

香港交易及結算所有限公司及香港聯合交易所有限公司對本公告之內容概不負責，對其準確性或完整性亦不發表任何聲明，並明確表示，概不就因本公告全部或任何部分內容而產生或因倚賴該等內容而引致之任何損失承擔任何責任。



海外監管公告

本公告乃根據香港聯合交易所有限公司證券上市規則第13.10B條而作出。

茲載列在深圳證券交易所網站(<http://www.szse.cn>)刊登的《關於龍源電力集團股份有限公司向特定對象發行股票的審核問詢函的回覆(眾環專字(2026)0200316號)》，僅供參考。

特此公告。

承董事會命
龍源電力集團股份有限公司
China Longyuan Power Group Corporation Limited*
宮宇飛
董事長

中國北京，2026年2月10日

於本公告日期，本公司的執行董事為宮宇飛先生和王利強先生；非執行董事為王雪蓮女士、張彤先生、王永先生和劉勁濤先生；及獨立非執行董事為魏明德先生、高德步先生和趙峰女士。

* 僅供識別

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

众环专字（2026）0200316号

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

众环专字(2026)0200316 号

深圳证券交易所：

根据贵所于 2026 年 1 月 22 日出具的《关于龙源电力集团股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函》（审核函〔2026〕120005 号）（以下称“问询函”）相关问题的要求，中审众环会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“申报会计师”、“本所”或“我们”）作为龙源电力集团股份有限公司（以下简称“龙源电力”、“发行人”或“公司”）向特定对象发行股票的申报会计师，对审核问询函中需要申报会计师说明或发表意见的问题进行了认真的核查，现将有关问题的核查情况和核查意见回复如下：

注 1：本所对发行人 2023 年度及 2024 年度财务报表进行审计并分别出具了标准无保留意见的审计报告[众环审字(2024)0200896 号、众环审字(2025)0201249 号]。

注 2：本所未对发行人 2025 年 1-9 月、2022 年期间的财务报表出具审计或审阅报告，仅针对本次问询函中需要申报会计师说明或发表意见的问题实施了检查、分析等专项核查程序。

注 3：报告期指 2022 年度、2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-9 月。

关于回复内容释义、格式及补充更新披露等事项的说明如下：

1、如无特别说明，本回复使用的简称与《龙源电力集团股份有限公司 2025 年度向特定对象发行 A 股股票募集说明书（修订稿）》中的释义相同；

2、本回复中若出现总计数尾数与所列数值总和尾数不符的情况，均为四舍五入所致；

本审核问询函回复报告的字体代表以下含义：

审核问询函所列问题	黑体（加粗）
审核问询函问题的回复、中介机构核查意见	宋体（不加粗）
引用募集说明书中的内容	楷体（不加粗）
对募集说明书等文件的修改及补充	楷体（加粗）

目录

目录.....	3
1、申报材料显示，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 50.00 亿元（含本数），分别将投入海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目（以下简称项目一）和“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目（以下简称项目二）。	4
2、申报材料显示，2025 年 1-9 月，公司营业收入为 2,222,092.05 万元，同比下降 15.67%；扣非归母净利润为 429,171.90 万元，同比下降 16.03%。报告期内，公司风电和光伏发电平均上网电价整体呈下降趋势，主要受可再生能源补贴政策和电力市场化改革政策影响。	24

1、申报材料显示，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 50.00 亿元（含本数），分别将投入海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目（以下简称项目一）和“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目（以下简称项目二）。

项目一位于海南省东方市西部海域，项目装机容量为 50 万千瓦，拟安装 22 台单机容量 10MW 和 20 台单机容量 14MW 的海上风电机组，配套建设海上升压站、集电海缆及送出工程等设施，并通过海底电缆接入海南电网，项目工程总投资额 51.67 亿元。

项目二位于宁夏回族自治区中卫市沙坡头区，是“宁湘直流”配套新能源基地的重要组成部分。项目装机规模 100 万千瓦，拟安装 140 台单机容量为 7.15MW 的风电机组，并配套建设集电线路、升压站及接入系统等工程设施，项目工程总投资额预计为 42.72 亿元。

请发行人：（1）结合已建、在建和拟建电站情况，说明与募投项目在装机容量、电力市场化改革政策安排、主要服务的省份区域的历史用电量及发电量供求结构、发电消纳政策等方面的区别和联系，公司对新增电力的产能分配规划，是否存在电力消纳、产能过剩风险。（2）说明截至目前是否已取得本次募投项目开工所需的所有审批文件，是否附条件或在有效期内，项目实施是否存在重大不确定性或对本次发行构成实质性障碍。（3）说明本次募投项目的销售模式，上网电价确认依据，是否存在调整风险及影响；上网电量、年等效利用小时数等主要参数选取依据，是否考虑弃风弃光限电风险，结合可比项目效益测算情况说明效益预测的谨慎性、合理性。（4）说明募投项目各项投资支出的具体构成、测算过程及测算依据；结合募投项目的投资进度、折旧摊销政策等，量化分析募投项目折旧或摊销对公司未来经营业绩的影响。（5）说明募投项目剩余资金缺口的资金来源及落实进展情况，是否存在重大不确定性。

请发行人补充披露（1）（2）（3）（4）相关风险。

请保荐人核查并发表明确意见，会计师对（2）（3）（4）核查并发表明确意见。

公司回复：

二、说明截至目前是否已取得本次募投项目开工所需的所有审批文件，是否附条件或在有效期内，项目实施是否存在重大不确定性或对本次发行构成实质性障碍

（一）海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目

1、本项目已取得海南省发展和改革委员会出具的《海南省发展和改革委员会关于海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目核准的批复》（琼发改能源函〔2022〕879 号）、《海南省发展和改革委员会关于同意延长海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目核准文件有效期的批复》（琼发改能源函〔2024〕996 号）。

2、本项目已取得海南省生态环境厅出具的《海南省生态环境厅关于批复东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目环境影响报告书的函》（琼环函〔2025〕45 号）。

3、本项目已取得海南省东方市自然资源和规划局颁发的《中华人民共和国不动产权证书》（琼〔2023〕东方市不动产权第 0001386 号）、《中华人民共和国不动产权证书》（琼〔2023〕东方市不动产权第 0003962 号）。

4、本项目已取得海南省东方市行政审批服务局颁发的《中华人民共和国建设工程规划许可证》（建字第 469007202420014 号），以及中华人民共和国海南海事局颁发的《中华人民共和国水上水下作业和活动许可证》（琼海事准字〔2025〕第 0005 号、琼海事准字〔2025〕第 0033 号、琼海事准字〔2025〕第 0037 号、琼海事准字〔2025〕第 0038 号、琼海事准字〔2025〕第 0045 号、琼海事准字〔2025〕第 0047 号）。根据海南省东方市营商环境建设局出具的《关于海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风力项目的情况说明》，本项目无需办理建筑工程施工许可证。根据《海南自由贸易港国土空间规划条例》，本项目无需办理建设用地规划许可证。

截至本回复报告出具之日，本项目已取得开工所需的必要审批文件，并于相关审批有效期内开工建设，预计项目实施不存在重大不确定性，亦不会对本次发行构成实质性障碍。

（二）“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目

1、本项目已取得宁夏回族自治区发展和改革委员会出具的《自治区发展改

革委关于“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目核准的批复》
(宁发改能源(发展)审发〔2024〕178 号)。

2、本项目已取得中卫市生态环境局沙坡头区分局出具的《关于同意中卫龙源新能源有限公司<“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目环境影响报告表>的函》(卫环沙坡头区分局函〔2025〕13 号)。

3、本项目已取得宁夏自治区人民政府印发的《自治区人民政府关于“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目建设用地的批复》(宁政土批字〔2025〕366 号)。

4、根据《中卫市第一批建设工程规划许可证豁免清单(试行)》，本项目属于单独选址类项目，无需办理工程规划审批手续；根据中卫市人民政府办公室《关于印发中卫市优化营商环境行动方案的通知》，本项目无需办理建设用地规划许可证；根据中卫市住房和城乡建设局确认，本项目不涉及该局办理建筑工程施工许可证。

截至本回复报告出具之日，本项目已取得开工所需的必要审批文件，并于相关审批有效期内开工建设，预计项目实施不存在重大不确定性，亦不会对本次发行构成实质性障碍。

三、说明本次募投项目的销售模式，上网电价确认依据，是否存在调整风险及影响；上网电量、年等效利用小时数等主要参数选取依据，是否考虑弃风弃光限电风险，结合可比项目效益测算情况说明效益预测的谨慎性、合理性

