

中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）
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的回复



中兴华会计师事务所(特殊普通合伙)

ZHONGXINGHUA CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS LLP

地址：北京市丰台区丽泽路 20 号丽泽 SOHO B 座 20 层 邮编：100073

电话：(010) 51423818 传真：(010) 51423816



中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）

ZHONGXINGHUA CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS LLP

地址（location）：北京市丰台区丽泽路 20 号丽泽 SOHO B 座 20 层
20/F, Tower B, Lize SOHO, 20 Lize Road, Fengtai District, Beijing PR China

电话（tel）：010-51423818 传真（fax）：010-51423816

中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）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的回复

深圳证券交易所：

贵所于 2025 年 5 月 16 日出具的《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》（审核函〔2025〕120018 号）（以下简称：“《问询函》”）已收悉，新疆立新能源股份有限公司（以下简称：“立新能源”、“公司”或“发行人”）与中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）对《问询函》相关问题逐项进行了落实，现对《问询函》回复如下（如无特别说明，财务会计信息分别引自发行人 2022 年度、2023 年度和 2024 年度经审计的财务报告以及 2025 年 1-3 月未经审计或审阅的财务报告。其中：2022 年度、2023 年度、2024 年度财务报表已经中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）审计，并分别出具了中兴华审字（2025）第 010132 号、中兴华审字（2025）第 010133 号和中兴华审字（2025）第 011382 号标准无保留意见审计报告。发行人 2025 年 1-3 月财务报告未经审计或审阅）：

问题二

发行人主营业务收入主要来源于风力发电和光伏发电。最近三年，发行人营业收入分别为 88,178.49 万元、98,976.86 万元及 97,067.85 万元，其中风力发电、光伏发电收入合计占比均超过 99%，其中风力发电和光伏发电电价补贴合计占比分别为 58.42%、52.81%和 51.57%。发行人在运营项目中可享有发电补贴项目共计 15 个，其中已纳入补贴目录的发电项目共计 8 个，其中 4 个项目已被纳入国家电网公布的第一批合规项目清单（另有 1 个尚未纳入补贴目录但已通过补贴核查的项目，合计 5 个项目已纳入第一批合规清单），其余 10 个项目尚未被纳入第一批合规项目清单。报告期内，公司对有补贴需求的 15 个电站项目确认了电价补贴收入。

最近三年，发行人应收账款期末余额分别为 182,713.87 万元、227,086.73 万元及 272,386.54 万元，应收账款余额占当期营业收入的比例分别为 207.21%、229.43%及 280.61%，主要为应收可再生能源补贴款。

根据申报材料，2021 年 6 月，国家发改委发布《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》，明确自 2021 年 8 月 1 日起执行，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏和新核准陆上风电项目，中央财政不再进行补贴。新疆发改委于 2022 年 4 月 7 日印发《关于印发〈完善我区新能源价格机制的方案〉的通知》，明确将 2021 年起投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场，目标上网电价 0.262 元/千瓦时，高于新疆现行脱硫燃煤标杆电价 0.25 元/千瓦时。若新建项目疆内实际交易电价低于市场均价，则按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持，价差部分由大工业用电顺价均摊。

自 2023 年 1 月 6 日第一批可再生能源发电补贴合规项目清单公布，至今已超过 2 年尚未有后续批次清单公布。自 2023 年起，可再生能源发展基金对尚未纳入补贴清单或通过合规自查的新能源发电项目暂停补贴电费的发放。

请发行人补充说明：（1）未纳入第一批合规项目清单所涉及项目的具体情况，对照自查通知要求，说明相关项目申报审核进展情况，是否存在项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金等方面的问题，并结合同行业可比公司不被纳入合规项目清单存在的问题，判断发行人相关项目是否存在纳入合规项目清单的实质

性障碍。(2) 已纳入补贴清单的项目是否存在被核减补贴、移出补贴清单的风险, 是否会对发行人财务状况产生较大影响, 是否影响本次发行。(3) 列示报告期已并网各项目的发电量及补贴收入、结算电量及实际销售单价、各电站项目的销售模式、上网电价定价依据等, 说明报告期已并网各项目在保障性收购和市场化等不同交易模式下适用的补贴政策和标准以及收入确认情况。(4) 将尚未纳入补贴目录或合规清单的项目确认电价补贴收入的依据是否充分, 是否符合会计准则规定, 与同行业处理是否存在差异; 如是, 说明未纳入补贴目录、合规清单项目在报告期内确认的补贴收入金额及占比。(5) 结合补贴收入的结算周期、已确认补贴收入及实际取得补贴金额, 说明报告期各期末应收补贴款余额较大且持续增加, 是否与同行业公司变动一致, 补贴款回收是否存在较大风险, 是否已存在明显的减值迹象, 相关坏账计提是否充分。(6) 2024 年发行人对应收账款坏账准备计提的会计估计进行变更, 公司变更 3 年以上账龄坏账率统一为 45%, 低于原政策 (50%-100%), 说明会计估计变更的原因及合理性, 变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司是否存在显著差异, 应收账款坏账计提是否谨慎、充分, 并测算按照原计提政策计提应收账款坏账准备 2024 年利润情况。

请会计师核查并发表明确意见。

一、公司回复:

(一) 未纳入第一批合规项目清单所涉及项目的具体情况, 对照自查通知要求, 说明相关项目申报审核进展情况, 是否存在项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金等方面的问题, 并结合同行业可比公司不被纳入合规项目清单存在的问题, 判断发行人相关项目是否存在纳入合规项目清单的实质性障碍。

截至 2025 年 3 月 31 日, 发行人已投运风力、光伏可再生能源发电项目合计 24 项, 其中 15 项在可再生能源发电行业发展期间, 根据彼时可再生能源发电补贴有关政策, 可享受发电补贴。在 15 项可享受发电补贴项目中, 发行人尚未纳入“补贴目录”或“补贴清单”(以下统称“国补目录”)的发电项目合计 7 项, 尚未纳入“合规清单”的发电项目合计 10 项。经发行人自查, 发行人尚未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目, 未来纳入“合规清单”不存在实质性障碍。具体分析如下:

1、发行人已投运 24 项发电项目可享有发电补贴的具体情况，以及尚未纳入“国补目录”或“合规清单”项目补贴政策及依据

序号	项目名称	装机容量 (MW)	并网时间	是否纳入补贴目录或补贴清单 (国补目录)	是否纳入合规项目清单	政策批复电价 (基础电价/补贴) (元/千瓦时, 含税)	补贴政策及依据
一、风电项目							
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	200.00	2015.12	第七批 2018 年 6 月	否	0.25/0.33	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》(发改价格[2009]1906 号): 全国按风能资源状况和工程建设条件分为四类风能资源区, 相应制定风电标杆上网电价。四类风电标杆上网电价水平分别为 0.51 元/kWh、0.54 元/kWh、0.58 元/kWh 和 0.61 元/kWh, 2009 年 8 月 1 日起新核准的陆上风电项目, 统一执行所在风能资源区的标杆上网电价。
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	200.00	2015.12	第七批 2018 年 6 月	否	0.25/0.33	
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	99.00	2015.12	第七批 2018 年 6 月	否	0.25/0.26	
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	49.50	2021.12	申报审核	否	0.25/0.13	《关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格[2019]882 号): 2020 年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电项目的指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定, 不得高于项目所在资源区指导价。四类风电标杆上网电价水平分别为 0.29 元/kWh、0.34 元/kWh、0.38 元/kWh 和 0.47 元/kWh。
5	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	15.00	2021.12	申报审核	是	0.25/0.13	
6	小红山 8MW 分散式风电项目	8.00	2021.12	申报审核	否	0.25/0.13	
7	哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目	49.50	2022.7	平价项目	不适用		1、新疆发改委印发《完善我区新能源价格机制的方案》(新发改能价【2022】185) 明确: 将自治区 2021 年起批复及投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场, 目标上网电价 0.262 元/千瓦时, 新建项目疆内实际交易电价低于市场均价(按年度直接交易均价), 按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持; 疆内实际交易电价高于市场均价, 按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持。市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时, 不再予以电价支持。 2、《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案(试行)》自 2025 年 11 月 1 日起执行: 对 2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目: 补贴项目机制电量规模为上网电量比例 30%; 平价项目机制电量比例为上网电量 50%。机制电价水平衔接原优先电量上网电价, 即补贴项目 0.25 元/千瓦时、平价项目 0.262 元/千瓦时。
8	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	50.00	2023.4	平价项目	不适用		
9	金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目	49.50	2023.4	平价项目	不适用		
10	新疆能源立新木垒 500MW 风电项目	500.00	2024.12	平价项目	不适用		
11	立新能源达坂城 500MW 风电项目	500.00	2025.1	平价项目	不适用		
合计		1,720.50	-	-	-	-	

二、光伏项目

序号	项目名称	装机容量 (MW)	并网时间	是否纳入补贴目录或补贴清单 (国补目录)	是否纳入合规项目清单	政策批复电价 (基础电价/补贴) (元/千瓦时, 含税)	补贴政策及依据
1	七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目	30.00	2013.12	第六批 2016 年 9 月	是	0.25/0.75	《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》(发改价格[2011]1594号): 2011年7月1日及以后核准的太阳能光伏发电项目, 以及2011年7月1日之前核准但截至2011年12月31日仍未建成投产的太阳能光伏发电项目, 除西藏仍执行每千瓦时1.15元的上网电价外, 其余省(区、市)上网电价均按每千瓦时1元执行。
2	新疆新能源(集团)新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目	20.00	2013.12	第六批 2016 年 9 月	否	0.25/0.75	
3	新疆新能源集团新风昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏并网发电项目	20.00	2016.1	第七批 2018 年 6 月	是	0.25/0.70	《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格[2013]1638号): 对光伏电站实行分区域的标杆上网电价政策。根据各地太阳能资源条件和建设成本, 将全国分为三类资源区, 分别执行每千瓦时0.9元、0.95元、1元的电价标准。
4	哈密新风光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目	50.00	2016.3	第七批 2018 年 6 月	是	0.25/0.65	
5	哈密东南部山口哈密国投 50MW 光伏发电项目	50.00	2016.6	2020 年 8 月补贴清单第三批	是	0.25/0.65	
6	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	60.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.0447 (补贴竞价项目)	
7	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.15	
8	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	100.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.15	
9	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.15	
10	新疆立新能源吉木萨尔三期 100MW 并网光伏发电项目	100.00	2022.12	平价项目	不适用	1、新疆发改委印发《完善我区新能源价格机制的方案》(新发改能价[2022]185)明确: 将自治区	1、《国家发展改革委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》(发改价格[2021]833号): 2021年起, 对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目(以下简称“新建项目”)中央不再补贴, 实行平价上网。 2、《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案(试行)》(新发改能价(2025)350号)。自2025年11月1日起实施, 新能源参与电力市场交易后, 区分存量补贴项目、存量平价项目和增量项目, 分别确定年度机制电量规模、机制电价水平和执行期限, 上网电价市场化改革实施方案(试行)自2025年11月1日起执行; 对2025年6月1日前投产项目执行期限, 取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和能源存量项目: 平价项目机制电量对2025年6月1日以前投产的新增项目: 平价项目机制电量平衔接原优先电量上网电价, 即补贴项目0.25元/千瓦时、平价项目
11	新疆兵团第九师 166 团 7 万千瓦农光互补光伏发电项目(一期 36MW、二期 34MW)	70.00	2023.1(一期)、 2024.6(二期)	平价项目	不适用	2021 年起批复及投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场, 目标上网电价 0.262 元/千瓦时, 新建项目疆内实际交易电价低于市场均价(按年度直接交易均价), 按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持; 疆内实际交易电价高于市场均价, 按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持。市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时, 不再予以电价支持。	
12	新疆立新能源吉木萨尔县 30 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目	150.00	2023.6	平价项目	不适用	2、《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案(试行)》自2025年11月1日起执行; 对2025年6月1日以前投产的新增项目: 平价项目机制电量平衔接原优先电量上网电价, 即补贴项目0.25元/千瓦时、平价项目	

序号	项目名称	装机容量 (MW)	并网时间	是否纳入补贴目录或补贴清单 (国补目录)	是否纳入合规项目清单	政策批复电价 (基础电价/补贴) (元/千瓦时, 含税)	补贴政策及依据
						0.262 元/千瓦时。	
13	吉木萨尔县北庭镇 3.5MW 分布式光伏发电项目	3.50	2023.12	供电服务项目	不适用	新疆油田公司供电服务合作项目, 约定售电价格为 0.2848 元/千瓦时。	-
	合计	853.50	-	-	-	-	-

发行人自 2013 年成立后,持续围绕主营业务开展风光发电项目的建设运营。发行人于 2013 年在新疆兵团七师、新疆昌吉州阜康市, 投建并网奎屯金太阳一期 30MW 光电项目、新疆新能源(集团)新风昌吉阜康 20MW 光电项目, 两项合计 50MW 光伏发电项目。2015 年, 公司在哈密地区投建并网哈密三塘湖第三风电场 A 区、哈密烟墩第七风电场 A 区两项合计 400MW 风电项目, 以及在乌鲁木齐托里投建并网 99MW 风电项目, 截至 2015 年末, 公司装机规模为 549MW。2016 年, 公司在哈密十三师红星二场、哈密东南部山口两处区域投建并网 2 项合计 100MW 光伏发电项目, 在新疆昌吉州吉木萨尔县投建并网 20MW 光伏项目, 累计装机规模达到 669MW。2020 年, 公司在新疆昌吉州吉木萨尔县投建并网三项合计 300MW 光伏发电项目, 以及在新疆兵团七师建设 60MW 光电项目; 2021 年, 公司在新疆哈密投建并网伊吾淖毛湖 49.5MW、伊吾白石湖 15MW 两项合计 64.5MW 风电项目, 在新疆昌吉州奇台县投建并网 8MW 风电项目。至此, 公司累计建设 15 项风光电项目合计装机规模达到 1,101.5MW, 均为可申请纳入“国补目录”并享有发电补贴的非平价可再生能源发电项目。

由上表可见, 发行人风电项目 1-6 项以及光伏发电项目 1-9 项, 合计 15 项在投建期间, 根据国家对可再生能源发电项目的补贴政策, 可依法享有发电补贴。其中, 风电项目第 4-6 项、光伏项目 6-9 项合计 7 项, 尚未纳入“国补目录”; 风电项目第 1-4 项、第 6 项, 以及光伏项目第 2 项、第 6-9 项, 合计 10 项在 2022 年国家主管部门组织的合规自查过程中, 尚未纳入“合规清单”。

2022 年, 发行人在哈密、昌吉州吉木萨尔县投建并网新风恒远 49.5MW 风电项目, 吉木萨尔三期 100MW 光电项目; 2023 年, 公司在新疆若羌县建设 50MW 风电项目、在乌鲁木齐达坂城建设金润绿原 49.5MW 风电项目, 在新疆兵团九师建设 36MW (一期) 光电项目, 在昌吉州吉木萨尔建设两项合计 153.5MW 光电项目; 2024-2025 年 3 月, 公司在兵团九师续建 34MW (二期) 光电项目、在昌吉州木垒

县新建并网 500MW 风电项目、在乌鲁木齐新建达坂城 500MW 风电项目。除享有补贴项目外，发行人于 2022 年之后投建并网的风电、光伏发电合计 9 个项目，根据《关于完善风电上网电价政策的通知》、《国家发展改革委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》等相关政策，为平价上网项目，即不再享有国家发电补贴，其发电上网模式及定价政策依据新疆发改委《完善我区新能源价格机制的方案》等政策执行。

截至 2025 年 3 月 31 日，公司在新疆各地风光发电项目装机规模按区域分类情况如下：

序号	所在区域	装机规模 (MW)	可享有补贴项目（并网投运时间）	平价项目（并网投运时间）
1	新疆哈密（7 项）	614.00	①哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目（2015.12） ②哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目（2015.12） ③哈密新风光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目（2016.3） ④哈密东南部山口哈密国投 50MW 光伏发电项目（2016.6） ⑤伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目（2021.12） ⑥伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目（2021.12）	①哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目（2022.7）
2	新疆昌吉州地区（10 项）	1,101.50	①新疆新能源集团新风昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏并网发电项目（2013.12） ②新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目（2013.12） ③新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目（2020.12） ④新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目（2020.12） ⑤新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目（2020.12） ⑥小红山 8MW 分散式风电项目（2021.12）	①新疆立新能源吉木萨尔三期 100MW 并网光伏发电项目（2022.12） ②新疆立新能源吉木萨尔县 30 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目（150MW）（2023.6） ③吉木萨尔县北庭镇 3.5MW 分布式光伏发电项目（2023.12） ④新疆能源立新木垒 500MW 风电项目（2024.12）
3	新疆乌鲁木齐（3 项）	648.50	①乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目（2015.12）	①金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目（2023.4） ②立新能源达坂城 500MW 风电项目（2025.1）
4	新疆奎屯市、胡杨河市、塔城地区（兵团七师、兵团九师）（3 项）	160.00	①七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目（2013.12） ②第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目（2020.12）	①新疆兵团第九师 166 团 7 万千瓦农光互补光伏发电项目（一期 2023.1、二期 2024.6）
5	新疆巴州地区（1 项）	50.00	-	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目（2023.4）
合计		2,074.00	-	-

经统计，发行人 15 项非平价项目中，纳入“国补目录”与“合规清单”的

汇总情况如下：

序号	类型	数量	项目名称
1	已同时完成纳入“国补目录”与“合规清单”	4	①七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目 ②新疆新能源集团新风昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏并网发电项目 ③哈密新风光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目 ④哈密东南部山口哈密国投 50MW 光伏发电项目
2	仅纳入“国补目录”，未纳入“合规清单”	4	①哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目 ②哈密新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目 ③乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目 ④新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目
3	仅纳入“合规清单”，未纳入“国补目录”	1	①伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目
4	均未纳入“国补目录”与“合规清单”	6	①伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目 ②小红山 8MW 分散式风电项目 ③第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目 ④新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目 ⑤新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目 ⑥新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目

在 2022 年《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》（以下简称“《补贴合规自查通知》”）发布以前，发行人上表所列 1、2 项已纳入“国补目录”的 8 个项目均可持续收到发电补贴款项，《补贴合规自查通知》及第一批“合规清单”发布后，仅第 1 项 4 个项目在 2023-2024 年度仍继续收到发电补贴款项，其余 11 个项目未收到补贴款项，包括前期已纳入“国补目录”并在历年已收到电价补贴的项目，亦未再持续收到补贴款项。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》（以下简称“合规清单”），全国范围内纳入第一批“合规清单”的可再生能源发电项目共计 7,335 个，后续未再发布新的“合规清单”，但国家电网“补贴清单”仍在 2023-2024 年期间持续审核发布。

目前，发行人未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目，将一直无法取得补贴收入回款。随着电力销售持续开展，将导致公司应收账款金额持续增加，并对公司经营活动现金流产生影响。各项目需在后期同时具备完成“国补目录”审核通过并纳入“合规清单”后，方可获得补贴收入。经发行人对上述 11 个项目的合规性自查，预计未来纳入“国补目录”、“合规清单”不存在风险，后期可持续按照项目建设时期的补贴政策获得发电补贴。

2022 年平价上网政策实行后，发行人上表所列 3、4 项合计 7 个尚未纳入“国补目录”目前进度仍处于审核状态。国家可再生能源信息管理中心对纳入补贴清

单的审核流程具有明确规定，具体审核流程为项目初审—省级主管部门确认—项目复核—补贴清单公示和公布。截至目前，该 7 个项目中 2020 年末并网投运的第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目、立新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目、立新能源吉木萨尔二期 100MW 光伏发电项目、新疆新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目在申报系统中显示已处于国家可再生能源信息管理中心“项目复核”阶段；2021 年底并网的伊吾淖毛湖 49.5MW 风电项目、伊吾白石湖 15MW 分散式风电项目、小红山 8MW 分散式风电项目尚处于“电网初审”阶段。该等项目自并网至今，因未纳入“国补目录”，按照发电补贴政策规则，并未收到发电补贴收入。

2022 年，国家电网未发布新批次“补贴清单”，2023-2024 年期间，国家电网分别发布九批、十二批“补贴清单”，分别纳入“国补目录”项目 481 个、668 个。2025 年至今已发布六批“补贴清单”，共计 143 个项目纳入“国补目录”。经检索，同行业公司早期建设并已纳入“合规清单”的项目，在 2023 年-2024 年期间又持续通过“国补目录”审核公告的部分案例情况如下：

序号	同行业上市公司	通过“国补目录”审核公告项目	并网时间	补贴清单批次
1	节能风电（601026.SH）	中节能五峰牛庄 120MW 风电项目	2021.6.17	2024 年补贴清单第四批
2	太阳能（000591.SZ）	中节能阳泉盂县仙人乡 50MW 光伏项目	2017.9.29	2024 年补贴清单第十二批
3	嘉泽新能（601619.SH）	宁夏嘉泽苏家梁 100MW 风电项目	2020.12.29	2024 年补贴清单第四批
4	三峡能源（600905.SH）	三峡新能源吴忠市利通区一期 200MW 光伏项目	2020.6.25	2023 年补贴清单第九批
5	中闽能源（600163.SH）	福清马头山 47.5MW 陆上风电	2020.4.1	2023 年补贴清单第一批

综上，虽然第一批“合规清单”在公布后，尚未发布后续“合规清单”审核情况，但主管部门对于“国补目录”的审核工作仍在进行，每年仍有发电项目在持续通过审核。发行人 7 项未纳入“国补目录”的项目，其中 2020 年末并网投运的 4 项合计 360MW 光伏项目，目前处于“项目复核”阶段；2021 年末并网投运的 3 项合计 72.5MW 风电项目，目前处于“电网初审”阶段。

2、对照自查通知要求，说明相关项目申报审核进展情况，是否存在项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金等方面的问题分析

（1）“合规清单”关于补贴自查事项、要求及进展

2022年3月，国家发改委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司联合印发《补贴合规自查通知》，决定在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，本次自查及核查范围为截至2021年12月31日已并网有补贴需求的全口径可再生能源发电项目，旨在从项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金、环境保护等方面进一步摸清可再生能源发电补贴底数。

根据国务院有关工作部署，上述主管部门自2022年3月起通过组建国家核查工作组和省级核查工作组的形式，对享受可再生能源发电补贴政策的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目在全国范围内开展可再生能源发电补贴自查核查工作。2023年1月6日，国家电网和南方电网分别正式公布了《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》，本次公布第一批合规项目共计7,335个。

截至目前，可再生能源补贴核查工作尚处于进行过程中，后续批次合规项目清单公布安排尚不明确。

①《补贴合规自查通知》

2022年3月，根据国家发改委、财政部、国家能源局联合下发的《补贴合规自查通知》，是本次合规自查出台的首项指导意见，其明确发电企业要从以下六方面内容开展自查：

A. 项目合规性。项目是否纳入计划、规模或者规划等管理文件相应的名单或清单，以及项目是否依法依规核准（备案）等。

B. 项目规模。项目并网容量是否大于核准容量或年度建设规模；项目分批并网时间和对应容量以及全部容量并网时间与实际是否一致。在补贴退坡关键时间节点，是否存在少量机组并网代替全部机组并网投产的情况等。

C. 项目电量。项目补贴电量、补贴年限是否超过政策要求；项目实际年利用小时数与所在区域同类同期项目相比是否存在异常偏高情况等。

D. 项目电价。项目实际执行的上网电价，是否超过国家政策明确的上网电价（指导价），或是招投标或竞价确定的标杆上网电价。是否在项目补贴退坡关键时间节点之后投产，却享受退坡之前的补贴强度等。

E. 项目补贴资金。项目实获补贴资金是否超过应获得的补贴资金；项目完成绿色电力交易证书交易的电量是否扣减国家补贴。

F. 项目环境保护。（生物质发电，发行人不适用此项核查）

发行人于 2022 年 4 月完成了相关补贴自查资料的上报。2023 年 1 月 6 日，国家电网和南方电网公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，公司有 10 项未列入第一批“合规清单”。

② 《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》

2022 年 10 月，在《补贴合规自查通知》文件的基础上，主管部门进一步下发了《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》，补充说明自查事项如下：

A. 对于已履行核准（备案）变更程序分批次并网的项目，按每批次全容量并网的实际时间分别确定上网电价，且分批次变更程序的时间不得晚于项目全容量并网的时间。

B. 对于各省组织开展的竞争性配置光伏项目，a. 如在竞争性配置政策中有具体并网时间要求和对应电价确定要求的，按要求执行；b. 如无具体并网时间要求，或者有并网时间要求但未明确逾期并网电价如何调整的，上网电价执行项目竞争性配置确定的价格与项目全容量并网时对应的电价政策明确的价格中较低者。

C. 关于纳入补贴项目容量的认定

风电项目：纳入补贴范围的“项目容量”以核准时确定的容量为准，受风机选型因素影响，允许核准文件明确的项目规模与各省（区、市）年度开发建设方案或实施方案明确的项目规模存在一定偏差，偏差不超过单台额定功率最小机组的容量。项目实际并网容量小于核准容量的，纳入补贴的项目容量以实际并网容量为准；项目实际并网容量超过核准容量的部分，需按此比例核减补贴资金。

光伏项目：纳入补贴范围的“项目容量”按照纳入国家补贴范围的规模、备案容量和实际并网容量三者最小值确定，实际并网容量超过纳入国家补贴范围规模与备案容量中较低者的部分，需按比例核减补贴资金。其中，实际并网容量不得高于备案容量的 3%。

根据《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》（2020年）内容：

a. 企业承诺。可再生能源补贴项目申请补贴清单时，应提交全容量并网时间承诺，同时提交相关核验资料。承诺内容包括：项目全容量并网发电时间，办理电力业务许可证时是否完成全容量并网，办理并网调度协议时是否完成全容量并网等。

b. 认定办法。

(a) 可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许可证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间相一致的，项目按此时间列入补贴清单，享受对应的电价政策。

(b) 可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许可证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间不一致但不影响电价政策的，按照企业承诺的全容量并网时间，列入补贴清单，享受对应的电价政策。

(c) 可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许可证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间不一致且影响电价政策的，按照三个并网时间中的最后时点确认全容量并网时间，列入补贴清单，享受对应的电价政策。

(d) 项目对认定的全容量并网时间若有不同意见，可申请复核，并提交以下材料：（1）国家认可机构出具的质量监督报告；（2）总承包合同、所有发电设备的采购合同、所有发电设备采购合同的付款银行流水记录；（3）购售电合同及全容量并网后逐月销售电量、售电收入银行流水记录；（4）其他可证明项目承诺全容量并网时间的材料。

（2）未纳入“合规清单”项目合规性核查情况

根据《补贴合规自查通知》要求的第一项“项目合规性”内容：“项目是否纳入计划、规模或者规划等管理文件相应的名单或清单，以及项目是否依法依规核准（备案）等”。发行人自查了公司未纳入“合规清单”补贴项目是否纳入计划、规模或者规划等管理文件相应的名单或清单，以及项目是否依法依规核准（备案）等内容，自查情况如下：

序号	项目名称	装机容量	并网时间	核准备案文件及时间	纳入规模文件情况	是否为国家年度建设规模文件
----	------	------	------	-----------	----------	---------------

序号	项目名称	装机容量	并网时间	核准备案文件及时间	纳入规模文件情况	是否为国家年度建设规模文件
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	《自治区发展改革委关于哈密风电基地二期三塘湖风区 150 万千瓦风电项目核准的批复》（新发改能源【2014】988 号）2014.4	《国家能源局关于哈密风电基地二期项目建设方案的复函》（国新能[2013]272 号）	国家能源局下发名单（哈密国投 200MW）
2	哈密新新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	《哈密二期烟墩 120 万千瓦核准批复》（新发改能源（2014）989 号）2014.4	《国家能源局关于哈密风电基地二期项目建设方案的复函》（国新能[2013]272 号）	国家能源局下发名单（新新能源集团 200MW）
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	99	2015.12	《关于对乌鲁木齐托里新风发电有限公司托里风电一期建设项目核准的批复（乌发改函【2014】226 号）》；《关于对乌鲁木齐托里新风发电有限公司托里风电二期建设项目核准的批复（乌发改函【2014】227 号）》2014.6	《自治区发展改革委关于乌鲁木齐首批风电清洁供暖试点方案的批复》（新发改能源【2015】1934 号）	据规模文件表述：2015 年 11 月，我委（自治区发改委）以新发改能源[2015]1876 号上报国家能源局申请批复乌鲁木齐风电供暖试点工程实施方案，国家能源局已原则同意并委托我委负责审批，并表示积极支持乌鲁木齐首批风电供暖试点工程建设。
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	49.5	2021.12	关于对伊吾淖毛湖风之力风力发电有限公司伊吾淖毛湖 49.5 兆瓦风力发电项目核准的批复（哈市发改能源【2020】42 号）2020.12	《自治区发展改革委关于哈密市国电哈密淖毛湖风电场一期 49.5 兆瓦风电项目等 3 个存量风电及光伏项目重新核准（或备案）的复函》；《哈密市关于开展 12 万千瓦集中电、光伏项目投资主体竞争性配置的公告》	《自治区发改委、国家能源局新疆监管办关于做好 2020 年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》重点推进“疆电外送”“哈密-郑州±800 千伏特高压直流输电”配套的哈密风电基地二期 15 万千瓦风电、10 万千瓦光伏项目及电力送出工程，请哈密市发改委积极协调落实各项建设条件，加快建设。
5	小红山 8MW 分散式风电项目	8	2021.12	昌吉州发展改革委关于奇台县新新能源有限公司小红山 8MW 分散式风电项目及其配套送出线路工程申请核准的批复（昌吉发改工【2020】121 号）2020.12	关于印发《新疆分散式风电项目 2019-2021 年实施方案》的通知（新发改能源〔2020〕14 号）；《关于做好 2020 年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》（新发改能源[2020]162 号）	《自治区政府核准的投资项目目录（2017 年本）》，《新疆分散式风电项目汇总表》奇台小红山 8MW 分散式风电项目。
6	新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目	20	2013.12	自治区发展改革委关于新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20 兆瓦光伏并网发电项目核准的批复（新发改能源【2013】2959 号）2013.8	《关于同意开展光伏发电项目前期工作的通知》（新发改能源〔2013〕850 号）	《国家发展改革委关于印发《可再生能源发电有关管理规定》的通知（发改能源〔2006〕13 号）》第六条：主要河流上建设的水电项目和 25 万千瓦及以上水电项目，5 万千瓦及以上风力发电项目，由国家发展和改革委员会核准或审批。其他项目由省级人民政府投资主管部门核准或审批，并报国家发展和改革委员会备案。
7	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	60	2020.12	《第七师胡杨河市 130 团 6 万千瓦光伏发电项目备案证明》2020.6	《国家能源局综合司关于公布 2020 年光伏发电项目国家补贴竞价结果的通知》-国家能源局网站	《国家能源局关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》，附《2020 年光伏发电国家竞价补贴范围项目名单》。

序号	项目名称	装机容量	并网时间	核准备案文件及时间	纳入规模文件情况	是否为国家年度建设规模文件
8	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	《吉木萨尔立新一期一备案证 20200016 新疆立新能源吉木萨尔 100 兆瓦并网光伏发电项目（2#地）》2020.8	《自治区发改委关于准东新能源基地昌吉州片区项目布局方案的批复》（新发改能源【2016】933 号）	《自治区发改委、国家能源局新疆监管办关于做好 2020 年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》“疆电外送”“准东-皖南±1100 千伏特高压直流输电工程”。
9	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	《吉木萨尔立新二期一备案证 20200017 新疆立新能源吉木萨尔二期 100 兆瓦并网光伏发电项目（1#地）》2020.8	《吉木萨尔二期一自治区发改委关于准东新能源基地昌吉州片区项目布局方案的批复》（新发改能源【2016】933 号）	《自治区发改委、国家能源局新疆监管办关于做好 2020 年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》“疆电外送”“准东-皖南±1100 千伏特高压直流输电工程”。
10	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	《吉木萨尔二期一备案证 20200015 新疆新能源吉木萨尔 100 兆瓦并网光伏发电项目（5#地）》2020.7	《吉木萨尔二期一自治区发改委关于准东新能源基地昌吉州片区项目布局方案的批复》（新发改能源【2016】933 号）	《自治区发改委、国家能源局新疆监管办关于做好 2020 年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》“疆电外送”“准东-皖南±1100 千伏特高压直流输电工程”。

经自查，公司 10 项可享有补贴但尚未纳入“合规清单”的项目，均已依法依规取得发改委审批、核准或备案文件。项目均具有配套年度建设规模文件，其中，1、2、7 项目是依据国家能源局直接发布建设规模文件，其余项目则是依据由新疆发改委发布建设规模文件，且 4、5、8、9、10 项目仍在新疆发改委规模文件的基础上，可进一步查阅到国家能源局所出具的相应项目建设规模指导性文件。

第 3 项虽未查到国家能源局规模建设文件，但据新疆发改委建设规模批复文件表述：新疆发改委对于该项目已上报国家能源局同意并受托负责审批，国家能源局表示积极支持乌鲁木齐首批风电供暖试点工程建设。

第 6 项阜康 20MW 光伏项目因建设于 2013 年，时逢我国可再生能源发电项目起步之初，配套法规及政策性文件并不完善，故未查询到相应国家年度建设规模文件，但根据《可再生能源发电有关管理规定》，该项目建设的报批手续符合法律规定。此外，公司已通过“合规清单”审查的吉木萨尔一期 20MW 光伏项目（2014 年并网），建设规模也仅取得新疆发改委出具的规模文件，而未查询到国家年度建设规模文件。

此外，《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》进一步对《补贴合规自查通知》中的规模指标明确如下：“对《国家能源局关于可再

生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》（国能新发能[2017]31号）有关内容说明如下：1、2019、2020年各省级区域新增需国家补贴的风电项目建设规模受本省级区域2020年规划并网目标约束；2、文件中“对应纳入年度规模管理的发电项目，各省（区、市）能源主管部门必须严格按当年下达的年度新增建设规模组织建设”，适用对象为实施年度规模管理的光伏项目，即31号文件附件2各省份2017-2020年度光伏电站新增建设规模为约束性指标。”据此，对于年度规模建设的要求主要是针对“十三五”规划所要求，对于2017年以前建设的可再生能源发电项目并不适用“国家年度建设规模”的指标要求。

综上核查，发行人认为公司各补贴项目在合规性、规模指标自查方面不存在违法违规问题。

（3）未纳入“合规清单”项目规模核查情况

《补贴合规自查通知》对项目规模核查要求：项目并网容量是否大于核准容量或年度建设规模；项目分批并网时间和对应容量以及全部容量并网时间与实际是否一致。在补贴退坡关键时间节点，是否存在少量机组并网代替全部机组并网投产的情况等。

发行人就公司未纳入“合规清单”项目，比对自查相关要求文件，按各项目分别列示电力业务许可证记载的并网时间、并网调度协议的并网时间，承诺书承诺全容量并网时间等要素，就“项目规模”进行核查并分析如下：

序号	项目名称	核准规模 (MW)	现行补贴政策并网时间	《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》			承诺书承诺并网时间	《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》			
				实际装机规模 (MW)	设备规格	风电偏差是否超过单台额定功率最小机组的容量；光伏是否超过 3%		电力业务许可证记载并网时间	《调度通知》时间 (调度场站批复时间)	首次签订《并网调度协议》有效期	三项文件时间差异是否会导致现有补贴政策变化

一、风电项目

1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	201	134*1.5MW	超过核准规模 0.5%，但未超过单机容量。	2015.12.27	2015.12	2015.11.18	2015.12.2-2016.12.2	否
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	200.5	50*2MW, 67*1.5MW	超过核准规模 0.25%但未超过单机容量。	2015.12.29	2015.12	2015.8.7	2015.11.2-2016.11.2	否
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	99	2015.12	100	40*2.5MW	超过核准规模 1%，但未超过单机容量。	2015.12.26	2015.12.26	2014.11.21	2015.12.17-2016.12.16	否
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	49.5	2021.12	50	10*5MW	超过核准规模 1%，但未超过单机容量。	2021.12.30	2021.12.30	2021.11.17	2021.12.3-2026.11.30	否
5	小红山 8MW 分散式风电项目	8	2021.12	8.4	2*4.2MW	超过核准规模 5%，但未超过单机容量。	2021.12.23	豁免办理电力业务许可证	2021.11.16	2021.12.22-2031.12.21	否

二、光伏项目

6	新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目	20	2013.12	20.1	80400 块 250W 组件	超过核准规模 0.5%，但未超过 3%。	2013.12.27	2013.12.20	2013.12.6	2013.12.3-2014.12.31	否
7	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	60	2020.12	60	69420/66144 块 440W/445W	否	2020.12.23	2020.12.23	2020.12.15	2020.12.15-2021.12.31	否
8	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	100.03	227344 块 440w 组件	超过核准规模 0.03%，但未超过 3%。	2020.12.23	2020.12.25	2020.11.4	2020.11.30-2030.11.29	否

序号	项目名称	核准规模 (MW)	现行补贴 政策并网 时间	《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》			承诺书承诺并网 时间	《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》			
				实际装机规 模 (MW)	设备规格	风电偏差是否超过 单台额定功率最小 机组的容量；光伏 是否超过 3%		电力业务许可证记 载并网时间	《调度通知》时间 (调度场站批复时 间)	首次签订《并 网调度协议》 有效期	三项文件时间差 异是否会导致现 有补贴政策变化
9	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	100.03	91780 块 445w 组件;60736 块 465w 组件; 68770 块 450w 组件;	超过核准规模 0.03%，但未超过 3%。	2020.12.23	2020.12.25	2020.11.4	2020.11.30-2030.11.29	否
10	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	100.01	224744 块 445W 组件	超过核准规模 0.01%，但未超过 3%。	2020.12.23	2020.12.23	2020.11.4	2020.11.30-2030.11.29	否

注：1、根据《国家能源局关于贯彻落实“放管服”改革精神优化电力业务许可管理有关事项的通知（国能发资质〔2020〕22号）》，“（一）继续实施电力业务许可豁免政策”：“不纳入电力业务许可范围：1. 经能源主管部门以备案（核准）等方式明确的分布式发电项目”。

2、根据国家能源局《关于进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管理的通知》（国能发资质规〔2023〕67号），在现有许可豁免政策基础上，将分散式风电项目纳入许可豁免范围，不要求其取得电力业务许可证。

就公司上述项目情况，《补贴合规自查通知》对项目规模核查主要关注项目并网容量是否大于核准容量或年度建设规模；在补贴退坡关键时间节点，是否存在少量机组并网代替全部机组并网投产的情况等。《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》是对超规模装机补贴收入调整、全容量并网条件进行认定。

经核查，上述项目中 1、2、3、4、5、6、8、9、10 均存在实际装机规模超过核准规模的情况，但未违反《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》所规定的风机不超过单机最小装机规模、光伏超装比例不超过 3% 的重要条款。根据《补贴合规自查通知》及其有关政策解释通知，项目实际并网容量超过核准容量的部分，会导致补贴项目按超装比例核减补贴资金。

经核查，上述未纳入“合规清单”项目的企业承诺并网时间、《电力业务许可证》记载并网时间以及并网调度批复时间基本一致，并网调度时间通常会早于实际并网时间，根据《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》，公司上述可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许可证明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间存在不一致情形，但三项均在同一年度时间内，即不影响年度电价补贴政策，发电项目仍可列入补贴清单，享受对应的电价政策。

(4) 未纳入“合规清单”项目并网时间的核查

结合本次补贴自查要求，发行人还复核并查阅了各项目竣工验收报告、竣工决算报告、所属公司建设及并网年度审计报告、并网当年及下一年度结算单、项目建设期间采购合同及付款情况等，进一步核查公司未纳入“合规清单”项目的合法合规性。

序号	项目名称	核准装机规模 (MW)	适用补贴政策截止时间	并网时间补充核查			发电设备利用率情况 (考虑弃风弃光原因, 比较并网第 1、2 年设备利用小时情况是否存在重大差异) (项目实际年利用小时数与所在区域同类同期项目相比是否存在异常偏高情况等)	
				《电力业务许可证》记载并网时间	《竣工验收报告》表述并网时间	项目首次电力结算单时间	并网次年发电设备利用小时数	并网第三年发电设备利用小时数

一、风电项目

1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	2015.12	本工程 2015 年 12 月 18 日并网发电	2016.1.6 结算 2015 年 12 月	1,857.57 (2016)	1,864.50 (2017)
2	哈密新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	2015.12	本工程于 2015 年 12 月 30 日并网发电	2016.1.6 结算 2015 年 12 月	1,060.26 (2016)	1,295.78 (2017)
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	99	2015.12	2015.12.26	本工程于 2015 年 12 月 26 日并网发电	2016.1.6 结算 2015 年 12 月	1,846.27 (2016)	2,082.41 (2017)
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	49.5	2021.12	2021.12.30	返送电并网时间 2021 年 12 月 30 日	2022.1.17 结算 2021 年 12 月	1,937.93 (2022)	2,030.47 (2023)
5	小红山 8MW 分散式风电项目	8	2021.12	豁免办理电力业务许可证	返送电并网时间 2021 年 12 月 23 日	2022.1.17 结算 2021 年 12 月	3,518.17 (2022)	3,654.39 (2023)

二、光伏项目

6	新疆新能源(集团)新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目	20	2016.6.30	2013.12.20	本工程于 2013 年 12 月 27 日并网发电	2013.12.29 结算 2013 年 12 月	1,439.40 (2014)	1,168.30 (2015)
7	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	60	2020.12	2020.12.23	返送电并网时间 2020 年 12 月 16 日	2020.12.22 结算 2020 年 12 月	1,375.07 (2021)	551.82 (2022)
8	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	2020.12.25	返送电并网时间 2020 年 12 月 23 日	2021.1.17 结算 2020 年 12 月	1,485.75 (2021)	1,476.71 (2022)
9	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	2020.12.25	返送电并网时间 2020 年 12 月 16 日	2021.1.17 结算 2020 年 12 月	1,457.08 (2021)	1,429.98 (2022)
10	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	2020.12.23	返送电并网时间 2020 年 12 月 16 日	2021.1.17 结算 2020 年 12 月	1,458.63 (2021)	1,471.58 (2022)

综上，发行人通过收集其他相关资料进一步对公司未纳入“合规清单”项目全容量并网情况进行交叉对比。通过各项目投运首月由电网企业或电力交易中心出具的《电量电费结算单》或《交易结算单》（以下简称：《电力结算单》）及次年《电力结算单》确认并网时期电力销售情况，并收集投运年度及次年发电设备利用小时数，除受风光资源变动及其他客观因素影响外，均不存在设备利用率大幅的差异。公司上述项目全容量并网不存在以少数机组并网替代全容量并网的情形。

由上表统计可见，上述 10 项未纳入“合规清单”的项目，《竣工验收报告》中关于并网的时间均与《电力业务许可证》记载的时间一致或处于同一月度；各项目适用补贴政策的截止时间，5 项风电项目所适用的补贴政策均为截至并网年度 12 月 31 日，项目《电力业务许可证》记载的实际并网时间则主要集中于政策年度 12 月；5 项光伏项目中除阜康新风 20MW 光伏项目外，其余 4 项与风电项目情况一致，补贴政策适用时间均为截至 2020 年 12 月 31 日，而胡杨河锦华、吉木萨尔合计 360MW 项目各文件记载的并网时间均为 2020 年 12 月；阜康新风 20MW 光伏项目并网时间为 2013 年 12 月，光伏补贴首次退坡政策《国家发改委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号）系明确截至 2016 年 6 月 30 日开始退坡。

综上所述，上述项目均不存在全容量实际并网时间晚于适用政策截止时间。

（5）关于《补贴合规自查通知》其他四项事项的核查情况

①项目电量

经发行人自查，根据《关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号）内容，发行人未纳入第一批“合规清单”的 10 个项目，补贴电量均处于全生命周期合理利用小时数范围内，项目建设及补贴年限均介于 4-11 年范围内，亦未超过政策关于 20 年补贴年限的要求。该等项目并网投运以来，各项目持续发电期间的实际年利用小时数受年度资源变化略有波动，但各年度期间并不存在较大差异，亦不存在上网电量异常偏高的情况。

序号	项目名称	所属资源区	可享受补贴全生命周期合理利用小时数(小时)	截至2025.3.31累计利用小时数(小时)	补贴利用小时比率	可享受补贴时间	已并网享有补贴时间	补贴时限比率	补贴领取起始时间(并网时间)	预计退出时间
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场A区200MW风电项目	风能III类	40,000	19,436	49%	20年	9.3年	47%	2015.12	2035
2	哈密新能源烟墩第七风电场A区200MW风电项目	风能III类	40,000	13,196	33%	20年	9.3年	47%	2015.12	2035
3	乌鲁木齐托里新风一期49.5MW、二期49.5MW风电项目	风能I类	48,000	22,466	47%	20年	9.3年	47%	2015.12	2035
4	伊吾淖毛湖49.5MW风力发电项目	风能III类	40,000	6,244	16%	20年	3.3年	17%	2021.12	2041
5	小红山8MW分散式风电项目	风能III类	40,000	11,676	29%	20年	3.3年	17%	2021.12	2041
6	新疆新能源(集团)新风昌吉阜康20MW光伏发电项目	太阳能II类	26,000	14,947	57%	20年	11.3年	57%	2013.12	2033
7	第七师胡杨河市130团60MW光伏发电项目	太阳能II类	26,000	3,633	14%	20年	4.3年	22%	2020.12	2040
8	新疆立新能源吉木萨尔100MW光伏发电项目	太阳能II类	26,000	6,279	24%	20年	4.3年	22%	2020.12	2040
9	新疆立新能源吉木萨尔二期100MW光伏发电项目	太阳能II类	26,000	6,120	24%	20年	4.3年	22%	2020.12	2040
10	新疆新能源吉木萨尔100MW光伏发电项目	太阳能II类	26,000	6,299	24%	20年	4.3年	22%	2020.12	2040

②项目电价

发行人核查了上述各项目所适用的建设年度补贴政策、与电网公司签订的《购售电协议》、电网企业出具的月度《电力结算单》以及获取了上述项目历年补贴回款凭证。上述各项目实际执行的上网电价均未超过国家在历年补贴退坡期间，政策明确的上网电价（指导价），涉及招投标或竞价确定的标杆上网电价亦未超过相关规定，各项目补贴政策请参见本问题回复“（一）”之“1、发行人已投运24项发电项目可享受发电补贴的具体情况，以及尚未纳入‘国补目录’或‘合规清单’项目补贴政策及依据”。

此外，发行人按照《补贴合规自查通知》及其他补充通知等文件要求，自查了《电力业务许可证》、调度文件、《竣工验收报告》、企业承诺等资料，论证了上述各项目实际全容量并网时间，各项目均是在并网当年享有当年度政策所对

应的补贴政策，不存在补贴退坡期间跨年度投产，却享受退坡之前的补贴指导价的情况。

③项目补贴资金

经发行人核查，公司 10 项未纳入第一批“合规清单”的项目仅 3 项风电项目：哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目、哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目、乌鲁木齐托里新风 99MW 风电项目，以及 2 项光伏项目：新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏发电项目、第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目，在本次合规自查前纳入“国补目录”且在历史经营期间收到补贴资金款项，但截至目前实收补贴资金金额远低于应获得的补贴资金，未收到的补贴资金公司计入“应收账款”中，该等项目在全生命周期利用小时数的范围内，均不存在超额获取补贴的情形。

