

**关于上海证券交易所  
《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**

**致同会计师事务所（特殊普通合伙）**

## 关于上海证券交易所 《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

致同函字（2026）第 110A004916 号

上海证券交易所（以下简称“贵所”）：

根据贵所于 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》（上证上审(再融资)〔2026〕95 号）（以下简称“问询函”），致同会计师事务所（以下简称“我们”或“本所”）对问询函中提到的需要中节能风力发电股份有限公司（以下简称“节能风电公司”或“公司”或“发行人”）向特定对象发行股票的申报会计师说明或发表意见的问题进行了认真核查，现将有关问题的核查情况和核查意见回复如下：

我们提醒本回复审阅者关注：

本回复文本中若出现部分合计数与各加数直接相加之和在尾数上有差异，或部分比例指标与相关数值直接计算的结果在尾数上有差异系四舍五入造成。

## 问询函问题 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。

请申报会计师核查并发表明确意见。

### 核查情况

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，但平价上网项目电价低于补贴项目，会拉低公司整体上网电价。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）对公司项目的影晌

### 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电价的影响主要在于：①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，机制电量内的部分，当市场交易均价低于机制电价时给予差价补偿，高于机制电价时扣除差价；②机制电量外的部分，需要进行市场化交易，价格由电力供需水平决定。但由于机制电价不高于当地煤电基准价，通常低于保障性收购价格，且未纳入机制电量部分的上网电量，依旧以市场化交易价格结算，因此整体上会拉低公司平均上网电价。

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 7.40%，占全社会用电量比重提升至 64.00%；同期绿色电力交易电量达到 3,285 亿千瓦时，同比增长 38.30%，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 年度	2024 年度	2023 年度
市场化交易电量	787,232	639,128	509,568
风电平均上网电价	0.372	0.420	0.424

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 509,568 万千瓦时、639,128 万千瓦时和 787,232 万千瓦时。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。

#### 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 0.424 元/千瓦时、0.420 元/千瓦时和 0.372 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）对公司项目的影晌

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10,094.92万元、11,081.14万元、8,501.89万元。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年度		2024年度		2023年度
	金额	同比变动	金额	同比变动	金额
营业收入	449,544.00	-10.57%	502,697.76	-1.74%	511,590.60
营业成本	263,698.89	3.63%	254,451.86	7.29%	237,159.18
营业毛利	185,845.11	-25.14%	248,245.90	-9.54%	274,431.41
期间费用	83,307.85	-4.86%	87,563.52	-10.10%	97,398.79
净利润	71,810.99	-47.64%	137,143.06	-13.56%	158,650.27
少数股东损益	3,240.73	-21.68%	4,137.62	-45.19%	7,548.81
归属于母公司股东的净利润	68,570.26	-48.45%	133,005.44	-11.98%	151,101.47

报告期内，发行人营业收入分别为511,590.60万元、502,697.76万元、449,544.00万元，2024年度、2025年度同比变动-1.74%、-10.57%；归母净利润分别为151,101.47万元、133,005.44万元、68,570.26万元，2024年度、2025年度同比变动-11.98%、-48.45%。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 0.424 元/千瓦时、0.420 元/千瓦时和 0.372 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，具体表现为平价项目增加、市场化交易占比提升及对应价格下降。①受可再生能源补贴政策由“补贴时代”向“全面平价时代”过渡变化影响，自 2021 年起，对新核准的陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。报告期内，公司累计风电装机规模从 2023 年初的 5,325.26 兆瓦增长到 2025 年末 6,349.66 兆瓦，增幅接近 20%，公司新增项目均为平价上网项目，致使平价部分上网电量显著提升，进而拉低整体上网电价；②受电力市场化改革进程加速影响，根据 136 号文要求，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，报告期内公司风力发电业务市场化交易电量从 2023 年的 509,568 万千瓦时增长至 2025 年的 787,232 万千瓦时，市场化交易电量提升，整体上网电价随之下行。