(一) 海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目

1、销售模式及上网电价确认依据，是否存在调整风险及影响

本项目投产后，所发电力将销售给海南电网。根据可研报告，本项目效益测算所使用的平均含税上网电价为 0.4198 元/kWh，即海南省燃煤标杆上网电价核减辅助服务费后上网电价。

根据海南省发改委出具的《关于海上风电项目场址认定的函》，本项目属于海南省竞争性配置海风项目。根据《海南省发展和改革委员会关于印发<海南省深化新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》(琼发改价格〔2025〕969

号），已开展竞争性配置但未于 2025 年 6 月 1 日前投产的海上风电项目，2026 年底前投产项目机制电价参照竞争性配置方案规定执行，即以当地燃煤上网标杆电价为基准价，机制电量规模为上网电量的 80%、机制执行期限为 20 年。后续年份投产项目机制电价、机制电量规模及执行期限以上一年竞价通知规定为准，原则上不高于上一年执行水平。

因此，本项目效益测算所使用的上网电价具有合理性，预计不存在重大调整风险，不会对本项目的实施造成重大不利影响。

2、上网电量、年等效利用小时数等主要参数选取依据，是否考虑弃风弃光限电风险

根据可研报告，海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目运行期按 25 年计算，经计算，不考虑限电时，风电场年上网电量为 154,859 万 kWh，年等效利用小时数为 3,097 小时。效益测算时假设项目限电比例为 15%，年上网电量为 131,530 万 kWh，年等效满负荷小时数为 2,633 小时。

根据《海南省发展和改革委员会关于开展海南省 2025—2026 年度增量新能源项目机制电价竞价工作有关事项的通知》（琼发改价格〔2025〕1157 号），海上风电项目计算申报电量所使用的年度发电利用小时规定为 3,000 小时。本项目效益测算所使用的年等效利用小时数低于上述规定，测算时已考虑弃风限电风险，具备合理性。

3、结合可比项目效益测算情况说明效益预测的谨慎性、合理性

根据同行业上市公司的公开披露信息，同行业可比项目的海上风电收益率情况如下：

项目名称	总投资 (万元)	装机容量 (万千瓦)	上网电价(元 /千瓦时)	资本金财 务内部收 益率	投资回收 期(年)
国家电投大连市花园口II海上风电项目	218,089.00	18	0.3549	7.06%	14.6
国家电投大连市花园口I海上风电项目	189,838.00	22	0.3549	7.09%	14.5
浙能台州 1 号海上风电场 工程项目	418,129.82	30	0.4153	5.39%	15.9
海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	516,665.19	50	0.4198	8.01%	14.3

注 1：上述资本金财务内部收益率均为所得税后；

注 2: 根据《关于调整风力发电等增值税政策的公告》(财政部 海关总署 税务总局 2025 年第 10 号) 有关规定, 自 2025 年 11 月 1 日起至 2027 年 12 月 31 日, 对纳税人销售自产的利用海上风力生产的电力产品, 实行增值税即征即退 50% 的政策, 海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目的效益测算已考虑上述增值税政策调整影响。

本次募投与上述可比项目均为平价海上风电项目, 效益测算所使用的上网电价基本接近所在区域燃煤基准价; 本次募投项目资本金财务内部收益率为 8.01%, 与同行业可比项目收益率水平较为接近, 效益测算谨慎, 具备合理性。

(二) “宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目

1、销售模式及上网电价确认依据, 是否存在调整风险及影响

本项目作为“宁湘直流”配套电源, 投产后所发电力将主要通过宁夏至湖南 ±800 千伏特高压直流工程外送至湖南消纳。根据宁夏、湖南、国家电网三方协议, 在当前送端煤电基准价 0.2595 元/千瓦时的基础上, 增加 0.017 元/千瓦时费用用于购买配套新能源 10% 容量、两小时的共享储能服务, 送端、受端电价机制应保持相对稳定, 原则上每三年进行协商调整。基于上述协议, 根据可研报告, 本项目效益测算所使用的上网电价为 0.2665 元/千瓦时(含增值税), 即宁夏燃煤标杆上网电价, 增加共享储能服务费核减辅助服务费后上网电价。

因此, 本项目效益测算所使用的上网电价具有合理性, 预计存在调整风险, 但根据协议电价机制应保持相对稳定, 不会对本项目的实施造成重大不利影响。

2、上网电量、年等效利用小时数等主要参数选取依据, 是否考虑弃风弃光限电风险

“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目经营期按 20 年计算, 效益测算时假设限电比例按 10% 考虑, 平均年上网发电量 203,181 万 kWh, 年利用小时数 2,030 小时。

根据《自治区发展改革委关于 2025-2026 年新能源机制电价竞价工作有关事项的通知》(宁发改价格(管理)(2025)679 号), 宁夏自治区集中式风电项目计算申报电量所使用的年度发电利用小时规定为 1,856 小时; 根据《湖南省发展和改革委员会关于 2025 年度新能源机制电价竞价工作有关事项的通知》(湘发改价调(2025)711 号) 考, 湖南省集中式风电项目计算申报电量所使用的年度发电利用小时规定为 2,158 小时。因此, 作为“宁湘直流”配套外送项目, 本

项目效益测算所使用的年等效利用小时数介于宁夏自治区与湖南省的规定小时数之间，测算时已考虑弃风限电风险，具备合理性。

3、结合可比项目效益测算情况说明效益预测的谨慎性、合理性

根据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收益率情况如下：

项目名称	总投资 (万元)	装机容量 (万千瓦)	上网电价 (元/千瓦时)	资本金财 务内部收 益率	投资回收 期(年)
新疆能源立新木垒 50 万千瓦风电项目	225,605.29	50	-	5.54%	-
立新能源达坂城 50 万千瓦风电项目	199,564.83	50	-	6.56%	-
青海省 2023 年风电项目 2 标段海西州 50 万千瓦风电项目	207,327.30	50	0.2200	7.37%	13.4
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	427,200.10	100	0.2665	6.23%	13.6

注 1：上述资本金财务内部收益率均为所得税后；

注 2：根据《关于调整风力发电等增值税政策的公告》(财政部 海关总署 税务总局 2025 年第 10 号)有关规定，自 2025 年 11 月 1 日起至 2027 年 12 月 31 日，对纳税人销售自产的利用海上风力生产的电力产品，实行增值税即征即退 50% 的政策，“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目的效益测算已考虑上述增值税政策调整影响。

本次募投与上述可比项目均为平价陆上风电项目，效益测算所使用的上网电价基本接近所在区域燃煤基准价；本次募投项目资本金财务内部收益率为 6.23%，与同行业可比项目收益率水平较为接近，效益测算谨慎，具备合理性。

四、说明募投项目各项投资支出的具体构成、测算过程及测算依据；结合募投项目的投资进度、折旧摊销政策等，量化分析募投项目折旧或摊销对公司未来经营业绩的影响

(一) 说明募投项目各项投资支出的具体构成、测算过程及测算依据

1、海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目

根据本项目可行性研究报告，本项目的投资构成、测算假设、测算过程及合理性如下：

(1) 项目投资构成

编号	工程或费用名称	金额(万元)	占总投资比例
一	施工辅助工程	7,136.49	1.38%
二	设备及安装工程	264,481.66	51.19%
三	建筑工程	109,915.84	21.27%
四	其他费用	59,640.48	11.54%
1	项目建设用海(地)费	18,071.24	3.50%
2	工程前期费用	15,000.00	2.90%
3	项目建设管理费	12,506.74	2.42%
4	生产准备费	963.70	0.19%
5	科研勘察设计费	12,724.65	2.46%
6	其他税费	374.15	0.07%
五	基本预备费	8,823.49	1.71%
六	建设期利息	5,115.40	0.99%
七	送出工程	12,500.50	2.42%
八	预留其他前期费	36,914.92	7.14%
九	储能工程(200MWh)	12,136.41	2.35%
项目总投资		516,665.19	100.00%

(2) 项目投资构成测算假设

- 1) 国家能源局发布的《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 31009-2019)。
- 2) 国家能源局发布的《海上风电场工程概算定额》(NB/T 31008-2019)。
- 3) 国家能源局发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 31011-2019)。
- 4) 国家能源局发布的《陆上风电场工程概算定额》(NB/T 31010-2019)。
- 5) 财综[2018]15号印发的《调整海域无居民海岛使用金征收标准》。
- 6) 海南省自然资源和规划厅印发的《海南省海域使用金标准及依据》。
- 7) 《关于风电场工程设计概算编制规定及费用标准中联合试运转费有关内容的解释(可再生定额(2022)11号)》。