经发行人自查，阜康新风 20MW 光伏发电项目在 2017 年国家推行绿电交易后，参与一笔绿电交易，并申办绿证一份，对应电量 1,000 千瓦时，本项目对应补贴资金为 0.75 元/千瓦时，按照绿电政策，该笔绿电交易原则上不该再享有补贴收入，但因绿电交易政策出台初期，公司仅为试行新政策而参与一笔交易，故未及时向电网公司进行申报，并在后续补贴下发时，领取了该笔补贴 750 元，在本次自查期间公司发现该问题，并已积极配合退补，而阜康新风也主要是因该问题未纳入第一批“合规清单”，整改完成后，预计阜康新风 20MW 光伏项目通过合规审查不存在其他障碍。除此之外，公司不存在其他绿电交易违规享受补贴的情形。

④项目环境保护

本项适用于生物质发电项目，发行人不适用此项目核查事项。

综上所述，针对《补贴合规自查通知》其余四项“项目电量”、“项目电价”、“项目补贴资金”、“项目环境保护”四项内容的核查，公司未纳入第一批“补贴清单”的 10 个项目均不存在重大违规情形。

3、结合同行业可比公司不被纳入合规项目清单存在的问题，判断发行人相关项目是否存在纳入合规项目清单的实质性障碍。

经公开信息查询，目前同行业公司中的太极实业、江南化工，均因在内蒙古地区建设的可再生能源发电项目因未被纳入地方年度建设规模等“项目合规性”问题，明确被移出“国补清单”；天富能源因光伏项目装机规模超过核准规模3%，违反了《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》中关于纳入补贴项目容量的认定情况，被地方发改委通知取消补贴资金。该等项目对于前期已领取发电补贴需全额退回，未收回补贴则做信用减值损失计提处理。具体情况如下：

单位：亿元

公司名称	调整原因	调整后补贴收入情况	调减收入金额	计提资产减值损失	所涉及自查事项及调整理由
太极实业 (600667.SH)	内蒙古自治区发展和改革委员会于2022年8月3日在官网刊登《关于废止部分可再生能源项目上网电价批复文件的通知》（内发改价费字〔2022〕1021号），通知要求各盟市发改委废止审计中出现的部分未纳入年度建设规模和擅自变更投资主体的上网电价批复文件。以上电价批复废止涉及子公司十一科技下属内蒙地区巴拉贡、胜利、红牧二期、九十九泉、巴音二期5个电站。并根据《关于追回违规领取可再生能源电价附加补助资金的通知》文件精神，对涉及电站的已收取电费补贴缴回。	所涉电站已收电费补贴及应收电费补贴合计80,670.47万元，其中不含税金额为70,220.79万元，对应的增值税10,449.68万元。根据通知要求需退回已收电费补贴，基于财务谨慎性原则，公司对已收电费补贴35,439.41万元（不含税）冲减当期营业收入，对于尚未收回的应收电费补贴34,781.38万元（不含税）单项计提信用减值损失。	3.54	尚未收回的应收电费计提信用减值损失3.48；计提固定资产减值准备3.51、无形资产减值准备0.01、使用权资产减值准备0.16	《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》：关于风电项目核准规模是否超出规划规模的认定。
江南化工 (002226.SZ)	根据公司于2023年2月16日收到的内蒙古财政厅、内蒙古发改委、内蒙古能源局组成的领导小组下发《关于内蒙古盾安光伏电力有限公司乌拉特后旗50MW光伏发电项目违规领取可再生能源发电中央补贴资金问题的认定及处置意见》认定乌拉特后旗50MW光伏发电项目存在未纳入规模管理、备案文件失效问题，将该项目移出补贴清单，需退回已申领的补贴资金。	冲减2022年度营业收入31,862.74万元，影响归母净利润31,862.74万元。	3.19	-	《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》：关于风电项目核准规模是否超出规划规模的认定。
天富能源 (600509.SH)	2024年12月16日公告称：经新疆生产建设兵团八师发改委核查，公司全资子公司新疆天富金阳新能源有限责任公司148团20MW地面分布式光伏发电项目，该项目交流侧逆变器容量21.6MW高于备案容量20MW，不再享受可再生能源电价附加补助。	预计减少公司当期收入7,861.44万元。	0.79	-	《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》1、关于纳入补贴项目容量的认定2、关于光伏项目实际装机规模是否超出规划规模的认定。

除上述已明确被取消补贴资格的项目外，发行人还通过公开信息查询到同行业公司对于虽未移出“国补目录”，但因自查存在问题基于谨慎性原则采取会计处理的情况如下：

单位：亿元

公司名称	调整原因	调整后补贴收入情况	调减收入金额	计提资产减值损失	所涉及自查事项及调整理由
华电新能 (IPO注册)	“项目并网”问题：1、公司对可再生能源发电项目是否满足纳入补贴清单的要求进行合理判断；2、根据自查报告及核查进展，对“全容量并网”概念提出之后，仍未实现全容量并网的项目进行判断，不确认或者调减可再生能源补贴收入；3、根据发改委下发的调整或废止可再生能源项目上网电价批复文件通知，调减可再生能源补贴收入。	1、基于谨慎性，对 10 个项目未确认过补贴收入；2、7 个项目冲减部分补贴收入；3、15 个项目冲减全部补贴收入。	2.66	3.12	《补贴合规自查通知》：项目合规性及规模批复存在问题； 《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》（2020 年）内容：部分项目并网不满足认定办法所规定的全容量并网条件。
	“装机容量”问题：对于实际并网容量超过纳入国家补贴范围规模与备案容量中较低者的部分，按比例核减可再生能源补贴收入。	45 个项目均冲减部分补贴收入。	2.62	-	《补贴合规自查通知》：项目规模； 《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》1、关于纳入补贴项目容量的认定 2、关于风电项目核准规模是否超出规划规模的认定。
	“年度规模”问题：收到发改委废除电价的通知以及退款通知	1 个项目冲减全部补贴收入	0.59	0.37	《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》：关于风电项目核准规模是否超出规划规模的认定。
	剩余未纳入第一批合规清单项目中：1、有 19 个项目可能涉及“项目并网”问题，但由于该等项目于“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，并且项目已经过电网企业或国家能源主管部门的多轮审核，公司现有补贴收入确认依据充分；2、有 7 个项目可能涉及“年度规模”问题，其中 5 个已纳入国补目录，但公司尚未收到地方发	共计 77 个项目不作处理。	-	-	-

公司名称	调整原因	调整后补贴收入情况	调减收入金额	计提资产减值损失	所涉及自查事项及调整理由
	改委的废除或调整电价通知，鉴于此类项目已经过电网企业或国家能源主管部门的多轮审核，公司现有补贴收入依据充分；2个项目尚未纳入国补目录，但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，全容量并网时间等符合相关规定，预计不存在问题；3、其余项目未披露存在涉及调减补贴收入风险的问题。				
太阳能 (000591.SZ)	“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	测算影响1.5亿元，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”	测算影响0.24亿元，未做调整。	-	-	-
嘉泽新能 (601619.SH)	尚未纳入第一批“合规清单”的3个项目，分别可能存在“项目电价”、“项目合规性”、“项目并网”等问题	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	-	-	-

注：本反馈意见回复发行人选取同行业可比公司为三峡能源、嘉泽新能、中闽能源、江苏新能、节能风电、太阳能。本题回复因同行业可比公司所披露的相关情况有限，故上表中除太阳能、嘉泽新能外，发行人进一步查阅了同行业其他公司不被纳入“合规清单”的情形或涉及补贴收入会计处理的信息，并在上表中补充对比列示。

由上表统计可见，同行业公司被取消补贴资格，或暂时未被纳入“合规清单”但自查存在问题的项目，主要涉及以下三种情况：

①根据《补贴合规自查通知》第一项“项目合规性”，《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》“五、关于风电项目核准规模是否超出规划规模的认定”，2019-2020年风电项目、2017-2020年光伏项目建设规模受本省级规划并网目标约束，该政策的依据为《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》（国能新发能[2017]31号）。以上案例存在项目建设未被纳入国家年度建设规模指标中，故导致部分项目存在建设核准（备案）文件失效的情形。对于该类情形，项目公司需全额退还已领取补贴，且不再享受未来售电补贴。

②根据《补贴合规自查通知》第二项“项目规模”，《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》“三、关于纳入补贴项目容量的认定”，

上述案例部分项目存在装机规模超过核准规模的情形。对于该情形，政策要求项目公司需对实际并网容量超过核准容量的部分，按比例核减补贴资金，但仍可继续享有未来售电补贴。

③根据《补贴合规自查通知》第二项“项目规模”，《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》“一、关于部分特殊光伏发电项目上网电价的确定”，对于已核准（备案）的分批次并网项目，按每批次全容量并网的实际时间分别确定上网电价，且分批次变更程序的时间不得晚于项目全容量并网时间。对于该类情形，项目公司需按实际情况，按实际并网批次和规模，调整对应期间的补贴电价，对于已收取的补贴进行退补，但仍可继续享有未来售电补贴。

综上所述，经发行人自查及查阅公开信息，公司未纳入“合规清单”的 10 个可再生能源发电项目在合规性、项目规模、项目电量、项目电价、项目补贴等情况均不存在重大违法违规问题，不涉及上述同行业可比公司被移出“国补目录”相同或相似的情况，未来不存在被移出“国补目录”的风险。发行人部分项目建设因风机选型、光伏组件逆变器型号原因，存在实际装机规模超出备案容量的情况，但并不违反《补贴合规自查通知》政策解释之相关规定，不存在被移出补贴清单的风险，具体参见下述“（二）已纳入补贴清单的项目是否存在被核减补贴、移出补贴清单的风险”之回复分析。据此，发行人相关项目未来纳入“合规清单”不存在实质性障碍。

（二）已纳入补贴清单的项目是否存在被核减补贴、移出补贴清单的风险，是否会对发行人财务状况产生较大影响，是否影响本次发行。

根据《补贴合规自查通知》以及《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》相关政策要求，公司可享有补贴项目且尚未纳入“合规清单”的部分项目因风机选型、光伏组件逆变器型号原因，存在实际装机规模超出备案容量的情况，该情形不违反政策解释关于项目超装合理性的相关规定。如果未来超装规模被认定需核减补贴，预计影响金额为 1,657.77 万元，占报告期内合计营业收入比重为 0.54%，但不存在移出“国补目录”或无法被纳入“合规清单”的风险，不会对发行人财务状况产生较大影响，亦不会影响本次发行。具体分析如下：

单位：万元

序号	项目名称	核准规模	并网时间	截至 2025 年 3 月 31 日累计确认补贴收入（含税）	截至 2025 年 3 月 31 日已取得补贴收入（含税）	2025 年 3 月 31 日应收补贴收入（含税）	本次自查存在的问题	可能会对补贴收入产生的影响（含税）
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	128,401.65	41,100.41	87,301.24	风电实际装机超过核准规模 0.5%，但未超过单机容量。	冲减已确认补贴收入 642.01 万元
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	87,178.62	27,159.72	60,018.90	风电实际装机超过核准规模 0.25%但未超过单机容量。	冲减已确认补贴收入 217.95 万元
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	99	2015.12	57,830.78	17,161.52	40,669.26	风电实际装机超过核准规模 1%，但未超过单机容量。	冲减已确认补贴收入 578.31 万元
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	49.5	2021.12	4,029.42	-	4,029.42	风电实际装机超过核准规模 1%，但未超过单机容量。	冲减已确认补贴收入 40.29 万元
5	小红山 8MW 分散式风电项目	8	2021.12	1,214.32	-	1,214.32	风电实际装机超过核准规模 5%，但未超过单机容量。	冲减已确认补贴收入 60.72 万元
6	新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目	20	2013.12	22,394.24	8,618.70	13,775.54	1、光伏实际装机超过核准规模 0.5%，但未超过 3%；2、2017 涉及一笔绿电交易收取补贴 750 元。	1、冲减已确认补贴收入 111.97 万元； 2、已退还绿电补贴收入 750 元
7	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	60	2020.12	974.61	863.75	110.86	第七师财政局于 2025 年 3 月 31 日前已累计向公司拨付发电补贴 863.75 万元（含税）。	-
8	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	9,418.81	-	9,418.81	光伏实际装机超过核准规模 0.03%，但未超过 3%。	冲减已确认补贴收入 2.83 万元
9	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	9,179.34	-	9,179.34	光伏实际装机超过核准规模 0.03%，但未超过 3%。	冲减已确认补贴收入 2.75 万元
10	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	9,448.08	-	9,448.08	光伏实际装机超过核准规模 0.01%，但未超过 3%。	冲减已确认补贴收入 0.94 万元

发行人对于超出规模的发电项目自并网之日起至 2024 年末已确认补贴收入按照装机规模超装情况，经上述模拟测算可能会影响应收账款扣减或要求退补的

累计合计金额约为 1,657.77 万元，占报告期内合计营业收入比重为 0.54%。根据《补贴合规自查通知》、《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》有关规定，公司风电项目属于受风机选型因素影响，偏差不超过单台额定功率最小机组的容量；光伏项目实际并网容量不得高于备案容量的 3%。据此，发行人超装规模均符合自查规定，未来被要求核减或退补的情况还需视有关部门进一步出具相关文件后才能确定。对发行人持续经营及持续盈利情况不会产生重大不利影响。

（三）列示报告期已并网各项目的发电量及补贴收入、结算电量及实际销售单价、各电站项目的销售模式、上网电价定价依据等，说明报告期已并网各项目在保障性收购和市场化等不同交易模式下适用的补贴政策和标准以及收入确认情况。

1、列示报告期各项目的发电量及补贴收入、结算电量及实际销售单价情况

报告期内，公司截至 2025 年 3 月 31 日已并网各项目的发电量（上网电量）、补贴收入及销售单价情况如下：

单位：元/千瓦时、万千瓦时、万元

序号	项目名称	政策定价 (含补贴、 含税)	基础电价/补 贴电价(含税)	收入类型	2025年1-3月			2024年			2023年			2022年		
					上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场A区200MW风电项目	0.5476	0.2176/0.33	标杆电费收入	8,919.11	1,889.64	0.21	39,814.66	7,070.27	0.18	44,639.04	9,132.82	0.20	46,221.45	8,422.10	0.18
				补贴收入		2,713.89	0.30		11,627.29	0.29		13,036.18	0.29		13,498.30	0.29
				合计		4,603.53	0.52		18,697.55	0.47		22,169.00	0.50		21,920.40	0.47
2	哈密新能源烟墩第七风电场A区200MW风电项目	0.5476	0.2176/0.33	标杆电费收入	5,571.11	1,187.80	0.21	31,416.36	5,288.98	0.17	30,409.30	6,327.67	0.21	30,100.44	5,418.57	0.18
				补贴收入		1,702.15	0.31		9,174.69	0.29		8,880.59	0.29		8,790.39	0.29
				合计		2,889.95	0.52		14,463.67	0.46		15,208.26	0.50		14,208.96	0.47
3	乌鲁木齐托里新风一期49.5MW、二期49.5MW风电项目	0.51	0.25/0.26	标杆电费收入	4,076.19	488.63	0.12	26,213.91	4,557.69	0.17	27,807.92	4,941.46	0.18	29,223.32	5,335.70	0.18
				补贴收入		937.88	0.23		6,031.52	0.23		6,398.28	0.23		6,723.95	0.23
				合计		1,426.51	0.35		10,589.21	0.40		11,339.75	0.41		12,059.65	0.41
4	伊吾淖毛湖49.5MW风力发电项目	0.3476	0.2176/0.13	标杆电费收入	1,559.19	336.91	0.22	9,703.85	1,656.87	0.17	10,050.80	2,103.50	0.21	9,592.77	1,790.48	0.19
				补贴收入		190.90	0.12		1,116.37	0.12		1,156.29	0.12		1,103.59	0.12
				合计		527.80	0.34		2,773.24	0.29		3,259.79	0.32		2,894.08	0.30
5	伊吾白石湖15MW分散式风力发电项目	0.38	0.25/0.13	标杆电费收入	483.84	59.25	0.12	2,993.45	524.45	0.18	3,433.92	590.31	0.17	3,369.56	576.17	0.17
				补贴收入		55.66	0.12		344.38	0.12		395.05	0.12		387.65	0.12
				合计		114.91	0.24		868.82	0.29		985.37	0.29		963.82	0.29
6	小红山8MW分散式风电项目	0.38	0.25/0.13	标杆电费收入	628.32	112.12	0.18	2,955.86	623.96	0.21	2,923.52	549.23	0.19	2,814.54	516.70	0.18
				补贴收入		72.28	0.12		340.05	0.12		336.33	0.12		323.80	0.12
				合计		184.41	0.29		964.01	0.33		885.57	0.30		840.50	0.30
7	哈密新风恒远十	平价无补	-	标杆电费收入	1,597.10	245.64	0.15	13,463.31	2,603.32	0.19	11,379.86	2,155.99	0.19	117.91	27.16	0.23

序号	项目名称	政策定价 (含补贴、 含税)	基础电价/补 贴电价(含税)	收入类型	2025年1-3月			2024年			2023年			2022年		
					上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价
	三间房风电场一期49.5MW项目	贴项目,目 标上网电 价0.262 元/千瓦时		补贴收入		-	-		-	-		-	-		-	-
				合计		245.64	0.15		2,603.32	0.19		2,155.99	0.19		27.16	0.23
8	新疆立新能源若羌县米兰50MW风电项目		-	标杆电费收入	1,610.07	281.03	0.17	5,043.48	865.30	0.17	4,428.47	857.51	0.19	-	-	-
				补贴收入			-			-			-			-
				合计			281.03		0.17			865.30	0.17			857.51
9	金润绿原达坂城49.5MW分散式风电项目		-	标杆电费收入	2,497.24	442.25	0.18	10,027.14	1,751.14	0.17	5,319.72	960.23	0.18	-	-	-
				补贴收入			-			-			-			-
				合计			442.25		0.18			1,751.14	0.17			960.23
10	新疆能源立新木垒500MW风电项目		-	标杆电费收入	1,885.14	426.19	0.23	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				补贴收入			-			-			-			-
				合计			426.19		0.23			-	-			-
11	立新能源达坂城500MW风电项目		-	标杆电费收入	2,176.36	491.74	0.23	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				补贴收入			-			-			-			-
				合计			491.74		0.23			-	-			-

二、光伏项目

1	七师五五工业园奎屯金太阳一期30MW光伏发电项目	1.00	(0.25、0.18、0.04)/0.75	标杆电费收入	466.54	103.22	0.22	3,513.44	466.74	0.13	3,797.38	511.97	0.13	3,151.82	409.14	0.13				
				补贴收入			309.65		0.66			2,331.93	0.66			2,520.38	0.66		2,091.92	0.66
				合计			412.87		0.88			2,798.67	0.80			3,032.36	0.80		2,501.06	0.79
2	新疆新能源(集团)新风昌吉阜康20MW光伏并网发电项目	1.00	0.25/0.75	标杆电费收入	475.06	8.79	0.02	2,703.40	271.66	0.10	2,745.97	398.34	0.15	2,704.81	436.49	0.16				
				补贴收入			315.31		0.66			1,794.29	0.66			1,822.48	0.66		1,795.23	0.66
				合计			324.10		0.68			2,065.95	0.76			2,220.82	0.81		2,231.72	0.83

序号	项目名称	政策定价 (含补贴、 含税)	基础电价/补 贴电价(含税)	收入类型	2025年1-3月			2024年			2023年			2022年		
					上网电量	电费收入	均价									
3	新疆新能源集团新 凤昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏并网发电 项目	0.95	0.25/0.70	标杆电费收入	538.72	10.78	0.02	2,821.28	272.51	0.10	2,950.64	423.70	0.14	2,890.44	509.61	0.18
				补贴收入		333.72	0.62		1,747.70	0.62		1,827.83	0.62		1,790.54	0.62
				合计		344.50	0.64		2,020.21	0.72		2,251.53	0.76		2,300.15	0.80
4	哈密新风光十三师 红星二场 50MW 光伏 发电项目	0.8676	0.2176/0.65	标杆电费收入	1,978.53	314.13	0.16	7,579.16	1,336.18	0.18	7,979.53	1,612.44	0.20	7,639.49	1,420.05	0.19
				补贴收入		1,230.16	0.62		4,359.69	0.58		4,589.99	0.58		4,394.40	0.58
				合计		1,544.29	0.78		5,695.87	0.75		6,202.43	0.78		5,814.44	0.76
5	哈密东南部山口哈 密国投 50MW 光伏发 电项目	0.8676	0.2176/0.65	标杆电费收入	2,062.60	321.75	0.16	8,194.27	1,432.94	0.17	8,599.17	1,754.56	0.20	8,052.05	1,492.81	0.19
				补贴收入		1,281.42	0.62		4,713.52	0.58		4,946.42	0.58		4,631.71	0.58
				合计		1,603.17	0.78		6,146.45	0.75		6,700.99	0.78		6,124.52	0.76
6	第七师胡杨河市 130团 60MW 光伏发 电项目	0.2947	0.25/0.0447	标杆电费收入	404.66	89.53	0.22	4,495.66	994.62	0.22	5,324.48	1,177.98	0.22	3,310.90	732.50	0.22
				补贴收入		16.01	0.04		177.84	0.04		210.62	0.04		130.97	0.04
				合计		105.53	0.26		1,172.45	0.26		1,388.61	0.26		863.47	0.26
7	新疆立新能源吉木 萨尔 100MW 并网光 伏发电项目	0.40	0.25/0.15	标杆电费收入	3,564.92	701.81	0.20	15,163.33	3,103.24	0.20	14,435.64	3,061.27	0.21	14,767.12	3,204.96	0.22
				补贴收入		473.22	0.13		2,012.83	0.13		1,916.24	0.13		1,960.24	0.13
				合计		1,175.03	0.33		5,116.07	0.34		4,977.51	0.34		5,165.20	0.35
8	新疆立新能源吉木 萨尔二期 100MW 并 网光伏发电项目	0.40	0.25/0.15	标杆电费收入	3,539.19	701.73	0.20	14,516.09	2,964.94	0.20	14,261.92	3,029.31	0.21	14,299.75	3,101.95	0.22
				补贴收入		469.80	0.13		1,926.91	0.13		1,893.17	0.13		1,898.20	0.13
				合计		1,171.54	0.33		4,891.85	0.34		4,922.49	0.35		5,000.15	0.35
9	新疆新能源吉木萨 尔 100MW 并网光伏 发电项目	0.40	0.25/0.15	标杆电费收入	3,708.72	723.04	0.19	15,309.16	3,108.84	0.20	14,660.15	3,109.02	0.21	14,715.81	3,193.17	0.22
				补贴收入		492.31	0.13		2,032.19	0.13		1,946.04	0.13		1,953.43	0.13
				合计		1,215.35	0.33		5,141.03	0.34		5,055.06	0.34		5,146.60	0.35

序号	项目名称	政策定价 (含补贴、 含税)	基础电价/补 贴电价(含税)	收入类型	2025年1-3月			2024年			2023年			2022年		
					上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价
10	新疆立新能源吉 木萨 尔 三 期 100MW 并网光伏 发电项目		0.262/-	标杆电费收入	3,142.83	332.65	0.11	15,557.10	2,471.26	0.16	11,457.20	1,876.32	0.16	-	-	-
				补贴收入		-	-		-	-		-	-			
				合计		332.65	0.11		2,471.26	0.16		1,876.32	0.16		-	-
11	新疆兵团第九师 166团7万千瓦农 光互补光伏发电 项目	平价无补 贴项目,目 标上网电 价0.262 元/千瓦时	0.262/-	标杆电费收入	737.93	171.10	0.23	3,934.38	912.22	0.23	2,055.93	476.68	0.23	-	-	-
				补贴收入		-	-		-	-		-	-			
				合计		171.10	0.23		912.22	0.23		476.68	0.23		-	-
12	新疆立新能源吉 木萨 尔 县 30 万 千 瓦“光伏+储能” 一体化清洁能源 示范项目(150MW)		0.262/-	标杆电费收入	4,714.25	428.29	0.09	23,335.65	3,648.24	0.16	6,800.42	977.73	0.14	-	-	-
				补贴收入		-	-		-	-		-	-			
				合计		428.29	0.09		3,648.24	0.16		977.73	0.14		-	-
13	吉木萨 尔 县 北 庭 镇 3.5MW 分布式 光伏发电项目	新疆油田供 电服务 0.2848元/ 千瓦时	-	标杆电费收入	131.87	35.34	0.27	677.43	182.01	0.27	-	-	-	-	-	-
				补贴收入		-	-		-	-		-	-			
				合计		35.34	0.27		182.01	0.27		-	-		-	-

注 1: 上网电量、标杆电费收入统计来源于《电力结算单》,即为各发电项目各期实际确认的电力销售收入,包含了保障性收购、市场化交易的基础电价收入以及考核收入及其他费用扣减等。其中:均价=电费收入/上网电量,为各项目各期综合均价。补贴收入=上网电量*电价补贴/1.13。

注 2:2025年1-3月部分项目补贴均价与以往年度补贴均价及政策批复的度电补贴价存在微小差异,系因公司2025年3月暂估收入与《电力结算单》实际电量结算收入差异所导致。

由上表统计可见，可享有补贴收入的发电项目，无论是否参与市场化交易，补贴均价均不会受到影响，与政策定价中批复的补贴电价相一致；而基础电价即标杆电价部分，由于该部分电价系参与市场化交易竞价，导致参与市场化交易项目在报告期内的基础电价部分会发生一定波动。对于七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目、第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目等未参与市场化交易项目，则其基础电价、补贴电价均不会发生变化。发行人于 2022 年后投运的哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目等平价无补贴项目，主要以市场化交易的方式进行电力销售，故基础电费均价均存在一定波动，但不再涉及补贴收入。

2、列示各电站项目的销售模式、上网电价定价依据

报告期内，发行人已投运项目的销售模式、上网电价定价依据情况如下：

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：基础电价/补贴电价(元/千瓦时)	是否参与市场化交易	实际执行基础电价与批复电价差异情况，定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实际单价（基础+补贴电价）（元/千瓦时）	市场化交易定价政策
一、风电项目								
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	2015.12	0.25/0.33	是	0.2176、0.229 元/千瓦时，新疆发改委《关于做好哈郑直流配套电源电费结算的通知》：2021 年 7 月 1 日起，“哈郑直流”配套新能源上网电价按 0.2176 元/千瓦时执行，年落地电量 100 亿千瓦时以上部分的上网电价按 0.229 元/千瓦时执行。	补贴无变化。《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号）：四类风电标杆上网电价水平分别为 I 类地区 0.51 元/kWh、II 类地区 0.54 元/kWh、III 类地区 0.58 元/kWh 和 IV 类地区 0.61 元/kWh，2009 年 8 月 1 日起新核准的陆上风电项目，统一执行所在风能资源区的标杆上网电价。项目处于哈密地区属于 III 类风资源区。	0.5476	“哈郑直流”天中外送项目，2020 年以前不参与市场化交易，亦不适用新疆发改委历年发布的《关于新疆电网优先购电优先发电计划的通知》保障小时数。 《天中直流配套新能源发电企业与新疆区域燃煤自备电厂调峰替代交易实施细则（试行）》（新监能市场[2019]168 号）：天中直流配套新能源陆续投运，发电能力提升，在送出能力受限情况下，为减少天中直流配套新能源弃电量，报请国家能源局批复同意后，可通过参与不同消纳方向和路径的市场化交易模式，提升配套新能源消纳空间。5.2 坚持最大限度保障外送小时数原则，在输电受限时，按照天中直流上一年外送平均小时数为基准，基准以外的电量确定为配套新能源发电企业外送受限电量参与调峰替代交易规模（即市场化交易）。5.3 在配套新能源发电企业引入市场交易机制，通过市场化手段，建立增加电网调峰能力、降低新能源弃电量与市场价格关系。
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	2015.12	0.25/0.33	是			0.5476	
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	2015.12	0.25/0.26	是	0.25 元/千瓦时无差异。《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号）：风电上网电价高出当地燃煤机组标杆上网电价的部分，通过全国征收的可再生		0.51	

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：基础电价/补贴电价(元/千瓦时)	是否参与市场化交易	实际执行基础电价与批复电价差异情况，定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实际单价(基础+补贴电价)(元/千瓦时)	市场化交易定价政策
					能源电价附加分摊解决。(指以脱硫燃煤标杆上网电价作为基础电价，高出部分为补贴)。 根据国家能源局、新疆发改委发布信息，新疆脱硫燃煤标杆电价常年执行 0.25 元/千瓦时。			干预。
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	2021.12	0.25/0.13	是	“哈郑直流”风电项目，政策同 1，基础电价实际执行 0.2176、0.229。	补贴无变化。《关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格[2019]882号)：2020 年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电项目的指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区	0.3476	“哈郑直流”天中外送项目，2020 年以前不参与市场化交易，亦不适用新疆《关于 2024 年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》保障小时数。 具体市场化交易内容参见风电项目 1。
5	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	2021.12	0.25/0.13	是	0.25 元/千瓦时无差异。本地脱硫燃煤标杆电价。	指导价。四类风电标杆上网电价水平分别为 I 类地区 0.29 元/kWh、II 类地区 0.34 元/kWh、III 类地区 0.38 元/kWh 和 IV 类地区 0.47 元/kWh。	0.38	本地消纳项目，同风电项目 3
6	小红山 8MW 分散式风电项目	2021.12	0.25/0.13	是	0.25 元/千瓦时无差异。本地脱硫燃煤标杆电价。	指导价。四类风电标杆上网电价水平分别为 I 类地区 0.29 元/kWh、II 类地区 0.34 元/kWh、III 类地区 0.38 元/kWh 和 IV 类地区 0.47 元/kWh。	0.38	本地消纳项目，同风电项目 3
7	哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目	2022.7	平价无补贴项目，目标上网电价	是	1、新疆发改委印发《完善我区新能源价格机制的方案》(新发改能价【2022】185)明确：将自治区 2021	无补贴。	2024 年 9 月以前，全额参与市场化交易，目标	1、《关于调整 2024 年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》，在 2024 年 10-12 月期间，对于 2021 年以后新投产的平价风电项目，保障优先收购小时数 116 小时；优先发电计划的

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：基础电价/补贴电价(元/千瓦时)	是否参与市场化交易	实际执行基础电价与批复电价差异情况，定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实际单价(基础+补贴电价)(元/千瓦时)	市场化交易定价政策
8	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	2023.4	0.262 元/千瓦时；2025 年 11 月起执行	是	年起批复及投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场，目标上网电价 0.262 元/千瓦时，新建项目		电价 0.262 元/千瓦时；2024 年 9 月以后部	平价风电、光伏项目结算价格按照《完善我区新能源价格机制的方案》中确定的目标电价执行。
9	金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目	2023.4	行机制电量和机制电价、市场化交易电量仍	是	疆内实际交易电价低于市场均价（按年度直接交易均价），按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持；疆内实际交易电价高于市场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持。市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时，不再予以电价支持。		分电量根据地方政策参与保障性收购，电价及竞价。	《关于 2025 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》，其分电量根据地方政策参与保障性收购，电价及竞价。
10	新疆能源立新木垒 500MW 风电项目	2024.12	由市场化交易竞价确定	是	予电价支持；疆内实际交易电价高于市场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持。市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时，不再予以电价支持。		执行 0.262 元/千瓦时。	2、《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价〔2025〕350 号）。自 2025 年 11 月 1 日起实施，新能源参与电力市场交易后，区分存量项目、存量平价项目和增量项目，分别确定年度机制电量规模、50%作为机制电
11	立新能源达坂城 500MW 风电项目	2025.1		是	2、《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价〔2025〕350 号），自 2025 年 11 月 1 日起执行：机制电价水平衔接原优先电量上网电价，即补贴项目 0.25 元/千瓦时、平价项目 0.262 元/千瓦时。		制电价为 0.262 元/千瓦时。	机制电价水平和执行期限，存量项目（2025 年 6 月 1 日前投产项目）执行期限，取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满 20 年剩余年限中的较小者。增量项目（2025 年 6 月 1 日后投产项目）考虑回收项目初始投资平均期限，执行期限 10 年。对 2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目：补贴项目机制电量规模为上网电量比例 30%；平价项目机制电量比例为上网电量 50%。

二、光伏项目

1	七师五五工业园	2013.12	0.25/0.75	否	900 万千瓦时按 0.25 元/千瓦时结	补贴无变化。《关于完善太阳能光伏	1.00	不适用
---	---------	---------	-----------	---	-----------------------	------------------	------	-----

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：基础电价/补贴电价(元/千瓦时)	是否参与市场化交易	实际执行基础电价与批复电价差异情况，定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实际单价(基础+补贴电价)(元/千瓦时)	市场化交易定价政策
	奎屯金太阳一期30MW光伏发电项目				算，电采暖按1,200万千瓦时计算，电价执行0.04元/千瓦时，其余电量全部按0.18元/千瓦时结算。(合同约定)	发电上网电价政策的通知》(发改价格[2011]1594号)：2011年7月1日及以后核准的太阳能光伏发电项目，以及2011年7月1日之前核准		
2	新疆新能源(集团)新风昌吉阜康20MW光伏并网发电项目	2013.12	0.25/0.75	是	0.25元/千瓦时无差异。本地脱硫燃煤标杆电价。	但截至2011年12月31日仍未建成投产的太阳能光伏发电项目，除西藏仍执行每千瓦时1.15元的上网电价外，其余省(区、市)上网电价均按每千瓦时1元执行。	1.00	《关于2024年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》：非平价光伏项目优先小时数800小时。 《新疆电力中长期交易实施细则》第五十一条：除计划电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。
3	新疆新能源集团新风昌吉州吉木萨尔20MW光伏并网发电项目	2016.1	0.25/0.7	是	0.25元/千瓦时无差异。本地脱硫燃煤标杆电价。	补贴无变化。《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格[2013]1638号)：对光伏电站实行分区域的标杆上网电价政策。根据各地太阳能资源条件和建设成本，将全国分为三类资源区，分别执行I类地区0.9元/千瓦时、II类地区0.95元/千瓦时、III类地区1元/千瓦时的电价标准。本项目属于II类太阳能资源区。	0.95	同光伏项目2

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：基础电价/补贴电价(元/千瓦时)	是否参与市场化交易	实际执行基础电价与批复电价差异情况，定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实际单价(基础+补贴电价)(元/千瓦时)	市场化交易定价政策
4	哈密新风光十三师红星二场50MW光伏发电项目	2016.3	0.25/0.65	是	0.2176、0.229 元/千瓦时，新疆发改委《关于做好哈郑直流配套电源电费结算的通知》：2021 年 7 月 1 日起，“哈郑直流”配套新能源上网电价按 0.2176 元/千瓦时执行，年落地电量 100 亿千瓦时以上部分的上网电价按 0.229 元/千瓦时执行。	补贴无变化。补贴政策同光伏项目 3	0.8676	“哈郑直流”天中外送项目，2020 年以前不参与市场化交易，亦不适用新疆《关于 2024 年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》保障小时数。 具体市场化交易内容参见风电项目 1。
5	哈密东南部山口哈密国投 50MW 光伏发电项目	2016.6	0.25/0.65	是			0.8676	
6	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	2020.12	0.25/0.044 (补贴竞价项目)	否	《关于 2020 年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》：新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。(本项目补贴部分 0.0447 元/千瓦时以竞价方式核准)	补贴无变化。《关于 2020 年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》(发改价格[2020]511 号)：对集中式光伏发电继续制定指导价。将纳入国家财政补贴范围的 I~III 类资源区新增集中式光伏电站指导价，分别	0.2947	不适用
7	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	2020.12	0.25/0.15	是	0.25 元/千瓦时无差异。本地脱硫燃煤标杆电价。	确定为 I 类地区 0.35 元/千瓦时(含税，下同)、II 类地区 0.4 元/千瓦时、III 类地区 0.49 元/千瓦时。若指导价低于项目所在地燃煤发电基准价，则指导价按当地燃煤发电基准价执行，新增集中式光伏电站上网电	0.40	“吉泉直流”项目，不适用新疆《关于 2024 年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》保障小时数。按照“哈郑直流”项目调整模式，在保证疆电外送的基础上，按《新疆电力中长期交易实施细则》参与市场化交易。
8	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏	2020.12	0.25/0.15	是			0.40	

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：基础电价/补贴电价(元/千瓦时)	是否参与市场化交易	实际执行基础电价与批复电价差异情况，定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实际单价(基础+补贴电价)(元/千瓦时)	市场化交易定价政策
	发电项目					价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。		
9	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	2020.12	0.25/0.15	是			0.40	
10	新疆立新能源吉木萨尔三期 100MW 并网光伏发电项目	2022.12		是	1、新疆发改委印发《完善我区新能源价格机制的方案》(新发改能价【2022】185)明确：将自治区 2021 年起批复及投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场，目标上网电价 0.262 元/千瓦时，新建项目疆内实际交易电价低于市场均价(按年度直接交易均价)，按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持；疆内实际交易电价高于市场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持。市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时，不再予以电价支持。		2024 年 9 月以前，全额参与市场化交易，目标保障优先收购小时数 71 小时。优先发电计划的平价风电、光伏项目结算价格按照《完善我区新能源价格机制的方案》中确定的目标电价执行。	《关于调整 2024 年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》，在 2024 年 10-12 月期间，2021 年以后新投产的平价光伏项目，保障优先收购小时数 71 小时。优先发电计划的平价风电、光伏项目结算价格按照《完善我区新能源价格机制的方案》中确定的目标电价执行。
11	新疆兵团第九师 166 团 7 万千瓦农光互补光伏发电项目(一期 36MW、二期 34MW)	2023.1(一期)、2024.6(二期)		是		无补贴。		《关于 2025 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》，光伏项目优先小时数 500 小时，计划电量 176.01 亿千瓦时。优先电量以外的上网电量参与市场化交易及竞价。
12	新疆立新能源吉木萨尔县 30 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目(150MW)	2023.6		是				2、《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案(试行)》(新发改能价(2025)350 号)。自 2025 年 11 月 1 日起实施，新能源参与电力市场交易后，区分存量 2025 年 11 月 1 日前投产项目、存量平价项目和增量项目，分别确定年度机制电量规模、机制电价水平和执行期限，存量项目(2025 年 6 月 1 日起，年上网电量 50%作为机制电量)执行期限，取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满 20 年剩余年限中的较小者。增量项目机制电价为(2025 年 6 月 1 日后投产项目)考虑回收项目初始投资平均

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：基础电价/补贴电价(元/千瓦时)	是否参与市场化交易	实际执行基础电价与批复电价差异情况，定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实际单价（基础+补贴电价）（元/千瓦时）	市场化交易定价政策
					行)》，自 2025 年 11 月 1 日起执行：机制电价水平衔接原优先电网上网电价，即补贴项目 0.25 元/千瓦时、平价项目 0.262 元/千瓦时。		0.262 元/千瓦时。	期限，执行期限 10 年。对 2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目：补贴项目机制电量规模为上网电量比例 30%；平价项目机制电量比例为上网电量 50%。
13	吉木萨尔县北庭镇 3.5MW 分布式光伏发电项目	2023.12		-	新疆油田公司供电服务约定中标价格为 0.2848 元/千瓦时	无补贴。	-	本项目是为服务于中石油新疆油田公司吉庆作业区用电而与中石油新疆油田公司协商投建，所生产电力直接用于油田作业区用电，由中石油新疆油田公司负责消纳及结算。

新疆发改委于 2025 年 6 月 24 日发布了《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价〔2025〕350 号），明确自 2025 年 11 月 1 日起对新疆新能源发电项目区分存量补贴项目、存量平价项目、增量项目，并根据项目类型，就上网电量及上网电价统一按照该方案所制定的政策执行如下：

项目类型	投运时间	机制电量	机制电价	市场化交易电量	市场化交易电价	备注
存量补贴项目	2025 年 6 月 1 日前	年上网电量 30%	0.25 元/千瓦时	年上网电量 70%	基础电价通过市场化交易竞价方式参与售电，电价补贴不受影响	1、参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行； 2、存量项目执行期限，取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满 20 年剩余年限中的较小者。增量项目考虑回收项目初始投资平均期限，执行期限 10 年。
存量平价项目	2025 年 6 月 1 日前	年上网电量 50%	0.262 元/千瓦时	年上网电量 50%	市场化交易竞价确定	
增量项目	2025 年 6 月 1 日后	年上网电量 50%	每年竞价确定，竞价区间为 0.15-0.262 元/千瓦时	年上网电量 50%	市场化交易竞价确定	

相比新疆地区现行新能源发电项目的消纳及定价政策，本方案的发布，进一步明确了存量补贴项目、存量平价项目以及未来新建增量项目，在未来较长时期内，将统一以固定的年度上网电量规模比例和上网电价，作为机制电量、机制电价参与交易，其中，增量项目的机制电价还需通过市场化竞价的方式确定，各年度会存在一定波动。该等机制电量视同于新疆发改委各年度发布的优先收购电量，但按此方案，对于各类型新能源发电项目的优先购电量将长期执行固定的规模比例。

除机制电量以外的上网电量，仍将通过市场化交易的方式进行售电，与现行市场化交易模式并无差异。本方案的实施，对于享有补贴项目的电价补贴并不会产生影响。

3、说明报告期已并网各项目在保障性收购和市场化等不同交易模式下适用的补贴政策 and 标准以及收入确认情况。

发行人已投运并可享受补贴的 15 项可再生能源发电项目中，仅 2 项接入兵团电网企业的七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目和第七师胡杨

河市 130 团 60MW 光伏发电项目未参与市场化交易，其余 13 个项目已全部参与市场化交易。

发行人的电力销售模式是基于行业特性，无论是否参与市场化交易，所运营场站均接入电网企业所建设的输电线路，并在各场站形成发电后，将电力产品通过电网线路实现上网并直接销售给国家电网、兵团电网等客户。其中，如本题回复“2、列示各电站项目的销售模式、上网电价定价依据”之列示，发电项目的上网电价定价依据、适用的补贴政策和标准，均是根据发电场站在历年建设期间所适用的可再生能源发电主管部门包括国家能源局、国家发改委等部门下发的定价政策，并在建设期间确认定价政策和补贴政策后持续执行。对于享有补贴的发电项目，其电价均是由基础电价（标杆电价）、电价补贴两部分组成。

随着我国电力交易改革不断推进，发行人各场站的电力销售自 2016 年起，陆续由全额保障性收购的模式转变为保障性收购和市场化交易相结合的模式。根据相关政策，在保障性收购的模式下即对于保障性收购电量部分（包括本地消纳优先收购小时、疆电外送的优先收购计划），各场站的上网电价仍是按照项目建设初期所批复电价或地方发改委政策指导电价执行，即保障性收购上网电价=基础电价+电价补贴；而参与市场化交易的电量部分，则由发电企业通过电力交易中心，对标杆电价实行竞价报价的方式参与市场化报价，但补贴电价并不受影响，即市场化交易上网电价=基础电价（竞价确定）+补贴电价。

综上所述，发行人该等项目收入确认政策均是依据《企业会计准则—收入准则》（财会【2017】22 号），发行人可享有发电补贴的项目，无论是否参与市场化交易，均不会对电价补贴的单价及收入产生影响。发行人对于发电收入的确认来源于两部分，一是根据电网企业或电力交易中心按月向发行人出具的电力销售《电力结算单》所列示信息，确认当期各项目上网电量以及基础电价部分（含保障性收购标杆电价及市场化交易电价）所形成的当期售电收入；二是根据《电力结算单》所确认的上网电量，以及项目电站所适用的发电补贴政策单价（仅适用享有补贴政策的发电项目），二者乘积计算得出当期发电补贴款金额，并确认为当期收入。

平价上网项目仅依据《电力结算单》确认基础电价发电收入，无需进行补贴

收入的计算和确认。

(四) 将尚未纳入补贴目录或合规清单的项目确认电价补贴收入的依据是否充分，是否符合会计准则规定，与同行业处理是否存在差异；如是，说明未纳入补贴目录、合规清单项目在报告期内确认的补贴收入金额及占比。

1、说明对尚未纳入补贴目录或合规清单的项目确认电价补贴收入的依据是否充分，是否符合会计准则规定，与同行业处理是否存在差异

截至目前，发行人合计已投运风力、光伏可再生能源发电项目 23 项，其中 15 项在可再生能源发电行业发展期间，根据彼时可再生能源发电补贴有关政策，可享有发电补贴。其中，发行人尚未纳入“国补目录”的可再生能源发电项目合计 7 项，尚未纳入“合规清单”的可再生能源发电项目合计 10 项。经核查，未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目，确认电价补贴收入依据充分，符合会计准则规定，与同行业处理不存在差异。具体分析如下。

(1) 发行人可享有补贴项目，以及尚未纳入“国补目录”或“合规清单”项目补贴政策及依据

	项目名称	装机容量 (MW)	并网时间	是否纳入补贴目录或补贴清单 (国补目录)	是否纳入合规项目清单	政策批复电价 (基础电价/补贴)	补贴政策及依据
一、风电项目							
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	200.00	2015.12	第七批 2018 年 6 月	否	0.25/0.33	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》(发改价格[2009]1906 号)：全国按风能资源状况和工程建设条件分为四类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价。四类风电标杆上网电价水平分别为 0.51 元/kWh、0.54 元/kWh、0.58 元/kWh 和 0.61 元/kWh，2009 年 8 月 1 日起新核准的陆上风电项目，统一执行所在风能资源区的标杆上网电价。
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	200.00	2015.12	第七批 2018 年 6 月	否	0.25/0.33	
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	99.00	2015.12	第七批 2018 年 6 月	否	0.25/0.26	
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	49.50	2021.12	申报审核	否	0.25/0.13	《关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格[2019]882 号)：2020 年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电项目的指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价。四类风电标杆上网电价水平分别为 0.29
5	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	15.00	2021.12	申报审核	是	0.25/0.13	
6	小红山 8MW 分散式风电项目	8.00	2021.12	申报审核	否	0.25/0.13	

	项目名称	装机容量 (MW)	并网时间	是否纳入补贴 目录或补贴清 单(国补目录)	是否纳入 合规项目 清单	政策批复电价(基 础电价/补贴	补贴政策及依据
							元/kWh、0.34 元/kWh、0.38 元/kWh 和 0.47 元/kWh。

二、光伏项目

1	七师五五工业园奎屯金太阳一期30MW光伏发电项目	30.00	2013.12	第六批2016年9月	是	0.25/0.75	《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》(发改价格[2011]1594号):2011年7月1日及以后核准的太阳能光伏发电项目,以及2011年7月1日之前核准但截至2011年12月31日仍未建成投产的太阳能光伏发电项目,除西藏仍执行每千瓦时1.15元的上网电价外,其余省(区、市)上网电价均按每千瓦时1元执行。
2	新疆新能源(集团)新风昌吉阜康20MW光伏并网发电项目	20.00	2013.12	第六批2016年9月	否	0.25/0.75	
3	新疆新能源集团新风昌吉州吉木萨尔20MW光伏并网发电项目	20.00	2016.1	第七批2018年6月	是	0.25/0.7	《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》(发改价格[2013]1638号):对光伏电站实行分区域的标杆上网电价政策。根据各地太阳能资源条件和建设成本,将全国分为三类资源区,分别执行每千瓦时0.9元、0.95元、1元的电价标准。
4	哈密新风光十三师红星二场50MW光伏发电项目	50.00	2016.3	第七批2018年6月	是	0.25/0.65	
5	哈密东南部山口哈密国投50MW光伏发电项目	50.00	2016.6	2020年8月补贴清单第三批	是	0.25/0.65	
6	第七师胡杨河市130团60MW光伏发电项目	60.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.0447(补贴竞价项目)	
7	新疆立新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	100.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.15	
8	新疆立新能源吉木萨尔二期100MW并网光伏发电项目	100.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.15	《关于2020年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》(发改价格[2020]511号):对集中式光伏发电继续制定指导价。将纳入国家财政补贴范围的I~III类资源区新增集中式光伏电站指导价,分别确定为每千瓦时0.35元(含税,下同)、0.4元、0.49元。若指导价低于项目所在地燃煤发电基准价,则指导价按当地燃煤发电基准价执行,新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定,不得超过所在资源区指导价。
9	新疆新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	100.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.15	