此外，报告期内公司弃风率分别为 9.00%、10.33%和 17.41%，整体呈现增长趋势，导致公司报告期各期上网口径的电量在装机容量大幅增长的情况下未有明显增长。报告期各期，公司上网口径的电量分别为 1,173,143 万千瓦时、1,175,487 万千瓦时和 1,191,344 万千瓦时，而公司装机容量报告期内累计增长约 20%。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，导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 年度	2024 年度	2023 年度
主营业务	262,558.90	253,046.06	235,892.76
其中：电力销售	262,534.79	253,024.99	235,864.66

成本	2025 年度	2024 年度	2023 年度
其中：绿证销售	24.11	21.07	28.09
其他业务	1,139.99	1,405.80	1,266.43
<b>合计</b>	<b>263,698.89</b>	<b>254,451.86</b>	<b>237,159.18</b>

报告期内，公司电力销售成本构成情况如下：

单位：万元

电力成本构成	2025 年度	2024 年度	2023 年度
折旧	205,347.81	192,552.76	180,120.15
人工	15,791.23	17,370.41	16,626.45
修理费及机物料消耗	7,865.53	8,356.99	6,979.70
其他	33,530.22	34,744.82	32,138.36
<b>合计</b>	<b>262,534.79</b>	<b>253,024.99</b>	<b>235,864.66</b>

风电行业公司营业成本构成主要为风机设备折旧。报告期内，随着公司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，但营业收入受弃风率增长、平均电价下降等影响，未能同步增长，反而略有下降，对利润空间形成一定挤压。

此外，2025 年末，为真实、公允地反映公司财务状况及经营成果，根据《企业会计准则》及公司会计政策等相关规定，公司对截至 2025 年 12 月 31 日存在减值迹象的资产进行减值测试，结合测试结果，计提相应资产减值准备。公司合并口径共计提资产减值准备 26,595.86 万元，主要针对以大代小技改扩容扩建项目进行固定资产减值，主要涉及张北运维公司满井四期项目、新疆公司托里一二三期项目拟于 2026 年开展以大代小技改扩容扩建项目，经第三方评估所对拟拆除的旧资产价值进行了资产评估，按照账面价值大于评估值的部分计提固定资产减值准备共计 22,812.84 万元，其中：满井四期计提资产减值准备 8,170.86 万元，托里一二三期计提资产减值准备 14,641.98 万元。港能张北公司、港建甘肃公司等子公司对主轴、变桨轴承、齿轮箱等技改后淘汰无使用价值的设备，计提固定资产减值准备 1,336.60 万元。

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。此外，2025年末，公司主要针对以大代小的技改扩建项目计提固定资产减值，也导致了2025年度公司归母净利润的下降。

## 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归母净利润情况如下表所示：

单位：万元

公司名称	2025年度	变动比例	2024年度	变动比例	2023年度
三峡能源	371,439.66	-39.22%	611,142.67	-14.90%	718,108.67
中闽能源	52,162.23	-19.89%	65,114.63	-4.03%	67,847.35
新天绿能	182,633.35	9.21%	167,236.70	-24.24%	220,747.35
龙源电力	452,621.68	-28.67%	634,528.74	1.54%	624,928.73
节能风电	68,570.26	-48.45%	133,005.44	-11.98%	151,101.47

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、龙源电力、中闽能源趋势基本保持一致。龙源电力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。

公司业绩变动幅度与同行业情况基本保持一致，其中2024年度，公司业绩下滑11.98%，低于新天绿能与三峡能源，高于中闽能源与龙源电力，介于可比公司变动范围之内。2025年度，公司业绩下滑48.45%，主要系公司除经营性因素外，还计提了“以大代小”等项目的资产减值准备2.65亿元。公司2025年度归母净利润6.85亿元，若加回资产减值准备因素，减值前的归母净利润为9.5亿元，较2024年度归母净利润13.3亿元下滑比例为28.57%，与龙源电力基本保持一致，低于三峡能源下滑比例。新天绿能2025年度业绩有所增长，主要系2025年度风电装机容量较2024年度大幅提升，带动售电量增加。

根据三峡能源 2025 年度报告，三峡能源 2025 年度归属于上市公司股东的净利润较上年同期下降，主要原因是：受部分区域消纳形势变化等因素影响，发电量不及预期；受市场环境的影响，平均上网电价同比下降；基于谨慎性原则，对个别参股股权投资、固定资产、商誉等长期资产所计提的减值准备同比增加。三峡能源上述业绩下降情况与公司基本保持一致。