8) 《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中安全文明施工措施费用标准的通知》(可再生定额〔2022〕39号)。

9) 2025年2月当地工程造价信息。

10) 本项目工程设计资料及图纸。

(3) 项目投资构成的测算过程及合理性

1) 施工辅助工程

施工辅助工程由施工交通工程、大型船舶(机械)进出场费、其他施工辅助工程、安全文明施工措施四项组成,合计投资额7,136.49万元。

2) 设备及安装工程

设备及安装工程由发电场设备及安装工程、海上升压变电站设备及安装工程、登陆海缆工程、集控中心设备及安装工程和其他设备及安装工程五项组成。

发电场设备中,10MW风力发电机组设备按3,707元/kW(到场价,含塔筒,含机组配套变、机组配套升压设备监控系统、税、专用工具、风机控制系统和风机技术咨询服务费等费用)计算,为3,707.00万元/台;14MW风力发电机组设备按3,450元/kW(到场价,含塔筒,含机组配套变、机组配套升压设备监控系统、税、专用工具、风机控制系统和风机技术咨询服务费等费用)计算,为4,830.00万元/台。10MW风力发电机组海上运输、安装(含塔筒)按350.00万元/台计列;14MW风力发电机组海上运输、安装(含塔筒)按500.00万元/台计列。

海上升压变电站设备中,主变压器SZ-270000/230270MVA设备费按1,620.00万元/台计算,全封闭组合电器(GIS)252kV3150A50kA(2组线路变压器组)设备费按770.00万元计算,其他设备价参考近期同类设备的招标合同价确定。

登陆海缆工程中,集电海缆线路设备费(含敷设费)按海缆单价乘公里数计算。

安装工程费按设备清单工程量乘安装工程单价计算,安装工程单价根据不同设备按相关定额子目进行安装单价或安装费率分析。

海事监控费设备费按900.00万元计列,安装费按100.00万元计列。

3) 建筑工程

建筑工程由发电场工程、海上升压变电站工程、登陆电缆工程、陆上集控中心工程、交通工程、其他工程六项组成。

发电场工程、海上升压变电站工程、登陆电缆工程、陆上集控中心工程、交通工程，按设计工程量乘工程单价计算。

其他工程中包括环境保护工程、水土保持工程、劳动安全与工业卫生工程、安全监测工程。其中环境保护工程、水土保持工程根据各专项设计报告所计算的投资分析计列；劳动安全与工业卫生工程、安全监测工程参考同类项目估列。

4) 其他费用

①项目建设用海（地）费：本工程海域使用金按 12,185 万元估列，海域使用补偿费按 4,000.00 万元估列。陆上计量站永久用地按 50.00 万元/亩计算；临时用地按 1.50 万元/亩计算。

②工程前期费：按 15,000.00 万元估列。

③项目建设管理费：工程建设管理费、工程建设监理费、项目咨询服务费、项目技术经济评审费、工程质量检查检测费、工程定额标准编制管理费、项目验收收费及工程保险费，按建筑工程费乘费率计算；专项专题报告编制费按固定价格估列。

④生产准备费：生产人员培训及提前进厂费按建筑工程费的 0.11%计算，生产管理用器具及家具购置费按建筑工程费、设备费之和的 0.09%计算，备品备件购置费按除风机设备购置费以外的设备购置费的 0.30%计算。

⑤科研勘察设计费：科研试验费按建筑工程费的 0.50%计算，勘察设计费按 12,000.00 万元计列。

⑥其他税费：包括水土保持设施补偿费和前期测风塔拆除费，水土保持补偿费按专项设计报告所计算投资分析计列，前期测风塔拆除费按 365.00 万元估列。

5) 基本预备费

按施工辅助工程投资、设备及安装工程投资、建筑工程投资、其他费用四部分费用之和的 2.00%计算。

6) 建设期利息

项目资本金为总投资的 20.00%，其余资金按银行贷款考虑。

7) 送出工程

送出工程线路投资按 11,760.00 万元估列，考虑协调费后合计投资额按 12,360.00 万元（静态）估列（考虑建设期利息后，动态投资金额为 12,500.50 万元）。

8) 预留其他前期费

主要为预留的养殖平台等相关方补偿费用，按 32,500.00 万元（静态）估列（考虑建设期利息后，动态投资金额为 36,914.92 万元）。

9) 储能工程

储能工程投资按 12,000.00 万元（静态）估列（考虑建设期利息后，动态投资金额为 12,136.41 万元）。

2、“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 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、测算假设、测算过程及合理性如下：

（1）项目投资构成

编号	工程或费用名称	金额（万元）	占总投资比例
一	施工辅助工程	5,665.97	1.33%
二	设备及安装工程	250,622.86	58.67%
三	建筑工程	56,416.84	13.21%
四	其他费用	40,770.47	9.54%
1	项目建设用地费	28,101.50	6.58%
2	工程前期费用	2,000.00	0.47%
3	项目建设管理费	4,421.15	1.03%
4	生产准备费	1,833.86	0.43%
5	科研勘察设计费	3,851.55	0.90%
6	其他费用	562.40	0.13%
五	基本预备费	3,534.76	0.83%

编号	工程或费用名称	金额(万元)	占总投资比例
六	升压站及外送线路工程	28,753.41	6.73%
七	调相机	17,000.00	3.98%
八	储能工程	12,800.00	3.00%
九	其他建设费用	6,834.13	1.60%
十	建设期利息	4,801.66	1.12%
项目总投资		427,200.11	100.00%

(2) 项目投资构成测算假设

- 1) 国家能源局发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 31011-2019)。
- 2) 国家能源局发布的《陆上风电场工程概算定额》(NB/T 31010-2019)。
- 3) 财政部、国土资源部发布的《关于调整部分地区新增建设用地土地有偿使用费征收等别的通知》(财综[2009]24号)。
- 4) 宁夏回族自治区人民政府关于公布自治区征收农用地区片综合地价的通知(宁政规发(2020)8号)。
- 5) 其他有关规定。
- 6) 工程设计资料及其他相关资料。

(3) 项目投资构成的测算过程及合理性

本项目投资构成金额的测算过程如下:

- 1) 施工辅助工程

施工辅助工程由施工交通工程、施工供电工程、风电机组安装平台工程、其他施工辅助工程、安全文明施工措施五项组成,合计投资额 5,665.97 万元。
- 2) 设备及安装工程

风力发电机组(含塔架)根据现行市场价格确定,按 1,444 元/kW(含税)到场价计算。

塔架根据现行市场价格确定,按 7,100 元/t(含税)到场价计算。

箱式变压器根据现行市场价格确定,箱变按 72 万元/台(含税)计算。

3) 建筑工程

建筑工程由发电场工程、集电线路工程、升压变电站工程、交通工程、其他建筑工程组成，按设计工程量乘工程单价计算。

4) 其他费用

①项目建设用地费：本项目永久用地为 269,927 平方米，按 45.25 元/平方米计算；临时用地为 3,747,200 平方米，按 21.39 元/平方米计算。

②工程前期费用：按 2,000.00 万元估列。

③项目建设管理费：工程建设管理费、工程建设监理费、项目基本咨询服务费、项目技术经济评审费、工程质量检查检测费、工程定额标准编制管理费、项目验收费及工程保险费，按建筑工程费乘费率计算；专题报告编制费，按固定价格估列。

④生产准备费：生产人员培训及提前进厂费按建筑工程费的 0.315% 计算，生产管理用工器具及生产家具购置费按设备费的 0.639% 计算，备品备件购置费按除风机设备购置费以外的设备购置费的 0.30% 计算。

⑤科研勘察设计费：科研试验费按建筑工程费的 0.6% 计算，勘察设计费按建筑工程费的 1.8254% 计算，竣工图编制费按项目基本设计收费的 8.00% 计算。

⑥其他费用：水土保持设施补偿费按动土面积乘单位补偿价格计算。

5) 基本预备费

按施工辅助工程投资、设备及安装工程投资、建筑工程投资、其他费用四部分费用之和的 0.99% 计算。

6) 升压站及外送线路工程

330KV 升压站工程投资按 20,324.36 万元估列，330KV 送出工程投资按 8,429.05 万元估列。

7) 调相机

调相机投资按 17,000.00 万元估列。

8) 储能工程

储能工程投资按 12,800.00 万元估列。

9) 其他建设费用

由预留维保中心基地建设费、预留移动信号塔建设费、基地及风光发电功率预测系统等组成，合计投资额按 6,834.13 万元估列。

10) 建设期利息

项目资本金为总投资的 20.00%，其余资金按银行贷款考虑。

（二）结合募投项目的投资进度、折旧摊销政策等，量化分析募投项目折旧或摊销对公司未来经营业绩的影响

1、投资进度

截至本次发行董事会审议日（2025 年 10 月 29 日），海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目已投入金额为 17.92 亿元，占总投资金额的比例为 34.68%；“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目尚未投入资金。

