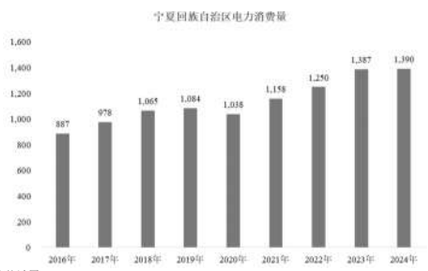
（上接B125版）

单位：亿千瓦时

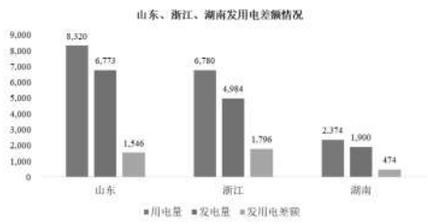


数据来源：国家统计局

除自治区内电力需求稳步增长外，宁夏亦是全国重要的电力外送省区之一，是我国“西电东送”的重要送端，2024年全年宁夏外送电量达到906亿千瓦时。目前宁夏已建成±660千伏银东直流输电工程、灵州–绍兴±800千伏特高压直流输电工程。截至2024年底，宁夏已利用银东直流、灵绍直流等电力外送大通道，已累计向华东华北地区输送电量超7,800亿千瓦时，形成了“内供”“外送”两个市场。目前，宁夏正在积极推进建设±800千伏“宁电入湘”工程，该工程计划2025年完成全部调试工作，正式投产。“宁电入湘”工程是中国第一条以开发沙漠光伏大基地、输送新能源为主的特高压输电通道，项目建成后，将通过该线路将宁夏的“沙戈荒”新能源电力向湖南输送，进一步打开宁夏新能源电力的外送空间。

宁夏地区电力外送的目的地主要包括山东、浙江、湖南等地，上述地区均存在明显的电力供给不足的问题。2024年山东省用电缺口（全社会用电量与省内总发电量的差额）达到1,546亿千瓦时，浙江省电力缺口达到1,796亿千瓦时，为全国用电缺口最大的两个省份。2024年湖南省亦存在约474亿千瓦时的用电缺口。

单位：亿千瓦时



数据来源：国家统计局

因此，标的公司所属的宁夏地区电力需求预计将稳固增长，同时随电网输配电能力进一步强化，宁夏电网向外输送新能源消纳电力的能力将进一步提高，而宁夏电网对外输送的主要目的地山东、浙江和湖南等地均存在明显的供电缺口。宁夏地区对应的下游电力需求广阔，对于新增的新能源发电项目预计具备较强的消纳能力。

（4）宁夏储能需求有望逐渐提升

宁夏储能电站主要分布在电网侧，主要投资企业“五大六小”发电集团及宁夏电投、宝丰能源、银星能源等宁夏地方企业，调峰市场的主要需求端产生于新能源发电供给端的消纳需求，由于新能源电站发电量及占比不断提高，调峰市场需求不断提升。

随着新能源发电在我国电力供应系统中的应用不断增加，为了确保电网的稳定性和可靠性，各地均出台了相关政策对新能源电站配置储能进行要求。自2021年起，我国已有26个省份相继发布了新能源配置储能的相关政策。总体来看，各地光伏电站配储的规模要求介于装机容量的5%~30%之间，配置时间大多为2~4小时，少数地区为1小时。

2021年7月，自治区发改委发布《关于加快促进储能健康有序发展的通知》，提出“力争到2025年全区储能设施容量不低于新能源装机规模的10%、连续储时长2小时以上。”2024年11月，自治区发改委发布《关于促进储能健康发展的通知》，提出“增量新能源项目应在首次并网前完成储能配置，因网宁夏电力公司核实储能配置规模后予以并网；存量新能源项目（2021年12月31日前并网）未配储或配储租赁到期后未续租的，在新能源消纳困难时优先弃电至装机容量的10%，鼓励时长超过4小时及以上的大容量（功率≥时长）、安全、高效储能建设。”

2、行业政策变化

（1）国家特续出台对于新能源发电的支持政策

为实现碳达峰、碳中和目标，不断提升新能源发电比例是必经之路。自2020年9月习近平总书记在第七十五届联合国大会上首次提出碳达峰、碳中和目标以来，我国持续出台相关政策，支持新能源行业发展。2021年全国两会期间，碳达峰、碳中和首次被写入政府工作报告，要求各行业制订好2030年前碳排放达峰行动方案，进而加快实现“十四五”规划中推动绿色低碳发展的既定目标。2022年3月5日，国务院总理李克强在政府工作报告中指出要有序推进碳达峰、碳中和工作，持续改善生态环境，推动绿色低碳发展，推进大型风光电基地及其配套调节性电源规划建设，提升电网对可再生能源发电的消纳能力。《2030年前碳达峰行动方案》（中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要）《“十四五”现代能源体系规划》《“十四五”可再生能源发展规划》等一系列政策出台，大力支持风电、光伏发电建设。