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 511,590.60 万元、502,697.76 万元和 449,544.00 万元，实现归属于母公司所有者的净利润分别为 151,101.47 万元、133,005.44 万元和 68,570.26 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
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是否存在实质性障碍，对于不存在障碍的

项目，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

期 间	2025 年度	2024 年度	2023 年度
补贴收入金额	143,876.08	165,429.06	182,219.29
未进入补贴目录及合规清单的 10 个项目收入金额	40,587.28	45,947.07	44,207.89

### 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。

补贴收入根据当月发电量及电网企业出具的结算单，以结算电量为上网电量基数，按照电站所适用的电价补贴政策计算确认，计入当期收入。因此补贴收入金额能够合理预计。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. 关于纳入补贴清单的分析

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。

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

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

上述项目，均已取得（1）国家能源局或地方发展改革、能源主管部门出具的年度建设规模文件等，已纳入年度建设规模或规划规模；（2）项目核准批复、备案文件等文件，已完成审批、核准或备案；（3）当地价格主管部门出具的上网电价批复、国家及地方适用的电价政策文件，其中《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号）政策出台前，陆上风电项目有单独的上网电价批复文件，发改价格〔2019〕882号政策出台后，陆上风电标杆上网电价改为指导价，全国绝大多数省份不再单独对陆上风电项目出具上网电价批复文件；（4）电力业务许可证、并网调度协议、竣工验收报告等文件，并网时间符合补贴要求。

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

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，截至本回复出具日，公司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”的项目补贴收入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）

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
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）
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在地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。	2024 年度报告、《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。经公司自查认为纳入“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）

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
太阳能 000591.SZ	本公司在履行了合同中的履约义务，即在客户取得相关商品或服务控制权时，按照分摊至该项履约义务的交易价格确认收入。	“项目并网”问题，8项目主要于“全容量并网”概念和具体认定办法前实现并网发电，项目按照“并网”或“投运”的时间享受电价补贴，未做调整。 “装机容量”问题，发行人实际并网容量超出备案容量的情况均为组件、逆变器型号原因，无法完全匹配备案容量，存在部分“零头超装”，未作调整	2024 年度报告、《关于中节能太阳能股份有限公司申请向不特定对象发行可转换公司债券第二轮审核问询函的回复》

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。

#### （4）未纳入合规清单的项目的情况分析

截至报告期末，公司已确认补贴收入的 17 个未纳入第一批合规清单的项目中，其中 7 个项目已纳入补贴清单，10 个项目尚未纳入补贴清单，相关项目具体涉及的主要问题分类汇总分析情况如下：

问题分类	涉及项目数量	情况分析	项目进展
并网时间	7	<p>并网时间问题是指以部分机组并网时间代替全部机组并网投产时间的情形。</p> <p>“全容量并网”概念及其具体适用标准是在行业监管实践中逐步明确的。《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号）对于陆上风电申请纳入补贴目录的要求为“完成并网发电”，海上风电申请纳入补贴目录的要求为“全部机组完成并网”；财办建〔2020〕70号虽首次提出“全容量并网”概念及认定办法，但其发布初期，行业内对相关规则的理解和执行口径仍处于逐步明晰过程中，基于当时有效的政策文件及实际并网发电情况，发行人认为已确认补贴收入的项目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，且已完成全部容量并网后，即满足申请纳入补贴目录的相应条件，可进行相关申请。发行人认为相关项目符合当时补贴政策要求，因此确认相关补贴收入具有政策依据和事实基础。</p>	7个项目中4个项目已纳入补贴清单。3个尚未纳入补贴清单的项目，由于合规清单审核暂无后续，当地电网公司暂停相关项目的审核，等待进一步政策通知
装机容量	3	<p>装机容量问题是指因风机选型因素导致的项目并网容量超过核准容量的情形。</p> <p>根据《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》，对于风电项目，纳入补贴范围的项目容量以核准容量为准；受风机选型因素影响，允许项目规模存在一定偏差，且偏差不超过单台额定功率最小机组容量的，相关情形属于政策允许范围。发行人相关项目实际并网容量虽存在一定偏差，但超出部分均未超过单台额定功率最小机组的容量。因此，发行人相关项目补贴收入确认符合相关政策要求，具有合理依据。</p>	3个项目中1个项目已纳入补贴清单。2个尚未纳入补贴清单的项目，由于合规清单审核暂无后续，当地电网公司暂停相关项目的审核，等待进一步政策通知
开工时间	3	<p>开工时间问题是指未在核准有效期开工，具体指在项目核准或变更有效期内（1年或2年）未开工建设。</p> <p>就未在核准有效期开工事项，发行人相关项目均已向有权主管部门办理延期手续并取得延期申请材料及相关支持性文件。发行人根据《可再生能源电价附加补助资金管理办法》等相关规定，判断相关项目已满足获取补贴的实质条件，前述事项不影响相关项目获取补贴的权利。</p>	3个项目中1个项目已纳入补贴清单。2个尚未纳入补贴清单的项目，由于合规清单审核暂无后续，当地电网公司暂停相关项目的审核，等待进一步政策通知