由上表可见,发行人全部15项可享有补贴项目,以及其中尚未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目,在项目建设及并网时期,均按照彼时发电补贴政策可享有发电补贴。

根据财政部2012年12月发布的《可再生能源电价附加有关会计处理规定》(财会[2012]24号),可再生能源发电企业销售可再生能源电量时,按实际收

到或应收的金额，借记“银行存款”、“应收账款”等科目，按实现的电价收入，贷记“主营业务收入”科目，按专用发票上注明的增值税额，贷记“应交税费—应交增值税（销项税额）”科目。

根据财政部、国家发改委、国家能源局 2020 年 9 月发布的《关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》，按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴，补贴标准=（可再生能源标杆上网电价（含通过招标等竞争方式确定的上网电价）-当地燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

经对照分析，发行人尚未纳入“国补目录”的 7 个项目均符合《财政部办公厅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）等相关法律法规要求的申请国家补贴清单所需条件，不存在纳入“国补目录”的实质障碍。

对于尚未纳入“合规清单”的 10 个项目，根据国家发改委、财政部、国家能源局联合下发的《补贴合规自查通知》，发行人对照《补贴合规自查通知》要求的项目合规性、项目规模、项目电量、项目电价、项目补贴资金及项目环境保护等六个方面进行自查，相关项目均不存在纳入“合规清单”实质性障碍。综上，发行人对尚未纳入补贴目录或合规清单的项目确认电价补贴收入的依据充分。

（2）发行人对尚未纳入补贴目录或合规清单的项目确认电价补贴收入符合会计准则规定，与同行业处理不存在差异

①报告期内新能源补贴收入确认情况

发行人新能源电费收入主要由经发改委审核批准的非补贴电费和新能源补贴电费构成，其中新能源上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地电网负担；高出部分，由可再生能源发展基金承担，发行人在发电上网并经各电网公司确认时，确认上述非补贴电费与新能源补贴。

发行人已纳入补贴清单的项目、尚未纳入补贴清单但符合纳入条件的项目、尚未纳入“合规清单”但符合纳入条件的项目的补贴收入确认条件、依据及时点

情况如下：

项目类型	补贴收入确认条件				补贴收入确认时点
	风险和报酬、所有权已转移	收入及成本能够可靠计量	享有现时收款权利	相关经济利益很可能流入	
已纳入补贴清单及合规清单的项目	电力已经电网公司确认消纳	1、补贴收入为销售量乘以补贴电价，补贴电价根据政策文件确认，电量经电网公司确认；2、发电成本能可靠准确计量。	根据售电合同及补贴政策，有权获得补贴收入	已纳入补贴清单及合规清单，根据国家专项资金计划收取相关经济利益	补贴电费与基础电费同时确认收入
未纳入补贴清单但符合纳入条件的项目				符合纳入补贴清单条件，待纳入补贴清单后，可根据国家专项资金计划收取相关经济利益	
未纳入合规清单但符合纳入条件的项目				符合纳入合规清单条件，待纳入合规清单后可根据国家专项资金计划收取相关经济利益	

②发行人未纳入“国补目录”或“合规清单”项目确认电价补贴政策符合会计准则规定

根据《企业会计准则—收入准则》（财会【2017】22号），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/光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。同时根据补贴政策规定，取得国家可再生能源电价附加补助资金的，按应补助金额确认收入。

发行人将未纳入“国补目录”或“合规清单”项目补贴款项在电量上网时即确认收入符合会计准则规定，具体情况如下：

收入准则相关规定	发行人的具体情况	是否符合
（一）合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务；	立新能源并网发电的项目，均与客户签订购售电合同，合同中明确了双方的义务和权利，并约定了违约条款，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。	是

收入准则相关规定	发行人的具体情况	是否符合
(二) 该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。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。购电人的权利为按照国家标准、电力行业标准运行输变电设施，实施电力调度等；售电人的权利为运行电厂发电机组，将符合国家标准和电力行业标准的电能送至上网计量点处，向购电人收取电费。	是
(三) 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）售电人根据购电人确认的《电费结算单》开具增值税发票，并送交购电人。购电人收到正确的《电量结算单》、《电费结算单》和增值税发票原件后，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。	是
(四) 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；	发行人履行已签署的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。	是
(五) 企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。	补贴电费资金来源是可再生能源发展基金，可再生能源发展基金来源为国家财政公共预算安排的专项资金和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入，因此补贴电费资金来源系国家财政资金，预计到期不能收回的可能性极小。发行人未纳入国补目录或“合规清单”的存量项目全部符合相关文件的要求，不存在不能进入国补目录或“合规清单”的实质障碍；发行人的应收补贴款历史上也从未出现过实际损失。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。	是

目前，发行人对于未被纳入“国补目录”或“合规清单”项目，均不存在纳入“国补目录”或“合规清单”实质性障碍，故发行人对于未被纳入“国补目录”或“合规清单”项目的会计处理与已纳入“国补目录”及“合规清单”项目的会计处理方法一致。均是在当月发电并取得电网企业提供结算单后，以结算电量作为上网电量基数，根据电站所适用的电价补贴政策，计算出当月上网电量补贴款，并确认为当期收入。

可享受补贴项目中，对于未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目，公司对补贴收入计入应收款项，但可再生能源基金的补贴预算及电网企业会暂停支付

该项目补贴收入，只有在该项目纳入“国补目录”及“合规清单”后，可再生能源基金才会根据补贴规则，不定期向电网企业进行拨付，电网企业在收到补贴款项后，再向发电企业进行转付。其中，胡杨河锦华 60MW 光伏发电项目，虽尚未纳入“国补目录”及“合规清单”，但因其属于兵团电网竞价项目，兵团电网为支持鼓励可再生能源发电行业的发展，对于其认为符合补贴条件的项目也按其财政预算先行支付部分补贴电费。

综上，发行人未纳入“国补目录”或“合规清单”项目的新能源补贴款项均符合确认收入的条件，相关收入的确认政策符合会计准则规定。

③同行业未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目对于补贴所采取的会计政策情况

根据公开资料，经营风力发电、光伏发电业务上市公司中，对于未纳入国家可再生能源补贴清单的新能源发电项目，相关上市公司对照《财政部办公厅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）等相关法律法规要求的申请国家补贴清单所需条件，认为符合纳入补贴清单条件的项目均在并网发电上网时确认电价补贴收入。根据国家发改委、财政部、国家能源局联合下发的《补贴合规自查通知》，相关上市公司对照《补贴合规自查通知》要求的项目合规性、项目规模、项目电量、项目电价、项目补贴资金及项目环境保护等六个方面进行自查，对于纳入“合规清单”不存在实质性障碍的项目，均继续按照原定补贴电价及销售电量确认补贴收入，具体情况如下：

A. 同行业可比公司的选取范围及依据

同行业可比公司的选取范围：根据中国上市公司协会发布的《中国上市公司协会上市公司行业统计分类指引》（2023年），A股上市公司中所属行业为电力、热力生产和供应业（D44）的94家上市公司；

同行业可比公司的选取依据为：主营业务为陆上风电或集中式光伏发电的投资运营，营业收入中风力发电、光伏发电业务收入占比不低于50%，分风力发电业务及光伏发电业务类型披露毛利率且其他可比数据容易获取。

发行人选取的可比公司具体情况如下：

可比公司	主营业务	2022年、2023年、2024年度营业收入构成
节能风电	风力发电的项目开发、建设及运营	风力发电收入占比 99.55%
中闽能源	风力发电、光伏发电等新能源项目的投资开发及建设运营	风力发电及光伏发电收入合计占比 96.62%
江苏新能	新能源项目的投资开发及建设运营，目前主要包括风能发电、生物质能发电和光伏发电三个板块。	风力发电及光伏发电收入合计占比 93.22%
嘉泽新能	新能源电力的开发、投资、建设、经营和管理，目前主要从事集中式风力、光伏发电的开发运营。	风力发电及光伏发电收入合计占比 94.54%
太阳能	太阳能光伏电站的投资运营和太阳能电池组件的生产销售。	光伏发电收入占比 53.34%
三峡能源	风能、太阳能的开发、投资和运营。	风力发电及光伏发电收入合计占比 91.17%

同行业可比公司关于新能源发电补贴收入的确认政策

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基准，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）
节能风电 601016.SH	电力销售收入于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。本公司按已收或应收的合同或协议价款的合同约定确定电力销售收入金额。	上网电量的对价包含了补贴电价，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。发行人根据项目实际情况与相关法规，预计未纳入补贴目录项目在未来纳入补贴目录不存在重大不确定性风险，因此，电量对应的收入，应当包含未纳入目录项目的可再生能源补贴收入。截至 2022 年 7 月 7 日，节能风电尚有 18 个风力发电项目未纳入“国补目录”，均从并网发电时即确认补贴收入。	2024 年度报告、《关于〈请做好中节能风力发电股份有限公司配股发审委会议准备工作的函〉之回复报告》（2022 年 7 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 2 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
太阳能 000591.SZ	电力收入于电力供应至各子公司所在地的电网公司或业主时确认。	截至 2023 年 11 月 28 日，太阳能尚有 4 个光伏项目未进入“国补目录”，太阳能认为该 4 个项目未来纳入“国补目录”不存在重大不确定性风险，继续按照电力供应至各子公司所在地的电网公司时确认补贴收入。截至 2024 年 12 月，太阳能已纳入国补目录但尚未纳入第一批合规清单共 46 个项目，太阳能仅在募集说明书测算假设发生补贴退回情况对 2024 年度财务数据的影响，未对已确认的补贴收入进行调整。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。	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的审核问询函的回复（修订稿）》（2023 年 11 月）《向不特定对象发行可转换公司债券并在主板上市募集说明书》（2025 年 3 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	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）
江苏新能 603693.SH	向电力公司的电力销售：月末，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（含国家电价补贴）确认电费收入。	未单独披露	2024 年度报告

如上表所示，同行业可比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，具体分析如下：

a. 三峡能源

根据三峡能源《首次公开发行股票招股说明书》（2021 年 5 月），截至 2021 年 5 月 7 日，三峡能源有 40 个发电项目未纳入“国补目录”，该批项目自发电投产之日起享受补贴电价，确认补贴电价收入。针对彼时尚未纳入“国补目录”的 40 个项目，经查询国网新能源云平台上公布的补贴清单（国补目录）及第一批“合规清单”，截至本回复报告出具日，仍有 16 个项目已纳入“国补目录”，未纳入“合规清单”；2 个项目已纳入“合规清单”，但未纳入“国补目录”；13 个项目同时未纳入“国补目录”及“合规清单”。

b. 节能风电

根据节能风电《关于〈请做好中节能风力发电股份有限公司配股发审委会议准备工作的函〉之回复报告》（2022年7月），截至2022年7月7日，节能风电尚有18个风力发电项目未纳入“国补目录”，均从并网发电时即确认补贴收入。针对彼时尚未纳入“国补目录”的18个项目，经查询国网新能源云平台上公布的补贴清单（国补目录）及第一批“合规清单”，截至本回复报告出具日，仍有2个项目已纳入“合规清单”，但未纳入“国补目录”；12个项目同时未纳入“国补目录”及“合规清单”。

c. 中闽能源

根据中闽能源《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），截至2024年6月8日，中闽能源尚有2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。针对彼时尚未纳入“国补目录”的2个风电项目，经查询国网新能源云平台上公布的补贴清单（国补目录）及第一批“合规清单”，截至本回复报告出具日，仍有1个风电项目同时未纳入“国补目录”及“合规清单”。

d. 太阳能

根据太阳能《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的审核问询函的回复（修订稿）》（2023年11月），截至2023年11月28日，太阳能尚有4个光伏项目未进入“国补目录”，太阳能认为该4个项目未来纳入“国补目录”不存在重大不确定性风险，继续按照电力供应至各子公司所在地的电网公司时确认补贴收入。

针对彼时尚未纳入“国补目录”的4个风电项目，经查询国网新能源云平台上公布的补贴清单（国补目录）及第一批“合规清单”，截至本回复报告出具日，仍有4个光伏项目同时未纳入“国补目录”及“合规清单”。

根据太阳能《向不特定对象发行可转换公司债券并在主板上市募集说明书》（2025年3月），截至2024年12月，太阳能已纳入国补目录但尚未纳入第一批合规清单共46个项目，太阳能仅在募集说明书测算假设发生补贴退回情况对2024年度财务数据的影响，未对已确认的补贴收入进行调整。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。

e. 嘉泽新能

根据《向特定对象发行股票之募集说明书（修订稿）》（2025年6月），截至2025年6月3日，嘉泽新能尚有4个风电项目同时未纳入“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补贴收入。

f. 江苏新能

江苏新能未单独披露未纳入“国补目录”及“合规清单”的情况，根据其2024年度报告披露的发电业务收入确认原则，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（含国家电价补贴）确认电费收入。

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、未纳入补贴目录、合规清单项目在报告期内确认的补贴收入金额及占比

报告期内，发行人未纳入补贴清单“国补目录”或第一批“合规清单”项目均不存在纳入“国补目录”或“合规清单”的实质性障碍，相关项目补贴电费收入确认政策与同行业可比公司不存在差异。发行人未纳入补贴清单“国补目录”或第一批“合规清单”项目在报告期内确认的补贴收入金额分别为38,565.74万元、37,991.28万元、36,578.37万元及7,439.42万元，占当期营业收入的比例分别为43.74%、38.38%、37.68%及34.32%，具体情况如下：

单位：万元

序号	项目名称	报告期确认的可再生能源发电补贴收入				是否纳入国补目录	是否纳入合规清单
		2025年1-3月	2024年	2023年	2022年		
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场A区200MW风电项目	2,713.89	11,627.29	13,036.18	13,498.30	是	否
2	哈密新风能源烟墩第七风电场A区200MW风电项目	1,702.15	9,174.69	8,880.59	8,790.39	是	否
3	乌鲁木齐托里新风一期49.5MW、二期49.5MW风电项目	937.88	6,031.52	6,398.28	6,723.95	是	否
4	伊吾淖毛湖49.5MW风力发电项目	190.90	1,116.37	1,156.29	1,103.59	否	否
5	伊吾白石湖15MW分散式风力发电项目	55.66	344.38	395.05	387.65	否	是
6	小红山8MW分散式风电项目	72.28	340.05	336.33	323.80	否	否
7	新疆新能源(集团)新风昌吉阜康20MW光伏并网发电项目	315.31	1,794.29	1,822.48	1,795.23	是	否
8	第七师胡杨河市130团60MW光伏发电项目	16.01	177.84	210.62	130.97	否	否
9	新疆立新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	473.22	2,012.83	1,916.24	1,960.24	否	否
10	新疆立新能源吉木萨尔二期100MW并网光伏发电项目	469.80	1,926.91	1,893.17	1,898.20	否	否
11	新疆新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	492.31	2,032.19	1,946.04	1,953.43	否	否
未纳入“国补目录”或“合规清单”项目补贴收入合计		7,439.42	36,578.37	37,991.28	38,565.74	-	-
立新能源营业收入合计		21,678.60	97,067.85	98,976.86	88,178.49	-	-
未纳入“国补目录”或“合规清单”项目补贴收入占比		34.32%	37.68%	38.38%	43.74%	-	-

(五) 结合补贴收入的结算周期、已确认补贴收入及实际取得补贴金额, 说明报告期各期末应收补贴款余额较大且持续增加, 是否与同行业公司变动一致, 补贴款回收是否存在较大风险, 是否已存在明显的减值迹象, 相关坏账计提是否充分。

1、补贴收入的结算周期、已确认补贴收入及实际取得补贴金额

(1) 补贴收入的结算周期

补贴电价部分产生的电费收入由财政部根据年度可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况, 按照以收定支的原则按年将补助资金拨付到国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司和各省级财政部门, 由电网公司转付给公

司。因此，补贴电费具体发放周期由国家财政部拨付时间决定，无规定具体时间，无明确约定的信用期。近年来，立新能源补贴电费平均发放周期逐渐变长，主要系未纳入“国补目录”的补贴项目暂不发放补贴资金，2023 年开始已纳入“国补目录”但未纳入“合规清单”的补贴项目暂停补贴资金的发放。2022 年、2023 年、2024 年及 2025 年 1-3 月，发行人应收补贴款周转天数分别为 1,205 天、1,409 天、1,797 天及 2,352.25 天，回款周期逐期变长。其中，已纳入“国补目录”及“合规清单”的项目应收补贴款周转天数分别为 1,234 天、908 天、1,023 天及 1,173.13 天，回款周期保持相对稳定。报告期各期，发行人应收补贴款回款情况具体如下表：

单位：万元，天

项目		2025 年 1-3 月 /2025 年 3 月末	2024 年度/2024 年末	2023 年度/2022 年末	2022 年度/2022 年末
当期确认 补贴收入	当期确认补贴收入	10,594.37	49,731.20	51,875.91	51,474.30
	其中：已纳入国补目录及合规清单项目	3,154.95	13,152.83	13,884.63	12,908.56
	已纳入国补目录但未纳入合规清单项目	5,669.24	28,627.79	30,137.54	30,807.87
	未纳入国补目录项目	1,770.18	7,950.58	7,853.74	7,757.87
期末应收 账款余额	期末应收补贴款余额	278,469.79	267,734.99	221,830.08	178,778.43
	其中：已纳入国补目录及合规清单项目	41,967.39	39,153.65	34,582.29	34,460.78
	已纳入国补目录但未纳入合规清单项目	201,764.94	195,358.70	163,009.30	128,953.89
	未纳入国补目录项目	34,737.45	33,222.64	24,238.49	15,363.75
当期收回 的补贴资 金	收回的补贴资金	1,244.49	10,306.44	15,568.13	40,401.36
	其中：已纳入国补目录及合规清单项目	760.49	10,306.44	15,568.13	32,963.29
	已纳入国补目录但未纳入合规清单项目	-	-	-	7,438.07
	未纳入国补目录项目	484.00	-	-	-
应收补贴 款周转天 数	应收补贴款回款周转天数	2,352.25	1,797	1,409	1,205
	其中：已纳入国补目录及合规清单项目	1,173.13	1,023	908	1,234
	已纳入国补目录但未纳入合规清单项目	-	-	-	1,366
	未纳入国补目录项目	-	-	-	-

注：1、2022 年及 2024 年应收补贴款周转天数=365/（当期确认的补贴收入/（期末应收补贴款余额+期初应收补贴款余额）/2）；2、2025 年 1-3 月应收补贴款周转天数=365/（当期确认的补贴收入/（期末应收补贴款余额+期初应收补贴款余额）/2）/4；3、报告期内未纳入国补目录项目收回的补贴资金系并入新疆生产建设兵团第七师电网项目。

2022 年、2023 年及 2024 年，立新能源应收账款周转天数与同行业可比公司对比情况如下表：

单位：万元

公司名称	2024 年度	2023 年度	2022 年度
中闽能源	591.91	484.43	384.60
江苏新能	551.47	471.26	385.76
嘉泽新能	506.69	437.49	403.20
节能风电	517.33	417.61	346.22
太阳能	754.63	426.19	409.46
三峡能源	523.41	453.31	361.76
同行业可比公司平均	574.24	448.38	381.83
立新能源	939.07	755.62	720.99

注：1、应收补贴款周转天数=365/（当期确认的补贴收入/（期末应收补贴款余额+期初应收补贴款余额）/2）；2、同行业可比公司未披露 2025 年 3 月末应收账款余额。

2022 年至 2024 年，立新能源同行业可比公司均未披露新能源发电补贴收入金额，无法计算同行业可比公司应收补贴款的周转天数，故此处将立新能源应收账款周转天数与同行业可比公司进行对比。报告期内，受补贴款回款因素影响，立新能源应收账款周转天数与同行业可比上市公司变动趋势一致，均持续增加。立新能源应收账款周转天数高于同行业可比公司平均水平，主要系公司成立于 2013 年，成立时间较晚，发电项目平均并网时间相较同行业可比公司较晚，发电项目纳入“国补目录”时间较晚，使得累积确认的应收补贴款余额增幅较大。同时未纳入“国补目录”及“合规清单”的项目暂时不能获得新能源补贴电费的结算，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。

报告期各期末，立新能源应收账款期末余额分别为 182,713.87 万元、227,086.73 万元、272,386.54 万元及 286,445.52 万元，主要系应收补贴款。报告期各期末，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 278,469.79 万元，占应收账款的比例分别

为 97.85%、98.11%、98.29%及 97.22%。报告期各期末，立新能源应收补贴款的账龄情况如下表：

单位：万元、%

账龄	2025 年 1-3 月		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	56,435.29	20.27	56,196.25	20.99	58,619.85	26.43	58,155.77	32.53
1-2 年	56,962.63	20.46	54,913.29	20.51	50,012.85	22.55	52,977.11	29.63
2-3 年	45,919.69	16.49	45,932.97	17.16	49,865.31	22.48	39,800.85	22.26
3-4 年	46,020.98	16.53	47,352.09	17.69	36,611.14	16.50	26,736.40	14.96
4-5 年	38,134.00	13.69	36,619.45	13.68	25,612.72	11.55	1,108.29	0.62
5 年以上	34,997.19	12.57	26,720.93	9.98	1,108.21	0.50	-	-
合计	278,469.79	100.00	267,734.99	100.00	221,830.08	100.00	178,778.43	100.00

(2) 已确认补贴收入及实际取得补贴金额

截至 2025 年 3 月末，立新能源享受新能源发电补贴的项目共有 15 个，其中 8 个项目已纳入“国补目录”，7 个项目正在审核中。截至 2025 年 3 月末，立新能源累计已确认含税补贴收入 471,264.70 万元，已收回含税补贴金额为 192,794.91 万元。其中，已纳入“国补目录”的 8 个新能源发电项目累计已确认含税补贴收入金额为 435,663.50 万元，累计已取得补贴资金为 191,931.16 万元。未纳入“国补目录”的 7 个项目的累计已确认含税补贴收入为 35,601.20 万元，累计已取得补贴资金为 863.75 万元，系接入兵团电网的第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目。未纳入“合规清单”的 10 个项目累计已确认含税补贴收入为 330,069.89 万元，累计已取得补贴资金为 94,904.11 万元，具体情况如下表：

单位：万元（含税）

序号	项目名称	纳入国补目录的批次	是否纳入合规清单	截至 2025 年 3 月末累计确认补贴收入	截至 2025 年 3 月末累计取得补贴资金	截至 2025 年 3 月末应收补贴资金余额
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	第七批 2018 年 6 月	否	128,401.65	41,100.41	87,301.24
2	哈密新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	第七批 2018 年 6 月	否	87,178.62	27,159.72	60,018.90

序号	项目名称	纳入国补目录的批次	是否纳入合规清单	截至 2025 年 3 月末累计确认补贴收入	截至 2025 年 3 月末累计取得补贴资金	截至 2025 年 3 月末应收补贴资金余额
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW 风电项目、二期 49.5MW 风电项目	第七批 2018 年 6 月	否	57,830.78	17,161.52	40,669.26
4	七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目	第六批 2016 年 9 月	是	31,324.16	23,864.70	7,459.46
5	新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏发电项目	第六批 2016 年 9 月	否	22,394.24	8,618.70	13,775.54
6	新疆新能源集团新风昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏发电项目	第七批 2018 年 6 月	是	18,160.97	9,859.40	8,301.57
7	哈密新光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目	第七批 2018 年 6 月	是	44,512.88	31,847.99	12,664.89
8	哈密国投新光哈密东南部山口光伏园区 50MW 光伏发电项目	2020 年 8 月补贴清单第三批	是	45,860.19	32,318.71	13,541.47
9	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	申报审核中	否	974.61	863.75	110.86
10	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目	申报审核中	否	9,418.81	-	9,418.81
11	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 光伏发电项目	申报审核中	否	9,179.34	-	9,179.34
12	新疆新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目	申报审核中	否	9,448.08	-	9,448.08
13	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	申报审核中	否	4,029.42	-	4,029.42
14	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	申报审核中	是	1,336.61	-	1,336.61
15	小红山 8MW 分散式风电项目	申报审核中	否	1,214.32	-	1,214.32
合计				471,264.70	192,794.91	278,469.79

2、报告期各期末应收补贴款余额较大且持续增加，是否与同行业公司变动一致，补贴款回收是否存在较大风险。

(1) 报告期各期末应收补贴款余额较大且持续增加的原因

立新能源目前应收账款账龄较长的原因主要系公司发电项目纳入补贴目录时间较晚，公司发电项目平均并网时间相较同行业可比公司较晚，发电项目纳入补贴目录时间主要集中于可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）（2018年6月）。第七批纳入可再生能源电价附加资金补助目录的发电项目的审核时间较长。未纳入补贴目录或补贴清单的项目，暂时不能获得新能源补贴电费的结算。并且近年来，国内可再生能源发电项目发展迅速，目前国家财政部发放可再生能

源电价补贴时间有所滞后，新投产的新能源发电项目从投产至实际取得补贴间隔时间较长，因此相关发电项目的应收补贴款自并网发电时滚动累计影响应收账款期末余额。同时截至报告期末，立新能源尚有 7 个符合享有新能源发电补贴条件的的项目，尚未纳入补贴清单。

另一方面，2022 年 9 月，国家发改委、国家能源局、财政部联合发布《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》，就补贴核查中存在诸多疑义的相关内容进行了说明，包括部分特殊光伏项目上网电价的确定、纳入补贴项目容量的认定、项目备案容量的认定标准等。2022 年 10 月，国家电网和南方电网发布《关于公示第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单的公告》。2023 年 1 月，国家电网和南方电网公布了《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》。

针对上述公告中，发行人在运营项目中可享有发电补贴项目共计 15 个，其中已纳入“国补目录”的发电项目共计 8 个，其中 4 个项目已被纳入国家电网公布的第一批合规项目清单（另有 1 个尚未纳入“国补目录”但已通过补贴核查的项目，合计 5 个项目已纳入第一批“合规清单”），其余 10 个项目尚未被纳入第一批合规项目清单。2023 年开始，除胡杨河锦华 60MW 光伏发电项目，虽尚未纳入“国补目录”及“合规清单”，但因其属于兵团电网竞价项目，兵团电网为支持鼓励可再生能源发电行业的发展，对于其认为符合补贴条件的项目也按其财政预算先行支付部分补贴电费。对于其他尚未纳入补贴清单或通过合规审查项目，暂停发放可再生能源补贴款，导致累计的应收补贴款项增加。

由于新能源补贴电费是根据电网公司收到财政补助资金后转付，因此根据行业惯例，双方未明确约定应收补贴电费的信用期，并且发电业务持续进行，2022 年之前，财政部在向电网企业拨付补贴电费时，未明确对应的补贴收入确认期间。电网企业向发电企业支付发电补贴款总体按照“先进先出”的方式，按照电力业务结算单记载的上网电量逐月对账支付，立新能源在收到补贴款时按收入确认时间先后陆续冲减应收账款。2023 年以来，除接入兵团电网企业的胡杨河锦华 60MW 光伏发电项目外，财政部在向国家电网有限公司拨付发电补贴时，注明了补贴电费年度并在新能源云网站公示，2023 年立新能源收到国网新疆转付的补贴款主

要系 2022 年度及以后发电产生，故立新能源在收到相应补贴款时，冲减 2022 年度及以后确认的应收款项。

上述原因共同使得立新能源应收补贴款金额逐年增大，平均账龄逐渐变长，存在合理性。

(2) 是否与同行业公司变动一致

新能源发电行业上市公司应收账款余额主要系应收补贴款，应收账款余额规模跟装机规模存在一定线性关系，一般装机规模越大，营业收入及应收账款余额也就越大。2022 年末、2023 年末及 2024 年末，同行业可比上市公司应收账款余额总体均持续上升。立新能源、同行业可比上市公司应收账款余额变动趋势与同行业可比公司一致。

①应收账款余额与期末装机规模的比例变动情况与同行业可比公司对比

报告期各期末，立新能源应收账款余额、装机规模及相关比例具体情况如下表：

单位：MW、万元

	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
节能风电	期末装机规模	6,177.66	5,666.76	5,325.26
	应收账款余额	769,817.25	655,161.65	515,511.43
	应收账款余额同比变动	17.50%	27.09%	-
	应收账款/期末装机规模	124.61	115.61	96.80
中闽能源	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
	期末装机规模	957.30	957.30	957.30
	应收账款余额	313,731.05	251,004.06	208,693.95
	应收账款余额同比变动	24.99%	20.27%	-
江苏新能	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
	期末装机规模	1,700.00	1,660.00	1,550.00
	应收账款余额	350,521.12	283,772.30	218,686.43
	应收账款余额同比变动	23.52%	29.76%	-
嘉泽新能	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
	应收账款/期末装机规模	206.19	170.95	141.09

	期末装机规模	2,282.12	2,032.00	1,926.00
	应收账款余额	351,228.94	321,185.37	254,875.32
	应收账款余额同比变动	9.35%	26.02%	-
	应收账款/期末装机规模	153.90	158.06	132.33
	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
太阳能	期末装机规模	6,076.00	4,674.00	4,347.00
	应收账款余额	1,315,497.72	1,181,631.31	1,046,329.82
	应收账款余额同比变动	11.33%	12.93%	-
	应收账款/期末装机规模	216.51	252.81	240.70
	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
三峡能源	期末装机规模	47,961.40	40,044.40	26,521.40
	应收账款余额	4,703,577.15	3,817,261.94	2,761,458.21
	应收账款余额同比变动	23.22%	38.23%	-
	应收账款/期末装机规模	98.07	95.33	104.12
可比上市公司平均	应收账款余额同比变动	18.32%	25.72%	-
	应收账款/期末装机规模	187.83	175.83	155.51
	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
立新能源	期末装机规模	2,074.00	1,540.00	1,251.00
	应收账款余额	272,386.54	227,086.73	182,713.87
	应收账款余额同比变动	19.95%	24.29%	-
	应收账款/期末装机规模	131.33	147.46	146.05

注：同行业可比公司未披露 2025 年 3 月末应收账款余额及装机规模。

2022 年末、2023 年末及 2024 年末，同行业可比公司普遍存在应收账款金额持续增长的情形，2023 年末、2024 年末，发行人应收账款余额分别同比增加 24.29% 及 19.95%，同行业可比公司应收账款余额平均增长率分别为 25.72%、18.32%。报告期内，发行人应收账款余额变动情况与同行业可比公司保持一致。此外，公司应收账款余额与期末装机规模的比例保持在 140 万元/MW 左右，位于同行业中间水平。

2022 年末、2023 年末及 2024 年末，立新能源应收账款与期末装机规模的比例低于同行业可比公司的平均值，主要原因系报告期内立新能源装机规模增长较快，且期末装机规模系时点数，在并网当期一般处于设备调试阶段，未形成规模营业收入所致。2024 年末，立新能源应收账款/期末装机规模的比例由 147.46

万元/MW 下降至 131.33 万元/MW，同行业可比公司指标平均值由 175.83 万元/MW 上升至 187.83 万元/MW，变动趋势不一致的原因，主要是立新能源 2024 年新并网装机规模提升比例较高。

②应收账款余额与营业收入的比例变动情况与同行业可比公司对比

2022 年至 2024 年，立新能源与同行业可比公司应收账款余额及占营业收入比例的情况如下：

单位：万元

公司名称	项目	2024 年末/2024 年度	2023 年末/2023 年度	2022 年末/2022 年度
节能风电	应收账款余额	769,817.25	655,161.65	515,511.43
	营业收入	502,697.76	511,590.60	524,019.29
	应收账款余额/营业收入	153.14%	128.06%	98.38%
中闽能源	应收账款余额	313,731.05	251,004.06	208,693.95
	营业收入	174,120.81	173,181.15	179,092.96
	应收账款余额/营业收入	180.18%	144.94%	116.53%
江苏新能	应收账款余额	350,521.12	283,772.30	218,686.43
	营业收入	209,908.71	194,583.53	197,107.08
	应收账款余额/营业收入	166.99%	145.84%	110.95%
嘉泽新能	应收账款余额	351,228.94	321,185.37	254,875.32
	营业收入	242,191.47	240,304.35	184,096.78
	应收账款余额/营业收入	145.02%	133.66%	138.45%
太阳能	应收账款余额	1,315,497.72	1,181,631.31	1,046,329.82
	营业收入	603,909.94	954,040.42	923,638.47
	应收账款余额/营业收入	217.83%	123.86%	113.28%
三峡能源	应收账款余额	4,703,577.15	3,817,261.94	2,761,458.21
	营业收入	2,971,704.44	2,648,547.24	2,381,217.63
	应收账款余额/营业收入	158.28%	144.13%	115.97%
同行业可比公司指标平均值	应收账款余额/营业收入	170.24%	136.75%	115.59%
立新能源	应收账款余额	272,386.54	227,086.73	182,713.87
	营业收入	97,067.85	98,976.86	88,178.49
	应收账款余额/营业收入	280.61%	229.43%	207.21%

注：同行业可比公司未披露 2025 年 3 月末应收账款余额。

2022年至2024年,立新能源应收账款余额与营业收入的比例分别为207.21%、229.43%及280.61%,高于同行业水平,原因主要系公司成立于2013年,成立时间较晚,发电项目平均并网时间相较同行业可比公司较晚,发电项目纳入“国补目录”时间较晚,发电项目纳入“国补目录”时间主要集中于可再生能源电价附加资金补助目录(第七批)(2018年6月)。第七批纳入可再生能源电价附加资金补助目录的发电项目的审核时间较长,使得累积确认的应收补贴款余额增幅较大。同时未纳入“国补目录”及“合规清单”的项目暂时不能获得新能源补贴电费的结算,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。

同行业可比公司应收账款余额与营业收入的比例平均值分别为115.59%、136.75%及170.24%,立新能源应收账款余额与营业收入的比例的变动趋势与同行业可比公司具有一致性。

③立新能源应收账款余额与期末装机规模、营业收入的比例变动情况与同行业可比公司差异分析

一方面,2022年至2024年,立新能源应收账款余额与期末装机规模的比例低于同行业可比公司平均水平,应收账款余额与营业收入的比例高于同行业可比公司平均水平,两种比例与同行业可比公司的对比情况存在差异,主要原因系:A.2022年至2024年立新能源装机规模增长较快,且期末装机规模系时点数,在并网当期一般处于设备调试阶段,未形成规模营业收入所致。B.公司成立于2013年,成立时间较晚,发电项目平均并网时间相较同行业可比公司较晚,发电项目纳入“国补目录”时间较晚,使得累积确认的应收补贴款余额增幅较大。同时未纳入“国补目录”及“合规清单”的项目暂时不能获得新能源补贴电费的结算,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占各期应收账款余额的比例较高。

另一方面,2022年至2024年,立新能源应收账款余额与营业收入的比例的变动趋势与同行业可比公司平均水平具有一致性,但应收账款余额与期末装机规

模的比例呈现先增后降的状态，与同行业可比公司平均水平的持续增长存在差异，主要原因系报告期内立新能源装机规模增长较快，其中 2023 年末装机规模同比增长 23.10%、低于应收账款余额的同比增长率 24.29%，2024 年末装机规模同比增长 34.68%、高于应收账款余额的同比增长率 19.95%，且期末装机规模系时点数，在并网当期一般处于设备调试阶段，未形成规模营业收入所致。

2022 年至 2024 年，同行业可比公司中太阳能及三峡能源装机规模增长均较快，该两家公司应收账款余额与期末装机规模比例均呈现总体下降状态，均与应收账款余额占营业收入的比例持续增长的状态存在差异，与发行人一致，具体分析如下：

太阳能 2024 年末装机规模较 2022 年末增长 39.77%，高于应收账款余额 2024 年末较 2022 年末的增长率 25.72%，使得其应收账款余额与期末装机规模的比例分别为 240.70 万元/MW、252.81 万元/MW 及 216.51 万元/MW，整体呈现先下降的状态，而应收账款余额与营业收入的比例分别为 113.28%、123.86%及 217.83%，呈上升状态。三峡能源 2024 年末装机规模较 2022 年末增长 80.84%，高于应收账款余额 2024 年末较 2022 年末的增长率 70.33%，使得其应收账款余额与期末装机规模的比例分别为 104.12 万元/MW、95.33 万元/MW 及 98.07 万元/MW，总体呈下降的状态，而应收账款余额与营业收入的比例分别为 115.97%、144.13%及 158.28%，呈上升状态。

综上所述，立新能源与同行业可比公司应收账款余额均较大且持续增加，主要系行业内补贴电费回款周期普遍较长所致，符合行业特点，具有合理性。

3、补贴款回收是否存在较大风险，是否已存在明显的减值迹象，相关坏账计提是否充分。

(1) 补贴款回收是否存在较大风险，是否已存在明显的减值迹象

从应收账款的结构来看，公司所属新能源发电行业内的上市公司应收账款的结构均由标杆电费和补贴电费组成，其中标杆电费由电网公司承担，补贴电费最终由财政部承担。发行人及同行业可比公司的应收账款债务人主要为电网公司。

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；电网公司的信用评级较高，具备较强的还本付息能力。公司的应收账款主要以补贴电费和标杆电费为主，客户违约风险较小，应收账款难以回收的风险较小。根据发行人以前年度确认的应收补贴款历史回款情况，未发生过实际损失，补贴款回收不存在较大风险，不存在明显的减值迹象。

(2) 相关坏账计提是否充分。

报告期各期末，公司的坏账准备计提情况如下：

单位：万元、%

项目	2025.03.31				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
单项计提预期信用损失的应收账款	-	-	-	-	-
按组合计提预期信用损失的应收账款	286,445.52	100.00	76,342.02	26.65	210,103.51
其中：账龄组合	286,445.52	100.00	76,342.02	26.65	210,103.51
合计	286,445.52	100.00	76,342.02	26.65	210,103.51
项目	2024.12.31				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
单项计提预期信用损失的应收账款	-	-	-	-	-
按组合计提预期信用损失的应收账款	272,386.54	100.00	72,144.09	26.49	200,242.45
其中：账龄组合	272,386.54	100.00	72,144.09	26.49	200,242.45
合计	272,386.54	100.00	72,144.09	26.49	200,242.45
项目	2023.12.31				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
单项计提预期信用损失的应收账款	-	-	-	-	-
按组合计提预期信用损失的应收账款	227,086.73	100.00	55,402.18	24.40	171,684.56
其中：账龄组合	227,086.73	100.00	55,402.18	24.40	171,684.56
合计	227,086.73	100.00	55,402.18	24.40	171,684.56
项目	2022.12.31				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
单项计提预期信用损失的应收账款	-	-	-	-	-
按组合计提预期信用损失的应收账款	182,713.87	100.00	34,281.96	18.76	148,431.91
其中：账龄组合	182,713.87	100.00	34,281.96	18.76	148,431.91
合计	182,713.87	100.00	34,281.96	18.76	148,431.91

为了能够公允反映公司预期信用损失，公司对应收账款使用风险参数模型来计算预期信用损失。公司根据历史数据计算公司历史实际坏账率，并考虑了当前及未来经济状况的预测，如国家 GDP 增速、基建投资总额、国家货币政策等前瞻性信息进行调整得出预期损失率，具备客观性和谨慎性。

当在单项工具层面无法以合理成本评估预期信用损失的充分证据时，公司参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的判断，依据信用风险特征将应收账款划分为若干组合，在组合基础上计算预期信用损失。确定组合的依据如下：

组合名称	确定组合的依据	计提方法
按账龄组合计提预期信用损失的应收款项	除单项计提预期信用损失及信用风险较低客户组合以外的应收账款	按账龄与整个存续期预期信用损失率对照表计提
信用风险较低的客户组合的应收款项	合并范围内关联方的应收款项	参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预期计量预期信用损失

报告期内，通过将发行人公司与同行业可比公司应收账款坏账计提政策及计提比例进行对比，发行人应收账款坏账准备计提政策较同行业可比公司更为谨慎，应收账款坏账准备计提比例高于同行业平均水平，详细分析参见本回复“问题二”之“（六）2024 年发行人对应收账款坏账准备计提的会计估计进行变更，公司变更 3 年以上账龄坏账率统一为 45%，低于原政策（50%-100%），说明会计估计变更的原因及合理性，变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司是否存在显著差异，应收账款坏账计提是否谨慎、充分，并测算按照原计提政策计提应收账款坏账准备 2024 年利润情况。”

综上所述，公司应收补贴款坏账政策设置是客观的、谨慎的，报告期各期末，公司应收补贴款坏账计提比例均高于同行业可比公司平均水平，发行人应收补贴款坏账准备计提具备充分性。

(六) 2024 年发行人对应收账款坏账准备计提的会计估计进行变更, 公司变更 3 年以上账龄坏账率统一为 45%, 低于原政策 (50%-100%), 说明会计估计变更的原因及合理性, 变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司是否存在显著差异, 应收账款坏账计提是否谨慎、充分, 并测算按照原计提政策计提应收账款坏账准备 2024 年利润情况。

1、说明会计估计变更的原因及合理性

(1) 会计估计变更的审议程序

2024 年 8 月 26 日, 公司召开第二届董事会第四次会议和第二届监事会第四次会议, 审议通过了公司《关于会计估计变更的议案》, 本次会计估计变更自 2024 年 4 月 1 日起执行。针对本次会计估计变更, 中兴华会计师事务所出具了《关于新疆立新能源股份有限公司会计估计变更事项专项说明的审核报告-中兴华核字 (2024) 第 011328 号》。

(2) 会计估计变更内容

①变更日期

本次会计估计变更自 2024 年 4 月 1 日起执行。

②变更前会计估计

对由收入准则规范的交易形成的应收账款, 公司运用简化计量方法, 按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量损失准备。

组合名称	确定组合的依据	计提方法
按账龄组合计提预期信用损失的应收账款	除单项计提预期信用损失及信用风险较低客户组合以外的应收账款	按账龄与整个存续期预期信用损失率对照表计提
信用风险较低的客户组合的应收账款	合并范围内关联方的应收账款	参考历史信用损失经验, 结合当前状况以及对未来经济状况的预期计量预期信用损失

账龄组合的账龄与预期信用损失率对照表如下:

账龄	预期信用损失率 (%)
1 年以内	5.00
1-2 年	10.00

账龄	预期信用损失率 (%)
2-3 年	30.00
3-4 年	50.00
4-5 年	50.00
5 年以上	100.00

③变更后会计估计

公司对账龄组合的预期信用损失率进行了重新核定。会计估计变更后，账龄组合的账龄与预期信用损失率对照表如下：

账龄	预期信用损失率 (%)
1 年以内	5.00
1-2 年	10.00
2-3 年	30.00
3-4 年	45.00
4-5 年	45.00
5 年以上	45.00

(3) 会计估计变更的原因及合理性

公司的主营业务为风力发电、光伏发电项目的投资、开发、建设和运营。公司的主要产品是电力，客户主要为电网公司，发电收入包括基础电费收入和补贴电费收入（即可再生能源补贴），应收账款主要为应收补贴电费及应收电网公司结算电费，信用等级高。

发电收入中，基础电费收入按月结算，可再生能源补贴根据中央财政资金拨付情况确定。近年来，随着国家可再生能源补贴政策的变化，可再生能源补贴回款周期有所延长。公司原“按账龄组合”计提预期信用损失的应收账款（简称“账龄组合”）采用的计提坏账准备的比例已不能客观准确地反映公司的应收账款风险特征。

同时，公司计提比例明显高于同行业可比上市公司的综合计提比例。为了保证向投资者提供更可靠、更准确的会计信息，公司结合最新行业政策、当前状况及公司历史信用损失经验，并参照同行业公司的坏账准备计提方法，预计未来面

临的预期信用尚未发生实质性变化，基于谨慎性原则对应收账款坏账准备综合计提比例作出调整，以更加客观、公允地反映公司的财务状况和经营成果，不存在调节利润的情况。

公司 2024 年对应收账款坏账计提比例的调整主要系对账龄组合中 3 年以上账龄的预期信用损失率调整至 45%。报告期各期，公司应收账款余额中 99%以上系电网公司客户。应收电网公司客户款项中，应收补贴电费的余额占比超过 97%，其余为应收标杆电费。标杆电费的账龄一般在 1 年以内，本次会计估计变更对应收电网公司标杆电费坏账计提金额未产生影响。

对于应收补贴款，根据《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》，可再生能源发展基金包括国家财政公共预算安排的专项资金（以下简称可再生能源发展专项资金）和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入等；可再生能源发展专项资金由中央财政从年度公共预算中予以安排（不含国务院投资主管部门安排的中央预算内基本建设专项资金）。从资金来源分析，应收补贴款的资金来源主要为国家财政安排和向电力用户征收，国家财政资金为国家信用。向电力用户征收的资金已经包含在向用户收取的电费中，由电网企业代征后上缴中央国库，拨付时直接从中央国库支出。综合判断，新能源补贴款的资金来源主要为财政专项资金以及中央国库，全部为国家信用，到期不能收回的可能性极小。

公司以前年度确认的应收补贴款历史上未发生过实际损失，对于已经纳入“国补目录”及“合规清单”的发电项目，均正按照可再生能源基金的拨付进度正常陆续回收。对于已经纳入“国补目录”但未纳入“合规清单”的项目在 2022 年补贴合规自查前，亦按照可再生能源基金的拨付进度正常陆续回收。胡杨河锦华 60MW 光伏发电项目，虽尚未纳入“国补目录”及“合规清单”，但因其属于兵团电网竞价项目，兵团电网为支持鼓励可再生能源发电行业的发展，对于其认为符合补贴条件的项目也按其财政预算发放了部分补贴电费。对于其他未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目，不存在纳入“国补目录”或“合规清单”的实质性障碍。鉴于补贴款最终资金源于财政资金，属于国家信用，公司应收补贴款的可收回性并不会因收款时间的延后而降低，其损失主要系按照新金融工具准则综合考虑收款的金额和时间分布造成的损失。本次会计估计变更前应收账款

账龄组合 3-4 年、4-5 年及 5 年以上账龄的的预期信用损失率分别为 50%、80% 及 100%，已不能合理反应应收补贴款的信用特征。故公司针对补贴电费的坏账准备计提考虑资金占用的机会成本和账龄及公司历史实际坏账率情况等因素，并考虑了当前及未来经济状况的预测，如国家 GDP 增速、基建投资总额、国家货币政策等前瞻性信息进行调整得出预期损失率。

同行业可比公司在对应收补贴款坏账计提方面，亦是主要考虑到补贴资金最终来源于国家财政资金，属于国家信用，收回风险极低。在确定应收补贴款预期信用损失率时，主要考虑资金占用成本或参考融资成本，对应收补贴款预期信用损失率定为一个较低的比例，或者参考账龄按照融资利率对应收补贴款进行折现的方式确定其账面价值。公司变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司不存在显著差异，变更后的应收账款坏账计提比例高于同行业水平，具体参见本回复“问题二、一、（六）、2、变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司是否存在显著差异，应收账款坏账计提是否谨慎、充分”。

综上，公司 2024 年应收账款坏账计提会计估计变更具有合理性。

2、变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司是否存在显著差异，应收账款坏账计提是否谨慎、充分

报告期内，公司根据销售政策、客户结构、信用状况等，按照预期信用损失率制订了坏账准备计提政策，公司主要客户为国网新疆下属供电公司以及兵团电网下属的电网公司（七师为新疆锦龙电力集团有限公司，九师为新疆生产建设兵团第九师热电有限公司），客户整体质量较高。

（1）坏账准备计提政策与同行业可比公司比较

报告期各期末，公司新能源发电业务应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司对比如下：

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	计提比例
中闽能源	信用风险特征组合	包括应收电网公司电费在内的全部应收账款	预期信用损失法	未披露具体如何计算，根据 2022 年、2023 年及 2024 年年报，2022 年末平均计提比例为 3.97%，2023 年末平均计提比例为 2.57%，2024 年末平均计提比例为 2.55%。

