

关于中节能风力发电股份有限公司
向特定对象发行股票申请文件的
审核问询函的回复报告

保荐人（主承销商）



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

二〇二六年四月

上海证券交易所：

贵所于 2026 年 4 月 3 日出具的《关于中节能风力发电股份有限公司向特定对象发行股票申请文件的审核问询函》（以下简称“《问询函》”）已收悉，中节能风力发电股份有限公司（以下简称“节能风电”、“公司”或“上市公司”）与中信证券股份有限公司（以下简称“保荐机构”、“中信证券”）、北京市嘉源律师事务所（以下简称“法律顾问”、“律师”）、中审众环会计师事务所（特殊普通合伙）和致同会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“审计机构”、“会计师”）等有关中介机构，本着勤勉尽责、诚实守信的原则，对问询函所列的问题进行了逐项核查和落实，现回复如下，请予审核。

说明：

一、如无特别说明，本问询函回复报告中的简称或名词释义与《中节能风力发电股份有限公司 2025 年度向特定对象发行 A 股股票募集说明书》中的相同。本问询函回复报告中所列数据可能因四舍五入原因而与所列示的相关单项数据直接计算得出的结果略有不同。

二、本回复报告中的字体代表以下含义：

问询函所列问题	黑体
对问题的回复	宋体
对募集说明书的修改、补充	楷体（加粗）

目 录

目 录.....	3
问题 1、关于本次募投项目与融资规模	4
问题 2、关于经营情况	86
保荐机构总体意见	126

问题 1、关于本次募投项目与融资规模

根据申报材料，1) 本次发行对象为包括公司控股股东中国节能及其全资子公司中节能资本在内的不超过 35 名特定投资者，其中中国节能认购比例不低于本次发行股份总数的 31.93%，中节能资本认购比例不低于本次发行股份总数的 0.07%。2) 本次发行拟募集资金不超过 36.00 亿元，用于“中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目（察右前旗部分）”等 7 个发电项目，项目用地均尚未取得。3) 公司前募多个项目未达预计效益，主要系平均电价下降、弃风限电电量损失所致。

请发行人说明：（1）本次认购资金来源、相关程序是否符合规定；本次发行完成后，中国节能及中节能资本在公司拥有权益的股份比例，相关股份锁定期限是否符合上市公司收购等规则的要求；（2）结合产业政策、行业发展趋势及市场竞争格局、下游电力需求及电力供给情况、电价变动趋势及弃风限电情况、公司及同行业可比公司现有及拟新增装机容量和发电量、发行人已投建风力发电项目运营情况、前次募投项目未达预计效益的原因及对本次募投项目的影 响等，说明本次募投项目必要性及新增产能规模合理性，相关电力消纳是否存在重大不确定性；（3）本次募投项目用地的具体安排、进度，募投项目用地取得是否存在重大不确定性；（4）本次募投项目各项投资构成及拟使用募集资金情况，非资本性支出的具体占比；（5）结合本次募投项目电价、上网电量、毛利率等关键指标的测算依据及前次募投项目效益未达预期的原因，说明本次募投项目效益测算是否谨慎、合理；（6）结合货币资金余额、日常经营资金积累、资金缺口等情况，说明本次融资规模的合理性。

请保荐机构核查并发表明确意见，请发行人律师对问题（3）核查并发表明确意见，并就发行人是否符合《监管规则适用指引——发行类第 6 号》第 4 条的相关规定发表明确意见。

回复：

一、本次认购资金来源、相关程序是否符合规定；本次发行完成后，中国节能及中节能资本在公司拥有权益的股份比例，相关股份锁定期限是否符合上市公司收购等规则的要求

（一）本次认购资金来源、相关程序是否符合规定

1、中国节能、中节能资本本次认购资金来源符合相关规定

《监管规则适用指引——发行类第 6 号》第 9 条中关于向特定对象发行股票认购对象及其资金来源的规定如下：“发行人应当披露各认购对象的认购资金来源，是否为自有资金，是否存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用发行人及其关联方资金用于本次认购的情形，是否存在发行人及其控股股东或实际控制人、主要股东直接或通过其利益相关方向认购对象提供财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形。”

根据本次发行方案，中国节能、中节能资本（合称“承诺人”）签署《关于中节能风力发电股份有限公司向特定对象发行 A 股股票认购资金来源及股东资格的承诺函》，主要内容如下：

“（一）承诺人用于认购本次发行股份的资金来源于自有或自筹资金，该等资金来源合法；不存在对外募集、代持、结构化安排或直接、间接使用公司及公司其他关联方资金用于认购的情形。

（二）承诺人不存在向本次发行的发行对象作出保底保收益或变相保底保收益承诺及其他协议安排的情形，不存在直接或通过利益相关方向发行对象提供财务资助或者补偿的情形，亦不存在以代持、信托持股等方式谋取不正当利益或向其他相关利益主体输送利益的情形，未违反《上市公司证券发行注册管理办法（2025 修正）》第六十六条、《证券发行与承销管理办法（2025 修正）》第三十八条、《监管规则适用指引——发行类第 6 号》等有关法律、法规及规范性文件的规定。

（三）承诺人不存在以下情形：

- 1、法律法规规定禁止持股的情形；
- 2、本次发行的中介机构或其负责人、高级管理人员、经办人员等违规持股

的情形；

3、不当利益输送的情形。

（四）若因承诺人违反本承诺函项下承诺内容而导致公司或公司其他股东受到损失的，承诺人愿意依法承担相应的赔偿责任。”

根据本次发行方案，发行人就本次向特定对象发行 A 股股票中不存在直接或通过利益相关方向参与认购的投资者提供财务资助或补偿事宜已出具承诺如下：

“公司不存在向发行对象作出保底保收益或变相保底保收益承诺的情形，亦不存在直接或通过利益相关方向发行对象提供财务资助或者补偿的情形。”

综上所述，公司控股股东中国节能与其一致行动人中节能资本分别承诺用于认购本次发行股份的资金来源于自有或自筹资金，该等资金来源合法；不存在对外募集、代持、结构化安排或直接、间接使用公司及公司其他关联方资金用于认购的情形。中国节能、中节能资本本次认购资金来源符合《监管规则适用指引——发行类第 6 号》第 9 条相关规定。

2、中国节能、中节能资本本次认购程序符合相关规定

《上市公司证券发行注册管理办法》第十六条规定：“上市公司申请发行证券，董事会应当依法就下列事项作出决议，并提请股东会批准：（一）本次证券发行的方案……”；第十八条规定：“股东会就发行证券作出的决定，应当包括下列事项：（一）本次发行证券的种类和数量……”；第二十条规定：“股东会就发行证券事项作出决议，必须经出席会议的股东所持表决权的三分之二以上通过，中小投资者表决情况应当单独计票。向本公司特定的股东及其关联人发行证券的，股东会就发行方案进行表决时，关联股东应当回避。股东会对引入战略投资者议案作出决议的，应当就每名战略投资者单独表决。”《上市公司国有股权监督管理办法》第七条规定：“国家出资企业负责管理以下事项：……（三）国有控股股东所持上市公司股份公开征集转让、发行可交换公司债券及所控股上市公司发行证券，未导致其持股比例低于合理持股比例的事项；国有参股股东所持上市公司股份公开征集转让、发行可交换公司债券事项……”。

（1）本次发行相关事项已通过公司董事会审议程序

2025年11月6日，发行人召开第六届董事会第四次会议，审议通过了《关于公司符合向特定对象发行A股股票条件的议案》《关于公司2025年度向特定对象发行A股股票方案的议案》《关于公司2025年度向特定对象发行A股股票预案的议案》《关于公司2025年度向特定对象发行A股股票方案论证分析报告的议案》《关于公司2025年度向特定对象发行A股股票募集资金使用可行性分析报告的议案》《关于公司前次募集资金使用情况报告的议案》《关于公司2025年度向特定对象发行A股股票摊薄即期回报及填补措施和相关主体承诺的议案》《关于公司与特定对象签署附条件生效的A股股票认购协议暨关联交易的议案》《关于公司未来三年（2025年-2027年）股东回报规划的议案》《关于提请股东会批准控股股东及其一致行动人免于以要约方式增持公司股份的议案》《关于提请股东会授权董事会办理本次向特定对象发行A股股票相关事宜的议案》等与本次向特定对象发行相关的议案。

2026年3月19日，发行人召开第六届董事会第八次会议，审议通过了《关于公司调整2025年度向特定对象发行A股股票方案的议案》《关于公司2025年度向特定对象发行A股股票预案（修订稿）的议案》《关于公司2025年度向特定对象发行A股股票方案论证分析报告（修订稿）的议案》《关于公司2025年度向特定对象发行A股股票募集资金使用可行性分析报告（修订稿）的议案》等与本次向特定对象发行相关的议案。

（2）本次发行相关事项已通过公司股东会审议程序

2025年12月4日，发行人召开2025年第四次临时股东会，会议表决通过本次向特定对象发行A股股票相关各项议案，提请股东会批准控股股东及其一致行动人免于以要约方式增持公司股份的议案，并授权董事会全权办理本次向特定对象发行A股股票相关事项。

（3）本次发行已获得国家出资企业中国节能的批准

2025年11月12日，中国节能出具《关于风电公司向特定对象发行A股股票有关事项的批复（中节能办财资[2025]563号）》，本次发行已获得国家出资企业中国节能的批准。

因此，本次发行方案已经公司董事会、股东会审议通过，并获得国家出资企

业中国节能的批准，认购资金来源和相关程序符合相关规定。

综上，公司控股股东中国节能及其一致行动人中节能资本用于认购本次发行股份的资金来源于自有或自筹资金，该等资金来源合法，不存在对外募集、代持、结构化安排或直接、间接使用公司及公司其他关联方资金用于认购的情形，且已履行了相关程序，符合《上市公司证券发行注册管理办法》《监管规则适用指引——发行类第6号》等有关法律、法规和规范性文件的相关规定。

(二) 本次发行完成后，中国节能及中节能资本在公司拥有权益的股份比例，相关股份锁定期限是否符合上市公司收购等规则的要求

1、本次发行完成后，中国节能及中节能资本在公司拥有权益的股份比例

截至 2026 年 3 月 31 日，公司总股本为 6,544,428,734 股，中国节能直接持有公司 3,123,284,215 股股份，占公司总股本的 47.72%，并通过全资子公司中节能资本间接持有公司 4,770,646 股股份，占公司总股本的 0.07%。中国节能直接及间接合计持有公司 3,128,054,861 股股份，占公司总股本的 47.80%。

截至 2026 年 3 月 31 日，公司尚未转股的“节能转债”金额为人民币 2,652,142,000 元，其中中国节能持有的“节能转债”金额为人民币 693,011,000 元。“节能转债”的转股价格为人民币 3.33 元/股。

本次向特定对象发行采取竞价发行方式，发行的定价基准日为发行期首日。本次发行的发行价格不低于定价基准日前 20 个交易日公司股票交易均价的 80%，且不低于发行前公司最近一期末经审计的归属于母公司普通股股东的每股净资产。假设本次向特定对象发行的定价基准日为 2026 年 4 月 16 日，本次发行的发行价格为定价基准日前 20 个交易日公司股票交易均价的 80%，本次发行向特定对象发行的发行价为 3.65 元/股，发行数量为 986,301,369 股，不超过发行前公司总股本的 30%（即 1,932,113,759 股）。

按照上述股票数量测算，不考虑除权除息等因素影响，本次发行完成后，中国节能及中节能资本在公司拥有权益的股份比例分情况列示如下：

(1) 若不考虑“节能转债”转股的相关因素

1) 上限为：中国节能及中节能资本全额认购本次向特定对象发行的股票

股东名称	截至 2026 年 3 月 31 日		本次向特定对象发行股票		本次发行后持有股份	
	股数 (股)	占比	认购股数 (股)	占比	股数 (股)	占比
中国节能	3,123,284,215	47.72%	985,610,958	99.93%	4,108,895,173	54.56%
中节能资本	4,770,646	0.07%	690,411	0.07%	5,461,057	0.07%
中国节能合计	3,128,054,861	47.80%	986,301,369	100.00%	4,114,356,230	54.63%
其他投资人	3,416,373,873	52.20%	-	-	3,416,373,873	45.37%
合计	6,544,428,734	100.00%	986,301,369	100.00%	7,530,730,103	100.00%

注 1: 为方便起见, 假设中节能资本按其承诺比例认购, 中国节能认购剩余向特定对象发行股票 (下同);

注 2: 上述发行完成后股东持股数量及占总股本比例仅为示意性测算, 最终持股数量及占总股本比例须待公司本次向特定对象发行 A 股股票完成后确定 (下同);

注 3: 表格中若出现合计数与各分项数之和不一致的情况, 均由四舍五入造成 (下同)。

2) 下限为: 中国节能及中节能资本根据《附条件生效的股份认购协议》的下限认购本次向特定对象发行的股票

股东名称	截至 2026 年 3 月 31 日		本次向特定对象发行股票		本次发行后持有股份	
	股数 (股)	占比	认购股数 (股)	占比	股数 (股)	占比
中国节能	3,123,284,215	47.72%	314,926,028	31.93%	3,438,210,243	45.66%
中节能资本	4,770,646	0.07%	690,411	0.07%	5,461,057	0.07%
中国节能合计	3,128,054,861	47.80%	315,616,439	32.00%	3,443,671,300	45.73%
其他投资人	3,416,373,873	52.20%	670,684,930	68.00%	4,087,058,803	54.27%
合计	6,544,428,734	100.00%	986,301,369	100.00%	7,530,730,103	100.00%

综上所述, 若不考虑“节能转债”转股相关因素的影响, 本次发行完成后, 中国节能及中节能资本在公司拥有权益的股份比例范围为 45.73%~54.63%。

(2) 若考虑“节能转债”转股的相关因素

1) 上限为：中国节能持有的“节能转债”全部转股，其余投资人持有的“节能转债”未转股，中国节能及中节能资本全额认购本次向特定对象发行的股票

股东名称	截至 2026 年 3 月 31 日				假设可转债转股	本次向特定对象发行股票		本次发行后持有股份	
	股数 (股)	占比	持有“节能转债”金额 (元)	占比	股数 (股)	认购股数 (股)	占比	股数 (股)	占比
中国节能	3,123,284,215	47.72%	693,011,000	26.13%	208,111,411	985,610,958	99.93%	4,317,006,584	55.78%
中节能资本	4,770,646	0.07%	-	-	-	690,411	0.07%	5,461,057	0.07%
中国节能合计	3,128,054,861	47.80%	693,011,000	26.13%	208,111,411	986,301,369	100.00%	4,322,467,641	55.85%
其他投资人	3,416,373,873	52.20%	1,959,131,000	73.87%	-	-	0.00%	3,416,373,873	44.15%
合计	6,544,428,734	100.00%	2,652,142,000	100.00%	208,111,411	986,301,369	100.00%	7,738,841,514	100.00%

2) 下限为：中国节能持有的“节能转债”未转股，其余投资人持有的“节能转债”全部转股，中国节能及中节能资本根据《附条件生效的股份认购协议》的下限认购本次向特定对象发行的股票

股东名称	截至 2026 年 3 月 31 日				假设可转债转股	本次向特定对象发行股票		本次发行后持有股份	
	股数 (股)	占比	持有“节能转债”金额 (元)	占比	股数 (股)	认购股数 (股)	占比	股数 (股)	占比
中国节能	3,123,284,215	47.72%	693,011,000	26.13%	-	314,926,028	31.93%	3,438,210,243	42.35%
中节能资本	4,770,646	0.07%	-	-	-	690,411	0.07%	5,461,057	0.07%
中国节能合计	3,128,054,861	47.80%	-	-	-	315,616,439	32.00%	3,443,671,300	42.41%

股东名称	截至 2026 年 3 月 31 日				假设可转债转股	本次向特定对象发行股票		本次发行后持有股份	
	股数 (股)	占比	持有“节能转债”金额 (元)	占比	股数 (股)	认购股数 (股)	占比	股数 (股)	占比
其他投资人	3,416,373,873	52.20%	1,959,131,000	73.87%	588,327,627	670,684,930	68.00%	4,675,386,430	57.59%
合计	6,544,428,734	100.00%	2,652,142,000	100.00%	588,327,627	986,301,369	100.00%	8,119,057,730	100.00%

综上所述，若考虑“节能转债”转股相关因素的影响，本次发行完成后，中国节能及中节能资本在公司拥有权益的股份比例范围合计为 42.41%—55.85%。

综上所述，本次发行完成后，中国节能及中节能资本在公司拥有权益的股份比例范围为 42.41%—55.85%，本次发行不会导致公司控股股东或实际控制人发生变化。

2、本次发行完成后，相关股份锁定期限是否符合上市公司收购等规则的要求

(1) 本次向特定对象发行股票免于发出要约

根据《上市公司收购管理办法》第六十三条第（三）项，符合“经上市公司股东大会非关联股东批准，投资者取得上市公司向其发行的新股，导致其在该公司拥有权益的股份超过该公司已发行股份的 30%，投资者承诺 3 年内不转让本次向其发行的新股，且公司股东大会同意投资者免于发出要约”，投资者可以免于发出要约。本次中国节能及其一致行动人中节能资本符合免于发出要约的具体情况如下：

1) 经上市公司股东会非关联股东批准

2025 年 12 月 4 日，发行人召开 2025 年第四次临时股东会，会议表决通过本次向特定对象发行 A 股股票相关各项议案。

2) 投资者取得上市公司向其发行的新股，导致其在该公司拥有权益的股份超过该公司已发行股份的 30%，投资者承诺 3 年内不转让本次向其发行的新股

根据公司控股股东中国节能与其一致行动人中节能资本与公司签订的《附条件生效的股票认购协议》及《股份限售的承诺函》，公司控股股东中国节能及其一致行动人中节能资本承诺“本公司在本次发行中所认购的节能风电股份自本次发行结束之日起 36 个月内，不转让或者委托他人管理本公司认购的节能风电股份，也不提议由节能风电回购该部分股份。”

发行对象认购的本次发行的股票在限售期届满后减持还需遵守相关法律法规及规范性文件、证券监管机构的相关规定。发行对象认购的本次发行的股票，因公司分配股票股利、资本公积转增股本等情形所衍生取得的股票亦应遵守上述限售期的安排。

3) 公司股东会同意投资者免于发出要约

2025年12月4日，发行人召开2025年第四次临时股东会，会议表决通过了提请股东会批准控股股东及其一致行动人免于以要约方式增持公司股份的议案。

(2) 本次发行完成后，相关股份锁定期限符合上市公司收购等规则的要求

截至本回复报告出具日，公司控股股东中国节能及其一致行动人中节能资本已分别出具承诺：“在本次发行完成后，本公司所持有的全部节能风电的股份（包括本次发行所认购的股份）的转让锁定事宜将严格遵守《上市公司收购管理办法》等相关法律法规的要求。”

综上所述，公司控股股东中国节能及其一致行动人中节能资本的相关股份锁定期限符合上市公司收购等规则的要求。

二、结合产业政策、行业发展趋势及市场竞争格局、下游电力需求及电力供给情况、电价变动趋势及弃风限电情况、公司及同行业可比公司现有及拟新增装机容量和发电量、发行人已投建风力发电项目运营情况、前次募投项目未达预计效益的原因及对本次募投项目的影响等，说明本次募投项目必要性及新增产能规模合理性，相关电力消纳是否存在重大不确定性

(一) 结合产业政策、行业发展趋势及市场竞争格局、下游电力需求及电力供给情况、电价变动趋势及弃风限电情况、公司及同行业可比公司现有及拟新增装机容量和发电量、发行人已投建风力发电项目运营情况、前次募投项目未达预计效益的原因及对本次募投项目的影响等

1、产业政策

(1) 国家政策层面

1) 风电行业作为碳达峰的重要能源转型方向，我国将持续提高风电等新能源装机规模

在国家产业政策层面，风电行业作为可再生能源的重要组成部分，长期受到高度重视和大力鼓励。为实现碳达峰、碳中和目标，近年来国家陆续出台《2030年前碳达峰行动方案》《“十四五”可再生能源发展规划》《“十四五”现代能

源体系规划》等一系列顶层设计与产业政策，明确将风电等可再生能源列为重点发展领域，并设定了清晰的量化目标。

2024年10月，国家发改委、国家能源局等六部门联合印发《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》，提出加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，2025年全国可再生能源消费量达到11亿吨标煤以上，“十五五”各领域优先利用可再生能源的生产生活方式基本形成，2030年全国可再生能源消费量达到15亿吨标煤以上，有力支撑实现2030年碳达峰目标。

2026年召开的全国能源工作会议中提出，要扎实推进能源绿色低碳转型，持续提高新能源供给比重，2026年全年新增风电、太阳能发电装机2亿千瓦以上。

根据《2030年前碳达峰行动方案》，到2030年，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。《“十四五”可再生能源发展规划》则设定了阶段性目标，要求到2025年可再生能源发电量实现显著增长。

因此，风电行业作为碳达峰的重要能源转型方向，我国将持续提高风电等新能源装机规模，风电行业国内市场增长空间依然广阔。

2) 发行人主营业务与募投项目属于国家发改委“鼓励类”及“允许类”产业，不属于“限制类”或“淘汰类”产业，不属于落后产能，符合相关国家产业政策的发展要求

发行人主营业务为风力发电的项目开发、建设及运营，本次募投项目均为风力发电项目，与公司当前主营业务相同。

根据国家统计局公布的《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），发行人所处行业为“电力、热力、燃气及水生产和供应业（D）”中的“电力、热力生产和供应业（D44）”中的“风力发电（D4415）”；根据中国证监会《上市公司行业统计分类与代码》（JR/T 0020-2024），发行人所从事的业务属于电力、热力生产和供应业（D44）。

根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，发行人主营业务属于“鼓励类”及“允许类”产业，“鼓励类”产业具体为“五、新能源/1、风力发电技术与应用/高原、山区风电场建设”，不属于“限制类”或“淘汰类”产业。

本次募集资金全部用于风电项目建设,将投入发行人主营业务中,亦属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的鼓励类及允许类项目。具体而言,“中节能阿克塞县10万千瓦风电项目”建设地区海拔超过3000米,属于高原风电场建设;“中节能怀安10万千瓦项目”建设地区位于怀安县山丘陵地带的山顶,属于山区风电场建设;“中节能察右前旗(兴和县)50万千瓦工业园区绿色供电项目(察右前旗部分)”与“中节能察右前旗(兴和县)50万千瓦工业园区绿色供电项目(兴和县部分)”,建设在内蒙古高原,属于鼓励类产业中的“五、新能源/1、风力发电技术与应用/高原、山区风电场建设”,其余募投项目为允许类项目,均符合国家产业政策的要求。

根据《国务院关于进一步加强对落后产能工作的通知》(国发〔2010〕7号)、《关于印发淘汰落后产能工作考核实施方案的通知》(工信部联产业〔2011〕46号)、《国务院关于化解产能严重过剩矛盾的指导意见》(国发〔2013〕41号)、《关于利用综合标准依法依规推动落后产能退出的指导意见》(工信部联产业〔2017〕30号)等相关规定,国家淘汰落后产能集中在电力(小火电机组5000万千瓦以上)、煤炭、钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃、有色金属、焦炭、造纸、制革、印染等行业,公司主营业务及募投项目不涉及落后产能、过剩产业,符合国家产业政策的要求。

根据国家发改委颁布的《西部地区鼓励类产业目录(2025年本)》:1、位于甘肃省的募投项目“中节能阿克塞县10万千瓦风电项目”与“中节能甘州平山湖百万千瓦风电基地10万千瓦风电6#风力发电项目”属于甘肃省的鼓励类项目之“25....风力发电场建设、运营及维护...”;位于内蒙古的募投项目“中节能察右前旗(兴和县)50万千瓦工业园区绿色供电项目(察右前旗部分)”与“中节能察右前旗(兴和县)50万千瓦工业园区绿色供电项目(兴和县部分)”属于内蒙古的鼓励类项目之“27.石油、天然气、电力等能源储备设施和系统建设及运营,电储能技术开发与应用”。上述甘肃省与内蒙古的募投项目,符合国家发改委在西部地区鼓励类产业,符合国家产业政策。

因此,发行人主营业务与募投项目属于“鼓励类”及“允许类”产业,不属于“限制类”或“淘汰类”产业,不属于落后产能,符合相关国家产业政策的发展要求。

3) 电力市场化改革推动风电行业从高速发展转向高质量发展

电力市场政策体系也在不断优化，以引导行业迈向高质量发展。2025 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》，推动风电等新能源上网电量全面进入电力市场，通过市场交易形成上网电价。此项改革旨在建立更高效、市场化的电价机制，促进电力资源优化配置。虽然早期补贴政策对风电规模化发展起到了关键推动作用，但随着技术进步和成本下降，当前政策重心已转向构建可持续的市场化价格机制，通过明确电价信号、完善价格结算等方式，推动风电行业从高速发展转向高质量发展。

(2) 募投资项目所在地区产业政策鼓励风电行业大力发展

1) 甘肃省风电产业政策

国家发改委颁布的《西部地区鼓励类产业目录（2025 年本）》明确提出，风力发电场建设、运营及维护是甘肃省的鼓励类产业。

甘肃省人民政府 2025 年 4 月印发了《甘肃省打造全国重要的新能源及新能源装备制造基地行动方案的通知》，提到“到 2030 年底，全国重要的新能源及新能源装备制造基地基本建成。新能源装机达到 1.6 亿千瓦，装机占比 70%左右、发电量占比超过 40%；煤电装机达到 5000 万千瓦以上，抽水蓄能装机达到 1000 万千瓦，新型储能装机达到 1000 万千瓦，光热发电装机超过 100 万千瓦。新能源及新能源装备制造产业集群成势，形成各具特色、链条完整的发展格局，全省新能源及新能源装备制造产值超过 2000 亿元，深度融入全球产业链供应链，在‘一带一路’沿线国家和地区的市场占比不断提升”。

甘肃省人民政府 2026 年 3 月印发了《甘肃省“新能源+”行动实施方案》，提到“到 2030 年，建成一批具有典型性、代表性的‘新能源+’项目，集成融合成为新能源发展的重要方式，新能源装机规模达到 1.6 亿千瓦”。

因此，国家发改委及甘肃省人民政府大力支持风电行业发展，发行人在甘肃省内新增建设风电项目，符合国家及甘肃省的产业发展规划。

此外，为贯彻落实国家发改价格〔2025〕136 号文，甘肃省发展和改革委员会、工业和信息化厅、能源局及国家能源局甘肃监管办公室于 2025 年 12 月联合

印发《甘肃省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》。该方案明确推动省内集中式风电、分散式风电等所有新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。同时建立新能源可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量实行“多退少补”的差价结算。

2) 河北省风电产业政策

河北省政府办公厅印发《美丽河北建设行动方案（2023-2027年）》提出，“在保障能源安全的前提下，加快煤炭减量步伐，大力发展可再生能源，到2027年，风电、光伏发电装机达到11900万千瓦”。

河北省发展和改革委员会对政协河北省第十三届委员会第三次会议第0242号提案的答复中明确提出，“河北省聚焦建设清洁高效、多元支撑的新型能源强省目标，不断丰富新能源应用场景，提升消纳利用水平，有力促进产业绿色低碳转型”，“下一步将进一步深挖风光开发潜力，坚持集中式和分布式并举、陆上和海上并重，推动风电光伏实现高质量跃升发展”。

因此，河北省人民政府大力支持风电行业发展，发行人在河北省内新增建设风电项目，符合河北省的产业发展规划。

此外，河北省发展和改革委员会于2025年10月印发《河北南网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》和《冀北电网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》，推动风电等新能源上网电量全面进入市场、上网电价全面由市场形成，建立新能源可持续发展价格结算机制。对于2025年6月1日前全容量并网的存量风电项目，机制电价水平按国家政策上限执行。对于2025年6月1日起全容量并网的增量风电项目，由省发展改革委明确机制电量规模，通过价格竞争方式确定机制电价水平，执行期限暂定为10年。

3) 内蒙古自治区风电产业政策

2022年，内蒙古自治区办公厅发布《内蒙古自治区人民政府办公厅关于推动全区风电光伏新能源产业高质量发展的意见》，提出“坚持风电、光伏新能源产业高质量配置、高质量建设、高质量运行，并带动风光产业链高质量协同发展，健全新能源高质量发展支撑体系。内容涵盖风光资源科学配置办法，高标准建设

和安全稳定运行的相关要求，提出了带动产业链发展和相关支撑体系的建设思路”。

2023 年，内蒙古自治区办公厅发布《内蒙古自治区新能源倍增行动实施方案》，提出“以 2022 年为基准年，力争 2025 年实现新能源规模、新能源质量倍增，新能源带动效益倍增，新能源科技创新能力、风光氢储电装备制造产业链倍增；到 2030 年，新能源装机容量超过 3 亿千瓦，新能源发电总量超过火电发电总量”。