问题分类	涉及项目数量	情况分析	项目进展
股权变更	4	<p>股权变更问题，系指项目公司在取得核准/备案、建设直至并网投产前，股东、持股比例或注册资本等发生变动的情形。</p> <p>发行人相关项目股权变更均具有真实、合理的商业背景，主要系项目建设推进、内部股权结构调整等原因所致，不属于以倒卖项目、炒作路条或转手牟利为目的的投机性股权变更。股权变更问题与项目是否纳入补贴清单分属不同监管维度，并非纳入补贴清单的条件。因此，在不存在倒卖项目、投机牟利等违规情形的前提下，前述股权变更不影响相关项目纳入补贴清单，亦不构成获取补贴的实质性障碍。</p>	4个项目中2个项目已纳入补贴清单。2个尚未纳入补贴清单的项目，由于合规清单审核暂无后续，当地电网公司暂停相关项目的审核，等待进一步政策通知
批大建小	1	<p>批大建小问题主要指项目实际建设容量小于核准容量且尚未履行规模变更程序。该类问题主要是因在建设过程中受到建设条件变化，如风机选型等问题，项目的实际建设容量与核准容量的偏差较小，未达规定需履行核准变更的情形。</p> <p>发行人涉及该问题的项目已根据核查组要求承诺项目已全容量并网，后续不再建设，不存在超额申领补贴的情形。该项目已纳入补贴清单，已经过电网企业或国家能源主管部门的多轮审核，已满足相关政策中关于获取补贴的条件，该等合规性瑕疵不影响相关项目继续获取补贴的权利。</p>	已纳入补贴清单
电价政策偏差	1	<p>电价政策偏差问题，系指项目在前期批复文件之间存在电价认定差异，从而导致适用补贴电价存在一定理解或执行口径差异的情形。</p> <p>发行人相关项目主要系预核准文件和正式核准文件所载电价标准存在差异，预核准电价为0.51元/kWh，正式核准电价为0.47元/kWh，电网公司对具体执行口径存在一定审核判断空间。发行人基于谨慎性原则，已按较低的0.47元/kWh标准确认该项目全部电量对应的补贴收入，前述电价认定差异不实质影响该项目进入补贴清单</p>	项目尚未纳入补贴清单，由于合规清单审核暂无后续，当地电网公司暂停相关项目的审核，等待进一步政策通知

注：上述项目中，有1个项目同时涉及股权变更与开工日期问题，1个项目同时涉及并网时间与股权变更问题。

综上所述，自 2023 年 1 月公布第一批合规清单后，截至本回复出具日，暂无后续正式政策或清单发布，后续批次合规清单公布安排尚不明确。发行人上述项目因阶段性政策原因尚未纳入合规清单，但发行人已纳入补贴清单项目的补贴资格已经过电网企业或国家能源主管部门的多轮审核，公司补贴收入确认依据充分。尚未纳入补贴清单的项目，公司判断建设手续合规，建设满足备案文件要求，项目已完成发展改革委审批、核准或备案程序，取得上网电价批复或符合政策文件要求，相关机组并网时间符合补助要求，补贴收入确认具有合理依据。

