.82	1.02
江苏新能	93.38	0.96	93.14	0.99	80.03	1.15	64.36	1.24
浙江新能	80.80	0.66	74.44	0.85	71.49	0.73	71.01	0.80
申能股份	13.76	3.34	12.19	3.95	9.07	4.58	8.10	4.82
湖北能源	12.71	4.61	9.58	5.50	6.67	6.47	6.00	6.49
桂冠电力	13.95	5.48	9.44	7.59	7.52	6.26	2.74	7.95
豫能控股	3.26	6.04	2.14	7.42	1.81	6.80	未披露	5.86
平均值	57.08	2.43	59.97	3.01	57.58	2.96	61.22	3.13
公司	47.58	1.62	44.80	1.76	40.32	1.75	38.70	1.79

注1：上述数据来源于可比公司定期报告

注2：2023年1-6月应收账款周转率按年化折算

报告期内，公司应收账款周转率低于可比公司平均应收账款周转率，主要系

与可比公司之间在产品结构上存在一定差异。

由上表可见，新能源收入占比与应收账款周转率呈反向关系，主要系因新能源业务占比较大的企业，应收可再生能源补贴款占比较大，该应收补贴款回款周期较长，从而导致应收账款周转率较低。

节能风电、金开新能、中闽能源、三峡能源、江苏新能、浙江新能的新能源收入占比较大公司大，其应收账款周转率均低于公司；而申能股份、湖北能源、桂冠电力和豫能控股的新能源收入占比较小，其应收账款周转率均高于公司。

因此，公司应收账款周转率水平与同行业不存在重大差异，公司应收账款周转率与新能源收入占比相匹配。

(2) 公司与可比公司的坏账计提政策比较分析

1) 公司应收账款的坏账计提政策

项 目	确定组合的依据	计量预期信用损失的方法
应收账款——账龄组合	以应收款项的账龄作为信用风险特征	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
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	

低风险组合应收账款（不包括补贴电费）：主要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，账龄较短，公司评估后认为该项应收账款回收风险极低，不计提坏账准备。

针对新能源补贴电费形成的应收账款：由国家财政部按照相关法律法规向国家电网公司支付，国家电网再拨付省级电网，由省级电网核对企业实际结算电量，将发电项目和接网工程享受的补贴资金统一发放至企业，因此补贴电费实际承担方为政府部门，电费补贴的发放周期由国家财政部拨付时间决定。公司对账龄较长的补贴款按照预计未来现金流量现值低于其账面价值的差额计提预期信用损失。

针对除上述类型外的应收账款，公司按账龄组合计提预计信用减值损失。

2) 同行业可比上市公司坏账计提政策

同行业可比上市公司关于应收账款坏账计提政策的情况如下所示：

可比公司	组合名称	确定组合的依据	计量预期信用损失的方法
------	------	---------	-------------

可比公司	组合名称	确定组合的依据	计量预期信用损失的方法
三峡能源	组合 1	标杆电费组合	对于划分为组合的应收账款,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。
	组合 2	其他组合	
	组合 3	新能源补贴款组合	
桂冠电力	账龄组合	款项账龄	考虑所有合理且有依据的信息,包括历史信用损失经验,并考虑前瞻性信息,通过违约风险敞口和整个存续期信用损失率,对预期信用损失进行估计。
	关联方组合	关联方款项	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,一般不计提信用损失。对于欠款时间长的、偿还能力差的按个别计提。
	应收可再生能源补贴组合	应收风电、光伏可再生能源补贴部分电费形成的应收款项	
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。
	其他组合	除上述组合之外的其他应收款项	
湖北能源	信用风险特征组合	账龄组合	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,编制应收账款账龄与整个存续期预期信用损失率对照表,计算预期信用损失。
	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。
节能风电	组合 1	本组合以电力销售应收账款(国内)部分作为信用特征	电力销售应收账款(国内)主要包括应收标杆电费和应收可再生能源补贴电费,客户集中为各地电网公司及其他电力销售客户,客户数量较为有限且单项金额较大。应收标杆电费形成的应收账款,欠款方为电网公司,电网公司信用及支付记录较好,通常自出具账单日起 30-60 天内收款,账龄较短。应收可再生能源补贴电费形成的应收账款,根据国家现行政策及财政部主要付款惯例结算,经批准后由财政部门拨付至地方电网公司等单位,再由地方电网公司等单位根据电量结算情况拨付至发电企业。
	组合 2	本组合以电力销售应收账款(国外)部分作为信用特征	电力销售应收账款(国外)主要为澳大利亚电厂售电款形成的应收款项(为子公司),欠款方为澳大利亚能源市场运营有限公司,电费按周结算,四周后付款,由澳大利亚能源市场运营有限公司向澳大利亚电厂开具税务发票,发票中注明付款时间,付款时间在发票日后一周内,客户信用及支付记录较好。

可比公司	组合名称	确定组合的依据	计量预期信用损失的方法
	组合 3	除组合 1、2 以外的其他应收款项	组合 3 为除组合 1、2 以外的其他应收款项，目前主要为供热款和应收关联方款项，供热款为给小区居民供热所收款项，客户主要为代理小区居民所收供热费用，根据以往情况其存在可回收损失的可能性较低。应收关联方款项为外部关联交易款项，暂不存在可回收损失的可能。
浙江新能	组合 1	应收水力发电电费及其他发电基础电费	对于划分为组合的应收账款，本集团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，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。
	组合 2	应收已纳入可再生能源目录补贴款	
	组合 3	应收未纳入可再生能源目录补贴款	
	组合 4	应收其他发电电费和其他款项	
	应收合并范围内关联往来组合	客户类型	
	应收实际控制人及其控制的关联往来组合	客户类型	
金开新能	应收电网公司组合	应收电网公司电费	该公司判断电网公司在短期内履行其合同现金流量义务的能力很强，并且即便较长时期内经济形势和经营环境存在不利变化但未必降低电网公司履行其现金流量义务的能力，因此应收电网公司应收账款被视为具有较低的信用风险。
	账龄组合	除应收电网公司组合外客户的应收账款	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，编制应收账款账龄与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。
江苏新能	组合 1	本组合以应收款项的账龄作为信用风险特征（除组合 2、组合 3 之外的应收款项）	对于划分为账龄组合 1 的应收款项，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，编制应收账款账龄与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。
	组合 2	本组合为应收电网公司电费（燃煤基准价部分），以账龄作为信用风险特征	对于划分为组合 2 的应收款项，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，编制应收账款账龄与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。
	组合 3	本组合为应收可再生能源电价附加补助	对于划分为组合 3 的应收款项，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，计算预期信用损失。该组合均为可再生能源电价附加补助，按照预计未来现金流量现值低于其账面价值的差额计提坏账准备。

可比公司	组合名称	确定组合的依据	计量预期信用损失的方法
豫能控股	账龄分析组合	本组合以应收账款的账龄作为信用风险特征	按类似信用风险特征划分为若干组合,在组合基础上基于所有合理且有依据的信息(包括前瞻性信息)计算预期信用损失。
	应收保理款	本组合以应收保理款有无抵押物及风险等级作为信用风险特征	
中闽能源	信用风险特征组合	应收电费	按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量其损失准备。
	单项计提	接网补贴	由于国家接网补贴政策发生变化,不再通过可再生能源电价附加补助资金给予补贴,相关补贴纳入所在省输配电价回收,由国家发展改革委在核定输配电价时一并考虑,接网补贴的回收出现迟滞现象,谨慎估计账面接网补贴余额的可收回性,按账面原值全额预计信用损失。

3) 公司应收账款各组合类型坏账计提方式与同行业无显著差异

经比较,公司应收账款各组合类型的坏账计提方式与同行业均基本一致,具体如下:

序号	项目	公司坏账计提方式	同行业坏账计提方式	公司与同行业是否一致
1	非补贴电费形成的应收账款	不计提坏账准备	5家可比公司采用不计提坏账准备的政策	是
2	新能源补贴电费形成的应收账款	按个别认定方式计提预期信用损失	6家可比公司按个别认定或账龄方式计提预期信用损失,其余未计提坏账准备	是
3	除电费外其他应收信用等级较高的国内客户的款项	不计提坏账准备	仅3家单独披露低风险组合,均未计提坏账	是
4	除应收电费之外的应收账款	按账龄组合计提预计信用减值损失	按账龄组合计提预计信用减值损失	是

4) 公司账龄组合计提坏账比例与同行业无显著差异

公司账龄组合计提坏账准备的计提比例与同行业可比上市公司比较情况如下:

单位: %

公司	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年以上
金开新能	5.00	10.00	30.00	50.00	80.00	100.00
江苏新能	1.00	10.00	30.00	50.00	50.00	100.00
桂冠电力	-	10.00	20.00	30.00	50.00	80.00

公司	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年以上
同行业比例区间	1.00-5.00	10.00	20.00-30.00	30.00-50.00	50.00-80.00	80.00-100.00
吉电股份	2.00	10.00	20.00	50.00	100.00	100.00

注：可比公司中仅金开新能、江苏新能、桂冠电力披露计提比例

根据上表，公司账龄组合计提坏账准备的计提比例处于同行业可比公司区间范围内，与同行业可比上市公司不存在重大差异，公司坏账计提充分。

5. 应收账款和收入匹配性

报告期内，公司各期应收账款余额与当期营业收入变动明细如下：

单位：万元

项目	2023年6月30日 /2023年1-6月		2022年12月31日 /2022年度		2021年12月31日 /2021年度		2020年12月31日/2020年度
	金额	较上期变动比例	金额	较上期变动比例	金额	较上期变动比例	金额
营业收入	763,444.12	2.10%	1,495,475.37	13.49%	1,317,755.58	30.99%	1,006,001.76
应收账款余额	1,035,062.66	18.17%	875,911.47	4.36%	839,300.63	24.41%	674,650.99
应收账款余额占营业收入比例	67.79%		58.57%		63.69%		67.06%
应收账款周转率	1.62		1.76		1.75		1.79

注：2023年1-6月的收入变动率、应收账款余额占营业收入比例及应收账款周转率经年化折算

近年来公司坚持深化业务转型，新能源装机规模及占比持续提高，营业收入与应收账款同步增长。由上表可见，2020年末至2023年6月末，公司营业收入及应收账款均呈逐年上升的趋势，应收账款周转率平稳，应收账款的变动与收入相匹配。

6. 是否存在放宽信用政策的情形

公司已根据实际情况制定了应收账款信用政策，公司与主要客户均有长期且稳定的业务往来，很少出现信用损失。为监控公司的信用风险，公司按照账龄、客户资料等要素对客户资信进行分析，主要类型应收账款回款周期如下：

(1) 公司应收账款中对电网公司除可再生能源补贴款外的应收电费，通常自出具账单日起30天左右收款；

(2) 补贴电费，由国家财政部按照相关法律法规向国家电网公司支付，国家

电网再拨付省级电网，由省级电网核对企业实际结算电量，将发电项目和接网工程享受的补贴资金统一发放至企业，电费补贴的发放周期由国家财政部拨付时间决定。目前，公司可再生能源补贴应收账款的平均账期约为 2-3 年。

报告期内，公司信用政策未发生改变，应收账款周转率平稳，不存在放宽信用政策的情形。

综上所述，公司应收账款的增长与收入相匹配，不存在放宽信用政策的情形，报告期内应收账款周转率平稳，与同行业应收账款周转率水平相符，坏账计提政策与同行业无显著差异，坏账计提充分、合理。

7. 核查过程及核查意见

(1) 核查过程

针对上述事项，我们执行了以下核查程序：

- 1) 查阅行业政策文件，了解行业发展情况；
- 2) 核查公司应收账款及坏账计提和营业收入情况，分析报告期各期公司应收账款余额变动幅度与当期营业收入变动合理性；
- 3) 了解公司的坏账准备计提政策，查询公司同行业可比公司坏账计提政策，比较分析是否存在差异；统计公司与同行业可比公司应收账款周转率变动情况，并分析差异的原因及合理性；综合分析报告期公司是否存在放宽信用政策的情形。

(2) 核查意见

经核查，我们认为：

综上所述，公司应收账款的增长与收入相匹配，不存在放宽信用政策的情形，报告期内应收账款周转率平稳，与同行业应收账款周转率水平相符，坏账计提政策与同行业无显著差异，坏账计提充分、合理。

(五) 按区域列示主要风电和光伏项目的装机容量和占比、平均发电小时数和弃风弃光率等，说明项目关键指标是否与全国或所属地区平均水平相符，是否达到预期生产规模和效益，如否，请说明原因

1. 按区域列示主要风电和光伏项目的装机容量和占比、平均发电小时数和弃风弃光率等情况

公司按地区列示的风电、光伏项目的关键指标如下：

地区	项目类型	截至 2023 年 6 月末		2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度	
		装机容量 (万千瓦)	占比 (%)	平均发电小时数 (小时)	平均弃风弃光率 (%)	平均发电小时数 (小时)	平均弃风弃光率 (%)	平均发电小时数 (小时)	平均弃风弃光率 (%)	平均发电小时数 (小时)	平均弃风弃光率 (%)
东北地区	风电	97.15	10.11	1,314.31	0.24	2,468.66	2.97	2,410.96	0.56	2,455.95	1.00
	光伏	91.53	9.53	910.57	1.70	1,704.97	1.65	1,638.91	0.31	1,810.84	2.26
华北地区	风电	39.95	4.16	1,026.68	0.13	1,684.28	25.73	2,329.47	7.95	1,654.88	0.34
	光伏	119.52	12.44	820.80	2.38	1,613.11	1.20	1,268.63	8.64	1,546.47	8.36
华中地区	风电	23.14	2.41	1,021.09	0.32	1,999.84	2.02	1,919.79	1.13	1,336.02	0.00
	光伏	21.72	2.26	619.71	0.26	1,342.38	0.04	875.84	1.32	1,010.67	0.00
华东地区	风电	93.08	9.69	1,128.87	0.35	2,225.81	0.20	1,991.91	0.13	1,887.86	0.00
	光伏	217.44	22.63	665.75	1.23	1,333.75	1.63	1,264.17	1.18	1,223.54	1.03
华南地区	光伏	67.70	7.05	451.95	0.01	1,163.28	0.08	1,227.38	0.07	1,096.54	0.00
西北地区	风电	59.90	6.23	890.37	0.42	1,647.92	11.12	1,772.99	9.81	1,664.85	8.67
	光伏	113.20	11.78	782.10	4.77	1,461.86	5.62	1,331.00	6.02	1,484.97	6.60
西南地区	风电	13.60	1.42	1,754.60	0.09	2,565.03	0.00	2,636.04	0.00	3,086.76	0.00
	光伏	3.00	0.31	633.96	3.51	1,422.76	5.68	1,329.52	9.59	/	/

