



華潤新能源控股有限公司

China Resources New Energy Holdings Co., Ltd.

(中国香港湾仔港湾道 26 号华润大厦 20 楼 2004 至 2005 室)

**关于华润新能源控股有限公司
首次公开发行股票并在主板上市申请文件
的第二轮审核问询函之回复报告**

联席保荐人（主承销商）



**CICCC
中金公司**

北京市朝阳区建国门外大街 1 号
国贸大厦 2 座 27 层及 28 层



**中信证券
CITIC SECURITIES**

广东省深圳市福田区中心三路 8 号
卓越时代广场（二期）北座

深圳证券交易所：

贵所于 2025 年 7 月 5 日出具的《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的第二轮审核问询函》（审核函〔2025〕110011 号）（以下简称“问询函”）已收悉。华润新能源控股有限公司（以下简称“发行人”“华润新能源”或“公司”）会同联席保荐人中国国际金融股份有限公司（以下简称“中金公司”）、中信证券股份有限公司（以下简称“中信证券”）、毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“申报会计师”或“毕马威”）、北京市金杜律师事务所（以下简称“发行人律师”或“金杜”）等相关方对问询函所列问题进行了逐项核查，现回复如下，请予审核。

除特别说明，本问询函回复所使用的简称或名词释义与《华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市招股说明书（申报稿）》中的释义相同。若出现合计数值与各分项数值之和尾数不符的情况，均为四舍五入原因造成。

本问询函回复的字体代表以下含义：

问询函所列问题	黑体（加粗）
对问询函所列问题的回复	宋体（不加粗）
对招股说明书的补充披露、修改	楷体（加粗）
对招股说明书的引用	楷体（不加粗）

目 录

目 录	2
问题 1.关于行业及业务	3
问题 2.关于合规经营	16
问题 3.关于债权出资	18
问题 4.关于关联交易	21
问题 5.关于商誉	26

问题 1. 关于行业及业务

申报材料及审核问询回复显示：

(1) 报告期内，发行人保障性上网电量整体逐年上升，各业务板块各期存在变动。如海上风电项目的保障性上网电量报告期各期分别为 0 亿千瓦时、3.93 亿千瓦时及 1.47 亿千瓦时；补贴上网模式下，陆上风电项目的保障性上网电量分别为 253.04 亿千瓦时、250.74 亿千瓦时及 228.63 亿千瓦时。

(2) 报告期内，发行人平价上网装机容量逐年提升。截至 2024 年末，平价上网装机容量超过补贴上网装机容量，同期补贴上网电量为 349.51 亿千瓦时，平价上网电量为 190.10 亿千瓦时。本次发行募集资金均用于新能源项目建设。

(3) 截至目前，发行人新核准未并网的海上风电项目 5 个，装机规模 300.60 万千瓦。

请发行人披露：

(1) 近年来我国关于新能源发电项目保障性上网的相关政策主要内容、整体监管思路和未来变动趋势；梳理主要消纳省份的实施细则（如有）及执行情况，包括但不限于保障性电量及电价确定依据及标准；各业务板块保障性上网电量变动原因。

(2) 2024 年末平价上网装机容量超过补贴上网装机容量的情况下，当年平价上网电量低于补贴上网电量的原因及合理性；结合上述情况、募投项目属于平价上网项目还是补贴上网项目等因素，说明募投项目投产后是否存在产能消化不足的风险，如是，请充分提示风险。