2024 年，国家发改委印发《关于支持内蒙古绿色低碳高质量发展若干政策措施的通知》，提到“以更大力度发展新能源。加快发展新能源产业。支持内蒙古探索新能源产业创新发展模式，在保障消纳前提下，高质量发展风机、光伏、光热、氢能、储能等产业集群”。

2026 年内蒙古自治区政府工作报告提到，“要做好新能源外送和消纳文章。加快建设‘十四五’批复的 6 个沙戈荒大基地及外送通道，争取再纳规 3 个沙戈荒大基地，确保新增新能源装机 3000 万千瓦、新能源发电量超 3000 亿度。建成 20 个 500 千伏输变电工程，启动阿拉善至蒙中地区特高压柔性直流输电线路论证。在电网关键节点、新能源富集地区布局建设 700 万千瓦新型储能项目。大力推广绿电直连、增量配电网等消纳新模式，推动新增用电量主要由新增新能源发电满足”。

此外，根据《国家发展改革委 国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号），“支持新能源就近消纳新业态发展。推动…新能源接入增量配电网等新能源就近消纳新业态健康可持续发展，支持新能源就近接入，提升工业园区、建筑楼宇、外向型企业、高载能企业绿电消费及偏远地区供电保障水平。”中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目属于风电新能源项目就近消纳的范例，可以有效提升下游工业园区的绿电消费，显著降低二氧化碳排放，属于国家政策鼓励的新能源与产业融合发展范畴，符合国家产业政策。

因此，内蒙古自治区人民政府大力支持风电行业发展，发行人在内蒙古自治区内新增建设风电项目，并进行新能源就近消纳，符合国家发改委和内蒙古自治区的产业发展规划。

2、行业发展趋势

(1) 我国风电行业发展趋势

近年来，我国风电产业迈入高速发展新阶段，呈现出装机规模持续跃升、机组大型化趋势显著、市场化改革全面深化等鲜明特征。具体表现如下：

1) 基于“双碳政策”，风电行业快速发展，装机规模持续扩张

根据国家能源局数据，2025年，我国风电、太阳能发电发展取得新成绩。一是2025年全国新增风电、太阳能发电装机超4.3亿千瓦（其中风电1.2亿千瓦，太阳能发电3.18亿千瓦），同比增长22.0%，再创历史新高。风电、太阳能发电累计并网装机达到18.4亿千瓦，占比达到47.3%，历史性超过火电。二是电力消费“含绿量”持续提升，2025年全国风光发电量同比增长25%，占发电量比重达到22%，有力带动可再生能源电量占发电量比重达到近4成。

“十四五”以来，我国以风光为代表的新能源发展速度前所未有，累计装机规模达到2020年底的3.4倍，转型贡献日益突出，电量占比累计提升12个百分点以上，圆满完成“十四五”规划各项目标任务，实现了大规模、高比例跃升式发展，为2030年前如期实现碳达峰和2035年自主贡献目标奠定了坚实基础。

发行人本次募投项目建设新增风电装机规模，符合风电行业规模持续扩张的行业发展趋势。

2) 机组大型化趋势明确，“以大换小”驱动经济效益提升

风电机组大型化是降本增效、提升项目经济性的核心路径，而在存量风场实施“以大换小”的改造升级，可进一步放大这一经济效益。中国可再生能源学会风能专业委员会(CWEA)数据显示，我国新增风电机组的平均单机容量已从2015年的1.84MW显著提升至2025年的7.16MW，同比增长18.3%；其中，海上风电平均单机容量已提升至10MW，大型化趋势尤为突出。“以大换小”即用新型

大功率机组替换原有小功率旧机组，能在不新增土地、并网等资源的条件下，大幅提升原有场址的发电量，实现更优的投资回报。

大容量机组能够有效提高低风速区域及现有风场的风能利用效率，减少风电场单位千瓦的占地面积，最终实现风电项目全生命周期经济效益的最大化。特别是对早期风场进行“以大换小”改造，可利用已有基础设施，显著降低单位千瓦的初始投资和度电成本，经济效益尤为显著。

当前，持续的技术进步正推动风电机组向更大功率等级发展，风电项目开发成本随之持续下降，行业整体经济效益得以不断提升。在此背景下，“以大换小”已成为盘活存量资产、提升风能资源利用效率的重要途径，能够更好地实现风电项目的经济效益和社会效益的统一。

3) 市场化改革全面深化，驱动行业从“保量保价”向“价值竞争”转变

2026年，国务院办公厅发布《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》，设定了到2030年市场化交易电量占比达70%左右的明确目标。此举标志着电力市场化改革进入系统化推进阶段。对于风电行业而言，电量消纳和价格形成将主要由市场决定，从根本上改变了原有保障性收购模式下的经营逻辑，驱动企业竞争焦点从获取资源指标，全面转向提升电力交易能力、参与辅助服务等增值服务，以在市场化环境中实现更优的经济效益。

2025年，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》深化新能源上网电价市场化改革，改革主要内容有三方面。一是推动新能源上网电价全面由市场形成。新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。二是建立支持新能源可持续发展的价格结算机制。新能源参与市场交易后，在结算环节建立可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量，按机制电价结算。三是区分存量和增量项目分类施策。存量项目的机制电价与现行政策妥善衔接，增量项目的机制电价通过市场化竞价方式确定。

(2) 募投项目所在地行业发展趋势

1) 甘肃省风电行业发展趋势

甘肃省以《甘肃省打造全国重要的新能源及新能源装备制造基地行动方案》为引领，充分发挥其风能资源富集优势，推动风电产业实现跨越式发展。当前，甘肃省风电发展呈现以下几大核心趋势：

①新能源装机规模与发电占比持续领跑全国

甘肃省坚持将新能源作为构建现代产业体系的主攻点，风电装机规模与发电量占比均位居全国前列。截至 2025 年末，全省新能源装机总量突破 8000 万千瓦，达 8,041.6 万千瓦，占电源总装机的 64.6%。其中，以风电、光伏为主的新能源发电量达 797.5 亿千瓦时，占全省规上工业发电量的 34.1%。这一数据印证了风电等新能源已成为甘肃省电力供应的核心支柱，能源结构绿色低碳转型趋势显著。

②风电上网电价市场化改革全面落地

作为国家深化电力市场化改革的先行区，甘肃省坚决贯彻国家政策，推动风电全面参与市场交易。根据《甘肃省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》，省内集中式风电、分散式风电等所有新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。该方案建立了新能源可持续发展价格结算机制，并对存量项目中的特定类型明确了入市交易的时间表。此举标志着甘肃省风电行业收益模式从“保量保价”向“市场竞价”的根本性转变。

③从“资源大省”向“跨区绿电输送枢纽”加速演进

依托“沙戈荒”大型风电基地资源，甘肃省正加快建设特高压外送通道，强化其在全国能源格局中的战略通道作用。全省坚持大型风电光伏基地、先进煤电、特高压通道“三位一体、同步建设”原则，积极推进陇电外送工程。2025 年，全省外送电量历史性突破 800 亿千瓦时，达到 808.9 亿千瓦时，其中新能源外送占比高达 52.5%。通过“陇电入鲁”等特高压通道，甘肃省将丰富的风电资源转化为稳定外送的清洁电力，已成为“西电东送”战略中不可或缺的绿电输出基地。

2) 河北省风电行业发展趋势

河北省作为“十四五”规划明确的九大清洁能源基地之一，以建设新型能源强省为目标，全力推进风电规模化、市场化发展。当前，河北省风电发展呈现以下几大核心趋势：

① 风电在可再生能源装机中占据绝对主导地位

河北省可再生能源装机规模庞大，风电在其中扮演着主力角色。截至 2025 年底，全省可再生能源累计并网装机容量突破 1.5 亿千瓦，达到 15,061.4 万千瓦，占全省电力总装机的 73.4%。其中，风电和光伏发电装机并网容量达到 13,303 万千瓦，占统调装机容量的 68%。在 2025 年全年分批次下达的风电光伏项目年度开发建设方案中，仅第三批就包含 89 个项目、总规模 983.577 万千瓦，风电等新能源项目在历次竞配中均占据显著份额，凸显了其在河北能源转型中的核心地位。

② 风电市场化交易机制实现南北电网同步深化

河北省紧跟国家改革步伐，系统性推动风电上网电价市场化。2025 年 9 月，河北省发改委同步印发《河北南网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》与《冀北电网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》。方案明确，2025 年 6 月 1 日前全容量并网的存量风电项目参与市场交易后，机制电价按国家政策上限执行（河北南网 0.3644 元/千瓦时、冀北电网 0.3720 元/千瓦时）。同时，冀北电网于 2025 年 12 月完成了首个增量风电项目机制电价竞价，确定 103.7 亿千瓦时风电电量对应机制电价为 0.3470 元/千瓦时，执行期限 10 年，为风电项目提供了稳定的收益预期。

③ 依托区位优势打造“绿电进京”重要通道

河北省环抱京津，肩负着为首都经济圈输送清洁电力的重要使命。省内正大力推进大型风电基地建设，并加快配套外送通道规划。2025 年 12 月 30 日，途经河北的蒙西—京津冀±800 千伏特高压直流工程开工建设，投运后每年可向京津冀负荷中心输送电量超 360 亿千瓦时。该工程将有力促进内蒙古“沙戈荒”风电基地与河北本地风电的协同消纳，使河北在承接外部绿电与优化本地电网结构中，进一步巩固其作为华北地区绿色能源枢纽的关键地位。

3) 内蒙古自治区风电行业发展趋势

内蒙古自治区紧扣国家重要能源和战略资源基地的战略定位，推动风电产业实现从规模领先到全产业链高质量发展的深刻变革。当前，内蒙古风电发展呈现以下几大核心趋势：

① 风电装机与发电量两项指标全国第一，结构转型实现历史性跨越

内蒙古自治区风电产业规模已迈入亿千瓦时代，在全国保持绝对领先。根据2025年内蒙古自治区电力工业简讯，全区并网风电场684座，同比增加65座。发电设备装机容量10,876.85万千瓦，同比增加2,277.92万千瓦，增长26.49%。风电发电量突破两千亿大关，完成2,146.43亿千瓦时，同比增加435.58亿千瓦时，增长25.46%，发电量占全区发电量的比例24.66%，同比上升3.99%。风力发电新增发电量占全区新增发电量的比例102.26%。发电量占全国风电发电量的19.04%，在全国各省区仍位居第一。

② 率先实现风电全面入市交易，市场化改革引领全国

内蒙古自治区在新能源电价市场化改革方面行动迅速，为全国提供了先行经验。2025年7月1日，内蒙古率先实现新能源全面进入电力市场交易。通过建立新能源开发新机制和创新投资合作机制，自治区持续优化审批流程，推动风电开发与装备制造协同发展。这一改革举措使风电企业的电量消纳和价格形成完全由市场决定，深刻改变了行业经营逻辑。

③ 从“国家能源基地”升级为“跨区域绿能调度中心”

依托全球最大的陆上风电装备制造基地和多个国家级“沙戈荒”大基地，内蒙古正成为全国绿电输送的核心枢纽。自治区已获批6个“沙戈荒”大型风电光伏基地，规划新能源总装机7200万千瓦。2025年，外送绿电达900亿千瓦时，同比增长40%以上。随着蒙西—京津冀特高压直流工程等“电力天路”的建设和投运，内蒙古累计外送电量已突破8300亿千瓦时，成功将“风光资源”转化为跨越山海、点亮华东华北的绿色动能，在国家能源安全与低碳转型中的枢纽作用日益凸显。

3、市场竞争格局

(1) 行业竞争格局概况

由于受到技术、资金、规模等进入门槛的限制，我国风电行业市场份额集中度持续处于高位。根据风能专委会（CWEA）统计，截至 2025 年底，前十五大开发企业合计装机容量约占全国总装机容量的 68%，在海上风电领域，市场集中趋势更为显著，排名前十位的开发企业合计装机容量占比超过 80%。随着国家推动新能源高质量发展和全面市场化改革，行业竞争逻辑正从单纯追求装机规模和低价格，转向对发电可靠性、全生命周期效益以及电力市场交易能力的综合价值竞争。

我国风电行业目前基本形成了多元化主体、多层次竞争的市场格局。目前，我国风电企业可主要分为三类：

1) 五大发电集团

中央直属五大发电集团，包括国家能源投资集团有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司。

2) 其他全国性电力集团

其他全国性电力集团主要包括中国长江三峡集团有限公司、华润电力控股有限责任公司、中国广核集团有限公司、中国节能环保集团有限公司等。

3) 地方国有发电企业、民营企业

目前全国范围内拥有多家规模较大的地方国有发电企业，包括四川省能源投资集团有限责任公司、云南省能源投资集团有限公司等。

(2) 公司主要竞争对手

公司在风电行业内的主要竞争对手及优势企业情况如下：

1) 三峡能源

三峡能源（600905.SH）成立于 1985 年 9 月，主营业务为风能、太阳能的开发、投资、运营。截至 2025 年 6 月 30 日，三峡能源风电累计装机容量 2,297.02 万千瓦，太阳能发电累计装机容量 2,590.55 万千瓦。

2) 中闽能源

中闽能源（600163.SH）成立于1998年5月，新能源发电项目的投资开发及建设运营，包括风力发电、光伏发电、生物质发电三个板块。截至2025年6月30日，中闽能源控股并网装机容量95.73万千瓦，其中，风电项目装机容量90.73万千瓦（陆上风电装机容量61.13万千瓦、海上风电装机容量29.6万千瓦），光伏发电项目装机容量2万千瓦，生物质发电项目装机容量3万千瓦。

3) 龙源电力

龙源电力（001289.SZ）成立于1993年1月，主营业务为风能、太阳能的开发、投资、运营。截至2025年6月30日，龙源电力的控股装机容量为43,196.74兆瓦，其中风电31,395.72兆瓦，光伏11,794.92兆瓦，其他可再生能源6.10兆瓦。

4) 新天绿能

新天绿能（600956.SH）成立于2010年2月，主营业务为新能源发电业务及天然气销售业务。截至2025年6月30日，新天绿能的风电控股装机容量6,874.80兆瓦。

(3) 公司在甘肃省、河北省与内蒙古自治区的装机情况

报告期内，发行人各期末累计风电装机容量分别为5,325.26兆瓦、5,666.76兆瓦、6,177.66兆瓦和6,262.16兆瓦，整体呈现逐年上升的趋势。

报告期内，发行人在甘肃省、河北省与内蒙古的装机情况如下：

期间	各期末发行人风力发电累计装机容量（MW）		
	甘肃省	河北省	内蒙古自治区
2025年9月末	1,143.5	893.5	325.0
2024年末	1,111.0	893.5	298.0
2023年末	1,073.6	893.5	298.0
2022年末	1,073.6	793.5	298.0

本次募投项目的投产将有利于扩大发行人在甘肃省、河北省与内蒙古自治区的装机规模与市场占有率，提高公司在募投项目所在地的市场竞争能力。

4、下游电力需求及电力供给情况、电价变动趋势及弃风限电情况

(1) 下游电力需求及电力供给情况

本次募投项目分别位于甘肃省、河北省与内蒙古自治区三地，上述地区的电力需求与供给情况具体如下：

1) 甘肃省的下游电力需求及电力供给情况

从需求侧来看，近年来随着经济持续发展，甘肃省用电需求逐年攀升。全省2025年全社会用电量累计1803.94亿千瓦时，同比增长3.30%，其中：第一产业用电量19.71亿千瓦时，占全社会用电比重（下同）为1.09%，同比增长4.60%；第二产业用电量1299.74亿千瓦时，占72.05%，同比增长2.34%；第三产业用电量326.87亿千瓦时，占18.12%，同比增长5.19%；城乡居民生活用电量157.62亿千瓦时，占8.74%，同比增长7.43%。

从供给侧来看，甘肃省完成发电量2578.70亿千瓦时，同比增长13.09%。其中，水电362.03亿千瓦时，同比下降8.58%，占总发电量比重（下同）为14.04%；火电1247.61亿千瓦时，同比增长15.73%，占48.38%；风电549.75亿千瓦时，同比增长20.06%，占21.32%；光电399.11亿千瓦时，同比增长18.42%，占15.48%。

总体来看，2025年度，甘肃省全社会用电量1803.94亿千瓦时，同比增长3.30%；全社会最大用电负荷屡创新高，迎峰度冬期间达2418.8万千瓦，创历史峰值，同比保持增长态势；全省年度发电量为2578.7亿千瓦时，同比增长13.09%；跨省外购电量保持合理规模，同时外送电量突破800亿千瓦时，达808.9亿千瓦时，同比增长44.8%，整体实现电力供需平衡。

2) 河北省的下游电力需求及电力供给情况

从需求侧来看，2024年，河北省全社会用电量累计4,986.7亿千瓦时。其中河北南网2,869.1亿千瓦时，同比增长4.92%，河北北网2,117.5亿千瓦时，同比增长4.69%。全行业用电4,224.20亿千瓦时，同比增长4.90%。其中，第一、二、三产业用电量分别为78.2、3,095.8、1,050.3亿千瓦时，同比分别增长4.06%、3.36%、9.81%；城乡居民生活用电762.5亿千瓦时，同比增长4.38%。工业用电量累计3054.1亿千瓦时，同比增长3.51%；制造业2260.7亿千瓦时，同比增长2.16%。钢铁行业930.0亿千瓦时，同比增长-1.76%；装备制造业449.9亿千瓦时，

同比增长 5.79%；石化行业 428.2 亿千瓦时，同比增长 7.31%；建材行业 202.6 亿千瓦时，同比增长-2.24%。

从供给侧来看，2024 年，河北省发电量 3,869.8 亿千瓦时，同比增长 5.90%。其中，河北南网 1,910.2 亿千瓦时，同比增长 5.48%；河北北网 1,959.6 亿千瓦时，同比增长 6.31%。从发电类别看，火电 2,437.6 亿千瓦时，同比增长 1.87%，太阳能发电 708.7 亿千瓦时，同比增长 28.22%，风电 658.1 亿千瓦时，同比增长 1.22%，水电 65.4 亿千瓦时，同比增长 12.18%。全省累计输入电量 1,116.9 亿千瓦时，同比增长 1.25%，其中河北南网累计输入电量 959.0 亿千瓦时，同比增长 3.82%；河北北网累计输入电量 157.9 亿千瓦时，同比增长-11.98%。

总体来看，河北省电力供需整体实现平衡，同时承担着跨省跨区电力外送与外购任务，保障京津冀地区电力供应稳定。2025 年度，河北省全社会用电量 5350 亿千瓦时，同比增长 7.29%；全社会最大用电负荷屡创新高，迎峰度夏期间，河北南网平衡紧张的晚高峰最大负荷达 5150 万千瓦、同比增长 8.7%，冀北电网平衡紧张的晚高峰最大负荷达 3100 万千瓦、同比增长 9.4%，整体创历史峰值，同比保持增长态势；2025 年度全省发电量稳步增长，达 4,114.6 亿千瓦时，同比增长 4.9%，同时持续开展跨省跨区电力外送，新能源外送范围覆盖北京、天津、浙江等多个地区，整体实现电力供需平衡。

3) 内蒙古的下游电力需求及电力供给情况

从需求侧来看，近年来，随着经济持续发展和产业结构优化，内蒙古自治区用电需求保持稳定增长。2025 年，内蒙古全社会用电量完成 5483.87 亿千瓦时，同比增加 282.19 亿千瓦时，增长 5.43%。其中第一产业用电量 61.92 亿千瓦时，同比增加 3.67 亿千瓦时。第二产业用电量 4757.48 亿千瓦时，同比增加 210.09 亿千瓦时。第三产业用电量 435.8 亿千瓦时，同比增加 50.31 亿千瓦时。城乡居民生活用电量 228.67 亿千瓦时，同比增加 18.13 亿千瓦时。

从供给侧来看，2025 年，内蒙古完成发电量 8702.97 亿千瓦时，同比增加 425.95 亿千瓦时，增长 5.15%。其中蒙东地区 6000 千瓦以上发电站完成发电量 1896.23 亿千瓦时，同比增加 65.66 亿千瓦时，增长 3.59%。蒙东地区发电量占全区发电量的比例 21.93%，同比下降 0.29%。蒙西地区完成 6748.64 亿千瓦时，

同比增加 340.09 亿千瓦时，同比增长 5.31%。蒙西地区发电量占全区发电量的比例 78.07%，同比上升 0.29%。内蒙古发电量占全国发电量的 8.35%，位居全国各省第一。

总体来看，2025 年度，内蒙古全社会用电量 5483.87 亿千瓦时，同比增长 5.43%；全省年度发电量为 8702.97 亿千瓦时，同比增长 5.15%；同时外送电量约 3500 亿千瓦时，多年位居全国首位，其中外送绿电约 900 亿千瓦时，同比增长 40%以上，整体实现电力供需平衡。

(2) 电价变动趋势及弃风限电情况

本次募投项目分别位于甘肃省、河北省与内蒙古三地，其中，位于内蒙古的两个募投项目系工业园区就近消纳的绿色供电项目，发行人已与工业园区的用电企业签订了购售电合同，明确约定了募投项目的售电价及用电量。各地的电价变动趋势及弃风限电情况具体如下：

1) 甘肃省的电价变动趋势及弃风限电情况

① 电价变动趋势

2022 年以来，发行人在甘肃省的风电上网电价与变化趋势如下：

时间区间	上网电价（元/兆瓦时）	同比变化
2025 年	306.7	-33.64%
2024 年	462.2	6.72%
2023 年	433.1	8.19%
2022 年	400.3	1.21%

2022 年至 2025 年，发行人在甘肃省内的上网电价呈现先增后降的趋势。2025 年起，上网电价同比下降，主要系 136 号文推出后市场化改革影响。

136 号文出台后，甘肃省于 2025 年 8 月正式印发《甘肃省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》（甘发改价格〔2025〕516 号），推动集中式光伏和风电、分布式光伏和分散式风电、光热发电等所有新能源项目上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。截至报告期末，发行人在甘肃省的在运风电项目均系存量项目，执行相对固定的机制电价，导致上网电价出现一定程度下滑。

②弃风限电情况

A.发行人甘肃省内弃风率逐年增长，主要系新能源装机规模增长速度较快，阶段性超过省内与外省输出消纳能力

截至 2025 年 9 月末，发行人在甘肃省的累计装机容量为 1,143.5MW。报告期内，发行人在甘肃省弃风率分别为 10.95%、10.50%、16.89%与 22.67%，弃风率有所增长，主要系甘肃省新能源装机规模增长速度较快，阶段性超过省内消纳能力，且省外送电通道建设不足所致。

从风电装机规模与实际发电量对比来看，甘肃省内风电发电量增速小于风电装机规模增速，是弃风率逐年增长的直接原因。

2022 年到 2025 年，根据甘肃省工信厅披露数据，甘肃省内风电装机规模分别为 2,073 万千瓦、2,614 万千瓦、3,215 万千瓦和 4,094 万千瓦，增幅分别为 26.1%、23.0%与 27.3%，增长速度较快。同时，2022 年到 2025 年，甘肃省内风力发电量分别为 348 亿千瓦时、437 亿千瓦时、458 亿千瓦时和 550 亿千瓦时，增幅分别为 25.4%、4.9%与 20.1%，低于风电装机规模的增幅，即部分新增风电装机机组未实际发电，导致弃风限电率逐年攀升。

甘肃省全省发电量由省内需求电量与外送电量共同决定，需求电量与外送电量增速（即发电量增速）不及风电装机增速，导致部分风电机组不能实际发电，是弃风率增长的根本原因。

根据甘肃省工信厅披露数据，2022 年到 2025 年，甘肃省内全社会用电量为分别为 1,501 亿千瓦时、1,645 亿千瓦时、1,746 亿千瓦时与 1,804 亿千瓦时，较上年度增长幅度分别为 9.6%、6.2%与 3.3%；甘肃省外送电量分别为 561 亿千瓦时、522 亿千瓦时、559 亿千瓦时、809 亿千瓦时，较上年度增长幅度分别为-6.8%、7.0%与 44.8%，二者共同决定甘肃省内全省年度发电量为分别为 1,970 亿千瓦时、2,113 亿千瓦时、2,280 亿千瓦时、2,579 亿千瓦时，较上年度增长幅度分别为 7.3%、7.9%与 13.1%。而风电各年装机规模增幅分别为 26.1%、23.0%与 27.3%，需求电量与外送电量增速（即发电量增速）不及风电装机增速，导致部分风电机组不能实际发电，弃风率逐年有所增长。

从外送通道建设来看，特高压是电力外送的“高速公路”，新能源风电场、大

基地项目往往建设时间较短，建设周期普遍在 1-2 年内，但配套的特高压外送通道从规划到建成需三年左右，以十四五重点工程“陇电入鲁”为例，2023 年 3 月工程获国家发改委核准批复，到 2026 年 1 月底，陇电入鲁首次达到满功率运行，建设期接近三年，这种“源网建设时序错配”同样导致了阶段性的弃风率增长。

综上所述，新能源装机容量增长速度较快，阶段性超过省内与外省输出消纳能力，导致了甘肃省内弃风率逐年增长，发行人弃风率增长与甘肃省内实际发电、用电情况保持一致。

B. 发行人甘肃省弃风率情况与同行业公司项目情况基本一致

根据巨化股份披露的《甘肃巨化新能源（玉门）有限公司玉门北山 1GW 风电场工程可行性研究报告》，项目采用弃风率的假设为运营期 1-5 年按 30% 测算，运营期 6-10 年按 15% 测算。由此，发行人在甘肃省内在运风电项目的弃风限电率与同行业公司相关预测数基本保持一致，不存在重大差异。

此外，经公司调研甘肃省内相同地区陆上风电场 2026 年 2 月的运行情况，发行人风电场弃风率与相同地区风电场情况不存在重大差异，具体情况如下所示：

所属断面/地区	风电场	容量（万千瓦）	弃风率
祁韶直流断面	蒙天第一（节能风电）	20.00	29.12%
	同地区其他风电项目	-	32.73%
750 莫高变	安马第三（节能风电）	20.00	19.97%
	安马第二（节能风电）	20.00	20.33%
	同地区其他风电项目	-	23.44%、 23.90%
330 玉门变	大坝（节能风电）	9.60	54.00%
	昌西三（节能风电）	20.00	54.43%
	同地区其他风电项目	-	51.31%、 54.92%、 74.54%
武胜 750	古浪（节能风电）	5.00	0.08%
	天祝（节能风电）	5.00	9.02%
	同地区其他风电项目	-	13.98%
330kV 沧海变	中节能沧海（节能风电）	5.00	6.78%
	同地区其他风电项目	-	11.81%、 14.93%

由上表可知，发行人在甘肃省风电场弃风率与相同地区风场情况不存在重大

差异。

C.甘肃省已采取多方面提高新能源消纳措施,预计未来电力消纳不存在重大障碍

针对目前甘肃省内弃风率有所增长现状,根据国家发改委的政策规划,甘肃省正着力发展新能源建设,从向外输送与向内消纳两方面实现新能源大规模开发和高水平消纳,具体如下:

区域电力供求结构方面,甘肃省电力供需整体实现平衡,同时承担着跨省跨区电力外送任务。2025年度,甘肃省全社会用电量1803.94亿千瓦时,同比增长3.30%;全社会最大用电负荷屡创新高,迎峰度冬期间达2418.8万千瓦,创历史峰值,同比保持增长态势;全省年度发电量为2578.7亿千瓦时,同比增长13.09%;跨省外购电量保持合理规模,同时外送电量突破800亿千瓦时,达808.9亿千瓦时,同比增长44.8%,整体实现电力供需平衡。

消纳方面,2025年甘肃省新能源发电量达963.3亿千瓦时,省内新能源用电量占全社会用电量的30.5%,甘肃省抢抓“十四五”新能源发展机遇,统筹新能源消纳、外送、调峰与并网工作,为新能源消纳筑牢了坚实基础。

一方面,向外输送,加速特高压通道建设:特高压是电力外送的“高速公路”。甘肃已投运了“陇电入鲁”等特高压工程,并正在全面建设“陇电入浙”工程,同时推动“陇电入川”等项目。根据甘肃省能源局介绍,预计到“十五五”中期,甘肃将形成四条特高压外送通道,届时每年外送电量可达1600亿千瓦时左右,较2025年外送电量可增长近一倍,从根本上打通外送瓶颈。

另一方面,向内消纳,就地转化“绿电”为经济优势:除了外送,甘肃正大力推动新能源的就地消纳,将能源优势直接转化为产业优势。在河西走廊等新能源富集区,甘肃利用低廉的绿电优势,吸引电解铝、硅氟材料、大数据中心等高载能产业转移,持续推动“源网荷储”、绿电直连等用能新模式,酒钢智慧电网、宝丰多晶硅上下游一体化等一批就近就地消纳示范项目建成投运,庆阳“东数西算”绿电聚合试点项目加快建设,2025年甘肃全省最大用电负荷达2419万千瓦,较“十三五”末增长近40%。