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	计提比例
江苏新能源	组合 1	以应收款项的账龄作为信用风险特征（除组合 2、组合 3 之外的应收款项）	账龄分析法	1 年以内 1%；1-2 年 10%；2-3 年 30%；3-5 年 50%；5 年以上 100%。
	组合 2	应收电网公司电费（燃煤基准价部分）	账龄分析法	1 个月以内不计提，1-12 个月 1%；1-2 年 50%；2 年以上 100%。
	组合 3	应收可再生能源电价附加补助	预期信用损失法	未披露具体如何计算，根据 2022 年、2023 年及 2025 年年报，2022 年末平均计提比例为 3.95%，2023 年末平均计提比例为 5.61%，2024 年末平均计提比例为 6.63%。
嘉泽新能源	应收各地国网公司款项组合	应收各地国网公司款项组合	预期信用损失法	未披露具体如何计算，根据 2022 年及 2023 年年报，2022 年末平均计提比例为 1.56%，2023 年末平均计提比例为 1.68%，2024 年末平均计提比例为 1.62%。
节能风电	电力销售应收账款	主要包括应收标杆电费和应收可再生能源补贴电费	预期信用损失法	未披露具体如何计算，根据 2022 年及 2023 年年报，2022 年末平均计提比例均为 1%，2023 年末平均计提比例均为 1%，2024 年末平均计提比例均为 1%。
太阳能	电力销售应收账款组合	应收电网公司电费，包括标杆电费、可再生能源电价补贴、省补、市补、区补	预期信用损失法	根据客户信用状况、近年的信用损失情况及资金时间成本因素结合行业政策及同行业情况综合确定预期信用损失率。根据 2022 年、2023 年及 2024 年年报，计提比例均为 1%。
三峡能源	标杆电费组合	应收电网公司标杆电费	账龄分析法	1 年以内 0.3%；1-2 年 5%；2-3 年 20%；3-4 年 50%；4-5 年 80%；5 年以上 100%。
	新能源补贴款组合	应收电网公司补贴电费	预期信用损失法	按照报告期上年末一年期 LPR 下浮 10%进行折现，按照账面价值与折现后金额的差额计提坏账准备，根据招股说明书，根据 2022 年年报，1 年以内计提 0.30%；1-2 年计提 3.31%；2-3 年 6.50%，3-4 年 9.60%；4-5 年 12.59%，5 年以上 15.48%；根据 2023 年年报，1 年以内计提 0.30%；1-2 年计提 3.19%；2-3 年 6.27%，3-4 年 9.25%；4-5 年 12.14%，5 年以上 14.94%；根据 2024 年度报告，1 年以内计提 0.30%；1-2 年计提 3.02%；2-3 年 5.94%，3-4 年 8.78%；4-5 年 11.53%，5 年以上 15.32%。
发行人	账龄分析法组合	合并范围外应收账款	按账龄与整个存续期预期信用损失率对照表计提	2022 年末及 2023 年末计提比例为：1 年以内 5%；1-2 年 10%；2-3 年 30%；3-4 年 50%，4-5 年 80%，5 年以上 100%；2024 年末计提比例为：1 年以内 5%；1-2 年 10%；2-3 年 30%；3 年以上 45%。

由上表可以看出，针对应收电网公司款项，立新能源与同行业可比公司均按照预期信用损失率计提了坏账准备，立新能源坏账准备计提政策与同行业可比公司不存在重大差异。

（2）应收账款账龄分布与同行业可比公司比较

2022 年末、2023 年末及 2024 年末，立新能源与同行业可比公司应收账款账龄情况如下表：

应收账款账龄	节能风电		
	2024 年末	2023 年末	2022 年末
1 年以内	28.16%	37.64%	48.84%
1-2 年	27.10%	30.20%	29.83%
2-3 年	21.56%	20.80%	15.21%
3 年以上	23.18%	11.37%	6.13%
合计	100.00%	100.00%	100.00%
应收账款账龄	中闽能源		
	2024 年末	2023 年末	2022 年末
1 年以内	31.25%	39.74%	50.77%
1-2 年	26.83%	29.05%	31.12%
2-3 年	16.95%	20.88%	17.11%
3 年以上	24.97%	10.33%	1.00%
合计	100.00%	100.00%	100.00%
应收账款账龄	江苏新能		
	2024 年末	2023 年末	2022 年末
1 年以内	31.05%	36.81%	46.89%
1-2 年	25.10%	29.79%	28.41%
2-3 年	19.72%	14.48%	18.11%
3 年以上	24.13%	18.93%	6.59%
合计	100.00%	100.00%	100.00%
应收账款账龄	嘉泽新能		
	2024 年末	2023 年末	2022 年末
1 年以内	33.47%	38.98%	45.71%
1-2 年	29.32%	29.42%	35.86%
2-3 年	24.27%	26.68%	15.36%
3 年以上	12.94%	4.93%	3.07%
合计	100.00%	100.00%	100.00%
应收账款账龄	太阳能		
	2024 年末	2023 年末	2022 年末
1 年以内	27.93%	35.68%	39.89%

1-2 年	22.00%	19.59%	24.54%
2-3 年	11.34%	18.53%	19.74%
3 年以上	38.73%	26.20%	15.82%
合计	100.00%	100.00%	100.00%
应收账款账龄	三峡能源		
	2024 年末	2023 年末	2022 年末
1 年以内	30.39%	38.63%	52.38%
1-2 年	26.23%	29.64%	25.70%
2-3 年	17.97%	13.82%	11.91%
3 年以上	25.41%	17.91%	10.01%
合计	100.00%	100.00%	100.00%
应收账款账龄	立新能源		
	2024 年末	2023 年末	2022 年末
1 年以内	22.20%	27.93%	33.81%
1-2 年	20.30%	22.22%	29.16%
2-3 年	16.86%	21.96%	21.79%
3 年以上	40.64%	27.89%	15.24%
合计	100.00%	100.00%	100.00%

通过同行业可比公司 2022 年末、2023 年末及 2024 年末应收账款账龄分布情况进行分析，受新能源补贴发放速度有所放缓，同行业可比公司应收账款整体账龄均有所增长，账龄在 3 年以上的应收账款占比均持续提升。报告期各期末，立新能源账龄在 3 年以上的应收账款占比分别为 15.24%、27.89%及 40.64%，与太阳能较为接近，变动趋势与同行业可比公司一致。

(3) 坏账准备计提比例与同行业可比公司比较

2022 年末、2023 年末及 2024 年末，公司应收账款坏账计提比例与同行业可比公司对比如下：

可比公司	项目	2024.12.31	2023.12.31	2022.12.31
中闽能源	应收账款坏账计提比例	2.55%	2.57%	4.15%
	其中：应收电费组合	2.43%	2.42%	3.97%
江苏新能	应收账款坏账计提比例	11.90%	6.43%	4.84%

可比公司	项目	2024. 12. 31	2023. 12. 31	2022. 12. 31
	其中：1、应收电网公司电费（燃煤基准价部分）	-	-	-
	2、应收可再生能源电价附加补助	6.63%	5.61%	3.95%
嘉泽新能	应收账款坏账计提比例	2.77%	1.70%	1.55%
	其中：应收各地国网公司款项	1.62%	1.68%	1.56%
	1年以内	1.32%	1.41%	未披露
	1至2年	1.58%	1.68%	未披露
	2至3年	1.84%	1.96%	未披露
	3至4年	2.09%	2.22%	未披露
	4至5年	2.09%	2.22%	未披露
	5年以上	未披露	2.22%	未披露
节能风电	应收账款坏账计提比例	1.10%	1.12%	1.15%
	其中：国网电费组合（国内）	1.00%	1.00%	1.00%
太阳能	应收账款坏账计提比例	2.41%	2.63%	2.92%
	其中：电力销售应收账款组合	1.00%	1.00%	1.00%
三峡能源	应收账款坏账计提比例	4.84%	3.93%	3.21%
	其中：1、标杆电费组合	0.46%	0.36%	0.35%
	1年以内	0.30%	0.30%	0.30%
	1至2年	5.00%	5.00%	5.00%
	2至3年	20.00%	未披露	未披露
	2、可再生能源电价附加组合	5.02%	4.08%	3.08%
	1年以内	0.30%	0.30%	0.30%
	1至2年	3.02%	3.19%	3.31%
	2-3年	5.94%	6.27%	6.50%
	3-4年	8.78%	9.25%	9.60%
	4至5年	11.53%	12.14%	12.59%
	5年以上	15.32%	14.94%	15.48%
同行业可比公司平均	应收账款坏账计提比例	4.26%	3.06%	2.97%
立新能源	应收账款坏账计提比例	26.49%	24.40%	18.76%
	1年以内	5.00%	5.00%	5.00%
	1至2年	10.00%	10.00%	10.00%
	2至3年	30.00%	30.00%	30.00%

可比公司	项目	2024. 12. 31	2023. 12. 31	2022. 12. 31
	3 至 4 年	45.00%	50.00%	50.00%
	4 至 5 年	45.00%	80.00%	80.00%

注：本表中应收账款坏账计提比例为当期期末坏账准备计提金额/应收账款余额。

应收账款总体坏账比例来看，公司的应收账款坏账准备计提比例高于同行业可比公司水平。报告期各期，公司应收账款余额中 99%以上系电网公司客户。应收电网公司客户款项中，补贴电费的余额占比超过 97%，且存在较长的账龄，而标杆电费的余额主要为 1 年以内。

同行业可比公司中，节能风电、太阳能、中闽能源及嘉泽新能均将应收电网企业的标杆电费及补贴电费划分为一个组合计提坏账，节能风电、太阳能将应收电费组合坏账计提比例均为固定值 1%。根据中闽能源 2024 年 6 月披露的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，主要参考公司借款利率水平确定应收补贴电费的预期损失率。中闽能源未披露应收电费组合账龄，报告期各期末，中闽能源对该组合综合坏账计提比例分别为 3.97%、2.42%及 2.43%。报告期内，嘉泽新能应收各地国网公司款项坏账计提比例在 1.6%左右，账龄在 3 年以上的坏账计提比例不超过 2.22%。

2022 年至 2024 年，江苏新能及三峡能源将应收补贴电费单独划分为一个组合计提坏账准备。2022 年、2023 年及 2024 年，江苏新能未按账龄披露应收补贴电费，应收补贴电费组合综合坏账计提比例分别为 3.95%、5.61%及 6.63%。根据三峡能源 2021 年披露的首次公开发行股票招股说明书，其针对应收补贴电费的坏账准备计提考虑资金占用的机会成本和账龄等因素，对该组合账面余额按照报告期上年末一年期 LPR 下浮 10%进行折现，按照账面价值与折现后金额的差额计提坏账准备。

发行人 3 年以上账龄的应收账款均系应收补贴款，报告期各期末，发行人 3 年以上账龄的应收补贴款坏账计提比例与同行业可比公司对比如下表：

可比公司	账龄	2024. 12. 31	2023. 12. 31	2022. 12. 31
中闽能源	未区分账龄	2.43%	2.42%	3.97%
江苏新能	未区分账龄	6.63%	5.61%	3.95%

可比公司	账龄	2024. 12. 31	2023. 12. 31	2022. 12. 31
嘉泽新能	3 年以上	2.09%	2.22%	未披露
节能风电	3 年以上	1.00%	1.00%	1.00%
太阳能	3 年以上	1.00%	1.00%	1.00%
三峡能源	3 至 4 年	8.78%	9.25%	9.60%
	4 至 5 年	11.53%	12.14%	12.59%
	5 年以上	15.32%	14.94%	15.48%
立新能源	3 至 4 年	45.00%	50.00%	50.00%
	4-5 年	45.00%	80.00%	80.00%
	5 年以上	45.00%	100.00%	100.00%

同行业可比公司中，中闽能源、江苏新能未按照账龄披露应收账款计提比例，2022 年末、2023 年末及 2024 年末，中闽能源应收电费组合（含应收补贴款）的综合计提比例分别为 3.97%、2.42%及 2.42%；江苏新能应收补贴款的综合计提比例分别为 3.95%、5.61%及 6.63%。嘉泽新能未按账龄披露 2022 年末应收各地国网公司款项（含应收补贴款）坏账计提比例，2023 年末及 2024 年末，嘉泽新能源 3 年以上账龄的应收各地国网公司款项坏账计提比例分别为 2.22%及 2.09%。2022 年末、2023 年末及 2024 年末，节能风电及太阳能 3 年以上账龄的电力销售应收账款组合（含应收补贴款）坏账计提比例均为 1%。2024 年末，三峡能源 3 年以上账龄的应收补贴款坏账计提比例为：3 至 4 年为 8.78%，4 至 5 年为 11.53%，5 年以上为 15.32%。经比较，发行人 3 年以上账龄的应收账款的坏账计提比例高于同行业可比公司计提比例。

2022 年末、2023 年末及 2024 年末，公司应收账款坏账计提比例分别为 18.76%、24.40%及 26.49%，高于同行业可比上市公司坏账平均计提比例 2.97%、3.06%及 4.26%，发行人应收账款坏账准备计提政策较同行业可比公司更为谨慎。

综上，立新能源变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司不存在显著差异，立新能源变更后的应收账款坏账计提比例高于同行业水平，应收账款坏账计提谨慎、充分。

3、测算按照原计提政策计提应收账款坏账准备 2024 年利润情况

按照原应收账款坏账计提比例测算，2024 年末，公司应收账款坏账准备合计金额为 91,039.18 万元，比按照现有坏账计提比例计提的坏账准备金额多 18,895.09 万元。

单位：万元

账龄	2024 年末余额	变更后		变更前		坏账计提差额（变更前-变更后）
		坏账计提比例	坏账准备	坏账计提比例	坏账准备	
1 年以内	60,470.44	5%	3,023.52	5%	3,023.52	-
1-2 年	55,290.65	10%	5,529.07	10%	5,529.07	-
2-3 年	45,932.97	30%	13,779.89	30%	13,779.89	-
3-4 年	47,352.09	45%	21,308.44	50%	23,676.05	2,367.60
4-5 年	36,619.45	45%	16,478.75	50%	18,309.73	1,830.97
5 年以上	26,720.93	45%	12,024.42	100%	26,720.93	14,696.51
合计	272,386.54	-	72,144.09	-	91,039.18	18,895.09

2024 年，公司应收账款坏账准备计提比例变更对 2024 年报表项目的影
响如下：

单位：万元

受影响的报表项目名称	影响金额
应收账款	18,895.09
递延所得税资产	-2,809.49
信用减值损失（减少）	18,895.09
所得税费用（增加）	2,809.49

注：影响金额=会计估计变更后金额-会计估计变更前金额

按照原应收账款坏账计提比例测算，发行人 2024 年信用减值损失为 -35,725.76 万元，净利润-11,154.44 万元，归母净利润为-11,067.40 万元，具体情况如下表：

单位：万元

项目	2024 年变更后	2024 年变更前
营业收入	97,067.85	97,067.85
营业成本	49,577.12	49,577.12
信用减值损失	-16,830.67	-35,725.76
营业利润	7,727.31	-11,167.78
利润总额	7,708.57	-11,186.52

项目	2024 年变更后	2024 年变更前
所得税费用	2,777.41	-32.07
净利润	4,931.16	-11,154.44
归属于母公司股东的净利润	5,018.21	-11,067.40

二、会计师回复：

（一）核查程序

1、查询并收集整理公司可享有补贴项目历史建设期间与可再生能源发电补贴有关的政策，查阅《补贴合规自查通知》相关要求及补充通知，并收集发行人可享有补贴项目历史建设期间获取的批复、并网资料、试运行资料、并网初期上网电量资料等，分析相关政策内容、关键变化情况及对发行人的影响；

2、审阅复核发行人可再生能源发电项目信息，包括项目名称、装机容量、并网时间、是否纳入“国补目录”、电价批复文件以及是否纳入第一批“合规清单”等信息；查询、核对“国补目录”公示文件，并对发行人已纳入“国补目录”的项目进行统计复核，并在相关管理平台进行查询和确认；收集并审阅发行人已纳入“国补目录”项目领取补贴资金的情况，以及确认发电补贴收入的情况；

3、查询、核对第一批“合规清单”，并对发行人已纳入的项目数量进行复核；收集并核查发行人已纳入第一批“合规清单”的项目领取发电补贴资金的情况；

4、对未纳入第一批“合规清单”的项目，对照自查通知的要求，查询、核查其核准备案文件、纳入规模情况，项目发电量情况、领取补贴资金的情况，以及确认国补收入的情况；

5、查询同行业可比公司对补贴核查相关情况的披露，收集并整理其补贴核查过程中涉及到的项目问题及相关的会计处理；审阅发行人未纳入第一批“合规清单”项目是否存在相同或类似问题，是否涉及到相同或类似的会计处理，评估相关会计处理对发行人业绩的影响及本次发行的影响；查询同行业可比公司对未纳入“国补目录”及第一批“合规清单”项目的收入确认政策；查询 2023-2025

年6月“补贴清单”下发批次及纳入项目情况，查阅同行业近两年新纳入“国补目录”项目情况；

6、收集、复核发行人报告期内已并网各项目电力结算单；

7、核查发行人报告期内补贴收入确认情况以及补贴款回款情况，分析报告期内发行人补贴回款周期变动情况及原因，查询同行业可比公司报告期各期末应收账款账龄分布及余额变动情况，对比分析同行业可比公司应收账款余额与营业收入、期末装机容量的比例关系；

8、了解发行人目前的信用政策以及应收账款信用风险特征组合分类的依据及合理性，评价坏账计提相关政策是否符合企业会计准则的规定；查阅同行业可比公司招股说明书或年度报告，了解同行业可比公司信用风险特征组合分类情况及应收标杆电费及补贴电费相关组合的坏账准备计提比例，分析发行人与同行业可比公司在信用政策、坏账计提政策等方面是否存在重大差异；获取应收账款账龄及减值情况、期后回款数据等资料，结合发行人行业特点及不同业务类型面临的未来信用风险特征，查阅应收账款坏账计提会计估计变更的董事会、监事会决议文件及审计机构出具的会计估计变更事项专项说明的审核报告，评价应收账款坏账准备计提的会计估计变更的合理性。模拟测算2024年按照原应收账款坏账计提比例计提信用减值损失对发行人2024年经营业绩的影响。

（二）核查结论

1、发行人未纳入第一批合规项目清单所涉及项目，经对照《补贴合规自查通知》要求，相关项目申报审核目前仍在进行中，发行人未纳入“合规清单”的项目在项目合规性、项目规模和并网时间，以及项目电量、项目电价、项目补贴资金、项目环境保护等方面的内容经核查均符合《补贴合规自查通知》要求，未来通过合规自查并纳入“合规清单”不存在障碍，部分项目虽因设备选型等因素存在超装情形，但并未违反《补贴合规自查通知》相关规定。截至目前，国家电网和南方电网只发布了第一批“合规清单”，结合同行业可比公司不被纳入合规项目清单存在的问题，发行人相关项目不存在纳入合规项目清单的实质性障碍。

发行人7项未纳入“国补目录”的项目，其中2020年末并网投运的4项合计360MW光伏项目，现处于可再生能源信息管理中心“项目复核”阶段；2021

年末并网投运的 3 项合计 72.5MW 风电项目，现处于“电网初审”阶段。自《补贴合规自查通知》发布以来，国家电网和可再生能源信息中心对于“国补目录”的审核除 2022 年末下发新批次“国补清单”外，自 2023 年-2025 年 5 月期间仍在持续发布新纳入“国补目录”的项目清单，但相比 2021 年及以前，新纳入“国补目录”的项目数量及批次时间明显减少、放缓。其中，近两年新纳入“国补目录”的项目主要是已纳入“合规清单”的项目，发行人也存在已纳入“合规清单”的伊吾白石湖 15MW 风电项目未进“国补目录”的情形。

2、发行人已纳入“国补目录”的项目不存在被移出的风险。对于尚未纳入“合规清单”的 10 个项目，如果对于其中规模超装项目认定为超装情形，按照《补贴合规自查通知》可能会要求发行人对于超装规模部分按照核定规模的比例，退还相应已发补贴款，预计涉及金额约 1,657.77 万元，对发行人财务状况影响较小，不会影响本次发行。

3、发行人已在本反馈意见回复中列示报告期已并网各项目的发电量及补贴收入、结算电量及实际销售单价、各电站项目的销售模式、上网电价定价依据等。报告期内，发行人已并网各项目，无论是否参与市场化交易，均不会对电价补贴（如涉及享有）的单价及收入产生影响。发行人对于发电收入的确认来源于两部分，一是根据电网企业或电力交易中心按月向发行人出具的《电力结算单》所列示信息，确认当期各项目上网电量以及基础电价部分（含保障性收购标杆电价及市场化交易电价）所形成的当期售电收入；二是根据《电力结算单》所确认的上网电量，以及项目电站所适用的发电补贴政策单价（仅适用享有补贴政策的发电项目），二者乘积计算得出当期发电补贴款金额，并确认为当期收入。平价上网项目仅依据《电力结算单》确认基础电价发电收入，无需进行补贴收入的计算和确认，发行人的收入确认准确、合理。

4、截至 2025 年 3 月末，发行人合计已投运风力、光伏可再生能源发电项目 23 项，其中 15 项在可再生能源发电行业发展期间，根据彼时可再生能源发电补贴有关政策，可享有发电补贴。其中，发行人尚未纳入“国补目录”的可再生能源发电项目合计 7 项，尚未纳入“合规清单”的可再生能源发电项目合计 10 项。经核查，未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目，确认电价补贴收入依据充分，符合会计准则规定，与同行业处理不存在差异。

5、补贴电价部分产生的电费收入由财政部根据年度可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况，按照以收定支的原则按年将补助资金拨付到国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司和各省级财政部门，由电网公司转付给公司。因此，补贴电费具体发放周期由国家财政部拨付时间决定，无规定具体时间，无明确约定的信用期。报告期内，发行补贴收入的结算周期受部分可享受新能源发电补贴的项目尚未纳入“国补目录”或“合规清单”，暂时不能取得补贴资金，使得应收补贴账龄逐步变长、余额不断增大。截至 2025 年 3 月末，发行人累计确认含税补贴收入 471,264.70 万元，已收回含税补贴资金 192,794.91 万元。2022 年末、2023 年末及 2024 年末，发行人应收补贴款余额较大且持续增加，与同行业公司变动一致，补贴款回收不存在较大风险，不存在明显的减值迹象，相关坏账计提充分。

6、2024 年发行人对应收账款坏账准备计提的会计估计进行变更，公司变更 3 年以上账龄坏账率统一为 45%，低于原政策（50%-100%），发行人会计估计变更的原因存在合理性，变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司相比较为谨慎。发行人应收账款坏账计提谨慎、充分。按照原有应收账款坏账计提政策测算，发行人 2024 年净利润为-11,154.44 万元，归母净利润为-11,067.40 万元。

问题三

报告期内，发行人的电力销售主要是将电力产品直接销售给国家电网、地方电网等客户。销售模式分为保障性收购和参与市场化交易两种模式。保障性收购以月为结算期，实现日清月结，年终清算。电价由经政府价格主管部门批准或确认的当地脱硫燃煤机组标杆电价和可再生能源补贴组成。在市场化交易模式下，公司通过电力交易中心申报电量及电价，采取集中竞价（撮合）交易、挂牌交易、省间双挂双摘交易等多种方式确定最终成交电量及电价，经相关方确认后形成交易结果。

报告期内，发行人参与市场化交易占上网电量比重分别为 22.27%、30.98%、25.49%，市场化交易收入占主营业务收入比重分别为 21.63%、26.85%、12.17%，市场化交易上网均价分别为 0.44 元/千瓦时、0.36 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时，即市场化交易电量比重较高，但相应上网均价逐年降低。

报告期各期，发行人营业收入分别为 88,178.49 万元、98,976.86 万元及 97,067.85 万元，归属于母公司股东的净利润分别为 19,600.72 万元、13,521.63 万元及 5,018.21 万元；2025 年第一季度，发行人归属于母公司股东的净利润仅为-936.41 万元，同比下降 166.51%。主营业务综合毛利率分别为 59.45%、58.04% 和 48.93%，净利润及综合毛利率持续下滑。截至 2024 年 12 月 31 日，公司长期股权投资账面价值为 79,681.81 万元，公司其他应收款账面价值为 3,057.45 万元。

请发行人补充说明：（1）发行人保障性收购和市场化交易模式下上网电量及结算价格的确定方式和依据，收入构成及确认政策。（2）发行人现有已并网的项目在报告期内保障性收购和市场化交易出售的电量，以及占各年度各项目上网电量比重，2024 年风力发电市场化交易电量大幅下滑、同时光伏发电市场化交易电量大幅增加的原因。（3）报告期内市场化交易上网均价持续下滑的原因，与同行业可比公司变动趋势是否一致。（4）结合报告期内上网电价（分标杆电价及补贴电价）的确定及调整依据，发行人上网电价的变化情况，主营业务成本构成及变动情况，说明发行人主营业务毛利率逐年下降的主要原因及合理性，

与同行业公司比较是否存在重大差异。（5）结合上述因素说明发行人净利润逐年下降的主要原因，特别是 2025 年一季度亏损的主要因素，前述不利因素是否仍持续，是否影响发行人持续经营能力。（6）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。

请会计师核查并发表明确意见。

一、公司回复：

（一）发行人保障性收购和市场化交易模式下上网电量及结算价格的确定方式和依据，收入构成及确认政策。

发行人的电力销售模式具有行业特性，无论是否参与市场化交易，所运营的发电场站均是接入电网企业所建设的输电线路，并在各场站生产电力后，将电力产品通过电网线路实现上网并直接销售给国家电网、兵团电网等客户。

上网电量方面，发电项目各场站的上网电量，是由国家电网在汇集站等并网接入点，通过其安装的电力计量装置，按月统计各场站的当月上网电量，既包含了保障性收购电量，也包含了市场化交易电量（如有），二者的分类及统计，是依据发行人在电力交易中心对各项目的交易申报以及实际上网电量所确定，并在电网企业或电力交易中心出具的月度《电力结算单》确认。

结算电价方面，发行人各项目上网电价定价依据、适用的补贴政策和标准，均是根据各发电场站在历年建设期间所适用的可再生能源发电主管部门包括国家能源局、国家发改委等下发的定价政策，并在建设期间确认定价政策和补贴政策后持续执行。对于享有补贴的发电项目，其电价是由基础电价（标杆电价）、电价补贴两部分组成；对于平价无补贴项目，其电价仅为基础电价。

在保障性收购的模式下，即对于保障性收购电量部分（包括本地消纳优先收购小时、疆电外送的优先收购计划），各场站的上网电价仍是按照项目建设初期所批复电价或地方发改委政策指导电价执行，即保障性收购上网电价=基础电价

(脱硫燃煤标杆电价)+电价补贴；而参与市场化交易的电量部分，则由发电企业通过电力交易中心，对基础电价实行竞价报价的方式参与市场化报价，但补贴电价并不受影响，即市场化交易上网电价=基础电价（竞价确定）+补贴电价。

公司收入确认政策是依据《企业会计准则—收入准则》（财会【2017】22号）相关内容制定。发行人对于发电收入的确认来源于两部分，一是根据电网企业或电力交易中心按月向发行人出具的电力销售《电力结算单》所列示信息，确认当期各项目上网电量以及基础电价部分（含保障性收购标杆电价及市场化交易电价）所形成的当期售电收入；二是根据《电力结算单》所确认的上网电量，以及各项目电站所适用的发电补贴政策单价（仅适用享有补贴政策的发电项目），二者乘积计算得出当期发电补贴款金额，并确认为当期收入。2022年及以后并网投运的平价上网项目仅依据《电力结算单》确认基础电价发电收入，无需进行补贴收入的计算和确认。

1、上网电量及电价确定总体原则

发行人各发电项目的上网电量依据：无论2022年以前建设含补贴的各发电项目是否陆续参与市场化交易，或是由电网企业实施全额保障性收购项目，亦或是2022年之后新并网且主要参与市场化交易的项目，所有接入国网新疆、兵团电网的各发电项目（除2024年服务新疆油田公司吉庆作业区3.5MW分布式光伏项目外），当月所生产的电量均是由电网公司在汇集站通过计量装置统计上网电量，并由电网企业在次月与发行人各项目公司进行确认，最终出具《电力结算单》。

发行人投运的可再生能源发电项目，并非能够全额利用资源量发电上网，实际生产过程中还需结合电网企业的电网安全负荷、调峰调度、供需关系等因素，例如当电网线路负荷能力不足或下游消纳需求降低，就会形成弃风弃光限电，电网公司综合以上因素形成调度指令，发电企业根据电网公司的动态调度指令，实时调整发电设备对风光资源的接收利用率，发出的电量全额上网。而未利用的风光资源量则成为弃电量。实际生产中，发电场站通常会设定一台发电机组不受限电约束而全功率运行，以此监测各场站总资源量并计算出全功率理论发电量，其余设备则根据电网指令动态调整，最终依据实际发电量与理论发电量之间的差额，确认资源弃电量。

从上网电量销售模式来看，新疆的可再生能源（风电、光伏）发电企业参与电力交易需遵循国家及自治区相关政策，主要涉及优先发电、市场化交易、跨省区外送等多种模式。发行人在新疆地区的发电项目还需依据新疆发改委发布的《新疆维吾尔自治区 2024 年电力中长期交易实施方案》、《关于 2025 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》等现行配套政策执行，各发电项目需按政策要求参与年度计划发电量申报，包括保障性收购（优先发电）和市场化交易电量申报（接入兵团电网的发电项目不参与年度申报及市场化交易申报）。

一般情况下，发电项目在申报年度交易电量时，系依据各年度发布的优先购电计划，对于本地消纳项目的保障性优先购电量按照政策确定的指标¹进行申报，其余疆电外送优先发电量、市场化交易电量并无明确政策指标，系由发电企业依据交易规则并根据历史发电情况预测后进行申报。发行人各类型发电项目参与年度上网电量的申报规则如下：

项目类型	销售模式	适用项目	保障性收购售电规则	市场化交易售电规则	实际上网电量与申报电量差异处理方式
兵团电网本地消纳项目	保障性收购	①七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目 ②第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目 ③新疆兵团第九师 166 团 7 万千瓦农光互补光伏发电项目	兵团电网未组织上网电量年度申报，实际上网电量依据兵团电网的调度情况执行。	不参与市场化交易。	不适用。
“哈郑直流”、“吉泉直流”疆电外送项目	保障性收购、市场化交易	①哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目 ②哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目 ③哈密新风光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目 ④哈密东南部山口哈密国投 50MW 光伏发电项目 ⑤伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目 ⑥新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目 ⑦新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	主要系参与疆电外送保障性销售为主。该等项目参与年度上网电量申报，通过省间挂牌交易方式在各年末进行下一年度疆电外送电量申报，并由电网企业最终给予确认及优先结算。	实际发电时，对于年度申报中各时间段存在超发电量的情形，发电项目可自行通过月度双边交易、日现货交易等市场化交易方式进行售电，该等项目整体参与市场化交易电量占比较低。	电网企业通过偏差调节的形式对超发电量、少发电量情况进行调整，并在《电力结算单》体现。

1《关于 2025 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》：2025 年度，本地消纳的风电项目（含平价项目，国家试验、示范风电等项目除外）保量保价优先发电利用小时数 895 小时；本地消纳的光伏项目（含平价项目，扶贫光伏、国家示范光热等项目除外）优先小时数 500 小时。

项目类型	销售模式	适用项目	保障性收购售电规则	市场化交易售电规则	实际上网电量与申报电量差异处理方式
		⑧新疆新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目			
本地消纳项目	保障性收购、市场化交易	①乌鲁木齐托里新风一、二期合计99MW风电项目等7个风电项目； ②新疆新能源（集团）新风昌吉阜康20MW光伏发电项目等4个光电项目	①依据各年度《新疆电网优先发电优先购电计划的通知》所规定的优先收购小时数进行申报，最终由电网企业在各月度以“保量报价”优先收购的方式予以结算。 ②2024年9月及以前，平价项目不参与保障性收购即未纳入优先收购小时范围内，2024年9月起政策调整平价项目开始纳入优先收购计划内。	各项目依据对上网电量的预测，在扣除优先收购电量的基础上，对于预计剩余上网电量，全部按照双边交易、竞价交易、挂牌交易等市场化交易模式，对下一年度各时间段参与市场化交易的电量电价进行申报。	实际发电中，对于各项目存在年度申报市场化交易存在差异的少发电量、超发电量，主要由发电项目通过“月度双边交易”的方式对偏差电量进一步进行购电弥补或售电申报。电网企业亦会通过偏差调节方式，对其差异电量进行结算调整。
供电服务项目	市场化交易	①吉木萨尔县北庭镇3.5MW分布式光伏发电项目	不适用	与新疆油田公司供电服务合作项目，根据发电量情况结算	不适用

而在实际生产中，因风光资源量间歇波动性、电网负荷能力、消纳需求等影响，导致实际上网电量并无法与年度申报计划完全一致，对于存在差异的少发电量或超发电量，还需由电网企业统筹调整或发电企业通过电网交易平台的月度双边交易进行申报调节，但这并不影响电网企业对上网电量的最终确认。

总体而言，各发电项目所生产的电力无论是保障性收购、或市场化交易，均由电网企业全额收购，并作为最终客户向发行人各项目公司进行上网电量的结算，以及基础电费（保障性收购电量×脱硫燃煤标杆电价+市场化交易电量×标杆电价竞价）部分的支付；对于可享有补贴的项目，补贴收入=（保障性收购电量+市场化交易电量）×补贴电价，需在通过财政补贴预算以及国家能源局审核通过后，由可再生能源基金向电网企业拨付，再由电网企业向发电项目公司进行转付。

发电项目当月上网电量在《电力结算单》上全部体现，并会根据保障性收购、市场化交易的情况列示分类明细，包括各时间段的上网电量、电量所对应的交易类型、上网电价、考核费用以及合计金额等要素，但接入国网新疆的项目结算单不会体现补贴金额及收入。接入兵团电网的奎屯金太阳30MW光伏项目、胡杨河

立新 60MW 光伏项目，则在兵团电网企业出具的《电力结算单》会列示当期上网电量所对应的补贴金额。

根据《中华人民共和国可再生能源法》、《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》以及《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的相关规定，电网企业全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目上网电量。发电企业与所属电网公司签订《购售电合同》，根据合同将下辖风电、光伏发电项目所生产电力并入指定的并网点，实现电力交割与销售。电量计量由电网公司指定的计量装置以月为结算期，实现日清月结，年终清算。

2、保障性收购上网电量及结算价格的确定方式和依据

发行人已投运的发电项目，保障性收购上网电量及结算价格情况，主要分为以下四种情况，其中（1）（兵团九师 70MW 光伏项目除外）（2）（3）种情况，均是 2022 年以前投建的含补贴项目，（4）为 2022 年以后建成的平价本地消纳项目：

（1）全额保障性收购项目（3 项）

接入兵团电网的奎屯金太阳 30MW 光伏项目、胡杨河立新 60MW 光伏项目、兵团九师 166 团 70MW 光伏项目为本地消纳项目，均未参与市场化交易，所生产电量由兵团下属电网企业全额进行保障性收购，其中，前两项享有补贴项目根据彼时国家能源局、国家发改委的定价政策，保障性收购的标杆基础电价部分按照 0.25 元/千瓦时执行，但奎屯金太阳 30MW 项目根据地方发改委定价调整，对于上网电量进行分类、分段收费：900 万千瓦时按 0.25 元/千瓦时结算，电采暖按 1,200 万千瓦时计算，电价执行 0.04 元/千瓦时，其余电量全部按 0.18 元/千瓦时结算。补贴电价则是按项目并网时期的政策执行。

此外，兵团九师 70MW 光伏项目，兵团电网则是根据自治区发改委发布的《完善我区新能源价格机制的方案》（新发改能价[2022]185 号），按照 0.262 元/千瓦时价格与项目公司进行结算。

（2）疆电外送项目（8 项）

① “哈郑直流”哈密地区 449.5MW 风电项目、100MW 光伏项目合计 5 项

“哈郑直流”疆电外送 5 项合计 549.5MW 项目，2020 年以前不参与市场化交易，为国网新疆全额保障性收购，定价政策以项目建设时的补贴政策确定补贴价格，保障性收购原则上执行 0.25 元/千瓦时，后因“西电东送”政策支持，“哈郑直流”给予河南地区电价优惠，经新疆发改委政策调整，依据《关于做好哈郑直流配套电源电费结算的通知》现执行保障性收购部分电价：2021 年 7 月 1 日起，“哈郑直流”配套新能源上网电价按 0.2176 元/千瓦时执行，年落地电量 100 亿千瓦时以上部分的上网电价按 0.229 元/千瓦时执行。

该等项目参与市场化交易情况：2020 年起，电网企业为解决弃风弃光问题，发布了《天中直流配套新能源发电企业与新疆区域燃煤自备电厂调峰替代交易实施细则（试行）》（新监能市场[2019]168 号），指出：天中直流配套新能源陆续投运，发电能力提升，在送出能力受限情况下，为减少天中直流配套新能源弃电量，报请国家能源局批复同意后，可通过参与不同消纳方向和路径的市场化交易模式，提升配套新能源消纳空间。坚持最大限度保障外送小时数原则，在输电受限时，按照天中直流上一年外送平均小时数为基准，基准以外的电量确定为配套新能源发电企业外送受限电量参与调峰替代交易规模（即市场化交易）。至此，该等项目企业可依据发电计划情况，开始自主申报参与市场化交易，但仍需优先保障疆电外送保障性消纳部分电量。

② “吉泉直流”吉木萨尔 300MW 光伏项目合计 3 项

公司于 2020 年 12 月起投运的新疆立新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目、新疆立新能源吉木萨尔一、二期光伏发电项目等 3 项合计 300MW 光伏发电项目，均是按照彼时可再生能源发电定价政策确定基础电价（脱硫燃煤标杆电价）0.25 元/千瓦时，以及补贴电价 0.15 元/千瓦时，至今未做调整。并网初期，电网企业对该等项目上网电量全额实施保障性收购，自 2023 年起，该等项目在国网统筹调度下，参考前述“哈郑直流”项目政策，开始计划性参与市场化交易，但参与量不多，主要还是以确保疆电外送为原则，由电网企业以保障性收购为主。

（3）本地消纳含补贴项目（5 项）

除上述项目外，公司 2022 年以前投运的乌鲁木齐托里新风一、二期合计 99MW 风电项目，昌吉阜康 20MW 光伏发电项目、昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏发电项目、

伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目、小红山 8MW 分散式风电项目 5 项可享有补贴项目，均为本地消纳项目。该等项目在并网当年，依据各时点补贴政策确认补贴电价，并依据彼时定价政策，确定保障性收购电价为 0.25 元/千瓦时。

上网电量方面，随着全国市场化交易进程的推进，该等项目已全部参与市场化交易，形成了保障性收购、市场化交易相结合模式。其中，保障性收购的电量确定系依据每年新疆发改委发布优先发电计划，确定当年对该等项目的保障性收购电量指标，以 2023-2025 年优先收购计划为例：

《关于 2023 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》：2023 年度，非平价风电项目保量保价优先发电利用小时数 1,600 小时，计划电量 171.78 亿千瓦时；非平价光伏项目优先小时数 1,220 小时，计划电量 103.23 亿千瓦时。

《关于 2024 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》，2024 年度，非平价风电项目保量保价优先发电利用小时数 1,330 小时，计划电量 142.40 亿千瓦时；非平价光伏项目优先小时数 800 小时，计划电量 67.33 亿千瓦时。

《关于 2025 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》，2025 年度，风电项目（含平价项目）保量保价优先发电利用小时数 895 小时，计划电量 241.56 亿千瓦时；其他光伏项目（含平价项目）优先小时数 500 小时，计划电量 176.01 亿千瓦时。

在此政策下，该等项目每年的保障性收购电量则是依据优先小时数×装机规模所确定，而保障性收购电价系按照 0.25 元/千瓦时执行。

（4）2022 年后并网投运且无补贴平价上网项目（7 项）

公司自 2022 年至 2025 年 3 月期间，合计投运哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 等 7 项风光发电项目（未含兵团九师 70MW 光伏项目、吉庆油田 3.5MW 项目），合计装机规模为 1,399MW。根据 2022 年 4 月 7 日新疆发改委发布的《自治区发展改革委关于印发〈完善我区新能源价格机制的方案〉的通知》（新发改能价[2022]185 号），明确指出将自治区 2021 年起批复及投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场，即以市场化交易方式参与售电交易，同时确定目标上网电价为 0.262 元/千瓦时，对于新建项目疆内实际交易电价低于市场均价（按

年度直接交易均价），按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持；疆内实际交易电价高于市场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持。市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时，不再予以电价支持。2021 年以前年度建成的项目上网电价政策保持不变。

据此，该等项目在 2024 年 9 月以前均以市场化交易方式参与售电，不涉及保障性收购。

2024 年 9 月 3 日，新疆发改委发布《关于调整 2024 年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》，在 2024 年 10-12 月期间，对于 2021 年以后新投产的平价风电项目，保障优先收购小时数 116 小时；2021 年以后新投产的平价光伏项目，保障优先收购小时数 71 小时。本次安排优先发电计划的平价风电、光伏项目结算价格按照《完善我区新能源价格机制的方案》中确定的目标电价执行。据此，该等平价项目亦调整为相应电量由电网企业按保障性方式进行收购，收购电价为 0.262 元/千瓦时，结算保障性收购电量计算方式与前述（3）本地消纳项目情况一致，即保障性收购电量=优先小时数×装机规模。

2025 年起，根据新疆发改委《关于 2025 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》，该等项目也将部分电量纳入保障性收购范围，其中，风电项目保量保价优先发电利用小时数 895 小时，光伏项目优先小时数 500 小时。

据此，自 2025 年起，无论是 2022 年以前建成享有补贴项目，亦或是 2022 年以后投运平价项目，对于上述（3）（4）情形的本地消纳项目，将均按照风电 895 小时、光伏 500 小时所对应的发电量，享有电网企业保障性收购。

（5）2025 年 11 月起，上述存量补贴项目、存量平价项目将按照《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价〔2025〕350 号）机制电量、机制电价的规则执行。

新疆发改委于 2025 年 6 月 24 日发布了《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》，明确自 2025 年 11 月 1 日起：①新能源发电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。新能源项目报量报价参与交易；②新能源参与电力市场交易后，区分存量补贴项目、存量平价项

目和增量项目，分别确定年度机制电量规模、机制电价水平和执行期限；③机制电量和电价方面，对2025年6月1日以前投产的新能源存量项目：补贴项目机制电量为上网电量规模比例30%；平价项目机制电量规模为上网电量规模比例50%。机制电价水平为补贴项目0.25元/千瓦时、平价项目0.262元/千瓦时。对2025年6月1日及以后投产的新能源增量项目：机制电量规模原则上参照存量平价项目机制电量规模比例（50%）以及增量项目上网电量确定。机制电价通过分类竞价形成，竞价区间暂定0.15元/千瓦时—0.262元/千瓦时。④市场化交易电量方面，上述新能源发电项目机制电量以外的电量，仍将通过市场化交易的方式组织售电。⑤增量项目考虑回收项目初始投资平均期限，执行期限10年。

2025年11月1日起，发行人接入电网企业各项目的上网电量及上网电价统一按照该方案所制定的政策执行如下：

项目类型	投运时间	机制电量	机制电价	市场化交易电量	市场化交易电价	备注
存量补贴项目	2025年6月1日前	年上网电量30%	0.25元/千瓦时	年上网电量70%	基础电价通过市场化交易竞价方式参与售电，电价补贴不受影响	1、参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行； 2、接入兵团电网的项目交易模式暂不涉及；
存量平价项目	2025年6月1日前	年上网电量50%	0.262元/千瓦时	年上网电量50%	市场化交易竞价确定	3、存量项目执行期限，取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满20年剩余年限中的较小者。增量项目考虑回收项目初始投资平均期限，执行期限10年。
增量项目	2025年6月1日后	年上网电量50%	每年竞价确定，竞价区间为0.15-0.262元/千瓦时	年上网电量50%	市场化交易竞价确定	

3、市场化交易上网电量及结算价格的确定方式和依据

发行人各项目除前述保障性收购以外的上网电量，均需通过电力交易中心参与市场化交易申报的方式组织售电。

目前，公司参与市场化交易的发电项目，主要是通过新疆电力交易中心和北京电力交易中心开展市场化交易业务。其中，新疆电力交易中心应用于疆内市场化交易，北京电力交易中心应用于省间市场化交易。报告期内，电力市场化交易主要分为三种模式：双边交易、竞价交易和挂牌交易，其中，双边交易和竞价交易主要是在新疆电力交易中心平台进行申报交易；挂牌交易主要是在北京交易中

心进行申报。无论哪种交易模式，发行人参与市场化交易的售电客户均为国网新疆电力有限公司。

市场化交易是由电网公司组织发电企业在每年末统一申报下一年度参与市场化交易电量及电价情况。各项目按月发电期间，发电企业根据实际发电量情况（少发或超发）再通过月度双边交易方式进行申报调整。

（1）双边交易

双边交易是由发电企业与用电户或代理购售电公司达成的双边定向交易。发电企业会在线下寻找购售电公司（代理购电）建立合作关系，达成合作意向后，双方确认下一年度的合同电量及平段电价，峰、尖峰、谷、深谷时段电价则按照当年新疆发改委的定价指导政策，在平段电价的基础上分别上下浮动一定比例。

双方达成协议后，购售电公司在交易平台上按照事先约定好的电量电价进行申报，发电企业进行核对确认。申报信息只有发电企业和购售电公司双方可见，除此之外，双方不会签订书面协议。

①售电公司的选择

新疆电力交易中心平台会公示符合资格的购售电公司名单，平台上所有的购售电公司均会经过新疆电力交易中心的资质审核，发行人则是根据历年合作情况优先选择熟悉的购售电公司开展双边交易合作。公司可以通过新疆电力交易平台选择在电力交易中心平台备案的购售电公司，购售电公司也可通过平台寻找具有合作意向的发电企业，双方在线下进行沟通及合作意向确认。

②交易程序

A. 由双边交易的对方即购售电公司，先行在电力交易平台上就双方达成的购售电需求量、时间段、价格等内容进行申报；

B. 发电企业在收到申报指令后，在平台操作进行“确认”，据此双方达成购售电合作的约定；

C. 根据电力交易中心每月出具结算单，对双边交易电量和电价进行确认结算，无论发电企业供电量是否达到合同约定，或购电方是否按照合同电量完全使用

（或是否完成全额代理销售），电网企业均按照电力交易平台所申报的电量和电价分别向双方进行结算。在双边交易模式下，发行人一般只对接购售电公司，不对接终端用电户。最终无论发行人是否按合同电量全额供电或交易对方购售电公司是否按合同电量全额收购使用，双方均是与电网公司独立结算电费，最终交易电量与合同电量的差异不影响电网企业与发行人之间的结算。

（2）竞价交易

由供电方即发电企业在交易平台上申报拟参与集中竞价的供电量及电价，电力交易中心平台供电量按照电价从低到高排序；交易对手方系电网公司，电网公司参与市场化交易是扮演代理购电的角色，替下游用电的工商业用户进行购电，其形式与双边交易的代理购售电公司相同，发电企业亦无法得知终端用户信息。但二者存在本质区别，一是定价机制不同，双边交易系由双方确认各时段交易电量和交易价格进行申报确认，电网公司代理购电则是通过竞价的方式确认成交价格；二是双边交易双方可约定并确认合同电量，竞价交易则是通过竞价、电量供应和需求情况撮合成交，合同电量以集合竞价的方式确认。此外，电网公司进行代理购电，仅在售电时赚取一定的输配电费，输配电费的标准由国家统一制定，不影响发行人与电网之间的成交价格。