（2）宁夏出台多项政策，支持新能源发电项目发展

国家发展改革委、国家能源局等九部门联合印发的《“十四五”可再生能源发展规划》明确提出，要以风光资源为基础、以灵活调节电源为支撑，以特高压输电通道为载体，在内蒙古、青海、甘肃等西部北部的沙漠、戈壁、荒漠地区，建设一批生态友好、经济优越的大型风电光伏基地。目前西部地区已成为全国新能源建设发展的主战场，宁夏正成为国家“西电东送”的风渠枢纽和电源基地。

从宁夏的发展规划来看，《宁夏回族自治区能源发展“十四五”规划》提出，“加快发展太阳能发电。坚持集中开发和分布开发并举、扩大外送和就地消纳相结合的原则，...建设一批百万千瓦级光伏基地。...”十四五”期间，光伏发电成为全区电力增量主体、装机规模实现翻番，到2025年达到3,250万千瓦以上”，“稳步推进集中式风电项目建设。...到2025年，全区风电装机规模达到1,750万千瓦以上。”

（3）政策支持新型储能并网调度

2024年4月12日，国家能源局发布《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》，新型储能可在电力系统运行中发挥调峰、调频、调压、备用、黑启动、惯量响应等多种功能，是构建新型电力系统的重要支撑技术。政策鼓励存量新型储能开展技术改造，具备接受调度指令能力，以市场化方式促进新型储能调用，加快推进完善新型储能参与电能量市场和辅助服务市场有关细则，通过灵活有效的市场化手段，促进新型储能“一体多用、分时复用”，进一步丰富新型储能的市场化商业模式。

随着电力市场改革推进，储能收益模式有望进一步凸显。在中长期风光装机量占比持续提升大背景下，电力系统对于灵活性资源需求持续增加，现货峰谷价差拉大、辅助服务收益增厚等将驱动储能收益率与装机需求，行业迎来健康良性的发展。

3、自身产能结构变化

报告期各期末，标的公司已并网新能源发电项目和储能电站的装机容量如下：

项目类型	2025年3月末装机容量	2024年末装机容量	2023年末装机容量
光伏电站	430.00MW	430.00MW	330.00MW
风电场	248.50MW	248.50MW	248.50MW
储能电站	300MW/600MWh	200MW/400MWh	200MW/400MWh

报告期内，标的公司持续推进新能源发电项目和储能电站建设，光伏电站和储能电站并网规模稳步提升，新增投运项目具体情况如下：

序号	项目名称	项目类型	装机容量	投运时间
1	宁东复合光伏电站	光伏电站	200.00MW	2023年
2	宁东储能电站一期	储能电站	100MW/200MWh	2023年
3	青龙山共享储能电站一期	储能电站	100MW/200MWh	2023年
4	中卫复合光伏电站	光伏电站	100.00MW	2024年
5	青龙山共享储能电站二期	储能电站	100MW/200MWh	2025年

随着上述电站的投运，报告期内标的公司光伏和储能业务收入整体呈现增长趋势。

4、量化分析各类型业务收入变动的原因及合理性

报告期内，标的公司按产品划分的主营业务收入构成情况如下：

单位：万元

项目	2025年1–3月		2024年度		2023年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
风电业务	4,750.41	46.12%	18,760.21	48.22%	20,457.68	61.83%
光伏业务	3,331.94	32.35%	11,873.37	30.52%	10,248.88	30.98%
储能业务	2,216.80	21.52%	8,269.88	21.26%	2,378.50	7.19%
合计	10,299.15	100.00%	38,903.46	100.00%	33,085.06	100.00%

报告期内，标的公司主营业务收入分别为33,085.06万元、38,903.46万元及10,299.15万元，呈持续增长趋势。

结合前述分析，下游行业需求及行业政策变化、自身产能结构变化等因素对收入变动的影响具体如下：

（1）下游行业需求

近年来，全社会用电量持续增长，电力需求旺盛。标的公司所在的宁夏电力需求量和外送电量亦持续增长。同时，随着宁夏新能源发电量占比提升，储能配储的市场需求有望逐渐提升，调峰市场的需求将进一步提升。