此外,国家发改委颁布的《西部地区鼓励类产业目录(2025年本)》明确提

出，风力发电场建设、运营及维护是甘肃省的鼓励类产业，甘肃省人民政府 2026 年 3 月 27 日印发了《甘肃省“新能源+”行动实施方案》，提到“到 2030 年，建成一批具有典型性、代表性的“新能源+”项目，集成融合成为新能源发展的重要方式，新能源装机规模达到 1.6 亿千瓦”。风电项目的建设符合国家及甘肃省的产业发展规划。

D.针对甘肃省弃风率情况，发行人已在本次募投项目效益测算中充分考虑

发行人针对甘肃省目前的弃风率情况，已在本次募投项目效益测算中充分考虑，具体如下：

募投项目	效益测算弃风率	相关依据
中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目	20%	同区域风电场在 2025 年的年弃风率平均为 20.67%，测算合理
中节能甘州平山湖百万千瓦风电基地 10 万千瓦风电 6#风力发电项目	15%	同区域风电场在 2025 年的年弃风率为 15%，测算合理

综上所述，报告期内发行人在甘肃省内的弃风限电率有所增长，但随着甘肃省对外输送通道建设与对内新能源+的一系列产业策的落地，预计未来甘肃省可以实现风电新能源的高水平消纳。本次募投项目在甘肃建设风力发电项目，同样符合国家发改委在甘肃地区的鼓励类产业，符合甘肃省人民政府的产业发展规划，针对甘肃省弃风率情况，发行人已在本次募投项目效益测算中充分考虑。

2) 河北省的电价变动趋势及弃风限电情况

①电价变动趋势

2022 年以来，发行人在河北省的风电上网电价与变化趋势如下：

时间区间	上网电价（元/兆瓦时）	同比变化
2025 年	425.6	-4.30%
2024 年	444.7	-6.60%
2023 年	476.1	-3.35%
2022 年	492.6	-4.74%

2022 年至 2025 年，发行人在河北省的风电上网电价逐年下滑，主要系发行人在河北省风电业务的市场化交易电量占比逐年提升，市场化交易电价由市场供需决定，上限为每年的煤电容量电价，根据《国家发展改革委 国

家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》，容量电价水平逐年调整，由于期间煤电容量电价逐年下滑，导致风电平均上网电价逐年下滑。

136 号文出台后，河北省于 2025 年 9 月正式印发《河北南网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》和《冀北电网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》，新能源项目（风电、太阳能发电）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。截至报告期末，发行人在河北省的在运风电项目均系存量项目，执行相对固定的机制电价。

②弃风限电情况

A. 发行人河北省内弃风率主要受新能源装机规模增长速度与风电场所在区域电站优化调整影响

a. 河北省新能源装机规模增长速度较快，阶段性超过消纳能力（即实际发电量），导致河北省 2023 年与 2025 年弃风率较上年呈现增长趋势

河北省目前存在两个电网公司，分别为国网冀北电力有限公司（冀北电网）与国网河北省电力有限公司（河北南网）。报告期内，发行人的风电项目集中于冀北电网，本次募投项目中“中节能怀安 10 万千瓦项目”将并入冀北电网，“邢台市圣领南和区 50MW 风电项目”与“邢台市南和区圣领 50MW 风电项目”将并入河北南网。

截至 2025 年 9 月末，发行人在河北省的累计装机容量为 893.5MW。报告期内，发行人在冀北电网弃风率分别为 12.68%、17.84%、9.20%和 13.21%，呈现波动趋势。

2022 年到 2024 年，根据河北省发改委披露数据（2025 年尚未披露），河北省内风电装机规模分别为 2,797 万千瓦、3,141 万千瓦和 3,809 万千瓦，增幅分别为 12.3%和 21.3%，增长速度较快。同时，2022 年到 2025 年，河北省内风力发电量分别为 552 亿千瓦时、605 亿千瓦时、635 亿千瓦时和 785 亿千瓦时，增幅分别为 9.8%、4.8%与 23.7%，低于同期风电装机规模的增幅，即部分风电装机机组未实际发电，导致河北省 2023 年与 2025 年弃风率较上年增长。

河北省全省发电量由省内需求电量与外送电量共同决定，需求电量与外送电量增速（由于外送电量数据未披露，以发电量增速说明）不及风电新能源装机增

速，导致部分风电新能源机组不能实际发电，是 2023 年与 2025 年弃风率较上年增长的根本原因。

根据河北省发改委披露数据，2022 年到 2024 年(2025 年度数据尚未披露)，河北省内全社会用电量为分别为 4,344 亿千瓦时、4,757 亿千瓦时与 4,987 亿千瓦时，较上年度增长幅度分别为 9.5%、4.8%与 7.3%；河北省内全省年度发电量为分别为 3,336 亿千瓦时、3,654 亿千瓦时与 3,870 亿千瓦时，较上年度增长幅度分别为 9.5%与 5.9%。而风电装机规模 2023 年与 2024 年增幅分别为 12.3%和 21.3%，需求电量与外送电量增速（即发电量增速）不及风电装机增速，导致部分风电机组不能实际发电，因此发行人在河北省 2023 年与 2025 年弃风率较上年增长。

b.2024 年发行人河北省弃风率下降主要由于风电场所在区域电站优化调整

2023 年 12 月，国网白土窑 500KV 汇集站投运，投运后分担了原电网压力，将 140 万千瓦新能源装机从原沽源电站切换到白土窑电站，较大程度上缓解了发行人 2024 年起醋柳坪、宏达一二期项目弃风情况。醋柳坪风电场弃风率从 2022 年 23%、2023 年 23%下降到 2024 年 11%；宏达一期风电场弃风率从 2022 年 28%、2023 年 29%下降到 2024 年 12%，宏达二期风电场弃风率从 2022 年 28%、2023 年 28%下降到 2024 年 12%，弃风情况改善明显。

2024 年 2 月，库金图风电场新增部署分布式调相机后，较大程度上缓解了 2024 年起该风电场的弃风情况。发行人库金图风电场弃风率由 2022 年的 48%、2023 年的 39%下降到了 2024 年的 17%，弃风情况改善明显。

综上所述，发行人河北省内弃风率主要受新能源装机规模增长速度与风电场所在区域电站优化调整共同影响，与河北省实际情况相符合。

B.发行人河北省弃风率情况与同行业公司基本一致，部分风电场弃风率优于同行业同地区电场

经公司调研河北省内相同地区风电场 2026 年 2 月的运行情况，发行人风电场弃风率与相同地区风电场情况不存在重大差异，具体情况如下所示：

所属断面/地区	风电场	容量（万千瓦）	弃风率
接入沽源断面	醋柳坪（节能风电）	10.00	34.03%

所属断面/地区	风电场	容量（万千瓦）	弃风率
	宏达二期（节能风电）	10.05	37.55%
	宏达一期（节能风电）	10.05	42.17%
	同地区其他风电项目	-	42.23%
接入万全断面	单晶河特许权（节能风电）	20.00	0.48%
	单晶河二三期（节能风电）	9.90	17.88%
	同地区其他风电项目	-	21.07%、 30.38%、32.24%
接入张北断面	满井一号（节能风电）	9.45	16.16%
	满井二号（节能风电）	9.9	20.17%
	同地区其他风电项目	-	32.49%、36.95%
接入解放断面	库金图（节能风电）	10.00	29.82%
	同地区其他风电项目	-	25.34%、48.60%

由上表可知，发行人在河北省风电场弃风率与相同地区风电场情况不存在重大差异，部分风电场如万全断面的单晶河特许权风场、张北断面的满井风场明显优于同地区的其他风场项目。

C.河北省分为河北南网与冀北电网，南网弃风率较低，北网用电负荷相对宽松，承担对外输送保供的功能

河北电网分为河北南网（覆盖石家庄、保定、邯郸等地）和冀北电网（覆盖张家口、承德、唐山等地），两者供需形势截然不同。具体而言，河北南网负荷重、缺口大，2025年夏季晚高峰存在约300万千瓦的电力供应缺口；冀北电网新能源装机容量富集、用电负荷相对宽松，2025年冀北地区新能源发电量首次突破1,000亿千瓦时，达到1,225.1亿千瓦时，同比增长30.2%。冀北电网在满足本地需求后，有富余的清洁电力可以外送。冀北电网已形成“三交两直”特高压格局，构建了多层级、多通道、多落点的清洁能源外送体系。其中，特高压骨干通道包括张北柔性直流工程、张北-雄安特高压工程、张北-胜利特高压工程与大同-怀来-天津南特高压工程等；此外，“十四五”期间建成投产10项500千伏新能源送出工程，新增新能源输送容量3400万千瓦，较“十三五”末提升120%。

D.河北省已采取多方面提高新能源消纳措施，预计未来电力消纳不存在重大障碍

根据发行人对接入河北南网的邢台地区在运的 7 家风电项目 2025 年的限电率调研，邢台地区弃风率最高不超过 5%，消纳情况良好。

区域电力供求结构方面，河北省电力供需整体实现平衡，同时承担着跨省跨区电力外送与外购任务，保障京津冀地区电力供应稳定。2025 年度，河北省全社会用电量 5350 亿千瓦时，同比增长 7.29%；全社会最大用电负荷屡创新高，迎峰度夏期间，河北南网平衡紧张的晚高峰最大负荷达 5150 万千瓦、同比增长 8.7%，冀北电网平衡紧张的晚高峰最大负荷达 3100 万千瓦、同比增长 9.4%，整体创历史峰值，同比保持增长态势；2025 年度全省发电量稳步增长，达 4,114.6 亿千瓦时，同比增长 4.9%，同时持续开展跨省跨区电力外送，新能源外送范围覆盖北京、天津、浙江等多个地区，整体实现电力供需平衡。

消纳政策方面，2025 年河北省新能源发电量约 1230 亿千瓦时，全省新能源发电量占全社会用电量的比重约 32%。“十五五”期间，随着蒙西—京津冀±800 千伏特高压直流（2027 年投运）、大同-怀来-天津南 1000 千伏特高压交流等工程加快建设，河北省将形成“四交一直”特高压综合保供体系，跨省跨区输电能力显著提升，新增特高压直流外送能力 800 万千瓦，每年可新增接纳绿电超 360 亿千瓦时。

同时，河北大力推广“源网荷储一体化”和“绿电直连”模式，在工业园区建设分布式风电和智能微电网，鼓励钢铁、化工、大数据等高载能企业直接使用绿电，实现“发电”与“用电”就近匹配。同时，依托“零碳园区”招商，吸引出口型企业和高端制造产业落地，用稳定的低价绿电形成产业竞争力，从需求侧消化新能源。河北地区绿电交易市场规模稳居全国前列，电力消纳体系持续完善。在此背景下，依托外送能力跃升与本地消纳渠道拓宽的双重支撑，河北省新能源消纳潜力将进一步释放，为本次募投项目的消纳提供坚实基础与可靠保障。

E.针对河北省弃风率情况，发行人已在本次募投项目效益测算中充分考虑

发行人针对河北省目前的弃风率情况，已在本次募投项目效益测算中充分考虑，具体如下：

募投项目	效益测算 弃风率	相关依据
中节能怀安 10 万千瓦项目	15%	2025 年度公司河北接入冀北电网风电项目的平均弃风率为 13.04%，已谨慎估计
邢台市圣领南和区 50MW 风电项目	10%	邢台地区在运的 7 家风电项目 2025 年的弃风率最高不超过 3.36%，已谨慎估计
邢台市南和区圣领 50MW 风电项目	10%	

综上所述，本次募投项目中，位于河北邢台的募投项目根据当前同地区的弃风率较低，消纳情况良好。“中节能怀安 10 万千瓦项目”预计随着河北地区用电负荷稳步增长，对外输送通道正在加速建设，未来电力消纳不存在重大障碍。针对河北省弃风率情况，发行人已在本次募投项目效益测算中充分考虑。

3) 内蒙古的电价变动趋势及弃风限电情况

① 电价变动趋势

报告期内，发行人在内蒙古的风电上网电价与变化趋势如下：

时间区间	上网电价（元/兆瓦时）	同比变化
2025 年	347.5	-1.03%
2024 年	351.1	0.63%
2023 年	348.9	-3.57%
2022 年	361.8	-8.29%

报告期内，发行人在内蒙古的上网电价整体呈现下降趋势，主要系市场化交易电量占比的逐年提升，同时内蒙古新能源装机增速较快，消纳压力较大，导致市场化交易电价的逐年下滑。

136 号文出台后，内蒙古于 2025 年 5 月 29 日率先印发了《深化蒙西电网新能源上网电价市场化改革实施方案》和《深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案》，自 2025 年 7 月 1 日起正式实施，在集中式新能源项目上网电量已基本全部进入电力市场的基础上，推动分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等新能源项目上网电量参与市场交易，实现新能源项目上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。截至报告期末，发行人在内蒙古的在运风电项目均系存量项目，执行相对固定的机制电价，导致上网电价出现一定程度下滑。

② 弃风限电情况

A.发行人内蒙古自治区内弃风率相对平稳

截至 2025 年 9 月末，发行人在内蒙古的累计装机容量为 325.0MW。报告期内，发行人在内蒙古弃风率分别为 12.86%、7.83%、10.56%与 11.92%，弃风率整体相对平稳。

从风电装机规模与实际发电量对比来看，内蒙古内风电发电量增速与风电装机规模增速较为接近，未导致弃风率明显抬升。2022 年到 2025 年，根据内蒙古太阳能行业协会及内蒙古自治区统计局数据，内蒙古风电装机规模分别为 4564 万千瓦、6954 万千瓦、8599 万千瓦和 10877 万千瓦。增幅分别为 52.4%、23.7%与 26.5%，增长速度逐年下滑。同时，2022 年到 2025 年，内蒙古风力发电量分别为 1075 亿千瓦时、1355 亿千瓦时、1711 亿千瓦时和 2146 亿千瓦时，增幅分别为 26.0%、26.3%与 25.4%，除了 2023 年增幅低于风电装机规模增幅之外，2024 年与 2025 年基本持平。

根据内蒙古太阳能行业协会及内蒙古自治区统计局数据，2022 年到 2025 年，内蒙古自治区全社会用电量分别为 4200 亿千瓦时、4823 亿千瓦时、5193 亿千瓦时与 5484 亿千瓦时，较上年度增长幅度分别为 14.8%、7.7%与 5.6%；内蒙古外送电量分别为 2631 亿千瓦时、3065 亿千瓦时、3377 亿千瓦时、3565 亿千瓦时，较上年度增长幅度分别为 16.5%、10.2%与 5.6%，二者共同决定内蒙古年度发电量（规模以上）分别为 6459 亿千瓦时、7451 亿千瓦时、8277 亿千瓦时、8703 亿千瓦时，较上年度增长幅度分别为 15.4%、11.1%与 5.1%，内蒙古电力市场基本实现供需平衡。

综上所述，内蒙古内风电发电量增速与风电装机规模增速较为接近，用电量与外送电量决定发电量规模，整体实现供需平衡，因此，弃风率整体相对平稳。

B.本次募投项目的发电量预计可全额消纳

发行人项目公司在 2026 年 3 月底与内蒙古腾飞新材料科技有限责任公司（原察右前旗腾飞铁合金有限责任公司，简称“腾飞新材”）进一步签订《供用电协议》明确，腾飞新材建设项目投产后年外购电量为 161,176.6 万千瓦时/年，其中外购电量的 60%为采购绿电，每年绿电采购规模为不低于 96,705.96 万千瓦时，该部分优先采购发行人配套新能源项目所发绿电，其中上网电量目标结算价

格为 240 元/兆瓦时，与可研报告效益测算中预测价格一致。腾飞新材外购电量需求超过发行人发电量产能的部分，再向其他来源的电厂采购结算。根据合同采购规模与可研报告对比，合同绿电采购规模 96,705.96 万千瓦时大于年均上网电量为 90,640 万千瓦时，预计可实现全额消纳。

发行人项目公司在 2026 年 3 月底与内蒙古察右前旗蒙发铁合金有限责任公司（简称“蒙发合金”）进一步签订《供用电协议》明确，蒙发合金建设项目投产后年外购电量为 45,167.57 万千瓦时/年，其中外购电量的 60% 为采购绿电，每年绿电采购规模为不低于 27,100.54 万千瓦时，该部分优先采购发行人配套新能源项目所发绿电，其中上网电量目标结算价格为 240 元/兆瓦时，与可研报告效益测算中预测价格一致。蒙发合金外购电量需求超过发行人发电量产能的部分，再向其他来源的电厂采购结算。根据合同采购规模与可研报告对比，合同绿电采购规模 27,100.54 万千瓦时大于年均上网电量为 23,030 万千瓦时，预计可实现全额消纳。

综上所述，中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目建成后所发电量将全额输送给腾飞新材与蒙发合金两家园区。根据上述两家公司新增负荷已批复的节能报告与 2026 年 3 月底签订的《供用电协议》，其中腾飞新材每年所需园区绿电为 96,705.96 万千瓦时，蒙发合金每年所需园区绿电为 27,100.54 万千瓦时，共计为 123,806.50 万千瓦时。经对比分析，新增负荷年所需园区绿电电量 123,806.50 万千瓦时可完全覆盖中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦园区年均发电量 113,670 万千瓦时，因此本募投项目预计可实现全额消纳。

5、公司及同行业可比公司现有及拟新增装机容量和发电量

（1）公司及同行业可比公司现有及拟新增装机容量和发电量情况

公司的主营业务为风力发电的项目开发、投资、建设及运营。公司自成立以来一直专注于风力发电业务，是集风电项目开发、投资、建设及运营为一体的专业化程度最高的风力发电公司之一。

同行业可比公司包括三峡能源、中闽能源、龙源电力、新天绿能，公司及上述可比公司的现有及拟新增风电装机容量和风力发电量情况如下：

项目	节能风电	三峡能源	中闽能源	龙源电力	新天绿能
风电装机容量（万千瓦）	626.216	2,243.20	90.73	3,040.88	658.74
储备风电项目的计划装机容量（万千瓦）	270.70	486.84	未披露	446.73	96.44
风力发电量（亿千瓦时）	124.17	451.73	29.43	605.50	139.08

注：节能风电装机容量为截至 2025 年 9 月 30 日数据，风力发电量为 2025 年全年数据。由于可比公司大部分尚未公开年报，上述可比公司数据来自各公司披露的 2024 年年度报告等公开文件。

报告期内，公司立足风电场开发、投资、建设和运营核心业务，聚焦存量资产收益提升与高质量增量发展两大主线，通过阳江海上风电突破、“走出去”等多元路径扩大装机规模，严控成本、精益运营，坚守高质量发展导向，推动公司主业实现跨越式发展，近年来持续提升风电装机规模，大力布局风力发电业务，与可比公司储备新增项目，扩大风电装机规模趋势保持一致。

（2）募投项目所在地区同行业现有及拟新增装机容量和发电量情况

根据公开数据，募投项目所在地区风电同行业现有及拟新增风电装机容量和发电量情况如下：

项目	甘肃省	河北省	内蒙古
2025 年末风电装机容量（万千瓦）	4,094	未披露（2024 年末为 3,809）	10,877
2025 年度风力发电量（亿千瓦时）	550	785	2,146

公司本次募投项目持续积极投建风电新能源项目，不断增强电力业务核心竞争力，提高公司整体盈利能力，巩固公司在募投项目所在地区电力供应中的核心地位，符合募投项目所在地区风电行业发展政策。

6、发行人已投建风力发电项目运营情况

截至 2025 年 9 月 30 日，发行人风电装机容量合计 626.216 万千瓦。报告期各期，发行人风力发电项目运营情况如下：

项目	2025年1-9月 /2025年9月30日	2024年度 /2024年12月31日	2023年度 /2023年12月31日	2022年度 /2022年12月31日
售电收入（万元）	336,120.34	493,396.29	497,878.51	510,789.06
毛利率	42.20%	48.72%	52.63%	57.27%
累计装机（万千瓦）	626.216	617.766	566.676	532.526
平均电价（元/千瓦时）	0.375	0.420	0.424	0.445
弃风率	16.96%	10.33%	9.00%	8.26%

由上表可知，报告期内公司风力发电运营装机规模持续提升，但受行业平均电价下降及弃风率增长等因素，售电收入、毛利率均有所下滑。公司本次募投项目的投建，将有助于提高公司整体收入与利润规模，满足公司业务发展的需要，进一步提升公司盈利能力。

7、前次募投项目未达预计效益的原因及对本次募投项目的影响

根据致同会计师事务所（特殊普通合伙）出具的《中节能风力发电股份有限公司前次募集资金使用情况鉴证报告》，前次募投项目中，未达收益的项目为2021年公开发行可转换公司债券项目涉及的马鬃山第二风电场 B 区 200MW 风电项目、2020 年非公开发行股票项目涉及的中节能达茂旗百灵庙 50MW 风电供热项目，以及阳江南鹏岛海上风电项目（300MW）。

（1）马鬃山第二风电场 B 区 200MW 风电项目效益未达预期的原因

本项目的核准时间为 2016 年。发电收入及效益预测方面，《甘肃酒泉风电基地二期第二批 500 万千瓦项目甘肃肃北马鬃山第二风电场 B 区 200MW 工程项目可行性研究报告》按照当时的市场环境及相关政策，根据《国家发展改革委 国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》与《甘肃省发展和改革委员会 甘肃省工业和信息化厅 甘肃省市场监督管理局 国家能源局甘肃监管办公室关于印发〈甘肃省深化燃煤发电上网电价形成机制改革实施方案〉的通知》，上网电价按燃煤标杆电价 0.3078 元/kWh 计算。参考同区域酒泉风电基地二期 500 万项目弃风率 7.94%，本项目设计电网频率波动及限电等影响折减为 8%。

2016 年以来，甘肃省风电行业的市场环境及政策环境发生较大变化。2022 年 1 月，国家发改委、国家能源局联合发布《关于加快建设全国统一电力市场体

系的指导意见》，到 2025 年全国统一电力市场体系初步建成，到 2030 年全国统一电力市场体系基本建成，新能源全面参与市场交易。随着甘肃省政策推动电力交易市场完善，叠加市场竞争、供求水平的影响，新能源发电项目市场化交易电量的交易均价低于甘肃省标杆电价，本项目平均上网电价下降明显。与此同时，甘肃省新能源装机规模增长速度较快，阶段性超过省内消纳能力，且省外送电通道建设不足，导致项目的弃风率逐年增长，超过了当时可研报告预计的弃风率。

由于上述影响，本次项目在电价、弃风率等关键指标以及年均营业收入、年均净利润等财务效益不及预期，前述指标与可行性研究报告预测的对比情况如下：

单位：万元

序号	科目	可行性研究报告预测的金额或指标	实际金额或指标
1	年均上网电价（元/千瓦时）	0.3078	0.2723
2	年均上网电量（万千瓦时）	67,620.80	46,362.48
3	年均弃风率	8%	21.61%
4	年均营业收入	20,807.28	12,623.86
5	年均净利润	4,104.35	3,318.03

注：实际年均净利润按照 2022 年至 2025 年 9 月的净利润年化测算

综上所述，本项目的效益测算在编制时具备合理依据，效益未达预期主要系因甘肃省风电行业的市场与政策环境发生较大变化，上网电价下降与弃风率上升，导致经济效益不达预期。

（2）中节能达茂旗百灵庙 50MW 风电供热项目效益未达预期的原因

本项目的核准时间为 2017 年。发电收入及效益预测方面，《中节能达茂旗百灵庙 50MW 风电供热项目可行性研究报告》根据《包头市发展和改革委员会关于核定中节能（包头）风力发电有限公司达茂旗百灵庙 50MW 风电供热项目上网电价的批复》，本项目电价按 0.48 元/kWh 进行效益分析。本项目参考 2017 年发行人在内蒙古在运风电平均弃风率 10.90%，谨慎考虑后选取 15%限电折减因素。

2016 年以来，内蒙古自治区风电行业的市场环境 with 政策环境发生较大变化。2022 年 1 月，国家发改委、国家能源局联合发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，到 2025 年全国统一电力市场体系初步建成，到 2030 年全国统一电力市场体系基本建成，新能源全面参与市场交易。随着内蒙古政策推

动电力交易市场完善，叠加市场竞争、供求水平的影响，新能源发电项目市场化交易电量的交易均价低于内蒙古标杆电价，本项目的平均上网电价呈现下降的趋势。此外，本项目实际年均上网电量高于可研报告预期，主要为项目采购风机时对叶片选型进行优化，部分抵减了电价下滑的不利影响。

由于上述影响，本次项目的电价指标以及年均营业收入、年均净利润等财务效益不及预期，与可行性研究报告预测的对比情况如下：

单位：万元

序号	科目	可行性研究报告预测的金额或指标	实际金额或指标
1	年均上网电价（元/千瓦时）	0.48	0.35
2	年均上网电量（万千瓦时）	14,813.90	17,068.22
3	年均弃风率	15%	15%
4	年均营业收入	7,110.67	5,922.21
5	年均净利润	2,456.24	1,481.23

注：实际年均净利润按照 2022 年至 2025 年 9 月的净利润年化测算

综上所述，本项目的效益测算在编制时具备合理依据，效益未达预期主要系因内蒙古自治区风电行业的市场与政策环境发生较大变化，上网电价下降，导致经济效益不达预期。

（3）阳江南鹏岛海上风电项目（300MW）效益未达预期的原因

本项目的核准时间为 2017 年。发电收入及效益预测方面，《中节能阳江南鹏岛海上风电场工程可行性研究报告》根据《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2016]2729 号），上近海风电项目标杆上网电价为每千瓦时 0.85 元，以此作为平均上网电价进行测算。同时考虑到本项目外输至珠三角地区进行消纳，消纳地的用电需求较大，故假设发电量可全额消纳。

2024 年起本项目上网电量参与市场化交易，市场交易部分的电价低于当时可研报告预计的标杆电价，因此平均上网电价较可研报告预计金额有所下降，导致项目效益不及预期。

由于上述影响，本次项目电价以及年均营业收入、年均净利润等财务效益不及预期，前述指标与可行性研究报告预测的对比情况如下：

单位：万元

序号	科目	可行性研究报告预测 的金额或指标	实际金额或指标
1	年均上网电价（元/千瓦时）	0.85	0.827
2	年均上网电量（万千瓦时）	79,290.00	73,740.33
3	年均弃风率	-	0.22%（短期配合电网 改建停电所致）
4	年均营业收入	67,387.62	61,006.51
5	年均净利润	15,785.24	15,123.53

注：实际年均净利润按照 2022 年至 2025 年 9 月的净利润年化测算

综上所述，本项目的效益测算在编制时具备合理依据，后因阳江海上风电行业的政策环境发生较大变化，主要系平均上网电价下滑，导致经济效益不达预期。

由上述分析可知，前次项目未达预计效益的原因主要系市场、政策或自然环境发生变化，导致项目的平均上网电价下降或弃风限电电量损失增加所致。

（4）对本次募投项目的影 响

本次募投项目的效益测算充分考虑了公司前次募投项目效益不及预期的原因、历史实际经营情况和未来行业发展状况，其中：对未来电价的测算已考虑新能源项目全面进入市场化交易后对电价可能产生的下行影响，对上网电量的测算已结合所在区域情况考虑一定弃风限电率影响，对毛利率的测算及计算基础均具有合理依据，相关假设条件符合公司实际情况、客观行业数据以及相关行业政策，效益预测方法符合会计政策及行业惯例，详见本回复报告之“问题 1、关于本次募投项目与融资规模”之“五、结合本次募投项目电价、上网电量、毛利率等关键指标的测算依据及前次募投项目效益未达预期的原因，说明本次募投项目效益测算是否谨慎、合理”。

（二）说明本次募投项目必要性及新增产能规模合理性，相关电力消纳是否存在重大不确定性

1、本次募投项目必要性及新增产能规模合理性

（1）本次募投项目必要性

综合前述分析，国家及甘肃省、河北省与内蒙古地方产业政策以及上述地区的电力发展趋势为本次募投项目提供了明确的政策支持和目标指引；同时，发行

人是中节能集团唯一的专业化风电控股上市平台，依托央企背景及装机规模优势，为在全国范围内的风电市场竞争格局中确立了有利的优势地位。

国家政策层面，我国将风电作为实现“双碳”目标的核心可再生能源，通过《2030年前碳达峰行动方案》、《“十四五”可再生能源发展规划》等一系列顶层设计，设定了清晰的量化目标：到2030年风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上。后续政策延续支持态度，《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》和全国能源工作会议均强调要大幅提高新能源装机规模，2026年目标新增风电、太阳能发电装机2亿千瓦以上。《风能北京宣言2.0》提出了到2030年累计风电装机达13亿千瓦的中长期愿景。这一系列连贯且强有力的政策，为风电业务的发展提供了坚实的制度保障和市场确定性。