具体撮合成交定价依据是以发电企业和电网公司申报的供电量达到需求量时，该供电量对应的价格则为成交价，价格低于成交价的部分全部按成交价达成交易，价格高于成交价的部分则未成交。在成交之前，供电方无法得知电网公司作为购电方的需求量以及最终的成交价。

（3）挂牌交易

挂牌交易通常是省间交易，按照交易规则，参与省间交易项目需在北京电力交易平台进行申报。购电方将各时段需求电量及对应电价通过北京电力交易平台发布，发电企业根据电价及自身发电成本等因素决定是否摘牌，若要摘牌，则在交易平台上申报摘牌量，经双方确认后在交易平台上形成交易结果。由于挂牌交易电量和电价确定，但发电企业的参与申报总量通常会超出需求量，对此，由电力交易中心以及电网公司根据实际供电情况进行输配电调节，最终实际成交电量按比例分配至各参与申报的发电企业。

(4) 偏差电量的结算（属于月度双边交易模式，应对每月风光资源量的不确定性，用于上网电量波动的灵活调节）

根据《新疆电力市场结算方案（修订稿）》第二十四条：“（一）发电企业的偏差电量分为超发电量和少发电量，超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用。发电企业的上调电量按照各时段月度集中竞价交易最低成交价结算，下调电量按照各时段月度集中竞价交易最高成交价结算。当月集中竞价交易某时段未成交时，采用最近一个月集中竞价交易该时段价格作为结算依据。各时段月度集中竞价交易最高、最低价为该时段内各小时成交价中的最高和最低价”。

月度实际发电时，发电企业可能会因自身原因存在少发或超发电量的情况，以少发电量为例，对于发电企业因自然资源不达预期而无法提供年度申报的合同供电量的情况下，发电企业可通过月度交易、日现货交易等方式购买部分电量或由电网企业通过电量偏差调节等方式来满足合同电量要求，《电力结算单》体现为市场化交易负电量，电网公司与供电方结算电费时，会相应地扣除该等负电量所对应的电费。其中，较为常见的为少发电量购入能量块交易，在电力交易平台上会以月度双边交易的方式公布各个时段需求方和供给方挂出的电量和电价，一般都是供需双方价格最高的前五名。在某个时段，价格合适的情况下，购售电方即可申报成交。

总体而言，对于常规市场化交易，发电企业均会根据新疆电力交易中心的通知，在上年末或当年初对本年度的售电计划在电力交易平台上进行申报。发电项目如涉及非平价优先项目的，发电企业会依据各年度优先保障小时数政策剔除所对应保障性收购电量，再对其余预期上网电量申报参与市场化交易（即双边交易、竞价交易和挂牌交易）。电力交易中心对每个月按小时分为 24 个交易日，全年对应 288 个交易日。发电企业和购电方根据约定制定一个计划发电量曲线，将参与市场化交易的合同电量和电价精确分配到每月的每个时段。在申报前，发电企业根据自身发电能力预测出下一年度的功率曲线，制定计划发电量。发电企业根据计划发电量扣除优先保障小时数对应的电量后，再扣除年度交易电量，如在年度申报预算或实际发电期间还存有电力余量，则再参加月度交易及日现货交易。

在执行过程中，发电企业的上网电量全部与电网公司进行结算。对应有合同电量的部分，电网公司与发电企业根据合同约定的电价电量进行全部结算，发电企业若出现超发或者少发的情形，电网公司则在初步结算电费的基础上增加或扣减电费。若超发或少发电量在合同约定电量的 20%之内（剔除双边交易、竞价交易、挂牌交易、月度能量块调节交易等），则超发或少发电量对应的电价为当月该省全部上网电价的平均价；若超发电量大于合同约定电量的 20%，则超发或少发电量对应的电价为当月该地区全部上网电价平均价的 80%或 120%。

据此，发电企业无论在年度申报市场化交易、月度双边交易调节时，均需尽可能接近合同电量，对于确实存在合同电量以外的超发、少发电量的情形，则由电网公司依据上网电量偏差调节，或发电企业参与能量块交易购买部分电量等方式来满足合同电量要求，以此尽量减少其与合同电量的偏差。无论上述市场化交易的何种形式，最终发电项目所对应的当月上网电量、各类型市场化交易电量和均价、电费等明细都会在《电力结算单》中体现。

4、收入构成及确认政策

综上所述，发行人各项目发电收入构成，无论是否参与市场化交易，其上网电价均是由基础电价+补贴电价（平价项目除外）两部分构成。而市场化交易仅对基础电价参与竞价产生波动，补贴电价部分并不因市场化交易而变动。

发行人在收到《电力结算单》后，基础电价部分的售电收入，是根据结算单售电量及所对应的售电价格进行计算得出，并在月度结算单体现基础电费的合计金额；涉及补贴电费的项目，则是由项目公司在取得《电力结算单》后，根据所确认的上网电量，按照项目所对应的补贴电价，计算得出补贴收入。最终由各项目公司按照基础电费、补贴电费（如有）两者合计金额，确认当期售电收入。

（二）发行人现有已并网的各项目在报告期内保障性收购和市场化交易出售的电量，以及占各年度各项目上网电量比重，2024 年风力发电市场化交易电量大幅下滑、同时光伏发电市场化交易电量大幅增加的原因。

1、发行人现有已并网的各项目在报告期内保障性收购和市场化交易出售的电量，以及占各年度各项目上网电量比重

报告期内, 发行人各并网项目在报告期内的保障性收购和参与市场化交易的电量情况如下:

单位：万千瓦时

序号	项目名称	上网电量类型	2025年1-3月			2024年			2023年			2022年		
			结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比
一、风电项目														
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场A区200MW风电项目	保障性收购	4,579.99	8.11%	51.35%	45,130.15	17.40%	113.35%	37,120.81	15.77%	83.16%	39,712.51	20.58%	85.92%
		市场化交易	4,339.12	7.68%	48.65%	-5,315.49	-2.05%	-13.35%	7,518.24	3.19%	16.84%	6,508.94	3.37%	14.08%
		上网电量合计	8,919.11	15.79%	100.00%	39,814.66	15.35%	100.00%	44,639.04	18.96%	100.00%	46,221.45	23.95%	100.00%
2	哈密新能源烟墩第七风电场A区200MW风电项目	保障性收购	5,238.34	9.28%	94.03%	44,805.66	17.27%	142.62%	24,026.83	10.20%	79.01%	26,305.20	13.63%	87.39%
		市场化交易	332.78	0.59%	5.97%	-13,389.30	-5.16%	-42.62%	6,382.47	2.71%	20.99%	3,795.24	1.97%	12.61%
		上网电量合计	5,571.11	9.87%	100.00%	31,416.36	12.11%	100.00%	30,409.30	12.91%	100.00%	30,100.44	15.60%	100.00%
3	乌鲁木齐托里新风一期49.5MW、二期49.5MW风电项目	保障性收购	2,314.74	4.10%	56.79%	12,901.02	4.97%	49.21%	15,600.10	6.63%	56.10%	6,849.40	3.55%	23.44%
		市场化交易	1,761.45	3.12%	43.21%	13,312.89	5.13%	50.79%	12,207.82	5.18%	43.90%	22,373.92	11.59%	76.56%
		上网电量合计	4,076.19	7.22%	100.00%	26,213.91	10.10%	100.00%	27,807.92	11.81%	100.00%	29,223.32	15.14%	100.00%
4	伊吾淖毛湖49.5MW风力发电项目	保障性收购	965.40	1.71%	61.92%	11,089.58	4.27%	114.28%	8,520.09	3.62%	84.77%	8,605.54	4.46%	89.71%
		市场化交易	593.78	1.05%	38.08%	-1,385.73	-0.53%	-14.28%	1,530.71	0.65%	15.23%	987.23	0.51%	10.29%
		上网电量合计	1,559.19	2.76%	100.00%	9,703.85	3.74%	100.00%	10,050.80	4.27%	100.00%	9,592.77	4.97%	100.00%
5	伊吾白石湖15MW分散式风力发电项目	保障性收购	241.84	0.43%	49.98%	1,924.66	0.74%	64.30%	2,340.20	0.99%	68.15%	1,398.98	0.72%	41.52%
		市场化交易	242.00	0.43%	50.02%	1,068.79	0.41%	35.70%	1,093.72	0.46%	31.85%	1,970.58	1.02%	58.48%

序号	项目名称	上网电量类型	2025年1-3月			2024年			2023年			2022年		
			结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比
		上网电量合计	483.84	0.86%	100.00%	2,993.45	1.15%	100.00%	3,433.92	1.46%	100.00%	3,369.56	1.75%	100.00%
6	小红山 8MW 分散式风电项目	保障性收购	296.14	0.52%	47.13%	1,032.07	0.40%	34.92%	1,247.90	0.53%	42.68%	988.16	0.51%	35.11%
		市场化交易	332.18	0.59%	52.87%	1,923.78	0.74%	65.08%	1,675.62	0.71%	57.32%	1,826.38	0.95%	64.89%
		上网电量合计	628.32	1.11%	100.00%	2,955.86	1.14%	100.00%	2,923.52	1.24%	100.00%	2,814.54	1.46%	100.00%
7	哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目	保障性收购	668.41	1.18%	41.85%	312.94	0.12%	2.32%	1,254.10	0.53%	11.02%	-	0.00%	0.00%
		市场化交易	928.69	1.64%	58.15%	13,150.38	5.07%	97.68%	10,125.76	4.30%	88.98%	117.91	0.06%	100.00%
		上网电量合计	1,597.10	2.83%	100.00%	13,463.31	5.19%	100.00%	11,379.86	4.83%	100.00%	117.91	0.06%	100.00%
8	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	保障性收购	379.05	0.67%	23.54%	256.56	0.10%	5.09%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		市场化交易	1,231.03	2.18%	76.46%	4,786.92	1.85%	94.91%	4,428.47	1.88%	100.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	1,610.07	2.85%	100.00%	5,043.48	1.94%	100.00%	4,428.47	1.88%	100.00%	-	0.00%	0.00%
9	金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目	保障性收购	1,409.23	2.50%	56.43%	556.97	0.21%	5.55%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		市场化交易	1,088.01	1.93%	43.57%	9,470.17	3.65%	94.45%	5,319.72	2.26%	100.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	2,497.24	4.42%	100.00%	10,027.14	3.87%	100.00%	5,319.72	2.26%	100.00%	-	0.00%	0.00%
10	新疆能源立新木垒 500MW 风电项目	保障性收购	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		市场化交易	1,885.14	3.34%	100.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	1,885.14	3.34%	100.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%

序号	项目名称	上网电量类型	2025年1-3月			2024年			2023年			2022年		
			结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比
11	立新能源达坂城 500MW 风电项目	保障性收购	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		市场化交易	2,176.36	3.85%	100.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	2,176.36	3.85%	100.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%

二、光伏发电项目

1	七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目	保障性收购	466.54	0.83%	100.00%	3,513.44	1.35%	100.00%	3,797.38	1.61%	100.00%	3,151.82	1.63%	100.00%
		市场化交易	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	466.54	0.83%	100.00%	3,513.44	1.35%	100.00%	3,797.38	1.61%	100.00%	3,151.82	1.63%	100.00%
2	新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目	保障性收购	245.29	0.43%	51.63%	1,568.03	0.60%	58.00%	2,379.60	1.01%	86.66%	935.70	0.48%	34.59%
		市场化交易	229.77	0.41%	48.37%	1,135.37	0.44%	42.00%	366.37	0.16%	13.34%	1,769.11	0.92%	65.41%
		上网电量合计	475.06	0.84%	100.00%	2,703.40	1.04%	100.00%	2,745.97	1.17%	100.00%	2,704.81	1.40%	100.00%
3	新疆新能源集团新风昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏并网发电项目	保障性收购	289.68	0.51%	53.77%	1,568.02	0.60%	55.58%	2,379.00	1.01%	80.63%	996.70	0.52%	34.48%
		市场化交易	249.04	0.44%	46.23%	1,253.26	0.48%	44.42%	571.64	0.24%	19.37%	1,893.74	0.98%	65.52%
		上网电量合计	538.72	0.95%	100.00%	2,821.28	1.09%	100.00%	2,950.64	1.25%	100.00%	2,890.44	1.50%	100.00%
4	哈密新风光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目	保障性收购	886.30	1.57%	44.80%	7,475.97	2.88%	98.64%	6,854.90	2.91%	85.91%	6,847.65	3.55%	89.63%
		市场化交易	1,092.23	1.93%	55.20%	103.19	0.04%	1.36%	1,124.63	0.48%	14.09%	791.84	0.41%	10.37%
		上网电量合计	1,978.53	3.50%	100.00%	7,579.16	2.92%	100.00%	7,979.53	3.39%	100.00%	7,639.49	3.96%	100.00%

序号	项目名称	上网电量类型	2025年1-3月			2024年			2023年			2022年		
			结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比									
5	哈密东南部山口哈密国投50MW光伏发电项目	保障性收购	891.35	1.58%	43.22%	7,474.37	2.88%	91.21%	7,124.98	3.03%	82.86%	7,185.17	3.72%	89.23%
		市场化交易	1,171.24	2.07%	56.78%	719.90	0.28%	8.79%	1,474.18	0.63%	17.14%	866.88	0.45%	10.77%
		上网电量合计	2,062.60	3.65%	100.00%	8,194.27	3.16%	100.00%	8,599.17	3.65%	100.00%	8,052.05	4.17%	100.00%
6	第七师胡杨河市130团60MW光伏发电项目	保障性收购	404.66	0.72%	100.00%	4,495.66	1.73%	100.00%	5,324.48	2.26%	100.00%	3,310.90	1.72%	100.00%
		市场化交易	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	404.66	0.72%	100.00%	4,495.66	1.73%	100.00%	5,324.48	2.26%	100.00%	3,310.90	1.72%	100.00%
7	新疆立新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	保障性收购	3,375.27	5.98%	94.68%	14,722.27	5.67%	97.09%	14,144.91	6.01%	97.99%	14,744.73	7.64%	99.85%
		市场化交易	189.65	0.34%	5.32%	441.06	0.17%	2.91%	290.73	0.12%	2.01%	22.40	0.01%	0.15%
		上网电量合计	3,564.92	6.31%	100.00%	15,163.33	5.84%	100.00%	14,435.64	6.13%	100.00%	14,767.12	7.65%	100.00%
8	新疆立新能源吉木萨尔二期100MW并网光伏发电项目	保障性收购	3,362.04	5.95%	94.99%	14,093.91	5.43%	97.09%	13,981.98	5.94%	98.04%	14,277.52	7.40%	99.84%
		市场化交易	177.15	0.31%	5.01%	422.18	0.16%	2.91%	279.94	0.12%	1.96%	22.24	0.01%	0.16%
		上网电量合计	3,539.19	6.27%	100.00%	14,516.09	5.60%	100.00%	14,261.92	6.06%	100.00%	14,299.75	7.41%	100.00%
9	新疆新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	保障性收购	3,513.41	6.22%	94.73%	14,870.22	5.73%	97.13%	14,369.14	6.10%	98.01%	14,694.58	7.61%	99.86%
		市场化交易	195.32	0.35%	5.27%	438.94	0.17%	2.87%	291.01	0.12%	1.99%	21.23	0.01%	0.14%
		上网电量合计	3,708.72	6.57%	100.00%	15,309.16	5.90%	100.00%	14,660.15	6.23%	100.00%	14,715.81	7.63%	100.00%
10	新疆立新能源吉木萨尔三	保障性收购	708.76	1.26%	22.55%	531.11	0.20%	3.41%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%

序号	项目名称	上网电量类型	2025年1-3月			2024年			2023年			2022年		
			结算电量	占年度上网 电量比重	本项目上 网电量占 比	结算电量	占年度上网 电量比重	本项目上 网电量占 比	结算电量	占年度上网 电量比重	本项目上 网电量占 比	结算电量	占年度上网 电量比重	本项目上 网电量占 比
	期100MW并网光伏发电项目	市场化交易	2,434.07	4.31%	77.45%	15,025.99	5.79%	96.59%	11,457.20	4.87%	100.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	3,142.83	5.57%	100.00%	15,557.10	6.00%	100.00%	11,457.20	4.87%	100.00%	-	0.00%	0.00%
11	新疆兵团第九师166团7万千瓦农光互补光伏发电项目（一期36MW、二期34MW）	保障性收购	737.93	1.31%	100.00%	3,934.38	1.52%	100.00%	2,055.93	0.87%	100.00%	-	0.00%	0.00%
		市场化交易	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	737.93	1.31%	100.00%	3,934.38	1.52%	100.00%	2,055.93	0.87%	100.00%	-	0.00%	0.00%
12	新疆立新能源吉木萨尔县30万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目（150MW）	保障性收购	2,029.24	3.59%	43.04%	1,043.70	0.40%	4.47%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		市场化交易	2,685.01	4.75%	56.96%	22,291.94	8.59%	95.53%	6,800.42	2.89%	100.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	4,714.25	8.35%	100.00%	23,335.65	8.99%	100.00%	6,800.42	2.89%	100.00%	-	0.00%	0.00%
13	吉木萨尔县北庭镇3.5MW分布式光伏发电项目	保障性收购	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		市场化交易	131.87	0.23%	100.00%	677.43	0.26%	100.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	131.87	0.23%	100.00%	677.43	0.26%	100.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
保障性收购合计			33,003.62	58.45%	-	193,300.68	74.51%	-	162,522.32	69.02%	-	150,004.56	77.73%	-
市场化交易合计			23,465.87	41.55%	-	66,131.66	25.49%	-	72,938.66	30.98%	-	42,967.61	22.27%	-
上网电量合计			56,469.49	100.00%	-	259,432.34	100.00%	-	235,460.98	100.00%	-	192,972.17	100.00%	-

2、2024 年风力发电市场化交易电量大幅下滑、光伏发电市场化交易电量大幅增加的原因

2024 年，公司市场化交易电量为 66,131.66 万千瓦时，相比 2023 年 72,938.66 万千瓦时下降 9.34%。其中，风电项目市场化交易电量为 23,622.40 万千瓦时，相比 2023 年 50,282.53 万千瓦时大幅下降；光伏项目市场化交易电量为 42,509.26 万千瓦时，相比 2023 年 22,656.13 万千瓦时大幅增长，具体分析如下：

(1) 2024 年风电项目市场化交易电量大幅减少原因

公司风电项目 2024 年市场化交易电量 23,622.40 万千瓦时，相比 2023 年 50,282.53 万千瓦时大幅减少。从装机规模来看，公司于 2023 年 4 月投运若羌米兰 50MW 风电项目、金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目均是按照新疆发改委《完善我区新能源价格机制的方案》，主要系通过市场化交易进行电力销售，这将会促进公司市场化交易电量的进一步提升；2024 年 12 月，公司新建并网木垒 500MW 风电项目未来亦会进一步提升公司市场化交易电量，但对 2024 年度未产生影响。

由本题“1、发行人现有已并网的各项目在报告期内保障性收购和市场化交易出售的电量，以及占各年度各项目上网电量比重”回复列表统计可见，公司 2024 年所正常运行的 9 项风电项目中，乌鲁木齐托里新风 99MW 风电项目、伊吾白石湖 15MW 风电项目、小红山 8MW 风电项目及哈密新风恒远、若羌米兰、金润绿原达坂城等 6 项本地消纳项目，在 2024 年市场化交易电量为 43,712.93 万千瓦时，相比 2023 年 34,851.11 万千瓦时增加了 8,861.82 万千瓦时。

但哈密三塘湖 200MW 风电项目、哈密新风能源烟墩 200MW 风电项目和伊吾淖毛湖 49.5MW 风电项目，在 2024 年市场化交易电量均为负值，合计-20,090.52 万千瓦时，相比 2023 年 15,431.42 万千瓦时，合计减少了-35,521.94 万千瓦时，这亦是导致公司风电项目市场化交易电量大幅下降的主要原因。该等“哈郑直流”发电项目出现实际上网电量低于申报电量情形，根据《<新疆电力市场结算方案

（修订稿）>补充完善条款》相关政策执行：“直流配套电源参与本通道配套外送电量执行跨区跨省规则，参与省间、省内市场的合同电量按照相应规则执行，产生的波动偏差电量电价按照《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024年修订稿）》（京电交市（2024）38号）第105条、第106条执行，具体条款如下：第105条配套电源波动偏差电量，超发电量上网侧电价采用接入省同一周期代理购电当月平均上网电价的比例N2结算，欠发电量对应送出方电价采用接入省同一周期代理购电当月平均上网电价的比例N3结算”。

就发电项目实际经营情况而言，其所生产电力全额上网，并不会形成负值，在以往年度，上网电量是由保障性收购电量、市场化交易电量两部分所组成，但随着市场化交易改革及多元化，近年电力交易模式也有所调整。上述三项市场化交易电量在2024年形成负值的“哈郑直流”疆电外送风电项目，主要是按照交易规则在2024年度申报疆电外送电量时高于其2024年实际生产的上网电量，最终由电网企业统一通过负偏差调节的方式为该等项目未实际发到的电量给予补足，而该等电网负偏差调节的电量在冲减各项目正常市场化交易电量后，导致市场化交易电量形成了负值。

“哈郑直流”疆电外送项目，需在电网组织的年度申报工作中，优先申报下一年度省间挂牌交易（新疆—河南）电量计划，并由电网企业给予确认。对于“哈郑直流”项目，省间挂牌交易是河南电网在交易平台发布下一年度的需求电量及对应电价（该电价即为发改委对“哈郑直流”项目的指导定价），发行人在综合考虑次年风资源量、弃电率情况、往年各项目上网电量等相关因素后，对省间交易电量进行摘牌申报，并由电力交易中心最终予以成交确认。在申报过程中，因成交电量、电价均已得到确认，故疆电外送电量视同于保障性收购。该等疆电外送项目涉及其他市场化交易的电量则是在实际发电过程中，如形成个别时段的富裕电量，则通过月度交易的方式进行申报交易。

然而在实际发电过程中，因风光资源量不达预期、电网负荷能力不足或检维修形成弃风弃光等因素影响，导致部分时段的实际上网电量无法达到年度申报确认的上网电量，这就需由电网企业和电力交易中心通过调度及负偏差调节等方式，

对发电项目未实现的上网电量进行调整，并纳入市场化交易电量的方式进行弥补；同理，当实际上网电量超过申报电量时，电网企业则会对其进行超发电量的正偏差调节。

发行人在下表列示了三项“哈郑直流”风电项目在 2024 年度保障性收购电量申报情况、市场化交易电量情况以及由电网企业对各项目实际上网电量与申报电量的负偏差调节情况。以哈密三塘湖 200MW 风电项目为例，该项目在 2024 年申报疆电外送保障性收购电量即电网公司优先做出成交确认结算的上网电量为 45,130.15 万千瓦时，本项目通过月度交易正常参与市场化交易电量为 1,280.61 万千瓦时，但当年受风资源情况、电网调度等因素影响，本项目 2024 年实际上网电量仅为 39,814.66 万千瓦时。剔除正常参与市场化交易电量外，本项目实际上网电量与申报省间挂牌交易电量存在-6,596.10 万千瓦时的差额，该差额则由电网企业及电力交易中心通过负偏差调节的方式进行调整，并在《电力结算单》中体现电量、电价和金额，该等负偏差调整电量计入市场化交易类别，在冲抵其他正常市场化交易电量后，这就造成了市场化交易电量在当年形成了负值。

单位：万千瓦时

项目	2024 年实际上网电量	“哈郑直流”保障性收购申报疆电外送经确认电量	2024 年市场化交易电量		
			正常市场化交易电量	为弥补申报不足负偏差调节电量	合计
哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	39,814.66	45,130.15	1,280.61	-6,596.10	-5,315.49
哈密新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	31,416.36	44,805.66	294.57	-13,683.87	-13,389.30
伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	9,703.85	11,089.58	539.22	-1,924.95	-1,385.73

综上所述，公司 2024 年度风电项目的市场化交易电量大幅下降，主要还是受“哈郑直流”三个项目的上网电量申报与实际上网电量发生偏差所导致，但并不会影响电网企业与项目公司按照实际上网电量进行电费结算，《电力结算单》仍是以项目本身的实际上网电量、实际交易收入进行列示，不会对公司的收入确认产生影响。

(2) 2024 年光伏项目市场化交易电量大幅增长原因

公司光伏项目 2024 年市场化交易电量 42,509.26 万千瓦时，相比 2023 年 22,656.13 万千瓦时大幅增长。由本题“1、发行人现有已并网的各项项目在报告期内保障性收购和市场化交易出售的电量，以及占各年度各项目上网电量比重”列表回复可见，其中，光伏项目因“新疆立新能源吉木萨尔县 30 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目”于 2023 年 6 月并网后，该项目按照规则主要参与市场化交易，在 2024 年实现市场化交易售电 22,291.94 万千瓦时，相比 2023 年 6,800.42 万千瓦时增长 15,491.52 万千瓦时，是导致光伏项目市场化交易电量大幅上涨的主要原因。

其他新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目等本地消纳光伏项目，其上网电量总体保持稳定，因新疆发改委对光伏优先保障性收购发电小时数政策调整，由 2023 年优先收购 1,220 小时调整为 2024 年 800 小时，导致该等本地消纳项目参与市场化交易比重整体呈增长趋势。

综上所述，发行人光伏项目市场化交易电量在 2024 年度大幅提升，主要是受新并网项目参与市场化交易增长以及存量项目受政策影响导致市场化交易提升等因素所致。

(三) 报告期内市场化交易上网均价持续下滑的原因，与同行业可比公司变动趋势是否一致。

经统计，报告期内，公司各参与市场化交易项目的收入情况及构成如下：

单位：万千瓦时、万元、元/千瓦时

序号	项目名称	市场化交易收入结构	2025年1-3月			2024年			2023年			2022年		
			市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价
一、风电项目														
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	竞价收入	4,339.12	1,021.62	0.24	-5,315.49	-1,111.52	0.21	7,518.24	2,399.47	0.32	6,508.94	937.44	0.14
		补贴收入		1,267.18	0.29		-1,552.31	0.29		2,195.59	0.29		1,900.84	0.29
		合计		2,288.79	0.53		-2,663.83	0.50		4,595.07	0.61		2,838.28	0.44
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	竞价收入	332.78	153.29	0.46	-13,389.30	-2,867.81	0.21	6,382.47	2,066.50	0.32	3,795.24	505.54	0.13
		补贴收入		97.18	0.29		-3,910.15	0.29		1,863.91	0.29		1,108.34	0.29
		合计		250.47	0.75		-6,777.96	0.51		3,930.40	0.62		1,613.88	0.43
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	竞价收入	1,761.45	376.36	0.21	13,312.89	2,778.21	0.21	12,207.82	2,525.22	0.21	22,373.92	3,915.17	0.17
		补贴收入		405.29	0.23		3,063.14	0.23		2,808.88	0.23		5,147.98	0.23
		合计		781.65	0.44		5,841.35	0.44		5,334.10	0.44		9,063.15	0.41
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	竞价收入	593.78	153.73	0.26	-1,385.73	-333.03	0.24	1,530.71	534.15	0.35	987.23	133.44	0.14
		补贴收入		68.31	0.12		-159.42	0.12		176.10	0.12		113.58	0.12
		合计		222.05	0.37		-492.45	0.36		710.25	0.46		247.01	0.25
5	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	竞价收入	242.00	50.00	0.21	1,068.79	241.22	0.23	1,093.72	200.40	0.18	1,970.58	329.29	0.17
		补贴收入		27.84	0.12		122.96	0.12		125.83	0.12		226.70	0.12
		合计		77.84	0.32		364.18	0.34		326.23	0.30		556.00	0.28
6	小红山 8MW 分散式风电项目	竞价收入	332.18	63.92	0.19	1,923.78	428.19	0.22	1,675.62	349.18	0.21	1,826.38	328.73	0.18
		补贴收入		38.21	0.12		221.32	0.12		192.77	0.12		210.11	0.12
		合计		102.13	0.31		649.51	0.34		541.95	0.32		538.85	0.30
7	哈密新风恒远十三间房	竞价收入	928.69	202.96	0.22	13,150.38	2,716.57	0.21	10,125.76	2,240.75	0.22	117.91	27.10	0.23

序号	项目名称	市场化交易收入结构	2025年1-3月			2024年			2023年			2022年		
			市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价
	风电场一期49.5MW项目	补贴收入		-	-		-	-		-	-		-	-
		合计		202.96	0.22		2,716.57	0.21		2,240.75	0.22		27.10	0.23
8	新疆立新能源若羌县米兰50MW风电项目	竞价收入	1,231.03	285.60	0.23	4,786.92	952.21	0.20	4,428.47	979.99	0.22		-	-
		补贴收入		-	-		-	-		-	-		-	
		合计		285.60	0.23		952.21	0.20		979.99	0.22		-	-
9	金润绿原达坂城49.5MW分散式风电项目	竞价收入	1,088.01	240.26	0.22	9,470.17	1,813.42	0.19	5,319.72	1,103.42	0.21		-	-
		补贴收入		-	-		-	-		-	-		-	
		合计		240.26	0.22		1,813.42	0.19		1,103.42	0.21		-	-
10	新疆能源立新木垒500MW风电项目	竞价收入	1,885.14	437.20	0.23		-	-		-	-		-	-
		补贴收入		-	-		-	-		-	-		-	
		合计		437.20	0.23		-	-		-	-		-	
11	立新能源达坂城500MW风电项目	竞价收入	2,176.36	498.85	0.23		-	-		-	-		-	-
		补贴收入		-	-		-	-		-	-		-	
		合计		498.85	0.23		-	-		-	-		-	

二、光伏项目

1	新疆新能源(集团)新风昌吉阜康20MW光伏并网发电项目	竞价收入	229.77	8.12	0.04	1,135.37	49.35	0.04	366.37	-15.18	-0.04	1,769.11	263.44	0.15
		补贴收入		152.50	0.66		753.57	0.66		243.16	0.66		1,174.19	0.66
		合计		160.63	0.70		802.91	0.71		227.97	0.62		1,437.63	0.81
2	新疆新能源集团新风昌吉州吉木萨尔20MW光伏并网发电项目	竞价收入	249.04	7.12	0.03	1,253.26	59.20	0.05	571.64	21.17	0.04	1,893.74	328.36	0.17
		补贴收入		154.27	0.62		776.35	0.62		354.11	0.62		1,173.11	0.62
		合计		161.39	0.65		835.55	0.67		375.28	0.66		1,501.47	0.79

序号	项目名称	市场化交易收入结构	2025年1-3月			2024年			2023年			2022年		
			市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价
3	哈密新风光十三师红星二场50MW光伏发电项目	竞价收入	1,092.23	142.82	0.13	103.19	-12.50	-0.12	1,124.63	310.65	0.28	791.84	128.57	0.16
		补贴收入		628.27	0.58		59.36	0.58		646.91	0.58		455.48	0.58
		合计		771.10	0.71		46.86	0.45		957.56	0.85		584.05	0.74
4	哈密东南部山口哈密国投50MW光伏发电项目	竞价收入	1,171.24	157.18	0.13	719.90	81.78	0.11	1,474.18	397.48	0.27	866.88	136.19	0.16
		补贴收入		673.72	0.58		414.10	0.58		847.98	0.58		498.65	0.58
		合计		830.90	0.71		495.88	0.69		1,245.46	0.84		634.84	0.73
5	新疆立新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	竞价收入	189.65	41.96	0.22	441.06	81.33	0.18	290.73	64.06	0.22	22.40	1.59	0.07
		补贴收入		25.18	0.13		58.55	0.13		38.59	0.13		2.97	0.13
		合计		67.13	0.35		139.88	0.32		102.66	0.35		4.56	0.20
6	新疆立新能源吉木萨尔二期100MW并网光伏发电项目	竞价收入	177.15	39.19	0.22	422.18	75.75	0.18	279.94	60.90	0.22	22.24	1.58	0.07
		补贴收入		23.52	0.13		56.04	0.13		37.16	0.13		2.95	0.13
		合计		62.71	0.35		131.79	0.31		98.06	0.35		4.54	0.20
7	新疆新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	竞价收入	195.32	43.21	0.22	438.94	81.54	0.19	291.01	64.57	0.22	21.23	1.52	0.07
		补贴收入		25.93	0.13		58.27	0.13		38.63	0.13		2.82	0.13
		合计		69.14	0.35		139.81	0.32		103.20	0.35		4.34	0.20
8	新疆立新能源吉木萨尔三期100MW并网光伏发电项目	竞价收入	2,434.07	382.33	0.16	15,025.99	2,643.84	0.18	11,457.20	2,246.94	0.20	-	-	-
		补贴收入		-	-		-	-		-	-		-	-
		合计		382.33	0.16		2,643.84	0.18		2,246.94	0.20		-	-
9	新疆立新能源吉木萨尔县30万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示	竞价收入	2,685.01	363.84	0.14	22,291.94	3,913.95	0.18	6,800.42	1,260.25	0.19	-	-	-
		补贴收入		-	-		-	-		-	-		-	-
		合计		363.84	0.14		3,913.95	0.18		1,260.25	0.19		-	-

序号	项目名称	市场化交易收入结构	2025年1-3月			2024年			2023年			2022年		
			市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价
	范项目（150MW）													
10	吉木萨尔县北庭镇3.5MW分布式光伏发电项目	竞价收入	131.87	35.34	0.27	677.43	182.01	0.27		-	-		-	-
		补贴收入		-	-		-	-		-	-			
		合计		35.34	0.27		182.01	0.27		-	-		-	-
市场化交易竞价（标杆电价）收入				4,704.90	0.20		11,773.71	0.18		16,809.92	0.23		7,037.95	0.16
市场化交易补贴部分收入		23,465.87		3,587.40	0.15	66,131.66	-38.23	-0.00	72,938.66	9,569.62	0.13	42,967.61	12,017.73	0.28
市场化交易合计（含补贴）				8,292.31	0.35		11,735.48	0.18		26,379.54	0.36		19,055.68	0.44

注：公司七师五五工业园奎屯金太阳 30MW 光伏发电项目、第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目、第九师 166 团 70MW 光伏发电项目三项接入兵团电网的本地消纳光伏发电项目未参与市场化交易。

1、说明报告期内市场化交易上网均价持续下滑的原因

由上表统计可见，报告期内，公司市场化交易均价（含补贴）分别为 0.44 元/千瓦时、0.36 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时和 0.35 元/千瓦时，该均价计算包含了补贴影响。根据前述回复，市场化交易仅以基础电价（标杆电价）作为交易竞价参与市场化交易申报，实质并不会对补贴部分产生影响。这由上表统计，亦可看出参与市场化交易含补贴项目的补贴收入均价在报告期内均未发生变化，且与各项目适用的补贴政策相一致。

2022 年以后，公司新建并网的哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 风电项目、新疆立新能源吉木萨尔三期 100MW 光伏发电项目等平价上网项目均不再享有补贴，该等项目均是按照新疆发改委发布的《完善我区新能源价格机制的方案》（新发改能价[2022]185 号），全额参与市场化交易的方式进行电力销售，且目标上网电价 0.262 元/千瓦时（不含税价格 0.2319 元/千瓦时），未达到 0.262 元/千瓦时，则根据年度市场化交易均价情况，在触发特定条件下，由电网企业给予补助。

总体而言，由于 2022 年参与市场化交易项目主要为含补贴项目，该等项目补贴金额较高，而市场化交易并不对补贴电价产生影响，从而使当年度市场化交易均价处于 0.44 元/千瓦时的高位。随着 2022 年以后平价项目投产并参与市场化交易电量越来越多，且该等项目均价以 0.2319 元/千瓦时（不含税）为参考目标价，仍大幅低于 2022 年含补贴项目的市场化交易均价，从而整体拉低了市场化交易整体均价。

综上，市场化交易均价的整体水平持续降低具有合理性。

2、市场化交易均价下滑原因的具体分析

市场化交易电价主要由两部分构成，即基础电价（通过市场化竞价确定）、享受补贴政策的补贴电价（如有）。由上表统计可见，市场化交易并不会对补贴

部分产生影响，仅是对基础电价参与竞价，享有补贴项目在报告期内的补贴均价均未发生变化，且与各项目所适用的补贴政策标准不存在偏离情况。

基础电价部分，该部分电价是以新疆本地脱硫燃煤标杆电价 0.25 元/千瓦时为基础，或平价项目参考 0.262 元/千瓦时目标电价为基础，以此标准参与各市场化交易申报中，通常而言市场化交易均价整体低于以上基础电价或目标电价，但市场化交易受用电时段不同，在单项分时段申报时亦有可能高于脱硫燃煤标杆电价。故其造成电价波动具有合理性。

为更有效对比，在本题回复统计表合计中，发行人进一步区分了竞价部分的均价变动情况，虽然报告期内市场化交易均价由 0.44 元/千瓦时降低至 0.35 元/千瓦时，但剔除补贴影响后，报告期内基础电价（竞价电价）的交易均价分别为 0.16 元/千瓦时、0.23 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时和 0.20 元/千瓦时，其电价波动符合市场化交易特征。

需说明的是，根据《完善我区新能源价格机制的方案》内容，平价发电项目的目标上网电价 0.262 元/千瓦时，但新建项目必须满足“①疆内实际交易电价低于市场均价（按年度直接交易均价），按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持；②疆内实际交易电价高于市场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持”两项条件其中之一后，方可触发电网企业的发电补助。该补助与补贴不同，一是并非由可再生能源发展基金补贴，而是由地方电网企业按照触发条件予以结算的补助费用；二是该政策并非定价补助，即并非以 0.262 元/千瓦时的目标价格进行差额补助，而是要综合考虑疆内实际市场化交易电价的整体情况，再给予补助。从条款解释来看，该政策一是为保证发电企业的合理效益，促进企业对可再生能源发电项目的投资意愿；二是为了防止平价项目在市场化交易期间，形成过度无序的恶性竞争。

此外，上表所列示哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目等三项“哈郑直流”风电项目市场化交易电量以及市场化交易收入为负值，主要是因为该等项目通过市场化交易购电的方式弥补申报疆电外送保障性电量不足的部

分，具体分析请参见本题“（二）”之“2、2024年风力发电市场化交易电量大幅下滑、光伏发电市场化交易电量大幅增加的原因”之回复。

综上所述，发行人报告期内市场化交易上网均价 0.44 元/千瓦时、0.36 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时和 0.35 元/千瓦时，整体出现持续下滑主要是因平价项目参与市场化交易均价较低所导致；在剔除补贴影响后，报告期内发行人参与市场化交易的基础电价均价分别为 0.16 元/千瓦时、0.23 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时和 0.20 元/千瓦时，仅呈现波动趋势，变动具有合理性。

3、市场化交易上网均价持续下滑与同行业可比公司变动趋势一致

发行人经查阅同行业可比公司公开披露信息显示：

（1）太阳能（000591.SZ）公开披露公告显示，其投建的中节能太阳能吉木萨尔县 15 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目（与发行人“中节能太阳能、新疆立新能源吉木萨尔县 30 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目”属同一批复项目）在 2024 年 1-9 月参与市场化交易的平均电价为 0.19 元/千瓦时（不含税）。这与发行人在上表所列光伏项目第 9 项“新疆立新吉木萨尔县 30 万千瓦‘光伏+储能’一体化清洁能源示范项目”（发行人与太阳能分别建设 150MW）2023-2024 年度市场化交易均价 0.19 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时不存在较大差异。

太阳能公司公告披露，公司 2023、2024 年度参与市场化交易的平均电价为 0.2489 元/千瓦时、0.2172 元/千瓦时（该电价不含补贴，公司参加市场化交易的含补贴电站仍享有补贴，按补贴政策执行），未披露 2022 年度及以前市场化交易均价。与发行人 2023、2024 年度市场化交易均价（不含补贴）0.23 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时的下降趋势一致，但发行人市场化交易均价低于太阳能公司，主要是因二者项目所在地不同的差异所致。

（2）嘉泽新能（601619.SH）公告显示，其 2022-2024 年度市场化交易售电均价（含补贴）分别为 0.50 元/千瓦时、0.48 元/千瓦时和 0.48 元/千瓦时，整体呈下降趋势，但相对稳定。主要是因嘉泽新能在 2022-2024 年度风电装机规模

相对稳定，分别为 1,926MW、2,032MW、2,282.12MW，因其公示市场化交易均价含有补贴，故整体市场化交易均价降幅较小。

发行人在 2022-2025 年 3 月市场化交易均价（含补贴）分别为 0.44 元/千瓦时、0.36 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时和 0.35 元/千瓦时，系因发行人在 2022-2025 年 3 月期间累计新增并网规模 1,472.5MW 的平价项目主要是参与市场化交易，该等平价项目将直接降低公司市场化交易均价（含补贴）水平。2021 年末，公司总装机规模 1,101.5MW，其中，仅 162MW 项目全面参与市场化交易，其余 849.5MW 疆电外送项目仅少量参与市场化交易，90MW 接入兵团电网项目并不参与市场化交易。由此分析，发行人 2022 年度市场化交易均价 0.44 元/千瓦时主要为含补贴项目参与市场化交易的竞价水平，略低于嘉泽新能同期 0.50 元/千瓦时价格水平，二者在当期具有可比性。发行人至 2025 年 3 月市场化交易均价（含补贴）大幅降低至 0.35 元/千瓦时，主要是因在此期间新建无补贴项目全面参与市场化交易，导致公司市场化交易均价的综合水平出现大幅下降。

除上述信息外，其他同行业可比上市公司并未在年度报告等公开资料中披露市场化交易均价情况。

（四）结合报告期内上网电价（分标杆电价及补贴电价）的确定及调整依据，发行人上网电价的变化情况，主营业务成本构成及变动情况，说明发行人主营业务毛利率逐年下降的主要原因及合理性，与同行业公司比较是否存在重大差异。

1、主营业务毛利率总体情况

报告期内，公司主营业务毛利率分别为 59.42%、58.29%、48.75%及 42.71%，逐年下降。发行人主营业务毛利率主要取决于风力发电和光伏发电业务的毛利率变动和产品销售收入结构的变化。报告期内，风力发电和光伏发电业务收入合计占主营业务收入的比例均在 95%以上，毛利率贡献率合计亦均保持在 95%以上，业务结构相对稳定，具体情况如下表：

单位：%

项目	2025年1-3月			2024年度			2023年度			2022年度		
	毛利率	收入占比	毛利率贡献率									
风力发电	48.56	54.84	62.34	54.03	55.55	61.57	59.62	58.86	60.22	62.51	60.06	63.19
光伏发电	33.63	41.78	32.90	42.03	43.82	37.78	56.35	40.80	39.45	54.74	39.89	36.75
购售电业务	59.63	3.21	4.48	41.98	0.47	0.41	50.01	0.22	0.19	68.22	0.05	0.06
运维服务	68.08	0.17	0.28	75.78	0.15	0.24	76.06	0.11	0.15	-	-	-
主营业务	42.71	100.00	100.00	48.75	100.00	100.00	58.29	100.00	100.00	59.42	100.00	100.00

注：毛利率贡献率=某类业务收入占比×该类业务毛利率/主营业务毛利率

2、风力发电业务毛利率变动分析

报告期内，公司风力发电毛利率分别为 62.51%、59.62%、54.03%及 48.56%，风力发电毛利率 2023 年较上年下降 2.89%，2024 年较 2023 年下降 5.59%，主要原因系平价发电项目所销售电量占比逐步提升，使得风力发电平均上网电价的下降所致。2025 年 1-3 月较 2024 年下降 5.47%，主要原因系因风资源季节性分布特点，导致的 1 季度发电设备平均利用小时数相较二三季度低，而发电业务成本主要系折旧费用，各个季度分布较为均匀，使得单位成本较 2024 年上升 11.01% 所致。

报告期内，公司风力发电平均上网电价、单位成本及毛利率的变化见下表：

单位：MW、万元、元/kWh

项目	2025年1-3月		2024年度		2023年度		2022年度
	数额	变动	数额	变动	数额	变动	数额
期末装机容量	1,720.50	40.97%	1,220.50	69.40%	720.50	16.02%	621.00
营业收入	11,633.97	-	53,576.26	-7.34%	57,821.46	9.27%	52,914.56
营业成本	5,984.51	-	24,626.54	5.49%	23,345.82	17.70%	19,835.12
上网电量	31,003.66	-	141,632.01	0.88%	140,392.55	15.61%	121,439.98
平均上网电价	0.375	-0.80%	0.378	-8.15%	0.412	-5.48%	0.436
单位成本	0.193	11.01%	0.174	4.56%	0.166	1.81%	0.163
平均利用小时数	187.97	-	2,044.51	-4.04%	2,130.50	-3.33%	2,203.82
毛利率	48.56%	-5.47%	54.03%	-5.59%	59.62%	-2.89%	62.51%

注：平均上网电价为不含税价格，平均上网电价=营业收入/上网电量；单位成本=营业成本/上网电量。

(1) 平均上网电价分析

平均上网电价方面，报告期各期，发行人风力发电补贴项目及平价项目平均上网电价情况如下表：

单位：元/千瓦时、%

项目	2025年1-3月		2024年		2023年		2022年	
	平均电价	电量占比	平均电价	电量占比	平均电价	电量占比	平均电价	电量占比
补贴项目	0.459	68.50	0.428	79.85	0.451	84.95	0.436	99.90
其中：补贴电费	0.267		0.253		0.253			
标杆电费	0.192		0.174		0.198			
平价项目	0.193	31.50	0.183	20.15	0.188	15.05	0.230	0.10
风力发电业务平均上网电价	0.375	100.00	0.378	100.00	0.412	100.00	0.436	100.00

报告期各期风力发电业务平均上网电价分别为 0.436 元/千瓦时、0.412 元/千瓦时、0.378 元/千瓦时及 0.375 元/千瓦时，持续下降，具体分析如下：

①平价项目上网电量比逐年提升，导致风力发电业务整体平均上网电价逐年下降

根据《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），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。报告期内，发行人新增并网风力发电项目均为平价项目，不再享受补贴。故2022年末哈密新风恒远十三间房49.5MW风电项目并网发电，2023年新疆立新能源若羌县米兰50MW风电项目、金润绿原达坂城49.5MW分散式风电项目并网发电，上述项目均为平价上网项目，不再享受新能源发电补贴。

报告期内，发行人风力发电补贴项目装机容量为571.50MW，保持不变。报告期各期末，平价项目装机容量分别为49.50MW、149.00MW、649.00MW及1,149.00MW，占风力发电装机容量的比例分别为7.97%、20.68%、53.17%及66.78%。

随着平价项目装机容量占比的提升，报告期内，平价项目上网电量分别为 117.91 万千瓦时、21,128.05 万千瓦时、28,533.93 万千瓦时及 9,765.90 万千瓦时，占风力发电业务上网电量的比例分别为 0.10%、15.05%、20.15%及 31.50%。报告期各期，平价项目平均电价分别为 0.230 元/千瓦时、0.188 元/千瓦时、0.183 元/千瓦时及 0.193 元/千瓦时，大幅低于补贴项目平均电价，故随着平价项目上网电量比逐年提升，风力发电业务整体平均电价逐年下降。

报告期各期，发行人风力发电补贴项目及平价项目期末装机容量及上网电量情况如下表：

单位：MW、万千瓦时、%

项目	2025年1-3月		2024年		2023年		2022年	
	数量	占比	数量	占比	数量	占比	数量	占比
期末装机容量	1,720.50	100.00	1,220.50	100.00	720.50	100.00	621.00	100.00
其中：补贴项目	571.50	33.22	571.50	46.83	571.50	79.32	571.50	92.03
平价项目	1,149.00	66.78	649.00	53.17	149.00	20.68	49.50	7.97
上网电量	31,003.66	100.00	141,632.01	100.00	140,392.55	100.00	121,439.98	100.00
其中：补贴项目	21,237.76	68.50	113,098.07	79.85	119,264.50	84.95	121,322.07	99.90
平价项目	9,765.90	31.50	28,533.93	20.15	21,128.05	15.05	117.91	0.10