2、本次募投项目的折旧摊销政策

根据项目可行性研究报告，本次募投项目的折旧摊销相关参数情况如下表所示：

序号	募集资金项目	预计转固时点	折旧年限	残值率
1	海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	T+1	20 年	0%
2	“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	T+1	20 年	0%

3、量化分析本次募投项目折旧或摊销对公司未来经营业绩的影响

根据项目可行性研究报告，本次募投项目建成后，每年新增折旧摊销金额对发行人未来经营业绩影响如下：

单位：万元

项目	2026 年度	2027 年度	2028 年度	2029 年度	2030 年度	2031 年度	2032 年度	2033 年度
本次募投项目预计新增的折旧摊销金额合计 (a)	984	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	984	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	-	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459
龙源电力现有业务的营业收入 (b)	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39
本次募投项目预计新增的营业收入 (c)	2,038	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	2,038	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	-	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127
营业收入合计 (d=b+c)	2,964,827.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体营业收入合计的比例 (e=a/d)	0.03%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%
龙源电力现有业务的净利润 (f)	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72
本次募投项目预计新增的净利润 (g)	714	8,662	10,096	11,097	10,215	11,543	8,496	8,795
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	714	4,211	4,996	5,348	6,074	6,801	3,442	4,069
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	-	4,451	5,100	5,749	4,141	4,742	5,054	4,726

项目	2026 年度	2027 年度	2028 年度	2029 年度	2030 年度	2031 年度	2032 年度	2033 年度
净利润合计 (h=f+g)	691,234.72	699,182.72	700,616.72	701,617.72	700,735.72	702,063.72	699,016.72	699,315.72
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体净利润合计的比例 (i=a/h)	0.14%	6.16%	6.15%	6.14%	6.15%	6.14%	6.16%	6.16%

(续上表)

项目	2034 年度	2035 年度	2036 年度	2037 年度	2038 年度	2039 年度	2040 年度	2041 年度
本次募投项目预计新增的折旧摊销金额合计 (a)	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459
龙源电力现有业务的营业收入 (b)	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39
本次募投项目预计新增的营业收入 (c)	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127
营业收入合计 (d=b+c)	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体营业收入合计的比例 (e=a/d)	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%
龙源电力现有业务的净利润 (f)	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72
本次募投项目预计新增的净利润 (g)	9,122	8,835	6,840	6,836	11,141	12,295	13,450	13,162

项目	2034 年度	2035 年度	2036 年度	2037 年度	2038 年度	2039 年度	2040 年度	2041 年度
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	4,237	4,904	5,572	5,081	5,749	6,416	7,084	7,751
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	4,885	3,931	1,268	1,755	5,392	5,879	6,366	5,411
净利润合计 (h=f+g)	699,642.72	699,355.72	697,360.72	697,356.72	701,661.72	702,815.72	703,970.72	703,682.72
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体净利润合计的比例 (i=a/h)	6.16%	6.16%	6.18%	6.18%	6.14%	6.13%	6.12%	6.12%

(续上表)

项目	2042 年度	2043 年度	2044 年度	2045 年度	2046 年度	2047 年度	2048 年度	2049 年度
本次募投项目预计新增的折旧摊销金额合计 (a)	43,078	43,078	43,078	43,078	42,094	-	-	-
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	23,619	23,619	23,619	23,619	22,635	-	-	-
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459	-	-	-
龙源电力现有业务的营业收入 (b)	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39
本次募投项目预计新增的营业收入 (c)	92,028	92,028	91,728	92,028	92,028	48,901	48,901	48,901
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	43,127	43,127	42,827	43,127	43,127	-	-	-
营业收入合计 (d=b+c)	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,517.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,011,690.39	3,011,690.39	3,011,690.39
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体营业收入合计的比例 (e=a/d)	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.38%	0.00%	0.00%	0.00%

项目	2042 年度	2043 年度	2044 年度	2045 年度	2046 年度	2047 年度	2048 年度	2049 年度
龙源电力现有业务的净利润 (f)	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72
本次募投项目预计新增的净利润 (g)	13,615	13,678	13,457	13,678	14,514	23,862	23,862	23,862
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	7,647	7,647	7,647	7,647	8,483	23,862	23,862	23,862
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	5,968	6,031	5,810	6,031	6,031	-	-	-
净利润合计 (h=f+g)	704,135.72	704,198.72	703,977.72	704,198.72	705,034.72	714,382.72	714,382.72	714,382.72
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体净利润合计的比例 (i=a/h)	6.12%	6.12%	6.12%	6.12%	5.97%	0.00%	0.00%	0.00%

(续上表)

项目	2050 年度	2051 年度
本次募投项目预计新增的折旧摊销金额合计 (a)	-	-
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	-	-
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	-	-
龙源电力现有业务的营业收入 (b)	2,962,789.39	2,962,789.39
本次募投项目预计新增的营业收入 (c)	48,901	48,901
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	48,901	48,901
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	-	-
营业收入合计 (d=b+c)	3,011,690.39	3,011,690.39
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体营业收入合计的比例 (e=a/d)	0.00%	0.00%
龙源电力现有业务的净利润 (f)	690,520.72	690,520.72

项目	2050 年度	2051 年度
本次募投项目预计新增的净利润 (g)	23,862	9,582
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	23,862	9,582
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	-	-
净利润合计 (h=f+g)	714,382.72	700,102.72
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体净利润合计的比例 (i=a/h)	0.00%	0.00%

注 1：龙源电力现有业务的营业收入、净利润以 2025 年度 1-9 月年化后的营业收入和净利润为基准，并假设未来保持不变；

注 2：上述假设仅为测算本次募投项目相关折旧或摊销对公司未来经营业绩的影响，不代表公司对未来年度盈利情况的承诺，也不代表公司对未来年度经营情况及趋势的判断。

根据上表量化分析可知，虽然本次募投项目的实施会导致发行人折旧摊销金额增加，但募投项目整体净利润及预计效益良好，募投项目每年新增折旧摊销占预计营业收入和预计净利润的比例最大值分别为 1.41% 和 6.18%。因此，募投项目新增折旧摊销不会对公司未来经营业绩造成重大不利影响。

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，申报会计师履行了以下核查程序：

2、查阅发行人本次募投项目开工所需核准、环评、土地及海域使用权、用地批复等相关文件，了解本次募投项目土地使用权及其他开工所需的审批文件办理进度，预计取得是否存在重大不确定性；查阅募投项目所在地国土空间规划及工程建设相关法律法规、行政方案及豁免清单，并访谈中卫市住房和城乡建设局相关人员；

3、查阅发行人本次募投项目的可行性研究报告，了解本次募投项目的销售模式，以及上网电价、上网电量、年等效利用小时数等主要参数的确定依据；查阅同行业公司可比项目的相关披露文件，核查效益本次募投项目效益测算的谨慎性、合理性；

4、查阅发行人本次募投项目的可行性研究报告，了解各项投资支出的具体构成、测算过程及测算依据；了解本次募投项目的投资进度、折旧摊销政策，测算募投项目新增折旧或摊销金额对公司未来经营业绩的影响；

(二) 核查意见

经核查，申报会计师认为：

2、本次募投项目已取得开工所需的必要审批文件，并于相关审批有效期内开工建设，预计项目实施不存在重大不确定性，亦不会对本次发行构成实质性障碍；

3、本次募投项目的销售模式及上网电价确认依据合理，预计不存在重大调整风险，不会对项目实施造成重大不利影响；本次募投项目的上网电量、年等效利用小时等主要参数选取依据合理，已考虑弃风限电风险；本次募投项目与可比

项目的收益率水平不存在重大差异，效益测算谨慎，具备合理性；

4、本次募投项目各项投资支出的具体构成、测算过程及测算依据合理，募投项目折旧或摊销对公司未来经营业绩不会造成重大不利影响；

2、申报材料显示，2025年1-9月，公司营业收入为2,222,092.05万元，同比下降15.67%；扣非归母净利润为429,171.90万元，同比下降16.03%。报告期内，公司风电和光伏发电平均上网电价整体呈下降趋势，主要受可再生能源补贴政策和电力市场化改革政策影响。