地方产业政策与发展趋势层面，根据《西部地区鼓励类产业目录（2025年本）》，风力发电场的建设、运营及维护被明确列为甘肃省的鼓励类产业；《甘肃省“新能源+”行动实施方案》进一步提出，到2030年全省新能源装机规模达到1.6亿千瓦。同期，《美丽河北建设行动方案（2023-2027年）》设定，到2027年，风电、光伏发电装机达到11900万千瓦。内蒙古自治区人民政府办公厅发布《内蒙古自治区新能源倍增行动实施方案》，提出到2030年，新能源装机容量超过3亿千瓦，新能源发电总量超过火电发电总量。募投项目的开展与所在地推动能源结构转型、大力发展新能源的产业政策方向以及近年来风电累计装机规模持续上升的发展趋势保持一致。

发行人业务发展层面，本次募投项目能够满足公司规模扩张需要，进一步提升盈利能力与核心竞争力。截至2025年9月30日，公司累计装机容量为626.216万千瓦。为把握行业发展机遇，公司需持续扩大优质资产规模。本次募投项目预期效益良好，通过本次募集资金投资建设新的风电项目，有助于公司加速实现装机容量目标，扩大主营业务收入基础，增强公司在风电运营领域的规模优势与市场地位，从而提升公司整体盈利能力和可持续发展能力。

综上所述，本次募投项目具有必要性。

（2）新增产能规模合理性

本次募投项目投向七个风电发电项目，预计新增产能具体情况如下：

序号	项目名称	装机规模 (MW)
1	中节能察右前旗 (兴和县) 50 万千瓦工业园区绿色供电项目 (察右前旗部分)	400
2	中节能察右前旗 (兴和县) 50 万千瓦工业园区绿色供电项目 (兴和县部分)	100
3	中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目	100
4	中节能甘州平山湖百万千瓦风电基地 10 万千瓦风电 6# 风力发电项目	100
5	中节能怀安 10 万千瓦项目	100
6	河北邢台市圣领南和区 50MW 风电项目	50
7	邢台市南和区圣领 50MW 风电项目	50
合计		900

从新增装机规模来看,截至 2025 年 9 月 30 日,公司累计装机容量为 626.216 万千瓦,本次募投项目预计新增装机容量合计 90 万千瓦,占报告期末公司累计装机容量的 14.37%,与公司现有业务规模相匹配,属于规模合理扩张。

从发展空间来看,风电作为清洁能源,是“双碳”战略目标下实现能源转型的主要推动力,风电项目建设受到国家及地方政策大力支持,具有长期发展空间。在电力行业整体加速推进转型优化的趋势之下,公司风电装机规模仍有较大提升发展的空间。

综上所述,本次募投项目新增产能规模具有合理性。

2、相关电力消纳是否存在重大不确定性

本次募投项目的电力消纳预计不存在重大不确定性,具体分析如下:

(1) 国家政策层面推动风电新能源消纳保障机制不断健全完善,助力实现碳达峰目标

近年来,我国不断出台新能源利好政策,坚持系统观念、分类施策、多元消纳、市场引导、安全为基、创新驱动,完善新能源消纳举措,优化系统调控,促进新能源在大规模开发的同时实现高质量消纳。根据《国家发展改革委国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见》,到 2030 年,协同高效的多层次新能源消纳调控体系基本建立,持续保障新能源顺利接网、多元利用、高效运行,新增用电量需求主要由新增新能源发电满足。新型电力系统适配能力显著增强,系统调节能力大幅提升,电力市场促进新能源消纳的机制更加健全,跨省跨区新

能源交易更加顺畅，满足全国每年新增 2 亿千瓦以上新能源合理消纳需求，助力实现碳达峰目标。到 2035 年，适配高比例新能源的新型电力系统基本建成，新能源消纳调控体系进一步完善，全国统一电力市场在新能源资源配置中发挥基础作用，新能源在全国范围内优化配置、高效消纳，支撑实现国家自主贡献目标。

根据国家能源局公开信息，我国从以下四方面促进新能源消纳，推动可再生能源可持续发展。

一是加强顶层设计与统筹规划，促进新能源消纳。国家发展改革委、国家能源局高度重视网源统筹规划和时序衔接，印发《关于进一步加强跨省跨区输电通道规划建设管理的通知》，强调新能源、支撑性调节性电源、输电通道“三位一体”协调推进。近年来开展了电网主网架项目滚动调整和全国电力系统设计等工作，通过科学评估论证及时将配套电网工程纳入电网规划，保障新能源项目送出消纳需求。同时建立规划实施评估机制，2024 年组织开展“十四五”可再生能源发展规划中期评估，印发《“十四五”可再生能源发展规划实施中期调整意见》，进一步提高规划的科学性和指导性。下一步，我国将继续坚持系统观念，在“十五五”可再生能源发展规划研究编制工作中，加强可再生能源与电网协同规划的统筹力度，优化可再生能源开发布局。

二是加大电网基础设施建设与升级改造力度，促进新能源消纳。一方面，积极推进跨省区输电通道规划建设，在“十四五”“三交九直”基础上新增布局 10 条跨省跨区输电通道，促进西部北部新能源优化配置，提高中东部负荷中心电力保供能力和绿电消费水平。另一方面，推动提升配电网智能化水平，印发《配电网高质量发展行动实施方案（2024—2027 年）》，构建安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合的新型配电系统，适应大规模高比例分布式电源并网和消纳。

三是完善消纳保障机制与系统调节能力建设，促进新能源消纳。2020 年以来国家发展改革委、国家能源局建立可再生能源电力消纳责任权重机制，逐年下达各省可再生能源电力消纳责任权重，压实地方政府和电网企业开发和消纳新能源的责任。未来，我国将不断健全完善可再生能源电力消纳保障机制相关配套政策，统筹新能源发展、利用水平和系统调节能力，加快建设适应新能源大规模、高比例发展的新型电力系统。

四是深化体制机制改革与市场建设，促进新能源消纳。我国完善新能源电价形成机制，推动新能源上网电量全部进入电力市场，建立可持续发展价格结算机制，促进新能源高质量发展。另一方面，促进新能源就近就地消纳利用，扩大绿证绿电交易。下一步，我国将推动各地加快落实新能源上网电价市场化改革，实现新能源全面参与市场，加快完善全国统一电力市场体系和适应新能源特性的市场机制设计，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，持续激发配电活力，鼓励新模式新业态创新发展，提高电力系统灵活调节能力，提升新能源就近就地消纳利用水平，推动新能源高质量发展。

在国家政策大力支持下，新能源消纳将迎来系统性解决方案，将进一步推动新能源行业从规模扩张向高质量发展转型，消纳机制的完善将有效扩大新能源消纳空间，助力国家实现碳达峰目标。

（2）募投项目所在地方政策积极落实促进风电新能源消纳

近年来，甘肃省、河北省新能源装机规模持续快速扩张，当地政府也通过积极出台地方性政策文件响应推动本地新能源消纳。

甘肃省方面，2025年2月甘肃省出台《甘肃省打造全国重要的新能源及新能源装备制造基地行动方案》，要求甘肃省加快建设新能源消费转型引领区，从建设特高压外送通道、推广就地消纳用能新模式、推动绿电制氢产业规模化发展、促进用能结构绿色转型、培育本地优质用电负荷等多个方面，提升新能源提升消纳能力。2026年3月，甘肃省印发了《甘肃省“新能源+”行动实施方案》，要求推动新能源与相关产业融合互促、双向赋能，培育壮大新能源发展新兴业态，实现新能源大规模开发和高水平消纳。

河北省方面，2023年，河北省第十四届人民代表大会常务委员会审议通过了《河北省新能源发展促进条例》，从发展规划、开发利用、服务保障、法律责任等多个方面推动新能源开发利用，优化能源结构，保障能源安全，推进碳达峰碳中和，促进绿色发展。2025年，河北省出台《河北南网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》《冀北电网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》，推动新能源上网电价全面由市场形成，完善绿电绿证交易机制，建立新能源可持续

发展价格结算机制；明确机制电价规模、水平、执行期限，促进河北省新能源市场化消纳水平进一步提高。

内蒙古自治区方面，2023年，内蒙古自治区印发了《内蒙古自治区人民政府办公厅关于促进新能源消纳若干举措的通知》，从稳步提升自用新能源消纳水平、有效扩大新能源外送规模、提升电力系统调节能力、完善新能源价格和市场交易政策、强化监督管理等多个方面，提升消纳新能源水平。

(3) 募投项目所在地区整体实现电力供需平衡，为风电消纳提供基础

甘肃省电力供需整体实现平衡，同时承担着跨省跨区电力外送任务。2025年度，甘肃省全社会用电量1803.94亿千瓦时，同比增长3.30%；全社会最大用电负荷屡创新高，迎峰度冬期间达2418.8万千瓦，创历史峰值，同比保持增长态势；全省年度发电量为2578.7亿千瓦时，同比增长13.09%；跨省外购电量保持合理规模，同时外送电量突破800亿千瓦时，达808.9亿千瓦时，同比增长44.8%，整体实现电力供需平衡。

河北省电力供需整体实现平衡，同时承担着跨省跨区电力外送与外购任务，保障京津冀地区电力供应稳定。2025年度，河北省全社会用电量5350亿千瓦时，同比增长7.29%；全社会最大用电负荷屡创新高，迎峰度夏期间，河北南网平衡紧张的晚高峰最大负荷达5150万千瓦、同比增长8.7%，冀北电网平衡紧张的晚高峰最大负荷达3100万千瓦、同比增长9.4%，整体创历史峰值，同比保持增长态势；2025年度全省发电量稳步增长，达4,114.6亿千瓦时，同比增长4.9%，同时持续开展跨省跨区电力外送，新能源外送范围覆盖北京、天津、浙江等多个地区，整体实现电力供需平衡。

内蒙古自治区电力供需整体实现平衡，同时承担着跨省跨区电力外送与外购任务，外送电量为全国第一。2025年，内蒙古自治区全社会用电量5483.9亿千瓦时，比上年增长5.4%，主要为第二产业用电量。发电量8,757.0亿千瓦时，增长4.9%。外送电量3,500亿度，其中外送绿电达900亿度、同比增长40%以上，整体实现电力供需平衡。

(4) 甘肃省、河北省已采取多方面提高新能源消纳措施，预计未来电力消纳不存在重大障碍

1) 甘肃省从向外输送与向内消纳两方面着力提升新能源消纳

针对目前甘肃省内弃风率有所增长现状，根据国家发改委的政策规划，甘肃省正着力发展新能源建设，从向外输送与向内消纳两方面实现新能源大规模开发和高水平消纳，具体如下：

消纳方面，2025年甘肃省新能源发电量达963.3亿千瓦时，省内新能源用电量占全社会用电量的30.5%，甘肃省抢抓“十四五”新能源发展机遇，统筹新能源消纳、外送、调峰与并网工作，为新能源消纳筑牢了坚实基础。

①向外输送，加速特高压通道建设：特高压是电力外送的“高速公路”。甘肃已投运了“陇电入鲁”等特高压工程，并正在全面建设“陇电入浙”工程，同时推动“陇电入川”等项目。根据甘肃省能源局介绍，预计到“十五五”中期，甘肃将形成四条特高压外送通道，届时每年外送电量可达1600亿千瓦时左右，较2025年外送电量可增长近一倍，从根本上打通外送瓶颈。

②向内消纳，就地转化“绿电”为经济优势：除了外送，甘肃正大力推动新能源的就地消纳，将能源优势直接转化为产业优势。在河西走廊等新能源富集区，甘肃利用低廉的绿电优势，吸引电解铝、硅氟材料、大数据中心等高载能产业转移，持续推动“源网荷储”、绿电直连等用能新模式，酒钢智慧电网、宝丰多晶硅上下游一体化等一批就近就地消纳示范项目建成投运，庆阳“东数西算”绿电聚合试点项目加快建设，2025年甘肃全省最大用电负荷达2419万千瓦，较“十三五”末增长近40%。

此外，国家发改委颁布的《西部地区鼓励类产业目录（2025年本）》明确提出，风力发电场建设、运营及维护是甘肃省的鼓励类产业，甘肃省人民政府2026年3月27日印发了《甘肃省“新能源+”行动实施方案》，提到“到2030年，建成一批具有典型性、代表性的“新能源+”项目，集成融合成为新能源发展的重要方式，新能源装机规模达到1.6亿千瓦”。风电项目的建设符合国家及甘肃省的产业发展规划。

2) 河北省南网消纳情况良好，全省提高外送能力与拓宽本地消纳渠道提升新能源消纳

根据发行人对接入河北南网的邢台地区在运的 7 家风电项目 2025 年的限电率调研，邢台地区弃风率最高不超过 5%，消纳情况良好。

消纳政策方面，2025 年河北省新能源发电量约 1230 亿千瓦时，全省新能源发电量占全社会用电量的比重约 32%。“十五五”期间，随着蒙西—京津冀±800 千伏特高压直流（2027 年投运）、大同-怀来-天津南 1000 千伏特高压交流等工程加快建设，河北省将形成“四交一直”特高压综合保供体系，跨省跨区输电能力显著提升，新增特高压直流外送能力 800 万千瓦，每年可新增接纳绿电超 360 亿千瓦时。

同时，河北大力推广“源网荷储一体化”和“绿电直连”模式，在工业园区建设分布式风电和智能微电网，鼓励钢铁、化工、大数据等高载能企业直接使用绿电，实现“发电”与“用电”就近匹配。同时，依托“零碳园区”招商，吸引出口型企业和高端制造产业落地，用稳定的低价绿电形成产业竞争力，从需求侧消化新能源。河北地区绿电交易市场规模稳居全国前列，电力消纳体系持续完善。在此背景下，依托外送能力跃升与本地消纳渠道拓宽的双重支撑，河北省新能源消纳潜力将进一步释放，为本次募投项目的消纳提供坚实基础与可靠保障。

(5) 内蒙古自治区募投项目已签订《供用电协议》，预计可以全额消纳

发行人项目公司在 2026 年 3 月底与腾飞新材进一步签订《供用电协议》明确，腾飞新材建设项目投产后年外购电量为 161,176.6 万千瓦时/年，其中外购电量的 60%为采购绿电，每年绿电采购规模为不低于 96,705.96 万千瓦时，该部分优先采购发行人配套新能源项目所发绿电，其中上网电量目标结算价格为 240 元/兆瓦时，与可研报告效益测算中预测价格一致。腾飞新材外购电量需求超过发行人发电量产能的部分，再向其他来源的电厂采购结算。根据合同采购规模与可研报告对比，合同绿电采购规模 96,705.96 万千瓦时大于年均上网电量为 90,640 万千瓦时，预计可实现全额消纳。

发行人项目公司在 2026 年 3 月底与内蒙古察右前旗蒙发铁合金有限责任公司（简称“蒙发合金”）进一步签订《供用电协议》明确，蒙发合金建设项目投产

后年外购电量为 45,167.57 万千瓦时/年，其中外购电量的 60%为采购绿电，每年绿电采购规模为不低于 27,100.54 万千瓦时，该部分优先采购发行人配套新能源项目所发绿电，其中上网电量目标结算价格为 240 元/兆瓦时，与可研报告效益测算中预测价格一致。蒙发合金外购电量需求超过发行人发电量产能的部分，再向其他来源的电厂采购结算。根据合同采购规模与可研报告对比，合同绿电采购规模 27,100.54 万千瓦时大于年均上网电量为 23,030 万千瓦时，预计可实现全额消纳。

综上所述，中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目建成后所发电量将全额输送给腾飞新材与蒙发合金两家园区。根据上述两家公司新增负荷已批复的节能报告与 2026 年 3 月底签订的《供用电协议》，其中腾飞新材每年所需园区绿电为 96,705.96 万千瓦时，蒙发合金每年所需园区绿电为 27,100.54 万千瓦时，共计为 123,806.50 万千瓦时。经对比分析，新增负荷年所需园区绿电电量 123,806.50 万千瓦时可完全覆盖中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦园区年均发电量 113,670 万千瓦时，因此本募投项目预计可实现全额消纳。

综上所述，本次募投项目新增的电力消纳具备坚实保障，不存在重大不确定性。

三、本次募投项目用地的具体安排、进度，募投项目用地取得是否存在重大不确定性

（一）本次募投项目用地的具体安排、进度，募投项目用地取得是否存在重大不确定性

本次发行募集资金总额（含发行费用）不超过 36.00 亿元，扣除发行费用后的募集资金净额将用于以下项目：

单位：万元

序号	募集资金投资项目	项目投资总额	募集资金拟投入额
1	中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目（察右前旗部分）	177,000.00	165,000.00
2	中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目（兴和县部分）	32,000.00	30,000.00
3	中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目	49,600.00	48,000.00
4	中节能甘州平山湖百万千瓦风电基地 10 万千瓦风电 6#风力发电项目	48,044.02	24,000.00

序号	募集资金投资项目	项目投资总额	募集资金拟投入额
5	中节能怀安 10 万千瓦项目	73,645.00	48,000.00
6	邢台市圣领南和区 50MW 风电项目	32,457.17	23,000.00
7	邢台市南和区圣领 50MW 风电项目	31,923.28	22,000.00
合计		444,669.47	360,000.00

截至本回复报告出具日，发行人本次六个募集资金投资项目已经取得土地权属证书，具体情况如下：

募投项目	用地面积	用地性质	取得方式	土地权属证书
中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目（察右前旗部分）	404,090.00m ²	工业用地	出让	蒙（2026）察哈尔右翼前旗不动产权第 0002228 号《中华人民共和国不动产权证书》
中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目（兴和县部分）	59,298.00m ²	工业用地	出让	蒙（2026）兴和县不动产权第 0000572 号《中华人民共和国不动产权证书》
中节能甘州平山湖百万千瓦风电基地 10 万千瓦风电 6#风力发电项目	75603.53m ²	工业用地	出让	《中华人民共和国不动产权证书》（甘（2024）甘州区不动产权第 0000373 号至甘（2024）甘州区不动产权第 0000395 号）
中节能怀安 10 万千瓦项目	195,32.93m ²	公用设施用地	出让	《中华人民共和国不动产权证书》（冀（2024）怀安县不动产权第 0000510 号）
邢台市圣领南和区 50MW 风电项目	3,416.00m ²	公共设施用地	出让	冀（2026）邢台市南和区不动产权第 0000599 号《中华人民共和国不动产权证书》
邢台市南和区圣领 50MW 风电项目	15,540.00m ²	公共设施用地	出让	冀（2026）邢台市南和区不动产权第 0000600 号《中华人民共和国不动产权证书》

截至本回复报告出具日，中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目尚未取得土地权属证书，用地的具体进展情况如下：

募投项目	用地面积	用地性质	1、取得用地预审	2、后续手续
中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目	1.9657 公顷	未利用地	已取得了酒泉市自然资源局颁发的《中华人民共和国建设项目用地预审与选址意见书》（用字第 6209242026XS0002646 号）	预计 2026 年 7 月完成组卷报批,并由所在地政府逐级上报,最终取得省级政府出具的建设用地批复;所在地政府履行土地出让手续后将核发土地权属证书。另外,酒泉市自然资源局已出具《情况说明》,中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目已纳入国土空间规划,阿克塞风电需完成该项目建设用地审批组件并提交自然资源部门,依法依规办理建设用地审批、土地出让手续并缴纳土地出让金,在办理完毕前述土地手续后预计取得土地使用权证不存在实质障碍。

(二) 本次募投项目用地是否符合《监管规则适用指引——发行类第 6 号》第 4 条的相关规定

根据《监管规则适用指引——发行类第 6 号》第 4 条,发行人本次募投项目用地符合相关规定的情况如下:

《监管规则适用指引——发行类第 6 号》第 4 条的具体规定	核查情况
一、募集资金用于收购资产的,发行人应当披露标的资产土地使用权的取得方式。如标的资产土地使用权为通过划拨方式取得,发行人应当披露使用划拨土地使用权是否符合《划拨用地目录》的有关规定,是否存在被要求办理出让手续并缴纳出让金的情形,是否可能损害发行人或投资者合法权益、是否有相关保障措施。保荐机构及发行人律师应当对上述事项及保障措施的有效性发表意见;如涉及划拨用地但是不符合《划拨用地目录》相关法规要求的,保荐机构及发行人律师应当审慎发表意见。	不适用。公司本次发行的募投项目均不涉及“募集资金用于收购资产”的情形。本次发行涉及的募投项目均为风电项目,项目用地均以出让方式取得。

《监管规则适用指引——发行类第6号》 第4条的具体规定	核查情况
<p>二、募投项目涉及租赁土地的情形。保荐机构及发行人律师应当核查出租方的土地使用权证和土地租赁合同，重点关注土地的用途、使用年限、租用年限、租金及到期后对土地的处置计划；重点关注出租方是否取得了合法的土地使用权证，向发行人出租土地是否存在违反法律、法规，或其已签署的协议或作出的承诺的情形，发行人租赁土地实际用途是否符合土地使用权证登记类型、规划用途，是否存在将通过划拨方式取得的土地租赁给发行人的情形。</p>	<p>不适用。公司本次发行的募投项目均不涉及租赁使用土地的情形。</p>
<p>三、募投项目涉及使用集体建设用地的情形。发行人应当披露使用集体建设用地是否符合地方人民政府关于集体建设用地流转地方性法规的规定，并有切实的措施保障募投项目实施不会受到影响。保荐机构及发行人律师应当对集体建设用地流转所履行的集体经济组织内部决策程序、流转所履行的土地主管部门批准程序、流转的集体建设用地是否取得土地使用权证、募投项目是否符合集体建设用地的用途等进行核查并发表意见。如存在募投项目用地不符合国家关于集体建设用地相关政策的情形的，保荐机构及发行人律师应当审慎发表意见。</p>	<p>不适用。公司本次发行的募投项目均不涉及“使用集体建设用地”的情形。</p>
<p>四、如发行人募投项目用地存在占用基本农田、违规使用农地等其他不符合国家土地法律法规政策情形的，保荐机构及发行人律师应当审慎发表意见。</p>	<p>公司本次发行的募投项目用地不存在占用基本农田的情形。本次发行的募投项目用地涉及农用地转建设用地的，均已办理完毕相关用地手续，并已取得建设用地的不动产权证书。根据中节能阿克塞县10万千瓦风电项目取得的《中华人民共和国建设项目用地预审与选址意见书》，其拟用地为1.9657公顷未利用地，阿克塞风电目前正在办理后续相关土地手续，根据酒泉市自然资源局出具的《情况说明》，在办理完毕前置相关土地手续后预计取得土地使用权证不存在实质障碍。综上，公司本次发行的募投项目用地不涉及“占用基本农田、违规使用农地等其他不符合国家土地法律法规政策”的情形。</p>

《监管规则适用指引——发行类第6号》 第4条的具体规定	核查情况
<p>五、发行人募投项目用地尚未取得的，发行人应当披露募投项目用地的计划、取得土地的具体安排、进度，是否符合土地政策、城市规划，募投项目用地落实的风险；如无法取得募投项目用地拟采取的替代措施以及对募投项目实施的影响等。保荐机构及发行人律师应当进行核查并发表意见。如募投项目用地涉及不符合国家土地法律法规政策情形的，保荐机构及发行人律师应当审慎发表意见。</p>	<p>发行人已按照相关规定在募集说明书中披露了募投项目用地的计划、取得土地的具体安排、进度。</p> <p>根据募投项目用地的批复文件、政府说明等资料，本次发行募投项目用地符合国家及地方的相关土地政策及城乡规划。</p> <p>公司本次发行涉及的募投项目用地，除中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目正在办理土地手续外，其他募投项目用地均已取得不动产权证书。截至本回复报告出具之日，中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目用地已取得用地预审与选址意见书，已取得《情况说明》，后续办理相关土地手续预计不存在实质障碍，因此，本项目用地取得不存在重大不确定性，不会对募投项目的实施构成实质性障碍。</p>

综上所述，本次募集资金投资项目中，除中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目正在办理土地手续外，其他募投项目用地均已取得不动产权证书。截至本回复报告出具日，中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目用地已取得用地预审与选址意见书，并已取得酒泉市自然资源局出具的《情况说明》，预计后续办理相关土地手续不存在实质障碍。发行人本次募投项目用地符合《监管规则适用指引——发行类第 6 号》第 4 条的相关规定，募投项目用地取得不存在重大不确定性。

四、本次募投项目各项投资构成及拟使用募集资金情况，非资本性支出的具体占比

(一) 本次募投项目各项投资构成及拟使用募集资金情况

公司本次向特定对象发行 A 股股票的募集资金总额不超过人民币 36.00 亿元，扣除发行费用后的募集资金净额将投入以下项目：

单位：万元

序号	募集资金投资项目	项目投资总额	募集资金拟投入额
1	中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目（察右前旗部分）	177,000.00	165,000.00
2	中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目（兴和县部分）	32,000.00	30,000.00
3	中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目	49,600.00	48,000.00
4	中节能甘州平山湖百万千瓦风电基地 10 万千瓦风电 6#风力发电项目	48,044.02	24,000.00
5	中节能怀安 10 万千瓦项目	73,645.00	48,000.00
6	邢台市圣领南和区 50MW 风电项目	32,457.17	23,000.00
7	邢台市南和区圣领 50MW 风电项目	31,923.28	22,000.00
合计		444,669.47	360,000.00

1、中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目（察右前旗部分）

根据本项目可行性研究报告，本项目的投资构成及拟使用募集资金情况如下：

序号	项目名称	投资金额（万元）	是否属于资本性支出	拟使用募集资金（万元）
一	施工辅助工程	2,176.54	是	2,176.54
二	设备及安装工程	89,333.90	是	89,333.90
三	建筑工程	13,000.04	是	13,000.04
四	工程建设其他费用	51,098.72	是	51,098.72
五	基本预备费	1,556.09	否	-
六	储能投资	15,900.00	是	9,390.80
七	建设期利息	3,934.71	否	-
工程总投资合计		177,000.00	/	165,000.00

上述投资构成的具体情况如下：

（1）施工辅助工程

施工辅助工程指为辅助主体工程施工而修建的临时性工程，包括施工供电工程、吊装平台工程、其他施工辅助工程和安全文明施工措施，合计投资额 2,176.54 万元。

（2）设备及安装工程

设备及安装工程指构成项目固定资产项目的全部设备及安装工程，包括发电场设备及安装工程、集电线路设备及安装工程、升压站设备及安装投资分摊和其他设备及安装工程，合计投资额 89,333.90 万元。

（3）建筑工程

建筑工程包括风电场工程、集电线路工程、升压建筑工程站分摊、交通工程、其他工程，合计投资金额 13,000.04 万元。

（4）工程建设其他费用

工程建设其他费用包括项目建设用地费、工程前期费、项目建设管理费、生产准备费、科研勘察设计费与其他税费等，合计投资金额 51,098.72 万元。

（5）基本预备费

基本预备费按上述四部分投资合计的 1% 计算，作为风险储备金用于应对工程建设过程中不可预见事件，合计投资金额 1,556.09 万元。

（6）储能投资

储能投资系项目配置化学储能，投资建设一座 220KV 升压站，规模按主变 2×250MVA 设计，合计投资金额 15,900.00 万元。

（7）建设期利息

建设期利息按照预计贷款总额及银行贷款利率计算，合计投资金额 3,934.71 万元。

2、中节能察右前旗（兴和县）50万千瓦工业园区绿色供电项目（兴和县部分）

根据本项目可行性研究报告，本项目的投资构成及拟使用募集资金情况如下：

序号	项目名称	投资金额（万元）	是否属于资本性支出	拟使用募集资金（万元）
一	施工辅助工程	434.50	是	434.50
二	设备及安装工程	21,744.71	是	21,744.71
三	建筑工程	3,240.07	是	3,240.07
四	工程建设其他费用	5,047.17	是	4,580.72
五	基本预备费	304.66	否	-
六	建设期利息	1,228.90	否	-
工程总投资合计		32,000.00	/	30,000.00

上述投资构成的具体情况如下：

（1）施工辅助工程

施工辅助工程指为辅助主体工程施工而修建的临时性工程，包括吊装平台工程、其他施工辅助工程、安全文明施工措施，合计投资金额 434.50 万元。

（2）设备及安装工程

设备及安装工程指构成项目固定资产项目的全部设备及安装工程，包括发电场设备及安装工程、集电线路设备及安装工程、其他设备及安装工程，合计投资金额 21,744.71 万元。