受益于宁夏地区电力和储能需求的持续增长，标的公司报告期内主营业务收入亦总体保持增长趋势。

（2）行业政策变化

由前述可知，近年来，国家和宁夏均持续出台支持政策，鼓励新能源发电和储能行业发展，良好的政策环境为报告期内标的公司营业收入的增长创造了良好的发展机遇。

（3）自身产能结构变化

1）风电业务

报告期内，标的公司风电业务收入分别为20,457.68万元、18,760.21万元及4,750.41万元。报告期内，标的公司风电业务并网装机规模未发生变化，因此，标的公司风电业务收入变动未受到产能结构变动影响。

2）光伏业务

报告期内，标的公司光伏业务收入分别为10,248.88万元、11,873.37万元及3,331.94万元，收入增长主要系光伏电站并网装机规模增长所致。具体分析如下：

2024年，标的公司光伏业务收入为11,873.37万元，较2023年增长1,624.49万元，增幅为15.85%，主要系光伏电站并网装机容量增加带动上网电量增加所致。2023年初，标的公司已并网的光伏电站包括太阳山光伏电站一期、太阳山光伏电站二期、太阳山光伏电站三期，合计装机容量为130.00MW，2023年标的公司新增宁东复合光伏电站投产，2024年新增中卫复合光伏电站投产，截至2024年底标的公司并网光伏电站装机容量合计为430.00MW，较2023年初大幅增加。受装机容量增加影响，2024年光伏业务上网电量为608,896.01MWh，较2023年增加61.48%。因此，在已并网装机规模增长的推动下，2024年标的公司光伏业务收入总体增长了15.85%。

2025年1–3月，标的公司光伏业务收入为3,331.94万元，占2024年光伏业务收入的28.06%。2025年1–3月标的公司光伏业务并网装机规模较上年同期未发生变化，但2024年一季度中卫复合光伏电站处于并网初期，发电量不稳定，2025年1–3月并网发电量稳定，因此发电量较高，受此影响，2025年1–3月标的公司光伏业务收入较上年同期有所增长。

（3）储能业务收入变动的原因及合理性

报告期内，标的公司储能业务收入分别为2,378.50万元、8,269.88万元及2,216.80万元，收入增长主要系储能电站并网装机规模增长所致。

2023年，标的公司宁东储能电站一期、青龙山共享储能电站一期陆续投产，因此储能业务收入相对较低。2024年，上述储能电站运行期间较2023年增加，因此储能业务收入相应增长。2025年1–3月，青龙山共享储能电站二期开始投运，因此，储能业务实现的收入较上年同期有所增长。

（三）结合装机规模、弃风弃光率、市场化上网电量占比、核定电价变动趋势等因素，进一步分析营业收入变动的合理性，并与同行业可比公司进行对比

1、装机规模

报告期内，标的公司装机规模情况具体参见本题回复之“一/（二）/3、自身产能结构变化”。报告期内，随着光伏电站和储能电站逐步投运，标的公司光伏和储能业务收入整体呈现增长趋势。

2、弃风弃光率

标的公司现有新能源电站均受国电网宁夏的统一调度，弃风弃光现象主要受区域内电网调度影响，报告期内标的公司主要发电项目弃风弃光率和宁夏地区整体弃风弃光率整体保持一致。根据国电网宁夏的相关数据，2022年、2023年和2024年宁夏地区弃风率分别为1.5%、2.2%和2.4%，弃光率分别为2.6%、3.6%和4.7%，电力消纳情况良好。

3、市场化上网电量占比

报告期内，标的公司风电、光伏业务的市场化上网电量占比如下：

项目类型	2025年1–3月	2024年度	2023年度
风电业务	84.43%	85.72%	86.40%
光伏业务	94.38%	95.10%	89.90%
合计	90.52%	91.45%	88.01%

由上表可知，报告期内，风电业务市场化交易电量占比已处于较高水平，占比变化相对较小，光伏业务2024年、2025年1–3月市场化交易电量占比较2023年有所提高。

4、核定电价变动趋势

标的公司涉及可再生能源补贴的项目上网电价包括补贴电价和基础电价两部分，无补贴项目上网电价即为基础电价。标的公司已建成的发电项目中，太阳山风电场一期、太阳山风电场二期、太阳山风电场五六期、灵武风电场一期、太阳山光伏电站一期、太阳山光伏电站二期、太阳山光伏电站三期属于有可再生能源发电补贴项目，标的公司宁东复合光伏电站及中卫复合光伏电站属于平价上网项目，无可再生能源补贴。