报告期各期末，发行人应收款项融资账面价值分别为2,710,044.35万元、3,533,048.38万元、4,321,740.25万元、4,269,429.42万元，占各期末流动资产的比例分别为50.86%、77.29%、83.38%、84.49%；固定资产占非流动资产比例分别为79.38%、77.02%、76.19%和78.81%。

发行人拥有遍布全国多个区域的风电和太阳能发电项目，以及多地区的分公司、子公司，仍存在部分已投产发电项目未取得权属证书的情况。报告期内，发行人及其子公司处罚金额在一万元以上的相关行政处罚共计86项。

请发行人：（1）结合已建、在建及拟建项目产能产量情况，说明电价单价下行的持续性，发行人现有发电量变化能否抵消单价下行的带来的影响，影响公司最近一期业绩下滑因素是否缓解。（2）结合可再生能源补贴政策、税收政策及电力市场化改革政策安排，发行人市场化交易电量占比、上网电价、标杆电价的大致占比情况，说明上述文件对于发行人经营业绩影响情况，分析未来风力及太阳能发电项目电力收入增长的持续性，未来是否存在电力销售价格下行、新增发电电量大幅下滑的风险。（3）结合发行人未进入合规清单及补贴清单的存量项目数量及占比情况，说明相关项目对应的收入规模及未来是否存在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。（4）结合发行人陆上及海上风电的业务结构、各期增值税即征即退金额，说明税收政策变化对发行人经营业绩的影响。（5）说明发行人报告期各期末应收款项融资账面价值较高且增长较快的原因及合理性，结合发行人应收账款、应收款项融资等坏账计提政策、账龄、逾期、期后回款及同行业公司情况等，说明应收账款坏账准备计提的充分性。（6）结合报告期内在建工程建设进展及转固情况，说明固定资产减值是否充分，相关会计处理是否符合企业会计准则的有关规定。（7）发行人部分已投产项目未取得权属证书的具体情况，包括项目名称、装机容量、未取得证书的原因、办理进展及预计办结时间，是否存在被处罚或影响生产经营的风险；发行人及其子公司86项行政处罚是否涉及重大违法行为，相

**关认定依据是否充分。 (8) 结合相关财务报表科目的具体情况，说明发行人最近一期末是否持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务），自本次发行董
事会决议日前六个月至今，发行人新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务
的具体情况，是否已从本次募集资金总额中扣除，是否符合《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》的相关要求。**

请发行人补充披露 (2) (3) (4) 相关风险。

**请保荐人核查并发表明确意见，会计师对 (3) (4) (5) (6) 核查并发表
明确意见，发行人律师对 (7) 核查并发表明确意见。**

公司回复：

**三、结合发行人未进入合规清单及补贴清单的存量项目数量及占比情况，
说明相关项目对应的收入规模及未来是否存在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**

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%，区分是
否纳入补贴目录情况如下：

项目	项目数量（个）	装机规模（万千瓦）	占公司期末总装机比例
纳入补贴目录	76	458	10.55%
未纳入补贴目录	28	260	5.98%
总计	104	718	16.53%

报告期内公司未纳入合规清单项目对应的补贴收入规模及占比情况如下：

项目	2025 年 1-9 月	2024 年	2023 年	2022 年	累计
补贴收入金额 (A)	24.23	47.60	25.69	31.07	128.60
公司营业收入 (B)	222.21	370.70	376.42	398.63	1,367.96
占比 (C=A/B)	10.91%	12.84%	6.82%	7.79%	9.40%

根据上表，报告期内公司未纳入合规清单项目对应的补贴收入金额占报告期
内公司累计营业收入的比例为 9.40%，整体占比较低。

2020 年 1 月，三部委发布《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），公布了第 1-7 批目录内项目，相关项目直接列入

电网企业可再生能源发电项目补贴目录。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）等规定，纳入补贴目录的项目需经省级主管部门初审后联合上报三部委审核或经历电网企业初审、省级主管部门确认、国家可再生能源信息管理中心复核、公示并将公布结果报送财政部、国家发展改革委和国家能源局等多轮审核，因此公司可再生能源补贴收入的确认依据充分。可再生能源补贴款由财政部统筹下发表至各地电网公司，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，相应补贴收入及应收的补贴款的确认和计量准确恰当，无法确认补贴收入或退回部分补贴款的风险较低。

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，公司未纳入合规清单的项目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。

四、结合发行人陆上及海上风电的业务结构、各期增值税即征即退金额，说明税收政策变化对发行人经营业绩的影响

报告期各期，发行人陆上及海上风电的已投产装机规模、增值税即征即退金额如下：

单位：万元

业务结构	2025 年 1-9 月		2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	装机规模 (MW)	增值税即征 即退金额	装机规模 (MW)	增值税即征 即退金额	装机规模 (MW)	增值税即征 即退金额	装机规模 (MW)	增值税即征 即退金额
陆上风电	28,946.19	60,515.83	27,811.49	85,300.74	25,161.11	94,253.72	23,598.56	91,871.76
海上风电	2,597.28	5,943.77	2,597.28	4,768.67	2,593.28	3,261.30	2,593.28	3,596.07
合计	31,543.47	66,459.60	30,408.77	90,069.41	27,754.39	97,515.02	26,191.84	95,467.83

报告期各期，发行人增值税即征即退金额分别为 95,467.83 万元、97,515.02 万元、90,069.41 万元和 66,459.60 万元，分别占当期风电收入的 3.53%、3.56%、

3.15%、3.49%，发行人经营业绩对税收优惠政策不存在较大依赖。

上述税收政策调整对发行人以及风电行业的盈利情况将产生一定负面影响。由于风电项目具有建设周期相对较长、运行周期久的特点，项目在不同阶段的进项税抵扣规模与销项税的匹配关系具有动态复杂性，加之进项税抵扣额受采购计划等因素影响，目前难以准确地量化测算。此外，至2027年12月31日，公司利用海上风力生产的电力产品，仍享有增值税即征即退50%的优惠政策。

综上所述，增值税税收优惠政策调整后，公司陆上风电和海上风电项目经营业绩预计会受到一定负面影响，但整体风险相对可控，预计不会对发行人经营业绩产生重大不利影响。

五、说明发行人报告期各期末应收款项融资账面价值较高且增长较快的原因及合理性，结合发行人应收账款、应收款项融资等坏账计提政策、账龄、逾期、期后回款及同行业公司公司情况等，说明应收账款坏账准备计提的充分性

(一) 发行人报告期各期末应收款项融资账面价值较高且增长较快的原因及合理性

发行人应收标杆电费及补贴款主要纳入应收款项融资科目核算。报告期各期末，发行人应收款项融资账面价值分别为2,710,044.35万元、3,533,048.38万元、4,321,740.25万元、4,269,429.42万元，整体呈上升趋势，占各期末流动资产的比例分别为50.86%、77.29%、83.38%、84.49%。

报告期内，公司应收款项融资较高且增长较快主要系应收补贴款增长较多，应收补贴款增加主要受补贴回款进度影响。发行人应收账款融资账面价值不断提升，与行业内可比公司应收账款情况一致，具体如下：

单位：亿元

简称	2025年9月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日	复合增长率
华电新能	450.48	450.20	355.19	268.24	20.75%
三峡能源	466.26	447.58	366.74	267.28	22.43%
节能风电	74.89	76.14	64.78	50.96	15.02%
中绿电	56.01	62.51	54.57	48.55	5.34%
平均值					15.88%
中位数					17.89%

简称	2025年 9月30日	2024年 12月31日	2023年 12月31日	2022年 12月31日	复合增长率
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。

发行人一直密切关注补贴相关政策，积极落实补贴申领工作。2025年1-9月，补贴加速发放，发行人收回电价补贴款92.49亿元。2025年9月末，发行人应收补贴款余额408.47亿元，较2024年底的410.46亿元减少了1.99亿元，降幅0.48%。