（3）建筑工程

建筑工程包括发电场工程、集电线路工程、交通工程与其他工程，合计投资金额 3,240.07 万元。

（4）工程建设其他费用

工程建设其他费用包括项目建设用地费、工程前期费、项目建设管理费、生产准备费、科研勘察设计费、其他税费，合计投资金额 5,047.17 万元。

（5）基本预备费

基本预备费按上述四部分投资合计的 1%计算，作为风险储备金用于应对工程建设过程中不可预见事件，合计投资金额 304.66 万元。

（6）建设期利息

建设期利息按照预计贷款总额及银行贷款利率计算，合计投资金额 1,228.90 万元。

3、中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目

根据本项目可行性研究报告，本项目的投资构成及拟使用募集资金情况如下：

序号	项目名称	投资金额（万元）	是否属于资本性支出	拟使用募集资金（万元）
一	施工辅助工程	503.61	是	503.61
二	设备及安装工程	26,504.48	是	26,504.48
三	建筑工程	4,327.88	是	4,327.88
四	工程建设其他费用	12,759.29	是	12,759.29
五	基本预备费	681.91	否	-
六	送出工程	4,265.33	是	3,904.74
七	建设期利息	557.50	否	-
工程总投资合计		49,600.00	/	48,000.00

上述投资构成的具体情况如下：

（1）施工辅助工程

施工辅助工程指为辅助主体工程施工而修建的临时性工程，包括施工供电工程、风电机组安装平台工程、其他施工辅助工程、安全文明施工措施，合计投资金额 503.61 万元。

（2）设备及安装工程

设备及安装工程指构成项目固定资产项目的全部设备及安装工程，包括发电场设备及安装工程、集电线路设备及安装工程、升压变电设备及安装工程、其他设备及安装工程，合计投资金额 26,504.48 万元。

(3) 建筑工程

建筑工程包括发电场工程、集电线路工程、升压变电站工程、交通工程和其他工程，合计投资金额 4,327.88 万元。

(4) 工程建设其他费用

工程建设其他费用包括项目建设用地费、工程前期费、项目建设管理费、生产准备费、科研勘察设计费、产业发展费与其他税费，合计投资金额 12,759.29 万元。

(5) 基本预备费

基本预备费按上述四部分投资合计的 1.55% 计算，作为风险储备金用于应对工程建设过程中不可预见事件，合计投资金额 681.91 万元。

(6) 送出工程

本项目新建 1 台 360MVA 三相三绕组强迫油循环式风冷有载调压升压变压器，拟以 330KV 线路送出至大图 330KV 变电站，送出线路长度约 45.7KM，合计投资金额 4,265.33 万元。

(7) 建设期利息

建设期利息按照预计贷款总额及银行贷款利率计算，合计投资金额 557.50 万元。

4、中节能甘州平山湖百万千瓦风电基地 10 万千瓦风电 6#风力发电项目

根据本项目可行性研究报告，本项目的投资构成及拟使用募集资金情况如下：

序号	项目名称	投资金额（万元）	是否属于资本性支出	拟使用募集资金（万元）
一	施工辅助工程	661.49	是	300.00
二	设备及安装工程	33,057.11	是	17,200.00
三	建筑工程	5,873.75	是	3,000.00
四	工程建设其他费用	1,989.52	是	1,000.00
五	送出线路投资	1,140.00	是	500.00

序号	项目名称	投资金额（万元）	是否属于资本性支出	拟使用募集资金（万元）
六	升压汇集站投资	3,000.00	是	2,000.00
七	基本预备费	1,371.66	否	-
八	建设期利息	950.49	否	-
工程总投资合计		48,044.02	/	24,000.00

上述投资构成的具体情况如下：

（1）施工辅助工程

施工辅助工程指为辅助主体工程施工而修建的临时性工程，包括施工交通工程、施工供电工程、风电机组安装平台工程、其他施工辅助工程、安全文明施工措施，合计投资金额 661.49 万元。

（2）设备及安装工程

设备及安装工程指构成项目固定资产项目的全部设备及安装工程，包括发电设备及安装工程、集电线路设备及安装工程、升压变电设备及安装工程、其他设备及安装工程、储能设备及安装工程、对侧间隔，合计投资金额 33,057.11 万元。

（3）建筑工程

建筑工程包括发电场工程、集电线路工程、升压变电站工程、交通工程、其他建筑工程、储能基础工程、对侧间隔改造基础工程，合计投资金额 5,873.75 万元。

（4）工程建设其他费用

工程建设其他费用包括项目建设用地费、工程前期费、项目建设管理费、生产准备费、科研勘察设计费、其他税费，合计投资金额 1,989.52 万元。

（5）送出线路投资

本项目新建一座 110KV 升压站及 110KV 送出线路，其中新建 110KV 送出线路合计投资金额 1,140.00 万元。

（6）升压汇集站投资

本项目新建一座 110KV 升压站及 110KV 送出线路，其中新建一座 110KV 升压站合计投资金额 3,000.00 万元。

(7) 基本预备费

基本预备费按上述六部分投资合计的 3% 计算，作为风险储备金用于应对工程建设过程中不可预见事件，合计投资金额 1,371.66 万元。

(8) 建设期利息

建设期利息按照预计贷款总额及银行贷款利率计算，合计投资金额为 950.49 万元。

5、中节能怀安 10 万千瓦项目

根据本项目可行性研究报告，本项目的投资构成及拟使用募集资金情况如下：

序号	项目名称	投资金额（万元）	是否属于资本性支出	拟使用募集资金（万元）
一	施工辅助工程	6,232.21	是	6,232.21
二	设备及安装工程	31,882.95	是	11,882.95
三	建筑工程	6,764.74	是	6,764.74
四	工程建设其他费用	25,842.23	是	23,120.10
五	基本预备费	1,060.83	否	-
六	建设期利息	1,862.04	否	-
工程总投资合计		73,645.00	/	48,000.00

上述投资构成的具体情况如下：

(1) 施工辅助工程

施工辅助工程指为辅助主体工程施工而修建的临时性工程，包括施工交通工程、施工供电工程、风电机组安装平台工程、其他施工辅助工程，合计投资金额 6,232.21 万元。

(2) 设备及安装工程

设备及安装工程指构成项目固定资产项目的全部设备及安装工程，包括发电

场设备及安装工程、集电线路设备及安装工程、升压变电站设备及安装工程、其他设备及安装工程，合计投资金额 31,882.95 万元。

(3) 建筑工程

建筑工程包括发电场工程、集电线路工程、升压变电站工程、交通工程、其他工程，合计投资金额 6,764.74 万元。

(4) 工程建设其他费用

工程建设其他费用包括项目建设用地费、工程前期费、项目建设管理费、生产准备费、勘察设计与工程建设其他费用，合计投资金额 25,842.23 万元。

(5) 基本预备费

基本预备费按上述四部分投资合计的 1.5% 计算，作为储备金用于应对工程建设过程中不可预见事件，合计投资金额 1,060.83 万元。

(6) 建设期利息

建设期利息按照预计贷款总额及银行贷款利率计算，合计投资金额 1,862.04 万元。

6、邢台市圣领南和区 50MW 风电项目

根据本项目可行性研究报告，本项目的投资构成及拟使用募集资金情况如下：

序号	项目名称	投资金额（万元）	是否属于资本性支出	拟使用募集资金（万元）
一	施工辅助工程	466.74	是	466.74
二	设备及安装工程	21,546.19	是	21,546.19
三	建筑工程	3,838.66	是	987.07
四	工程建设其他费用	3,322.87	是	-
五	基本预备费	583.49	否	-
六	送出线路	1,625.00	是	-
七	建设期利息	1,074.22	否	-
工程总投资合计		32,457.17	/	23,000.00

上述投资构成的具体情况如下：

（1）施工辅助工程

施工辅助工程指为辅助主体工程施工而修建的临时性工程，包括施工交通工程、施工供电工程、其他施工辅助工程、安全文明施工措施，合计投资金额 466.74 万元。

（2）设备及安装工程

设备及安装工程指构成项目固定资产项目的全部设备及安装工程，包括发电场设备及安装工程、集电线路设备及安装工程、升压变电站设备及安装工程、其他设备及安装工程，合计投资金额 21,546.19 万元。

（3）建筑工程

建筑工程包括发电场工程、集电线路工程、升压变电站工程、交通工程、其他工程，合计投资金额 3,838.66 万元。

（4）工程建设其他费用

工程建设其他费用包括项目建设用地费、工程前期费、项目建设管理费、生产准备费、科研勘察设计费，合计投资金额 3,322.87 万元。

（5）基本预备费

基本预备费按上述四部分投资合计的 2% 计算，作为风险储备金用于应对工程建设过程中不可预见事件，合计投资金额 583.49 万元。

（6）送出工程

本工程与邢台市南和区圣领 50MW 风电项目共用一条 220KV 送出线路，分摊后合计投资金额 1,625.00 万元。

（7）建设期利息

建设期利息按照预计贷款总额及银行贷款利率计算，合计投资金额 1,074.22 万元。

7、邢台市南和区圣领 50MW 风电项目

根据本项目可行性研究报告，本项目的投资构成及拟使用募集资金情况如下：

序号	项目名称	投资金额（万元）	是否属于资本性支出	拟使用募集资金（万元）
一	施工辅助工程	650.18	是	650.18
二	设备及安装工程	20,596.66	是	20,596.66
三	建筑工程	4,521.60	是	753.16
四	工程建设其他费用	3,237.15	是	-
五	基本预备费	580.11	否	-
六	送出线路	1,625.00	是	-
七	建设期利息	712.58	否	-
工程总投资合计		31,923.28	/	22,000.00

上述投资构成的具体情况如下：

（1）施工辅助工程

施工辅助工程指为辅助主体工程施工而修建的临时性工程，包括施工交通工程、施工供电工程、其他施工辅助工程、安全文明施工措施，合计投资金额 650.18 万元。

（2）设备及安装工程

设备及安装工程指构成项目固定资产项目的全部设备及安装工程，包括发电场设备及安装工程、集电线路设备及安装工程、升压变电站设备及安装工程、其他设备及安装工程，合计投资金额 20,596.66 万元。

（3）建筑工程

建筑工程包括发电场工程、集电线路工程、升压变电站工程、交通工程、其他工程，合计投资金额 4,521.60 万元。

（4）工程建设其他费用

工程建设其他费用包括项目建设用地费、工程前期费、项目建设管理费、生产准备费、科研勘察设计费、其他税费，合计投资金额 3,237.15 万元。

（5）基本预备费

基本预备费按上述四部分投资合计的 2%计算，作为风险储备金用于应对工程建设过程中不可预见事件，合计投资金额 580.11 万元。

（6）送出工程

本工程与邢台市圣领南和区 50MW 风电项目共用一条 220KV 送出线路，分摊后合计投资金额 1,625.00 万元。

（7）建设期利息

建设期利息按照预计贷款总额及银行贷款利率计算，合计投资金额 712.58 万元。

（二）非资本性支出的具体占比

根据本次募投项目可行性研究报告及募集资金拟投入金额分析，本次募集资金均用于资本性支出投资。发行人本次发行未使用超过 30% 募集资金用于非资本性支出，本次募投项目符合监管要求。

五、结合本次募投项目电价、上网电量、毛利率等关键指标的测算依据及前次募投项目效益未达预期的原因，说明本次募投项目效益测算是否谨慎、合理

（一）结合本次募投项目电价、上网电量、毛利率等关键指标的测算依据

本次募投项目的上网电价、上网电量、毛利率的基本情况及其确认依据如下：

项目名称	区域	上网电价(含税)(元/千瓦时)	相关依据	年均上网电量(万千瓦时)	相关依据	毛利率	相关依据	弃风率	相关依据
中节能察右前旗(兴和县)50万千瓦工业园区绿色供电项目(察右前旗部分)	内蒙古	0.24	《供用电协议》约定供电周期(20年内)的绿电上网电价为0.24元/千瓦时,已根据合同约定进行测算	90640	《供用电协议》约定项目存续期内,优先采购本项目所发绿电,每年采购规模约96,705.96万千瓦时,预测年均上网电量小于上述采购规模,参数预测谨慎	21.56%	毛利率系根据收入、成本测算得出,其中: 1、募投项目的营业收入主要来自售电收入,售电收入=上网电价*上网电量;	不适用	根据《供用电协议》,发电由腾飞新材全额消纳
中节能察右前旗(兴和县)50万千瓦工业园区绿色供电项目(兴和县部分)	内蒙古	0.24	《供用电协议》约定供电周期(20年内)的绿电上网电价为0.24元/千瓦时,已根据合同约定进行测算	23030	《供用电协议》约定项目存续期内,优先采购本项目所发绿电,每年采购规模约27,100.54万千瓦时,预测年均上网电量小于上述采购规模,参数预测谨慎	23.70%	2、主要成本费用包括材料费、人工工资、福利费及其他、修理费、保险费、折旧费、利息支出和其他费用等,各项费用测算	不适用	根据《供用电协议》,发电由蒙发合金全额消纳

项目名称	区域	上网电价（含税）（元/千瓦时）	相关依据	年均上网电量（万千瓦时）	相关依据	毛利率	相关依据	弃风率	相关依据
中节能阿克塞县10万千瓦风电项目	甘肃	0.20	本项目上网电量应全部参与市场化交易，参考2026年甘肃新能源机制电价的竞价区间0.1954-0.2447元/千瓦时，采用0.2元/千瓦时进行测算，落入机制电价的竞价区间内	23763.4	项目实测全场尾流后平均风速为7.05m/s，根据相关风机设备厂家提供的风机功率曲线推算，采用WTG220-6250KW机型推算年理论发电量约39763.1万千瓦时，考虑综合折减及限电等因素后，测算年均上网电量约23763.4万千瓦时，对应年上网小时数为2376.34h，参数预测谨慎	13.46%	参考行业水平确定，具体详见下文分析	20%	同区域风电场在2025年的年限电率平均为20.67%，测算合理

项目名称	区域	上网电价(含税)(元/千瓦时)	相关依据	年均上网电量(万千瓦时)	相关依据	毛利率	相关依据	弃风率	相关依据
中节能甘州平山湖百万千瓦风电基地 10 万千瓦风电 6#风力发电项目	甘肃	0.20	本项目上网电量应全部参与市场化交易,参考 2026 年甘肃新能源机制电价的竞价区间 0.1954-0.2447 元/千瓦时,采用 0.2 元/千瓦时进行测算,落入机制电价的竞价区间内	20510.0	项目实测全场尾流后平均风速为 5.97m/s,根据相关风机设备厂家提供的风机功率曲线推算,采用 WT200-5.0 机型推算年理论发电量约 31423.7 万千瓦时,考虑综合折减及限电等因素后,测算年均上网电量约 20510.0 万千瓦时,对应年上网小时数为 2,051.00h,参数预测谨慎	17.54%		15%	同区域风电场在 2025 年的年限电率为 15%,测算合理

项目名称	区域	上网电价(含税)(元/千瓦时)	相关依据	年均上网电量(万千瓦时)	相关依据	毛利率	相关依据	弃风率	相关依据
中节能怀安 10 万千瓦项目	河北	电价前 10 年为 0.347*80%+0.372*0.9*20%=0.34456 元 /KWh, 后 10 年按照 0.34456*0.9=0.3101 元/KWh	前十年, 电价 0.347 元/KWh 为冀北网 2026 年竞价结果, 怀安项目已经竞价成功, 80%上网电量可以此价格结算, 确保 10 年; 0.372 元 /KWh 为冀北电网标杆电价, 再次基础上打九折进行谨慎测算, 作为剩余 20% 的上网电量的结算价格; 后十年, 在前十年的综合结算电价基础上打九折进行谨慎测算	20587.0	项目实测全场尾流后平均风速为 6.64m/s, 根据相关风机设备厂家提供的风机功率曲线推算, 采用 SI-200625、SI-193625 机型推算年发电量约 35698.0 万千瓦时, 考虑综合折减及限电率等因素, 年均上网电量约 20587.0 万千瓦时, 对应年上网小时数为 2,058.70h, 参数预测谨慎	29.67%		15%	2025 年度公司河北在运风电项目的平均弃风率为 13.04%, 已谨慎估计

项目名称	区域	上网电价（含税）（元/千瓦时）	相关依据	年均上网电量（万千瓦时）	相关依据	毛利率	相关依据	弃风率	相关依据
邢台市圣领南和区 50MW 风电项目	河北	0.342	本项目财务评价采用的电价 0.342 元/kWh，符合当前河北省电力市场最新交易价格趋势。根据 2025 年 12 月 1 日公布的河北南网及冀北电网机制电价竞价结果，风电项目成交电价区间为	10724.3	项目实测全场尾流后平均风速为 5.89m/s,根据相关风机设备厂家提供的风机功率曲线推算，采用 WTG1 机型推算年发电量约 16250.7 万千瓦时，考虑综合折减及限电率等因素，年均上网电量约 10724.3 万千瓦时，对应年上网小时数为 2144.86h，参数预测谨慎	34.32%		10%	邢台地区在运的 7 家风电项目 2025 年的限电率最高不超过 3.36%，已谨慎估计

项目名称	区域	上网电价（含税）（元/千瓦时）	相关依据	年均上网电量（万千瓦时）	相关依据	毛利率	相关依据	弃风率	相关依据
邢台市南和区圣领 50MW 风电项目	河北	0.342	0.347~0.353 元/kWh，其中冀北区域风电价格在此区间内，河北南网风电成交价为 0.353 元/kWh。本项目所采用的 0.342 元/kWh，与冀北区域当前市场价格基本持平，并略低于河北南网成交价，既体现了与当前市场实际交易水平的衔接，也兼顾了未来市场电价可能下行的审慎性，具备合理性和稳健性	10510.1	项目实测全场尾流后平均风速为 5.82m/s,根据相关风机设备厂家提供的风机功率曲线推算，采用 WTG1 机型推算年发电量约 16306.4 万千瓦时，考虑综合折减及限电率等因素，年均上网电量约 10510.1 万千瓦时，对应年上网小时数为 2102.02h，参数预测谨慎	33.38%		10%	

各募投项目募投项目电价、上网电量、弃风率的测算依据具体如下：

1、内蒙古自治区项目：中节能察右前旗（兴和县）50万千瓦工业园区绿色供电项目（察右前旗部分）、中节能察右前旗（兴和县）50万千瓦工业园区绿色供电项目（兴和县部分）

本项目为风力发电项目，项目收入主要由风力发电收入构成。为保障工业园区绿色供电项目高质量建设，推进有新增负荷的园区绿色供电项目建设，在项目存续期内，最终由腾飞新材/蒙发合金与发行人根据上网电量进行售电结算。

上网电价方面，本项目与腾飞新材/蒙发合金签署的《供用电协议》约定供电周期（20年内）的绿电上网电价为0.24元/千瓦时，已根据合同约定进行测算。

上网电量方面，根据上述两家公司新增负荷已批复的节能报告与2026年3月底签订的《供用电协议》，其中腾飞新材每年所需园区绿电为96,705.96万千瓦时，蒙发合金每年所需园区绿电为27,100.54万千瓦时，共计为123,806.50万千瓦时，均优先采购本项目所发绿电。经对比分析，新增负荷年所需园区绿电电量123,806.50万千瓦时可完全覆盖中节能察右前旗（兴和县）50万千瓦园区年均发电量113,670万千瓦时，上网电量预测谨慎。

据此，本次募投项目在运营期内所采用的综合度电均价、上网电量具有谨慎性、合理性。

2、中节能阿克塞县10万千瓦风电项目

本项目为风力发电项目，项目收入主要由风力发电收入构成。本项目投建后，将通过输电线路接入国网甘肃指定上网汇集站，实现电力上网销售，最终由国网甘肃与发行人根据上网电量进行售电结算，该销售模式与发行人现有其他发电项目的结算方式一致。

上网电价方面，本项目上网电量应全部参与市场化交易，参考2026年甘肃新能源机制电价的竞价区间0.1954-0.2447元/千瓦时，采用上网电价0.2元/千瓦时进行测算，落入机制电价的竞价区间之内。

上网电量方面，项目实测全场尾流后平均风速为7.05m/s。根据相关风机设

备厂家提供的风机功率曲线推算，采用 WTG220-6250KW 机型推算年理论发电量约 39763.1 万千瓦时，考虑综合折减及限电等因素后，测算年均上网电量约 23763.4 万千瓦时，对应年上网小时数为 2376.34h，参数预测谨慎。

弃风限电率方面，同区域周边风电场在 2025 年的年限电率平均为 20.67%，本项目采用 20%的限电率进行测算，测算合理。

据此，本次募投项目在运营期内所采用的综合度电均价、上网电量与弃风限电率具有谨慎性、合理性。

3、中节能甘州平山湖百万千瓦风电基地 10 万千瓦风电 6#风力发电项目

本项目为风力发电项目，项目收入主要由风力发电收入构成。本项目投建后，将通过输电线路接入国网甘肃指定上网汇集站，实现电力上网销售，最终由国网甘肃与发行人根据上网电量进行售电结算，该销售模式与发行人现有其他发电项目的结算方式一致。

上网电价方面，本项目上网电量应全部参与市场化交易，参考 2026 年甘肃新能源机制电价的竞价区间 0.1954-0.2447 元/千瓦时，采用上网电价 0.20 元/千瓦时进行测算，落入机制电价的竞价区间之内。

上网电量方面，项目实测全场尾流后平均风速为 5.97m/s，根据相关风机设备厂家提供的风机功率曲线推算，采用 WT 200-5.0 机型推算年理论发电量约 31423.7 万千瓦时，考虑综合折减及限电等因素后，测算年均上网电量约 20510.0 万千瓦时，对应年上网小时数为 2,051.00h，参数预测谨慎。

弃风限电率方面，同区域周边风电场在 2025 年的年限电率为 15%，本项目采用 15%的限电率进行测算，测算合理。

据此，本次募投项目在运营期内所采用的综合度电均价、上网电量与弃风限电率具有谨慎性、合理性。

4、中节能怀安 10 万千瓦项目

本项目为风力发电项目，项目收入主要由风力发电收入构成。本项目投建后，将通过输电线路接入国网冀北指定上网汇集站，实现电力上网销售，最终由国网

冀北与发行人根据上网电量进行售电结算，该销售模式与发行人现有其他发电项目的结算方式一致。

上网电价方面，前十年，采用的测算电价 0.347 元/KWh 为冀北国网 2026 年竞价结果，本项目已经竞价成功，80%上网电量可以此价格结算，确保时长为 10 年；0.372 元/KWh 为冀北电网标杆电价，在此基础上打九折进行谨慎测算，作为剩余 20%的上网电量的结算价格，综合度电价格为 0.34456 元/KWh；后十年，在前十年的综合结算电价基础上打九折进行谨慎测算，即 $0.34456 \times 0.9 = 0.3101$ 元/KWh。

项目实测全场尾流后平均风速为 6.64m/s,根据相关风机设备厂家提供的风机功率曲线推算，采用 SI-200625、SI-193625 机型推算年发电量约 35698.0 万千瓦时，考虑综合折减及限电率等因素，年均上网电量约 20587.0 万千瓦时，对应年上网小时数为 2,058.70h，参数预测谨慎。

弃风限电率方面，公司 2025 年位于河北省风电项目的年限电率平均为 13.4%，本项目采用 15%的限电率进行测算，测算具有合理性与谨慎性。

据此，本次募投项目在运营期内所采用的综合度电均价、上网电量与弃风限电率具有谨慎性、合理性。

5、邢台市圣领南和区 50MW 风电项目、邢台市南和区圣领 50MW 风电项目

本项目均为风力发电项目，项目收入主要由风力发电收入构成。本项目投建后，将通过输电线路接入国网冀北指定上网汇集站，实现电力上网销售，最终由国网冀北与发行人根据上网电量进行售电结算，该销售模式与发行人现有其他发电项目的结算方式一致。

上网电价方面，项目财务评价采用的电价 0.342 元/kWh，符合当前河北省电力市场最新交易价格趋势。根据 2025 年 12 月 1 日公布的河北南网及冀北电网机制电价竞价结果，风电项目成交电价区间为 0.347-0.353 元/kWh，其中冀北区域风电价格在此区间内，河北南网风电成交价为 0.353 元/kWh。本项目所采用的 0.342 元/kWh，与冀北区域当前市场价格基本持平，并略低于河北南网成交价，

既体现了与当前市场实际交易水平的衔接，也兼顾了未来市场电价可能下行的审慎性，具有谨慎性、合理性。

上网电量方面，邢台市圣领南和区 50MW 风电项目实测全场尾流后平均风速为 5.89m/s，根据相关风机设备厂家提供的风机功率曲线推算，采用 WTG1 机型推算年发电量约 16250.7 万千瓦时，考虑综合折减及限电率等因素，年均上网电量约 10724.3 万千瓦时，对应年上网小时数按照 2144.86h；邢台市南和圣领区 50MW 风电项目实测全场尾流后平均风速为 5.82m/s，根据相关风机设备厂家提供的风机功率曲线推算，采用 WTG1 机型推算年发电量约 16306.4 万千瓦时，考虑综合折减及限电率等因素，年均上网电量约 10510.1 万千瓦时，对应年上网小时数按照 2102.02h，参数预测谨慎。

弃风限电率方面，同区域周边风电场在 2025 年的年弃风率最高不超过 3.36%，本项目采用 10%的限电率进行测算，测算合理。

据此，本次募投项目在运营期内所采用的综合度电均价、上网电量与弃风限电率具有谨慎性、合理性。

6、募投项目毛利率测算依据

毛利率方面，本次募投项目的毛利率系根据收入、总成本费用测算得出，其中：

本次募投项目的营业收入主要来自售电收入，售电收入=上网电价*上网电量。本次募投项目的总成本费用包括经营成本、折旧费、摊销费和利息支出，其中经营成本包括修理费、职工工资及福利费、材料费、保险费和其它费用等。

募投项目完全达产后，各项目的年平均毛利率情况如下：

项目名称	毛利率
中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目（察右前旗部分）	21.56%
中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目（兴和县部分）	23.70%
中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目	13.46%
中节能甘州平山湖百万千瓦风电基地 10 万千瓦风电 6#风力发电项目	17.54%
中节能怀安 10 万千瓦项目	29.67%

项目名称	毛利率
河北邢台市圣领南和区 50MW 风电项目	34.32%
河北邢台市南和区圣领 50MW 风电项目	33.38%

（二）前次募投项目效益未达预期的原因

前次募投项目效益未达预期的原因，详见本回复报告之“问题 1、关于本次募投项目与融资规模”之“二、结合产业政策、行业发展趋势及市场竞争格局、下游电力需求及电力供给情况、电价变动趋势及弃风限电情况、公司及同行业可比公司现有及拟新增装机容量和发电量、发行人已投建风力发电项目运营情况、前次募投项目未达预计效益的原因及对本次募投项目的影 响等，说明本次募投项目必要性及新增产能规模合理性，相关电力消纳是否存在重大不确定性”之“（一）结合产业政策、行业发展趋势及市场竞争格局、下游电力需求及电力供给情况、电价变动趋势及弃风限电情况、公司及同行业可比公司现有及拟新增装机容量和发电量、发行人已投建风力发电项目运营情况、前次募投项目未达预计效益的原因及对本次募投项目的影 响等”之“7、前次募投项目未达预计效益的原因及对本次募投项目的影 响”。

（三）说明本次募投项目效益测算是否谨慎、合理

本次募投项目的效益测算充分考虑了公司前次募投项目效益不及预期的原因、历史实际经营情况和未来行业发展状况，其中：对未来电价的测算已考虑新能源项目全面进入市场化交易后对电价可能产生的下行影响，对上网电量的测算已结合所在区域情况考虑一定弃风限电率影响，对毛利率的测算及计算基础均具有合理依据，相关假设条件符合公司实际情况、客观行业数据以及相关行业政策，效益预测方法符合会计政策及行业惯例。

根据近期同行业上市公司的公开披露信息，同行业可比项目的陆上风电毛利率情况如下：

项目名称	装机容量 (万千瓦)	毛利率
可比风电项目		
华银电力桂东普洛风电场项目	10	43.48%
华银电力桂阳团结风电场项目	10	38.98%

项目名称	装机容量 (万千瓦)	毛利率
华银电力通道县金坑风电场项目	10	40.58%
华银电力芷江县碧涌大树坳风电场项目	14.85	41.95%
立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目	80	37.81%
立新能源金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目	4.95	29.89%
募投项目		
中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目（察右前旗部分）	40	21.56%
中节能察右前旗（兴和县）50 万千瓦工业园区绿色供电项目（兴和县部分）	10	23.70%
中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目	10	13.46%
中节能甘州平山湖百万千瓦风电基地 10 万千瓦风电 6#风力发电项目	10	17.54%
中节能怀安 10 万千瓦项目	10	29.67%
河北邢台市圣领南和区 50MW 风电项目	5	34.32%
河北邢台市南和区圣领 50MW 风电项目	5	33.38%