报告期内，标的公司各新能源发电项目上网电价如下：

单位：元/千瓦时

项目	平均上网电价（不含税）		
	2025年1–3月	2024年	2023年
太阳山风电场一期	0.46	0.49	0.47
太阳山风电场二期	0.48	0.50	0.48
太阳山风电场五六期	0.43	0.48	0.45
灵武风电场一期	0.49	0.48	0.47
太阳山光伏电站一期	0.93	0.94	0.96
太阳山光伏电站二期	0.80	0.80	0.83
太阳山光伏电站三期	0.15	0.17	0.19
宁东复合光伏电站	0.16	0.14	0.21
中卫复合光伏电站	0.16	0.14	0.21

报告期内，标的公司风电场平均上网电价整体保持稳定，2024年标的公司光伏电站因宁夏地区峰谷价差拉大导致市场化交易电价下降，2025年1–3月，标的公司装机规模较大的两个光伏电站宁东复合光伏电站通过合约调整时段优化了电力出力区间，中卫复合光伏电站签署了《省间绿色电力双边协商交易协议》，市场化交易电价有所上升。

5、进一步分析营业收入变动的合理性

（1）装机规模

报告期内，标的公司装机规模对营业收入变动的影响具体参见本题回复之“一/（二）/4/（3）自身产能结构变化”。

（2）弃风弃光率

如前所述，报告期内，标的公司和宁夏的弃风弃光率均保持在较低水平，电力消纳情况良好。因此，弃风弃光率对标的公司报告期内营业收入变动不存在重大影响。

（3）市场化上网电量占比

报告期内，标的公司风电业务的市场化交易电量占比分别为86.40%、85.72%和84.45%，已处于较高水平，占比变化相对较小。因此，市场化交易电量占比对标的公司报告期风电业务收入变动不存在重大影响。

报告期内，标的公司光伏业务的市场化交易电量占比分别为89.90%、95.10%和94.38%，光伏业务2024年、2025年1–3月市场化交易电量占比较2023年有所提高。光伏发电时间主要集中在谷段（9:00–17:00），谷段电价相对平段、峰段电价较低，2023年宁夏谷段交易电价报价格为不超过平段价格的80%，2024年以来，宁夏对电力中长期交易价格规则进行进一步更新，要求谷段电力交易申报价格不超过平段价格（不超过基准电价）的70%，宁夏峰谷价差拉大造成2024年光伏市场化交易的平均上网价格较2023年下降。因此，2024年，标的公司光伏业务的市场化交易电量上升及市场化交易电价下降，拉低了2024年光伏业务的收入增长率。2025年1–3月，标的公司光伏业务市场化交易电量占比较化相对较小，对光伏业务收入变动不存在重大影响。

（4）核定电价变动趋势

报告期内，标的公司风电场平均上网电价分别为0.46元/千瓦时、0.48元/千瓦时、0.45元/千瓦时，整体保持稳定，对风电业务营业收入变动影响较小。

报告期内，标的公司光伏电站平均上网电价分别为0.27元/千瓦时、0.19元/千瓦时、0.20元/千瓦时。2024年，标的公司光伏业务平均上网电价较2023年下降了0.08元/千瓦时，主要原因系：一是2023–2024年陆续投产的宁东复合光伏电站、中卫复合光伏电站系平价上网项目，中央财政不再补贴，因此上网电价相对较低，同时上述电站规模相对较大，2024年上述电站上网电量占光伏发电业务总上网电量的比例由2023年的43.67%进一步提升到了68.24%，因此拉低了光伏业务平均上网电价；二是2024年光伏业务市场化交易电量占比增加，由2023年的89.90%提升到了95.10%，光伏发电时间主要集中在谷段（9:00–17:00），谷段电价相对平段、峰段电价较低，2023年宁夏谷段交易电价报价格为不超过平段价格的80%，2024年以来，宁夏对电力中长期交易价格规则进行进一步更新，要求谷段电力交易申报价格不超过平段价格（不超过基准电价）的70%，宁夏峰谷价差拉大造成2024年光伏市场化交易的平均上网电价较2023年下降；三是2024年光伏电站辅助服务和考核费用等累计扣除金额较2023年有所增加。2024年，标的公司光伏业务平均上网电价较2023年下降了0.01元/千瓦时，受此影响，2024年标的公司光伏业务收入增长率较2023年减少12.41%。但风电业务的折旧摊销、人工等主要成本相对固定，因此导致2024年单位成本较2023年提高了0.03元/千瓦时。

2025年1–3月，标的公司风电业务的毛利率为56.56%，较2024年度有所回升，主要系单位成本下降影响。2025年1–3月，标的公司风电业务单位成本为0.20元/千瓦时，较2024年下降了0.03元/千瓦时，主要系单位成本下降影响。2025年1–3月光伏业务的毛利率为6.13个百分点，主要原因系2025年1–3月光伏资源较2024年同期有所增强，且2024年国网陕西停运、停电检修等不利影响在2025年消除，受上述因素影响，2025年1–3月风电业务上网电量为104,703.19MWh，较去年同期增长了26.46%，同时，风电业务的折旧摊销、人工等主要成本相对固定，因此导致2025年1–3月单位成本较2024年降低了0.03元/千瓦时。