## 2、对经营业绩的可能影响

截至报告期末，公司 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。

针对公司未纳入补贴目录且未进入合规清单的 10 个项目，对应的补贴收入确认及占比情况如下：

单位：万元

项目	2025 年度	2024 年度	2023 年度	累计
补贴收入金额 (A)	40,587.28	45,947.07	44,207.89	130,742.24
公司营业收入 (B)	443,296.04	493,396.29	497,878.51	1,457,584.40
占比 (C=A/B)	<b>9.16%</b>	<b>9.31%</b>	<b>8.88%</b>	<b>8.97%</b>

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 8.97%，整体占比较

低。未来不列入合规清单无法确认补贴收入或退回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逐年增长，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，且随着公司新能源装机规模的增长，应收账款持续累积所致。报告期期末，应收账款中应收国补余额占比为 96.24%，具体如下：

单位：万元

项目	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
应收账款余额	777,757.64	769,817.25	655,161.65
应收国补余额	748,544.59	736,634.89	617,343.38
应收国补占比	96.24%	95.69%	94.23%

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年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日	复合增长率
节能风电	76.93	76.14	64.78	8.98%
三峡能源	482.53	447.58	366.74	14.71%
中闽能源	22.69	30.57	24.45	-3.67%
新天绿能	64.90	71.52	62.18	2.16%
龙源电力[注]	436.73	432.17	353.30	11.18%

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

2023 年末到 2025 年末，可比公司中，发行人应收账款账面价值复合增长率 8.98%，低于三峡能源 14.71%，与龙源电力 11.18%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，主要系中闽能源 2025 年度可再生能源补贴款回流情况明显改善所 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

报告期各期末，公司应收补贴账款账龄构成如下：

单位：万元、%

项目	2025 年 12 月 31 日		2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
1 年以内（含 1 年）	163,216.71	20.99	184,360.24	23.95	209,556.68	31.99
1-2 年（含 2 年）	182,027.27	23.40	208,611.66	27.10	197,827.07	30.20
2-3 年（含 3 年）	149,371.07	19.21	165,965.39	21.56	136,028.25	20.76
3-4 年（含 4 年）	107,656.36	13.84	108,391.87	14.08	51,453.44	7.85
4-5 年（含 5 年）	78,105.22	10.04	47,108.54	6.12	22,477.94	3.43
5 年以上	68,167.96	8.76	22,197.19	2.88	-	-
<b>合计</b>	<b>748,544.59</b>	<b>96.24</b>	<b>736,634.89</b>	<b>95.69</b>	<b>617,343.38</b>	<b>94.23</b>

公司报告期各期末应收补贴账款账龄主要集中在 3 年以内。报告期各期， 公司收到国补金额分别为 7.23 亿元、6.76 亿元、15.07 亿元。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12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
应收账款余额	777,757.64	769,817.25	655,161.65
回款金额	29,213.04	183,769.26	251,164.88
回款比例	3.76%	23.87%	38.34%

注：回款截止时间为2026年3月31日。

公司报告期各期末应收账款余额期后回款比例分别为38.34%、23.87%和3.76%。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。

此外，公司应收补贴款的回款也受到合规清单的审核影响。截至报告期末，公司有17个已确认补贴收入但尚未纳入合规清单的项目，其中包括前期已纳入“国补目录”并在历年已收到电价补贴的7个项目，亦未再持续收到补贴款项，预计电网公司将在合规清单政策进一步明确后再行发放相应的补贴

款项。截至目前，国家电网和南方电网仅于 2023 年 1 月 6 日正式发布了《关于公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单的公告》（2022 年 10 月公示），后续未再发布新的合规清单，上述合规清单的审核进展，同样会导致公司应收补贴款账龄的延长，影响公司应收账款的回收。相关项目具体情况详见本回复之“问题 2、关于经营情况”之“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”之“（二）相关补贴收入确认是否符合企业会计准则的要求”之“1、补贴收入确认符合会计准则的具体分析”之“（4）未纳入合规清单的项目的情况分析”。