综上，发行人报告期各期末应收账款金额提升属于行业内普遍情形。近年来，补贴款发放力度加大，预计发行人应收账款回款情况将不断改善。

(二)结合发行人应收账款、应收款项融资等坏账计提政策、账龄、逾期、期后回款及同行业公司公司情况等，说明应收账款坏账准备计提的充分性

1、应收账款、应收款项融资等坏账计提政策

公司对应收款项融资、应收账款采用预期信用损失的方法计提坏账，具体情况如下：

(1) 应收款项融资

公司应收款项融资包括应收标杆电费和应收可再生能源电价补贴。应收款项融资预期信用损失的确定运用简化计量方法，按照相当于整个存续期内的预期信用损失金额计量损失准备，具体计提政策如下：

1) 应收标杆电费：公司应收标杆电费由电网公司直接结算支付，结算周期通常在1个月以内，应收标杆电费坏账主要系乌克兰尤日内公司应收标杆电费因战争因素期末累计计提坏账准备0.08亿元。除上述项目外其余项目的应收标杆电费历史上从未出现过无法收回的情况，历史损失率为0%，结合当前的状况并考虑宏观经济波动、外部市场环境变化等前瞻性因素对历史损失率上调5%，计算得出应收标杆电费预期信用损失率为0%。

2) 应收可再生能源补贴：报告期各期末，公司综合考虑可收回性和账龄等因素，确定预期信用损失。

(2) 应收账款

公司应收账款包括应收租赁费、应收设备款、应收运维费、维修费等。公司应收账款预期信用损失的确定参照历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过账龄迁徙率计算预期信用损失率。具体计算过程如下：

第一步：观察并汇总历史账龄分布情况：

单位：万元

账龄	2025年9月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日
1年以内	24,534.01	18,971.87	31,084.42	52,325.68
1-2年	1,876.53	2,006.67	5,237.49	1,504.18
2-3年	1,060.75	1,083.60	922.48	466.57
3-4年	129.50	156.28	990.69	609.83
4-5年	237.95	979.50	1,426.75	200.00
5年以上	26,023.60	25,353.25	17,868.54	1,129.26

第二步：计算历史迁徙率和历史损失率：历史迁徙率即上一年度账龄迁徙至下一年度的账龄比重，并根据历史迁徙率计算历史损失率：

平均迁徙率计算如下表所示：

账龄	2022年迁徙至2023年	2023年迁徙至2024年	平均迁徙率	备注
1年以内				A
1-2年	15.51%	6.99%	11.25%	B
2-3年	61.33%	20.69%	41.01%	C
3-4年	88.06%	16.94%	52.50%	D
4-5年	73.91%	98.87%	86.39%	E
5年以上	100.00%	100.00%	100.00%	F

历史损失率计算如下表所示：

账龄	平均迁徙率	公式	历史损失率
1年以内		A*B*C*D*E*F	
1-2年	11.25%	B*C*D*E*F	2.09%
2-3年	41.01%	C*D*E*F	18.60%
3-4年	52.50%	D*E*F	45.35%
4-5年	86.39%	E*F	86.39%
5年以上	100.00%	F	100.00%

第三步：综合预期信用损失率：预期信用损失率=历史损失率*（1+前瞻性调

整)

账龄	历史损失率 (A)	前瞻性调整 (B)	预期信用损失率(C=A*(1+B))
1 年以内			
1-2 年	2.09%	5%	2.20%
2-3 年	18.60%	5%	19.53%
3-4 年	45.35%	5%	47.62%
4-5 年	86.39%	5%	90.71%
5 年以上	100.00%	5%	100.00%

第四步：计算预期信用损失：

单位：万元

账龄	2025 年 9 月 30 日	预期信用损失率	预期信用损失
1 年以内	24,534.01	0.00%	-
1-2 年	1,876.53	2.20%	41.28
2-3 年	1,060.75	19.53%	207.16
3-4 年	129.50	47.62%	61.67
4-5 年	237.95	90.71%	215.85
5 年以上	26,023.60	100.00%	26,023.60
合计	53,862.34	-	26,549.57

公司截至 2025 年 9 月 30 日应收账款坏账准备金额 27,902.35 万元，高于预期信用损失模型测算的坏账金额。

2、应收账款、应收款项融资账龄和逾期情况

(1) 应收账款

报告期各期末，发行人按组合计提坏账准备的应收账款账龄情况如下：

单位：万元

账龄	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	24,534.01	45.55%	18,971.87	39.08%	31,084.42	54.03%	33,764.18	60.04%
1 至 2 年	1,876.53	3.48%	2,006.67	4.13%	5,237.49	9.10%	1,504.18	2.67%
2 至 3 年	1,060.75	1.97%	1,083.60	2.23%	922.48	1.60%	1,125.07	2.00%
3 至 4 年	129.50	0.24%	156.28	0.32%	990.69	1.72%	1,930.33	3.43%
4 至 5 年	237.95	0.44%	979.50	2.02%	1,426.75	2.48%	200.00	0.36%
5 年以上	26,023.60	48.32%	25,353.25	52.22%	17,868.54	31.06%	17,711.75	31.50%

账龄	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
合计	53,862.34	100.00%	48,551.17	100.00%	57,530.37	100.00%	56,235.51	100.00%

截至 2025 年 9 月末，发行人账龄 1 年以内应收账款占比为 45.55%。公司应收账款主要为应收租赁费、应收设备款、应收运维费、维修费等。公司应收账款对手方信用状况良好，相关应收账款坏账风险较低。除个别客户应收账款存在争议，公司应收账款基本不存在逾期的情形。

(2) 应收款项融资

单位：万元

账龄	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	1,850,494.20	43.34%	1,679,361.21	38.86%	1,729,323.54	48.95%	1,780,116.99	65.69%
1 至 2 年	1,096,666.96	25.69%	1,248,614.56	28.89%	971,477.57	27.50%	674,666.60	24.90%
2 至 3 年	554,184.22	12.98%	611,830.26	14.16%	553,497.30	15.67%	158,561.93	5.85%
3 至 4 年	365,736.12	8.57%	514,406.55	11.90%	179,115.96	5.07%	69,846.13	2.58%
4 至 5 年	296,089.04	6.94%	173,419.43	4.01%	80,329.42	2.27%	24,052.51	0.89%
5 年以上	106,258.87	2.49%	94,108.25	2.18%	19,304.59	0.55%	2,800.19	0.10%
合计	4,269,429.42	100.00%	4,321,740.25	100.00%	3,533,048.38	100.00%	2,710,044.35	100.00%

截至 2025 年 9 月末，发行人账龄 1 年以内的应收款项融资占比为 43.34%。公司应收款项融资包括应收标杆电费及应收新能源电价补贴，其中标杆电费基本于次月收回，新能源电价补贴回收较慢主要受补贴回款进度影响，均不涉及逾期的情形。

3、应收账款、应收款项融资账龄期后回款

截至 2025 年 12 月 31 日，发行人各期末应收账款期后回款合计覆盖期末余额情况具体如下：

单位：万元

报告期	应收账款余额	截至 2025 年 12 月 31 日的期后回款金额	期后回款合计覆盖期末余额比例
2025 年 9 月 30 日	53,862.34	25,959.99	48.20%
2024 年 12 月 31 日	48,551.17	46,569.52	95.92%
2023 年 12 月 31 日	57,530.37	57,530.37	100.00%

报告期	应收账款余额	截至 2025 年 12 月 31 日的期后回款金额	期后回款合计覆盖期末余额比例
2022 月 12 月 31 日	56,235.51	56,235.51	100.00%

截至 2025 年 12 月 31 日，发行人各期末应收款项项融资期后回款合计覆盖期末余额情况具体如下：

单位：万元

报告期	应收款项项融资余额	截至 2025 年 12 月 31 日的期后回款金额	期后回款合计覆盖期末余额比例
2025 年 9 月 30 日	4,269,429.42	498,189.60	11.67%
2024 年 12 月 31 日	4,321,740.25	1,415,894.70	32.76%
2023 年 12 月 31 日	3,533,048.38	2,056,910.84	58.22%
2022 月 12 月 31 日	2,710,044.35	2,433,195.62	89.78%

截至 2025 年 12 月 31 日，报告期各期末公司应收账款期后回款比例分别为 100.00%、100.00%、95.92% 和 48.20%，应收款项项融资期后回款比例分别为 89.78%、58.22%、32.76% 和 11.67%，期后回款比例主要受补贴回款进度影响。

4、同行业公司情况

(1) 发行人与同行业可比公司应收账款坏账计提比例对比情况

2025 年 9 月 30 日，公司应收账款不同信用风险特征组合分类的账面余额、坏账准备余额、实际计提比例和综合计提比例与同行业可比公司 2025 年 6 月 30 日末对比情况如下：