2、光伏业务单价、单位成本变动情况、新能源发电补贴变动情况及其对毛利率变动的影响分析

报告期内，标的公司光伏业务毛利率分别为41.71%、23.40%和28.87%，其中2024年较2023年下降了18.31个百分点，2025年1–3月有所回升。电投新能源光伏业务报告期内的平均上网电价、单位成本及其对毛利率变动的影响情况如下：

项目	项目	2025年1–3月	2024年度	2023年度
毛利率	金额	28.87%	23.40%	41.71%
	变动额	5.47%	−18.31%	/
	变动比例	23.37%	−43.98%	/
上网电量（MWh）	金额	164,794.78	608,896.01	377,080.05
	变动额	−444,101.23	231,815.96	/
	变动比例	−72.94%	61.48%	/
平均上网电价（元/千瓦时）	金额	0.20	0.19	0.27
	变动额	0.01	−0.08	/
	变动比例	3.69%	−28.26%	/
	平均上网电价变动对毛利率的影响	2.72%	−22.95%	/
单位成本（元/千瓦时）	金额	0.14	0.15	0.16
	变动额	−0.01	−0.01	/
	变动比例	−3.72%	−5.72%	/
	单位成本变动对毛利率的影响	2.78%	4.64%	/
新能源发电补贴（万元）	金额	775.18	2,912.87	3,015.61
	变动额	−2,137.69	−102.75	/
	变动比例	−73.39%	−3.41%	/

注1：变动额=本期金额−上期金额；

注2：变动比例=（本期金额−上期金额）/上期金额；

注3：平均上网电价变动对毛利率的影响=（本期平均上网电价−上期单位成本）/本期平均上网电价−上期毛利率；单位成本变动对毛利率的影响=本期毛利率−（本期平均上网电价−上期单位成本）/本期平均上网电价。

2024年，标的公司风电业务毛利率为53.40%，较2023年下降3.75个百分点，主要系单位成本上升影响。2024年，标的公司风电业务单位成本为0.22元/千瓦时，较2023年增长了0.03元/千瓦时，对毛利率的影响为−5.67个百分点，主要原因系：2024年宁夏风力资源较2023年减少，根据中国气象局风能太阳能中心、中国气象局能源气象重点开放实验室《中国风能太阳能资源年景公报（2024年）》，宁夏2024年70米高度年平均风速较近10年偏小2%以上，2024年年平均风功率密度偏小。同时，国网朔设备停运、停电检修等因素导致发电时长有所减少，因此2024年风电业务上网结算电量较2023年减少12.41%。但风电业务的折旧摊销、人工等主要成本相对固定，因此导致2024年单位成本较2023年提高了0.03元/千瓦时。

2025年1–3月，标的公司风电业务的毛利率为56.56%，较2024年度有所回升，主要系单位成本下降影响。2025年1–3月，标的公司风电业务单位成本为0.20元/千瓦时，较2024年下降了0.03元/千瓦时，对毛利率的影响为6.13个百分点，主要原因系2025年1–3月风力资源较2024年同期有所增强，且2024年国网朔设备停运、停电检修等不利影响在2025年消除，受上述因素影响，2025年1–3月风电业务上网电量为104,703.19MWh，较去年同期增长了26.46%，同时，风电业务的折旧摊销、人工等主要成本相对固定，因此导致2025年1–3月单位成本较2024年降低了0.03元/千瓦时。

2、光伏业务单价、单位成本变动情况、新能源发电补贴变动情况及其对毛利率变动的影响分析

报告期内，标的公司光伏业务毛利率分别为41.71%、23.40%和28.87%，其中2024年较2023年下降了18.31个百分点，2025年1–3月有所回升。电投新能源光伏业务报告期内的平均上网电价、单位成本及其对毛利率变动的影响情况如下：

项目	项目	2025年1–3月	2024年度	2023年度
毛利率	金额	28.87%	23.40%	41.71%
	变动额	5.47%	−18.31%	/
	变动比例	23.37%	−43.98%	/
上网电量（MWh）	金额	164,794.78	608,896.01	377,080.05
	变动额	−444,101.23	231,815.96	/
	变动比例	−72.94%	61.48%	/
平均上网电价（元/千瓦时）	金额	0.20	0.19	0.27
	变动额	0.01	−0.08	/
	变动比例	3.69%	−28.26%	/
	平均上网电价变动对毛利率的影响	2.72%	−22.95%	/
单位成本（元/千瓦时）	金额	0.14	0.15	0.16
	变动额	−0.01	−0.01	/
	变动比例	−3.72%	−5.72%	/
	单位成本变动对毛利率的影响	2.78%	4.64%	/
新能源发电补贴（万元）	金额	775.18	2,912.87	3,015.61
	变动额	−2,137.69	−102.75	/
	变动比例	−73.39%	−3.41%	/