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。

#### 5、公司应收账款结构及补贴款账龄情况与同行业可比公司基本保持一致

报告期内，公司应收账款以应收补贴款为主，以2025年末为例，公司应收补贴款余额占应收账款余额比例为96.24%，应收账款结构与补贴款账龄分布与同行业可比公司基本保持一致，具体情况如下：

(1) 根据嘉泽新能《关于嘉泽新能源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（修订稿）》，截至2024年末，嘉泽新能应收账款余额为351,228.94万元，其中应收标杆电费为13,451.60万元，占比为3.83%；应收补贴电费为332,694.53万元，占比为94.72%。嘉泽新能应收账款中主要为应收补贴电费，应收补贴电费占应收款项合计为98.55%，应收账款结构与发行人情况基本保持一致。

账龄方面，嘉泽新能应收标杆电费账龄在1年以内，应收补贴电费账龄情况具体如下表所示：

单位：万元，%

账龄	2024.12.31		2023.12.31		2022.12.31	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
1年以内	100,003.02	30.06	102,234.10	34.28	99,260.63	41.77
1至2年	102,017.35	30.66	94,473.94	31.68	91,397.97	38.46
2至3年	85,230.13	25.62	85,685.61	28.73	39,141.12	16.47
3年以上	45,444.04	13.66	15,821.36	5.31	7,825.31	3.29
<b>合计</b>	<b>332,694.53</b>	<b>100.00</b>	<b>298,215.00</b>	<b>100.00</b>	<b>237,625.04</b>	<b>100.00</b>

上表可知，嘉泽新能应收补贴电费账龄情况与公司基本保持一致。

(2) 根据立新能源《关于新疆立新能源股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函之回复报告（修订稿）》，2022年末到2025年9月末，立新能源应收可再生能源补贴金额分别为178,778.43万元、222,794.21万元、267,734.99万元及294,117.04万元，占应收账款的比例分别为97.85%、98.11%、98.29%及96.37%，应收账款结构与发行人情况基本保持一致。

立新能源应收补贴款的账龄情况具体如下：

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	48,426.92	16.47	56,196.25	20.99	58,619.85	26.43	58,155.77	32.53
1-2年	57,981.69	19.71	54,913.29	20.51	50,012.85	22.55	52,977.11	29.63
2-3年	47,700.26	16.22	45,932.97	17.16	49,865.31	22.48	39,800.85	22.26
3-4年	45,484.73	15.46	47,352.09	17.69	36,611.14	16.50	26,736.40	14.96
4-5年	42,449.85	14.43	36,619.45	13.68	25,612.72	11.55	1,108.29	0.62
5年以上	52,073.59	17.71	26,720.93	9.98	1,108.21	0.50	-	-
合计	294,117.04	100.00	267,734.99	100.00	221,830.08	100.00	178,778.43	100.00

上表可知，立新能源应收补贴款账龄情况与公司基本保持一致。

(3) 根据龙源电力《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》，龙源电力应收标杆电费及补贴款主要纳入应收款项融资科目核算。以2025年末为例，龙源电力应收款项融资账面价值为4,367,276.29万元，应收账款账面价值为33,049.12万元，应收标杆电费与补贴款账面价值占应收账款与应收款项融资账面价值合计比例为99.25%，与发行人情况基本保持一致。龙源电力未单独披露应收补贴款账龄情况。

综上所述，公司应收款账以应收补贴款为主，经对比同行业公司公开披露文件，公司应收账款结构与补贴款账龄分布与同行业可比公司基本保持一致。

## (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准备计提情况如下：

单位：万元、%

项目	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
期末账面余额	777,757.64	769,817.25	655,161.65
坏账准备	8,457.92	8,454.61	7,313.77
期末账面价值	769,299.72	761,362.64	647,847.88
坏账计提比例	1.09%	1.10%	1.12%

报告期各期末，发行人应收账款账面价值分别为 647,847.88 万元、761,362.64 万元、769,299.72 万元，整体呈上升趋势；坏账计提比例分别为 1.12%、1.10%、1.09%，基本保持稳定。