由上表可知，本次募投项目毛利率略低于同行业可比项目毛利率水平，效益测算谨慎，具备合理性。

报告期内，公司毛利率与同行业可比公司毛利率水平的对比情况如下：

单位：%

公司名称	2025 年 1-9 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
三峡能源	44.36	52.63	55.13	58.40
中闽能源	52.12	57.64	56.68	61.68
龙源电力	39.11	37.55	36.36	34.43
新天绿能	20.64	19.67	25.02	28.24
平均值	39.06	41.87	43.30	45.69
发行人	42.80	49.38	53.64	58.00

因此，本次募投项目的综合毛利率低于发行人及同行业风电项目毛利率水平，主要系本次募投项目为平价项目且参与市场化竞价，本次募投项目效益测算具有谨慎性。

综上，本次募投项目效益测算时，对于项目电价、上网电量、弃风率、毛利率水平的选取与公司同类项目不存在较大差异，且更为谨慎。

六、结合货币资金余额、日常经营资金积累、资金缺口等情况，说明本次融资规模的合理性

结合公司 2025 年 9 月 30 日现有货币资金余额、最低现金保有量需求、预计分红所需资金等情况，公司未来三年总体资金缺口为 1,261,115.05 万元，具体测算情况如下：

单位：万元

财务指标	计算公式	金额
可自由支配的资金	①	330,527.64
未来三年经营性现金流入净额	②	1,043,213.40
最低现金保有量需求	③	98,123.08
未来重大资本性支出	④	2,235,101.62
未来三年预计现金分红所需资金	⑤	101,181.22
未来三年拟偿还债务的利息	⑥	200,450.16
未来期间资金需求合计	⑦=③+④+⑤+⑥	2,634,856.09
总体资金缺口	⑧=⑦-①-②	1,261,115.05

注：数据仅为测算总体资金缺口所用，不代表公司对未来年度经营情况及财务状况的判断，亦不构成盈利预测、业绩承诺和分红承诺等，下同

1、可自由支配资金

公司可自由支配资金为货币资金，截至 2025 年 9 月 30 日，公司货币资金余额为 347,952.58 万元，扣除使用受限制的货币资金余额为 17,424.94 万元，公司可自由支配货币资金余额为 330,527.64 万元。

2、未来三年经营性现金流入净额

2022 年至 2025 年 1-9 月，公司经营活动产生的现金流量净额分别为 454,428.15 万元、331,244.32 万元、335,399.98 万元和 316,150.96 万元，占当期收入的比例分别为 86.72%、64.75%、66.72%、92.70%，平均占比 76.47%。具体如下：

单位：万元、%

项目	2025 年 1-9 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
营业收入	341,031.06	502,697.76	511,590.60	524,019.29
经营活动产生的现金流量净额	316,150.96	335,399.98	331,244.32	454,428.15

项目	2025年1-9月	2024年度	2023年度	2022年度
占比	92.70%	66.72%	64.75%	86.72%
平均占比	76.47%			

报告期内公司营业收入呈现下降趋势，主要由于平价风电项目增加、参与市场化交易规模扩大等使得风电分部平均电价下降，同时由于“弃风限电”导致风电平均利用小时数下降等共同影响所致。但未来随着公司新能源装机规模持续扩大、发电量稳步增长，叠加发电成本下降等有利因素，预计将有效对冲电价下行影响。因此，若2026年、2027年和2028年营业收入假设与2025年1-9月年化后营业收入保持不变和报告期内经营活动产生的现金流量净额占营业收入比例的平均数76.47%进行测算，未来三年预计经营活动净现金流量金额如下：

单位：万元

项目	2025年 (年化)	2026年E	2027年E	2028年E
营业收入	454,708.09	454,708.09	454,708.09	454,708.09
经营活动产生的现金流量净额	/	347,737.80	347,737.80	347,737.80
未来三年预计经营活动净现金流量合计	/	1,043,213.40		

注：上述假设及测算不代表公司对未来年度经营情况及财务状况的判断，亦不构成盈利预测、业绩承诺或分红承诺。

3、报告期末最低现金保有量需求

最低现金保有量是公司维持其日常营运所需要的最低资金水平，根据最低现金保有量=年付现成本总额÷货币资金周转次数计算。货币资金周转次数主要受现金周转期影响，现金周转期系从对外采购承担付款义务，到收回因销售商品或提供劳务而产生应收款项的周期，因此现金周转期主要受到存货周转期、应收账款周转期及应付账款周转期的影响。

根据公司最近一个完整会计年度2024年度财务数据测算，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98,123.08万元，具体测算过程如下：

单位：万元

财务指标	计算公式	计算结果
最低现金保有量	①=②÷③	98,123.08
2024年度付现成本总额	②=④+⑤-⑥	144,843.75

财务指标	计算公式	计算结果
2024 年度营业成本	④	254,451.86
2024 年度期间费用总额	⑤	87,563.52
2024 年度非付现成本总额	⑥	197,171.63
货币资金周转次数（现金周转率）	③=360/⑦	1.48
现金周转期（天）	⑦=⑧+⑨-⑩	243.88
存货周转期（天）	⑧	16.90
应收款项周转期（天）	⑨	507.15
应付款项周转期（天）	⑩	280.17

注 1：期间费用包括管理费用、研发费用以及财务费用；

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

注 3：货币资金周转次数=360/现金周转率；

注 4：应收账款周转期=360*（平均应收账款账面余额+平均应收票据账面余额+平均预付款项账面余额）/营业收入；

注 5：应付款项周转期=360*（平均应付账款账面余额+平均应付票据账面余额+平均合同负债账面余额+平均预收款项账面余额）/营业成本。

根据前述对未来三年公司营业收入的预测，若 2026 年、2027 年和 2028 年营业收入假设与 2025 年 1-9 月年化后营业收入保持不变，则公司 2028 年末最低现金保有量需求将达到 98,123.08 万元。

4、未来重大资本性支出

公司未来三年预计新增风电站规模包括在建电站规模和尚未开工的预计新增电站规模。截至本回复报告出具日，根据相关批复文件的项目总投资金额，风电项目合计投资规模 1,810,454.29 万元，储能电站合计投资规模 537,794.72 万元。扣除 2025 年 9 月末的在建工程余额 113,147.39 万元，则未来三年新增装机规模的资金缺口为 2,235,101.62 万元。具体如下：

单位：万元

待投资项目	计算公式	计算结果
风电资金需求	①	1,810,454.29
储能电站资金需求	②	537,794.72
2025 年 9 月末在建工程余额	③	113,147.39
未来三年资金缺口	④=①+②-③	2,235,101.62

5、未来三年预计现金分红所需资金

假设未来三年扣除非经常性损益后归属于上市公司普通股股东的净利润增速与营业收入增速一致（此处不构成盈利预测，亦不构成业绩承诺），发行人未来三年预计现金分红所需资金为 101,181.22 元，具体测算过程如下：

单位：万元

财务指标	计算公式	金额
未来三年预计现金分红所需资金	①= (④+⑤+⑥) ×⑦	101,181.22
预计扣非后归母净利润增速	②	0.00%
2025 年扣非后归母净利润（1-9 余额年化）	③	96,363.07
2026 年扣非后归母净利润预测	④=③× (1+②)	96,363.07
2027 年扣非后归母净利润预测	⑤=④× (1+②)	96,363.07
2028 年扣非后归母净利润预测	⑥=⑤× (1+②)	96,363.07
预计分红比例	⑦	35.00%

6、未来三年拟偿还债务的利息

2025 年 1-9 月，公司利息支出为 50,112.54 万元，年化计算后为 66,816.72 万元。假设未来三年公司偿还有息债务利息规模与 2025 年水平保持一致，则未来三年偿还有息债务利息支出合计为 200,450.16 万元。

综上，综合考虑公司货币资金余额、日常经营资金积累、资金缺口等情况，发行人未来三年资金缺口为 1,261,115.05 万元，本次募集资金规模具有合理性。

七、中介机构核查程序及核查意见

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人履行了以下核查程序：

- 1、查阅了发行人关于本次发行召开的董事会及股东会会议材料及公告文件；
- 2、查阅了发行人本次发行的募集说明书、向特定对象发行 A 股股票预案等文件；
- 3、查阅了《中节能风力发电股份有限公司与中国节能环保集团有限公司、中节能资本控股有限公司之附条件生效的股票认购协议》及中国节能、中节能资本分别出具的《关于中节能风力发电股份有限公司向特定对象发行 A 股股票认

购资金来源及股东资格的承诺函》查阅了中国节能、中节能资本分别出具的《关于中节能风力发电股份有限公司向特定对象发行 A 股股票股份限售的承诺函》

4、查阅国家及募投项目所处地区的行业政策规定、电力行业相关研究报告、行业发展趋势、市场竞争格局、电力供求及弃风限定情况等信息资料；

5、查阅同行业可比公司披露的定期报告等资料，了解同行业可比公司现有及拟新增装机容量和发电量情况；

6、查阅了发行人前次募集资金使用情况的鉴证报告，了解前次募投项目未达预计效益的原因；

7、查阅了本次发行募投项目涉及的用地预审与选址意见书、建设用地批复等用地报批程序文件及不动产权证书；

8、了解本次募投项目用地的具体安排、进度等情况；

9、取得了发行人关于本次募投项目用地相关情况的书面说明；

10、获取并查阅本次募投项目的可研报告及购售电合同，了解募投项目的投资构成情况以及有关效益测算的关键指标测算依据及测算过程等，查询公司已投产项目及同行业公司的可比项目的测算情况；

11、查阅公司财务报表货币资金等具体科目明细，了解未来项目建设情况、现有资金余额、未来资金安排规划等情况，分析资金缺口及本次融资规模的合理性。

针对问题（3），发行人律师履行了以下核查程序：

1、查阅了发行人关于本次发行召开的董事会及股东会会议材料及公告文件；

2、查阅了发行人本次发行的募集说明书、募集资金使用可行性分析报告等文件；

3、查阅了本次发行募投项目涉及的用地预审与选址意见书、建设用地批复、土地出让合同等用地报批程序文件及不动产权证书；

4、了解本次募投项目用地的具体安排、进度等情况；

5、取得了募投项目所在地自然资源局出具的情况说明；

6、逐项对照《监管规则适用指引——发行类第6号》第4条的相关规定并进行核查；

7、取得了发行人关于本次募投项目用地相关情况的书面说明。

（二）核查意见

经核查，保荐人认为：

1、公司控股股东中国节能及其一致行动人中节能资本用于认购本次发行股份的资金来源于自有或自筹资金，该等资金来源合法，不存在对外募集、代持、结构化安排或直接、间接使用公司及公司其他关联方资金用于认购的情形，且已履行了相关程序，符合《上市公司证券发行注册管理办法》《监管规则适用指引——发行类第6号》等有关法律、法规和规范性文件的相关规定。本次发行完成后，中国节能及中节能资本在公司拥有权益的股份比例范围为42.41%—55.85%。公司控股股东中国节能及其一致行动人中节能资本的相关股份锁定期限符合上市公司收购等规则的要求。

2、本次募投项目投向七个风电场建设项目，风电行业具备长期发展空间，符合当地相关产业政策及行业发展方向，本次募投项目建设具有必要性；发行人在所在区域具备市场竞争的优势地位，已投建风电项目及所在区域的风电利用率情况良好，新增产能规模合理，相关电力消纳可从国家及地方政策层面、募投项目所属地区用电需求、跨省跨区输电通道建设等多方面获得保障，消纳不存在重大不确定性。

3、本次募集资金投资项目中，除中节能阿克塞县10万千瓦风电项目正在办理土地手续外，其他募投项目用地均已取得不动产权证书。截至本回复报告出具日，中节能阿克塞县10万千瓦风电项目用地已取得用地预审与选址意见书，预计后续办理相关土地手续不存在实质障碍。发行人本次募投项目用地符合《监管规则适用指引——发行类第6号》第4条的相关规定。

4、本次募投项目的各项投资构成系基于行业定价标准及项目需要估算造价测算，相关支出的测算依据合理，具有公允性，不存在募集资金用于资本性支出项目。

5、前次募投项目未达预计效益的原因主要系平均电价下降及弃风限电电量损失增加所致。本次募投项目电价、上网电量、毛利率等关键指标的测算已充分考虑发行人实际经营情况及相关行业政策影响，募投项目效益测算谨慎、合理。

6、综合考虑公司货币资金余额、日常经营资金积累、资金缺口等情况，发行人本次募集资金规模具有合理性。

针对问题（3），发行人律师经核查认为：

1、本次募集资金投资项目中，除中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目正在办理土地手续外，其他募投项目用地均已取得不动产权证书。中节能阿克塞县 10 万千瓦风电项目用地已取得用地预审与选址意见书，后续办理相关土地手续预计不存在实质障碍。

2、发行人本次募投项目用地符合《监管规则适用指引——发行类第 6 号》第 4 条的相关规定。

问题 2、关于经营情况

根据申报材料，1) 报告期各期，发行人营业收入分别为 524,019.29 万元、511,590.60 万元、502,697.76 万元和 341,031.06 万元，归母净利润分别为 163,022.68 万元、151,101.47 万元、133,005.44 万元和 75,028.89 万元。2) 报告期各期末，发行人应收账款账面价值分别为 509,606.00 万元、647,847.88 万元、761,362.64 万元和 748,864.91 万元。

请发行人说明：（1）结合可再生能源补贴等行业政策、市场发展趋势、公司市场化交易电量及上网电价变动、税收政策变化等对公司项目的影响等，说明报告期内公司归母净利润下滑的原因，与同行业可比公司的对比情况，相关因素是否对公司经营业绩产生持续影响，并完善风险提示；（2）报告期内风电项目是否纳入补贴清单，相关补贴收入确认是否符合企业会计准则的要求，对经营业

绩的可能影响；（3）报告期内公司应收账款余额增长的原因，结合电费及补贴款的账龄结构、期后回款及逾期情况、相关政策变化等，说明公司应收账款坏账准备计提是否充分；（4）自本次董事会决议日前六个月至今，公司实施或拟实施财务性投资（含类金融业务）的具体情况；最近一期末公司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。

请保荐机构及申报会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、结合可再生能源补贴等行业政策、市场发展趋势、公司市场化交易电量及上网电价变动、税收政策变化等对公司项目的影 响等，说明报告期内公司归母净利润下滑的原因，与同行业可比公司的对比情况，相关因素是否对公司经营业绩产生持续影响，并完善风险提示；

（一）结合可再生能源补贴等行业政策、市场发展趋势、公司市场化交易电量及上网电价变动、税收政策变化等对公司项目的影 响

1、可再生能源补贴政策

（1）具体内容

近年来，我国可再生能源补贴政策总体呈现两大方向：一是加快推进新能源项目由“补贴时代”向“全面平价时代”过渡；二是对历史存量项目补贴开展核查与规范认定。具体政策内容概括如下：

1) 全面平价上网政策安排

2019年5月，国家发改委发布的《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号）提出，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。对2018年底前已核准的海上风电项目，如在2021年底前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价；2022年及以后全部机组完成并网的，执行并网年份的指导价。

2021年6月，国家发改委下发《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），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。

根据上述政策安排，已符合条件的存量补贴项目在全生命周期内仍按原政策享受补贴。

2) 历史存量可再生能源发电项目的补贴核查相关政策

2022年3月，三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，并组织在全国范围内开展可再生能源发电补贴自查核查工作，核查工作意在明确和规范后续补贴发放的推进，加强和优化可再生能源补贴资金使用管理。其中发电企业自查范围为截止到2021年12月31日已并网，有补贴需求的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目。2022年9月，前述三部门联合发布《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》，其核心内容是针对当时全国范围开展的可再生能源发电补贴核查工作中遇到的疑难问题，进行了统一和明确的解释，以规范存量项目的补贴认定工作。

2023年1月，国家电网和南方电网分别公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。截至本回复报告出具日，后续合规项目清单落地及公布时间仍不明确。

(2) 对公司项目的影响

公司存量享受补贴的可再生能源发电项目，在全生命周期核定的合理利用小时数范围内，电价及补贴收益保持稳定，不受政策调整影响；公司平价上网项目执行燃煤发电基准价及市场化电价机制，政策变动未对其电价形成明显直接不利冲击。受平价项目占比持续提升、无补贴电价水平低于存量补贴项目电价等因素综合影响，公司整体可再生能源发电业务平均上网电价将呈下降趋势。

2、市场发展趋势

(1) 具体内容

1) 国家基于“双碳”政策大力发展新能源，风电装机规模持续提升

从国家战略层面看，在中共中央、国务院关于“双碳”目标及新型能源体系建设的总体部署下，我国持续推动新能源行业高质量发展，风电、光伏等清洁能源已成为能源结构转型的核心方向。近年来，国家通过规划引导、项目基地化开发及电力体制改革等多种方式，持续加大新能源装机规模布局力度，推动新能源发电逐步由补充能源向主体能源转变。

从装机发展趋势看，伴随“沙戈荒”大型风电光伏基地建设及跨区域输电通道加快推进，新能源装机规模保持较快增长态势，新增装机占比持续提升，在电力系统中的地位不断强化。同时，新能源项目逐步由分散式开发向规模化、基地化、集约化发展转变，有利于提升整体开发效率及资源利用水平。

根据国家能源局数据，2025年，我国风电、太阳能发电发展取得新成绩。一是2025年全国新增风电、太阳能发电装机超4.3亿千瓦（其中风电1.2亿千瓦，太阳能发电3.18亿千瓦），同比增长22.0%，再创历史新高。风电、太阳能发电累计并网装机达到18.4亿千瓦，占比达到47.3%，历史性超过火电。二是电力消费“含绿量”持续提升，2025年全国风光发电量同比增长25%，占发电量比重达到22%，有力带动可再生能源电量占发电量比重达到近4成。

“十四五”以来，我国以风光为代表的新能源发展速度前所未有，累计装机规模达到2020年底的3.4倍，转型贡献日益突出，电量占比累计提升12个百分点以上，圆满完成“十四五”规划各项目标任务，实现了大规模、高比例跃升式发展，为2030年前如期实现碳达峰和2035年自主贡献目标奠定了坚实基础。

在上述政策导向及产业趋势推动下，新能源装机规模的持续扩张具备较强的确定性，风电、光伏等清洁能源将在未来电力供给体系中承担更为重要的角色，为行业长期发展提供稳定支撑。

2) 未来电价不确定性增加，价格由市场决定

2025年，国家发展和改革委员会、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（“136号文”），明确新能源上网电量原则上全部进入电力市场，通过市场化交易形成电价，并同步建立配

套的价格结算与调节机制，标志着新能源电价由政策定价向市场定价加速过渡。

具体来看，136号文以2025年6月1日为划分节点，对存量项目与增量项目实行差异化安排：对于存量项目，在电量规模及价格机制上延续既有保障性政策安排，机制电价原则上不高于当地煤电基准价，实现平稳过渡；对于增量项目，则通过市场化竞价方式确定机制电价，相关电量规模与消纳责任权重动态匹配，电价形成机制更加市场化。

同时，136号文引入“多退少补”的差价结算机制，将市场交易均价与机制电价之间的差额纳入系统运行费用进行统筹调节，在维持存量项目收益稳定的同时，对增量项目形成一定收益托底机制。总体来看，在新能源全面入市背景下，电价形成将更多受市场供需关系、区域电力结构及交易机制等因素影响，电价波动性有所增强，但通过配套机制安排，行业整体收益预期仍具备一定稳定性。

3) 未来增量项目保障发电量长期增长可持续性

根据中共中央、国务院关于构建新型能源体系的相关部署，到2030年我国非化石能源消费比重将提升至约25%，新能源发电装机占比预计超过50%，并逐步成为电力装机主体；同时，“十五五”期间将持续推进风电、光伏等新能源规模化发展，新增装机保持较高水平。上述政策导向为新能源发电装机规模持续增长提供了明确的中长期制度基础。

从电力需求侧看，2025年我国全社会用电量首次突破10万亿千瓦时，达到10.37万亿千瓦时，同比增长5.0%，电力消费规模持续扩大。在产业结构升级背景下，高端制造业、电气化水平提升将持续带动用电需求增长；同时，新能源汽车、充换电基础设施及数字经济等新兴领域用电需求快速释放，叠加居民生活用电稳步增长，电力需求具备较强的刚性增长特征。

在供需两端共同作用下，新能源作为新增电力供应的主要来源，其装机规模扩张与发电量增长具备较强的可持续性。风电、光伏等新能源发电形式预计将持续承担新增电力需求的主要增量，对行业长期稳定发展形成支撑。

4) 度电成本下降将有利于提高毛利水平

从行业发展阶段来看，国内风电行业早期投产项目占比较高，由于彼时风电

设备及建设成本整体处于较高水平，相关存量项目在运营期内对应的折旧摊销负担相对较重，对行业平均度电成本形成一定支撑。随着产业链进一步完善及“抢装潮”的结束，风电设备价格整体呈下降趋势，新建项目单位造价持续下行，新增装机对应的度电成本已有所降低。

在此背景下，伴随早期高成本项目逐步完成折旧周期，以及近年来低造价新建项目占比持续提升，行业整体度电成本呈现结构性下行趋势。在电价市场化程度逐步提升、价格中枢存在一定波动或下行压力的情况下，上述成本端改善有助于维持行业合理的度电毛利水平。未来随着风电机组大型化、关键零部件技术进步及制造效率提升，风电项目单位千瓦造价仍具备进一步下降空间，预计将持续推动行业度电成本优化。

(2) 对公司项目的影 响

1) 对公司未来电价的影响

对于 2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目：机制电量与现行具有保障性质的相关电量规模政策妥善衔接，机制电价按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价，因此存量项目整体受影响程度相对较低；机制外电量交易电价由市场形成，受供需等因素影响，价格存在波动。此外，针对享有财政补贴的存量新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行。

因此，在机制电价政策和补贴政策的保障下，136 号文对发行人存量项目未来电价影响程度相对较小。

对于 2025 年 6 月 1 日起投产的新能源增量项目：纳入机制电量的规模及机制电价需通过市场化竞价的方式确定，伴随政策逐步落地，后续各地竞价结果存在不确定性，可能导致增量项目的机制电量及机制电价水平存在不确定性；机制外电量交易电价由市场形成，受供需等因素影响，价格存在一定波动。

因此，根据 136 号文，在供需因素及市场竞价的情况下，发行人 2025 年 6 月 1 日后投产的项目未来的电价情况相比存量项目预计存在下行风险。

从公司总体而言，随着未来新项目陆续投产，增量项目将依据当前电力市场化改革的政策导向，通过市场竞争形成其上网电价。基于当前市场供需、政策情

况及影响，预计未来公司整体电价可能面临一定结构性调整压力。公司将通过建立专业的交易团队，优化交易策略，确保公司上网电价按照利益最大化竞价，同时积极拓展绿证交易、独立储能等多项业务，促进公司项目收益最大化。

2) 对公司未来新增电量的影响

在宏观经济稳步发展及“双碳”战略推进的共同驱动下，我国全社会用电需求预计将维持长期增长态势。而风电、光伏作为新增电力的主要供给来源，其装机规模与发电量均呈现高速增长，并保持了高水平的利用率。因此，无论从满足宏观电力需求增长的角度，还是从新能源自身发展的情况来看，未来新增发电量预计将维持良好增长态势，大幅下滑的风险较低。

从全国新能源装机政策来看，2025年9月，我国宣布新一轮国家自主贡献目标，明确提出风电和太阳能发电总装机容量将达到2020年的6倍以上、力争达到36亿千瓦。作为实现“双碳”目标与能源革命的核心抓手，风电装机将在能源绿色低碳转型中发挥决定性作用，其主导地位将持续巩固。

从公司项目储备情况来看，公司目前已获取的尚未并网的风电装机312.7万千瓦，具有显著的增长空间。

3) 对公司的综合影响

一方面，在国家持续推动新能源装机规模提升、电力需求保持刚性增长的背景下，新能源作为新增电力供应主体的地位不断强化，有利于公司装机规模、发电量及售电量持续增长，并为存量项目消纳和经营规模扩张提供支撑。另一方面，随着新能源上网电价全面市场化，公司整体电价水平将更多受市场供需及交易机制影响，电价波动性有所提升，进而对收入及盈利水平带来一定不确定性。

同时，伴随行业单位造价持续下降及新建项目占比提升，公司整体度电成本呈下降趋势，有助于在一定程度上对冲电价下行压力。发行人亦持续通过推进精品工程、优化增量项目质量效益等方式提升项目收益水平。作为国内较早实现专业化、规模化风电开发的主体，发行人具备新能源大基地及海上风电开发的资源优势，能够优先布局消纳条件较好、出力特性较优的项目，在机制电价模式下有望取得相对更优的项目收益水平。

综上，在装机规模扩张、电价市场化及成本下降等因素共同作用下，公司未来风电及光伏发电项目收入预计仍具持续增长基础，未来电力销售价格中枢预计有所下降但总体可控，新增发电电量预计不存在大幅下滑风险，公司整体盈利能力有望保持稳健。

3、电力市场化趋势、公司市场化交易电量及上网电价变动情况

(1) 具体内容

近年来，我国电力市场化改革持续深化，全国统一电力市场建设明显提速，电力交易机制正由“计划主导”加快向“市场主导”转变。2025年1月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号），明确新能源上网电量原则上全部进入电力市场、上网电价通过市场交易形成，并在市场外建立新能源可持续发展价格结算机制。具体而言，针对2025年6月1日前投产的存量项目，机制电价按现行价格政策执行，原则上不高于当地煤电基准价；针对2025年6月1日起投产的增量项目，则由各地按年度组织竞价形成机制电价，相关电量规模与消纳责任权重、用户承受能力等因素动态衔接。“多退少补”的差价结算机制同步建立，在强化价格市场化形成的同时，对新老项目收益实现平稳衔接。

从改革进展看，新能源全面入市已进入加快落地阶段。2025年，全国电力市场交易电量达到6.64万亿千瓦时，同比增长7.4%，占全社会用电量比重提升至64.0%；同期绿色电力交易电量达到3,285亿千瓦时，同比增长38.3%，反映出市场化交易规模、跨区配置能力及绿色电力交易活跃度均在持续提升。2026年2月，国务院办公厅进一步印发《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》，提出到2030年基本建成全国统一电力市场体系，市场化交易电量占全社会用电量比重达到70%左右，显示电力市场化改革已由前期试点探索进入全面深化和体系化建设阶段。

具体而言，136号文提出了新能源可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量，当市场交易价格低于机制电价时给予差价补偿，高于机制电价时扣除差价。通过“多退少补”的差价结算方式，使得企业能够拥有稳定的收益预期，有助于新能源项目在入市后获得合理稳定回报，保障新能源中长期盈利能力的稳定性，

有助于新能源行业高质量健康发展。

(2) 公司市场化交易电量及上网电价变动情况

报告期内，公司市场化交易电量、平均上网电价（不含增值税）情况具体如下：

单位：万千瓦时、元/KWh

项目	2025年1-9月	2024年度	2023年度	2022年度
市场化交易电量	562,954	639,128	509,568	624,289
风电平均上网电价	0.375	0.420	0.424	0.445

1) 市场化交易电量占比逐年提升，符合国家电力市场化改革导向

报告期各期，公司市场化交易电量分别为 624,289 万千瓦时、509,568 万千瓦时、639,128 万千瓦时和 562,954 万千瓦时，2023 年起，公司市场化交易电量规模整体呈逐年提升的趋势，符合国家整体新能源专项市场交易的政策导向。其中，公司 2023 年度较 2022 年度市场化交易电量有所下降，主要系 2023 年起，公司部分配套外送项目电量重新分类为保障性电量交易，导致市场化交易电量有所下降。

2) 平均上网电价逐年下降，符合电力价格市场化定价趋势

报告期各期，公司风电平均上网电价分别为 0.445 元/千瓦时、0.424 元/千瓦时、0.420 元/千瓦时和 0.375 元/千瓦时，整体呈下降趋势，主要系新能源上网电价市场化改革持续推进所致。一方面，公司新增项目为平价项目，上网电价不再享有补贴，因此公司整体平均上网电价有所下降；另一方面，新能源发电项目参与市场化交易的电量对应交易价格通常低于当地燃煤发电基准价或保障性电价水平，随着公司市场化交易电量占比持续提升，市场化交易电价对整体平均上网电价的影响进一步增强。在上述两方面因素共同作用下，公司报告期内平均上网电价呈现逐步下降趋势，符合电力价格市场化定价的发展方向。

受 136 号文影响，公司项目未来电价形成机制将由政策保障逐步转向市场化交易，其中存量项目因机制电价及补贴政策衔接，整体影响相对较小；增量项目则需通过市场化竞价确定机制电价，未来电价水平存在一定不确定性，预计低于