注 1: 平均发电小时数 = Σ 发电量 \div Σ 发电设备平均装机容量, 数据由生产口径获取

注 2: 平均弃风弃光率 = Σ 电网弃风或弃光电量 \div (Σ 上网电量 + Σ 电网弃风或弃光电量), 数据由生产口径获取

2. 除少数地区外，公司发电小时数、平均弃风弃光率等关键指标与全国或所属地区平均水平相符

(1) “三北地区”风电和光伏项目主要指标

2020-2022年，公司分区域风电和光伏发电业务年平均发电小时数与《2021年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》¹中重点区域城市2021年平均数据对比情况如下：

单位：小时

地区	项目类型	公司①	地区平均水平 ②	① / ②
东北地区	风电	2,445.19	2,263.40	108.03%
	光伏	1,718.24	1,455.67	118.04%
华北地区	风电	1,889.54	2,336.25	80.88%
	光伏	1,476.07	1,474.25	100.12%
西北地区	风电	1,695.25	2,210.80	76.68%
	光伏	1,425.94	1,456.375	97.91%

注：《2021年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》重点区域城市限于东北、华北、西北地区

2020-2022年，公司“三北”区域风电和光伏发电业务年平均弃风弃光率与《2021年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》中相应区域省份2021年平均数据对比情况如下：

地区	项目类型	公司①	地区平均水平 ②	① - ②
东北地区	风电	1.51%	2.27%	-0.76%
	光伏	1.41%	0.63%	0.78%
华北地区	风电	11.34%	3.07%	8.27%
	光伏	6.07%	1.11%	4.96%
西北地区	风电	0.00%	5.36%	-5.36%
	光伏	7.64%	4.03%	3.61%

公司在华北地区的风电发电小时数低于地区平均水平、弃风率高于地区平均水平，主要系项目所在地张北县由于输电线路及当地电力供求等原因，导致地区弃风情况高于华北其他地区。

¹ 国家能源局未公示2022年度重点区域可再生能源电力相关数据

(2) “三北地区”以外的其他地区风电和光伏项目主要指标

2020-2022年，公司“三北地区”以外的其他地区风电和光伏发电业务年平均发电小时数与全国平均水平对比情况如下：

单位：小时

地区	项目类型	公司①	全国平均水平 ②	① / ②
华中地区	风电	1,751.88	2,121	82.60
	光伏	1,076.30	1,282	83.95
华东地区	风电	2,035.19	2,121	95.95
	光伏	1,273.82	1,282	99.36
华南地区	光伏	1,162.40	1,282	90.67
西南地区	风电	2,762.61	2,121	130.25
	光伏	1,376.14	1,282	107.34

注：全国平均水平数据取自中电联2020-2022年《全国电力供需形势分析预测报告》相应数据的各年平均

2020-2022年，公司“三北地区”以外的其他地区风电和光伏发电业务年平均弃风弃光率与《2021年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》中相应区域省份2021年平均数据对比情况如下：

地区	项目类型	公司①	地区平均水平 ②	① - ②
华中地区	风电	1.05%	0.90%	0.15%
	光伏	0.45%	0.03%	0.42%
华东地区	风电	0.11%	0.23%	-0.12%
	光伏	1.28%	0.00%	1.28%
华南地区	光伏	0.05%	0.00%	0.05%
西南地区	风电	0.00%	0.21%	-0.21%
	光伏	7.64%	4.08%	3.56%

公司“三北地区”以外的其他地区风电、光伏发电主要指标与全国及地区主要指标无重大差异。

3. 公司风电、光伏发电业务盈利情况较好，效益水平与行业相近

报告期内公司风电、光伏业务与火电及供热业务对公司盈利情况的影响对比如下：

单位：万元、%

项 目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	毛利	毛利率	毛利	毛利率	毛利	毛利率	毛利	毛利率
风电	89,023.94	54.46	157,716.19	52.77	136,828.95	53.06	99,261.79	53.59
光伏发电	94,799.23	47.45	176,899.32	47.66	140,248.54	51.29	112,618.42	55.16
火电	60,305.94	24.44	70,702.80	15.01	46,150.55	10.81	47,292.95	11.81
热力业务	-20,033.85	-35.09	-54,694.34	-48.34	-50,205.85	-38.11	-30,110.21	-26.46

报告期内，公司风电、光伏等新能源发电业务毛利率显著高于火电、热力业务，是公司盈利的主要来源。近年来，公司通过不断投建新能源项目，整体盈利能力不断提高，公司风电、光伏业务毛利率与同行业可比公司对比情况如下：

单位：%

序号	可比公司	2022年		2021年		2020年		
		风电	光伏	风电	光伏	风电	光伏	
1	申能股份	56.72	53.23	59.45	54.91	56.32	54.54	
2	金开新能	67.61	58.09	69.25	58.62	68.55	60.92	
3	江苏新能	56.27	55.49	67.12	52.92	59.48	53.91	
4	中闽能源	65.05	52.35	65.67	53.97	68.14	57.22	
5	节能风电	58.09	/	55.25	/	52.16	/	
6	豫能控股	42.93	/	38.83	/	/	/	
7	三峡能源	61.54	53.20	60.40	55.52	/	/	
8	湖北能源	53.21	51.81	62.79	52.83	/	/	
9	浙江新能	50.92	55.78	61.94	56.35	/	/	
10	桂冠电力	51.48	61.53	53.61	33.91	28.30		
公司风力发电项目平均毛利率							53.14	
可比公司风力发电项目平均毛利率							57.35	
公司/可比公司							92.66	
公司光伏发电项目平均毛利率							51.37	
可比公司光伏发电项目平均毛利率							54.36	
公司/可比公司							94.50	

报告期内，公司风电、光伏发电毛利率与行业可比公司不存在较大差异，公司风电、光伏业务效益与行业平均水平接近，项目达到预期效益。

4. 核查过程及核查意见

(1) 核查程序

针对上述事项，我们执行了以下核查程序：

1) 取得公司分地区、分业务条线的装机容量、发电小时数及弃风弃光率相关数据；

2) 查阅国家能源局《2021 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》，获取新能源项目全国及地区关键指标数据；

3) 将公司风电、光伏发电项目关键指标与全国或所属地区相应数据进行对比，分析差异的原因和合理性；

4) 通过与其他业务、同行业可比公司相同业务进行对比，分析公司风电、光伏发电项目效益情况。

(2) 核查意见

经核查，我们认为：

1) 公司已分地区、分业务条线列示装机容量、发电小时数及弃风弃光率情况；

2) 除张北地区风电由于张北县输电线路及当地电力供求等原因，发电小时数相对较低、平均弃风弃光率相对较高外，公司其他地区发电小时数、平均弃风弃光率等关键指标与全国或所属地区平均水平相符；

3) 公司风电、光伏等新能源发电业务毛利率显著高于火电、热力业务，是公司盈利的主要来源，毛利率与行业平均水平接近，项目达到预期效益。

(六) 请结合发行人持有基金的详细情况（包括但不限于出资人情况、协议内容、认缴实缴金额、投资方向和范围、决策机制和投资计划、穿透后的具体投资标的等），说明不认定为财务性投资的原因和合理性，并说明最近一期末是否持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务），自本次发行董事会决议日前六个月至今，发行人新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务的具体情况，是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关要求, 是否涉及调减情形

1. 财务性投资及类金融业务认定依据

(1) 财务性投资的认定依据

根据《证券期货法律适用意见第 18 号》的规定：1) 财务性投资的类型包括但不限于：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国家电投财务公司的投资）；与公司主营业务无关的股权投资；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；2) 围绕产业链上下游以获取技术、原料或渠道为目的的产业投资，以收购或整合为目的的并购投资，以拓展客户、渠道为目的的委托贷款，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；3) 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；4) 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；5) 金额较大指的是，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 30%（不包括对类金融业务的投资金额）。

(2) 类金融业务的认定依据

《监管规则适用指引——发行类第 7 号》中对于类金融业务作出了说明，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外，其他从事金融活动的机构为类金融机构，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。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。

2. 公司持有基金的情况

截至 2023 年 6 月 30 日，公司持有基金情况及财务性投资认定情况如下：

单位：万元

序号	名称	设立时间	认缴金额	实缴金额	账面价值	本次发行董事会前 6 个月前实缴金额	本次发行董事会前 6 个月后已投及拟投资金额	是否为财务性投资	公司的决策影响力	扣除募集资金总额的金額
1	国电投科技创新股权投资基金(天津)合伙企业(有限合伙)	2020 年 10 月	10,000.00	10,000.00	10,568.06	-	10,000.00	是	相对有限	10,000.00
2	深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司	2022 年 10 月	21,000.00	3,699.50	3,676.66	-	21,000.00	是	较强的决策影响力	21,000.00
3	电投绿色氢能一期(海南)私募基金合伙企业(有限合伙)	2022 年 3 月	15,000.00	3,217.50	3,217.50	100.00	14,900.00	是	较强的决策影响力	14,900.00
4	中吉慧能(深圳)投资有限公司	2021 年 9 月	300.00	150.00	177.28	150.00	150.00	是	相对有限	150.00
合计			46,300.00	17,067.00	17,639.50	250.00	46,050.00	/	/	46,050.00

注：2022 年 6 月 17 日公司向氢能基金实缴 100.00 万元；2021 年 11 月 26 日，公司向中吉慧能实缴 150.00 万元

截至 2023 年 6 月 30 日，公司持有 4 家基金或投资公司，均投资于新兴能源领域方向，认缴金额合计 46,300.00 万元，实缴金额合计 17,067.00 万元。基于谨慎性原则，将国电投科技创新股权投资基金(天津)合伙企业(有限合伙)、深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司、电投绿色氢能一期(海南)私募基金合伙企业(有限合伙)和中吉慧能(深圳)投资有限公司认定为财务性投资。公司在本次发行董事会决议日前 6 个月后，对该四家单位已实施及拟实施的投资金额合计 46,050.00 万元，已从本次募集资金总额中扣除。

上述各基金及投资公司的详细情况如下：

(1) 国电投科技创新股权投资基金(天津)合伙企业(有限合伙)

1) 出资人情况

国电投科技创新股权投资基金(天津)合伙企业(有限合伙)(以下简称科创基金)的出资结构如下：

单位：万元

序号	合伙人名称	认缴出资金额	出资比例	合伙人类型
1	国家电投集团产业基金管理有限公司	250.00	0.09%	普通合伙人

序号	合伙人名称	认缴出资金额	出资比例	合伙人类型
2	国家电力投资集团有限公司	190,000.00	67.80%	有限合伙人
3	中电国际新能源控股有限公司	23,000.00	8.21%	有限合伙人
4	吉林电力股份有限公司	10,000.00	3.57%	有限合伙人
5	国家电投集团内蒙古能源有限公司	10,000.00	3.57%	有限合伙人
6	国家电投集团黑龙江电力有限公司	8,000.00	2.85%	有限合伙人
7	上海电力股份有限公司	8,000.00	2.85%	有限合伙人
8	国家电投集团东北电力有限公司	6,000.00	2.14%	有限合伙人
9	国家电投集团河南电力有限公司	5,000.00	1.78%	有限合伙人
10	国家电力投资集团海外投资有限公司	5,000.00	1.78%	有限合伙人
11	国家电投集团铝电投资有限公司	3,000.00	1.07%	有限合伙人
12	国家电投集团新疆能源化工有限责任公司	3,000.00	1.07%	有限合伙人
13	国家电投集团重庆电力有限公司	3,000.00	1.07%	有限合伙人
14	国家电投集团浙江电力有限公司	3,000.00	1.07%	有限合伙人
15	国家电投集团江苏电力有限公司	3,000.00	1.07%	有限合伙人
合 计		280,250.00	100.00%	/

2) 协议主要内容

《国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）合伙协议》主要内容如下：

事项	条款	主要内容
合伙目的	1.3	合伙企业的目的是对能源领域科技创新企业进行股权投资（包括直接投资、子基金投资等方式），对内支持国家电投集团各单位科技研发和成果转化应用，对外开展能源科技领域的市场化风险投资，以期通过 IPO、基金份额转让、资产转让等方式实现投资退出，获得资本增值收益；
出资金额	附件 1 合伙人名册与基本信息表	合伙企业的认缴金额为人民币贰拾捌亿贰佰伍拾万元（¥2,802,500,000.00）；
有限合伙人出资违约	6.2.3	有限合伙人应当在收到缴款通知后二十（20）个工作日内按照通知上所要求的金额和收款账户缴付该期出资，否则普通合伙人有权要求违约出资人在出资到期日后的十（10）日（“催缴期”）内缴清应缴出资，并向合伙企业缴纳未出资金额每日万分之五（0.05%）的滞纳金；
投资决策委员会决策程序	8.1	根据合伙协议约定，投资决策委员会由伍（5）名委员组成，普通合伙人及有限合伙人国家电力投资集团有限公司有权委派投资决策委员会委员，委派人员及人数可由双方协商确定。投资决策委员会实行一人一票制。若有限合伙人欲更换其委派的投资决策委员会成员应于做出决定之日起十（10）个工作日书面告知普通合伙人；普通合伙人应当在更换其委派的投资决策委