## 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12月31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	777,061.48	7,761.76	1.00
	<b>合计</b>	<b>777,757.64</b>	<b>8,457.92</b>	<b>1.09</b>
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
	<b>合计</b>	<b>769,817.25</b>	<b>8,454.61</b>	<b>1.10</b>

日期	类别	账面余额	坏账准备	计提比例%
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
	<b>合计</b>	<b>655,161.65</b>	<b>7,313.77</b>	<b>1.12</b>

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
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、同行业应收账款坏账准备计提政策

公司名称	项目	2025 年末	2024 年末	2023 年末
节能风电	电力销售组合（国内）	1.00%	1.00%	1.00%
三峡能源	标杆电费组合	0.43%	0.46%	0.36%
	补贴电费组合	5.54%	5.02%	4.08%
中闽能源	应收电费组合	2.44%	2.43%	2.42%
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[注]	应收账款组合	0.72%	0.74%	0.98%

注：龙源电力应收账款组合为应收账款及应收款项融资之和。

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。

### 4、公司补贴电费坏账准备计提充分

针对补贴电费，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，具体发放周期和金额由财政部决定，无明确回款安排。财政部每年下达可再生能源电价附加补助地方资金预算，公司一般于每年第三、四季度收到补贴电费。报告期内，公司收到补贴款金额 7.23 亿元、6.76 亿元、15.07 亿元，整体呈现增长趋势。

公司应收账款以应收补贴电费为主，尽管应收补贴电费无明确回款安排，但补贴电费的资金来源主要为财政专项资金以及中央国库，系国家信用，不能收回的可能性极小；公司应收标杆电费客户主体为电网公司，根据中债资

信、中诚信、联合评级等主流信用评级公司的评级结果，电网公司的信用评级均为 AAA，具备较强的还本付息能力，客户违约风险较小，应收账款无法收回的风险较小。

#### 5、未纳入合规清单的项目应收账款分析

报告期各期末，公司已确认补贴收入未纳入合规清单的 17 个项目形成的应收账款情况具体如下：

项目	2025 年末	2024 年末	2023 年末
17 个项目应收补贴金额(A)	495,657.80	419,177.00	330,728.28
其中已纳入补贴清单的 7 个项目应收补贴金额	251,877.40	221,260.21	184,731.65
其中未纳入补贴清单的 10 个项目应收补贴金额	243,780.40	197,916.79	145,996.63
全部应收补贴余额(B)	748,544.59	736,634.89	617,343.38
占比(C=A/B)	66.22%	56.90%	53.57%

公司未纳入合规清单的 17 个项目在报告期内未收到相应的补贴回款，因此占报告期各期末的比例逐年增长。

截至报告期期末，公司未纳入合规清单的 17 个项目中，有 7 个项目前期已纳入补贴清单，历史上收到过补贴回款，但由于合规清单出台后，未纳入合规清单的项目未再发放补贴款，电网公司正等待财政部及合规清单的进一步政策明确。但上述项目已经过电网企业或国家能源主管部门的多轮审核，已全部符合纳入补贴清单的条件，截至本回复出具日，上述项目未收到过不符合纳入补贴目录通知，因此公司预计该部分未来在财政部明确合规清单相应政策后，仍可以收到相应的补贴款。

针对 10 个未纳入补贴清单的项目，公司已按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号）、《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）的规定逐条进行分析，认为上述 10 个未纳入补贴清单的项目，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清单，并取得可再生能源电价补贴款，确

认补贴合理。目前，上述项目尚未进入补贴清单，主要系合规核查在第一批合规清单发放后未有新一步的进展，电网公司正等待财政部及合规清单的进一步政策明确。公司已启动申请程序，正在积极申请相关进入补贴清单，预计合规核查的政策进一步明确后，上述项目可以进入补贴清单，收到相应的补贴款。

综上所述，公司未纳入合规清单的 17 个项目形成的应收账款逐年增长，具有合理性，公司预计相关项目未来在财政部明确合规清单相应政策后，仍可以收到相应的补贴款，回款具有较高的保障性。

发行人上述情况与同行业公司基本保持一致。根据立新能源《关于新疆立新能源股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函之回复报告（修订稿）》，2022 年末、2023 年末及 2024 年末，立新能源未纳入“国补目录”及“合规清单”的项目产生应收补贴款余额分别为 144,317.65 万元、187,247.79 万元、228,581.34 万元，占各期应收账款余额的比例分别为 78.99%、82.46%及 83.92%，占比较高。