②补贴项目平均电价受市场化交易的影响存在波动

补贴项目平均电价包括补贴电价和标杆电价，标杆电费平均电价受保障性收购及市场化交易上网电量占比、电价影响。报告期内，发行人风力发电补贴项目平均电价分别为 0.436 元/千瓦时、0.451 元/千瓦时、0.428 元/千瓦时及 0.459 元/千瓦时，存在波动，主要系补贴电费平均电价保持稳定，而标杆电费中保障性收购平均上网电价保持相对稳定，标杆电费平均电价因市场化交易电价的波动、各类型项目市场化交易电量占比的变化而存在波动。

A. 风力发电补贴项目补贴电费平均上网电价保持稳定

发行人风力发电补贴项目上网电价主要由当地的脱硫燃煤标杆电价和可再生能源补贴电价构成，系国家主管价格部门制定。报告期内，发行人风力发电补

贴项目补贴电费的平均上网电价分别为 0.254 元/千瓦时、0.253 元/千瓦时、0.253 元/千瓦时及 0.267 元/千瓦时，保持稳定，存在小微波动，主要系补贴项目适用的补贴电价存在差异，各项目上网电量占补贴项目总体上网电量的占比存在波动，符合补贴电价的定价政策。

B. 风力发电补贴项目标杆电费中保障性收购平均上网电价相对稳定

报告期内，发行人风电补贴项目标杆电费中保障性收购平均电价分别为 0.196 元/千瓦时、0.203 元/千瓦时、0.205 元/千瓦时及 0.207 元/千瓦时，相对稳定。2022 年至 2024 年平均电价持续小幅提升的原因系报告期内保障性收购电量中本地消纳的补贴项目标杆电费上网电价保持稳定，而保障性收购电量中“哈郑直流”疆电外送补贴项目标杆电费上网电价略微提升所致。2025 年 1-3 月平均电价提升的原因系保障性收购电量中“哈郑直流”疆电外送补贴项目标杆电费上网电价较 2024 年保持不变，上网电量占比下降所致，具体分析如下：

报告期内，本地消纳的补贴项目标杆电费中保障性收购电量所依据的脱硫燃煤标杆电价为 0.221 元/千瓦时（不含税），保障性收购电量中本地消纳的补贴项目占比分别为 11.01%、21.59%、13.57%及 20.92%。

报告期内，“哈郑直流”疆电外送项目保障性收购电量占风电补贴项目保障性收购电量的比例分别为 88.99%、78.41%、86.43%及 79.08%，占比较高。报告期内，“哈郑直流”疆电外送项目保障性收购平均电价分别为 0.193 元/千瓦时、0.198 元/千瓦时、0.203 元/千瓦时及 0.203 元/千瓦时，2022 年至 2024 年持续小幅提升，原因系根据新疆发改委 2021 年 8 月发布的《关于做好“哈郑直流”配套电源电费结算的通知》，明确自 2021 年 7 月 1 日起，“哈郑直流”配套新能源上网电价按 0.193 元/千瓦时（不含税）执行，2023 年 1 月 1 日-2025 年 12 月 31 日期间，配套新能源年落地电量 100 亿千瓦时以内部分的上网电价继续按 0.193 元/千瓦时（不含税）执行，100 亿千瓦时以上部分的上网电价按 0.203 元/千瓦时执行。

C. 风力发电补贴项目标杆电费中市场化交易平均上网电价波动较大

报告期各期，发行人风力发电补贴项目标杆电费平均上网电价分别为 0.182 元/千瓦时、0.198 元/千瓦时、0.174 元/千瓦时及 0.192 元/千瓦时，出现一定的波动，主要系“哈郑直流”疆电外送项目参与市场化交易电量占比及市场化交易均价波动较大所致。报告期内，发行人风电补贴项目市场价交易均价分别为 0.164 元/千瓦时、0.266 元/千瓦时、0.228 元/千瓦时及 0.239 元/千瓦时。参与市场化交易电量分别为 37,462.28 万千瓦时、30,408.58 万千瓦时、-3,785.06 万千瓦时及 7,601.30 万千瓦时，占风电补贴项目上网电量的比例分别为 30.88%、25.50%、-3.35%及 35.79%。

本地消纳的风电补贴项目市场化交易均价分别为 0.175 元/千瓦时、0.205 元/千瓦时、0.211 元/千瓦时及 0.210 元/千瓦时，参与市场化交易电量占风电补贴项目上网电量的比例分别为 21.57%、12.56%、14.42%及 11.00%，本地消纳风电补贴项目市场化交易电量占比较低，市场化交易电价波动较小；“哈郑直流”疆电外送项目市场价交易均价分别为 0.140 元/千瓦时、0.324 元/千瓦时、0.215 元/千瓦时及 0.252 元/千瓦时，参与市场化交易电量分别为 11,291.41 万千瓦时、15,431.42 万千瓦时、-20,090.52 万千瓦时及 1,328.64 万千瓦时，占风电业务补贴项目上网电量的比例分别为 9.31%、12.94%、-17.76%及 24.79%，“哈郑直流”疆电外送项目市场价交易均价及市场化交易电量占比波动均较大。

2024 年市场化交易电量为负值的原因系“哈郑直流”疆电外送项目哈密三塘湖 200MW 风电项目、哈密新风能源烟墩 200MW 风电项目和伊吾淖毛湖 49.5MW 风电项目，在 2024 年市场化交易电量均为负值，合计-20,090.52 万千瓦时，相比 2023 年 15,431.42 万千瓦时，合计减少了-35,521.94 万千瓦时所致。同时 2024 年“哈郑直流”疆电外送项目市场化交易均价为 0.215 元/千瓦时，高于保障性收购价格 0.20 元/千瓦时，即外购电价高于卖出电价，拉低了风电补贴项目总体上网均价。市场化交易为负的具体情况参见本回复问题三之（二）之“2、2024 年风力发电市场化交易电量大幅下滑、光伏发电市场化交易电量大幅增加的原因”相关内容。

③平价项目平均上网电价因参与市场化交易存在波动

报告期内，发行人平价风电项目主要系通过市场化交易的方式进行消纳，市场化交易电量占比分别为 100.00%、94.06%、96.05%及 74.84%。报告期内，发行人风电业务平价项目平均电价分别为 0.230 元/千瓦时、0.188 元/千瓦时、0.183 元/千瓦时及 0.193 元/千瓦，2022 年并网平价风电项目主要系哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目，2022 年该项目处于设备调试阶段，仅于 2022 年 12 月产生 27.10 万元的调试电量电费，不具有代表性。2023 年、2024 年及 2025 年 1-3 月，发行人平价风电项目受市场化交易电价波动影响，呈现波动。

除市场化交易电价一般低于目标电价其存在波动因素对风电业务平均电价产生影响这一主要原因外，发电项目因运行考核及接受调峰辅助服务等费用扣减，增加了风电项目的平均上网电价低于目标电价的幅度。

项目运行考核及接受调峰辅助服务等费用扣减主要包括辅助服务费用、电采暖分摊费用及“两个细则”考核费用，该等费用是依据电网企业或其他主管部门相关政策规则，对于服务发电企业在生产过程中所收取或分摊的相关费用，最终在结算单中冲减当月售电收入。扣减金额受新疆电网整体运行情况、参与电力市场主体的结构情况以及发行人单个发电项目的电站运行及计划执行偏差情况等多种因素影响。

辅助服务费用主要是指为了保障电网安全稳定运行，平衡电力供需，减少弃风弃光，火电、热电等稳定电源利用发电的稳定性参与调峰、调谷及根据电网调度指令，快速启动或停运机组，以应对电力系统突发需求或故障，并按照相关规则收取服务费用。电网企业按发电量比例将服务费用分摊至包括新能源发电企业在内的接受服务的发电企业。

电采暖分摊费用系新疆为支持清洁供暖而设立的电网成本补偿机制。依据《自治区发展改革委关于完善我区电采暖电价政策有关事宜的通知》等政策规定，电网企业为保障居民用电价格稳定产生的新增损益，按国家规定由工商业用户分摊或分享，资金用途为补贴电网调峰成本、电采暖电价优惠等。根据《新疆电网采暖季电供暖交易差额电费分摊方案》当电采暖实际用电量大于交易成交电量时，

按月计算电采暖差额分摊电费，在所有疆内新能源企业（不含特许权、扶贫、光热项目）中通过差额电费方式逐月平均分摊。

“两个细则”即《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》和《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，“两个细则”考核费用系在新疆电力市场中，对发电企业进行发电机组运行稳定性、调频调压能力、计划执行偏差等内容进行考核，如涉及相关事项，则会对发电企业在售电结算时予以扣款。

综上，报告期内，发行人风电业务平均电价总体呈现下降趋势，2023年平均电价为0.412元/千瓦时，较2022年下降5.48%，主要原因系平价项目上网电量占比由0.10%提升至15.05%，且平价项目平均电价显著低于补贴项目。2024年平均电价为0.378元/千瓦时，较2023年下降8.15%，主要原因系补贴项目平均电价因市场化交易均价下降因素由0.451元/千瓦时下降至0.428元/千瓦时，同时平价项目上网电量占比由15.05%提升至20.15%所致。2025年1-3月平均电价为0.375元/千瓦时，与2024年保持相对稳定。

（2）营业成本构成及单位成本变动分析

报告期内，立新能源风力发电业务营业成本构成如下表：

单位：万元，%

项目	2025年1-3月		2024年度		2023年度		2022年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
折旧	4,902.54	81.92	19,518.86	79.26	17,588.46	75.34	15,738.60	79.35
人工	210.56	3.52	618.93	2.51	487.35	2.09	546.81	2.76
安全生产及运行维护费	506.92	8.47	2,716.89	11.03	2,883.71	12.35	2,462.07	12.41
其他	364.49	6.09	1,771.86	7.19	2,386.30	10.22	1,087.64	5.48
合计	5,984.51	100.00	24,626.54	100.00	23,345.82	100.00	19,835.12	100.00

报告期各期，公司风电业务营业成本分别为19,835.12万元、23,345.82万元、24,626.54万元和5,984.51万元。公司风力发电业务营业成本主要包括风机、变电设备、储能设备、房屋建筑物的折旧费用、人工薪酬、安全生产及运行维护费等，其中折旧占主要部分，报告期各期公司风力发电折旧费用占风力发电

营业成本的比例分别为 79.35%、75.34%、79.26%及 81.92%。

报告期内，立新能源风力发电项目装机规模有所增加，其中 2022 年新增并网装机规模 49.50MW，2023 年新增并网装机规模 99.50MW，2024 年新增并网装机规模 500MW。2023 年上半年，随着新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目、金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目实现并网发电及哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目的转固运行，使得 2023 年及 2024 年风力发电营业成本及折旧成本均持续上升，2024 年 12 月末并网的新疆能源立新木垒 500MW 风电项目，截至 2024 年末尚处于设备调试阶段，未达到预定可使用状态，尚未转为固定资产。公司风力发电项目以外部运维为主、自主运维为辅，故安全生产及运营维护费用相较人工成本更高。由于风电设备具有动态性器械结构、复杂的故障模式以及恶劣环境的适应性要求，外部运维商风电项目运维经验、运维效率及运维规模效应等多方面均存在优势。故发行人风电项目主要委托外部运维商进行运维，使得风力发电项目运维人员数量较少，人工成本占比较低。发行人自行进行风电场运维的成本主要涉及人工、设备检验检测费、物料消耗、车辆费以及差旅费、劳保费等人员开展运维工作过程中产生的成本。外部运维商向发行人提供运维服务时收取的费用在安全生产费及运行维护费中核算，使得风力发电项目安全生产及运营维护费用高于人工成本。

报告期各期，立新能源风力发电业务单位成本分别为 0.163 元/千瓦时、0.166 元/千瓦时、0.174 元/千瓦时及 0.193 元/千瓦时，2023 年风力发电业务单位成本较 2022 年增加 1.81%，主要系 2023 年设备平均利用小时数较上年减少 73.32 小时所致。2024 年风力发电业务单位成本较 2023 年增加 5.49%，主要系弃风率有所上升，2024 年设备平均利用小时数较上年减少 85.99 小时，同时 2023 年并网发电风电项目在 2024 年计提折旧成本上升。从而使得 2024 年发电业务折旧总成本同比上升，进而使得风力发电业务单位成本上升。报告期内，公司风力发电项目均位于新疆地区。新疆的风能资源具有明显的季节差异，一般春夏季的风速较大，冬季风速较小，秋季风速适中。因此公司 2025 年 1 季度发电设备利用小时数及上网电量较低，由于风力发电业务成本主要系折旧费用，各个季度分

布较为均匀，使得公司 2025 年 1 季度风电业务单位成本较上年上升 11.01%。

3、光伏发电业务毛利率变动分析

报告期内，公司光伏发电业务毛利率分别为 54.74%、56.35%、42.03%及 33.63%，2023 年光伏发电业务毛利率较上年上升 1.61%。2022 年毛利率低于 2023 年的原因主要系本地消纳发电项目的用电区域用电企业大范围减产或停产，电量消纳能力有所下降，使得平均利用小时数下降，带来单位发电成本的上升所致。2023 年，随着新并网光伏发电项目造价成本的下降及发电项目设备调试及试运行期间发电资产尚未转固等因素，2023 年公司光伏发电业务毛利率较 2022 有所回升。2024 年光伏发电业务毛利率较上年下降 14.32%，主要原因系平价光伏发电项目上网电量占比提升以及市场化交易电量价格波动导致平均上网电价同比下降 14.91%。同时公司 2023 年转固的新能源项目，2024 年完整年度计提折旧，且部分项目还配套建设了储能项目，相应储能系统彼时采购价格较高，从而使得 2024 年发电业务折旧总成本同比上升，进而导致 2024 年光伏发电单位成本同比上升 13.00%所致。2025 年 1 季度毛利率较 2024 年下降 8.40%，主要系光资源季节性分布特点，冬季光资源条件弱于夏季，导致 1 季度平均利用小时数相较二三季度低，使得单位成本相对较 2024 年上升 11.08%所致。

报告期内，公司光伏发电平均上网电价、单位成本及毛利率的变化情况如下：

单位：MW、万元、万千瓦时、元/kWh

项目	2025 年 1-3 月		2024 年度		2023 年度		2022 年度
	数额	变动	数额	变动	数额	变动	数额
期末装机规模	853.50	-	853.50	4.15%	819.50	30.08%	630.00
营业收入	8,863.75	-	42,262.27	5.44%	40,082.52	14.04%	35,147.30
营业成本	5,882.75	48.25	24,497.51	40.01%	17,496.47	9.99%	15,906.64
上网电量	25,465.83	-	117,800.33	23.91%	95,068.43	32.90%	71,532.19
平均上网电价	0.348	-2.98%	0.359	-14.91%	0.422	-14.19%	0.491
单位成本	0.231	11.08%	0.208	13.00%	0.184	-17.24%	0.222
平均利用小时数	303.41	-	1,432.74	6.63%	1,343.63	-2.67%	1,380.51
毛利率	33.63%	-8.40%	42.03%	-14.32%	56.35%	1.61%	54.74%

注：平均上网电价为不含税价格，平均上网电价=营业收入/上网电量；单位成本=营业

成本/上网电量。

(1) 平均上网电价分析

报告期各期，发行人光伏发电补贴项目及平价项目平均上网电价情况如下表：

单位：元/千瓦时、%

项目	2025年1-3月		2024年		2023年		2022年	
	平均电价	电量占比	平均电价	电量占比	平均电价	电量占比	平均电价	电量占比
补贴项目	0.472	65.73	0.472	63.07	0.492	78.63	0.491	100.00
其中：补贴电费	0.294		0.284		0.290			
标杆电费	0.178		0.188		0.202			
平价项目	0.111	34.27	0.166	36.93	0.164	21.37	-	-
光伏发电业务平均上网电价	0.348	100.00	0.359	100.00	0.422	100.00	0.491	100.00

报告期各期，公司光伏发电业务平均上网电价分别为 0.491 元/千瓦时、0.422 元/千瓦时、0.359 元/千瓦时及 0.348 元/千瓦时。2023 年、2024 年、2025 年 1-3 月光伏发电平均上网电价分别同比下降 14.19%、14.91%及 2.98%，具体分析如下：

①平价项目上网电量比逐年提升，导致光伏发电业务整体平均上网电价逐年下降

根据国家发展改革委《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833 号）规定，2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。报告期内，发行人新增并网光伏发电项目均为平价项目，不再享受补贴。故发行人报告期内并网发电的新疆立新能源吉木萨尔三期 100 兆瓦并网光伏发电项目、新疆兵团第九师 166 团 7 万千瓦农光互补光伏发电项目及立新光电吉木萨尔县 15 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目均为平价上网项目，不再享受新能源发电补贴。

报告期内，发行人光伏发电补贴项目装机容量为 571.50MW，保持不变。报告期各期末，平价项目装机容量分别为 100.00MW、289.50MW、323.50MW 及

323.50MW,占光伏发电装机容量的比例分别为15.87%、35.33%、37.90%及37.90%。随着平价项目装机容量占比的提升,报告期内,平价项目上网电量分别为0万千瓦时、20,313.56万千瓦时及43,504.55万千瓦时,占光伏发电业务上网电量的比例分别为0.00%、21.37%、36.93%及34.27%。2023年、2024年及2025年1-3月,光伏发电平价项目平均上网电价分别为0.164元/千瓦时、0.166元/千瓦时及0.111元/千瓦时,大幅低于补贴项目平均电价,故随着平价项目上网电量比逐年提升,光伏发电业务整体平均上网电价逐年下降。

报告期各期,发行人光伏发电补贴项目及平价项目期末装机容量及上网电量情况如下表:

单位:MW、万千瓦时、%

项目	2025年1-3月		2024年		2023年		2022年	
	数量	占比	数量	占比	数量	占比	数量	占比
期末装机规模	853.50	100.00	853.50	100.00	819.50	100.00	630.00	100.00
其中:补贴项目	530.00	62.10	530.00	62.10	530.00	64.67	530.00	84.13
平价项目	323.50	37.90	323.50	37.90	289.50	35.33	100.00	15.87
上网电量	25,465.83	100.00	117,800.33	100.00	95,068.43	100.00	71,532.19	100.00
其中:补贴项目	16,738.95	65.73	74,295.78	63.07	74,754.87	78.63	71,532.19	100.00
平价项目	8,726.88	34.27	43,504.55	36.93	20,313.56	21.37	-	-

②补贴项目平均上网电价受市场化交易的影响存在波动

报告期内,发行人光伏发电补贴项目平均电价分别为0.491元/千瓦时、0.492元/千瓦时、0.472元/千瓦时及0.472元/千瓦时,2023年平均电价与2022年保持稳定,2024年较2023年有所下降,主要系2024年光伏发电补贴项目参与市场化交易的均价较2023年下降所致。

A. 光伏发电补贴项目补贴电费平均上网电价保持稳定

发行人光伏发电补贴项目上网电价主要由当地的脱硫燃煤标杆电价和可再生能源补贴电价构成,系国家主管价格部门制定。报告期内,发行人光伏发电补贴项目补贴电费的平均上网电价分别为0.289元/千瓦时、0.290元/千瓦时、

0.284 元/千瓦时及 0.294 元/千瓦时，保持稳定，存在微波动，主要系补贴项目适用的补贴电价存在差异，各项目上网电量占补贴项目总体上网电量的占比存在波动，符合补贴电价的定价政策。

B. 光伏发电补贴项目标杆电费中保障性收购平均上网电价相对稳定

报告期内，发行人光伏发电补贴项目标杆电费中保障性收购平均电价分别为 0.210 元/千瓦时、0.212 元/千瓦时、0.213 元/千瓦时及 0.219 元/千瓦时，相对稳定。2022 年至 2024 年平均上网电价持续小幅提升的原因系报告期内保障性收购电量中“哈郑直流”疆电外送补贴项目标杆电费上网电价略微提升所致，而除“哈郑直流”以外的补贴项目标杆电费上网电价保持稳定。2025 年 1-3 月较 2024 年平均上网电价上升的原因主要系保障性收购电量中本地消纳部分上网电量占比上升所致，具体分析如下：

报告期内，接入国网新疆的本地消纳的光伏补贴项目、“吉泉直流”疆电外送补贴项目及第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目标杆电费中保障性收购电量所依据的脱硫燃煤标杆电价为 0.221 元/千瓦时（不含税），保障性收购电量中该部分补贴项目占比分别为 74.02%、74.73%、73.54%及 83.30%，占光伏发电补贴项目保障性收购电量比例较高，2022 年至 2024 年占比稳定，2025 年 1-3 月占比有所提升。

报告期内，“哈郑直流”疆电外送项目保障性收购上网电量占光伏发电项目保障性收购电量的比例分别为 21.22%、19.87%、21.42%及 13.23%。报告期内，“哈郑直流”疆电外送项目保障性收购平均电价分别为 0.193 元/千瓦时、0.198 元/千瓦时、0.203 元/千瓦时及 0.203 元/千瓦时，持续小幅提升，原因系根据新疆发改委 2021 年 8 月发布的《关于做好“哈郑直流”配套电源电费结算的通知》，明确自 2021 年 7 月 1 日起，“哈郑直流”配套新能源上网电价按 0.193 元/千瓦时（不含税）执行，2023 年 1 月 1 日-2025 年 12 月 31 日期间，配套新能源年落地电量 100 亿千瓦时以内部分的上网电价继续按 0.193 元/千瓦时（不含税）执行，100 亿千瓦时以上部分的上网电价按 0.203 元/千瓦时执行。

七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目系根据兵团电网定价政策执行（900 万千瓦时按 0.25 元/千瓦时（含税）结算，电采暖按 1200 万千瓦时（含税）计算，电价执行 0.04 元/千瓦时（含税），其余电量全部按 0.18 元/千瓦时（含税）结算）。报告期内，七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目上网电量全部为保障性收购，平均上网电价分别为 0.130 元/千瓦时、0.135 元/千瓦时、0.133 元/千瓦时及 0.221 元/千瓦时，占光伏发电补贴项目保障性收购电量比例分别为 4.77%、5.40%、5.03%及 3.47%，平均电价及电量占比均较为稳定，2025 年 1-3 月平均上网电价为 0.221 元/千瓦时，主要系一季度上网电量中尚未包含电采暖部分电量。

C. 光伏发电补贴项目标杆电费中市场化交易平均上网电价波动较大

报告期各期，发行人光伏发电补贴项目标杆电费平均上网电价分别为 0.203 元/千瓦时、0.202 元/千瓦时 0.188 元/千瓦时及 0.178 元/千瓦时，2023 年与 2022 年保持相对稳定，2024 年较 2023 年下降 0.014 元/千瓦时，降幅为 6.93%。主要原因系 2024 年光伏发电补贴项目市场交易电量占比为 6.08%，与 2023 年的 5.88%保持相对稳定，而市场化交易均价由 0.205 元/千瓦时下降至 0.092 元/千瓦时，下降 0.113 元/千瓦时。2025 年 1-3 月较 2024 年下降 0.010 元/千瓦时，降幅为 5.36%。主要原因系 2025 年光伏发电补贴项目市场交易电量占比提升至 19.74%所致。

③平价项目平均电价保持相对稳定

2023 年、2024 年及 2025 年 1-3 月，发行人光伏发电业务平价项目平均电价分别为 0.164 元/千瓦时、0.166 元/千瓦时及 0.111 元/千瓦时，2023 年及 2024 年保持相对稳定，2025 年 1-3 月较上年下降 0.05 元/千瓦时，主要原因系平价光伏项目市场化交易电价的下降所致。

除市场化交易电价一般低于目标电价其存在波动因素对光伏发电业务平均电价产生影响这一主要原因外，发电项目因运行考核及接受调峰辅助服务等费用扣减，增加了光伏发电项目的平均上网电价低于目标电价的幅度。

综上，报告期内，发行人光伏发电业务平均电价总体呈现下降趋势，2023年平均电价为0.422元/千瓦时，较2022年下降14.19%，主要原因系平价项目上网电量占比由0.00%提升至21.37%，且2023年平价项目平均电价为0.164元/千瓦时，显著低于补贴项目平均电价0.492元/千瓦时。2024年平均电价为0.359元/千瓦时，较2023年下降14.91%，主要原因系补贴项目平均电价因市场化交易均价下降因素由0.492元/千瓦时下降至0.472元/千瓦时，同时平价项目上网电量占比由21.37%提升至36.93%所致。2025年1-3月平均电价为0.348元/千瓦时，较2024年下降2.98%，主要原因系平价项目平均电价因市场化交易均价下降因素由0.166元/千瓦时下降至0.111元/千瓦时所致。

(2) 营业成本构成及单位成本变动分析

报告期内，立新能源光伏发电业务营业成本构成如下表：

单位：万元

项目	2025年1-3月		2024年度		2023年度		2022年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
折旧	5,057.23	85.97	19,203.50	78.39	13,258.25	75.78	12,673.62	79.68
人工	251.79	4.28	1,801.53	7.35	1,478.05	8.45	1,142.14	7.18
安全生产及运行维护费	232.28	3.95	981.41	4.01	624.57	3.57	479.71	3.02
其他	341.45	5.80	2,511.07	10.25	2,135.59	12.21	1,611.17	10.13
合计	5,882.75	100.00	24,497.51	100.00	17,496.46	100.00	15,906.64	100.00

报告期各期，公司光伏发电业务营业成本分别为15,906.64万元、17,496.46万元、24,497.51万元及5,882.75万元。公司光伏发电业务成本主要是光伏发电设备、变电设备及房屋建筑物的折旧费用、人工薪酬、安全生产及运行维护费等，其中折旧占主要部分，报告期各期公司光伏发电折旧费用占光伏发电营业成本的比例分别为79.68%、75.78%、78.39%及85.97%。其他成本主要包括差旅费、车辆费、物业费、物料消耗、无形资产摊销、租赁费、保险费、试验预试费、咨询服务费及下网电费等。2023年，随着新疆立新能源吉木萨尔三期100兆瓦并网光伏发电项目、立新光电吉木萨尔县15万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源

示范项目并网发电并转固运营，公司光伏发电业务折旧费用及营业成本均有所上升，其中营业成本上升 1,589.82 万元，同比增加 9.99%。公司光伏发电项目以自主运维为主、外部运维为辅，故人工成本相较安全生产及运营维护费用更高。

2024 年，公司光伏发电业务营业成本较上年增加 7,001.05 万元，主要系 2023 年转固运营的发电项目，在 2024 年全年均进行折旧摊销，使得折旧成本增加 5,945.25 万元。其次系人工成本、运行维护及安全生产费的提升所致。

报告期各期，公司光伏发电业务单位成本分别为 0.222 元/千瓦时、0.184 元/千瓦时、0.208 元/千瓦时及 0.231 元/千瓦时。2023 年，随着下游用电大户的复工、复产以及新疆立新能源吉木萨尔三期 100 兆瓦并网光伏发电项目、新疆兵团第九师 166 团 7 万千瓦农光互补光伏发电项目（一期 36MW）及立新光电吉木萨尔县 15 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目等新并网发电项目设备调试及试运行期间的折旧成本较低，使得公司光伏发电单位成本下降至 0.184 元/千瓦时，下降幅度为 17.24%，高于平均上网电价的下降幅度 14.19%，使得公司 2023 年光伏发电业务毛利率较 2022 年提升 1.61%。

2024 年，公司光伏发电单位成本为 0.208 元/千瓦时，较上年增加 13.00%，主要系公司 2023 年转固的新能源项目，2024 年完整年度计提折旧，且部分项目还配套建设了储能项目，相应储能系统彼时采购价格较高，从而使得 2024 年发电业务折旧总成本同比上升，进而导致 2024 年光伏发电单位成本同比上升。另一方面，平价项目主要系本地消纳项目，受电网建设滞后、调峰能力不足、电力市场交易机制不完善及规划协调不足等因素影响，短期内出现较高的限电率，发电设备的利用率及收入的提升需要一定的爬坡周期，短期内经营业绩未有效释放，进而使得光伏发电单位成本同比上升 13.00%。

报告期内，公司光伏发电项目均位于新疆地区，受光照强度影响，新疆光能资源存在一定季节性。一般来说，冬季太阳辐射较弱，光能资源较少，夏季太阳辐射较强，光能资源较为丰富。因此，公司光伏发电收入呈现出一四季度略少、二三季度略多的季节性。由于发电业务成本主要系折旧费用，各个季度分布较为

均匀，发电设备利用小时数及发电量占比较低季节，单位成本较高，故公司2025年1季度光伏发电业务单位成本较上年上升11.08%。

4、发行人主要产品毛利率与同行业可比公司比较情况

(1) 公司风力发电业务毛利率与同行业可比公司比较

2022年至2024年，公司风力发电业务毛利率与同行业可比公司比较情况如下：

单位：%

公司名称	2024年度	2023年度	2022年度
节能风电	58.58	62.18	65.47
嘉泽新能	62.77	63.09	63.15
中闽能源	61.32	61.89	65.05
江苏新能	56.09	54.39	56.27
三峡能源	53.02	56.94	61.54
同行业平均	58.36	59.70	62.30
立新能源	54.03	59.62	62.51

注：1、上述毛利率来源于可比公司年度报告中的风力发电业务毛利率；2、节能风电为新疆区域风力发电业务毛利率；3、可比公司未披露2025年1季度风力发电业务毛利率。

2022年至2024年，公司风力发电业务毛利率分别为62.51%、59.62%和54.03%，总体呈下降趋势。2022年至2024年，同行业可比公司风力发电业务的平均毛利率为62.30%、59.70%和58.36%，亦呈现下降趋势。发行人风力发电业务均集中在新疆，2024年，发行人风力发电业务毛利率较2023年下降5.59%，与节能风电新疆区域风力发电业务毛利率下降比率3.60%较为接近。2022年至2024年，公司风力发电业务毛利率水平及整体变动趋势与同行业可比公司基本一致。

(2) 公司光伏发电业务毛利率与同行业可比公司比较

2022年至2024年，公司光伏发电业务毛利率与同行业可比公司比较情况如下：

单位：%

公司名称	2024 年度	2023 年度	2022 年度
太阳能	58.98	65.92	66.04
嘉泽新能	46.67	54.05	36.36
中闽能源	49.12	44.55	52.35
江苏新能	43.27	52.48	55.49
三峡能源	53.08	53.20	53.20
同行业平均	50.22	53.80	52.47
立新能源	42.03	56.35	54.74

注：1、上述毛利率来源于可比公司年度报告中的光伏发电业务毛利率；2、太阳能为新疆区域光伏发电业务毛利率；3、可比公司未披露 2025 年 1 季度光伏发电毛利率。

2022 年至 2024 年，公司光伏发电业务毛利率分别为 54.74%、56.35%和 42.03%，总体波动下行。同行业可比公司光伏发电业务的平均毛利率为 52.47%、53.80%及 50.22%。2024 年公司光伏发电业务毛利率为 42.03%，与嘉泽新能、中闽能源、江苏新能比较接近。太阳能存在光伏组件制造业务，内部采购价格较低，使得其光伏电站造价较低，进而使得光伏发电业务毛利率较高。2022 年至 2024 年，公司光伏发电业务毛利率水平及变动趋势与同行业可比公司基本一致。

（五）结合上述因素说明发行人净利润逐年下降的主要原因，特别是 2025 年一季度亏损的主要因素，前述不利因素是否仍持续，是否影响发行人持续经营能力。

1、结合上述因素说明发行人净利润逐年下降的主要原因，特别是 2025 年一季度亏损的主要因素

2022 年至 2024 年，公司归属于母公司股东的净利润分别为 19,600.72 万元、13,521.63 万元及 5,018.21 万元，扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润分别为 19,565.07 万元、13,026.22 万元及 4,987.64 万元，出现持续下降的情形。2025 年一季度，公司归属于母公司股东的净利润为-936.41 万元，扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润为-949.59 万元。发行人净利润逐年下降，2025 年一季度亏损的主要原因具体分析如下：

(1) 2023 年净利润下降的原因分析

公司 2023 年业绩变动情况如下：

单位：万元

项目	2023 年	2022 年度	同比变动	
			金额	比例
营业收入	98,976.86	88,178.49	10,798.37	12.25%
营业成本	41,534.13	35,755.97	5,778.16	16.16%
毛利	57,442.73	52,422.52	5,020.21	9.58%
管理费用	3,592.54	3,703.04	-110.51	-2.98%
研发费用	374.74	89.35	285.39	319.41%
财务费用	17,278.69	19,331.62	-2,052.93	-10.62%
其他收益（损失以“-”号填列）	2,052.05	1,425.73	626.31	43.93%
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-21,176.90	-7,820.51	-13,356.39	170.79%
营业利润	15,349.45	21,419.34	-6,069.89	-28.34%
净利润	13,555.53	19,593.51	-6,037.98	-30.82%
归属于母公司股东的净利润	13,521.63	19,600.72	-6,079.09	-31.01%
扣除非经常损益归属于母公司股东的净利润	13,026.22	19,565.07	-6,538.85	-33.42%

2023 年，公司实现营业收入 98,976.86 万元，同比增加 12.25%，实现归属于母公司股东的净利润 13,521.63 万元，较上年同期减少了 6,079.09 万元；扣除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润为 13,026.22 万元，较上年同期减少了 6,538.85 万元。

2023 年，公司归属于母公司股东的净利润降幅较大，降幅 31.01%；扣除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润降幅较大，降幅为 33.42%，公司 2023 年业绩情况出现一定程度下滑，主要原因系：公司 2023 年实际收回的应收新能源补贴电费款较上年下降，应收新能源发电补贴款持续增加，而公司采用了相比同行业上市公司更为谨慎的应收账款坏账计提政策，导致应收账款信用减值损失计提上升。2022 年及 2023 年，公司收到新能源补贴电费款分别为 40,401.36 万元及 15,568.13 万元，当期计提的信用减值损失分别为 7,820.51 万元及

21,176.90 万元。2023 年信用减值损失较 2022 年增加 13,356.39 万元，系 2023 年业绩下滑的主要原因。

(2) 2024 年净利润下降的原因分析

公司 2024 年业绩变动情况如下：

单位：万元

项目	2024 年	2023 年	同比变动	
			金额	比例
营业收入	97,067.85	98,976.86	-1,909.01	-1.93%
营业成本	49,577.12	41,534.13	8,042.99	19.36%
税金及附加	1,854.32	1,873.26	-18.95	-1.01%
毛利	47,490.73	57,442.73	-9,952.00	-17.33%
管理费用	3,253.50	3,592.54	-339.04	-9.44%
研发费用	647.88	374.74	273.14	72.89%
财务费用	19,091.27	17,278.69	1,812.59	10.49%
其他收益（损失以“-”号填列）	1,885.94	2,052.05	-166.10	-8.09%
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-16,830.67	-21,176.90	4,346.23	-20.52%
营业利润	7,727.31	15,349.45	-7,622.15	-49.66%
净利润（净亏损以“-”号填列）	4,931.16	13,555.53	-8,624.37	-63.62%
归属于母公司股东的净利润（净亏损以“-”号填列）	5,018.21	13,521.63	-8,503.42	-62.89%
扣除非经常损益归属于母公司股东的净利润	4,987.64	13,026.22	-8,038.58	-61.71%

2024 年，公司实现营业收入 97,067.85 万元，同比减少 1.93%，实现归属于母公司股东的净利润 5,018.21 万元，较上年同期减少了 8,503.42 万元，同比下降 62.89%；扣除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润为 4,987.64 万元，较上年同期减少了 8,038.58 万元，同比下降 61.71%。主要影响指标系营业收入下降 1,909.01 万元，营业成本上升 8,042.99 万元以及财务费用上升 1,812.59 万元。

2024 年，发行人营业收入较 2023 年下降 1,909.01 万元，主要系风力发电业务营业收入同比减少 4,245.20 万元所致，主要系：①2024 年风电项目因风资

源条件存在波动，风资源弱于 2023 年，以及限电率较 2023 年增加 4.11%，导致的风力发电设备利用小时数较上年减少 85.99 小时；②风电项目部分电量参与电力市场化交易，因交易价格波动导致的标杆电费电价同比下降 10.48%。

2024 年，发行人营业成本较 2023 年同比上升 8,042.99 万元，主要系折旧成本的上升。发行人新疆立新能源吉木萨尔三期 100 兆瓦并网光伏发电项目于 2023 年 7 月转固、哈密新风恒远十三间房 49.5MW 风电项目于 2023 年 4 月转固、新疆立新能源若羌县米兰 5 万千瓦风电项目于 2023 年 10 月转固、金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目于 2023 年 10 月转固、立新光电吉木萨尔县 15 万千瓦“复合光伏+储能”一体化清洁能源示范项目于 2023 年 12 月转固。前述 2023 年转固的新能源项目，2024 年完整年度计提折旧，且部分项目还配套建设了储能项目相应储能系统彼时采购价格较高，从而使得 2024 年发电业务折旧总成本同比上升。

2024 年，发行人财务费用较 2023 年增加 1,812.59 万元，主要系立新能源新增借款用于新能源发电项目公司出资及补充流动资金，另外新建新能源发电项目转固后，相关的项目开发贷款产生的借款费用计入财务费用所致。

另外，平价项目主要系本地消纳项目，受电网建设滞后、调峰能力不足、电力市场交易机制不完善及规划协调不足等因素影响，短期内出现较高的限电率，发电设备的利用率及收入的提升需要一定的爬坡周期，短期内经营业绩未有效释放，导致 2024 年经营业绩出现下降。

(3) 2025 年一季度亏损的原因分析

发行人 2025 年 1-3 月主要经营数据及其变动情况具体如下：

单位：万元

项目	2025 年 1-3 月	2024 年 1-3 月	变动情况	
			金额	比例
营业收入	21,678.60	20,600.91	1,077.69	5.23%
营业成本	12,192.55	11,820.45	372.09	3.15%
管理费用	722.18	604.41	117.76	19.48%

项目	2025年1-3月	2024年1-3月	变动情况	
			金额	比例
财务费用	5,116.61	4,681.35	435.26	9.30%
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-4,198.12	-1,533.70	-2,664.42	173.72%
营业利润	-295.37	2,219.55	-2,514.92	-113.31%
利润总额	-313.59	2,211.02	-2,524.61	-114.18%
所得税费用	641.01	841.96	-200.95	-23.87%
净利润	-954.60	1,369.06	-2,323.66	-169.73%
归属于母公司所有者的净利润	-936.41	1,407.99	-2,344.40	-166.51%
扣除非经常性损益后的归属母公司股东净利润	-949.59	1,387.15	-2,336.74	-168.46%

2025年1-3月，发行人经营业绩大幅下降的主要原因如下：

2025年1-3月，发行人营业收入、营业成本及毛利分别为21,678.60万元、12,192.55万元及9,486.05万元，分别同比增加5.23%、3.15%及8.04%。2025年1-3月，发行人综合毛利率为43.76%，较上年同期的42.62%增加1.14%。2025年1-3月，发行人新能源发电业务上网电量为56,469.49万千瓦，较上年同期的54,429.71万千瓦增加3.75%。2025年3月末，发行人新能源发电装机规模2,574MW，独立储能装机规模160MW/640MWh，新能源发电装机规模相比2024年3月末的1,540MW增加1,034MW。2025年3月末，发行人新并网1,000MW风力发电项目及160MW/640MWh独立储能项目尚处于设备调试阶段，发电及运营效率较低。2025年1-3月，发行人营业收入、营业成本及毛利的同比变动情况与发行人装机规模及上网电量的变动情况相匹配。

①信用减值损失较上年同期增加2,664.42万元，增幅173.72%。

2025年1-3月，发行人信用减值损失为-4,198.12万元，较上年同期的-1,533.70万元增加2,664.42万元，增幅为173.72%。发行人信用减值损失主要系应收账款回收周期变长导致的计提的坏账准备增加所致，具体金额如下：

单位：万元

项目	2025年3月31日	2024年3月31日
应收账款账面余额	286,445.52	240,482.82
坏账准备	76,342.02	56,926.55

项目	2025年3月31日	2024年3月31日
坏账准备/应收账款账面余额	26.65%	23.67%
应收账款账面价值	210,103.51	183,556.27

②管理费用和财务费用有所增加

2025年1-3月管理费用较上年同期增加117.76万元，主要系随着装机规模的提升，管理成本有所上升。

2025年1-3月财务费用较上年同期增加435.26万元，主要为中长期借款金额的增加导致利息支出的增加。

综上，发行人2025年1-3月业绩下滑主要是受新能源发电项目纳入补贴清单周期较长，及新能源发电项目补贴合规核查进度影响，应收新能源发电补贴回款滞后，公司应收补贴款规模及账龄增加，计提信用减值损失同比增加所致。

2、前述不利因素是否仍持续，是否影响发行人持续经营能力。

报告期内，对发行人经营业绩产生不利影响的因素主要包括：应收补贴款回款周期长导致的计提的信用减值损失金额较大；市场化交易电价波动；新能源项目尤其是本地消纳项目限电率较高；报告期内并网的新能源发电项目配套储能设备价格较高。相关因素的影响具体分析如下：

(1) 应收补贴款回款周期长导致的计提的信用减值损失金额较大

公司应收补贴款回款周期长导致的计提的信用减值损失金额较大亦是影响公司未来经营业绩的一个重要因素。报告期内公司实际收回的应收新能源补贴电费款逐年下降，应收新能源发电补贴款持续增加，而公司采用了相比同行业上市公司更为谨慎的应收账款坏账计提会计估计，导致应收账款信用减值损失计提金额较大，且波动上升。2022年、2023年、2024年及2025年1-3月，公司收到新能源补贴电费款分别为40,401.36万元、15,568.13万元、10,306.44万元及1,244.49万元，当期计提的信用减值损失分别为7,820.51万元、21,176.90万元、16,830.67万元及4,198.12万元，占当期营业收入的比例分别为8.87%、21.40%、17.34%及19.37%，占比较高。发行人2025年1-3月业绩下滑主要是受

新能源发电项目纳入补贴清单周期较长,及新能源发电项目补贴合规核查进度影响,应收新能源发电补贴回款滞后,公司应收补贴款规模及账龄增加,计提信用减值损失同比增加 2,664.42 万元所致。

应收补贴款回款周期长系新能源发电行业均面临的问题,针对应收账款,公司采用了相比同行业上市公司更为严谨的应收账款坏账计提会计估计,导致应收账款信用减值损失计提金额较大。此外,虽然公司应收新能源补贴款的资金来源主要为财政专项资金以及中央国库,全部为国家信用,到期不能收回的可能性极小。但若未来补贴电费回款周期较长的情况无法得到改善,将导致公司应收账款规模不断增长,进而影响公司的资产负债率及经营活动现金流。未来,若前述不利因素不能有效缓解,在现行的应收账款坏账计提政策下,发行人的经营业绩仍存在进一步下滑的风险,具体分析如下:

①对发行人资产负债率的影响

报告期内,发行人业务快速发展,新能源发电总装机容量从 2022 年初的 1,029MW 提高到 2025 年 3 月末的 2,574MW,并建成投运独立储能项目装机规模 160MW/640MWh。报告期各期,公司投资活动中用于购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金分别为 174,005.47 万元、115,395.97 万元、379,031.08 万元和 35,132.19 万元。

报告期各期末,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 278,469.79 万元,占公司总资产的比例分别为 19.52%、23.13%、17.51%及 17.75%,应收可再生能源补贴金额较大、占比较高、回款周期长,发行人在建设新能源项目时,资金来源需要更多的采用金融机构借款的方式。2022 年至 2025 年 3 月末,发行人短期借款、长期借款及融资租赁借款本金规模由 2022 年初的 47.10 亿元增加至 2025 年 3 月末的 113.68 亿元,报告期内有息债务本金增加了 66.58 亿元,使得资产负债率较高且持续提升,报告期各期末公司资产负债率分别为 68.67%、69.39%、80.92%及 81.46%。如果发行人报告期内应收补贴款不存在回款周期变长的情形,发行人可减少部分金融机构借款,利息支出及资产负债率均将有所降低。

②经营活动产生的现金流量净额及占营业收入的比例持续下滑

报告期内，发行人经营活动现金流入金额分别为 102,084.37 万元、77,948.79 万元、66,377.83 万元及 10,667.23 万元，销售商品、提供劳务收到的现金分别为 87,093.33 万元、66,593.86 万元、61,977.67 万元及 10,322.33 万元，经营性活动产生的现金流量净额分别为 81,225.43 万元、50,395.56 万元、35,591.57 万元及 3,757.82 万元。报告期内，发行人销售商品、提供劳务收到的现金与营业收入的比例分别为 98.77%、67.28%、63.85%及 47.62%，经营活动产生的现金流量净额与营业收入的比例分别为 92.11%、50.92%、36.67%及 17.33%，均呈下降状态，主要系公司应收可再生能源补贴款金额较大、回款周期变长，报告期各期，公司收到补贴电费款分别为 40,401.36 万元、15,568.13 万元、10,306.44 万元及 1,244.49 万元，总体呈现下降状态。报告期内，发行人的销售商品、提供劳务收到的现金、经营活动产生的现金流量净额对比如下：

单位：万元

项目	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
销售商品、提供劳务收到的现金①	10,322.33	61,977.67	66,593.86	87,093.33
营业收入②	21,678.60	97,067.85	98,976.86	88,178.49
比率（①/②）	47.62%	63.85%	67.28%	98.77%
经营活动产生的现金流量净额③	3,757.82	35,591.57	50,395.56	81,225.43
比率（③/②）	17.33%	36.67%	50.92%	92.11%

③应收补贴款信用减值损失金额对当期利润总额的影响较大

报告期各期，发行人信用减值损失分别为-7,820.51 万元、-21,176.90 万元、-16,830.67 万元及-4,198.12 万元，主要系应收补贴款计提的信用减值损失，占当期营业收入的比例分别为-8.87%、-21.40%、-17.34%及 19.37%，占当期利润总额的比例分别为-36.92%、-135.19%、-218.34%及 1338.71%。在发行人现有应收账款坏账计提比例下，应收补贴款回款周期变长的情况对发行人经营业绩的影响较大。报告期内，发行人信用减值损失与营业收入、利润总额对比如下：

单位：万元

项目	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
营业收入	21,678.60	97,067.85	98,976.86	88,178.49
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-4,198.12	-16,830.67	-21,176.90	-7,820.51

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度	2022年度
利润总额	-313.59	7,708.57	15,664.12	21,181.72
信用减值损失/营业收入	-19.37%	-17.34%	-21.40%	-8.87%
信用减值损失/利润总额	1338.71%	-218.34%	-135.19%	-36.92%

(2) 市场化交易电价波动

公司业绩下降的原因中，针对上网电价下降方面，为保障新能源项目电价水平，①2025年7月，国家能源局新疆监管办发布了《新疆电力辅助服务市场实施细则》，对辅助服务报价上限由0.7元/千瓦时调整到0.262元/千瓦时，大幅减少了新能源电站分摊的调峰费用，稳定新能源电价水平。②新疆自治区发展改革委于2024年11月15日印发《关于2025年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》，明确2025年度风电优先小时数895小时，光伏优先小时数500小时，同时平价新能源项目优先电量电价为0.262元/千瓦时，高于非平价项目。

为缓解电价波动对企业的影响，2025年6月24日，新疆发改委发布《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》，方案明确：新能源项目（风电、太阳能发电）上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。上网电价方面，对2025年6月1日以前投产的新能源存量项目：补贴项目机制电量规模比例30%；平价项目机制电量规模比例50%。机制电价补贴项目0.25元/千瓦时、平价项目0.262元/千瓦时。对2025年6月1日及以后投产的新能源增量项目：机制电量规模原则上参照存量平价项目机制电量规模比例以及增量项目上网电量确定。机制电价通过分类竞价形成，竞价区间暂定0.15元/千瓦时—0.262元/千瓦时。竞价按年组织，由已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价。存量项目执行期限，取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满20年剩余年限中的较小者。增量项目考虑回收项目初始投资平均期限，执行期限10年。