单位：万元

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	应收账款账面余额	应收账款坏账准备余额	实际计提比例	综合计提比例
龙源电力	其他组合	包括应收电网公司在内的全部应收账款	按预期信用损失计提	4,326,783.04	31,393.63	综合计提比例为 0.73%	0.73%
华电新能	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	388,201.87	-	0%	0.94%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	4,850,165.12	48,501.65	1%	
	组合 3	应收其他组合	预期信用损失法	10,062.84	926.81	综合计提比例为 9.21%	
节能风电	组合 1	本组合以电力销售应收账款（国内）部分作为信用特征	预期信用损失法	843,182.13	8,431.82	1%	1.00%
	组合 2	本组合以电力销售应收账款（国外）部	预期信用损失法	2,663.33	-	0%	

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	应收账款账面余额	应收账款坏账准备余额	实际计提比例	综合计提比例
		分作为信用特征					
	组合 3	除组合 1、2 以外其他应收款项	预期信用损失法	268.21	2.68	1%	
中绿电	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	52,746.29	-	0%	5.93%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	695,947.19	43,082.02	6.19%	
	组合 3	应收其他款项组合	预期信用损失法	4,111.07	1,594.90	38.80%	
三峡能源	组合 1	标杆电费组合	预期信用损失法	181,734.52	1,404.81	0.77%	4.99%
	组合 2	新能源补贴款	预期信用损失法	5,028,903.68	257,959.55	5.13%	
	组合 3	其他组合	预期信用损失法	15,082.66	1,277.06	8.47%	

注 1: 上表中龙源电力应收账款为财务报表科目的中“应收账款”及“应收款项融资”之和, 下表同;

注 2: 同行业公司 2025 年三季报未披露应收账款坏账计提明细, 故上表列示 2025 年 6 月末情况。

于 2024 年 12 月 31 日, 公司应收账款不同信用风险特征组合分类的账面余额、坏账准备余额、实际计提比例和综合计提比例与同行业可比公司对比如下:

单位: 万元

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	应收账款账面余额	应收账款坏账准备余额	实际计提比例	综合计提比例
龙源电力	其他组合	包括应收电网公司在内的全部应收账款	按预期信用损失计提	4,374,767.39	32,417.60	综合计提比例为 0.74%	0.74%
华电新能	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	322,184.80	-	0%	0.95%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	4,214,597.16	42,145.97	1%	
	组合 3	应收其他组合	预期信用损失法	8,288.69	926.81	综合计提比例为 11.18%	
节能风电	组合 1	本组合以电力销售应收账款(国内)部分作为信用特征	预期信用损失法	767,298.22	7,672.98	1%	1.00%
	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	预期信用损失法	1,436.16	-	0%	
	组合 3	除组合 1、2 以外其他应收款项	预期信用损失法	304.29	3.04	1%	
中绿电	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	35,379.57	-	0%	5.80%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	623,840.14	36,886.86	5.91%	

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	应收账款账面余额	应收账款坏账准备余额	实际计提比例	综合计提比例
	组合 3	应收其他款项组合	预期信用损失法	4,444.39	1,627.91	36.63%	
三峡能源	组合 1	标杆电费组合	预期信用损失法	219,544.83	1,010.18	0.46%	4.81%
	组合 2	新能源补贴款	预期信用损失法	4,467,467.26	224,424.52	5.02%	
	组合 3	其他组合	预期信用损失法	14,998.42	801.07	5.34%	

于 2023 年 12 月 31 日，公司应收账款不同信用风险特征组合分类的账面余额、坏账准备余额、实际计提比例和综合计提比例与同行业可比公司对比如下：

单位：万元

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	应收账款账面余额	应收账款坏账准备余额	实际计提比例	综合计提比例
龙源电力	其他组合	包括应收电网公司在内的全部应收账款	按预期信用损失计提	3,604,040.54	35,251.04	综合计提比例为 0.98%	0.98%
华电新能	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	268,855.14	-	0%	0.95%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	3,311,167.20	33,111.67	1%	
	组合 3	应收其他组合	预期信用损失法	5,886.06	899.09	综合计提比例为 15.27%	
节能风电	组合 1	本组合以电力销售应收账款（国内）部分作为信用特征	预期信用损失法	653,039.23	6,530.39	1%	1.00%
	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	预期信用损失法	865.08	-	0%	
	组合 3	除组合 1、2 以外其他应收款项	预期信用损失法	478.76	4.79	1%	
中绿电	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	22,140.18	-	0%	4.70%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	543,813.02	25,412.90	4.67%	
	组合 3	应收其他款项组合	预期信用损失法	6,626.75	1,491.08	22.50%	
三峡能源	组合 1	标杆电费组合	预期信用损失法	193,323.99	694.28	0.36%	3.89%
	组合 2	新能源补贴款	预期信用损失法	3,602,012.55	146,844.56	4.08%	
	组合 3	其他组合	预期信用损失法	20,358.72	800.34	3.93%	

于 2022 年 12 月 31 日，公司应收账款不同信用风险特征组合分类的账面余额、坏账准备余额、实际计提比例和综合计提比例与同行业可比公司对比如下：

单位：万元

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	应收账款账面余额	应收账款坏账准备余额	实际计提比例	综合计提比例
龙源电力	其他组合	包括应收电网公司在内的全部应收账款	按预期信用损失计提	2,773,138.01	29,004.61	综合计提比例为1.05%	1.05%
华电新能	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	188,536.74	-	0%	0.96%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	2,496,020.06	24,960.20	1%	
	组合 3	应收其他组合	预期信用损失法	4,534.18	877.92	综合计提比例为19.36%	
节能风电	组合 1	本组合以电力销售应收账款(国内)部分作为信用特征	预期信用损失法	512,521.42	5,125.21	1%	1%
	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	预期信用损失法	2,048.19	-	0%	
	组合 3	除组合 1、2 以外其他应收款项	预期信用损失法	163.23	1.63	1%	
中绿电	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	20,606.40	-	0%	3.57%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	480,202.15	16,726.59	3.48%	
	组合 3	应收其他款项组合	预期信用损失法	2,690.93	1,258.04	46.75%	
三峡能源	组合 1	标杆电费组合	预期信用损失法	177,396.01	617.44	0.35%	2.90%
	组合 2	新能源补贴款	预期信用损失法	2,537,978.41	78,133.83	3.08%	
	组合 3	其他组合	预期信用损失法	15,982.70	360.45	2.26%	

(2) 应收账款坏账计提金额是否充分

龙源电力应收账款坏账政策与可比上市公司相比不存在较大差异，从计提比例来看同行业可比公司中应收账款坏账准备综合计提比例在 0.95%-5.80%之间，公司应收账款坏账准备综合计提比例在 0.73%-1.05%之间，与可比公司华电新能、节能风电应收账款坏账综合计提比例具备可比性。

综上，龙源电力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。

六、结合报告期内在建工程建设进展及转固情况，说明固定资产减值是否充分，相关会计处理是否符合企业会计准则的有关规定

(一) 报告期内在建工程进展及转固情况

报告期各期末，公司前五大在建工程建项目进展及转固情况如下：

单位：万元

报告期	项目名称	在建工程 期末余额	开工时间	转固时间	转固依据
2025年9月末	龙源宁夏“宁湘直流”配套新能源基地中卫300万千瓦光伏复合项目二期（200万千瓦）	272,861.98	2023年10月	二期南区100万千瓦于2024年8月、2024年12月分批转固；二期北区100万千瓦于2025年12月转固。	达到预定可使用状态
	海南东方CZ8场址50万千瓦海上风电项目	132,130.79	2023年7月	尚未转固	不适用
	敦煌70万千瓦一体化综合能源示范项目10万光热项目	59,331.18	2024年10月	尚未转固	不适用
	龙源宁夏“宁湘直流”配套新能源基地中卫海原100万千瓦风电项目	55,161.94	2025年3月	尚未转固	不适用
	龙源广西横州市天堂岭640MW农光储一体化发电项目（一期）	38,383.28	2022年5月	2024年12月、2025年12月分批转固	达到预定可使用状态
2024年末	龙源新能源招远市780MW复合农业光伏发电项目	203,271.81	2023年8月	2024年9月、2025年1-4月分批转固	达到预定可使用状态
	海南东方CZ8场址50万千瓦海上风电项目	106,479.25	2023年7月	尚未转固	不适用
	龙源宁夏“宁湘直流”配套新能源基地中卫300万千瓦光伏复合项目二期（200万千瓦）	103,229.79	2023年10月	二期南区100万千瓦于2024年8月、2024年12月分批转固；二期北区100万千瓦于2025年12月转固。	达到预定可使用状态
	龙源甘肃临泽板桥北滩50万千瓦光伏治沙项目	82,433.61	2022年8月	20万千瓦于2023年5月转固，30万千瓦于2025年5月转固	达到预定可使用状态
	50万千瓦光伏发电熔盐储能项目	81,859.70	2024年6月	2025年3月	达到预定可使用状态
2023年末	海南东方CZ8场址50万千瓦海上风电项目	88,277.97	2023年7月	尚未转固	不适用
	龙源甘肃临泽板桥北滩50万千瓦光伏治沙项目	78,472.40	2022年8月	20万千瓦于2023年5月转固，30万千瓦于2025年5月转固	达到预定可使用状态
	龙源云南曲靖竹子山风电项目	59,468.65	2022年12月	2024年10月、2024年12月、2025年3月分批转固	达到预定可使用状态
	龙源柳州三江独峒风电项目	46,082.43	2022年1月	2024年7月	达到预定可使用状态
	龙源乌恰5万千瓦/20万千瓦时	44,984.57	2022年11月	2025年1月、2025年6月	达到预定可