事项	条款	主要内容
		员会委员或者收到有限合伙人更换通知后十（10）个工作日内书面通知所有有限合伙人；
合伙企业收入分配	9.1.1	合伙企业的非项目处置收入，包括临时投资收入、项目存续期间的分红、利息等期间收益，由管理人根据实际情况进行不定期收益分配，具体分配顺序如下： （i）首先，支付合伙企业应付的各类费用、管理费及普通合伙人判断预留的合伙企业根据法律法规应缴纳的税赋； （ii）若有剩余，向全体合伙人根据其合伙企业份额比例进行收益分配。

3) 认缴和实缴金额

公司对科创基金报告期末的认缴金额、实缴金额及自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日间的投资金额列示如下：

单位：万元

项 目	实缴金额	认缴金额
截至 2023 年 6 月 30 日余额	10,000.00	10,000.00
自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日新增投资金额	10,000.00	-

4) 基金投资方向和范围

根据《国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）合伙协议》，约定该基金对能源领域科技创新企业进行股权投资（包括直接投资、子基金投资等方式），对内支持国家电投各单位科技研发和成果转化应用，对外开展能源科技领域的市场化风险投资，以期通过 IPO、基金份额转让、资产转让等方式实现投资退出，获得资本增值收益。

5) 决策机制

根据合伙协议约定，投资决策委员会由 5 名委员组成，普通合伙人及有限合伙人国家电力投资集团有限公司有权委派投资决策委员会委员，委派人员及人数可由双方协商确定。投资决策委员会实行一人一票制。

吉电股份并未委派投资决策委员会委员，对科创基金的投资决策无重大影响。

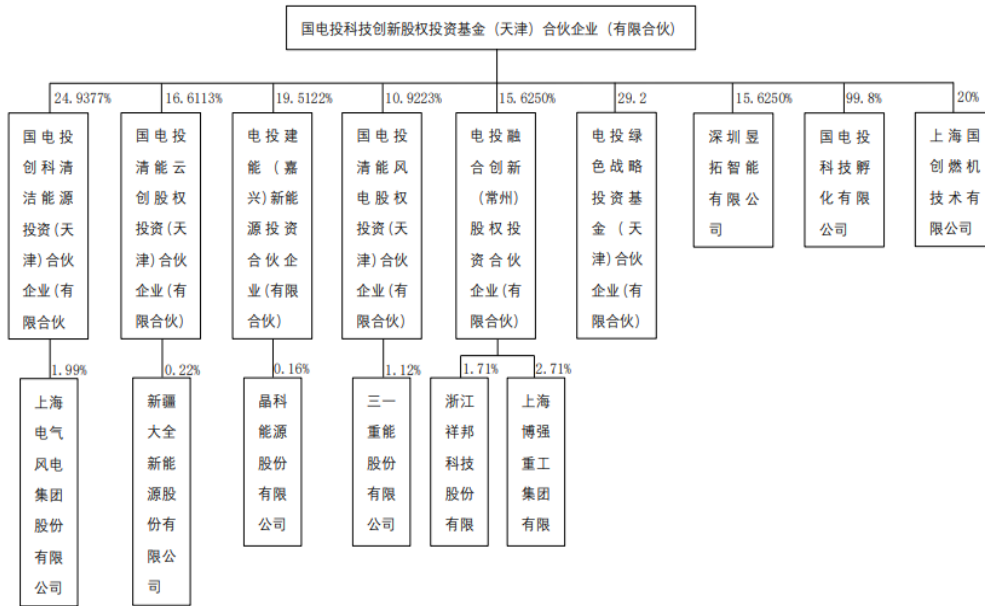
6) 投资计划

科创基金未来以新兴能源项目为投资方向。

7) 基金穿透后的具体投资标的

截至 2023 年 6 月 30 日，科创基金穿透后的股权结构图及投资标的的具体明细分别如下：

① 穿透后的股权结构图



② 投资标的的具体明细

单位：万元

序号	对外投资企业名称	持股比例	注册资本	主营业务
A. 直接投资标的				
a	国电投创科清洁能源投资(天津)合伙企业(有限合伙)	24.94%	40,100.00	参与电气风电 IPO 战略配售
b	国电投清能云创股权投资(天津)合伙企业(有限合伙)	16.61%	30,100.00	参与大全能源 IPO 战略配售
c	电投建能(嘉兴)新能源投资合伙企业(有限合伙)	19.51%	41,000.00	参与晶科能源 IPO 战略配售
d	国电投清能风电股权投资(天津)合伙企业(有限合伙)	10.93%	41,200.00	参与三一重能 IPO 战略配售
e	电投融合创新(常州)股权投资合伙企业(有限合伙)	15.63%	100,000.00	投资清洁低碳能源产业链及先进制造领域。
f	电投绿色战略投资基金(天津)合伙企业(有限合伙)	29.20%	82,500.00	围绕碳中和产业链，聚焦绿色能源、绿色制造、绿色交通、绿色环境等板块开展投资。
g	深圳昱拓智能有限公司	15.63%	4,800.00	巡检/作业机器人等 AI 设备的研发、生产、销售。
h	国电投科技孵化有限公司	99.8%	100,000.00	技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术

序号	对外投资企业名称	持股比例	注册资本	主营业务
				转让、技术推广等。
i	上海国创燃机技术有限公司	20.00%	10,000.00	围绕重型燃气轮机产业链，开展技术服务、技术开发等业务。

B. 穿透后的下层投资标的

a	上海电气风电集团股份有限公司	1.99%	133,333.34	风力发电设备及零部件的设计、开发、制造和销售等。
b	新疆大全新能源股份有限公司	0.22%	213,739.62	多晶硅、硅芯、硅片、光伏电池、光伏组件和光伏发电系统产品的生产、加工和销售等。
c	晶科能源股份有限公司	0.16%	1,000,000.00	单晶硅棒、单晶硅片、多晶铸锭、多晶硅片；高效太阳能电池、组件和光伏应用系统的研发、加工、制造、安装和销售等。
d	三一重能股份有限公司	1.12%	118,948.42	生产风力发电机、增速机、电气机械及器材、机电设备等。
e	浙江祥邦科技股份有限公司	1.71%	41,435.34	以POE、EVA为原材料的太阳能光伏封装材料、膜材料、高分子材料的生产、销售、研发。
f	上海博强重工集团有限公司	2.71%	12,956.46	发电业务、输电业务、供（配）电业务；建设工程施工等。

该基金投资方向和范围与公司主营业务协同性相对较弱，公司对其投资决策影响力相对有限，基于谨慎性考虑，将其认定为财务性投资。截至2023年6月30日，公司对该基金投资的账面价值为10,568.06万元，在本次发行董事会决议日前6个月至今公司对该基金的投资金额为10,000.00万元。

(2) 深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司

1) 出资人情况

深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司（以下简称吉电盈晟）出资结构如下：

单位：万元

序号	股东	认缴出资金额	出资比例
1	吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司	39,000.00	65.00%
2	吉林电力股份有限公司	21,000.00	35.00%
	合计	60,000.00	100.00%

2) 协议内容

① 关于公司投向及公司决策权的承诺函

吉电盈晟及吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司均出具承诺函：“按照公司章程等文件规定，切实保证包括吉电股份在内的股东单位在股东会、董事会以及公司其他相关机构的决策权；在投资项目决策中，在未听取吉电股份方面专业意见，未取得吉电股份方面支持的情况下，不会推进该等项目的决策和实施；未来公司主要从事风电、光伏发电以及储能端等双碳产业上下游项目的投资、开发建设，公司不会从事与上述该等业务无关联的其他业务。”

根据上述承诺函内容，吉电盈晟在投资项目决策中须取得吉电股份的支持，方能实施，因此吉电股份对吉电盈晟的投资决策具有否决权。

② 股东协议内容

根据出资人间签署的《吉林电力股份有限公司与吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司之股东协议》及其补充协议，该公司涉及的协议内容如下：

事项	条款	主要内容
合作目的	第二章	为落实“碳达峰”、“碳中和”的战略目标，双方一致同意结合甲方在新能源、储能等双碳产业具有的优势及乙方在证券资本市场、新能源基金募集、投资、管理等优势，根据市场化运作、公允合理原则，通过“投资建设+受托管理运营”方式，共同推进双方在双碳产业的发展壮大；
投资范围	补充协议	吉电盈晟作为新能源项目的实施载体，从事风光电站及储能端等双碳产业上下游项目的投资、开发建设；
出资金额	第八条	8.1 吉电盈晟的注册资本拟定为人民币肆拾陆亿元整（¥4,600,000,000.00），其中甲方认缴出资为人民币壹拾陆亿壹仟万元整（¥1,610,000,000.00），持股比例为35%；乙方认缴出资为人民币贰拾玖亿玖仟万元整（¥2,990,000,000.00），持股比例为65%；甲乙双方的出资方式均为现金； 8.2 吉电盈晟第一期注册资本为人民币陆亿元整（¥600,000,000.00）。其中，甲方以现金方式出资人民币贰亿壹仟万元整（¥210,000,000.00）；乙方以现金方式出资叁亿玖仟万元整（¥390,000,000.00）；
决策机制	第二十一条	设立董事会，董事会成员共7名，其中吉电股份提名3名董事、吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司提名4名董事。董事会决定公司的经营方针和投资计划、审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案、变更运维主体等重要事项，必须经代表三分之二以上表决权的董事会通过。
违约责任	第二十二条	22.1 任何一方违反本协议所约定的义务或在本协议中作出的

事项	条款	主要内容
		陈述、保证或承诺，视为违反本协议，违约方应向守约方承担违约责任； 22.2 违约方应赔偿因其违约而给对方造成的全部损失，包括本协议履行后可以获得的利益，但不得超过违反本协议一方订立本协议时可以预见或应当预见的因违反本协议可能造成的损失。

注：甲方为吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司，乙方为吉林电力股份有限公司

③ 运维协议内容

吉电盈晟与吉电股份以及吉电未来智维能源科技（吉林）有限公司签署了委托运营协议，约定将已投产及未来开发的项目及资产委托给吉电股份（受托方 1）及吉电未来智维能源科技（吉林）有限公司（受托方 2）进行运营，协议主要内容如下：

事项	条款	主要内容
委托范围	第一条	委托运营范围包括：于本协议签署日，托管公司在中国境内已投产及未来开发的项目及其资产；及未来经各方协商一致纳入委托运营的托管公司；
投资管理	5.1	受托方 1 针对托管公司境内的基建投资提出指导建议，并提交委托方及/或相关托管公司考虑；
人力资源管理	5.2	受托方 1 就托管公司的人力资源规划提出建议，指导托管公司劳动定员、岗位设置、员工薪酬等组织薪酬管理。受托方对委派至托管公司进行运营工作人员进行统一管理；
吉电未来智维能源科技（吉林）有限公司受托范围	5.2	安全生产管理：负责托管公司的安全生产，参与涉及托管公司的安全、环保等紧急事件和事故的处理；
吉林电力股份有限公司受托范围	5.3	负责托管公司审查工程的设计，指导工程设备及材料管理、安全施工管理、工程质量管理、工程造价控制和工程进度控制等。

3) 认缴和实缴金额

公司对吉电盈晟的认缴金融、实缴金额及自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日间的投资金额如下：

单位：万元

项目	实缴金额	认缴金额
截至 2023 年 6 月 30 日余额	3,699.50	21,000.00
自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日新增投资金额	3,699.50	-

4) 投资方向和范围

根据《吉林电力股份有限公司与吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司股东协议之补充协议》，吉电盈晟作为新能源项目的实施载体，从事风光电站及储能端等双碳产业上下游项目的投资、开发建设。

5) 决策机制

根据吉电盈晟及第一大股东出具的承诺函，在投资项目决策中，在未听取吉电股份方面专业意见，未取得吉电股份方面支持的情况下，不会推进该等项目的决策和实施。

根据董事会席位、决策机制约定，在吉电盈晟作出重大决策时，吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司无法单方决定，吉电股份对重大决策具有否决权。

① 决策机制内容

A. 股东协议约定

根据《吉林电力股份有限公司与吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司之股东协议》，吉电盈晟设立董事会，董事会成员共 7 名，其中吉电股份提名 3 名董事。董事会决定公司的经营方针和投资计划、审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案、变更运维主体等重要事项，必须经代表三分之二以上表决权的董事会通过。

B. 公司章程约定

《深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司章程》约定：董事会作出决议，必须经全体董事的过半数通过。董事会作出关于以下事项的决议，必须经全体董事三分之二以上同意通过：（一）制订公司增加或者减少注册资本以及发行债券的方案；（二）制订公司合并、分立、改制、解散、申请破产或者变更公司形式的方案；（三）审议批准应当由董事会决议的对外投资、收购或出售重大资产、对外担保、关联交易、融资以及购买理财产品等事项；（四）制订公司章程修订稿或修正案草案；（五）决定公司的经营计划和投资方案；（六）制订公司的年度财务预算方案、决算方案；（七）审议批准变更项目运维主体；（八）审议批准持有资产产生的绿证指标或碳指标等碳资产交易。

C. 关于公司投向及公司决策权的承诺函

根据吉电盈晟及吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司均出具承诺函：“按

照公司章程等文件规定，切实保证包括吉电股份在内的股东单位在股东会、董事会以及公司其他相关机构的决策权；在投资项目决策中，在未听取吉电股份方面专业意见，未取得吉电股份方面支持的情况下，不会推进该等项目的决策和实施；未来公司主要从事风电、光伏发电以及储能端等双碳产业上下游项目的投资、开发建设，公司不会从事与上述该等业务无关联的其他业务。”