注1：变动额=本期金额−上期金额；

注2：变动比例=（本期金额−上期金额）/上期金额；

注3：平均上网电价变动对毛利率的影响=（本期平均上网电价−上期单位成本）/本期平均上网电价−上期毛利率；单位成本变动对毛利率的影响=本期毛利率−（本期平均上网电价−上期单位成本）/本期平均上网电价。

2024年，标的公司光伏业务毛利率为23.40%，较2023年下降18.31个百分点，主要系平均上网电价下降影响。2024年，标的公司光伏业务平均上网电价为0.19元/千瓦时，较2023年下降了0.08元/千瓦时，对毛利率的影响为−22.95个百分点，主要原因系：一是2023–2024年陆续投产的宁东复合光伏电站、中卫复合光伏电站系平价上网项目，中央财政不再补贴，因此上网电价相对较低，同时上述电站规模相对较大，2024年上述电站上网电量占光伏发电业务总上网电量的比例由2023年的43.67%进一步提升到了68.24%，因此拉低了光伏业务平均上网电价；二是2024年光伏业务市场化交易电量占比增加，由2023年的89.90%提升到了95.10%，光伏发电时间主要集中在谷段（9:00–17:00），谷段电价相对平段、峰段电价较低，2023年宁夏谷段交易电价报价格为不超过平段价格的80%，2024年以来，宁夏对电力中长期交易价格规则进行进一步更新，要求谷段电力交易申报价格不超过平段价格（不超过基准电价）的70%，宁夏峰谷价差拉大造成2024年光伏市场化交易的平均上网电价较2023年下降；三是2024年光伏电站辅助服务和考核费用等累计扣除金额较2023年有所增加。2024年，标的公司光伏业务平均上网电价较2023年下降了0.01元/千瓦时，受此影响，2024年标的公司光伏业务收入增长率较2023年减少12.41%。但光伏业务的折旧摊销、人工等主要成本相对固定，因此导致2024年单位成本较2023年提高了0.03元/千瓦时。

2025年1–3月，标的公司光伏业务毛利率为28.87%，较2023年上升5.47个百分点，主要系单位成本下降和平均上网电价上升共同影响。2025年1–3月，标的公司光伏业务单位成本为0.14元/千瓦时，较2024年下降了0.01元/千瓦时，对毛利率的影响为2.75个百分点，主要原因系2025年1–3月光伏上网电量为164,794.78MWh，上网电量较上年同期提高，而光伏业务的折旧摊销、人工等主要成本相对固定，因此导致2025年1–3月单位成本较2024年降低了0.01元/千瓦时。2025年1–3月，标的公司光伏业务平均上网电价为0.20元/千瓦时，较2024年上升了0.01元/千瓦时，对毛利率的影响为2.72个百分点，主要原因系本期辅助服务和考核费用等累计扣除金额较上年有所减少。

（二）说明相关业务毛利率水平及变动情况与同行业可比公司是否存在较大差异

报告期内，标的公司主营业务毛利率与同行业可比公司毛利率的比较情况如下：

证券简称	证券代码	2025年1–3月	2024年度	2023年度
嘉泽新能	601619.SH	60.82%	61.38%	62.22%
立新能源	001258.SZ	43.76%	48.93%	58.04%
浙江新能	600032.SH	37.18%	45.64%	51.15%
金开新能	600821.SH	50.42%	55.11%	56.99%
三峡能源	600905.SH	49.32%	52.63%	55.13%
均值		48.30%	52.74%	56.71%
电投新能源主营业务		41.61%	39.03%	51.63%

2023年和2025年1–3月，电投新能源主营业务毛利率与同行业可比公司均值差异较小，且属于可比公司毛利率范围内。2024年，电投新能源主营业务毛利率低于同行业可比公司均值13.71个百分点，主要系受当期风能资源偏弱、国网朔设备停运、停电检修等因素以及无补贴电量和市场化交易电量占比提高、市场化交易价格下降、光伏辅助服务和考核费用等累计扣费增加、储能业务期动力费增加等因素影响，各业务毛利率均有所下降所致。报告期内，标的公司主营业务毛利率及变动情况与同行业可比公司均值的变动趋势整体一致。