综上，随着新能源发电项目上网电价市场化改革的深入，预计发行人新能源发电项目不含补贴部分的上网电价因参与市场化交易而产生价格波动幅度将有所降低，项目收益将更加稳定。

(3) 新能源项目尤其是本地消纳项目限电率较高

针对新能源项目尤其是本地消纳项目限电率较高问题，新疆弃风率和弃光率较高主要源于电网建设滞后、调峰能力不足、电力市场交易机制不完善及规划协调不足。①根据电网发展规划，“十四五”期间，将进一步完善新疆区域 750kV 主网架结构，加强 750kV 重要断面输送能力。目标至 2025 年，新疆电网建成天中、淮皖、哈北直流外送 3 通道，750kV 围绕乌昌核心区、准东能源基地、天山经济带、准格尔盆地、塔里木盆地、喀什经济特区、南疆兵团中心形成“内供七环网、外送六通道”的主网架格局。支撑新能源大规模开发和电力外送，服务兵团向南发展需要，提升全疆能源资源优化配置能力。通过开展火电灵活性改造优化本地电网结构，以适应高比例新能源接入需求。②随着储能技术的持续加快应用，电力市场化交易制度、跨省电力交易机制及新能源电力外送机制的不断完善，新疆电网新能源电力的消纳能力将持续提升。③新疆将通过高比例可再生能源替代传统能源加快构建新型电力系统，实现“三基地一通道”战略布局与全国能源市场的深度协同。新能源限电率较高的问题将得到逐步缓解。

(4) 报告期内并网的新能源发电项目配套储能设备价格较高

针对报告期部分项目配套储能设备价格较高因素，造成项目造价成本较高、折旧成本增加的因素，①2025 年 1 月 27 日，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》（发改价格〔2025〕136 号），通知指出，“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。”即随着新能源发电项目配储政策逐步放宽，未来发行人新能源项目造价成本将进一步降低。②可再生能源电站的建设成本中设备及安装占据了 80%以上比重，随着技术进步风力发电机组、光伏组件、储能系统价格的不断下降，平价项目的投资收益将有所提升。

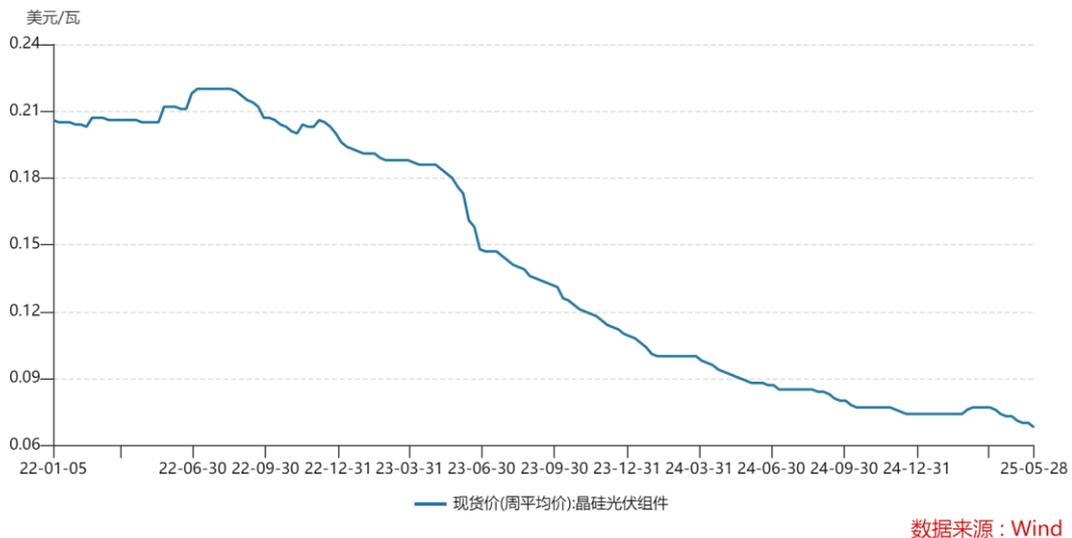
2024 年以来，风力发电机组、光伏组件、储能设备价格已经较 2022 年大幅下降，具体分析如下：

①风力发电机组

发行人 2022 年、2023 年及 2024 年均进行了风力发电机组采购合同的签署，采购合同均价分别为 226.95 万元/MW、201.49 万元/MW 及 165.71 万元/MW，风力发电机组采购价格持续下降，2024 年采购均价较 2022 年下降 26.98%。

②光伏组件

2022 年以来，晶硅光伏组件价格持续下跌，由 2022 年初的 0.21 美元/瓦下降至 2025 年 5 月的 0.07 美元/瓦，下降比例为 66.67%。发行人光伏组件的采购主要集中在 2022 年。2022 年 1 月至 2025 年 5 月，晶硅光伏组件现货价走势如下图所示：



③储能系统

发行人 2022 年、2024 年及 2025 年 1-5 月均进行了储能系统采购合同的签署，采购合同均价分别为 135.91 万元/MWh、59.43 万元/MWh 及 43.72 万元/MWh，储能系统采购价格持续下降，2025 年 1-5 月采购均价较 2022 年下降 67.83%。

(5) 发行人核心业务、经营环境、主要业务发展情况未发生重大不利变化

2022 年以来，发行人核心业务稳定，发展情况良好，立新能源一直从事风力发电、光伏发电项目的投资、开发、建设和运营业务。2022 年以来，发行人业务快速发展，新能源发电总装机容量从 2022 年初的 1,029MW 提高到 2025 年 3 月末的 2,574MW，上网电量总体均呈增长趋势，电力销售收入总体呈上升趋势。

2025年3月末，发行人新并网1,000MW风力发电项目及160MW/640MWh独立储能项目尚处于设备调试阶段，尚未转商业运行，发电及运行效率较预定使用状态较低。预计2025年该等项目完成调试，并到达预定可使用状态后，发行人营业收入将出现较大幅度增长。同时，发行人在建的立新能源20万千瓦/80万千瓦时储能规模+80万千瓦风电项目、奇台县30万千瓦风光同场发电项目预计也将于2025年下半年并网发电。发行人前述新建及在建新能源项目均系平价项目，如期并网投产后，销售回款稳定及时，营业收入和经营性现金流入将大幅提升，经营业绩亦将得到有效的改善。

立新能源所处风力发电、光伏发电行业为国家鼓励发展行业，符合国家“十四五”战略发展规划。报告期内涉及的现行国家法律法规、产业政策、行业管理体系未发生重大不利变化。近年来，国务院办公厅、国家发改委、国家财政部、国家能源局等多部门共同为推进可再生能源发电行业的整体发展制定和出台了一系列鼓励政策，对风力发电、光伏发电项目在优先上网保障、电价补贴等方面也给予了大力支持。

受气候变化影响，可再生能源替代化石能源在全球范围内得到了普遍认可，持续发展可再生能源电力已成为全世界未来能源发展的重要组成部分。近年来，面对环境污染严重、资源趋紧、生态系统退化的严峻形势，我国不断增加发展可再生能源的投入力度，并提出了《中国可再生能源发展路线图2050》。2015年4月，国家发改委能源研究所发布的《中国2050高比例可再生能源发展情景暨路径研究》指出，到2050年，在终端电力供应中，一次能源供应量为34亿吨标准煤，可再生能源占比达到62%，逐步摆脱对化石能源的依赖。2015年12月，我国在《巴黎协定》中承诺，2030年单位国内生产总值二氧化碳排放量比2005年下降60%-65%，非化石能源占一次能源比重提高到20%。目前，我国进一步明确提出“二氧化碳排放量力争在2030年前达到峰值，力争2060年前实现碳中和”的目标，并将发展可再生能源作为实施能源供给侧结构性改革的主要方向。未来在能源利用上，将会从高碳到低碳再到零碳，实现电力零碳化和燃料零碳化，可再生能源占比将继续提高。

公司所经营的风力发电、光伏发电均属于可再生能源发电业务，均为国家鼓励的发电业态，所生产电力由地方所属电网公司根据《可再生能源法》等相关规

定实行全额收购。公司主要客户为国网新疆电力有限公司、新疆锦龙电力集团有限公司及新疆生产建设兵团第九师热电有限公司，客户为公司可再生能源电站所属区域的电网企业，负责全额收购公司所生产电力。2022 年以来，公司客户稳定，未发生重大变化。

综上所述，受多种因素影响，立新能源 2022 年、2023 年及 2024 年归属于母公司股东的净利润持续下降，2025 年一季度出现亏损。

应收补贴款回款周期长系新能源发电行业均面临的问题，若该问题无法持续得到改善，将导致公司应收账款规模不断增长，进而影响公司的资产负债率及经营活动现金流，对公司生产经营产生一定程度的不利影响。在现行的应收账款坏账计提政策下，发行人的经营业绩仍存在进一步下滑甚至出现亏损的风险。

新能源项目结算电费价格受市场化交易价格波动的影响，短期内仍存在进一步下降的风险。为缓解电价波动对企业的影响，国家发改委及新疆发改委 2025 年陆续出台了一系列应对政策，随着新能源发电项目上网电价市场化改革的深入，预计发行人新能源发电项目不含补贴部分的上网电价因参与市场化交易而产生价格波动幅度将有所降低，项目收益将更加稳定。

2022 年以来，风力发电机组、光伏组件及储能系统价格持续下降，发行人未来投资建设的新能源发电项目造价成本将进一步降低，折旧成本的下降有助于缓解发行人利润的持续下降。

新能源项目并网后短期内出现较高的限电率，发电设备的利用率及收入的提升需要一定的爬坡周期。新能源项目的限电率受电网建设周期、调峰能力、电力市场交易机制及规划协调等因素影响，短期内仍存在不能有效缓解而导致产能利用率不足、经营业绩不能有效释放的风险。

综合来看，发行人核心业务、经营环境、主要业务发展情况未发生重大不利变化，前述不利因素不会对公司持续经营能力产生重大不利影响。

(六) 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。

1、发行人最近一期末不存在金额较大的财务性投资（包括类金融业务）的情形

截至 2025 年 3 月 31 日，发行人财务报表中可能涉及财务性投资（包括类金融业务）的科目的具体情况如下：

单位：万元

项目	账面价值	是否属于财务性投资或类金融业务
交易性金融资产	-	-
衍生金融资产	-	-
其他应收款	4,768.63	否
其他流动资产	56,838.49	否
长期应收款	-	-
长期股权投资	79,681.81	否
其他权益工具投资	-	-
其他非流动金融资产	-	-
其他非流动资产	9,220.03	否

(1) 其他应收款

截至 2025 年 3 月 31 日，公司其他应收款账面价值为 4,768.63 万元，期末余额为 5,003.64 万元，主要为押金、保证金、经营性往来款及其他，不涉及财务性投资、类金融业务，具体构成情况如下：

单位：万元

款项性质	期末余额
押金、保证金	603.06
备用金	70.00
社保统筹款（注 1）	46.22

款项性质	期末余额
代收代付款（注2）	88.55
经营性往来款（注3）	826.26
即征即退增值税	482.17
其他（注4）	2,887.38
合计	5,003.64

注1：主要系为本公司员工预先缴纳的社保款项，并于实际发放工资时予以冲减。

注2：主要系子公司吉木萨尔立新代汇集站合资共建方中节能太阳能科技吉木萨尔有限公司垫付汇集站扩容部分设备款57.07万元；吉木萨尔立新代汇集站合资共建方华能新疆吉木萨尔新能源有限公司、吉木萨尔县猛狮光电新能源有限公司垫付汇集站前期建设费用18.54万元；子公司托里新风代汇集站合资共建方中节能风力发电（新疆）有限公司乌鲁木齐县分公司、乌鲁木齐新特发电有限责任公司垫付汇集站房产、土地税12.19万元。

注3：主要系子公司哈密新风光应收新疆生产建设兵团第十三师红星二场应退还的土地租赁款826.26万元。

注4：主要系子公司吉木萨尔立新应收国家税务总局吉木萨尔县税务局临时占地缴纳的耕地占用税1,255.55万元；子公司乌鲁木齐新风分别应收国家税务总局乌鲁木齐市达坂城区税务局、国家税务总局托克逊县税务局临时占地缴纳的耕地占用税1,260.16万元、154.10万元；子公司乌鲁木齐立新应收国家税务总局乌鲁木齐市达坂城区税务局临时占地缴纳的耕地占用税17.27万元；子公司若羌综合能源应收国家税务总局若羌县税务局临时占地缴纳的耕地占用税11.02万元。《中华人民共和国耕地占用税法》第十一条规定纳税人在批准临时占用耕地期满之日起一年内依法复垦，恢复种植条件的，全额退还已经缴纳的耕地占用税。子公司淖毛湖风之力应收哈密兴疆鲲鹏新能源有限公司电量损失赔偿款127.09万元。

（2）其他流动资产

截至2025年3月31日，公司其他流动资产账面价值为56,838.49万元，主要为增值税留抵扣额。具体情况如下：

单位：万元

项目	期末余额
增值税留抵扣额	56,803.85
预缴企业所得税	7.28
再融资费用	27.36
合计	56,838.49

（3）长期股权投资

截至2025年3月31日，公司长期股权投资账面价值为79,681.81万元，全

部来源于对参股公司华电天山的投资款，具体情况如下：

单位：万元

序号	被投资单位	出资比例	账面价值	主营业务	与公司主营业务的关系	是否属于财务性投资
1	华电天山	25.32%	79,681.81	风力发电、太阳能发电、余热发电及储能技术服务	与公司主营业务一致	否

为贯彻落实“碳达峰、碳中和”目标任务，助力自治区落实“三基地一通道”战略部署，推动经济社会高质量发展，发行人与华电新能源集团股份有限公司于2023年7月6日共同出资组建成立华电天山。截至2025年3月31日，华电天山的注册资本为200,000.00万元，实收资本为317,959.10万元，发行人实际出资80,516.97万元，实际出资比例为25.32%。根据华电天山2024年第五次股东会会议决议，华电天山注册资本将增至60亿元，增资完成后，立新能源认缴出资额为80,516.97万元，认缴出资比例为13.42%。截至本回复报告出具日，华电天山尚未完成工商变更。

华电天山的主营业务为风力发电、太阳能发电、余热发电及储能技术服务等，负责哈密至重庆特高压直流输电工程配套电源项目建设，统筹管理风、光、火、储所涉及的项目，该工程被称为“疆电入渝”工程，是我国第三条“疆电外送”直流大动脉，也是国家“十四五”规划的重大工程和首个“沙戈荒”新能源外送基地的核心载体。华电天山拟建总装机容量810万千瓦，新能源装机占比超70%。截至2025年6月，哈密至重庆特高压直流输电工程顺利建成并完成调试，已启动工程投产送电，华电天山亦实现100万千瓦容量并网发电。华电天山全容量并网后，发行人权益装机规模将得到提升。

华电天山主营业务符合发行人风力发电、光伏发电项目的投资、开发、建设和运营的业务范围，“疆电外送”亦符合发行人“以新疆区域为立足点，稳步拓展国内市场，持续扩大新能源装机规模”的发展战略。此外，根据《新疆华电天山发电有限公司章程》约定，发行人已推荐本公司总经理至华电天山担任董事参与企业决策，与华电新能源集团股份有限公司此类央企合作开发新能源发电项目，有助于提升发行人经营管理水平，积累项目投资建设运营的经验。

综合上述分析，发行人对华电天山的投资旨在整合更多资源，深入落实“疆电外送”战略，进一步提升在风电、光伏发电业务领域的市场竞争力，属于与公司主营业务密切相关的产业投资，符合公司主营业务及战略发展方向，不属于财务性投资，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的规定。

(4) 其他非流动资产

截至 2025 年 3 月 31 日，公司其他非流动资产账面价值为 9,220.03 万元，为公司预付长期资产购置款，不涉及财务性投资、类金融业务。具体构成情况如下：

单位：万元

项目	期末余额		
	账面余额	减值准备	账面价值
预付长期资产购置款	9,220.03	-	9,220.03
合计	9,220.03	-	9,220.03

综合上述分析，公司的其他应收款、其他流动资产和其他非流动资产不涉及财务性投资、类金融业务情形。因此，截至 2025 年 3 月 31 日，公司不存在持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）的情形。

2、本次发行董事会决议日前六个月至今，发行人不存在新实施或拟实施财务性投资的情况

2023 年 11 月 28 日，发行人召开了第一届董事会第三十次会议，审议通过了本次发行相关议案。自本次发行相关董事会前六个月起至今，公司不存在实施或拟实施类金融、投资产业基金或并购基金、拆借资金、委托贷款、以超过集团持股比例向集团财务公司出资或增资、购买收益波动大且风险较高的金融产品、投资金融业务等情形。

综上所述，公司最近一期末不存在持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）的情形；本次发行董事会决议日前六个月至今，公司不存在新实施或拟实

施财务性投资的情况，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。

二、会计师回复：

（一）核查程序

1、核查发行人各发电场站在历年建设期间所适用的可再生能源发电主管部门下发的定价政策及补贴政策、查阅了可再生能源发电全额保障性收购制度的相关政策、获取了申请人募投项目的备案核准文件及接入电网系统设计评审意见；

2、查阅电网企业和电力交易中心发布的关于市场化交易相关政策文件、交易申报模式及流程；访谈发行人电力运营部相关人员，了解发行人参与市场化交易的情况，包括交易流程、交易类型和交易策略等；查阅《新疆维吾尔自治区 2024 年电力中长期交易实施方案》等售电申报交易程序和机制，根据“哈郑直流”疆电外送项目市场化交易原则，对比该等项目《电力结算单》各售电类型、电量及电价，分析该类项目市场化交易电量为负的原因；

3、查阅发行人各发电场站报告期内的全部由电网企业或电力交易中心出具的《电力结算单》，统计并分析各项目各期保障性收购、市场化交易电量及电价情况，分析风力发电、光伏发电市场化交易电量及电价波动情况及原因；对于可享有补贴的发电项目，核对各项目上网电量与公司补贴收入计量是否准确、合理；

4、查询同行业可比公司市场化交易电量、电价等变动情况，分析与发行人变动趋势是否一致；

5、取得并核查了发行人的收入成本明细表，对发行人营业收入构成及各类产品的收入变化情况进行定量分析，了解其收入增长原因及合理性；对发行人的收入成本明细表进行核查，针对发行人各项产品单位成本的变动对毛利率变动的的影响进行量化分析，了解相关变动原因；分析发行人报告期内上网电量结构、平均上网电价情况，结合上网电价定价政策，分析补贴项目及平价项目平均电价变

动的原因及合理性；查阅同行业可比公司定期报告，对比分析其毛利率的变动情况；

6、查询监管部门关于财务性投资及类金融业务的相关规定，了解财务性投资及类金融业务认定的要求；

7、取得发行人资产负债表中可能与财务性投资相关的会计科目明细，了解公司其他应收款、其他流动资产、其他非流动资产、长期股权投资的具体内容，了解长期股权投资的持有背景，逐项分析是否属于财务性投资；查阅发行人对外投资的明细，了解发行人对外投资的原因，查询被投资企业的工商信息、公司章程，了解被投资企业的主营业务，核查是否属于财务性投资；

8、查阅发行人自本次发行董事会决议日前六个月至本回复报告出具日的董事会决议及相关公告，查阅了公司的定期报告，检查是否存在新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务投资；

9、查阅发行人定期报告，量化分析发行人经营业绩逐年下降的主要原因，分析主要不利影响因素对发行人经营业绩的具体影响及是否持续。

（二）核查结论

1、发行人保障性收购和市场化交易模式下，上网电量的确认方式全部是来自于电网企业或电力交易中心按月出具的《电力结算单》，以此明确了发行人各项目场站上网电量的情况；结算价格方面，保障性收购所对应的基础电价，系根据各项目建设期间所适用的电价政策所确定；市场化交易电价系根据发行人在电力交易中心申报情况所确定，两种交易所对应的电量和电价，均会在《电力结算单》上体现。此外，发电项目如涉及发电补贴的，发行人则根据《电力结算单》上所确认的上网电量，同时依据项目所适用的补贴电价，以二者数据计算得出当月补贴收入，并确认当期收入。发行人的收入确认情况与同行业一致。

2、发行人在本反馈意见回复中，已披露并网各项目在报告期内保障性收购和市场化交易电量情况，以及占各年度各项目上网电量比重。公司 2024 年度风

电项目的市场化交易电量大幅下降，主要还是受“哈郑直流”三个项目的上网电量申报交易策略与实际上网电量发生偏差所导致，但并不会影响电网企业与项目公司按照实际上网电量进行电费结算，《电力结算单》仍是以项目本身的实际上网电量、实际交易收入进行列示，不会对公司的收入确认产生影响。发行人光伏项目市场化交易电量在 2024 年度大幅提升，主要是受新并网项目参与市场化交易增长以及存量项目受政策影响导致市场化交易提升等因素所致。

3、报告期内，发行人市场化交易均价持续下滑，主要是因 2021 年前投建含补贴项目的市场化交易上网电价仅将基础电价参与市场化竞价，电价补贴不受影响，该等项目即使参与市场化交易，仍维持在较高售电均价水平；2022 年之后平价项目主要以市场化交易方式售电，该等项目的目标上网电价为 0.262 元/千瓦时，但实际交易均价仍存在波动，该等项目的市场化交易电价大幅低于存量补贴项目的上网均价，由此导致发行人市场化交易均价持续下降。在剔除补贴影响后，报告期内发行人参与市场化交易的基础电价均价分别为 0.16 元/千瓦时、0.23 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时和 0.20 元/千瓦时，与同行业可比公司变动趋势基本一致，波动范围属于合理区间，变动情况具有合理性。

4、报告期内，发行人风力发电和光伏发电平均上网电价变动具备合理性，符合新能源发电项目上网电价定价政策的变化。单位成本变动具有合理性，符合主营业务成本构成及变动情况。发行人主营业务毛利率逐年下降的原因主要系平价发电项目装机容量及上网电量占比逐步提升，而平价发电项目平均上网电价低于补贴发电项目，导致风力发电及光伏发电业务平均上网电价均逐年下降，存在合理性。报告期内，发行人风力发电及光伏发电业务毛利率水平及整体变动趋势与同行业公司相比，不存在重大差异。

5、发行人 2022 年、2023 年及 2024 年归属于母公司股东的净利润持续下降，2025 年一季度出现亏损。经营业绩下降的因素主要包括：应收补贴款回款周期长导致的计提的信用减值损失金额较大；市场化交易电价波动；新能源项目尤其是本地消纳项目限电率较高；报告期内并网的新能源发电项目配套储能设备价格较高。其中，应收补贴款回款周期长系新能源发电行业均面临的问题，新能源项

目结算电费价格受市场化交易价格波动影响，短期内仍存在进一步下降的风险。新能源项目的限电率受电网建设周期、调峰能力、电力市场交易机制及规划协调等因素影响，短期内仍存在不能有效缓解而导致产能利用率不足、经营业绩不能有效释放的风险。报告期内，发行人核心业务、经营环境、主要业务发展情况未发生重大不利变化，随着电力深化改革，电网建设的持续推进、储能技术持续加快应用以及电力市场交易机制的不断完善，前述不利因素不会对公司持续经营能力产生重大不利影响。

6、发行人对外投资不属于财务性投资，发行人最近一期末未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本回复报告出具日，发行人不存在新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务的情况，无需从本次募集资金总额中扣除，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。

问题四

本次发行拟募集资金 19.80 亿元，扣除发行费用后，拟使用 13.86 亿元投向立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目，拟用 5.94 亿元补充流动资金。募投项目总投资 31.17 亿元，资金缺口为 11.37 亿元，拟在哈密市巴里坤县建设 800MW 风电项目、200MW/800MWh 储能项目。本项目建设达产后，预计实现年均营业收入 48,140.93 万元（含税），年均净利润 15,523.05 万元。该项目的财务内部收益率（税前）为 10.38%，财务内部收益率（税后）为 9.09%，投资回收期为 11.3 年。

发行人 2022 年度首发募集资金投资项目包括伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目、伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目、小红山 8MW 分散式风电项目，均已于 2021 年 12 月并网。其中伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目与本次募投项目均位于哈密地区。申报材料显示，公司现有哈密区域的五个风电场，报告期内的弃风率较高。前募项目最近三年实现效益呈下降趋势，2024 年度伊吾淖毛湖和伊吾白石湖项目的加权平均净资产收益率均低于可研报告中预计的投资财务内部收益率和资本金内部收益率。

报告期内，公司控股股东发生变更，由新疆新能源（集团）有限责任公司变更为新疆能源集团。新疆能源集团控制的企业中有 7 家企业与发行人及其下属子公司从事相同或类似业务，另有两个可再生能源发电项目尚未成立项目公司。新疆能源集团拟通过委托经营方式避免实质性同业竞争。

发行人前次募集资金存在将节余资金用于补充流动资金情形。公司前次募集资金投资项目均已达到预定可使用状态，全部结项并将节余募集资金 11,664.13 万元用于永久补充流动资金。2024 年 4 月 26 日公司召开 2024 年第二次临时股东大会审议通过相关议案。全部补充流动资金的金额占募集资金总额的比例为 53.33%。

请发行人补充说明：（1）结合本次募投项目与前募项目的差异、本次募投项目所处地区的经济发展状况、用电需求及供给情况、新能源发电项目规模、弃风率的变动趋势等，说明本次募投项目在弃风率较高区域继续扩建风电项目的必要性和合理性。（2）结合哈密区域已有与在建的风电项目情况，是否存在市场竞争激烈、影响发行人经营效益的情形，说明募投项目新增产能的消纳保障情况。（3）说明本次募投项目的销售模式，上网电价确认依据，并说明项目收入、成本、费用的测算过程和依据，上网电量、年等效利用小时数、毛利率、净利率等主要参数选取依据，与发行人同类项目情况是否存在较大差异，是否考虑弃风弃光限电风险，本次募投项目效益预测是否合理、谨慎。（4）结合发行人对前次募投项目的效益预测主要指标的设定情况，说明前次募投项目是否达到预期；如未达到，说明未达到预期效益的原因，相关不利因素是否已经消除；若未消除，该等不利因素对前次募投项目预计未来效益实现情况以及对本次募投项目效益实现情况的影响。（5）结合公司已建和在建项目、同行业公司可比项目的单位产能投资金额情况，及设备投资测算依据和过程、单位产能设备投资金额，说明本次募投项目总投资及设备投资规模的合理性，并进一步说明本次发行融资规模的合理性。（6）本次募投项目资金缺口的解决方式，相关资金能否按计划投入及具体的保障措施。（7）截至目前最新的投资进度，本次募集资金是否包含本次发行相关董事会决议日前已投入资金。（8）结合本次募投项目具体投资构成、各项投资是否为资本性支出等，说明补流比例是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》有关规定。（9）同期策划的发行人与能源集团、北疆公司签署《委托经营管理协议》已完成股东大会审议，但发行人与新疆能源（集团）投资有限责任公司、新疆能源（集团）哈密清洁能源有限责任公司签署《委托经营管理协议》尚未完成股东大会审议的主要原因。（10）结合委托经营协议签署情况、主要内容及各方权利义务的安排等，说明该方式是否能有效避免同业竞争，新疆能源集团对于彻底解决同业竞争情形是否有明确计划或安排。（11）结合节余募集资金 11,664.13 万元用于永久补充流动资金情况，说明其中补流比例是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关规定，如否请相应调整。

请会计师对（3）-（8）核查并发表明确意见。

一、公司回复：

（三）说明本次募投项目的销售模式，上网电价确认依据，并说明项目收入、成本、费用的测算过程和依据，上网电量、年等效利用小时数、毛利率、净利率等主要参数选取依据，与发行人同类项目情况是否存在较大差异，是否考虑弃风弃光限电风险，本次募投项目效益预测是否合理、谨慎。

本次募投项目依据《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价〔2025〕350号）将通过机制电量与市场化交易相结合的方式
进行售电。售电价格方面，募投项目效益测算所选取的售电价格为0.1823元/千瓦时，公司在2023-2025年3月期间，本地消纳平价风电项目的市场化交易均价分别为0.22元/千瓦时、0.20元/千瓦时和0.23元/千瓦时，募投项目所采用的售电价格低于公司同类型风电项目的市场化交易均价；弃风率方面，本次募投项目已考虑20%弃风限电风险，2022-2024年，公司在哈密地区风电项目的综合弃风率水平为17.45%、17.34%和18.66%，20%弃风率作为参数相比公司在哈密地区弃风率水平更为谨慎；综合毛利率方面，本次募投项目测算综合毛利率水平为37.81%，2022-2024年，公司风电项目毛利率水平分别为62.51%、59.62%和59.62%，同行业可比公司平均毛利率水平分别为62.30%、59.70%和59.70%，故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。综上，本次募投项目效益测算时，对于上网电价、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。

本次募投项目年等效利用小时数为2,296.8小时，虽高于哈密国投新风三塘湖200MW风电项目2024年上网电量利用小时数，但与其2019-2024年综合年均利用小时数2,214.96小时不存在较大差异，且低于同属哈密地区且同属本地消纳的哈密新风恒远十三间房风电场一期49.5MW项目2023-2024年期间上网电量利用小时数2,298.96小时、2,719.86小时。此外，本次募投项目的配套储能设施对于发电项目降低弃风率、提升上网电量也有一定的有利影响。

根据中国电建西北勘测设计研究院对本次募投项目出具的《可行性研究报告》，并通过对相关参数选取条件的分析，以及与发行人同类项目情况对比分析，本次募投项目已参照同地区项目考虑 20%弃风限电风险，项目的效益预测谨慎合理，与发行人同类项目情况不存在较大差异，具有可实现性。

1、本次反馈意见回复期间，发行人对募集资金投资项目投资总额、收入及经济效益测算做出调整的情况说明，及与前次效益测算的对比分析

(1) 本次募投项目投资总额调整情况

立新能源第二届董事第十六次会议审议通过，本次募投项目投资总额由 311,682.86 万元调减至 296,032.52 万元，主要系根据巴里坤追风、双登集团股份有限公司 2025 年 5 月签订的《储能系统设备采购合同》、可研机构新出具的《可行性研究报告》，将储能设备由原预计金额 58,054.33 万元调减至 43,752.36 万元，调减 14,301.97 万元系募投项目投资总额降低的主要原因。投资总额调整前后对比情况如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	调整前投资金额 (万元)	调整后投资金额 (万元)	调整后与调整前 比较差异
1	风电场工程	301,565.21	285,928.79	-15,636.42
1.1	施工辅助工程	4,202.55	4,184.78	-17.77
1.2	设备及安装工程	252,722.21	237,709.58	-15,012.63
1.3	建筑工程	22,792.96	22,792.96	-
1.4	其他费用	16,122.28	15,996.74	-125.54
1.5	基本预备费	2,958.40	2,806.84	-151.56
1.6	建设期利息	2,766.81	2,437.89	-328.92
2	送出工程	10,117.65	10,103.73	-13.92
2.1	建设施工及设备投资	10,000.00	10,000.00	-
2.2	建设期利息	117.65	103.73	-13.92
	静态投资合计	308,798.40	293,490.90	-15,307.50
	建设期利息合计	2,884.46	2,541.62	-342.84
	项目总投资	311,682.86	296,032.52	-15,650.34

(2) 本次募投项目收入、利润及效益预测调整情况

发电收入及效益预测调减方面，首次申报时，《可行性研究报告》对于本次募投项目的预计年均营业收入为 48,140.93 万元（含税）、年均净利润为 15,523.05 万元，彼时上网电价系根据新疆发改委印发的《完善我区新能源价格机制的方案》（新发改能价【2022】185），测算项目收入时，上网电价按 0.262/kWh（含税，不含税上网电价为 0.2319 元/kWh）计算。

2025 年 6 月 24 日，新疆发改委发布《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价〔2025〕350 号），明确对 2025 年 6 月 1 日以后投产的增量项目，按照方案所明确的机制电价、机制电量等相关政策自 2025 年 11 月 1 日起执行。据此，发行人按照新政要求，对本次募投项目的综合售电均价调整为 0.206 元/千瓦时（含税，不含税上网电价为 0.1823 元/千瓦时）。以此电价计算，导致公司对本次募投项目的年均营业收入、年均净利润分别调整为 33,496.69 万元、8,990.58 万元，相较前次可行性研究报告预测收入及利润水平均有所降低，而本次募投项目的毛利率、投资收益率等指标也均有所下降。

根据前述本次募投项目投资总额、收入预测等内容调整，调整后对于本次募投项目的收入、成本、净利润以及效益预测等财务指标均产生一定的下降影响，本项目 20 年运营期内，对效益测算及选取参数主要指标调整情况对比如下：

单位：万元

序号	科目	调整前金额或指标	调整后金额或指标	调整后与调整前比较差异
1	上网电价（元/千瓦时）	0.2319	0.1823	-0.0496
2	年均上网电量（万千瓦时）	183,744.00	183,744.00	-
3	年均营业收入	42,602.59	33,496.69	-9,105.90
4	累计营业收入	852,051.82	669,933.88	-182,117.94
5	投资总额	311,682.86	296,032.52	-15,650.34
6	发电成本总额	495,810.73	466,900.47	-28,910.26
7	利息支出合计	60,038.52	50,267.81	-9,770.71

序号	科目	调整前金额或指标	调整后金额或指标	调整后与调整前比较差异
8	营业成本合计	435,772.21	416,632.66	-19,139.55
9	年均营业成本	21,788.61	20,831.63	-956.98
10	利润总额	387,642.70	225,648.77	-161,993.93
11	净利润总额	310,460.94	179,811.62	-130,649.32
12	年均净利润	15,523.05	8,990.58	-6,532.47
13	毛利率	46.86%	37.81%	-9.05%
14	净利率	36.44%	26.84%	-9.60%
15	全部投资财务内部收益率 (所得税前)	10.38%	7.79%	-2.59%
16	全部投资财务内部收益率 (所得税后)	9.09%	6.75%	-2.34%
17	总投资收益率	6.48%	4.66%	-1.82%
18	回收期	11.3年	12.1年	0.8年

2、说明本次募投项目发电的销售模式，上网电价确认依据

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新疆指定上网汇集站，实现电力上网销售，最终由国网新疆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，本项目为无补贴平价上网项目。本次募投项目原《可行性研究报告》系根据新疆发改委印发的《完善我区新能源价格机制的方案》（新发改能价【2022】185）的通知，以及《关于2025年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》，测算项目收入及效益时，上网电价按0.262/kWh（含税，不含税上网电价为0.2319元/kWh）进行收入测算。

2025年6月24日，新疆发改委发布《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价〔2025〕350号，以下简称“《上网电价市场化改革实施方案》”），明确对2025年6月1日以后投产的增量项目，按照方案所明确的机制电价、机制电量等相关政策自2025年11月1日起执行，据此，发行人按照新政要求，更新本次募投项目的《可行性研究报告》。根

据《上网电价市场化改革实施方案》相关内容，本项目机制电价、市场化交易电价、综合电价确定依据如下：

（1）机制电价：根据上述方案的内容，在运营期 1-10 年内，本项目上网电量的 50%将通过机制电价参与交易，机制电价竞价区间为 0.15 元/千瓦时-0.262 元/千瓦时，由于新政尚未实施，故本次测算考虑平均值是对一组数据集中趋势的度量，它能够在一定程度上代表整个竞价区间的总体水平。据此，对于本项目运营期 1-10 年内的收入测算对电价取值为 0.206 元/千瓦时（含税），不含税机制电价为 0.1823 元/千瓦时。

（2）市场化交易电价：在运营期 1-10 年内，本项目上网电量的 50%将通过市场化交易的方式进行售电；在运营期 11-20 年内，本项目上网电量的 100%将全部通过市场化交易的方式进行售电。市场化交易价格在方案中并未做明确规定，根据历史经营情况来看，市场化交易价格虽存在波动性，但受供需关系稳定的有利影响，预计未来市场化交易电价将持续趋于稳定。经对发行人过去各风电项目参与市场化交易竞价变动情况来看，并结合《上网电价市场化改革实施方案》的出台背景，在缺乏更多关于电价具体走势信息的情况下，本项目市场化交易电价亦同样参照机制电价竞价区间 0.15 元/千瓦时-0.262 元/千瓦时的平均值计取测算，即为 0.206 元/千瓦时（含税），不含税机制电价为 0.1823 元/千瓦时。

综上，本次募投项目在未来 20 年经营期间所采用的的预测电价情况如下：

项目类型	运营期 1-10 年内				运营期 11-20 年	
	机制电量	机制电价（元/千瓦时） （含税）	市场化交易电量	市场化交易电价（元/千瓦时） （含税）	市场化交易电量	市场化交易电价（元/千瓦时） （含税）
增量项目	年上网电量 50%	0.206	年上网电量 50%	0.206	年上网电量 100%	0.206
综合度电均价	0.1823 元/千瓦时（不含税）					

经对比分析，发行人 2022 年仅哈密新风恒远本地消纳平价风电项目在当年并网且处于调试阶段，上网电量及市场化交易均价不具有可比性。2023-2025 年 3 月期间，发行人本地消纳的平价风电项目参与市场化交易电量分别为 19,873.96

万千瓦时、27,407.47 万千瓦时和 7,309.22 万千瓦时，市场化交易电量所对应的市场化交易竞价收入分别为 4,324.16 万元、5,482.20 万元和 1,664.86 万元，市场化交易单价分别为 0.22 元/千瓦时、0.20 元/千瓦时和 0.23 元/千瓦时，发行人上述平价风电项目在 2023-2025 年 3 月期间合计市场化交易电量、基础电价竞价收入所对应的综合市场化交易度电均价（不含补贴）为 0.21 元/千瓦时（不含税）。据此，本次募投项目在运营期内所采用的的综合度电均价 0.1823 元/千瓦时具有谨慎性、合理性。

3、说明项目收入、成本、费用的测算过程和依据，上网电量、年等效利用小时数、毛利率、净利率等主要参数选取依据

根据对本项目营业收入及成本费用测算，本项目在 20 年运营期内，累计营业收入为 669,933.88 万元，年均营业收入为 33,496.69 万元；累计总成本费用为 466,900.47 万元，扣除利息支出 50,267.81 万元后，总成本费用为 416,632.66 万元，年均营业成本为 20,831.63 万元，由此测算本项目毛利总额为 253,301.24 万元，年均毛利总额为 12,665.06 万元。综上计算，本项目的综合毛利率为 37.81%。

在按税收政策扣除销售税金及附加、所得税等费用后，本项目 20 年可实现利润总额为 225,648.77 万元，缴纳所得税款为 45,837.15 万元，净利润为 179,811.62 万元，年均可实现净利润为 8,990.58 万元，净利率为 26.84%。具体分析如下：

(1) 上网电量、年等效利用小时数情况以及收入测算过程，弃风限电量已按 20%综合考虑

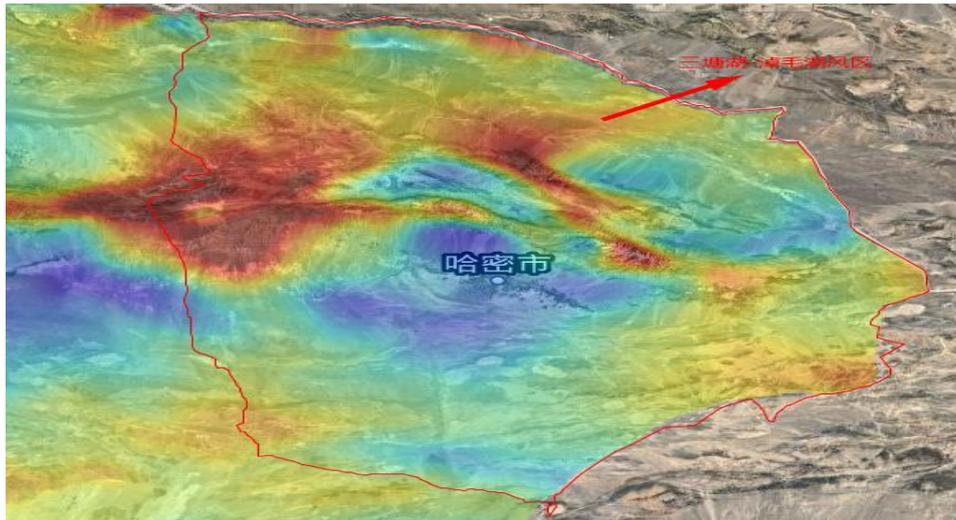
本项目收入主要由风力发电收入构成。其中，风力发电收入又与发电量息息相关，售电价格方面，则由国家及地方政府或主管部门所发布的政策确定。电价方面，本项目经营期上网电价按照本题“1、说明本次募投项目发电的销售模式，上网电价确认依据”之回复，依据《上网电价市场化改革实施方案》政策内容，以综合度电均价 0.206 元/kWh（含税）进行测算。

上网电量方面，本项目发电量计算采用风电场区域附近 2 座测风塔代表年测风数据，按照推荐机型当地空气密度下的动态功率曲线和推力系数曲线，对本风电场整体进行发电量计算，得到本风电场风机的理论年发电量和风机尾流影响后的年发电量。2 座测风塔编号分别为 BLK-13#和 BLK-14#，其中 BLK-13#测风塔位于风电场北部边界约 2km 处，BLK-14#位于风电场址东南部边界约 1.6km 处。两座测风塔高度均为 90m，具有两年以上的测风数据。为获取与测风塔相关性较好且具有同期数据的长系列风速资料，本次采用格林威治中尺度数据对测风塔进行订正分析，本次收集到风电场具有代表位置处的格林威治中尺度数据 90m 高度近 20 年逐小时风速数据，经分析，测风塔 90m 高度风速与中尺度数据总体相关系数均大于 0.75，相关性较好。根据装机规模及本项目所处风区风能情况，工程推荐风力发电机组理论年发电量为 313,770.4 万 kWh。风电设备实际运行中，还需充分考虑其他对风能转化电能的折减因素，包括风机可利用率折减 5%、考虑功率曲线折减 5%、控制滞后和端流损失折减 3%、风电场自用电和电气损耗折减 2%、电网频率波动折减 7%、测风误差折减 2%、叶片污染及老化折减 3%、气候影响折减 2%等因素后，本风电工程总折减后的可利用系数为 73.2%，折减后的风电场年上网电量为 229,680 万 kWh。

此外，基于谨慎原则，充分考虑检维修停工、弃风限电等情况，进一步按照 20%限电率测算，最终本风电项目年均上网电量为 183,744 万 kWh，年等效利用小时数=年均上网电量/装机规模即=183,744 万 kWh/800MW=2,296.8 小时。

①本次募投项目预计年等效利用小时数情况分析

新疆风能资源蕴藏量极为丰富，是全国风能资源最丰富的省区之一。主要分布在乌鲁木齐达坂城风区、阿拉山口风区、哈密十三间房风区、吐鲁番小草湖风区、额尔齐斯河河谷风区、塔城老风口风区、哈密三塘湖~淖毛湖风区、哈密东南部风区和罗布泊风区。全疆 9 大风区中，哈密占 3 个，风区总面积 5.16 万平方公里，在全疆占比 66.3%。本次募投项目建设处于三塘湖~淖毛湖风区，该风区长约 257km，宽约 100km，总面积 24,007Km²，风能资源储量 8,220 万 kW，技术可开发量 4,807 万 kW。



本项目所处三塘湖风电场测风塔 110m 高度代表年平均风速介于 7.65m/s~8.19m/s 之间，平均风功率密度介于 704W/m²~807W/m²之间。根据《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》（NB/T31147-2018）判定该风电场风功率密度等级为 5 级。据此，项目所处风区风资源具有可靠性和稳定性。

除本次募投项目外，发行人在哈密三塘湖同地区风场，还建设并运营着哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目，该项目在 2022-2024 年期间上网电量利用小时数分别为 2,311.07 小时，2,231.95 小时和 1,990.73 小时，年均利用小时数 2,178 小时；三年弃风率分别为 18.28%、18.37%和 23.11%，年均弃风率为 19.92%。由于风资源量具有波动性，报告期内该项目的上网电量利用小时数虽呈下降趋势，且弃风率呈上升趋势，但进一步从中长期来看，在 2019-2021 年期间，哈密国投新风三塘湖 200MW 风电项目的上网电量利用小时数分别为 2,233.89 小时、2,302.25 小时和 2,219.87 小时，弃风率分别为 19.53%、18.71%和 20.96%；故该项目在 6 年的时间里，综合年均利用小时数为 2,214.96 小时，年均弃风率为 19.83%。

因上述哈密国投新风三塘湖 200MW 风电项目为“哈郑直流”疆电外送项目，其上网电量除了受到电网调度、下游消纳需求等影响外，电网企业对于特高压线路、特高压升压站等公共输配电设施的年度检维修情况时间，亦会对发电项目的利用小时数产生一定的影响。

从哈密地区本地消纳项目来看，哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目自 2022 年并网投运后，受益于哈密地区地方经济和工业产值的快速增长，以及用电量需求的持续提升，在 2023-2024 年期间，该项目上网电量利用小时数分别为 2,298.96 小时、2,719.86 小时，整体呈上升趋势，而本次募投项目与该项目同属本地消纳项目，所预测的年均利用小时数水平与该项目相比较亦未存在乐观估计的情形。

据此，本次募投项目的上网电量利用小时数、弃风率所设定的参数，与同地区项目不存在较大差异，具有合理性。

②本次募投项目弃风率情况分析

报告期内，发行人在哈密地区的风电项目弃风率情况如下：

单位：万千瓦时

序号	项目名称	科目	2024 年	2023 年	2022 年
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	理论发电量	54,322.69	56,921.69	58,737.05
		弃风电量	12,556.34	10,454.82	10,738.70
		弃风率	23.11%	18.37%	18.28%
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	理论发电量	37,134.64	35,322.98	37,660.74
		弃风电量	4,110.81	3,423.82	6,128.70
		弃风率	11.07%	9.69%	16.27%
3	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	理论发电量	11,728.78	11,845.36	12,057.13
		弃风电量	1,827.77	1,553.35	2,238.35
		弃风率	15.58%	13.11%	18.56%
4	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	理论发电量	3,558.22	3,912.21	3,953.52
		弃风电量	513.23	409.60	527.68
		弃风率	14.42%	10.47%	13.35%
5	哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目	理论发电量	18,071.35	16,049.59	123.26
		弃风电量	4,284.30	5,671.97	0.00
		弃风率	23.71%	35.34%	0.00%
发行人在哈密地区风电项目合计		理论发电量	124,815.68	124,051.83	112,531.70
		弃风电量	23,292.45	21,513.56	19,633.43

	弃风率	18.66%	17.34%	17.45%
--	-----	--------	--------	--------

注：弃风率=弃风电量/理论发电量。

由上表统计可见，报告期内，发行人在哈密地区风电项目的综合弃风率水平分别为 17.45%、17.34%和 18.66%，低于本次募投项目预计弃风率 20%的水平，本次募投项目弃风率参数选取 20%，并未乐观估计。

③本次募投项目配套建设储能设施，会对项目弃风率的降低以及上网电量的提升具有增益作用

由于本次募投项目配套建设 200MW/800MWh 的储能设施，其电池容量为 800MW 即 80 万千瓦，充放电功率 200MW/h，即一次性满负荷充电及放电时长均为 4 小时，储能设施的建设，主要是为了发电企业能够配合电网企业更好地调峰调度，以此降低弃风情况，故本次募投项目年均上网电量及弃风率水平还受储能设备的影响。