存量项目电价。整体来看，随着新投产项目占比提升，公司项目整体电价中枢预计面临一定下行压力，但公司预计通过优化交易策略、统筹量价安排及拓展绿电绿证交易等方式，尽可能稳定项目收益水平。

4、税收政策情况

(1) 具体内容

可再生能源领域涉及的重要税收政策为财政部、海关总署、税务总局于 2025 年 10 月联合发布的《关于调整风力发电等增值税政策的公告》。根据该公告，陆上风电自 2025 年 11 月起不再享受“增值税 50%即征即退”的优惠政策，海上风电增值税优惠政策延续两年至 2027 年末。风电行业增值税优惠政策将从“全面适用”逐步转为减少或取消的状态。

(2) 对公司项目的影响

根据上述政策，陆上风电项目即征即退优惠取消后，相关项目退税金额预计减少，对经营业绩将产生一定负面影响；海上风电项目优惠暂延续至 2027 年末，短期影响相对有限。报告期各期，公司即征即退的增值税金额分别为 8,494.79 万元、10,094.92 万元、11,081.14 万元、7,828.70 万元。整体来看，税收政策调整预计将对公司风电项目收益水平产生一定不利影响。

(二) 说明报告期内公司归母净利润下滑的原因，与同行业可比公司的对比情况

1、报告期内公司归母净利润下滑的原因

发行人在报告期内的营业收入、成本、期间费用及归母净利润情况如下：

单位：万元

项目	2025 年 1-9 月		2024 年度		2023 年度		2022 年度
	金额	同比变动	金额	同比变动	金额	同比变动	金额
营业收入	341,031.06	-9.55%	502,697.76	-1.74%	511,590.60	-2.37%	524,019.29
营业成本	195,057.29	2.21%	254,451.86	7.29%	237,159.18	7.76%	220,083.90
营业毛利	145,973.78	-21.60%	248,245.90	-9.54%	274,431.41	-9.71%	303,935.39
期间费用	61,797.26	-5.90%	87,563.52	-10.10%	97,398.79	-12.90%	111,821.81

项目	2025年1-9月		2024年度		2023年度		2022年度
	金额	同比变动	金额	同比变动	金额	同比变动	金额
净利润	77,987.66	-24.18%	137,143.06	-13.56%	158,650.27	-9.10%	174,530.10
少数股东损益	2,958.77	-4.65%	4,137.62	-45.19%	7,548.81	-34.40%	11,507.03
归属于母公司股东的净利润	75,028.89	-24.79%	133,005.44	-11.98%	151,101.47	-7.31%	163,023.07

注：2025年1-9月变动比例系年化后与2024年进行比较

报告期内，发行人营业收入分别为 524,019.29 万元、511,590.60 万元、502,697.76 万元、341,031.06 万元，2023 年度至 2025 年 1-9 月同比变动-2.37%、-1.74%、-9.55%；归母净利润分别为 163,023.07 万元、151,101.47 万元、133,005.44 万元、75,028.89 万元，2023 年度至 2025 年 1-9 月同比变动-7.31%、-11.98%、-24.79%。结合利润表各个科目变动情况，公司归母净利润下滑主要系营业收入同比下降，营业成本同比上升所致，具体包括平均电价下降、弃风率上升及新增运营项目营业成本增加等因素所致。具体情况如下：

电力市场化改革导致平均电价下降，同时弃风率上升，引致公司营业收入下降。报告期内，公司风电平均上网电价分别为 0.445 元/千瓦时、0.424 元/千瓦时、0.420 元/千瓦时和 0.375 元/千瓦时，整体呈下降趋势，主要系新能源上网电价市场化改革持续推进所致。此外，报告期内公司弃风率分别为 8.26%、9.00%、10.33% 和 16.96%，整体呈现增长趋势。公司风电项目所在地区弃风率增长，主要受本地电力消纳能力相对不足及外送通道建设节奏滞后等因素影响，新能源整体消纳压力较大，导致公司弃风损失增加，从而对盈利水平形成一定压力。上述因素共同导致报告期内公司营业收入有所下降。

公司新增装机项目增加、折旧增加，引致公司营业成本增长。报告期内，公司营业成本主要为电力销售成本，具体构成如下：

单位：万元

成本	2025年1-9月	2024年	2023年	2022年
主营业务	194,304.09	253,046.06	235,892.76	218,298.76
其中：电力销售	194,283.92	253,024.99	235,864.66	218,277.02
其中：绿证销售	20.17	21.07	28.09	21.74

成本	2025年1-9月	2024年	2023年	2022年
其他业务	753.20	1,405.80	1,266.43	1,785.14
合计	195,057.29	254,451.86	237,159.18	220,083.90

报告期内，公司电力销售成本拆分情况如下：

单位：万元

电力成本分析	2025年1-9月	2024年	2023年	2022年
折旧	153,835.85	192,552.76	180,120.15	165,440.00
人工	12,158.80	17,370.41	16,626.45	15,370.12
修理费及机物料消耗	5,257.79	8,356.99	6,979.70	7,224.80
其他	23,031.49	34,744.82	32,138.36	30,242.10
合计	194,283.92	253,024.99	235,864.66	218,277.02

风电行业主要成本构成为风机折旧。报告期内，随着新增项目陆续并网投产，在建工程转固规模增加，折旧、运维等成本相应上升，带动营业成本增长，并对利润空间形成一定挤压。

综上所述，公司归母净利润下滑主要系电价下降、弃风率上升导致的营业收入同比下降，与新增项目折旧增长导致的营业成本同比上升所致，与行业发展趋势、公司实际情况保持一致。

2、报告期内，公司业绩情况与同行业公司趋势保持一致

公司及同行业上市公司近三年及一期归母净利润情况如下表所示：

单位：万元

公司名称	2025年1-9月	2024年度	2023年度	2022年度
三峡能源	431,288.91	611,142.67	718,108.67	715,547.59
中闽能源	32,801.14	65,114.63	67,847.35	72,909.07
新天绿能	155,867.32	167,236.70	220,747.35	229,411.63
龙源电力	439,282.56	634,528.74	624,928.73	511,218.89
节能风电	75,028.89	133,005.44	151,101.47	163,022.68

由上表可知，公司受行业变化影响，报告期内归母净利润有所下滑，与同行业可比公司三峡能源、中闽能源与新天绿能变动趋势基本保持一致。龙源电力2023年度与2024年度归母净利润小幅增长，主要由于龙源电力新能源装机规模

的提升带动了风电、光伏及其他可再生能源的发电量、售电量，使得相应收入呈现持续的增长。

此外，根据《中国三峡新能源（集团）股份有限公司关于 2025 年第三季度业绩说明会召开情况的公告》，2025 年前三季度，三峡能源利润总额较上年同期（调整后）下降 21.49%，主要原因：一是受电源分布和各地区消纳情况综合影响，发电平均利用小时数同比下降；二是上网电量结构变化和市场化交易电量比重上升，综合平均电价同比下降；三是随着并网项目陆续投产，折旧及运营成本随在建工程转固同比增加，营业成本同比增长 17%。上述业绩下滑原因与发行人基本保持一致。

综上所述，公司报告期内业绩变动与风电行业整体趋势一致，主要受平均上网电价下降、弃风率增长影响及新增运营项目成本增加等因素共同影响，具有行业普遍性，与可比公司情况基本一致。

（三）相关因素是否对公司经营业绩产生持续影响，并完善风险提示

1、相关因素是否对公司经营业绩产生持续影响

报告期内，随着新能源电力市场化交易规模持续扩大，发行人市场化交易电量占比逐年提升，叠加部分区域弃风率上升、可利用小时数下降以及新增投运项目折旧和运营成本增加等因素，发行人经营业绩有所承压。前述相关因素预计在未来一段时间内仍将持续，对发行人经营业绩具有持续影响；但结合发行人现有项目结构、项目储备情况、运营管理能力及未来发展举措，上述影响整体可控，预计不会对发行人持续经营能力及经营业绩产生重大不利影响。具体分析如下：

（1）市场化电价机制推进背景下电价存在一定波动

随着新能源上网电量全面进入电力市场，发行人未来电价将进一步受市场供需格局、区域交易情况及市场化竞价结果等因素影响，相关政策变化对发行人经营业绩的影响具有持续性。尤其是伴随市场化交易电量占比提升，发行人未来电力销售价格中枢预计存在一定下行压力。

截至报告期末，发行人现有项目均为 2025 年 6 月 1 日前投产的存量项目，相关机制电量及机制电价与现行政策已实现妥善衔接，存量项目整体受影响程度

相对较低。同时，享有财政补贴的存量新能源项目在全生命周期合理利用小时数内仍按照原有规定执行补贴标准，因此预计相关政策调整不会对发行人现有项目盈利能力及持续经营造成重大不利影响。

(2) 发行人建立专业化的电力交易团队，持续提升交易管理能力

发行人已建立专业化电力交易团队，并持续加强电力交易能力培训与交流，密切跟踪各区域电力市场交易规则、供需格局及价格变化，持续提升市场研判、交易组织及报价管理能力。通过不断优化交易策略、提高交易执行效率，发行人有望在市场化交易比例持续提升的背景下，尽可能提升度电售价，缓释电价波动对经营业绩的不利影响。

(3) 储备项目较为充足，规模增长有望对冲电价下行影响

截至本回复报告出具日，发行人已核准尚未并网的项目合计 312.7 万千瓦，项目储备充足，增长基础坚实，预计未来年度将持续投产新项目，推动装机规模进一步增长，并带来发电量、售电量同步提升。虽然未来平均电价可能存在一定下降压力，但新增装机带来的发电规模增长预计将对冲部分电价下行影响，从而在一定程度上缓解收入及盈利水平承压情况。

(4) 推进风电场“以大代小”改造，增强存量资产盈利能力

发行人将积极响应国家推动工业领域设备更新政策，每年动态梳理“以大代小”改造规划，发挥自身在项目开发、建设及运营方面的综合优势，加快推进存量风电场改造升级工作，并最大限度争取增容空间。通过实施“以大代小”改造，发行人有望进一步提升风资源利用效率、发电效率及资产运营效益，增强存量资产盈利能力。

(5) 优化项目布局，在电力消纳条件较好的地区增加项目数量

发行人将坚持“向东、向海、向外”发展，重点开发东部和南部市场，填补江苏、浙江、安徽等省份空白，并积极推进海上风电项目开发建设，同时稳步拓展海外市场。随着新增项目逐步向电力消纳条件较好、平均电价相对较高及弃风率相对较低的区域倾斜，发行人资产区域分布将进一步优化，有助于降低对消纳瓶颈区域的依赖，增强整体经营稳定性和抗风险能力。

(6) 多元化发展拓宽收入来源

在巩固风电主业的基础上，发行人将推进“一业为主、相关多元”经营，加快布局储能、绿色供电、购售电、分布式能源、快充设施、虚拟电厂等新兴业务领域，并持续推进新能源技术与项目实践。截至本回复报告出具日，公司已取得储能电站项目核准合计 162.10 万千瓦，相关业务的逐步拓展有助于发行人丰富收入来源，培育新的利润增长点，进一步提升整体抗风险能力和可持续发展能力。

(7) 精细化运营降低电力业务成本

针对报告期内业绩下滑情况，发行人将坚持以“存量资产精益化运营和增量资产高质量发展”为抓手，持续稳固风电场基本盘，推动风险可控前提下的稳健发展。一方面，发行人将通过加强风电场精细化管理、优化设备运维、降低停机时间、提高发电效率等措施，持续提升存量资产运营水平；另一方面，随着新增项目投产、装机规模扩大及改造升级逐步实施，单位发电成本预计将进一步下降。发行人具备较强的运营及成本管理优势，预计可在一定程度上对冲未来电价波动及利用小时变化带来的不利影响。

综上所述，尽管市场化交易比例提升、平均上网电价波动及区域性消纳压力等因素预计仍将在未来一段时间内持续影响发行人经营业绩，但发行人可通过提升交易能力、扩大装机规模、推进“以大代小”改造、优化项目布局、多元化发展及持续降本增效等多项措施积极应对。整体来看，上述因素对发行人经营业绩的影响总体可控，预计不会对发行人持续经营能力及经营业绩产生重大不利影响。

2、完善风险提示

基于谨慎性原则，关于业绩下滑的风险，公司在募集说明书“重大事项提示”与“第六节 与本次发行相关的风险因素”之“三、财务风险”已补充完善业绩下滑风险，具体如下：

“报告期各期，公司实现营业收入分别为 524,019.29 万元、511,590.60 万元、502,697.76 万元和 341,031.06 万元，实现归属于母公司所有者的净利润分别为 163,022.68 万元、151,101.47 万元、133,005.44 万元和 75,028.89 万元。

公司营业收入及净利润的下降主要由于平价风电项目增加、参与市场化交易规模扩大等使得风电分部平均电价下降，同时由于‘弃风限电’导致风电平均利用小时数下降等共同影响所致。此外，随着新增项目陆续投运，在建工程转固后折旧等营业成本相应增加，亦对公司利润水平形成一定影响。总体来看公司业绩下滑与同行业可比公司的总体趋势基本一致。

报告期内公司业绩下滑并未改变公司的行业地位，不会导致公司主营业务、经营模式等发生重大变化，但上述影响因素预计未来一段时间内仍可能持续存在。若未来市场化形成的交易电价出现较大波动，市场化交易电量占比进一步提升，或自然资源条件变化、区域消纳能力不足等导致公司整体利用小时或弃风率出现波动，或新增投运项目导致折旧等营业成本持续增加，可能会对公司的收入及经营业绩造成不利影响。在极端情况或多个风险叠加的情况下，公司可能存在业绩下滑 50%以上甚至亏损的风险。”

二、报告期内风电项目是否纳入补贴清单，相关补贴收入确认是否符合企业会计准则的要求，对经营业绩的可能影响

（一）报告期内风电项目纳入补贴清单的情况

1、纳入补贴清单及通过合规性核查的相关要求

根据《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建〔2012〕102号）（该文件后被《可再生能源电价附加补助资金管理办法》财建〔2020〕5号）替代），符合申请补助条件的项目必须按属地原则向所在地省级主管部门提出补助申请，省级主管部门初审后联合上报三部委审核，上述部门审核后符合条件的列入可再生能源电价附加资金补助目录，纳入补助目录的可再生能源项目方可享受补贴。自 2012 年至 2020 年，三部委共发布了 7 批补助目录。

根据 2020 年 1 月三部委发布的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）和《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号），国家不再发布可再生能源电价附加补助目录而由发电企业通过国家可再生能源信息管理平台填报项目补贴申请，电网企业根据前期确定的原则进行判断，并定期公开符合补助条件的可再生能源发电项目清单，三部委

已发文公布的 1-7 批目录内项目直接列入电网企业可再生能源发电项目补贴清单。

根据 2020 年 11 月财政部发布的《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70 号）的规定，纳入补贴清单的前置条件为：①符合我国可再生能源发展相关规划的陆上风电、海上风电、集中式光伏电站、非自然人分布式光伏发电、光热发电、地热发电、生物质发电等项目。所有项目应于 2006 年及以后年度按规定完成核准（备案）手续，并已全部容量完成并网；②符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内，生物质发电项目需纳入国家或省级规划，农林生物质发电项目应符合《农林生物质发电项目防治掺煤监督管理指导意见》（国能综新能〔2016〕623 号）要求。其中，2019 年光伏新增项目，2020 年光伏、风电和生物质发电新增项目需满足国家能源主管部门出台的新增项目管理办法；③符合国家可再生能源价格政策，上网电价已获得价格主管部门批复。

2022 年 3 月，国家发展改革委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司等三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》。根据补贴自查通知要求，发电企业须对截止到 2021 年 12 月 31 日已并网，有补贴需求的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目开展自查工作。

整体来说，申请纳入补贴清单为非平价新能源项目申领可再生能源补贴的必要步骤，纳入补贴清单是补贴发放的依据。而可再生能源补贴核查是由 2022 年 3 月三部委开始的针对可再生能源补贴申领合规性开展的核查工作，本次补贴核查包括前期已进入补贴清单项目和正在申请进入补贴清单的项目，本次补贴核查所产生的合规清单一定程度上可体现为对补贴清单的复核，2023 年 1 月公布的第一批合规清单仅是可再生能源发电补贴核查工作的阶段性结果，截至目前核查工作尚未完全结束，后续批次合规清单公布安排尚不明确。

2、公司纳入补贴清单的具体情况

截至本回复报告出具日，根据是否纳入补贴清单及合规清单，具体分类如下：

项目	已纳入第一批合规清单	未纳入第一批合规清单	合计
纳入补贴清单	31	7	38

项目	已纳入第一批合规清单	未纳入第一批合规清单	合计
未纳入补贴清单	1	10	11

公司确认补贴收入的风电项目共计 49 个，未纳入补贴清单的项目共计 11 个，其中 1 个项目已纳入第一批合规清单、尚未进入补贴清单，尚未进入补贴清单的主要原因为由于合规核查的开展，整体补贴清单公布有所停滞，考虑到该等项目已满足可再生能源补贴合规性核查要求，预计后续进入补贴清单不存在实质性障碍；另外 10 个项目既未纳入补贴清单也未纳入第一批合规清单，公司已启动申请程序，正在积极申请进入补贴清单。

（二）相关补贴收入确认是否符合企业会计准则的要求

发行人可再生能源补贴收入确认原则为：对于已纳入补贴清单及合规清单的项目，于电力供应至各电厂所在地的省级电网公司时进行可再生能源补贴收入确认，根据经电网公司确认的月度实际上网电量和合同上网电价确认可再生能源补贴收入；对于暂未进入补贴清单或合规清单的项目，判断其中预计未来纳入补贴清单及合规清单不存在实质性障碍的部分，按照前述原则确认补贴收入。报告期内，涉及可再生能源补贴的营业收入确认情况如下：

单位：万元

项目	2025 年 1-9 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
补贴收入金额	109,637.32	165,429.06	182,219.29	188,031.15
未进入补贴目录及合规清单的 10 个项目收入金额	31,434.36	45,947.07	44,207.89	48,134.58

1、补贴收入确认符合会计准则的具体分析

（1）发行人确认收入的会计政策符合会计准则的相关规定

根据《企业会计准则—收入准则》，公司与客户之间的销售商品合同通常仅包含销售电力的履约义务。在发行人所生产电力供应至各风电场所在地电网公司时，客户已取得相关商品或服务的控制权，公司已取得商品的现时收款权利、商品所有权上的主要风险和报酬已转移、商品的法定所有权已转移、商品实物资产已转移、客户接受该商品。上网电价包括了标杆电价和可再生能源补贴电价，在购售电合同与补贴政策文件中分别约定具体的金额，可再生能源发电项目补贴款

是国家给予符合条件的可再生能源发电项目，按每度上网电量的价格补贴，因此发行人可再生能源发电项目补贴款项在电量上网时即符合收入确认条件，发行人确认收入的会计政策符合会计准则的相关规定，具体情况如下：

1) 合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务

发行人发电并网的项目，均与各地供电公司签订了正式的购售电合同，合同中明确了双方的义务和权利，并确定了违约条款，对双方履约进行约束，合同各方签订合同即承诺将履行各自义务。

2) 合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务相关的权利和义务

发行人发电并网的项目，均与各地供电公司签订了正式的购售电合同，明确了双方的权利和义务。其中购电人的主要义务为，按照购售电合同的约定购买售电人电厂机组的电能；售电人的主要义务为，按照购售电合同的约定向购电人出售符合国家标准和行业标准的电能。购电人的权利为，投资、建设、拥有、检修、维护和运行电网。调度售电人机组出力；售电人的权利为，投资、建设、拥有、检修、维护和运行电厂发电机组，将符合国家电能质量标准的、除电厂厂用电以外的全部电能送至上网计量点处，向购电人收取电费。

3) 该合同有明确的与所转让商品相关的支付条款

发行人发电项目的购售电合同中均明确了电费结算与支付条款，并明确了电费的结算方式。主要条款如下：（1）上网电量以月为结算期，实现日清月结，年终清算；（2）上网电费=上网电量*对应的上网电价（含税），其中购电人承担的上网电费=上网电量*对应的结算电价（含税），由可再生能源发展基金承担的上网电费=上网电量*（商业运行期上网电价—购电人结算电价）；（3）售电人根据双方确认的《电量结算单》《电费结算单》开具增值税发票，并送交购电人。购电人收到增值税发票原件后，在合同约定信用期内支付该期上网电费；（4）可再生能源发展基金承担的上网电费部分按照国家法律法规和相关规定执行。

4) 该合同具有商业实质，即履行该合同将改变企业未来现金流量的风险、时间分布或金额

发行人履行购售电合同属于商业行为，能够为企业带来现金流量的增加，具

有商业实质。

5) 企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回

对于应收可再生能源补贴款部分，根据《中华人民共和国可再生能源法》《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》及《可再生能源电价附加资金管理办法》等规定，发电企业享受的补助资金拨付主体为中央政府性质基金，实际资金来源为国家财政资金，由国家信用保障，信用风险很低，到期不能收回的可能性极小。因此，企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。

结上分析，发行人补贴收入满足收入合同成立的上述五个条件，因此发行人应当在控制权转移时，即电力供应至各电厂所在地的省级电网公司时进行可再生能源补贴收入的确认，发行人补贴收入的确认符合企业会计准则的要求。

(2) 未纳入“补贴清单”补贴收入确认符合企业会计准则的要求

11 个未纳入补贴清单的项目中，1 个项目已纳入第一批合规清单、尚未进入补贴清单，尚未进入补贴清单的主要原因为由于合规核查的开展，整体补贴清单公布有所停滞，考虑到该等项目已满足可再生能源补贴合规性核查要求，预计后续进入补贴清单不存在实质性障碍；10 个项目既未纳入补贴清单也未纳入第一批合规清单，公司已启动申请程序，正在积极申请进入补贴清单。上述项目补贴收入确认符合企业会计准则的要求，具体分析如下：

1) 纳入补贴清单的具体条件

根据《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号）的规定，“纳入补助项目清单项目的具体条件包括：

（一）新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内。

（二）按照国家有关规定已完成审批、核准或备案；符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复。

（三）全部机组并网时间符合补助要求。

（四）相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审

核通过。”

根据《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70号）的规定，“纳入补贴清单的可再生能源发电项目需满足以下条件：

（一）符合我国可再生能源发展相关规划的陆上风电、海上风电、集中式光伏电站、非自然人分布式光伏发电、光热发电、地热发电、生物质发电等项目。所有项目应于2006年及以后年度按规定完成核准（备案）手续，并已全部容量完成并网。

（二）符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内，生物质发电项目需纳入国家或省级规划，农林生物质发电项目应符合《农林生物质发电项目防治掺煤监督管理指导意见》（国能综新能〔2016〕623号）要求。其中，2019年光伏新增项目，2020年光伏、风电和生物质发电新增项目需满足国家能源主管部门出台的新增项目管理办法。

（三）符合国家可再生能源价格政策，上网电价已获得价格主管部门批复。”

综上所述，纳入补贴清单的前置条件可归纳为：纳入年度建设规模或规划规模，已完成发展改革委审批、核准或备案程序，上网电价已经价格主管部门审核批复，并网时间符合要求。

2) 可再生能源补贴核查内容

根据《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》的要求，发电企业须对截止到2021年12月31日已并网，有补贴需求的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目开展自查工作。

本次可再生能源补贴自查主要从项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金、环境保护（仅生物质发电）六个方面开展自查。

3) 公司尚未纳入补贴清单和第一批合规清单项目的具体分析

A. 关于补贴清单的分析

对于新能源项目纳入补贴清单所需的具体条件分析如下：

①关于是否纳入年度建设规模或规划规模

目前新能源发电企业实际业务开展过程中，一般由所在地能源局发布规划和年度建设规模，随后项目业主根据能源局规划和自身拟开展的项目情况，向所在地发展改革委进行核准申请或备案工作。所谓年度建设规模或规划规模包括特许权招标结果明确的项目规模，年度核准计划或增补计划明确的项目规模，各省（区、市）年度开发建设方案、实施方案或调整方案明确的项目规模，基地、试点示范类项目清单明确的规模，或全国海上风电开发建设方案（2014-2016）、国家能源主管部门批复的各省（区、市）海上风电规划项目规模。根据各省（区、市）年度开发建设方案、实施方案或调整方案，或者各省份纳入指标规模的项目清单等资料。

②关于是否完成审批、核准或备案

新能源发电项目开发建设需要经过相当严格的审批程序，关于风力发电项目，根据国务院《关于取消和下放一批行政审批项目等事项的决定》（国发〔2013〕19号）规定，企业投资风力发电项目核准的审批权限已经下放至地方政府投资主管部门，实际由各地发展改革委负责核准。关于光伏发电项目，根据《光伏电站项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕329号）文件，光伏电站项目实行备案制管理。此外，根据国家发展改革委、能源局《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》，将完善新能源项目投资核准（备案）制度，推动风电项目由核准制调整为备案制。

③关于上网电价是否已经价格主管部门审核批复

根据《中华人民共和国可再生能源法》，可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整。实行招标的可再生能源发电项目的上网电价，按照中标确定的价格执行。

④关于并网时间

按照国家价格政策要求，项目执行并网时间的上网电价。其中根据《关于加

快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70号）的规定，项目全容量并网时间由地方能源监管部门或电网企业认定，如因技术原因等特殊原因确实无法认定的，参照《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》进行认定。

公司尚未纳入补贴清单和第一批合规清单的项目均满足上述补贴清单的条件要求，相关项目符合纳入补贴清单的实质性条件，公司根据相关政策和历史经验，可以合理估计其能够进入补贴名录，并取得可再生能源电价补贴款，确认补贴合理。

序号	项目名称	是否纳入年度建设规模或规划规模	是否完成审批、核准或备案	是否取得当地电价主管部门的上网电价批复	并网时间是否符合补贴要求	纳入补贴清单是否存在障碍
1	青海东方华路新能源投资有限公司青海德令哈 50 兆瓦风电项目	是	是	是	是	否
2	青海东方华路新能源投资有限公司青海德令哈 20 万千瓦风电项目	是	是	是	是	否
3	德令哈协力光伏发电有限公司尕海南一期 49.5 兆瓦风电项目	是	是	是	是	否
4	德令哈协力光伏发电有限公司德令哈 5 万千瓦风电项目	是	是	是	是	否
5	中节能壶关店上镇分散式风电项目	是	是	是	是	否
6	中节能温县 100MW 风电场项目	是	是	是	是	否
7	德令哈风扬新能源发电有限公司德令哈 5 万千瓦风电项目	是	是	是	是	否
8	中节能阳江南鹏岛海上风电项目	是	是	是	是	否

序号	项目名称	是否纳入年度建设规模或规划规模	是否完成审批、核准或备案	是否取得当地电价主管部门的上网电价批复	并网时间是否符合补贴要求	纳入补贴清单是否存在障碍
9	中节能秦州华岐25MW分散式风电项目	是	是	是	是	否
10	张北二台宇宙营风电场项目	是	是	是	是	否
11	中节能壶关县树掌风电场（该项目已纳入合规清单）	是	是	是	是	否

综上所述，公司上述尚未纳入补贴清单和第一批合规清单的项目均满足《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号）以及《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70号）对于纳入补贴清单的可再生能源发电项目主体资格的要求，符合纳入补贴清单的条件。

B. 关于第一批合规清单的分析

由于目前补贴合规核查工作尚未完成，第一批合规清单是可再生能源发电补贴核查工作的阶段性结果，后续批次合规清单公布安排尚不明确，且各地核查组的核查尺度不一，发行人正在积极争取将尚未纳入第一批合规清单的项目列入后续其他批次合规清单。

4) 符合企业会计准则要求

对于公司10个尚未纳入补贴清单和第一批合规清单的项目均满足《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号）以及《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70号）对于纳入补贴清单的可再生能源发电项目主体资格的要求，符合纳入补贴清单的条件，未来经济利益很有可能流入。

报告期内，公司始终按照上述政策进行可再生能源补贴收入的确认，截至本回复报告出具日，上述项目未收到过任何废除或调整电价的通知以及要求退回补贴款的通知。

综上所述,公司可再生能源补贴收入的确认金额准确、合理,确认时点谨慎、合规,公司可再生能源补贴收入的确认和计量准确恰当,符合《企业会计准则第14号—收入》中关于收入确认的相关规定。

(3) 同行业上市公司未纳入“补贴清单”或“合规清单”的项目对于补贴所采取的会计政策情况

经查询公开披露文件,同行业上市公司对于未纳入“补贴清单”或“合规清单”的项目对于补贴所采取的会计政策情况与发行人基本保持一致,具体如下:

公司名称	发电业务收入确认整体政策	未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目补贴电价收入确认政策描述	资料来源
三峡能源 600905.SH	本集团主营电力销售业务,电力收入于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。本集团根据经电力公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价(含国家可再生能源电价附加)确认电费收入。	截至2021年5月7日,三峡能源有40个发电项目未纳入补贴项目清单,未纳入补贴项目清单的项目补贴电价以物价局和发改委批复的核准电价为准,核准电价中包含了补贴电价,尽管发电和进入清单具有间隔期,但根据相关规定及电价批复,项目自发电投产之日起享受补贴电价,确认补贴电价收入。	2024年度报告、《首次公开发行股票招股说明书》(2021年5月)
中闽能源 600163.SH	公司生产和销售电力,于电力供应至电网公司时确认销售收入,即月末根据购售电双方共同确认的上网电量和国家有关部门批准执行的上网电价以及竞价电价(含政策性补贴)确认电力产品销售收入。	对于已满足规定条件可享受电价补贴的项目生产和销售电力,无论是否纳入补贴清单。公司于电力供应至电网公司时确认销售收入,即月末根据购售电双方共同确认的上网电量和国家有关部门批准执行的上网电价以及竞价电价(含政策性补贴)确认电力产品销售收入。截至2024年6月8日,中闽能源尚有1个风电项目尚未纳入“国补目录”,均自并网之日确认补贴收入。	2024年度报告、《关于上海证券交易所对公司2023年年度报告的信息披露监管工作函的回复公告》(2024年6月)

公司名称	发电业务收入确认整体政策	未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目补贴电价收入确认政策描述	资料来源
龙源电力 001289.SZ	电力及商品销售收入在资产的控制权转移至客户时（通常是在向省级电网公司供电或交付商品时）确认。	针对补贴项目，在确认补贴收入时未区分是否纳入补贴清单；截至2025年9月末，公司未纳入第一批补贴合规清单的项目数量为104个，涉及的装机容量为718万千瓦，占公司整体装机容量的比例为16.53%。	2025年度报告、《关于龙源电力集团股份有限公司向特定对象发行股票的审核问询函的回复报告》（2026年2月）
新天绿能 600956.SH	风力/光伏发电收入以电力供应至各电场所地的电网公司时确认，以经双方确认的结算电量作为当月销售电量，以经发改委核定的上网电价作为销售单价。	未区分是否纳入“补贴目录”或“合规清单”的情况。对于目前尚未列入补贴目录的已投产风电项目，其均已列入国家核准计划及开发建设计划，并按按时完成核准、并网发电，并取得物价部门的电价批复，符合国家申报可再生能源补贴资金的条件。	《新天绿能非公开发行A股股票申请文件反馈意见的回复》（2021年6月）
嘉泽新能 601619.SH	本公司与客户之间签订购售电合同，合同通常包含电力生产、传输的履约义务，以商品控制权转移时点确认收入。相关履约义务通常在电力传输时确认，并根据传输的电量和适用的固定资费率进行衡量。	对尚未纳入第一批补贴合规项目清单的项目，经自查认为不存在纳入补贴合规项目清单实质障碍的，继续按照原定补贴电价及销售电量确认营业收入。 截至2025年6月3日，嘉泽新能尚有4个风电项目尚未纳入“国补目录”，其中3个项目尚未纳入“合规清单”，均从并网发电时即确认的补贴收入。公司认为纳入“合规清单”不存在实质障碍，继续按照原定补贴电价及销售电量确认营业收入。共计3个项目不做处理。	2024年度报告、《向特定对象发行股票之募集说明书（修订稿）》（2025年6月）

如上表所示，同行业公司中存在将未纳入“国补目录”或“合规清单”及同时未纳入“国补目录”及“合规清单”的项目在项目并网时即确认补贴收入的情形。

综上所述，同行业可比公司对于可享有补贴的风力发电、光伏发电项目发电补贴收入的总体确认政策均是在电力传输至电网时确认。报告期内，同行业可比

公司未披露过收入确认相关会计政策变更，收入确认政策整体保持稳定。对于可享有补贴但未纳入“国补目录”或“合规清单”或同时未纳入“国补目录”、“合规清单”的发电项目，同行业可比上市公司均于电力供应至电厂所在地的电网公司时以上网电价确认电费收入，即同时确认基础电费收入与补贴电费收入。发行人的收入确认政策与同行业可比公司相比具有一致性，相关会计处理不存在差异。

综上，发行人相关收入确认政策符合会计准则的规定，与同行业可比上市公司的处理不存在差异。

2、对经营业绩的可能影响

截至报告期末，11个未纳入补贴清单的项目中，1个项目已纳入第一批合规清单、尚未进入补贴清单，尚未进入补贴清单的主要原因为由于合规核查的开展，整体补贴清单公布有所停滞，考虑到该等项目已满足可再生能源补贴合规性核查要求，预计后续进入补贴清单不存在实质性障碍。

针对未纳入补贴清单且未进入合规清单的10个项目，对应的补贴收入规模及占比情况如下：

单位：万元

项目	2025年1-9月	2024年	2023年	2022年	累计
补贴收入金额（A）	31,434.36	45,947.07	44,207.89	48,134.58	169,723.90
公司营业收入（B）	336,120.34	493,396.29	497,878.51	510,789.06	1,838,184.20
占比（C=A/B）	9.35%	9.31%	8.88%	9.42%	9.23%

注：公司营业收入（B）为公司售电业务收入

由于目前补贴合规核查工作尚未完成，第一批合规清单是可再生能源发电补贴核查工作的阶段性结果，后续批次合规清单公布安排尚不明确，且各地核查组的核查尺度不一，公司正在积极争取将尚未纳入第一批合规清单的项目列入后续合规清单。

综上所述，报告期内公司未纳入合规清单也未纳入补贴清单项目对应的补贴收入金额占报告期内公司累计发电业务收入的比例为9.23%，整体占比较低。未来不列入合规清单无法确认部分补贴收入或退回部分补贴款的风险相对较低，但最终取决于国家对未列入补贴合规清单项目的处置标准。

三、报告期内公司应收账款余额增长的原因,结合电费及补贴款的账龄结构、期后回款及逾期情况、相关政策变化等,说明公司应收账款坏账准备计提是否充分

(一) 公司应收账款余额增长的原因、电费及补贴款的账龄结构、期后回款及逾期情况、相关政策变化

1、应收账款余额增长的原因

报告期内发行人应收账款余额增长,主要原因为应收账款中可再生能源补贴部分收回期限较长,且随着新能源装机规模的增长而持续累积,报告期期末,应收账款中应收国补余额占比为 97.12%,具体如下:

单位:万元

项目	2025年9月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日
应收账款余额	757,118.22	769,817.25	655,161.65	515,511.43
应收国补余额	735,299.28	736,634.89	617,343.38	479,327.46
应收国补占比	97.12%	95.69%	94.23%	92.98%

发行人应收账款账面价值不断提升,与行业内可比公司情况一致,具有合理性,应收账款账面价值增长情况与可比公司对比具体如下:

单位:亿元

公司名称	2025/9/30	2024/12/31	2023/12/31	2022/12/31	复合增长率
节能风电	74.89	76.14	64.78	50.96	15.02%
三峡能源	466.26	447.58	366.74	267.28	22.43%
中闽能源	22.64	30.57	24.45	20.00	4.60%
新天绿能	62.07	71.52	62.18	53.45	5.59%
龙源电力	426.94	432.17	353.30	271.00	17.97%

注:上表中龙源电力应收账款金额以应收款项融资科目金额列示

可比公司中,发行人应收账款账面价值复合增长率 15.02%,低于三峡能源 22.43%,与龙源电力 17.97%较为接近。复合增长率高于新天绿能主要系新天绿能除新能源发电业务外还包括天然气业务,覆盖 LNG 接收站综合运营、天然气管长输管线建设及运营管理等;复合增长率高于中闽能源主要系其业务规模较小,2025 年对应回款补贴比例较高所致,其 2022 年到 2024 年中闽能源复合增长率

23.62%，与发行人较为一致。

2、电费及补贴款的账龄结构

(1) 电费的账龄结构

公司报告期各期末应收标杆电费账龄全部为1年以内，主要由于电费结算通常按月进行，并一般于次月完成结算，因此整体账龄较短。

(2) 补贴款的账龄结构

公司报告期各期末应收补贴账款账龄构成如下：

单位：万元、%

项目	2025年9月30日		2024年12月31日		2023年12月31日		2022年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
1年以内 (含1年)	176,006.15	23.25	184,360.24	23.95	209,556.68	31.99	215,652.17	41.83
1-2年(含 2年)	197,219.36	26.05	208,611.66	27.10	197,827.07	30.20	153,766.01	29.83
2-3年(含 3年)	141,646.42	18.71	165,965.39	21.56	136,028.25	20.76	78,384.51	15.21
3-4年(含 4年)	103,749.00	13.70	108,391.87	14.08	51,453.44	7.85	29,217.00	5.67
4-5年(含 5年)	64,194.01	8.48	47,108.54	6.12	22,477.94	3.43	2,307.77	0.45
5年以上	52,484.34	6.93	22,197.19	2.88	-	-	-	-
合计	735,299.28	97.12	736,634.89	95.69	617,343.38	94.23	479,327.46	92.98

公司报告期各期末应收补贴账款账龄主要集中在1年以内、1-2年及2-3年。报告期各期，公司收到国补金额17.83亿元、7.23亿元、6.76亿元、12.52亿元，各期回款对应区间主要在账龄3年以上的长账龄款项。整体来看，公司应收补贴款账龄有所增长。

3、期后回款及逾期情况

报告期各期末应收账款回款情况如下：

单位：万元

项目	2025年9月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日
应收账款余额	757,118.22	769,817.25	655,161.65	515,511.43
回款金额	47,177.45	183,769.26	251,164.88	260,885.73
回款比例	6.23%	23.87%	38.34%	50.61%

注：回款截止时间为2026年3月31日

2022年至2025年1-9月，公司期后回款比例分别为50.61%、38.34%、23.87%、6.23%。受到可再生能源补贴款回款周期较长的影响，报告期内公司应收账款余额随业务开展而逐年增长，期后回款比例主要受当期可再生能源补贴款发放情况影响。

公司应收账款主要分为应收标杆电费和应收可再生能源补贴。发电项目实现并网发电后，标杆电费部分由电网公司直接支付，通常在结算的次月支付。可再生能源补贴是由国家可再生能源发展基金先拨付相应的电价补贴给电网公司后，电网公司向公司支付的款项，无固定发放周期，通常受进入可再生能源补贴名录的具体时间以及补贴发放情况影响，发放周期较长，通常在1-4年可以收回，期后回款比例受可再生能源补贴资金调拨进度影响较大。

可再生能源补贴款由财政部统筹下发至各地电网公司，再由各地电网公司向发电企业支付，具体发放周期由财政部拨付时间决定，补贴款发放的时间不固定，结算存在一定的滞后性。国家会结合每年的行业政策、资金状况、项目的审批进度等因素综合考虑进行核算发放，近年应收补贴款的发放周期有所延长，因此各期末应收可再生能源补贴款的余额逐渐增加，且账龄有所延长。

由于应收可再生能源补贴款发放周期由财政部拨付时间决定，无相关文件明确规定应收补贴款的拨付期限，无明确约定的信用期，亦不存在逾期情况，因此应收可再生能源补贴款的账龄不直接反映其信用风险水平，其信用风险特征没有明显变化。

4、相关政策变化情况

2019年5月21日，国家发改委发布的《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号）提出，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，国家发改委下发《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），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。

根据前述政策，对于 2021 年起新核准及此前核准未按时并网的陆上风电项目、2021 年起新备案的集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目，中央财政不再补贴，但不影响原有补贴项目在全生命周期内享有补贴，不影响原有补贴项目的收入确认原则。

2022 年 3 月，三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，并组织在全国范围内开展可再生能源发电补贴自查核查工作，核查工作意在明确和规范后续补贴发放的推进，加强和优化可再生能源补贴资金使用管理，并不影响公司可再生能源补贴收入初始确认的总体原则。

（二）公司应收账款坏账准备计提是否充分

1、公司应收账款坏账准备计提情况

报告期各期末，发行人应收账款的坏账计提情况如下：

单位：万元

项目	2025 年 9 月 30 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日
期末账面余额	757,118.22	769,817.25	655,161.65	515,511.43
坏账准备	8,253.32	8,454.61	7,313.77	5,905.43
期末账面价值	748,864.91	761,362.64	647,847.88	509,606.00
坏账计提比例	1.09%	1.10%	1.12%	1.15%

报告期各期末，发行人应收账款账面价值分别为 509,606.00 万元、647,847.88 万元、761,362.64 万元、748,864.91 万元，整体呈上升趋势；坏账计提比例分别为 1.15%、1.12%、1.10%、1.09%，保持稳定。

2、公司应收账款坏账准备计提方法

公司针对信用风险显著不同的金融资产单项评价信用风险，如：应收关联方款项；与对方存在争议或涉及诉讼、仲裁的应收款项；已有明显迹象表明债务人很可能无法履行还款义务的应收款项等。除了单项评估信用风险的金融资产外，公司基于共同风险特征将金融资产划分为不同的组别，在组合的基础上评估信用风险。

报告期内，公司应收账款按坏账计提方法分类如下：

单位：万元

日期	类别	账面余额	坏账准备	计提比例%
2025年9月30日	按单项评估计提信用减值准备的应收账款	696.16	696.16	100.00
	按组合计提信用减值准备的应收账款	756,422.06	7,557.16	1.00
	合计	757,118.22	8,253.32	1.09
2024年12月31日	按单项评估计提信用减值准备的应收账款	778.59	778.59	100.00
	按组合计提信用减值准备的应收账款	769,038.67	7,676.03	1.00
	合计	769,817.25	8,454.61	1.10
2023年12月31日	按单项评估计提信用减值准备的应收账款	778.59	778.59	100.00
	按组合计提信用减值准备的应收账款	654,383.06	6,535.18	1.00
	合计	655,161.65	7,313.77	1.12
2022年12月31日	按单项评估计提信用减值准备的应收账款	778.59	778.59	100.00
	按组合计提信用减值准备的应收账款	514,732.84	5,126.85	1.00
	合计	515,511.43	5,905.43	1.15

公司按组合计提信用减值准备的应收账款，主要分为电力销售应收账款（国内）、电力销售应收账款（国外）、应收关联方款项、除电力应收账款外其他应收款项，根据应收账款不同组合分别计提损失准备。具体分类如下：

项目	确定组合的依据
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

项目	确定组合的依据
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
组合 3:	除组合 1、2 以外其他应收款项

1) 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。报告期内，该组合坏账准备计提比例为 1.00%。

2) 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 Australia Energy Market Operator Ltd（澳大利亚能源市场运营商有限公司），电费按周结算，四周后付款，由 Australia Energy Market Operator Ltd 向澳大利亚电厂开具 Recipient Created Tax Invoice（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。报告期内，该组合坏账准备计提比例为 0%。

3) 组合 3 为除组合 1、2 以外的其他应收款项目

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，同时，应收关联方款项为外部关联交易款项，上述两种款项根据以往情况其存在可回收损失的可能性较低。报告期内，该组合坏账准备计提比例为 1.00%。

3、坏账准备计提对比

公司电费应收账款坏账计提比例，与同行业内的上市公司对比如下：

公司名称	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
节能风电	电力销售组合（国内）	1.00%	1.00%	1.00%

公司名称	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
三峡能源	标杆电费组合	0.46%	0.36%	0.35%
	补贴电费组合	5.02%	4.08%	3.08%
中闽能源	应收电费组合	2.43%	2.42%	3.97%
新天绿能	新能源补贴款及标杆电价组合	1.00%	1.00%	1.00%
龙源电力	应收账款组合	0.74%	0.98%	1.05%

由上表可知，公司应收账款坏账计提比例与新天绿能保持一致，高于龙源电力，低于三峡能源与中闽能源，在同行业上市公司中属于中位，应收账款坏账准备计提充分，具有谨慎性与合理性。

综上，节能风电应收可再生能源补贴到期不能收回的可能性较小，整体坏账准备计提充分。

四、自本次董事会决议日前六个月至今，公司实施或拟实施财务性投资（含类金融业务）的具体情况；最近一期末公司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

（一）财务性投资及类金融的认定标准

1、财务性投资的认定标准

根据中国证监会发布的《证券期货法律适用意见第 18 号》，财务性投资包括但不限于：投资类金融业务；非金融企业投资金融业务（不包括投资前后持股比例未增加的对集团财务公司的投资）；与公司主营业务无关的股权投资或产业基金、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。

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、渠道为目的的拆借资金、委托贷款，如符合公司主营业务及战略发展方向，不界定为财务性投资。

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百分之三十（不包括对合并报表范围内的类金融业务的投资金额）。

2、类金融业务的认定

根据中国证监会发布的《监管规则适用指引——发行类第7号》，除人民银行、银保监会、证监会批准从事金融业务的持牌机构为金融机构外，其他从事金融活动的机构均为类金融机构。类金融业务包括但不限于：融资租赁、融资担保、商业保理、典当及小额贷款等业务。

(二) 自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司实施或拟实施的财务性投资情况

发行人不存在经营类金融业务的情形，自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在实施或拟实施的财务性投资和类金融业务情况。

(三) 公司最近一期末不存在持有金额较大、期限较长的交易性金融资产和可供出售的金融资产、借予他人款项、委托理财等财务性投资的情形

截至2025年9月末，节能风电与财务性投资相关的报表项目情况如下：

单位：万元

项目	账面价值	是否包含财务性投资
其他应收款	32,330.46	否
其他流动资产	36,565.95	否
长期应收款	2,515.74	否
长期股权投资	623.46	否
其他权益工具投资	1,311.28	否
其他非流动资产	213,759.99	否
合计	287,106.88	

1、其他应收款

截至2025年9月末，公司其他应收款情况如下：

单位：万元

款项性质	期末账面余额
增值税即征即退50%	2,274.39
保证金	29,444.71
其他	671.37
减：坏账准备	-60.00

款项性质	期末账面余额
合计	32,330.46

截至 2025 年 9 月末，公司其他应收款账面价值为 32,330.46 万元，主要内容包
括公司新能源项目前期费用，保证金、押金、备用金，增值税即征即退，不属
于财务性投资。

2、其他流动资产

截至 2025 年 9 月末，公司其他流动资产账面价值为 36,565.95 万元，为待抵
扣进项税及预缴税金，不属于财务性投资。

3、长期应收款

截至 2025 年 9 月末，公司长期应收款账面价值为 2,515.74 万元，为工程垫
付款及生物银行维护款，均与主营业务生产相关，不属于财务性投资。生物银行
维护款系子公司白石公司根据与澳大利亚新州环保部签署的生物银行协议，向澳
大利亚新州环保部支付的土地生物维护款，未来环保部根据计划逐步将此款项返
还给白石公司，白石公司再将收到的退款投入到植被保护等维护工作中。

4、长期股权投资

截至 2025 年 9 月末，公司长期股权投资为被投资合营企业新疆达风变电运
营有限责任公司，期末账面价值为 623.46 万元。

被投资企业新疆达风变电运营有限责任公司的主营业务为变电站的运营管
理（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动），其业务属于
电力生产及配套运营领域，不属于财务性投资。

5、其他权益工具投资

截至 2025 年 9 月末，公司其他权益工具投资情况具体如下：

单位：万元

被投资公司	业务性质/经营范围	账面价值	是否属于财务性投资
内蒙古呼和浩特抽水蓄能发电有限责任公司	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；水力发电；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验；旅游业务；餐饮服务；住宿服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：发电技术服务；储能技术服务；太阳能发电技术服务；风力发电技术服务；电气设备修理；工程管理服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；园林绿化工程施工；业务培训（不含教育培训、职业技能培训等需取得许可的培训）；特种作业人员安全技术培训；普通货物仓储服务（不含危险化学品等需许可审批的项目）；物业管理。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	1,211.28	否
湖北五峰抽水蓄能有限公司	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；水力发电；自来水生产与供应（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：储能技术服务；工程管理服务；工程技术服务（规划管理、勘察、设计、监理除外）；游览景区管理（除许可业务外，可自主依法经营法律法规非禁止或限制的项目）	100.00	否
合计		1,311.28	

根据上表，内蒙古呼和浩特抽水蓄能发电有限责任公司与湖北五峰抽水蓄能有限公司均从事抽水蓄能电站的投资、建设及运营管理业务，属于新能源电力系统的重要组成部分，与公司（中节能风电）的主营业务——风电项目的开发、建设及运营具有较强的产业协同性。抽水蓄能电站在电网调峰、平衡新能源发电波动、保障系统安全稳定运行等方面发挥关键作用，是风电等可再生能源消纳体系的重要环节。

公司持有上述企业的股权，旨在通过战略性参与抽水蓄能项目建设，完善新能源产业布局，促进上下游协同，增强公司在可再生能源领域的综合竞争力。该等投资具备长期战略意图和产业协同效应，不以短期收益或资本增值为主要目的，因而不属于财务性投资。

6、其他非流动资产

截至 2025 年 9 月末，公司其他非流动资产具体如下：

单位：万元

项目	账面价值
预付设备工程款	26,976.40
待抵扣增值税进项税长期部分	103,632.82
风电项目前期费用	34,336.65
预付土地出让款	6,030.21
预付办公楼购置款	40,184.68
其他	2,599.22
合计	213,759.99

截至 2025 年 9 月末，公司其他非流动资产账面价值为 213,759.99 万元，主要为预计一年以上待抵扣进项税，不属于财务性投资。

经对发行人最近一期财务报表相关科目逐项核查，并结合《证券期货法律适用意见第 18 号》《监管规则适用指引——发行类第 7 号》的规定进行比对分析，截至最近一期末，发行人不存在持有金额较大的财务性投资或从事类金融业务的情形。报告期末各项涉及金融资产或可能被认定为财务性投资的报表项目，均系围绕主营业务形成的经营性资产或产业协同投资，不属于与主营业务无关的股权投资、产业基金投资、拆借资金、委托贷款或高风险金融产品投资等财务性投资情形，亦不存在经营融资租赁、融资担保、商业保理、小额贷款等类金融业务的情况。

同时，自本次发行相关董事会决议日前六个月至今，发行人不存在新投入或拟投入财务性投资或类金融业务的情况，亦不存在应从本次募集资金总额中扣除的财务性投资金额。

综上，自本次董事会决议日前六个月至今，公司不存在实施或拟实施财务性投资（含类金融业务），最近一期末公司不存在持有财务性投资（包括类金融业务）情形。

五、中介机构核查程序及核查意见

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、申报会计师致同会计师履行了以下核查程序：

1、查阅发行人报告期内所处行业的主要行业政策及相关解读文件，并分析其对发行人的影响；了解相关政策对公司电量、电价、未来收入及业绩的影响情况；查阅同行业上市公司的公开信息，对比分析同行业上市公司财务情况，分析归母净利润下降的原因；

2、查阅可再生能源补贴发放涉及的相关政策文件，了解纳入可再生能源合规清单的具体条件、审批流程、补贴发放政策、可再生能源补贴核查背景、核查内容及具体要求；获取发行人全部纳入补贴和核查范围的项目清单；针对确认补贴收入但暂未纳入可再生能源发电项目补贴目录或合规清单的项目，根据纳入补贴目录或合规清单的基本条件获取相关资料进行检查；了解可再生能源补贴收入确认情况及相关会计处理，分析是否符合《企业会计准则》及应用指南相关要求及对发行人业绩的影响；检索同行业可比公司公开披露信息，了解同行业可比公司可再生能源补贴和应收账款的相关情况；

3、获取公司应收账款账龄划分明细表，结合公司信用政策等情况，分析公司期末应收账款余额的合理性，检查应收账款期后回款情况；查阅同行业上市公司的公开信息，对比分析同行业上市公司的应收账款坏账准备计提政策，检查发行人报告期各期末应收账款坏账准备计提的合理性；

4、获取发行人财务报表和可能涉及财务性投资相关报表科目的明细，检查发行人最近一期末及本次董事会决议日前六个月至今是否存在财务性投资；通过国家企业信用信息公示系统等网站查询发行人对外投资企业的情况，了解发行人对外投资的原因和目的，对外投资企业的主营业务情况等。

针对上述事项，申报会计师中审众环会计师履行了以下核查程序：

1、结合内部控制审计评价管理层收入与应收账款确认相关的关键内部控制设计和运行的有效性；

2、了解公司收入确认会计政策及收入确认情况，获取上网电价批复文件，并与同行业惯例进行对比分析，关注其收入确认的合理性；

3、检查收入与应收账款确认的支持性原始资料，结合电费收入细节测试对应收账款借方发生额进行检查测试，评价是否符合节能风电会计政策及企业会计准则的要求；

4、查阅国家新能源补贴相关政策；了解纳入可再生能源合规清单的具体条件、审批流程、补贴发放政策、可再生能源补贴核查背景、核查内容及具体要求；获取发行人纳入补贴和核查范围的项目清单；了解公司暂未纳入国家补贴名录的项目未来纳入计划；复核已纳入国补目录及处于公示阶段的项目的基本资料；获取公司暂未纳入国补目录项目的核准文件等资料，了解是否存在实质性障碍及相关影响；

5、获取公司报告期内的应收账款账龄明细表，对账龄明细表的准确性予以复核，向公司财务人员及经办人员进行访谈，了解账龄较长的应收款项产生的原因；查阅同行业上市公司的公开信息，对比分析同行业上市公司的应收账款坏账准备计提情况，评价其恰当性和充分性。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师致同会计师认为：

1、报告期内公司归母净利润下滑，主要受平价上网与电价市场化改革导致平均上网电价下降与弃风率上升引致收入下降，叠加新增项目投产带来折旧与运维成本增加等因素影响，营业收入下降、营业成本上升共同压制盈利水平。公司业绩变动与同行业趋势一致，具有行业普遍性。上述影响预计短期内仍将持续，但不会对公司持续经营能力构成重大不利影响；公司已完善相关风险提示。

2、报告期内公司补贴收入确认按照可再生能源相关政策规定执行，符合《企业会计准则第 14 号——收入》规定，且与同行业公司不存在重大差异；报告期内公司未纳入补贴清单及合规清单项目对应的补贴收入占比较低，不会对公司经营业绩产生重大不利影响。

3、报告期各期末公司应收账款持续增长，与公司业务规模、信用政策相匹配；公司应收账款坏账准备计提政策与同行业公司不存在重大差异，坏账准备计提充分、合理；

4、自本次董事会决议日前六个月至今，公司不存在实施或拟实施财务性投资（含类金融业务），最近一期末公司不存在持有财务性投资（包括类金融业务）情形。

经核查，申报会计师中审众环会计师认为：

1、2022 年度内公司涉及可再生能源补贴的营业收入确认符合会计准则的规定，与同行业可比公司相比具有一致性。

2、截止 2022 年 12 月 31 日尚未纳入国补目录的项目对公司经营成果影响较小，尚未纳入国补目录项目涉及纳入补贴目录或清单的要件齐备。

3、公司应收账款坏账计提政策与同行业上市公司不存在重大差异，公司长账龄应收账款余额增长主要由于可再生能源补贴部分应收账款增长所致，报告期内，公司应收账款不存在回款周期显著增长的情况，已确认补贴收入但尚未纳入补贴目录项目满足相关电价政策法规要求，应收账款信用减值损失计提充分。

保荐机构总体意见

对本回复材料中的公司回复，本机构均已进行核查，确认并保证其真实、完整、准确。

（本页无正文，为中节能风力发电股份有限公司《关于中节能风力发电股份有限公司向特定对象发行股票申请文件的审核问询函的回复报告》之签章页）

中节能风力发电股份有限公司
2026年4月17日



发行人董事长声明

本人已认真阅读《关于中节能风力发电股份有限公司向特定对象发行股票申请文件的审核问询函的回复报告》的全部内容，确认回复报告内容真实、准确、完整，不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并承担相应的法律责任。

发行人董事长：

姜利凯

姜利凯

中节能风力发电股份有限公司

2026年4月17日

(本页无正文，为中信证券股份有限公司《关于中节能风力发电股份有限公司向特定对象发行股票申请文件的审核问询函的回复报告》之签章页)

保荐代表人：

沙云皓

沙云皓

李中杰

李中杰

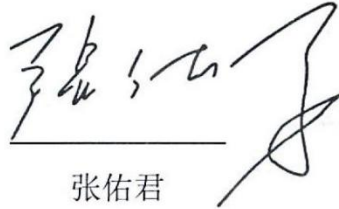
中信证券股份有限公司

2026年4月17日

保荐人法定代表人、董事长声明

本人已认真阅读《关于中节能风力发电股份有限公司向特定对象发行股票申请文件的审核问询函的回复报告》的全部内容，了解报告涉及问题的核查过程、本公司的内核和风险控制流程，确认本公司按照勤勉尽责原则履行核查程序，审核问询函回复报告不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

法定代表人、董事长：



张佑君