报告期	项目名称	在建工程 期末余额	开工时间	转固时间	转固依据
	储能配套 20 万千瓦风电市场化并网项目			月分批转固	使用状态
2022 年末	龙源宁夏“宁湘直流”配套新能源基地中卫 300 万千瓦光伏复合项目一期（100 万千瓦）	265,530.04	2022 年 11 月	2023 年 6 月	达到预定可使用状态
	天津龙源海晶项目	106,126.64	2022 年 6 月	2023 年 8 月	达到预定可使用状态
	龙源甘肃临泽板桥北滩 50 万千瓦光伏治沙项目	100,950.56	2022 年 8 月	20 万千瓦于 2023 年 5 月转固，30 万千瓦于 2025 年 5 月转固	达到预定可使用状态
	龙源蒙西杭锦旗 20 万千瓦“风储一体化”示范项目	60,357.65	2022 年 10 月	2023 年 7 月	达到预定可使用状态
	龙源乌克兰南方风电有限公司项目	50,921.75	2021 年 9 月	尚未转固	不适用

（二）固定资产减值是否充分，相关会计处理是否符合企业会计准则的有关规定

1、发行人在建工程核算、转固会计政策

在建工程成本按实际工程支出确定，包括在建期间发生的各项工程支出、工程达到预定可使用状态前的资本化的借款费用以及其他相关费用等。

在建工程在达到预定可使用状态后结转为固定资产，其中所建造的在建工程已达到预定可使用状态，但尚未办理竣工决算的，自达到预定可使用状态之日起，根据工程预算、造价或者工程实际成本等，按估计的价值转入固定资产，并按本公司固定资产折旧政策计提固定资产的折旧，待办理竣工决算后，再按实际成本调整原来的暂估价值，但不调整原已计提的折旧额。

发行人在建工程转固政策符合《企业会计准则》的相关规定以及同行业惯例，报告期内，发行人主要在建工程项目均在达到预定可使用状态时进行转固，不存在未及时转固的情形。

2、固定资产减值是否充分

报告期内，公司固定资产减值计提情况如下：

单位：万元

项目	2025 年 1-9 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
固定资产原值期末金额	27,063,473.64	25,220,219.83	23,379,749.85	21,607,914.63
固定资产累计折旧期末金额	10,022,997.25	9,223,951.26	8,914,366.04	7,925,070.25

项目	2025年1-9月	2024年度	2023年度	2022年度
固定资产净值期末金额	17,040,476.39	15,996,268.57	14,465,383.81	13,682,844.38
固定资产减值准备本期计提金额	-	60,164.40	119,447.80	137,462.50
固定资产减值准备期末金额	341,299.72	357,951.32	329,383.03	218,712.11

发行人根据《企业会计准则第8号—资产减值》和《以财务报告为目的的评估指南》的相关规定，若单项资产的可收回金额难以可靠估计，公司以该资产所属的资产组为基础确定可收回金额，并进行减值测试。资产组是指企业可以认定的最小资产组合，其产生的现金流入应当基本上独立于其他资产或者资产组产生的现金流入，公司就固定资产、在建工程及无形资产等单个项目的发电类长期资产为一个资产组进行减值测试。资产组可收回金额的估计，根据其公允价值减去处置费用后的净额与资产组预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。公司将以所估计的资产组可收回金额与其账面价值比较，以确定是否发生减值。

公司每年末针对报告期内存在减值迹象的项目，减值迹象主要包括开展“以大代小”老旧风场改造升级工作、受补贴期限到期、电价政策变化及地方消纳等因素影响，项目未来盈利预期下降、存在长期停缓建的项目，基于收益法、市场法及成本法等执行相应固定资产、在建工程及无形资产减值测试。

综上所述，发行人在报告期内固定资产减值准备计提充分，符合《企业会计准则》和公司相关会计政策的规定以及行业惯例。

十、中介机构核查程序及核查意见

(一) 核查程序

针对上述事项，申报会计师履行了以下核查程序：

3、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，与公司相关人员了解情况，分析项目是否满足后续纳入补贴目录或合规清单要求，是否存在实质性障碍；

4、查阅《关于调整风力发电等增值税政策的公告》等相关税收政策文件；

获取发行人报告期各期陆上及海上风电增值税的装机规模和增值税即征即退金额，复核公司统计的增值税即征即退金额是否完整、准确，分析增值税即征即退税收政策变化对发行人经营业绩的影响；获取发行人本次募投项目的可行性研究报告，检查募投项目预期效益测算是否考虑税收政策变化因素的影响；

5、获取公司应收账款和应收款项融资账龄划分明细表，结合公司信用政策、历史销售等情况，分析公司期末应收账款和应收款项融资余额的合理性等情况；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和应收款项融资余额和账龄分布；获取公司管理层评估应收款项是否发生预期信用损失以及确认预期信用损失率所依据的数据及相关资料，评价其恰当性和充分性；复核管理层对于迁徙率计算是否准确，复核基于迁徙率模型所测算出的预期信用损失率是否合理，评价其计提坏账准备的合理性；对按照信用风险特征组合计提坏账准备的应收账款，复核组合划分的合理性以及账龄划分的准确性；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，检查坏账准备是否计提充分及未计提坏账准备的合理性；

6、获取发行人报告期各期间在建工程建设进展，了解在建工程转固时点，复核在建工程转固是否符合会计准则规定；了解管理层识别资产减值迹象和测算可回收金额相关的内部控制的设计和运行有效性；查阅发行人报告期内各期间固定资产减值准备计提情况，评价管理层聘请的评估专家的独立性和专业胜任能力，复核固定资产减值测试过程，分析固定资产减值准备计提是否充分；

（二）核查意见

经核查，申报会计师认为：

3、报告期内公司未纳入合规清单项目对应的补贴收入金额占报告期内公司累计营业收入的比例较低，公司未纳入合规清单的项目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；

4、增值税税收优惠政策调整后，公司陆上风电和海上风电项目经营业绩预计会受到一定负面影响，但整体风险相对可控，预计不会对发行人经营业绩产生重大不利影响；

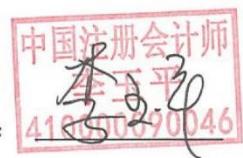
- 5、公司应收账款和应收款项融资持续增长具有合理性，与公司业务规模、信用政策相匹配；公司应收账款坏账准备计提情况与同行业上市公司不存在重大差异，符合行业惯例，坏账准备计提充分、合理；
- 6、公司固定资产减值准备计提充分、合理，相关会计处理符合企业会计准则的有关规定；

(此页无正文, 为《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》之签章页)

中审众环会计师事务所(特殊普通合伙)



中国注册会计师: 李玉平



李玉平

中国注册会计师: 徐立志



徐立志

中国·武汉

2026年2月10日

证书序号: 0017829

说 明

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



发证机关:

二〇一四年五月二十二日

中华人民共和国财政部制



会 计 师 事 务 所 执 业 证 书



组织形式: 特殊普通合伙
执业证书编号: 42010005
批准执业文号: 鄂财会发(2013)25号
批准执业日期: 2013年10月28日

名称: 中审众环会计师事务所(特殊普通合伙)
统一社会信用代码: 420106000311665
首席合伙人: 石文先
主任会计师:
经营场所: 湖北省武汉市武昌区水果湖街道中北路166号长江产业大厦17-18楼