在风电项目中配置储能系统，通常会对风电项目的上网电量产生积极影响，一是有利于减少弃风限电，风力发电具有间歇性和波动性的特点，风速的不稳定会导致风电输出功率大幅波动。当风电出力超过电网的接纳能力时，就会出现弃风现象。储能系统可以在风电功率过剩时储存多余的电能，在风电功率不足时释放储存的电能，从而使其更符合电网的调度要求，减少弃风限电的发生，增加实际上网电量。二是实现峰谷调节，增加峰时上网电量，电力系统存在峰谷用电差异，高峰时段电力需求大，电价高；低谷时段电力需求小，电价低。储能系统可以在低谷时段储存风电产生的电能，在高峰时段将储存的电能释放并输送到电网。这样不仅可以提高风电项目的经济效益，还能通过峰谷调节，帮助电网平衡负荷，减轻电网在高峰时段的供电压力，提高电网的稳定性和可靠性。三是提高风电项目的可预测性，储能系统可以对风电功率进行一定程度的调节和控制，使得风电项目的输出功率更加可预测。通过对历史数据和实时监测数据的分析，可以更准确地制定发电计划，合理安排储能系统的充放电策略。准确的发电计划有助于风电项目与电网进行更好的协调，提高上网电量的准确性和稳定性。

本次募投项目谨慎估计储能设备的利用全年充放电 177 次²，则其可实现充放电量 14,160 万千瓦时，本储能设施选择磷酸铁锂电池，其放电深度为 80%-90%，以 85%水平计算，则其对年均上网电量的增量影响约为 12,036 万千瓦时，影响小时数约为 150.45 小时，剔除储能设施的影响，仅考虑本项目实时上网电量及利用小时数情况，则本项目正常年均上网电量=183,744 万千瓦时-12,036 万千瓦时=171,708 万千瓦时，年均利用小时数为 2,146.35 小时。

据此，本募投项目上网电量及等效利用小时数，略高于哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目，但低于同属哈密地区且同属本地消纳项目的哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目，综合考虑本次募投项目还受到配套储能设施的有利影响，故相关参数选取谨慎、合理。

④本次募投项目收入计算过程

经前述预计上网电量、预计上网电价的选取参数，本募投项目年均营业收入=年均上网电量×目标电价/1.13，即 183,744 万千瓦时×0.206 元/千瓦/1.13=33,496.69 万元。

综上所述，本区域同类型风电项目在中长期的发电设备利用小时数、弃风率水平整体趋于稳定，故本次募投项目预计年等效利用小时数 2,296.8 小时、弃风率参考 20%水平，具有合理性，本次募投项目的收入测算较为谨慎，不存在乐观估计的情形。

(2) 成本费用测算

①固定资产价值

本项目投资总额为 296,032.52 万元，其中，项目静态投资为 293,490.88 万元，建设期利息为 2,541.62 万元，增值税抵扣额 30,552.98 万元，项目固定资产价值为 265,479.54 万元。

²中国电力企业联合会发布《2024 年度电化学储能电站行业统计数据》：（二）应用场景电力电量情况之 1. 电源侧储能：2024 年，新能源配储整体运行情况好于 2023 年，年均利用小时数 766 小时，比 2023 年提高约 642 小时；年均等效充放电次数 177 次（相当于每 2.1 天可完成一次完整充放电），比 2023 年提升约 73 次。

②本项目总成本计算

项目发电成本费用主要包括折旧费、维修费、职工工资及福利费、劳保统筹和住房基金、保险费、材料费、利息支出及其他费用等。各项成本如下：

A. 折旧费：风电项目的固定资产折旧年限为 20 年，残值率为 5%，则综合折旧率为 4.75%。储能项目的综合折旧率为 9.5%，折旧年限为 10 年，残值率为 5%，运营期第 11 年考虑更换储能电池一次，更换电池费用 30,000 万元计入现金流量表维持运营投资中。

B. 维修费：机械设备在运行期间要正常损耗，根据设备厂家建议和以往类项目经验，目前对修理费率暂采用阶梯取费法，即：自计算期第 2 年开始计列，第 2-6 年设备维修费率按 0.2% 计提，第 7-11 年设备维修费率按 0.5% 计提，第 12-21 年设备维修费率按 1% 计提。

C. 职工工资及福利费、劳保统筹和住房基金等：本项目人员总计 32 人，职工年均工资 8 万元，福利费及其他费用合计为职工年均工资总额的 60%。

D. 保险费：保险费率按固定资产价值 0.25% 计。材料费按风电装机容量 10 元/kW 计。

E. 土地使用税：本项目运营期每年考虑 143.41 万元土地使用税计入其他费用中。

F. 其他：考虑储能电池更换费用 30,000 万元，在运行期第 11 年发生。

G. 利息：利息为正常运行期内固定资产投资借款的利息。

根据上述条件测算，本募投项目经营 20 年内，累计总成本费用为 466,900.47 万元，扣除利息支出 50,267.81 万元后，总成本费用为 416,632.66 万元，年均营业成本为 20,831.63 万元。由此测算本项目毛利总额为 253,301.24 万元，年均毛利总额为 12,665.06 万元。综上计算，本项目的综合毛利率为 37.81%。

(3) 税金

本项目应缴纳的税金包括增值税、销售税金及附加、所得税。其中：

①增值税

电力产品增值税率为 13%。根据财政部和国家税务总局财税[2015]74 号《关于风力发电增值税政策的通知》，自 2015 年 7 月 1 日起，对纳税人销售自产的利用风力生产的电力产品，实行增值税即征即退 50%的政策。

根据《中华人民共和国增值税暂行条例》（2008 年 11 月 5 日修订）、《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》（财政部国家税务总局第 50 号令）和《关于调整增值税税率的通知》（财税〔2018〕32 号文件），本项目新购设备及建安投资进项增值税可进行抵扣。经测算，本项目可抵扣增值税额为 30,552.98 万元。

②销售税金及附加

销售税金及附加包括城市建设维护税和教育费附加，以增值税税额为计算基数。本项目城市维护建设税税率取 5%，教育费附加费率取 5%（国家教育附加费率为 3%，地方教育附加费率为 2%）。

③所得税

所得税按应纳税所得额计算，本项目的应纳税所得额为利润总额扣除弥补以前年度亏损后的余额。

风力发电项目属于公共基础设施项目企业所得税优惠的项目，根据国税发[2009]80 号《关于执行公共基础设施项目企业所得税优惠目录有关问题的通知》，其投资经营的所得，自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。

根据财政部、税务总局、国家发改委公告 2020 年第 23 号《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》，自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15%的税率征收企业所得税。本项目企业所得税 1-3 年 0%，4-6 年 7.5%，7-8 年 15%，9-25 年 25%。

在按上述税收政策扣除销售税金及附加、所得税等费用后，本项目 20 年可实现利润总额为 225,648.77 万元，缴纳所得税款为 45,837.15 万元，净利润为 179,811.62 万元，年均可实现净利润为 8,990.58 万元，净利率为 26.84%。

4、与发行人同类项目情况不存在较大差异

2022-2024 年期间，公司下属项目公司所运营的风电项目毛利率情况如下：

机组类型	项目公司	项目名称	并网时间	毛利率		
				2024 年	2023 年	2022 年
风电	哈密国投新风	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	2015.12	63.50%	66.71%	67.91%
风电	哈密新风能源	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	2015.12	51.56%	51.53%	50.63%
风电	托里新风	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	2015.12	54.82%	57.77%	60.28%
风电	淖毛湖风之力	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	2021.12	43.26%	45.76%	64.80%
风电	伊吾立新	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	2021.12	42.53%	47.36%	59.69%
风电	奇台新风	小红山 8MW 分散式风电项目	2021.12	64.97%	50.73%	58.94%
风电	哈密新风恒远	哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目	2022.7	44.49%	48.71%	-384.25%
风电	若羌立新	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	2023.4	-49.09%	40.88%	-
风电	乌鲁木齐立新	金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目	2023.4	29.89%	60.06%	-
风电	木垒新风	新疆能源立新木垒 500MW 风电项目	2024.12	-	-	-

发行人各子公司风电业务毛利率整体相对稳定，但是由于受到风光资源区域不同、风光资源的波动以及补贴情况不同（早期项目补贴高，晚期项目补贴低）的差异，不同发电项目之间，相同发电项目不同年度之间毛利率均存在差异。随着近年风电设备价格的降低，即便在发电补贴退坡的情况下，发行人 2022 年以来新并网的发电项目毛利率水平与原有发电项目相比，出现一定下滑，但仍能保证合理收益。

由于新能源发电项目并网发电后，需要进行几个月的设备调试及联合试运转，

发电效率较低，以及受《企业会计准则解释第 15 号》准则的影响，2022 年 1 月 1 日起，并网发电项目在试运行期间产生的发电收入不再冲减在建工程成本，需确认营业收入。上述因素使得部分当年新并网项目在并网当期的毛利率与投运稳定后的毛利率存在一定波动。

2024 年，发行人若羌县米兰 50MW 风电项目毛利率为-49.09%较 2023 年 40.88%大幅下降，主要受两方面原因影响，一是该项目于 2023 年 10 月转固后，受折旧影响，在 2024 年度营业成本大幅增加；二是 2024 年受地方国网架构升级改造影响，本项目当年弃风率高达 58.49%，发电设备利用小时数 1,074.87 小时相比 2023 年 940.23 小时增幅较小，且本项目于 2023 年 4 月并网后当年仅有效运行 7 个月。综上所述，导致本项目在 2024 年度毛利率为负，预计 2025 年本项目毛利率将恢复到合理水平。

总体来看，公司历史并网运营的发电项目主要系含补贴项目，毛利率水平整体介于 45%-60%，其中，2013-2016 年高补贴并网项目的毛利水平整体略高于 2021 年低补贴并网项目的毛利率水平。无补贴项目方面，随着补贴退坡及取消的政策出台后，公司于 2022 年-2023 年新并网的哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目、金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目的毛利率整体低于存量享有补贴项目，但仍保持在较为稳定水平。

本募投项目预计综合毛利率为 37.81%，低于公司整体风电项目毛利率水平以及公司近年投产的平价项目毛利率水平，主要系因《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》出台后，新疆发改委对于 2025 年 6 月 1 日以后投建并网的增量项目所适用的售电政策以及定价机制重新做出了调整，目前虽尚未实施，但发行人基于谨慎性原则，参照新颁布方案并经充分论证后，重新对本次募投项目的收入定价进行调整，由此导致本项目的毛利率水平测算较低。

本次募投项目与哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目、伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目同处新疆哈密地区，相比该等项目以及公司已投运

的其他风电项目的毛利率水平，本项目预计毛利率水平具有合理性。

5、本募投项目效益预测毛利率水平低于同行业可比公司毛利率

本募投项目达产期平均毛利率与同行业可比上市公司报告期内风电项目的毛利率进行比较情况如下：

同行业公司	风电业务毛利率		
	2024 年度	2023 年度	2022 年度
节能风电（新疆区域）	58.58%	62.18%	65.47%
嘉泽新能	62.77%	63.09%	63.15%
中闽能源	61.32%	61.89%	65.05%
江苏新能	56.09%	54.39%	56.27%
三峡能源	53.02%	56.94%	61.54%
同行业平均	58.36%	59.70%	62.30%
立新能源风电业务毛利率	54.03%	59.62%	62.51%
本次募投项目毛利率	37.81%		

注 1：上述毛利率来源于可比公司年度报告中的风力发电业务毛利率；

注 2：节能风电为新疆区域风力发电业务毛利率。

2022-2024 年期间，同行业可比上市公司风电业务毛利率水平均存在不同程度波动水平，受新建项目发电补贴退坡及取消的影响，全行业风电项目毛利率水平整体呈现下降趋势。通常来看，可再生能源发电行业近年来新建平价项目的毛利率水平整体低于存量可享有补贴项目的毛利率水平。本次募投项目为平价风电项目，达产期平均毛利率水平为 37.81%，低于同行业水平，主要是因新建项目不再享有发电补贴，且本项目并网后，将按照《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》文件所规定的电价政策实施售电，预计本项目综合电价水平将低于公司整体风电项目电价水平，经对比分析，本次募投项目效益测算具有合理性、谨慎性。

(四) 结合发行人对前次募投项目的效益预测主要指标的设定情况, 说明前次募投项目是否达到预期; 如未达到, 说明未达到预期效益的原因, 相关不利因素是否已经消除; 若未消除, 该等不利因素对前次募投项目预计未来效益实现情况以及对本次募投项目效益实现情况的影响。

1、前次募投项目效益预测的实现情况

公司前次募投项目除补充流动资金外, 另有三个发电建设项目, 分别为伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目、伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目和小红山 8MW 分散式风电项目。

报告期内, 小红山 8MW 分散式风力项目各年度实际效益均达到预期, 伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目 2022 年和 2023 年实际效益达到预期, 2024 年未达到预期, 具体情况如下:

募投项目对应公司	加权平均净资产收益率			预计资本金内部收益率
	2024 年	2023 年	2022 年	
伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	4.59%	14.02%	29.89%	8.69%
伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	3.30%	11.11%	31.93%	9.86%
小红山 8MW 分散式风电项目	37.52%	19.34%	25.59%	8.08%

2、前次募投项目未达到预期效益的原因

伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目 2024 年未达到预期效益, 两个项目报告期内的业务情况和财务情况具体如下:

(1) 业务表现

单位：万 kWh、h

募投项目	实际上网电量			预计发电量
	2024 年	2023 年	2022 年	
伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	9,703.85	10,050.80	9,592.77	13,220.67
伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	2,993.45	3,433.92	3,369.56	3,617.62
募投项目	实际弃风率			预计弃风率
	2024 年	2023 年	2022 年	
伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	15.58%	13.11%	18.56%	10%
伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	14.42%	10.47%	13.35%	10%
募投项目	实际利用小时数			预计等效利用小时数
	2024 年	2023 年	2022 年	
伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	1,960.37	2,030.47	1,937.93	2,644.00
伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	1,995.63	2,289.28	2,246.37	2,412.00

(2) 财务表现

单位：万元

募投项目对应公司	营业收入			净利润			加权平均净资产收益率			预计资本内部收益率
	2024 年	2023 年	2022 年	2024 年	2023 年	2022 年	2024 年	2023 年	2022 年	
淖毛湖风之力	2,773.24	3,259.79	2,894.08	349.33	973.68	1,460.71	4.59%	14.02%	29.89%	8.69%
伊吾立新	868.82	985.37	963.82	72.86	229.05	444.10	3.30%	11.11%	31.93%	9.86%

相较于 2023 年,2024 年伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目对应的公司淖毛湖风之力和伊吾立新的净利润均出现下滑,盈利表现未达到预期收益的 80%,主要原因包括风资源波动、市场化电价波动、可再生能源补贴暂停回款等因素,具体分析如下:

①淖毛湖风之力盈利下滑原因分析

淖毛湖风之力报告期内主要财务数据如下:

单位:万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
一、营业总收入	2,773.24	3,259.79	2,894.08
二、营业总成本	2,173.37	2,441.79	1,369.55
其中:营业成本	1,573.43	1,768.14	1,018.70
管理费用	5.23	2.64	1.51
财务费用	579.43	662.78	344.27
信用减值损失(损失以“-”号填列)	-359.58	-147.19	-68.31
三、营业利润(亏损以“-”号填列)	240.29	670.82	1,462.39
四、利润总额(亏损总额以“-”号填列)	377.99	1,027.51	1,462.39
五、净利润(净亏损以“-”号填列)	349.33	973.68	1,460.71

收入端由于受到风资源波动的影响,2024 年度淖毛湖风之力上网电量较 2023 年度下降 3.45%,同时因为市场化交易电价持续波动,当年度上网电量结算单价由 2023 年的 0.24 元/kWh 下降至 0.19 元/kWh,导致 2024 年度营业收入较 2023 年度减少 486.55 万元,下降 14.93%。

成本端由于风力发电行业属于重资产行业,固定资产在资产总额中的占比较高,进而导致折旧费用在营业成本中的占比较高,2024 年度主营业务成本中折旧费用发生额为 1,202.95 万元,占比为 76.45%,各年度主营业务成本中折旧费用发生额基本一致,不受上网电量波动的影响。主营业务成本中代理服务费、运行维护费等可变成本随着上网电量的下降出现一定程度下滑,较 2023 年度减少 197.06 万元,营业成本变动趋势与营业收入一致,但下降幅度较小。

淖毛湖风之力尚未进入补贴核查清单,已暂停补贴电费回款,2024 年度应收账款期末账面余额较 2023 年度增加 1,126.92 万元,增长 41.83%,淖毛湖风

之力当期计提信用减值损失 359.58 万元，较 2023 年度增长 212.40 万元，增长 44.30%。

上述原因叠加导致淖毛湖风之力 2024 年度净利润较 2023 年度减少 624.35 万元，下降 64.12%，加权平均净资产收益率为 4.59%，未达到预期效益。

伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目的可行性研究工作于 2021 年完成，估算过程中未将可再生能源补贴暂停回款等政策变动因素纳入考虑，因此未对相关信用减值损失进行估计，2024 年度若排除信用减值损失所带来的影响，淖毛湖风之力的加权平均净资产收益率为 8.22%，略低于预计资本金内部收益率 8.69%，下降幅度小于 20%。

②伊吾立新盈利下滑原因分析

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
一、营业总收入	868.82	985.37	963.82
二、营业总成本	665.29	710.65	496.88
其中：营业成本	499.32	518.68	388.52
管理费用	4.94	3.77	1.51
财务费用	159.89	187.36	106.39
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-128.55	-45.39	-22.36
三、营业利润（亏损以“-”号填列）	74.98	229.33	444.57
四、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	74.98	229.33	444.57
五、净利润（净亏损以“-”号填列）	72.86	229.05	444.10

收入端由于受到风资源波动的影响，2024 年度伊吾立新上网电量较 2023 年度下降 12.83%，同时因为市场化交易电价持续波动，导致 2024 年度营业收入较 2023 年度减少 116.54 万元，下降 11.93%。

成本端由于风力发电行业属于重资产行业，固定资产在资产总额中的占比较高，进而导致折旧费用在营业成本中的占比较高，2024 年度主营业务成本中折旧费用发生额为 377.75 万元，占比为 75.65%，各年度主营业务成本中折旧费用发生额基本一致，不受上网电量波动的影响。主营业务成本中运行维护费、试验

预试费等可变成本随着上网电量的下降出现一定程度下滑，较 2023 年度减少 18.65 万元，营业成本变动趋势与营业收入一致，但下降幅度较小。

伊吾立新尚未进入补贴核查清单，已暂停补贴电费回款，2024 年度应收账款期末账面余额较 2023 年度增加 371.99 万元，增长 40.58%，导致伊吾立新当期计提信用减值损失 128.55 万元，较 2023 年度增长 83.17 万元，增长 183.24%。

上述原因叠加导致伊吾立新 2024 年度净利润较 2023 年度减少 156.19 万元，下降 68.19%，加权平均净资产收益率为 3.30%，未达到预期效益。

伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目的可行性研究工作于 2021 年完成，估算过程中未将可再生能源补贴暂停回款等政策变动因素纳入考虑，因此未对相关信用减值损失进行估计，2024 年度若排除信用减值损失所带来的影响，伊吾立新的加权平均净资产收益率为 8.45%，略低于预计资本金内部收益率 9.86%，下降幅度小于 20%。

3、相关不利因素对前次募投项目的后续影响

报告期内，影响前次募投项目盈利表现的不利因素主要包括风资源波动、市场化交易电价波动、可再生能源补贴暂停回款。截至本回复报告出具日，可再生能源补贴暂停回款仍持续对前次募投项目的盈利表现造成不利影响，风资源波动和市场化交易电价波动对前次募投项目盈利表现的影响有所减轻。具体分析如下：

(1) 风资源波动

伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目均位于新疆哈密地区，2024 年度受到全球性气候现象影响，ERA5 显示哈密全年平均风速较设计值低 1.8m/s，导致风电机组的可利用小时数减少，进而导致实际利用小时数进一步减少。根据全球气温指标监测结果，目前全球性气候现象处于衰退尾声，未来两年风资源出现较大幅度波动的概率较低。

从中长期来看，上述项目所处哈密地区位于“百里风区”的核心地带，十三间房风区年平均大风日数达 205 天，极大风速曾达 50.28 米/秒，夏季高温干旱、冬季寒潮冰冻，叠加全球气候变暖的大背景，不能排除未来持续出现风资源波动的可能性。

针对可能到来的风资源波动，发行人与运行维护供应商紧密合作，通过气象灾害预警平台对天气进行提前预警，综合气象条件、机型、偏航变桨角度等因素对在建与运行项目发布预警及相应的应对策略。基于预警精度及现场执行情况，提前发布大风抗涡激预警和防扫塔预警，保障机组顺利通过气象考验。预计未来随着历史数据的积攒、分析能力的进一步提升和仿真工况、数字孪生、人工智能等工具的充分利用，相关项目能够更加安全高效地应对风资源波动，进一步减少风资源波动对发电机组的影响。

(2) 市场化交易电价波动

相较于 2023 年度，2024 年新能源发电项目参与市场化交易电量对应的结算电价的呈波动态势，导致补贴项目结算电费电价同比下降 9.97%，进而导致补贴项目的平均销售电价同比下降 4.69%，进而导致补贴项目营业收入的下降。

当前国家正在推动深化电力改革，新能源（风电、光伏）上网电量全面进入电力市场，电价由市场交易形成。由于新能源发电具有间歇性（如光伏发电集中在午间），午间电力供应过剩可能导致电价下降，而晚高峰时段出力不足则可能推高电价，加剧日内价格波动。

为缓解波动对企业的影响，推动电力深化改革，国家发改委、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》，建立了“多退少补”的差价结算机制。当市场交易价格低于机制电价时给予补偿，高于时扣除差价，保障企业稳定收益。存量项目（2025 年 6 月前投产）通过差价结算衔接现行政策，增量项目则通过市场化竞价确定机制电价。

未来公司将会根据自身场站的实际情况，充分掌握电力市场化交易规则，制定有针对性的交易策略，更好地适应电力行业深化改革带来的风险和机遇，实现公司业务的高质量发展。

(3) 可再生能源补贴暂停回款

报告期内，公司实际收回的应收新能源补贴电费款持续下降，应收新能源发电补贴款持续增加，而公司采用了相比同行业上市公司更为严谨的应收账款坏账计提会计估计，导致应收账款信用减值损失计提持续上升。

新能源发电项目实现并网发电后，脱硫燃煤标杆电价部分由电网公司直接结算支付，结算周期通常在 1 个月之内。而补贴电费则是根据电网公司收到国家可再生能源发展基金财政补助资金后转付给发电企业，可再生能源补贴电费受财政拨款预算规模及拨付周期的影响存在回款周期长、回款金额波动性大的情形。且可再生能源补贴电费部分，根据国家发改委、财政部和国家能源局要求，需逐级申报纳入补贴目录或补贴清单，发电项目列入补贴目录或补贴清单后可获得可再生能源补贴，且可再生能源补贴结算周期较长，进而使得公司应收可再生能源补贴款余额逐年增加。

截至本回复报告出具日，伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目均尚未纳入“国补目录”，伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目尚未纳入合规项目清单，在报告期后何时纳入补贴目录或通过合规审查存在不可预测性，已纳入补贴目录及通过合规审查的发电项目补贴回款金额及期间亦存在不可预测性，因此该不利因素对前次募投项目的不利影响尚未消除。

4、相关不利因素对本次募投项目效益实现情况的预计影响

公司本次向特定对象发行股票募集资金拟投入立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目及补充流动资金，与前次募投项目均建设于新疆哈密地区。相关不利因素对于该项目的效益实现情况的预计影响分析如下：

(1) 风资源波动

本次募投项目与前次募投项目均位于新疆哈密地区，均接入国网新疆指定的电网线路，并实现向国家电网上网售电，因此该项目亦会受到风资源波动的影响。

针对本次募投项目的风资源评估，气象方面项目东南方 95KM 处的淖毛湖气象站与本次募投项目风电场站的地形、地貌相似，期间地势起伏不大，因此选取该站作为风电场代表气象站，通过调取该站 1990 年至 2019 年的历史气象观测数据，对各项气象要素进行统计分析；风速方面分别参考了淖毛湖气象站 1990 年至 2019 年的历史风速水平数据和风电场区域附近 2 座测风塔两年以上的历史测风数据，对原始数据进行验证、订正，通过相关验证和评估软件对风速进行统计

分析；后续分析过程中结合了当地空气密度、风特征参数对风能进行测算，最终得出对项目所在地风力资源的综合评价。相关评估预测过程中已充分考虑了当地风资源的波动等因素，预测数据的形成过程科学、严谨，可以合理信赖。

本次募投项目建设时还根据相关政策，配套建设了 200MW/800MWh 储能设施，用于参与系统调峰调频、平滑本项目出力曲线、解决本项目弃电等功能，预计也可以缓解新能源发电出力时段与用电端需求时段不匹配造成的分时消纳冲突，一定程度上能够减少本次募投项目的限电率。

综上所述，本次募投项目在制定预计效益时充分考虑了风资源波动对发电量的影响，叠加储能设备对发电功率、时长的增益，预计风资源波动对本次募投项目的不利影响将会有所减弱。

(2) 市场化交易电价波动

上网电价方面，本项目为无补贴平价上网项目。

2025 年 1 月，国家发改委、国家能源局联合发布《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》（以下简称：“《通知》”）提到：

“推动新能源上网电量参与市场交易。新能源项目（风电、太阳能发电，下同）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。新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。

建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。

2025 年 6 月 1 日起投产的新能源增量项目：（1）每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。通知实施后第一年新增纳入机制的电量占当地增量项目新能源上网电量的比例，要与现有新能源

价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动。单个项目申请纳入机制的电量，可适当低于其全部发电量。（2）机制电价，由各地每年组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期可考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。（3）执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。”

2025 年 6 月 24 日，新疆发改委发布《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》，方案明确：新能源项目（风电、太阳能发电）上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。上网电价方面，对 2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目：补贴项目机制电量规模比例 30%；平价项目机制电量规模比例 50%。机制电价补贴项目 0.25 元/千瓦时、平价项目 0.262 元/千瓦时。对 2025 年 6 月 1 日及以后投产的新能源增量项目：机制电量规模原则上参照存量平价项目机制电量规模比例以及增量项目上网电量确定。机制电价通过分类竞价形成，竞价区间暂定 0.15 元/千瓦时—0.262 元/千瓦时。竞价按年组织，由已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价。存量项目执行期限，取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满 20 年剩余年限中的较小者。增量项目考虑回收项目初始投资平均期限，执行期限 10 年。

预计本次募投项目后续参与市场化交易过程中收益预期将会更加稳定，新能源可持续发展价格结算机制将会有助于公司实现更高质量发展。

（3）可再生能源补贴暂停回款

立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目属于新建平价发电项目，将通过市场化交易及政策保障性收购实施电力销售并不再享有可再生能源发电补贴，因此该项目的效益实现情况不会受到可再生能源补贴暂停回款因素的影响。

综上所述，影响前次募投项目盈利表现的不利因素对本次募投项目的影 响将会有所减弱或完全不再造成影响，本次募投项目在制定效益预测时业已将相关不利因素的影响纳入考虑。

(五) 结合公司已建和在建项目、同行业公司可比项目的单位产能投资金额情况，以及设备投资测算依据和过程、单位产能设备投资金额，说明本次募投项目总投资及设备投资规模的合理性，并进一步说明本次发行融资规模的合理性。

1、公司已建和在建项目单位产能投资金额情况，本次募投项目设备投资测算依据和过程、单位产能设备投资金额

发行人于 2023-2025 年 3 月期间已建投运风电项目，与本次募投项目的总投资、设备投资对比情况如下：

序号	项目	进展	产能规模 (MW)	项目总投资 (万元)	设备及安装工程投资 (万元)	单位总投资 (万元/MW)	单位设备投资 (万元/MW)
1	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	2023 年 4 月并网	50 (配储 5MW/10MWh)	30,213.75	18,535.33	604.28	370.71
2	金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目	2023 年 4 月并网	49.5	26,147.51	17,766.00	528.23	358.91
3	新疆能源立新木垒 500MW 风电项目	2024 年 12 月并网	500.00 (配储 50MW/100MWh)	225,605.29	157,717.94	451.21	315.44
4	立新能源达坂城 500MW 风电项目	2025 年 1 月并网	500.00 (配储 100MW/200MWh)	199,564.83	140,813.86	399.13	281.63
5	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	在建	800.00 (配储 200MW/800MWh)	296,032.52	237,709.58	370.04	297.14

由于风电设备历史价格较高，故发行人主要选择了 2023 年之后新建并网的风电项目与本次募投项目的投资情况进行对比分析，该等已建项目尚未完成竣工决算，投资金额及设备金额均来自各项目可研报告。

(1) 设备投资测算依据和过程

可再生能源发电项目建设中，通常设备及安装工程投入占据了整体项目投资 70%以上份额。根据项目建设条件不同，如是否需建设汇集站、是否投入较多建筑工程建设（对于新区域项目需配套建设生活区、场站等设施）等设计，不同建设方案均会导致发电项目的单位总投资以及设备投资出现差异。同时，项目建设

在不同区域、发电设备不同时期的价格波动、型号差异，亦会导致各项目投资金额存在一定差异。上表测算中，发行人通过各项目可研报告提取了项目总投资、发电设备及安装投资、储能系统投资等数据，将相关投资与装机规模数据对比，测算出各新建和拟建项目的单位设备投资均价（万元/MW）并与本次募投项目列表对比，分析如下。

（2）风电设备投资估算情况

公司 2023 年新建及在建风电项目，根据投资概算统计，上述第 1 项若羌米兰 50MW 风电项目单位设备投资为 370.71 万元/MW，第 2 项金润绿原 49.5MW 风电项目单位设备投资金额为 358.91 万元/MW，均高于 2024 年投建风电项目的单位设备投资金额。2024 年新投建立新木垒 500MW 风电项目和立新达坂城 500MW 风电项目的单位设备投资金额分别为 315.44 万元/MW 和 281.63 万元/MW。

总体来看，公司近两年新建风力发电项目所采购设备及安装均价介于 280 万元/MW—370 万元/MW，并整体呈下降趋势，本次募投项目涉及 800MW 风电项目及配套储能建设，单位总投资为 370.04 万元/MW，单位设备投资为 297.14 万元/MW，相比 2023 年度建设的风电项目呈下降趋势，与公司 2024 年度新建风电项目的投入预算不存在较大差异。

综上，本次募投项目不存在风电设备投资规模不合理的情形。

（3）本次募投项目设备投资测算依据及过程

本次募投项目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、储能及其他设备及安装工程。具体投资测算内容如下：

单位：万元

编号	工程或费用名称	单位	数量	单价	设备费	安装及材料费	合计
1	风电发电场设备及安装工程	-	-	-	154,086.70	10,349.66	164,436.36
1.1	风电机组 6.25MW	台	128	833.14	106,641.60	3,381.26	110,022.86
1.2	塔筒（300t）	台	128	263.43	33,718.99	2,478.01	36,197.00
1.3	预应力锚栓（20t）	套	128	22.39	2,865.61	127.38	2,992.99
1.4	风电机组出线	-	-	-	-	3,406.39	3,406.39

1.5	机组变压器-组合式箱变	台	128	74.47	9,532.16	272.71	9,804.87
1.6	接地工程	-	-	-	-	214.93	214.93
1.7	其他设备及运杂费等	-	-	-	1,328.34	468.98	1,797.32
2	集电线路设备及安装工程	-	-	-	332.80	5,531.54	5,864.34
2.1	集电电缆线路	-	-	-	-	852.40	852.40
2.2	集电架空线路	-	-	-	332.80	4,582.55	4,915.35
2.3	接地	-	-	-	-	96.59	96.59
3	升压变电设备及安装工程	-	-	-	15,826.13	3,648.85	19,474.98
3.1	主变压器系统(含主变压器及配套设备)	台/套	4	1,208.86	4,835.42	109.69	4,945.11
3.2	配电装置设备	-	-	-	6,059.06	683.32	6,742.38
3.3	无功补偿系统(SVG-±36Mvar、SVG-±48Mvar)	套	2+4	360、480	2,653.20	24.69	2,677.89
3.4	站(备)用电系统	-	-	-	186.02	21.49	207.51
3.5	电力电缆	-	-	-	-	226.79	226.79
3.6	接地、监控系统等其他设备	-	-	-	2,092.43	2,582.87	4,675.3
4	储能设备及安装工程	-	-	-	43,752.36	3,873.77	47,626.13
4.1	电池系统	套/组	160	225.00	39,732.73	2,149.68	41,882.41
4.2	PCS及升压系统	台/套	-	-	3,969.06	346.76	4,315.82
4.3	电力电缆及母线	-	-	-	-	1,359.06	1,359.06
4.4	防雷接地系统等其他配套	-	-	-	50.57	18.27	68.84
5	其他设备及安装工程	-	-	-	279.78	27.98	307.76
合计				-	214,277.77	23,431.80	237,709.58

综上，本次募投项目所涉及主要风电和储能设备投资，与公司近年新建及在建项目的投资规模不存在较大差异。

2、同行业公司可比项目的单位产能投资金额情况

本项目与同行业近两年可比案例投资规模比较情况如下：

项目	信息来源及时间	产能规模 (MW)	产品类型	项目总投资 (万元)	设备投资 (万元)	单位总投资 (万元/MW)
杜尔伯特南阳 300MW 风电项目	圣泉集团 (605589.SH) 《关于投资建设杜尔伯特南阳 300MW 风电项目的公告》2025.2	300	风电	178,000.00	未披露	593.00
广东能源托克逊县 100 万千瓦风电项目	粤电力 A (000539.SZ) 《关于风电项目获得核准备案的公告》2024.7	1,000	风电	380,000.00	未披露	380.00
宁夏英力特化工股份有限公司热电分公司 10MW 自发自用分散式风电项目	英力特 (000635.SZ) 《关于投资建设风电项目核准的公告》2024.2	10	风电	4,157.73	未披露	415.77
朔州平鲁高家堰四期 100MW 风电项目	通宝能源 (600780.SH) 《关于投资建设风电项目核准的公告》2024.2	100	风电	56,881.43	未披露	568.81
本募投项目合计		800	风电	296,032.52	214,277.77	370.04

经查阅近年来同行业上市公司新投建风电项目情况，可比公司中，由于各项目建设施工环境、设备条件，新建设施内容均有所差异，故导致项目单位总投资存在一定差异，但发行人本次募投项目建设投资预算处于较低水平。此外，因发行人本次募投项目建设规模较大，有益于项目整体的投资成本控制，在同行业可比项目中，广东能源托克逊县 1,000MW 风电项目与发行人本次募投项目规模较为接近，其单位总投资 380 万元/MW 亦与本次募投项目单位总投资预算不存在较大差异。

由于同行业上市公司可比项目样本量有限，发行人还通过公开信息渠道，进一步收集了 2024 年以来新疆地区获批建设的风光发电项目的投资批复情况，并与本次募投项目投资规模进行对比：

序号	项目 (来源)	类型	建设规模	投资总额 (万元)	单位总投资 (万元/MW)	批复 (信息公开) 时间	核准机构
1	《关于新疆双杰木垒 30 万千瓦风电项目环境影响报告表的批复》	风电+储能	300MW	118,000	393.33	2024.6.11	昌吉州生态环境局

序号	项目（来源）	类型	建设规模	投资总额（万元）	单位总投资（万元/MW）	批复（信息公开）时间	核准机构
2	《关于三峡集团新疆达坂城5万千瓦风电项目环境影响报告表的批复》	风电+储能	50MW	20,000	400.00	2024.8.16	乌鲁木齐市生态环境局
3	《中国能建新疆电建承建的国家电投哈密北100万千瓦风储一体化项目首台风机浇筑顺利完成》	风电+储能	1000MW	390,000	390.00	2024.11.12	新疆电建公开新闻
4	《关于新疆新华布尔津县65万千瓦风电项目环境影响报告表的批复》	风电+储能	650MW	292,166.36	449.50	2024.4.24	阿勒泰地区生态环境局

经查阅上表信息，2024年以来，新疆地区新建风电并配套储能项目单位总投资在390万元/MW左右，相比全国造价成本处于较低水平且更为集中，故本次募投项目单位总投资370.04万元/MW，在新疆地区属于合理水平。募投项目投资前的可行性研究，对于本次募投项目投资总额测算为296,032.52万元具有合理性。

3、进一步说明本次发行融资规模的合理性

本次发行融资规模为18.29亿元，其中13.86亿元将投向于哈密三塘湖800MW风电项目，该项目预计投资总额为29.60亿元，募集资金投向在其中占比为46.82%，具有合理性，其余部分将由发行人自筹解决。

发行人将使用本次募集资金4.43亿元用于补充流动资金，截至2025年3月31日，发行人资产负债率为81.46%，主要负债为发行人为各项目建设所采取的银行借款，其中，公司短期借款余额为127,945.08万元，长期借款余额为1,009,717.08万元（含融资租赁款）。此外，截至2025年3月31日，公司偿债能力指标中的流动比率为0.83、速动比率为0.83，公司近年应收账款持续增加，导致公司面临较大的现金流压力，本次补充流动资金有利于公司缓解资金压力。

综上，本次发行募集资金到位后，发行人将通过资金拆借的方式向项目公司借款提供建设资金，置换本次发行董事会召开后的投入资金，并偿还银行贷款，

能够有效帮助发行人缓解资金压力，降低资产负债率，本次发行融资规模具有合理性。

(六) 本次募投项目资金缺口的解决方式，相关资金能否按计划投入及具体的保障措施。

本次募投项目之一“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”总投资金额为 296,032.52 万元，拟投入募集资金 138,600.00 万元，剩余资金缺口为 157,432.52 万元，发行人将通过银行借款和经营积累自筹解决。

1、银行授信

本次募投项目实施主体巴里坤追风新能源有限公司已于 2023 年 12 月 15 日与中国农业银行乌鲁木齐兵团分行签订了《固定资产借款合同》，合同约定借款用途为三塘湖 80 万千瓦风电储能项目建设，借款金额上限为 37.07 亿元。本借款合同为授信合同，根据合同约定，银行在本项目建设期所属的授信范围内，将依据本项目建设进度的实际投入并结合项目公司的提款、付款需求，分批次向项目公司提供借款。

此外，截至 2024 年 10 月 25 日，公司召开第二届董事会第五次会议审议本次发行前，发行人已通过自有资本金及银行借款对本募投项目开工建设并已投入前期建设资金 110,252.26 万元，待本次募集资金 138,600.00 万元到位后，实际资金缺口仅剩 47,180.26 万元，预计后续通过银行借款继续按计划投入使用不存在实质障碍。

2、自有资金及经营积累

截至 2025 年 3 月 31 日，公司货币资金余额为 20,901.18 万元。此外，公司在经营期间仍会持续获得售电资金流入，公司可用该等资金补充募投项目的部分资金缺口。

综上所述，本募投项目资金缺口将主要通过银行授信和经营积累自筹解决，相关资金可以按计划投入。公司与中国农业银行乌鲁木齐兵团分行签署的《固定

资产借款合同》，以及公司货币资金、经营期间产生的现金流量净额，均能够为本次募投项目资金缺口提供保障。

（七）截至目前最新的投资进度，本次募集资金是否包含本次发行相关董事会决议日前已投入资金。

2024年10月25日，公司召开第二届董事会第五次会议，审议本次向特定对象发行股票并确定募集资金用于投向“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”和补充流动资金。在此之前，本募投项目已开工建设并已投入建设资金110,252.26万元，其中，设备及安装工程、建筑工程99,511.22万元、施工辅助及其他建安工程195.20万元、土地及其他费用投入10,545.84万元。

截至2025年6月30日，本募投项目已投入建设资金144,463.70万元，其中，设备及安装工程、建筑工程132,244.93万元、施工辅助及其他建安工程864.40万元、土地及其他费用投入11,354.37万元。具体情况如下：

单位：万元

序号	投资内容	类别	截至2024.10.25前投入金额	截至2025.6.30投入金额	募投项目投资金额	拟使用募集资金投入金额
一、风电场工程						
1	施工辅助及其他建安工程、措施	施工辅助工程	195.20	864.40	4,184.78	-
2	设备（除PC总包外）	设备及安装工程	87,245.30	113,593.50	237,709.58	130,000.00
3	风电场（一部分）27基	建筑工程	4,024.82	4,713.56	-	-
	风电场（二部分）28基	建筑工程	3,666.50	4,779.83	-	-
	风电场（三部分）28基	建筑工程	3,203.58	4,679.53	-	-
	风电场（四部分）27基	建筑工程	1,371.01	4,478.51	-	-
建筑工程小计			12,265.91	18,651.43	22,792.96	8,600.00
4	土地及其他费用	其他费用	10,545.84	11,354.37	15,996.74	-
5	基本预备费、建设期利息	基本预备费、建设期利息	-	-	5,244.73	-
二、送出工程						
1	建设施工及设备投资	建设施工及设备投资	-	-	10,000.00	-
2	建设期利息	建设期利息	-	-	103.73	-

序号	投资内容	类别	截至 2024. 10. 25 前投入金额	截至 2025. 6. 30 投入金额	募投项目投资金额	拟使用募集资金投入金额
	合计	-	110, 252. 26	144, 463. 70	296, 032. 52	138, 600. 00

本次募投项目设备及安装工程、建筑工程计划投资金额为 26.05 亿元，拟使用募集资金 13.86 亿元。募集资金的使用投向均为资本性支出，且不包含董事会决议日前已投入资金。

(八) 结合本次募投项目具体投资构成、各项投资是否为资本性支出等，说明补流比例是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》有关规定。

2025 年 6 月 3 日，公司召开第二届董事会第十四次会议，审议通过了《关于调减公司 2023 年度向特定对象发行 A 股股票募集资金总额暨调整发行方案的议案》，对本次向特定对象发行股票募集资金总额进行了调减，具体情况如下：

单位：万元

序号	项目名称	项目总投入	扣减前拟投入募集资金金额	扣减金额	扣减后拟投入募集资金金额
1	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	296, 032. 52	138, 600. 00	-	138, 600. 00
2	补充流动资金	59, 400. 00	59, 400. 00	15, 074. 53	44, 325. 47
	合计	355, 432. 52	198, 000. 00	15, 074. 53	182, 925. 47

本次发行募集资金为 182,925.47 万元，扣除发行费用后的募集资金净额计划用于立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目和补充流动资金。其中 138,600.00 万元主要投向设备及安装工程、建筑工程，其中工程建设期预计为 12 个月，均为资本性支出，具体明细如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	投资金额	占比	拟使用募集资金投资金额	备注
1	风电场工程	285, 928. 79	96. 59%	-	-
1.1	施工辅助工程	4, 184. 78	1. 41%	-	资本性支出
1.2	设备及安装工程	237, 709. 58	80. 30%	130, 000. 00	资本性支出
1.3	建筑工程	22, 792. 96	7. 70%	8, 600. 00	资本性支出
1.4	其他费用	15, 996. 74	5. 40%	-	资本性支出、非资

序号	工程或费用名称	投资金额	占比	拟使用募集资金投资金额	备注
					本性支出
1.5	基本预备费	2,806.84	0.95%	-	非资本性支出
1.6	建设期利息	2,437.89	0.82%	-	非资本性支出
2	送出工程	10,103.73	3.41%	-	-
2.1	建设施工及设备投资	10,000.00	3.38%	-	资本性支出
2.2	建设期利息	103.73	0.04%	-	非资本性支出
静态投资合计		293,490.90	99.14%	138,600.00	-
建设期利息合计		2,541.62	0.86%	-	-
项目总投资		296,032.52	100.00%	138,600.00	

其余补充流动资金金额为 44,325.47 万元，占募集资金总额的 24.23%，不超过本次募集资金总额的 30%，上述募资用途符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的规定。

二、会计师回复：

（一）核查程序

1、查询本次募投项目实施地经济发展情况、新能源发电项目建设情况、市场供求情况、电力发展情况等，分析本次募投项目的合理性和必要性；查阅新疆风能资源分布情况及行业研究报告，查询本次募投项目建设所在地风资源情况，并与公司在同一地区建设同类型风电项目的历史发电数据进行查阅比较；查阅同行业公司在新疆哈密地区风电项目建设情况以及发电利用情况；

2、查阅公司出具的《前次募集资金使用情况的专项报告》及年审会计师出具的《前次募集资金使用情况的鉴证报告》，查阅前次募投项目的可行性研究报告，查阅前次募投项目对应公司报告期内的财务报表、序时账、上网电量统计表、利用小时数统计表等资料，对波动较大的各项财务数据进行逐项分析，针对各项不利因素查阅行业研究报告和公开信息；

3、查询本次募投项目实施包括电价、销售模式、税收等内容所适用的政策法规，查阅本次募投项目在发改委、环保主管部门的核准备案文件，以及其他主管部门必要的核准备案文件；

4、查询新能源发电行业相关政策文件、行业研究分析报告以及市场数据，分析新能源发电行业发展趋势，分析消纳政策对发行人本次募投项目新增产能消纳的影响；

5、查阅发行人本次募投项目投资进展情况，实地走访项目现场核查在建工程进度情况；查阅与募投项目有关的银行借款合同，核查银行授信额度；

6、查阅本次募投项目的《可行性研究报告》，分析具体投资构成以及资本性支出的情况、分析项目投资构成依据、分析投资构成的测算过程及合理性。查阅《证券期货法律适用意见第 18 号》有关规定，分析本次补流是否符合法律规定；

7、查阅公司披露的《关于募投项目结项并将节余募集资金永久补充流动资金的议案》和《关于募投项目结项并将节余募集资金永久补充流动资金的议案》，查阅公司前次募集资金使用台账，本次募投项目募集资金拟投入的明细。

（二）核查结论

1、本次募投项目属于本地消纳项目，接入国家电网后由国家电网进行收购，销售价格将以保障性收购和市场化交易相结合的方式，按照新疆发改委的相关政策执行；本次募投项目的收入、成本、费用的测算主要是可研机构根据本项目所在地风力资源、电价政策、市场成本情况等参数进行研究测算，上网电量、年等效利用小时数、毛利率、净利率等主要参数的测算结果合理谨慎，与发行人同类项目情况不存在较大差异，已按 20%考虑弃风限电风险；本次募投项目效益预测合理谨慎。

2、公司前次募投项目中小红山 8MW 分散式风电项目各年度实际效益均达到预期，伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目 2022 年和 2023 年实际效益达到预期，2024 年未达到预期。公司已结合业务表现和财务表现对相关项目未达到预期效益的原因进行了分析，相关不利因素尚未完全消除，对前次募投项目未来效益实现情况仍可能造成一定的不利影响，但对本次募投项目效益实现情况的影响将有所减弱或完全不再造成影响。

3、经对比分析发行人 2023-2024 已建和在建风电项目的投资情况、同行业公司可比项目的单位产能投资金额情况，以及设备投资测算依据和过程、单位产能设备投资金额情况，本次募投项目总投资及设备投资规模具有合理性；补充流动资金主要是用于降低公司现有负债情况，减轻财务压力，本次发行融资规模具有合理性。

4、本次发行融资规模为 18.29 亿元，其中 13.86 亿元将投向于哈密三塘湖 800MW 风电项目，该项目预计投资总额为 29.60 亿元，募集资金投向在其中占比为 44.47%，其余部分将由发行人自筹解决。本募投项目资金缺口将主要通过银行授信和经营积累自筹解决，经查阅公司与中国农业银行签署的《固定资产借款合同》，以及公司货币资金、经营期间产生的现金流量净额，均能够为本次募投项目资金缺口提供保障。

5、截至 2025 年 5 月 31 日，本募投项目已投入建设资金 144,463.70 万元，本次募集资金不包含本次发行相关董事会决议日前已投入资金。

6、本次发行募集资金为 18.29 亿元，其中 13.86 亿元主要是投向哈密三塘湖 800MW 风电项目的设备及安装工程、建筑工程，均为资本性支出。其余补充流动资金金额为 4.43 亿元，不超过本次募集资金总额的 30%，上述募资用途符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的规定。

中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）



中国注册会计师：
（项目合伙人）



中国注册会计师：



2025 年 7 月 17 日