根据上述承诺函内容，吉电盈晟在投资项目决策中须取得吉电股份的支持，方能实施，因此吉电股份对吉电盈晟的投资决策具有否决权。

② 未实缴出资不影响表决权的行使

根据《深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司章程》的约定，吉电盈晟“股东会会议由股东按照认缴的出资比例行使表决权；董事会决议的表决，实行一人一票”，上述约定符合《公司法》的规定。因此，公司作为吉电盈晟的股东，以其认缴出资比例 35%对吉电盈晟相关事项行使股东表决权，并按一人一票原则行使所委派的 3 名董事（公司共 7 名董事）的表决权。

6) 投资计划

吉电盈晟未来以风光电站及储能端等双碳产业上下游项目的投资、开发建设为主要投资方向。

① 已签署协议的投资

2023 年 3 月，吉电盈晟与常州天北系能源有限公司、张家口合垣智慧能源头街公司及北盛股份有限公司等公司签订了关于张北县区域智能能源示范项目之股权协议，拟收购张北县 100MW 集中式光伏项目。

② 未来意向投资

以下为未来意向投资项目的具体明细：

- A. 巴彦淖尔 30MW 风电项目
- B. 通辽市 150MW 集中式光伏项目
- C. 阿鲁科尔沁旗 200MW 集中式光伏项目

7) 穿透后的具体投资标的

截至 2023 年 6 月 30 日，吉电盈晟不存在已实施的对外投资，但其于 2023 年 3 月，与常州天北系能源有限公司、张家口合垣智慧能源头街公司及北盛股份有限公司等公司签订了关于张北县区域智能能源示范项目之股权协议，约定吉电

盈晟收购常州天北系能源有限公司所持有的目标公司张家口合垣智慧能源头街公司 100%股权，并分期支付股权转让款 9,691.00 万元。

因此，吉电盈晟当前的实缴资本基本用于张北县 100MW 集中式光伏项目的收购。该项目与公司的主业一致。收购后，吉电盈晟的主营业务预计为新能源发电业务。

同时，根据前述的委托管理协议，吉电盈晟收购张北县 100MW 集中式光伏项目后，将该项目委托公司进行工程设备及材料管理、安全施工管理、工程质量管理 and 工程进度控制等方面的运维，能发展公司的运维业务，与公司的业务具有协同效应。

综上所述，吉电盈晟围绕产业链上下游投资新能源发电及其相关领域项目，并将其电站资产委托予公司运维，与公司主营业务有高度协同性，同时吉电股份对吉电盈晟具有投资决策影响力。但基于谨慎性原则，公司将对吉电盈晟的投资认定为财务性投资，并按其认缴金额 21,000.00 万元从募集资金总额中扣除。

(3) 电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）

1) 出资人情况

电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）（以下简称氢能基金）的出资结构如下：

单位：万元

序号	合伙人名称	认缴出资金额	出资比例	合伙人类型
1	吉林省吉电国际贸易有限公司	28,000.00	56.00%	有限合伙人
2	吉林电力股份有限公司	15,000.00	30.00%	有限合伙人
3	江苏新途电气设备有限公司	6,500.00	13.00%	有限合伙人
4	国家电投集团产业基金管理有限公司	500.00	1.00%	普通合伙人
合 计		50,000.00	100.00%	/

2) 协议内容

① 关于公司投向及公司决策权的承诺函

氢能基金及除公司外的其他合伙人均出具承诺函：“按照合伙协议等文件规定，保证吉电股份在包括投资决策委员会在内的合伙企业各个层面机构的决策权；在投资项目决策中，在未听取吉电股份方面专业意见，未取得吉电股份方面支持的情况下，不会推进该等项目的决策和实施；未来推动公司主要从事氢能、储能

和新能源领域的投资开发建设，不会推动公司从事与上述该等业务无关联的其他业务。”

根据上述承诺函内容，氢能基金主要从事氢能、储能和新能源领域的投资开发建设，在投资项目决策中须取得吉电股份的支持方能实施，因此吉电股份对氢能基金的投资决策具有否决权。

② 合伙协议

根据《电投绿色氢能一期(海南)私募基金合伙企业(有限合伙)合伙协议》，氢能基金的相关协议内容如下：

事项	条款	主要内容
合伙目的	1.3	合伙企业的目的是对氢能产业和新能源领域企业进行股权投资（包括直接投资、子基金投资等方式），支持企业科技研发和成果转化应用，开展氢能储能、新能源领域的市场化风险投资；
出资金额	附件 1: 合伙人名册与基本信息表	合伙企业的认缴金额为人民币伍亿元（¥500,000,000.00）；
出资安排	6.1 及 6.2.2	合伙企业认缴资本为各合伙人认缴出资之和。合伙企业根据项目投资需求，具备条件后再进行缴款。 普通合伙人将根据本协议的约定向有限合伙人发出缴款通知，有限合伙人应当在收到缴款通知后，在通知上载明的期限内无条件按照通知上所要求的金额和收款账户缴付出资，直至认缴的出资全部缴清。普通合伙人也应按照相应的比例缴付其认缴的出资额。
投资决策委员会决策程序	8	8.1 投资决策委员会由肆（4）名委员组成，其中普通合伙人委派 1 名，有限合伙人各委派 1 名。投资决策委员会实行一人一票制。若有限合伙人欲更换其委派的投资决策委员会成员应于做出决定之日起十（10）个工作日书面告知普通合伙人；普通合伙人应当在更换其委派的投资决策委员会委员或者收到有限合伙人更换通知后十（10）个工作日内书面通知所有有限合伙人； 8.2 对于投资决策委员会所议事项，投资决策委员会各成员一人一票； 8.3 投资决策委员会的职权和决议通过投资决策委员会行使下列职权： 做出关于项目投资的决策，包括项目投资款、以及其他项目投资相关费用的支付的相关决定； 依据本协议第 9.3 条的规定决定投资项目的处置方案； 决定合伙企业日常管理和运营中发生的费用支付； 决定合伙企业为项目投资的目的设立关联公司或企业； 投资决策委员会会议须有肆（4）名委员出席方为有效。所做决议

事项	条款	主要内容
		需经参与表决委员全部同意方能通过。
合伙企业收入分配	9.1.1	<p>可供分配现金包括合伙企业因出售或处置投资项目收到的扣除及预留费用及相关税费后可供分配的现金，以及投资项目分得的股息、分红、利息及其他现金收入。可供分配现金按下列顺序和程序进行分配：</p> <p>(1) 百分之百（100%）按照权益比例同时向全体合伙人分配，直至各合伙人累计分配的金额（扣除其累计超额收益，不包括普通合伙人业绩报酬）达到其对所有已退出投资项目的投资成本；为免疑义，“权益比例”，指对于任何合伙人的任何一项投资项目而言，以百分比表示的：1) 该合伙人的实缴出资额中用于分担该投资项目的成本的金额，除以 2) 所有合伙人的实缴出资额中用于分担该投资项目的成本的金额。权益比例通常为合伙人之间的实缴出资比例。“投资成本”，指对于任何一项投资项目而言，指其投资于或分摊的该投资项目的本金加上与任何该投资项目相关的由合伙企业承担且符合本协议约定的合伙费用及因项目处置需要而产生的应纳税费。投资成本不含其他与该投资项目不直接相关的合伙费用。</p> <p>(2) 如有余额，百分之百（100%）按照权益比例同时向全体合伙人分配，直至各合伙人累计分配的金额（扣除其累计超额收益，不包括普通合伙人业绩报酬），达到其所有已退出项目的投资成本和以其投资成本为基数按照每年百分之八（8%/年）（单利）的业绩比较基准计算的优先回报为止（核算业绩比较基准的期间自该合伙人的该部分出资支付到合伙企业募集账户之日起到该合伙人收回该部分出资之日止，若其出资系分期缴付，收益分段计算，每年按照-365 天计算）。</p>

3) 认缴和实缴金额

公司对氢能基金截至报告期末的认缴金额和实缴金额及自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复报告出具日间的投资金额如下：

单位：万元

项目	实缴金额	认缴金额
截至 2023 年 6 月 30 日余额	3,217.50	15,000.00
自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日新增投资金额	3,117.50	-

4) 投资方向和范围

根据《合伙协议》，氢能基金对氢能产业和新能源领域企业进行股权投资（包括直接投资、子基金投资等方式），支持企业科技研发和成果转化应用，开展氢能储能、新能源领域的市场化风险投资。

5) 决策机制

根据氢能基金及除吉电股份外的其他合伙人出具承诺函，在投资项目决策中，在未听取吉电股份方面专业意见，未取得吉电股份方面支持的情况下，不会推进该等项目的决策和实施。

同时，根据投资决策委员会的决策机制，吉电股份对于氢能基金的投资决策具有一票否决权。

① 决策机制内容

A. 投资决策委员会的决策机制

根据合伙协议，氢能基金内部决策机构为投资决策委员会，其职责为决策合伙企业的项目投资等事项，且投资决策事项需经参与表决委员全部同意方能通过。投资决策委员会由4名委员组成，其中，公司委派1名，其余三名出资人分别委派1名。因此，公司对氢能基金对外投资事项具有“一票否决权”。

B. 氢能基金及其合伙人出具关于基金投向及公司决策权的承诺

氢能基金及除公司外的其他合伙人均出具承诺函：“按照合伙协议等文件规定，保证吉电股份在包括投资决策委员会在内的合伙企业各个层面机构的决策权；在投资项目决策中，在未听取吉电股份方面专业意见，未取得吉电股份方面支持的情况下，不会推进该等项目的决策和实施；未来推动公司主要从事氢能、储能和新能源领域的投资开发建设，不会推动公司从事与上述该等业务无关联的其他业务。”

根据上述承诺函内容，氢能基金在投资项目决策中须取得吉电股份的支持方能实施，因此吉电股份对氢能基金的投资决策具有否决权。

② 未完全实缴出资不影响公司表决权

根据《电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）合伙协议》的约定，氢能基金“认缴资本为各合伙人认缴出资之和。合伙企业根据项目投资需求，具备条件后再进行缴款”，且“普通合伙人将根据本协议的约定向有限合伙人发出缴款通知，有限合伙人应当在收到缴款通知后，在通知上载明的期限内无条件按照通知上所要求的金额和收款账户缴付出资，直至认缴的出资全部缴清。普通合伙人也应按照相应的比例缴付其认缴的出资额”，上述约定符合《中华人民共和国合伙企业法》的规定。因此，在普通合伙人国家电投集团产业基金管理

有限公司的缴款通知约定的时间内，公司按时履行出资义务，则可享受其作为氢能基金有限合伙人的权利。公司当前已按时履行出资义务，其委派投资委员会委员并以此行使表决的权利不因存在尚未实缴出资金额而受影响。

6) 投资计划

氢能基金未来以氢能、储能等新兴能源项目为投资方向。

7) 基金穿透后的具体投资标的

截至 2023 年 6 月 30 日，基金穿透至末级投资标的的具体情况如下：

序号	单位全称	持股比例	注册资本	公司认缴金额	公司实缴金额	主营业务
1	吉电能谷（白城）储能投资有限公司	15%	20,000 万	3,000 万	3,000 万	铅碳电池制造

吉电能谷（白城）储能投资有限公司的铅碳电池制造业务，能为储能业务提供设备和技术支持，从而促进公司的新能源业务和储能业务发展，与公司的主业具有协同效应。

8) 关于氢能基金投向符合主营业务及战略发展方向的说明

氢能基金对氢能产业和新能源领域企业进行股权投资，开展氢能储能、新能源领域的市场化风险投资，投资方向符合吉电股份主营业务及战略发展方向，原因如下：

① 氢能基金的新能源领域投资方向符合吉电股份主营业务及战略发展方向
报告期内，公司新能源业务收入占营业收入的比例分别为 38.70%、40.32%、44.80%和 47.58%，收入规模及占比不断扩大，且为公司未来继续重点发展业务。因此，氢能基金投资的新能源领域符合公司主营业务及战略发展方向。

② 氢能基金的储能投资方向为公司新能源业务发展的关键战略部署

公司大力发展新能源业务，由于风电、光伏发电等新能源发电存在间歇性和波动性，调峰压力较大，储能系统成为新能源发电效率最大化的重要保障。受国家出台的有关新能源配储政策要求及实际运营需要，公司风电、光伏发电等新能源电站已陆续开始配建储能项目，储能成为公司新能源业务发展的关键环节和重要组成。因此，储能业务符合公司主营业务及战略发展方向。

③ 氢能基金的氢能投资方向公司新能源业务发展的重要消纳渠道

“氢能”为能量储存的一种模式，即利用电力系统如风电、光伏发电中的富余电能，通过电解水制氢设备将其转化为氢，并在终端应用环节直接使用氢气而

非必须转换回电能上网的储能方式，为公司主营业务风电、光伏发电业务提供了上网消纳之外的其他消纳渠道，有利于消纳电网未能消纳的电量。公司本次募投项目大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目为公司将未上网消纳的风电、光伏发电转换为“氢能”，再将“氢能”转换为合成氨产品进行消纳的项目，对新能源行业产品消纳提供了新的消纳渠道，具备一定的行业示范效应。此外，公司在《发展战略纲要》中，明确了创新发展氢能产业集群是公司未来四大发展方向之一。因此，氢能业务符合公司主营业务及战略发展方向。

综上所述，氢能基金投向新能源、储能及氢能业务符合公司主营业务及战略发展方向。且通过氢能基金的投资，能促进公司的新能源业务、储能业务和氢能业务的发展，与公司业务具有协同效应。同时，公司对氢能基金投资决策具有显著影响力。但基于谨慎性原则，公司将对氢能基金的投资认定为财务性投资，并按认缴金额(除本次发行董事会决议日前六个月前已实缴的 100 万元)14,900.00 万元从募集资金总额中扣除。