3、2024年和2025年1–3月，标的公司风电业务上网电价波动，主要受交易策略优化、辅助服务和考核费用扣除比例波动等因素影响。2024年，标的公司光伏业务上网电价下降，主要系受无补贴电量和市场化交易电量占比提高、市场化交易价格下降、光伏辅助服务和考核费用等累计扣除金额较2023年有所增加。2025年1–3月，标的公司光伏业务平均上网电价较2024年下降了0.01元/千瓦时，受此影响，2025年1–3月，标的公司光伏业务收入增长率较2024年减少12.41%。

报告期内，标的公司光伏业务平均上网电价分别为0.27元/千瓦时、0.19元/千瓦时、0.20元/千瓦时。2024年、标的公司光伏业务平均上网电价为0.19元/千瓦时，较2023年下降了0.08元/千瓦时，主要原因系：一是2023–2024年陆续投产的宁东复合光伏电站、中卫复合光伏电站系平价上网项目，中央财政不再补贴，因此上网电价相对较低，同时上述电站规模相对较大，2024年上述电站上网电量占光伏发电业务总上网电量的比例由2023年的43.67%进一步提升到了68.24%，因此拉低了光伏业务平均上网电价；二是2024年光伏业务市场化交易电量占比增加，由2023年的89.90%提升到了95.10%，光伏发电时间主要集中在谷段（9:00–17:00），谷段电价相对平段、峰段电价较低，2023年宁夏谷段交易电价报价格为不超过平段价格的80%，2024年以来，宁夏对电力中长期交易价格规则进行进一步更新，要求谷段电力交易申报价格不超过平段价格（不超过基准电价）的70%，宁夏峰谷价差拉大造成2024年光伏市场化交易的平均上网电价较2023年下降；三是2024年光伏电站辅助服务和考核费用等累计扣除金额较2023年有所增加。2024年，标的公司光伏业务平均上网电价较2023年下降了0.01元/千瓦时，受此影响，2024年标的公司光伏业务收入增长率较2023年减少12.41%。

3、补充说明产品价格变动情况、是否与行业趋势一致，并进一步量化分析毛利率波动原因

标的公司风电、光伏业务产品价格变动及对毛利率的影响情况如下：

项目	项目	2025年1–3月	2024年度	2023年度
风电业务平均上网电价（元/千瓦时）	金额	0.45	0.48	0.46
	变动额	−0.03	0.02	/
	变动比例	−5.98%	4.69%	/
	平均上网电价变动对毛利率的影响	−2.96%	1.92%	/
光伏业务平均上网电价（元/千瓦时）	金额	0.20	0.19	0.27
	变动额	0.01	−0.08	/
	变动比例	3.69%	−28.26%	/
	平均上网电价变动对毛利率的影响	2.72%	−22.95%	/

报告期内，标的公司风电业务平均上网电价分别为0.46元/千瓦时、0.48元/千瓦时、0.45元/千瓦时。2024年度，标的公司灵活调整交易策略，持续提升交易水平，因此其市场化交易的上网电价有所提高，带动风电业务平均上网电价较上年增长0.02元/千瓦时。2025年1–3月，标的公司风电业务平均上网电价较2024年下降0.03元/千瓦时，主要系2025年1–3月辅助服务和考核费用等累计扣除比例较2024年上升所致。

报告期内，标的公司光伏业务平均上网电价分别为0.27元/千瓦时、0.19元/千瓦时、0.20元/千瓦时。2024年、标的公司光伏业务平均上网电价为0.19元/千瓦时，较2023年下降了0.08元/千瓦时，主要原因系：一是2023–2024年陆续投产的宁东复合光伏电站、中卫复合光伏电站系平价上网项目，中央财政不再补贴，因此上网电价相对较低，同时上述电站规模相对较低，2024年上述电站上网电量占光伏发电业务总上网电量的比例由2023年的43.67%进一步提升到了68.24%，因此拉低了光伏业务平均上网电价；二是2024年光伏业务市场化交易电量占比增加，由2023年的89.90%提升到了95.10%，光伏发电时间主要集中在谷段（9:00–17:00），谷段电价相对平段、峰段电价较低，2023年宁夏谷段交易电价报价格为不超过平段价格的80%，2024年以来，宁夏对电力中长期交易价格规则进行进一步更新，要求谷段电力交易申报价格不超过平段价格（不超过基准电价）的70%，宁夏峰谷价差拉大造成2024年光伏市场化交易的平均上网电价较2023年下降；三是2024年光伏电站辅助服务和考核费用等累计扣除金额较2023年有所增加。2024年，标的公司光伏业务平均上网电价较2023年下降了0.01元/千瓦时，受此影响，2024年标的公司光伏业务收入增长率较2023年减少12.41%。