综上，公司报告期内每年稳定的收到补贴电费回款，且补贴回款的依据来源于国家信用，应收标杆电费客户评级较高，违约风险较小，应收账款到期不能收回的可能性较小，公司应收账款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；投资产业基金、并购基金；拆借资金；委托贷款；购买收益波动大且风险较高的金融产品等。

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 年年末，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	30,314.26	否
其他流动资产	35,459.38	否
长期应收款	2,519.54	否

项目	账面价值	是否包含财务性投资
长期股权投资	680.18	否
其他权益工具投资	1,311.28	否
其他非流动资产	159,855.24	否
<b>合计</b>	<b>230,139.89</b>	

### 1、其他应收款

截至 2025 年年末，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%	1,041.21
保证金	26,487.53
其他	2,845.52
减：坏账准备	60.00
<b>合计</b>	<b>30,314.26</b>

截至 2025 年年末，公司其他应收款账面价值为 30,314.26 万元，主要包括保证金、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 年年末，公司其他流动资产账面价值为 35,459.38 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 年年末，公司长期应收款账面价值为 2,519.54 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。其中，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 年年末，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 680.18 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	

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 年年末，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	16,141.75
待抵扣增值税进项税长期部分	105,230.27
风电项目前期费用	31,249.21
预付土地出让款	5,388.11
其他	1,845.91
<b>合计</b>	<b>159,855.24</b>

截至 2025 年年末，公司其他非流动资产账面价值为 159,855.24 万元，主要为预计一年以上待抵扣进项税及预付购建长期资产款项，不属于财务性投资。

经对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。

### 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，包括：（1）国家能源局或地方发展改革、能源主管部门出具的年度建设规模文件等；（2）项目核准批复、备案文件等文件；（3）当地价格主管部门出具的上网电价批复、国家及地方适用的电价政策文件；（4）电力业务许可证、并网调度协议、竣工验收报告等文件进行核查；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。

### 核查意见

经核查，我们认为：

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引起营业成本上升所致，营业收入下降、营业成本上升共同压制盈利水平，此外，2025年度公司针对以大代小技改项目的固定资产计提减值准备也导致了公司当期归母净利润的下降。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，但预计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。

致同会计师事务所（特殊普通合伙）



二〇二六年五月六日

此件仅供业务报告使用，复印无效



# 营业执照

(副本)(20-1)

统一社会信用代码

9111010592343655N



扫描市场主体身份码  
了解更多登记、备案、  
许可、监管信息，体  
验更多应用服务。

名称 致同会计师事务所(普通合伙)

类型 特殊普通合伙合伙企业

执行事务合伙人 李惠琦

出资额 5235 万元

成立日期 2011 年 12 月 22 日

主要经营场所 北京市朝阳区建国门外大街 22 号赛特广  
场五层

**经营范围** 审计企业会计报表，出具审计报告；验证企业资本，出具验资  
报告；办理企业合并、分立、清算事宜中的审计业务，出具有关  
报告；基本建设年度财务决算审计；代理记账；会计咨询、  
税务咨询、管理咨询、会计培训；法律、法规规定的其他业务。  
(市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经  
批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；  
不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。)



登记机关

2025 年 12 月 08 日

市场主体应当于每年 1 月 1 日至 6 月 30 日通过  
<http://www.gsxt.gov.cn> 国家企业信用信息公示系统报送公示年度报告。

国家市场监督管理总局监制

证书序号: 0014469

此件仅用于业务报告使用，复印无效



### 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》。

会计师事务所

# 执业证书



名称: 致同会计师事务所(特殊普通合伙)

首席合伙人: 李惠琦

主任会计师:

经营场所: 北京市朝阳区建国门外大街22号赛特广场5层

组织形式: 特殊普通合伙

执业证书编号: 11010156

批准执业文号: 京财会许可[2011]0130号

批准执业日期: 2011年12月13日

发证机关:



二〇一〇年十一月十一日

中华人民共和国财政部制