(4) 中吉慧能（深圳）投资有限公司

1) 出资人情况

中吉慧能（深圳）投资有限公司（以下简称中吉慧能）出资结构如下：

单位：万元

序号	股东名称	认缴出资金额	出资比例
1	北京原淇新能源科技有限公司	300.00	30.00%
2	吉林电力股份有限公司	300.00	30.00%
3	中能宏煜（海南）投资有限公司	200.00	20.00%
4	普佳慧铭（天津）企业管理有限公司	200.00	20.00%
合计		1,000.00	100.00%

2) 协议内容

《中吉慧能（深圳）投资有限公司章程》约定如下：

事项	条款	主要内容
经营范围	第三条	以自有资金从事实业投资、项目投资、创业投资；
出资金额	第十二条	公司全体股东认缴的注册资本总额为人民币 1,000 万元；
出资期限	第十三条	经全体股东一致约定，股东认缴出资额应于 2041 年 9 月 23 日前足额缴纳完毕；
决策机制	第二十八条	公司设立董事会，其中董事会成员 5 名，各位股东各提名 1 名，另从公司高级管理人员中提名 1 名；由股东吉林电力股份有限公司推荐董事长人选，各方推荐的董事人选由股东会决议选任

事项	条款	主要内容
		为公司董事。董事会主要负责公司的经营方针和投资计划、决定公司的经营计划和投资方案； 董事会决议的表决，实行一人一票。到会的董事应当超过全体董事人数的三分之二，并且是在全体董事人数过半数同意的前提下，董事会的决议方为有效。

3) 认缴和实缴金额

公司对中吉慧能报告期末的认缴金额和实缴金额及自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日间的投资金额如下：

单位：万元

项目	实缴金额	认缴金额
截至 2023 年 6 月 30 日余额	150.00	300.00
自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日新增投资金额	-	-

4) 投资方向和范围

根据《公司章程》，中吉慧能系以自有资金从事投资活动。根据中吉慧能目前的对外投资的标的情况，其目前主要投资新能源、新材料领域企业。

5) 决策机制

根据《公司章程》，公司设立董事会，其中董事会成员 5 名，各位股东各提名 1 名，另从公司高级管理人员中提名 1 名；由股东吉电股份推荐董事长人选，各方推荐的董事人选由股东会决议选任为公司董事。董事会主要负责公司的经营方针和投资计划、决定公司的经营计划和投资方案。

董事会决议的表决，实行一人一票。到会的董事应当超过全体董事人数的三分之二，并且是在全体董事人数过半数同意的前提下，董事会的决议方为有效。

涉及公司以自有资金投资、利润分配和弥补亏损、增加或减少注册资本金、成立和撤销子公司及分支机构、制定公司相关管理制度、以公司名义担保及对外融资、公司诉讼仲裁和执行案件等相关事项均需要董事长审批。除前述事项之外的公司日常运营管理事宜委托公司总经理审核管理。

吉电股份委派一名董事，对公司的投资决策影响力有限。

6) 投资计划

① 加大储能产业链相关产业进一步投资，依托已投的储能项目，在储能领域探索横向纵向延伸的机会，争取深度进入储能领域，实现全产业链布局；

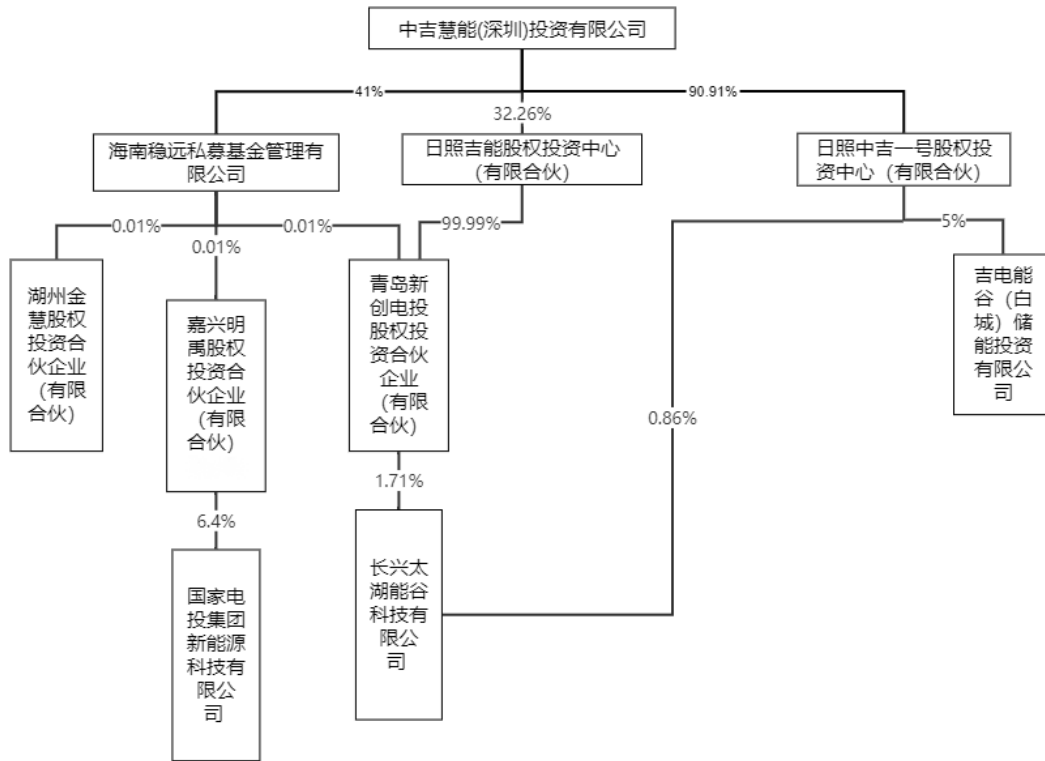
② 探索迈入新能源材料领域，重点关注新能源光伏新材料领域；

③ 加快布局光伏发电、风电新能源领域，目前已在广西、广东等地多方接触相关光伏风电新能源企业，项目类型涉及集中式光伏、分布式光伏、分布式风电等。

7) 穿透后的具体投资标的

截至 2023 年 6 月 30 日，中吉慧能穿透至末级投资标的股权结构图及投资标的的具体明细分别如下：

① 穿透后的股权结构图



② 投资标的的具体明细

单位：万元

序号	单位全称	持股比例	注册资本	主营业务
1	海南稳远私募基金管理有限公司	41.00%	1,000.00	私募股权投资基金管理
2	日照吉能股权投资中心（有限合伙）	32.26%	3,100.00	私募股权投资基金管理
3	日照中吉一号股权投资中心（有限合伙）	90.91%	1,100.00	私募股权投资基金管理
4	青岛新创电投股权投资合伙企业（有限合伙）	32.23%	2,100.00	私募股权投资基金管理
5	吉电能谷（白城）储能投资有限公司	5.00%	20,000.00	铅碳电池制造

序号	单位全称	持股比例	注册资本	主营业务
6	长兴太湖能谷科技有限公司	1.33%	7,349.76	技术服务、风力发电机组销售、光伏设备及元器件销售等
7	国家电投集团新能源科技有限公司	6.40%	2,002.22	新能源技术推广服务

综上所述，中吉慧能投资方向和范围与公司主营业务协同性相对较弱，公司对中吉慧能的投资决策影响力相对有限，基于谨慎性考虑，将公司对中吉慧能的投资认定为财务性投资。因公司认缴金额 300.00 万元，实缴金额 150.00 万元，按尚未实缴的金额 150.00 万从本次募集资金总额中扣除。

3. 最近一期末是否持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）

公司主营业务为发电及供热业务，公司及下属子公司实际业务均不涉及类金融业务。

公司可能涉及财务性投资（包括类金融业务的投资）的相关报表项目主要为交易性金融资产、其他应收款、其他流动资产、长期应收款、长期股权投资、其他权益工具投资、其他非流动资产等。截至 2023 年 6 月 30 日，各报表项目具体情况如下：

单位：万元

序号	报表项目	账面价值	占归属于母公司净资产比例	是否属于财务性投资
1	交易性金融资产	100.00	0.01%	是
2	其他应收款	26,238.45	2.16%	否
3	其他流动资产	90,827.62	7.48%	否
4	长期应收款	13,317.24	1.10%	否
5	长期股权投资	114,843.34	9.46%	部分涉及财务性投资
6	其他权益工具投资	33,152.79	2.73%	部分涉及财务性投资
7	其他非流动资产	189,658.45	15.63%	否

(1) 交易性金融资产

截至 2023 年 6 月 30 日，吉电股份交易性金融资产账面价值为 100.00 万元。为 2022 年 12 月吉电股份发行国家电投-吉电股份清洁能源绿色碳中和资产支持专项计划（类 REITS）中，吉电股份认购碳中和资产证券化的次级份额 100.00 万元。基于谨慎性考虑，将其认定为财务性投资。

(2) 其他应收款

截至 2023 年 6 月 30 日，公司其他应收款账面余额为 31,502.17 万元，其他应收款主要由押金、保证金及单位往来款构成。其他应收账款与公司主营业务相关，并非借予他人款项，不属于财务性投资或类金融业务。具体构成如下：

单位：万元

款项性质	2023 年 6 月 30 日
押金、保证金	18,264.08
单位往来款	12,694.88
其他	543.21
账面余额	31,502.17
减：坏账准备	5,263.72
账面价值	26,238.45

(3) 其他流动资产

截至 2023 年 6 月末，公司其他流动资产余额为 90,827.62 万元，主要为留抵的增值税进项税，不属于财务性投资或类金融业务。具体构成如下：

单位：万元

款项性质	2023 年 6 月 30 日
留抵的增值税进项税	89,300.43
预缴企业所得税	301.59
预缴保险费	1,225.60
合计	90,827.62

(4) 长期应收款

截至 2023 年 6 月末，公司长期应收款账面价值为 13,317.24 万元，主要为应收项目工程款，不属于财务性投资或类金融业务。

(5) 长期股权投资

截至 2023 年 6 月末，公司长期股权投资账面价值为 114,843.34 万元，主要为对联营企业的投资，具体构成如下：

单位：万元

被投资单位	账面价值	持股比例	主营业务	是否为财务性投资
广西国电投海外能源投资有限公司	60,500.44	35.00%	电力开发、建设、运营	否
长春绿动氢能科技有限公司	19,487.49	26.77%	新兴能源技术研发	否

被投资单位	账面价值	持股比例	主营业务	是否为财务性投资
吉度（苏州）智慧能源有限公司	6,044.58	45.00%	新能源汽车换电设施销售、电动汽车充电基础设施运营	否
吉电能谷（白城）储能投资有限公司	4,005.08	20.00%	储能电池制造	否
国家电投集团长兴储能有限公司	3,805.97	40.00%	储能业务	否
深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司	3,676.66	35.00%	投资新能源项目	是
电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）	3,217.50	30.00%	投资新兴能源项目	是
安庆高新吉电能源有限公司	2,813.91	49.00%	电力供应	否
吉电未来智维能源科技（吉林）有限公司	2,533.55	32.00%	电站运维服务	否
氢动力（北京）科技服务有限公司	932.59	14.65%	氢能大巴租赁	否
国家电投集团当雄能源有限公司	1,434.47	49.00%	发电业务、输电业务、供（配）电业务	否
沈阳远达环保工程有限公司	1,357.59	20.00%	承接环境保护工程总承包及常规燃煤锅炉、火电机组烟气脱硫及相关附属工程的施工	否
吉电憧憬（吉林）新能源发展有限公司	625.07	30.00%	新能源汽车销售、充换电站建设及运营	否
吉电碧程智慧能源（成都）有限公司	424.64	40.00%	余热余压余气利用技术研发	否
中吉慧能（深圳）投资有限公司	177.28	30.00%	投资新兴能源项目	是
山东鸿吉新能源有限公司	150.01	50.00%	新能源发电	否
潍坊捷凯能源管理有限公司	102.34	50.00%	新能源发电	否
吉林省吉电能源服务有限公司	44.02	21.00%	对吉电股份提供物业服务	否
吉电港华智慧能源（济南）有限公司	60.16	50.00%	新能源发电	否
通榆中吉光热发电有限公司	3,450.00	50.00%	新能源发电	否
合计	114,843.34	/	/	/

公司对广西国电投海外能源投资有限公司（以下简称广西海能）认缴金额为45,500.00万元，已于2020年全部实缴完毕。广西海能主营业务为电力开发、

建设和运营，其经营范围中的投资业务仅限于电力业务，广西海能 2022 年风电业务收入占其主营业务收入的 99.44%。公司对广西海能的投资目的主要是为了开发广西区域优质项目，拓展清洁能源市场，符合公司主营业务及战略发展方向，不以获取投资收益为目的，因此并非财务性投资。

吉电能谷（白城）储能投资有限公司主营业务为铅蓄电池的研发、生产和销售。该公司为实业企业，目前正开展“500 万 KVAh 铅碳电池和废旧铅酸电池”等储能电池开发项目，其经营范围无投资业务。国家电投集团长兴储能有限公司主营业务为储能业务，目前正开展“和平共储”综合智慧能源项目等储能项目。该两家公司主营业务属于电力业务中的储能领域，为新能源发电业务重要环节，符合公司的主营业务及战略发展方向。公司对该公司的投资旨在通过储能领域的发展提升新能源发电存储和消纳，并促进作为公司主要发展方向的储能业务的发展，从而促进公司整体业务的发展，该投资并非财务性投资。

深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司、电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）和中吉慧能（深圳）投资有限公司主营业务为新兴能源项目投资，基于谨慎性原则，公司将对上述企业的投资认定为财务性投资。