报告期内，标的公司光伏业务平均上网电价分别为0.20元/千瓦时、0.19元/千瓦时、0.20元/千瓦时。2024年、标的公司光伏业务平均上网电价为0.20元/千瓦时，较2024年增加了0.01元/千瓦时，变动较小。

同行业可比公司2023年、2024年平均电价变动情况如下：

单位：元/千瓦时

公司	2024年度	2023年度
嘉泽新能–风电业务	0.45	0.47
嘉泽新能–光伏业务	0.36	0.45
立新能源–新能源电力	0.37	0.42
浙江新能–风电业务	0.47	0.53
浙江新能–光伏业务	0.56	0.66
金开新能–风电业务	0.43	0.44
金开新能–光伏业务	0.45	0.48
三峡能源–风电业务	0.45	0.49
三峡能源–光伏业务	0.37	0.49
同行业可比公司–风电业务平均值	0.44	0.47
同行业可比公司–光伏业务平均值	0.44	0.50
电投新能源–风电业务	0.48	0.46
电投新能源–光伏业务	0.19	0.27

注1：同行业可比公司的平均电价，摘自其年度报告或根据其年度报告披露的收入和售电量计算得出；

注2：因立新能源未披露其风电、光伏业务的平均电价，因此计算同行业可比公司风电、光伏业务平均电价的平均值时，使用其新能源发电业务的平均电价。

由上表可知，标的公司2024年风电业务平均电价有所提高，与同行业可比公司风电业务平均电价的下降趋势存在一定差异，主要系标的公司市场化交易水平提升，导致市场化交易的上网电价有所提高，具有合理性。

标的公司2024年光伏业务电价较2023年有所下降，与同行业可比公司光伏业务平均电价的变动趋势一致。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、查阅《置入资产模拟审计报告》、电费结算单、收入成本明细表等，计算报告期各期各项主要业务的毛利率、收入占比、毛利率贡献率等，访谈标的公司财务负责人，了解各项主要业务的毛利率变动原因，量化分析毛利率整体变动原因及合理性。

2、查阅同行业可比公司年度报告等资料，了解同行业可比公司的收入及毛利率情况及波动的原因，并与标的公司进行对比。

3、查阅报告期内宁夏风能、太阳能资源情况，分析自然资源情况对标的公司上网电量和收入的影响。

4、查阅报告期内宁夏市场化交易相关政策文件，根据结算单统计其市场化交易电量占比，分析市场化交易对标的公司上网电价的影响。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问、会计师认为：

1、2024年度，标的公司风电业务毛利率较2023年下降，主要受2024年风能资源相比历史年度偏弱、国网朔设备停运、停电检修等因素影响，单位成本有所提高；2025年1–3月，标的公司风电业务毛利率有所回升，主要系2025年1–3月风力资源较上年同期有所增强，且2024年国网朔设备停运、停电检修等不利影响在2025年消除，导致单位成本较2024年有所下降；2024年度，标的公司光伏业务毛利率较2023年下降，主要受无补贴电量和市场化交易电量占比提高、市场化交易价格下降、辅助服务和考核费用等累计扣除金额增加等因素影响，导致上网电价较2023年下降；2025年1–3月，标的公司光伏业务毛利率有所回升，主要系上网电量较上年同期提高带动单位成本下降，以及辅助服务和考核费用等累计扣除金额较上年有所减少带动上网电价提高所致。

2、2023年和2025年1–3月，电投新能源主营业务毛利率与同行业可比公司均值差异较小，且属于可比公司毛利率范围内。2024年，电投新能源主营业务毛利率低于同行业可比公司均值13.71个百分点，主要系受当期风能资源偏弱、国网朔设备停运、停电检修等因素以及无补贴电量和市场化交易电量占比提高、市场化交易价格下降、光伏辅助服务和考核费用等累计扣费增加、储能业务期动力费增加等因素影响，各业务毛利率均有所下降所致。报告期内，标的公司主营业务毛利率及变动情况与同行业可比公司均值的变动趋势整体一致。

3、2024年和2025年1–3月，标的公司风电业务上网电价波动，主要受交易策略优化、辅助服务和考核费用扣除比例波动等因素影响。2024年，标的公司光伏业务上网电价下降，主要系受无补贴电量和市场化交易电量占比提高、市场化交易价格下降、光伏电站辅助服务和考核费用等累计扣除金额较2023年有所增加。2025年1–3月，标的公司光伏业务平均上网电价较2024年下降了0.01元/千瓦时，受此影响，2025年1–3月，标的公司光伏业务收入增长率较2024年减少12.41%。

报告期内，标的公