除此之外，在长期股权投资中，公司的投资均为围绕电力及能源行业产业链进行的产业投资，符合公司主营业务及战略发展方向，属于围绕产业链上下游以获取技术、原料或渠道为目的的产业投资，不属于财务性投资。

（6）其他权益工具投资

截至 2023 年 6 月末，公司其他权益工具投资账面价值为 33,152.79 万元，具体构成如下：

单位：万元

项 目	账面价值	持股比例	主营业务	是否为财务性投资
吉林省电力科学研究所有限公司	651.00	9.30%	电力技术开发、转让、咨询、服务	否
吉林电力交易中心有限公司	952.55	9.50%	电力市场交易平台的建设、运营和管理	否
吉林敦化抽水蓄能有限公司	20,981.18	15.00%	抽水蓄能发电	否
国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）	10,568.06	3.57%	投资氢能、储能及其他产业	是

项 目	账面价值	持股比例	主营业务	是否为财务性投资
合 计	33,152.79	/	/	/

国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）主营业务为投资氢能、储能及其他产业，基于谨慎性原则，公司将国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）的投资认定为财务性投资。

除此之外，公司其他权益工具投资均为公司围绕电力及能源行业产业链进行的产业投资，符合公司主营业务及战略发展方向，属于围绕产业链上下游以获取技术、原料或渠道为目的的产业投资，不属于财务性投资。

（7）其他非流动资产

截至 2023 年 6 月末，公司其他非流动资产账面价值为 189,658.45 万元，为预付工程设备款和留抵的增值税进项税，不属于财务性投资或类金融业务。具体构成如下：

单位：万元

款项性质	2023 年 6 月 30 日
留抵的增值税进项税	93,809.40
预付工程设备款	95,764.43
其他	84.62
合 计	189,658.45

综上，公司最近一期末财务性投资金额合计 46,400.00 万元，占公司归属于母公司净资产的 3.82%。因此，公司最近一期末不存在持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）情形，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关要求。

4. 自本次发行董事会决议日前六个月至今，公司新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务的具体情况

2022 年 12 月 30 日，公司召开第九届董事会第五次会议，审议通过本次向特定对象发行股票方案相关事宜。自本次发行董事会决议日前六个月（2022 年 6 月 30 日）至本回复出具日，公司已实施或拟实施的财务性投资及类金融业务的情况如下：

（1）类金融业务

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司不存在对融资租

赁、商业保理和小贷业务等类金融业务投资情况。

(2) 非金融企业投资金融业务

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司不存在投资金融业务情况。

(3) 设立或投资产业基金、并购基金

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司存在设立或投资产业基金、并购基金的财务性投资情形。

吉电股份对科创基金的投资，认缴金额 10,000.00 万元，吉电股份自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日实缴 10,000.00 万元。考虑到该基金投资方向和范围与公司主营业务协同性相对较弱，公司对其投资决策影响力相对有限，基于谨慎性考虑，将其认定为财务性投资。在本次发行董事会决议日前 6 个月至今公司对该基金的投资金额为 10,000.00 万元。

公司对中吉慧能的投资尚未实缴出资 150.00 万元，考虑到该基金投资方向和范围与公司主营业务协同性相对较弱，公司对其投资决策影响力相对有限，基于谨慎性考虑，将其认定为财务性投资，拟实施的投资金额为 150.00 万元。

基于谨慎性原则，公司将对吉电盈晟的投资认定为财务性投资，并按其认缴金额 21,000.00 万元从募集资金总额中扣除；对氢能基金的投资认定为财务性投资，并按认缴金额（除本次发行董事会决议日前六个月前已实缴的 100 万元）14,900.00 万元从募集资金总额中扣除。

(4) 与公司主营业务无关的股权投资

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司除设立投资产业基金外，不存在投资与公司主营业务无关的股权投资情况。

(5) 拆借资金

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司不存在属于财务性投资的拆借资金情形。

(6) 委托贷款

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司不存在属于财务性投资的委托贷款情形。

(7) 购买收益波动大且风险较高的金融产品

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日, 公司存在购买收益波动大且风险较高的金融产品的情形。

吉电股份于 2022 年 12 月发行国家电投-吉电股份清洁能源绿色碳中和资产支持专项计划(类 REITS), 吉电股份认购碳中和资产证券化的次级份额 100.00 万元。基于谨慎性考虑, 将其认定为财务性投资。

(8) 扣减募集资金总额情形

自本次发行董事会决议日前六个月本回复报告出具日, 公司已实施或拟实施的财务性投资共计 46,150.00 万元, 具体包括:

- ① 购买收益波动大且风险较高的金融产品 100.00 万元;
- ② 投资国电投科技创新股权投资基金(天津)合伙企业(有限合伙) 10,000.00 万元;
- ③ 中吉慧能(深圳)投资有限公司未实缴出资金额 150.00 万元;
- ④ 投资深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司 21,000.00 万元;
- ⑤ 投资电投绿色氢能一期(海南)私募基金合伙企业(有限合伙) 14,900.00 万元。

根据《〈上市公司证券发行注册管理办法〉第九条、第十条、第十一条、第十三条、第四十条、第五十七条、第六十条有关规定的适用意见——证券期货法律适用意见第 18 号》, “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。”公司已召开第九届第九次董事会审议减少募集资金总额的相关决议, 符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关要求。

5. 核查程序与核查意见

(1) 核查程序

针对上述事项, 我们执行了以下核查程序:

- 1) 查阅公司截至最近一期末的财务报表、定期报告、审计报告及附注, 取得公司相关投资的决策审批文件、会计凭证及附件等, 核查是否存在财务性投资;
- 2) 访谈公司有关部门, 了解本次发行董事会前六个月至本回复报告出具日是否存在实施或拟实施的财务性投资(包括类金融业务)情况, 了解最近一期末

是否存在持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）情形，并就上述情况取得公司的确认；

3) 检查公司对外投资的相关文件，了解对外投资的背景和目的，查阅被投资企业的工商信息，判断是否属于财务性投资；

4) 查阅公司公告等文件，了解是否存在新增对外投资情况；

5) 查阅与本报告相关的《监管规则适用指引——上市类第 1 号》《〈上市公司证券发行注册管理办法〉第九条、第十条、第十一条、第十三条、第四十条、第五十七条、第六十条有关规定的适用意见——证券期货法律适用意见第 18 号》和《监管规则适用指引——发行类第 7 号》等监管规则适用指引、发行规定。

(2) 核查意见

经核查，我们认为：

1) 公司最近一期末不存在持有金额较大、期限较长的财务性投资情形；

2) 公司持有基金中，对科创基金、吉电盈晟、氢能基金及中吉慧能的投资属于财务性投资。除此之外，其他公司持有的基金因与公司业务具有协同效应，且符合公司主营业务及战略发展方向，属于围绕产业链上下游以获取技术、原料或渠道为目的的产业投资，公司对其决策具有重大影响力，相关不属于财务性投资；

3) 自本次发行相关董事会决议日前六个月至本回复出具日，除吉电股份对基金（投资性主体）的投资 46,050.00 万元以及认购资产支持专项次级份额 100.00 万元外，吉电股份及其下属子公司不存在其他新增或拟新增的财务性投资及类金融业务的情形。

三、附件：关于本次募投项目投资支出的说明

(一) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目

1. 具体投资构成明细、各项投资支出的必要性

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目,规划建设新能源发电部分及新能源制绿氢合成氨部分,具体包括风电 700MW、光伏 100MW、电解制氢装置及规模 36 万吨/年的合成氨装置(分两期建设,一期规模 18 万吨/年)。项目的具体投资构成明细如下表:

单位:万元, %

编号	工程或费用名称	设备购置费	主要材料费	安装费	建筑工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	建设投资(含税)	321,095.21	68,079.56	42,573.78	76,171.54	74,207.37	582,127.46	97.74
	光伏项目	21,836.17	6,261.21	4,173.79	5,452.78	4,056.55	41,780.50	7.02
	风电	188,318.08	34,058.37	21,459.81	32,122.36	34,716.03	310,674.65	52.16
	化工	110,940.96	27,759.98	16,940.18	38,596.40	35,434.80	229,672.31	38.56
二	建设期资金筹措费	-	-	-	-	13,451.49	13,451.49	2.26
三	项目动态总投资(含增值税)	321,095.21	68,079.56	42,573.78	76,171.54	87,658.45	595,578.95	100.00

以上各项支出均依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等计算而来,全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列,具有必要性。

2. 所需资金的测算假设及主要计算过程、测算的合理性

(1) 测算假设及依据

1) 国家有关工程建设的政策及规定

① 国家计委、建设部关于发布《工程勘察设计收费管理规定》的通知计价格(2002)10号。

② 国家计委关于印发建设项目前期工作咨询收费暂行规定的通知计价格(1999)1283号。

③ 国家计委、国家环境保护总局关于规范环境影响咨询收费有关问题的通知计价格〔2002〕125号。

④ 国家发展改革委、建设部关于印发《建设工程监理与相关服务收费管理规定》的通知发改价格〔2007〕670号。

⑤ 关于全面推开营业税改征增值税试点的通知财税〔2016〕36号。

⑥ 《光伏发电工程可行性研究报告编制规定》（NB/T32043-2018）。

⑦ 国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T32027-2016）。

⑧ 《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》（可再生定额〔2019〕14号文）。

⑨ 《太阳能发电工程技术标准（GD003-2011）光伏发电工程可行性研究报告编制办法（试行）》。

⑩ 国家能源局发布的 NB/T310011-2011《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》。

⑪ 可再生定额〔2016〕32号文《关于发布〈关于建筑业营业税改征增值税后风电场工程计价依据调整实施意见〉的通知》。

2) 行业发布的工程计价依据及有关规定

① 《中国石油化工集团有限公司暨股份公司石油化工项目可行性研究报告编制规定》（2020年版）》集团工单计〔2021〕15号。

② 《中国石油化工集团有限公司暨股份公司石油化工项目可行性研究投资估算编制办法（2020年版）》集团工单计〔2021〕15号。

③ 石油化工安装工程概算指标（2019）中国石化概站字〔2021〕5号。

④ 石油化工工程建设费用定额（2019版）中国石化建〔2019〕348号。

⑤ 关于“营改增”实施后调整石油化工工程建设计价依据的通知中国石化建〔2016〕307号。

3) 可行性研究文件及专业设计人员提供的主要工程量。

(2) 主要计算过程及合理性

1) 国内设备价格

① 定型设备采用询价或参考同类工程订货价计算，并另计运费及采购保管费。

② 非标设备原则上采用中国石化工程经济信息网发布的最新非标设备价格信息（2022 年第 1 期）；特殊规格、特殊材质的设备价格根据市场询价或参考同类工程订货价计算，并另计运费及采购保管费。

③ 其他设备价格依据市场询价计算，并另计运费及采购保管费。

④ 国内设备运费按设备原价的 4.6% 计算，采购保管费按设备原价的 2.87% 计算。

2) 主要材料价格

① 管材价格采用《石油化工安装工程主材费》（2019 版）及最新（2022 年第 1 期）调整系数；特殊材质管材价格为询价，另计运费及采购保管费。

② 工艺阀门采用中国石化工程经济信息网发布的最新阀门参考价格；不足部分阀门价格为询价，另计运费及采购保管费。

③ 电缆价格采用中国石化工程经济信息网发布的最新电线电缆参考价格；不足部分电缆价格为询价，另计运费及采购保管费。

④ 其他材料：采用《石油化工安装工程主材费》（2019 版）子目的依据最新（2022 年第 1 期）调整系数进行调整；主材费子目之外的其他主材费参考市场价格。

⑤ 国内主要材料运费按材料原价的 2.42% 计算，采购保管费按材料原价的 1.88% 计算。

(二) 扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目

1. 具体投资构成明细、各项投资支出的必要性

扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目，规划容量为 100MW，新建一座 220/35kV 升压变电站。项目的具体投资构成明细如下表：

单位：万元，%

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	施工辅助工程	-	706.74	-	706.74	1.24
1	施工供电工程	-	50.00	-	50.00	-
2	风电机组安装平台工程	-	315.35	-	315.35	-
3	其他施工辅助工程	-	130.00	-	130.00	-
4	安全文明施工措施	-	211.39	-	211.39	-
二	设备及安装工程	33,195.05	4,939.11	-	38,134.16	67.64
1	发电场设备及安装工程	26,670.37	2,960.35	-	29,630.72	-
2	集电线路设备及安装工程	26.33	1,060.07	-	1,086.40	-
3	升压变电设备及安装工程	2,983.41	662.37	-	3,645.78	-
4	其他设备及安装工程	231.93	38.92	-	270.85	-
5	储能工程 10MW/10MWh	3,283.00	217.40	-	3,500.40	-
三	建筑工程	-	8,996.48	-	8,996.48	15.96
1	发电场工程	-	3,362.79	-	3,362.79	-
2	集电线路工程	-	631.47	-	631.47	-
3	升压变电站工程	-	1,312.66	-	1,312.66	-
4	交通工程	-	2,849.56	-	2,849.56	-
5	其他工程	-	840.00	-	840.00	-
四	其他费用	-	-	6,145.75	6,145.75	10.90
1	项目建设用地费	-	-	2,396.89	2,396.89	-
2	前期费	-	-	400.00	400.00	-
3	项目建设管理费	-	-	1,374.69	1,374.69	-
4	生产准备费	-	-	358.01	358.01	-
5	可研勘察设计费	-	-	546.16	546.16	-
6	其他税费	-	-	770.00	770.00	-

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
7	送出工程	-	-	300.00	300.00	-
	(一~四)部分合计	-	-	-	53,983.12	95.75
五	基本预备费	-	-	-	809.75	1.44
	工程静态投资(一~五)部分合计	-	-	-	54,792.87	97.19
六	价差预备费	-	-	-	-	-
	建设投资	-	-	-	54,792.87	97.19
七	建设期利息	-	-	-	1,584.18	2.81
八	工程总投资合计	-	-	-	56,377.05	100.00
	单位千瓦静态投资(元/kW)	-	-	-	5,479.29	-
	单位千瓦动态投资(元/kW)	-	-	-	5,637.71	-

以上各项支出均依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等计算而来，全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列，具有必要性。

2. 所需资金的测算假设及主要计算过程，测算的合理性

(1) 测算依据

依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等计算费用；材料、设备等价格按 2022 年 6 月价格水平计列。

1) 风电场工程技术标准(NB/T31011-2019)《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》。

2) 风电场工程技术标准(NB/T31010-2019)《陆上风电场工程概算定额》(2019年版)。

3) 全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列。

4) 可再生定额(2019)14号“关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知”。

5) 国家电力投资集团有限公司《风力发电工程设计造价参考指标》。

6) 其他有关规定。

(2) 主要测算过程及合理性

1) 主要设备的价格

参考同类型工程的订货价格及厂家信息价格资料, 主要设备的采购价格如下:

设备名称	单位	价格
风力发电机组	元/kw	1,900
风力发电机组塔筒	元/t	10,000
风力发电机组锚栓	元/t	14,000
箱式变电	万元/台	48

注: 风机、塔筒、锚栓按 0.6%计列设备的二次倒运及保管费, 其他设备按 0.7%计列设备的二次倒运及保管费

2) 主要材料预算价格

根据扶余地区 2022 年建筑材料信息价格并结合项目施工场地实际情况, 建筑主要材料预算价如下:

材料名称	单位	价格
普通水泥 C32.5	元/t	450
普通水泥 C42.5	元/t	490
钢筋	元/t	6500
柴油	元/L	6.59
汽油	元/L	7.60
砂	元/立方米	100
碎石	元/立方	170
水	元/t	2
电	元/kwh	0.95

3) 人工工资水平

参考《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T31011-2019) 的规定, 主要人工工资水平如下:

工人类型	单位	价格
高级技工	元/工日	249
技工	元/工日	173
普工	元/工日	120

4) 费率标准

建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润和税金组成。单价的取费标准，按《风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T31011-2019)的规定计取，具体如下：

序号	项目名称	取数基数	费率标准 (%)	
			安装工程	建筑工程
一	直接费	-	-	-
1	直接工程费	-	-	-
2	措施费	-	-	16.3
	机组、塔筒设备	人工费+施工机械使用费	6.49	-
	线路工程	人工费+施工机械使用费	13.09	-
	其他设备	人工费+施工机械使用费	12.06	-
二	其他费	-	-	1.86
	机组、塔筒设备	人工费+施工机械使用费	1.73	-
	线路工程	人工费+施工机械使用费	2.4	-
	其他设备	人工费+施工机械使用费	2.3	-
三	间接费	-	-	-
(一)	建筑工程间接费	-	-	-
	土方工程	人工费+施工机械使用费	-	21.28
	石方工程	人工费+施工机械使用费	-	19.56
	混凝土工程	人工费+施工机械使用费	-	40.98
	钢筋工程	人工费+施工机械使用费	-	39.93
	基础处理工程	人工费+施工机械使用费	-	28.86
	砌体砌筑工程	人工费+施工机械使用费	-	34.02
(二)	安装工程间接费	人工费	108	-
四	利润	人工费+机械费+措施费+其他费+间接费	10	10
五	税金	直接费+间接费+利润	9	9

5) 其他费用

本期工程永久用地主要包括风机基础及箱变、塔基、升压站共计列征地费用 1390.49 万元，永久征地按 110 元/平米；临时征地主要为安装、建筑施工场地，施工临时设施、临时仓库、集电线路、共计列征地费用 976.4 万元，临时征地按 20 元/平米计列（两年）。

勘察设计费根据风电场工程技术标准（NB/T 31011—2019）《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》计算。

基本预备费：按 1.5% 计列。

6) 贷款利率

建设期贷款利息按 2022 年 5 月 20 日颁布的 LPR 五年期贷款利率 4.45% 计算。

(三) 吉林长岭 10 万千瓦风电项目

1. 具体投资构成明细、各项投资支出的必要性

吉林长岭 10 万千瓦风电项目，规划容量 100MW，新建一座 220/35kV 升压变电站。项目的具体投资构成明细如下表：

单位：万元，%

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	施工辅助工程	-	610.85	-	610.85	1.09
1	施工供电工程	-	50.00	-	50.00	-
2	风电机组安装平台工程	-	174.40	-	174.40	-
3	堆料场	-	39.50	-	39.50	-
4	其他施工辅助工程	-	130.00	-	130.00	-
5	安全文明施工措施	-	216.95	-	216.95	-
二	设备及安装工程	32,444.75	5,508.48	-	37,953.23	67.77
1	发电场设备及安装工程	27,077.80	2,810.35	-	29,888.15	-
2	集电线路设备及安装工程	72.36	1,857.10	-	1,929.46	-
3	升压变电设备及安装工程	3,036.76	678.59	-	3,715.35	-
4	其他设备及安装工程	231.83	38.21	-	270.04	-
5	储能工程 10MW/20MWh	1,876.00	124.23	-	2,000.23	-
6	屋面光伏	150.00	-	-	150.00	-
三	建筑工程	-	9,077.98	-	9,077.98	16.21
1	发电场工程	-	3,646.33	-	3,646.33	-
2	集电线路工程	-	833.42	-	833.42	-
3	升压变电站工程	-	1,288.25	-	1,288.25	-
4	交通工程	-	2,418.98	-	2,418.98	-

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
5	其他工程	-	891.00	-	891.00	-
四	其他费用	-	-	6,289.85	6,289.85	11.23
1	项目建设用地费	-	-	3,411.62	3,411.62	-
2	前期费	-	-	400.00	400.00	-
3	项目建设管理费	-	-	1,264.29	1,264.29	-
4	生产准备费	-	-	367.08	367.08	-
5	科研勘察设计费	-	-	566.86	566.86	-
6	其他税费	-	-	280.00	280.00	-
	(一~四)部分合计	-	-	-	53,931.91	96.31
五	基本预备费	-	-	-	294.01	0.53
	工程静态投资(一~五)部分合计	-	-	-	54,225.92	96.83
六	送出工程	-	-	-	240.00	0.43
	建设投资	-	-	-	54,465.92	97.26
七	建设期利息	-	-	-	1,535.79	2.74
八	工程总投资合计	-	-	-	56,001.71	100.00
	单位千瓦静态投资(元/kW)	-	-	-	5,446.59	-
	单位千瓦动态投资(元/kW)	-	-	-	5,600.17	-

以上各项支出均依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等计算而来，全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列，具有必要性。

2. 所需资金的测算假设及主要计算过程，测算的合理性

(1) 测算依据

依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等计算费用；材料、设备等价格按 2022 年 9 月吉林省松原长岭价格水平计列。

1) 风电场工程技术标准(NB/T31011-2019)《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》。

2) 风电场工程技术标准(NB/T31010-2019)《陆上风电场工程概算定额》(2019 年版)。

3) 全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列。

4) 可再生定额(2019)14号“关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知”。

5) 国家电力投资集团有限公司《风力发电工程设计造价参考指标》。

6) 其他有关规定。

(2) 主要测算过程及合理性

1) 主要设备的价格

参考同类型工程的订货价格及厂家信息价格资料,主要设备的采购价格如下:

设备名称	单位	价格
风力发电机组	元/kw	2,000
风力发电机组塔筒	元/t	9,500
风力发电机组锚栓	元/t	14,000
箱式变电	万元/台	70

注:风机、塔筒、锚栓按0.6%计列设备的二次倒运及保管费,其他设备按0.7%计列设备的二次倒运及保管费

2) 主要材料预算价格

根据长岭地区2022年建筑材料信息价格并结合项目施工场地实际情况,建筑主要材料预算价如下:

材料名称	单位	价格
普通水泥 C32.5	元/t	450
普通水泥 C42.5	元/t	490
钢筋	元/t	5,100
柴油	元/L	6.59
汽油	元/L	7.60
砂	元/立方米	100
碎石	元/立方	170
水	元/t	2
电	元/kwh	0.95

3) 人工工资水平

参考《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）的规定，主要人工工资水平如下：

工人类型	单位	价格
高级技工	元/工日	249
技工	元/工日	173
普工	元/工日	120

4) 费率标准

建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润和税金组成。单价的取费标准，按《风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）的规定计取，具体如下：

序号	项目名称	取数基数	费率标准（%）	
			安装工程	建筑工程
一	直接费	-	-	-
1	基本直接费	-	-	-
2	其他直接费	-	-	-
(1)	冬雨季施工增加费	人工费 + 施工机械使用费	-	1.37
	机组、塔筒设备	-	1.07	-
	集电线路	-	3.11	-
	其他设备	-	3.61	-
(2)	夜间施工增加费	-	-	0.11
	机组、塔筒设备	-	0.06	-
	集电线路	-	0.08	-
	其他设备	-	0.17	-
(3)	施工工具用具施工费	-	-	1.34
	机组、塔筒设备	-	0.67	-
	集电线路	-	2.63	-
	其他设备	-	0.74	-
(4)	临时设施费	-	-	6.28
	机组、塔筒设备	-	2.08	-
	集电线路	-	2.59	-
	其他设备	-	0.76	-
(5)	其他费率	-	-	1.86

序号	项目名称	取数基数	费率标准 (%)	
			安装工程	建筑工程
	机组、塔筒设备	-	1.73	-
	集电线路	-	2.40	-
	其他设备	-	2.30	-
二	间接费	-	-	-
(一)	建筑工程间接费	人工费 + 施工机械使用费	-	27.66
(二)	安装工程间接费	人工费	74	-
三	利润	人工费+施工机械使用费+其他直接费+间接费	10	10
四	税金	直接费 +间接费+利润	9	9

5) 其他费用

本期工程永久用地主要包括风机基础及箱变、塔基、升压站共计列征地费用 875.28 万元，永久征地按 178 元/平米；临时征地主要为安装、建筑施工场地，施工临时设施、临时仓库、集电线路、共计列征地费用 2536.34 万元，临时征地按 20 元/平米计列（两年）。

勘察设计费根据风电场工程技术标准（NB/T 31011—2019）《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》计算。

基本预备费：按 0.5% 计列。

6) 贷款利率

建设期贷款利息按 2022 年 8 月 22 日颁布的 LPR 五年期贷款利率 4.3% 计算。

(四) 白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目

1. 具体投资构成明细、各项投资支出的必要性

白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目，规划容量 100MW，新建一座 220/35kV 升压变电站。项目的具体投资构成明细如下表：

单位：万元，%

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	施工辅助工程	-	798.49	-	798.49	1.46
1	施工供电工程	-	75.00	-	75.00	-
2	风电机组安装平台工程	-	370.05	-	370.05	-
3	其他施工辅助工程	-	100.00	-	100.00	-

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	总投资比例
4	安全文明施工措施 1	-	253.45	-	253.45	-
二	设备及安装工程	33,987.65	4,226.20	-	38,213.85	69.94
1	发电场设备及安装工程	31,219.27	2,235.82	-	33,455.09	-
2	集电线路设备及安装工程	55.28	1,451.20	-	1,506.48	-
3	升压变电设备及安装工程	2,407.38	501.44	-	2,908.82	-
4	其他设备及安装工程	305.72	37.74	-	343.46	-
三	建筑工程	-	7,748.39	-	7,748.39	14.18
1	发电场工程	-	3,757.94	-	3,757.94	-
2	集电线路工程	-	562.74	-	562.74	-
3	升压变电站工程	-	1,278.78	-	1,278.78	-
4	交通工程	-	1,528.92	-	1,528.92	-
5	其他工程	-	620.00	-	620.00	-
四	其他费用	-	-	4,455.26	4,455.26	8.15
1	项目建设用地费	-	-	2,010.82	2,010.82	-
2	工程前期费	-	-	400.00	400.00	-
3	项目建设管理费	-	-	1,212.70	1,212.70	-
4	生产准备费	-	-	266.51	266.51	-
5	科研勘察设计费	-	-	350.00	350.00	-
6	其他税费	-	-	215.23	215.23	-
	(一~四)部分合计	-	-	-	51,215.99	93.74
五	基本预备费	-	-	-	772.01	1.41
	工程静态投资(一~五)部分合计	-	-	-	51,988.00	95.15
六	送出工程(14km)	-	-	-	1,680.00	-
	建设投资	-	-	-	53,668.00	98.23
七	建设期利息	-	-	-	966.97	1.76
八	工程动态投资合计	-	-	-	54,634.97	100
	单位千瓦静态投资(元/kW)	-	-	-	5,366.80	-
	单位千瓦动态投资(元/kW)	-	-	-	5,463.49	-

以上各项支出均依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等

计算而来，全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列，具有必要性。

2. 所需资金的测算假设及主要计算过程，测算的合理性

(1) 测算依据

依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等计算费用；材料、设备等价格按 2021 年 6 月价格水平计列。

1) 风电场工程技术标准（NB/T31011-2019）《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》。

2) 风电场工程技术标准（NB/T31010-2019）《陆上风电场工程概算定额》（2019 年版）。

3) 全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列。

4) 其他有关规定。

(2) 主要测算过程及合理性

1) 主要设备的价格

参考同类型工程的订货价格及厂家信息价格资料，主要设备的采购价格如下：

设备名称	单位	价格
风力发电机组	万元/台	1,150
风力发电机组塔筒	元/t	11,665
风力发电机组锚栓	元/t	14,070
箱式变电	万元/台	65.25

注：运杂费主要设备按照 0.6%计列，其他设备按 0.7%计列

2) 主要材料预算价格

根据百城地区 2021 年建筑材料信息价格并结合项目施工场地实际情况，建筑主要材料预算价如下：

材料名称	单位	价格
商品混凝土 C15	元/立方米（含运费及泵送）	350
商品混凝土 C30	元/立方米（含运费及泵送）	450
商品混凝土 C40	元/立方米（含运费及泵送）	470
钢筋	元/t	6500
柴油	元/L	6.59
汽油	元/L	7.60

材料名称	单位	价格
砂	元/立方米	100
碎石	元/立方	120
水	元/t	2
电	元/kwh	0.95

3) 人工工资水平

参考《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）的规定，主要人工工资水平如下：

工人类型	单位	价格
高级技工	元/工日	249
技工	元/工日	173
普工	元/工日	120

4) 费率标准

建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润和税金组成。单价的取费标准，按《风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）的规定计取，具体如下：

序号	项目名称	取数基数	费率标准 (%)	
			安装工程	建筑工程
一	直接费	-	-	-
1	基本直接费	-	-	-
2	其他直接费	-	-	-
(1)	冬雨季施工增加费	人工费 + 施工机械使用费	-	1.37
	机组、塔筒设备	-	1.07	-
	集电线路	-	3.11	-
	其他设备	-	3.61	-
(2)	夜间施工增加费	-	-	0.11
	机组、塔筒设备	-	0.06	-
	集电线路	-	0.08	-
	其他设备	-	0.17	-
(3)	施工工具用具施工费	-	-	1.34
	机组、塔筒设备	-	0.67	-
	集电线路	-	2.63	-
	其他设备	-	0.74	-

序号	项目名称	取数基数	费率标准 (%)	
			安装工程	建筑工程
(4)	临时设施费	-	-	6.28
	机组、塔筒设备	-	2.08	-
	集电线路	-	2.59	-
	其他设备	-	0.76	-
(5)	其他费率	-	-	1.86
	机组、塔筒设备	-	1.73	-
	集电线路	-	2.40	-
	其他设备	-	2.30	-
二	间接费	-	-	-
(一)	建筑工程间接费	人工费 + 施工机械使用费	-	27.66
(二)	安装工程间接费	人工费	74	-
三	利润	人工费+施工机械使用费+其他直接费+间接费	10	10
四	税金	直接费 +间接费+利润	9	9

5) 其他费用

本期工程永久用地 168239m²；临时用地 221636m²，征地费共计 2010.82 万元。

勘察设计费根据风电场工程技术标准（NB/T 31011—2019）《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》计算。

基本预备费：按 1% 计列。

6) 贷款利率

年贷款利率为 4.45%。

(五) 邕宁吉电百济新平农光互补发电项目

1. 具体投资构成明细、各项投资支出的必要性

邕宁吉电百济新平农光互补发电项目，规划容量 300MW，分两期建设。邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（一期）建设容量为 150 兆瓦，新建一座 220kV 升压站；邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（二期）建设容量为 150 兆瓦，对一期项目 220kV 升压站进行扩建。项目一期的具体投资构成明细如下表：

单位：万元，%

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	设备及安装工程	40,631.22	6,968.09	-	47,599.31	73.89
1	发电场设备及安装工程	38,033.05	5,545.52	-	43,578.57	-
2	升压站变配电设备及安装工程	1,410.78	580.05	-	1,990.83	-
3	控制保护设备及安装工程	1,036.91	322.72	-	1,359.63	-
4	对侧间隔设备及安装工程	150.48	109.80	-	260.28	-
5	其他安装费用	-	410.00	-	410.00	-
二	建筑工程	-	5,746.54	-	5,746.54	8.92
1	发电场工程	-	3,284.62	-	3,284.62	-
2	升压变电站工程	-	1,691.92	-	1,691.92	-
3	交通工程	-	270.00	-	270.00	-
4	其他建筑费用	-	500.00	-	500.00	-
三	其他费用	-	-	4,814.56	4,814.56	7.47
1	项目建设用地费	-	-	2,198.00	2,198.00	-
2	项目建设管理费	-	-	1,810.55	1,810.55	-
3	生产准备费	-	-	120.00	120.00	-
4	勘察设计费	-	-	400.00	400.00	-
5	其他费	-	-	286.00	286.00	-
	(一~三)部分合计	-	-	-	58,160.40	90.29
四	基本预备费	-	-	-	581.60	0.90
五	送出工程(30km)	-	-	-	4,500.00	6.99
	工程静态投资(一~五)部分合计	-	-	-	63,242.00	98.17
六	价差预备费	-	-	-	-	-
七	建设期利息	-	-	-	1,176.30	1.83
八	工程总投资(一~七)合计	-	-	-	64,418.30	100.00
	单位千瓦静态投资(元/kW)	-	-	-	4,216.13	-
	单位千瓦动态投资(元/kW)	-	-	-	4,294.55	-

项目二期（150MW）的具体投资构成明细如下表：

单位：万元，%

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	设备及安装工程	46,490.00	6,133.91	-	52,623.91	81.36
1	发电场设备及安装工程	38,007.28	5,090.47	-	43,097.75	-
2	升压站变配电设备及安装工程	1,314.13	588.04	-	1,902.17	-
3	控制保护设备及安装工程	618.59	408.76	-	1,027.35	-
4	对侧间隔设备及安装工程	5,850.00	46.64	-	5,896.64	-
5	其他安装费用	700.00	-	-	700.00	-
二	建筑工程	-	5,818.27	-	5,818.27	9.00
1	发电场工程	-	4,242.90	-	4,242.90	-
2	升压变电站工程	-	501.36	-	501.36	-
3	交通工程	-	375.00	-	375.00	-
4	其他建筑费用	-	699.00	-	699.00	-
三	其他费用	-	-	4,554.85	4,554.85	7.04
1	项目建设用地费	-	-	2,047.00	2,047.00	-
2	项目建设管理费	-	-	1,575.84	1,575.84	-
3	生产准备费	-	-	120.00	120.00	-
4	勘察设计费	-	-	500.00	500.00	-
5	其他费	-	-	312.00	312.00	-
	（一~三）部分合计	-	-	-	62,997.02	97.39
四	基本预备费	-	-	-	503.98	0.78
	工程静态投资（一~四）部分合计	-	-	-	63,501.00	98.17
五	价差预备费	-	-	-	-	-
六	建设期利息	-	-	-	1,181.12	1.83
七	工程总投资（一~七）合计	-	-	-	64,682.12	100.00
	单位千瓦静态投资（元/kW）	-	-	-	4,233.40	-
	单位千瓦动态投资（元/kW）	-	-	-	4,312.14	-

以上各项支出均依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等，

由专业工程设计人员计算而来，全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列，具有必要性。

2. 所需资金的测算假设及主要计算过程，测算的合理性

(1) 测算依据

1) 国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准（NB/T 32027-2016）》。

2) 国家能源局发布的《光伏发电工程概算定额（NB/T32025-2016）》，不足部分参考广西地方定额。

3) 其他有关规定。

(2) 主要测算过程及合理性

1) 主要设备的价格

本项目工程投资概算编制的价格水平为 2021 年 9 月，主要设备价格参考近期同类工程设备价及厂家询价。主要设备运输方式为陆路运输。

2) 主要材料预算价格

安装工程装置性材料价格采用《电力建设工程装置性材料预算价格》（2018 年版）、《电力建设工程装置性材料综合预算价格》（2018 年版），主要材料及其他材料价格采用广西南宁市材料市场价格。

项目一期建筑工程主要材料原价按材料采购地 2021 年 10 月市场价格或出厂价计算，项目二期则按 2021 年 11 月的市场价格或出厂价计算。施工用水价参照同类在建工程计取；施工用电按 100%的外购电网供电计算。

3) 人工工资水平

参考《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准（NB/T 32027-2016）》的规定，主要人工工资水平如下：

工人类型	单位	价格
高级熟练工	元/工时	10.26
熟练工	元/工时	7.61
半熟练工	元/工时	5.95
普工	元/工时	4.90

4) 取费标准

工程单价费率

单位：%

序号	工程类别	措施费率	间接费率	利润	税金
1	土方工程	13.24	21.90	7	9
2	石方工程	13.24	25.00	7	9
3	混凝土工程	13.24	58.80	7	9
4	钢筋工程	13.24	52.90	7	9
5	基础处理工程	13.24	43.00	7	9
6	砌体砌筑工程	13.24	50.90	7	9
7	设备安装工程	9.08	136.00	7	9

5) 基本预备费

按 2% 计列。

6) 贷款利率

年贷款利率 4.65% 计算。

专此说明，请予察核。



中国注册会计师：



中国注册会计师：



二〇二三年九月十三日



国家企业信用信息公示系统网址: <http://www.gsxt.gov.cn>

市场主体应当每年1月1日至6月30日通过国家信用公示系统报送年度报告。

国家市场监督管理总局监制

仅为吉电股份再融资申请之目的而提供文件的复印件, 仅用于说明天健会计师事务所(特殊普通合伙)合法经营未经本所书面同意, 此文件不得用作任何其他用途, 亦不得向第三方传送或披露。



会计师事务所 执业证书

名称：天健会计师事务所（特殊普通合伙）

首席合伙人：胡少先

主任会计师：

经营场所：浙江省杭州市西湖区灵隐街道西溪路
128号

组织形式：特殊普通合伙

执业证书编号：33000001

批准执业文号：浙财会〔2011〕25号

批准执业日期：1998年11月21日设立，2011年6月28日转制

证书序号：0015310

说明

- 1、《会计师事务所执业证书》是证明持有人经财政部门依法审批，准予执行注册会计师法定业务的凭证。
- 2、《会计师事务所执业证书》记载事项发生变动的，应当向财政部门申请换发。
- 3、《会计师事务所执业证书》不得伪造、涂改、出租、出借、转让。
- 4、会计师事务所终止或执业许可注销的，应当向财政部门交回《会计师事务所执业证书》。

发证机关：



2023年3月14日

中华人民共和国财政部制

仅为吉电股份再融资申请之目的而提供文件的复印件，仅用于说明天健会计师事务所（特殊普通合伙）具有执业资质未经本所书面同意，此文件不得用作任何其他用途，亦不得向第三方传送或披露。

THE CHINESE INSTITUTE OF CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS
中国注册会计师协会



姓名: 汪文锋
Full name: 汪文锋
性别: 男
Sex: 男
出生日期: 1981-8-10
Date of birth: 1981-8-10
工作单位: 北京中平建会计师事务所有限公司
Working unit: 北京中平建会计师事务所有限公司
身份证号码: 362227198108103079
Identity card No.: 362227198108103079

此证书是有效的, 但仅限于此用途。
This certificate is valid for amount, but only for this use.

合格, 注册
合格, 注册

110000981256
北京注册会计师协会
Administered Institute (CIA): 北京注册会计师协会
2008-6-15
发证日期: 2008年6月15日
Date of issuance: 2008年6月15日

注册会计师工作单位变更事项登记
Registration of the Change of Working Unit by a CPA

同意调出
Agree the holder to be transferred from

转出单位盖章
Stamp of the transferor institute of CPAs
2008年9月28日

同意调入
Agree the holder to be transferred to

转入单位盖章
Stamp of the transferee institute of CPAs
2008年9月28日

轻忽: 陈希 (特注) 2008.12.10
陈希 (特注) 2008.12.10
陈希 (特注) 2008.12.10
陈希 (特注) 2008.12.10

注册会计师执行任务, 必要时应向委托方出
示本证书, 以便核对。不得转让、涂改。
注册会计师应妥善保管, 不得遗失。
注册会计师应遵守职业道德, 不得弄虚作假。
注册会计师应遵守法律法规, 不得违法执业。

NOTES: 2008.11.26
陈希 (特注) 2008.11.26
陈希 (特注) 2008.11.26
陈希 (特注) 2008.11.26

1. When practising, the CPA shall show the client this certificate when necessary.
2. This certificate shall be exclusively used by the holder. No transfer or alteration shall be allowed.
3. The CPA shall return the certificate to the competent Institute of CPAs, when the CPA stops conducting statutory business.
4. In case of loss, the CPA shall report to the competent Institute of CPAs, immediately and go through the procedure of reissue after making an announcement of loss on the newspaper.

注册会计师工作单位变更事项登记
Registration of the Change of Working Unit by a CPA

同意调出
Agree the holder to be transferred from

转出单位盖章
Stamp of the transferor institute of CPAs
2008年12月9日

同意调入
Agree the holder to be transferred to

转入单位盖章
Stamp of the transferee institute of CPAs
2008年12月9日

注册会计师工作单位变更事项登记
Registration of the Change of Working Unit by a CPA

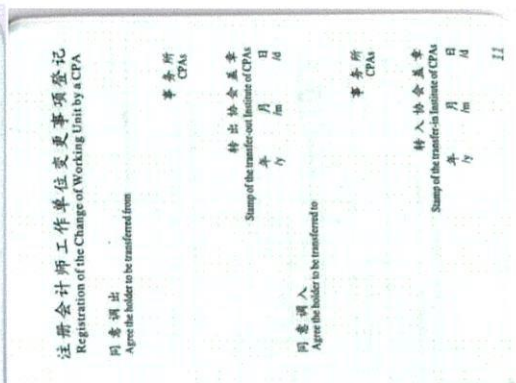
同意调出
Agree the holder to be transferred from

转出单位盖章
Stamp of the transferor institute of CPAs
2011年5月20日

同意调入
Agree the holder to be transferred to

转入单位盖章
Stamp of the transferee institute of CPAs
2011年5月20日

仅为吉电股份再融资申请之目的而提供文件的复印件, 仅用于说明汪文锋是中国注册会计师未经本人书面同意, 此文件不得用作任何其他用途, 亦不得向第三方传送或披露。



仅为吉电股份再融资申请之目的而提供文件的复印件，仅用于说明刘臻是中国注册会计师未经本人书面同意，此文件不得用作任何其他用途，亦不得向第三方传送或披露。