(3) 5 个海上风电项目的进展情况，截至目前仍未并网的原因，是否存在实质性障碍。

请保荐人简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

(一) 近年来我国关于新能源发电项目保障性上网的相关政策主要内容、

整体监管思路和未来变动趋势；梳理主要消纳省份的实施细则（如有）及执行情况，包括但不限于保障性电量及电价确定依据及标准；各业务板块保障性上网电量变动原因

1、近年来我国关于新能源发电项目保障性上网的相关政策主要内容、整体监管思路和未来变动趋势

近年来，我国关于新能源发电项目保障性上网的相关政策主要内容梳理如下：

政策名称	出台时间	主要内容
《中华人民共和国可再生能源法》	2009年12月26日	国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度。国务院能源主管部门会同国家电力监管机构和国务院财政部门，按照全国可再生能源开发利用规划，确定在规划期内应当达到的可再生能源发电量占全部发电量的比重，制定电网企业优先调度和全额收购可再生能源发电的具体办法，并由国务院能源主管部门会同国家电力监管机构在年度中督促落实。
中共中央、国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	2015年3月15日	确保维护电网调峰调频和安全运行，确保可再生能源发电依照规划保障性收购……依照规划认真落实可再生能源发电保障性收购制度
国家发改委《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》	2016年3月24日	可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购电量部分和市场交易电量部分。其中，保障性收购电量部分通过优先安排年度发电计划、与电网公司签订优先发电合同（实物合同或差价合同）保障全额按标杆上网电价收购；市场交易电量部分由可再生能源发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同，电网企业按照优先调度原则执行发电合同。
国家发改委、国家能源局《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》	2016年5月27日	核定了部分存在弃风、弃光问题地区规划内的风电、光伏发电最低保障收购年利用小时数。最低保障收购年利用小时数将根据新能源并网运行、成本变化等情况适时调整。提出保障性收购电量应由电网企业按标杆上网电价和最低保障收购年利用小时数全额结算，超出最低保障收购年利用小时数的部分应通过市场交易方式消纳，由风电、光伏发电企业与售电企业或电力用户通过市场化的方式进行交易，并按新能源标杆上网电价与当地煤电标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）的差额享受可再生能源补贴。
国家发改委《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》	2024年3月18日	（一）电网企业应组织电力市场相关成员，确保可再生能源发电项目保障性收购电量的消纳； （二）电力交易机构应组织电力市场相关成员，推动可再生能源发电项目参与市场交易； （三）电力调度机构应落实可再生能源发电项目保障性电量收购政策要求，并保障已达成市场交易电量合同的执行。

政策名称	出台时间	主要内容
国家发改委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（“136号文”）	2025年1月18日	（一）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。 （二）坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。

近年来，主管部门发布一系列政策，在推动新能源有效消纳的同时，引导新能源消纳方式由保障性向市场化转变。2009年12月，《中华人民共和国可再生能源法》提出可再生能源发电全额保障性收购制度。2016年，《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》及《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》明确了可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购电量部分和市场交易电量部分，且保障性收购以外的部分应通过市场交易方式消纳。此后，伴随新能源大规模发展，市场化改革逐步推进，新能源保障性收购比例逐渐降低、市场化方式消纳的比例逐渐提高。2025年1月，136号文提出了“推动新能源上网电价全面由市场形成”的目标，新能源进入全面市场化时代。

136号文明确了新能源电价改革的总体思路，即坚持市场化改革方向，推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格。坚持责任公平承担，完善适应新能源发展的市场交易和价格机制，推动新能源公平参与市场交易。坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。

未来，随着各地具体实施方案陆续出台，新能源将迎来全面入市，保障性收购时代将走向结束，全国统一电力市场建设步伐进一步加快。

2、梳理主要消纳省份的实施细则（如有）及执行情况，包括但不限于保障性电量及电价确定依据及标准

报告期内，发行人收入前五大省份分别为山东、河南、湖北、广东及山西，上述省份对于保障性收购的主要政策细则如下：

（1）山东

报告期内，山东省新能源项目的消纳方式如下：①2023-2024年，山东省新能源项目可选择部分电量入市（90%电量按照保障性电价结算，10%电量参与现

货市场)或全电量入市(100%电量参与市场,无保障性电量)。②2025年1-5月,山东省新增风电项目可自主选择全电量或30%发电量参与电力市场,新增光伏发电项目可自主选择全电量或15%发电量参与电力市场。③2025年6-12月,山东省执行过渡期政策,过渡期间,除可再生能源上网电价或电价附加补贴全生命周期到期的项目外,存量项目(2025年5月31日前全容量并网的风电、太阳能发电项目,含配建储能)参与市场及结算方式,按照现行电力市场规则规定执行;可再生能源上网电价或电价附加补贴全生命周期到期的新能源项目,按规定参与中长期交易(含绿电交易),全电量报量报价参与现货市场。增量项目(2025年6月1日及以后全容量并网的新能源项目,含配建储能)在机制电价执行前,按规定参与中长期交易(含绿电交易),按现行电力市场规则全电量报量报价参与现货市场。④2026年1月起,山东按照136号文有关规定执行,新能源全面参与市场。

报告期内,山东省保障性收购电价为燃煤基准价0.3949元/千瓦时。

(2) 河南

报告期内,河南省新能源项目的消纳方式如下:①2023-2025年,除下述两次结算试运行外,河南省的新能源电量100%通过保障性方式消纳,无市场化电量。②2025年6月21-27日,河南省开展电力现货市场2025年第一次结算试运行(电力现货市场在正式运行前应先开展模拟试运行、结算试运行,结算试运行即依据市场出清结果进行生产调度并结算的试运行阶段),规定集中式新能源10%上网电量(扣除省间现货执行电量)按照所在分区对应时段发电侧实时现货价格结算,90%上网电量按保障性价格结算。③2025年9-12月,河南省开展电力现货市场2025年整月结算试运行,新能源机组实际上网电量扣减省间市场和绿电结算电量后,20%电量按照实时现货市场价格、80%电量按照燃煤基准价计算。④2026年1月起,河南按照136号文有关规定执行,新能源全面参与市场。

报告期内,河南省保障性电价为燃煤基准价0.3779元/千瓦时。

(3) 湖北

报告期内,湖北省新能源项目的消纳方式如下:①2023年,湖北省于9-11月开展电力现货市场长周期结算试运行,其中部分时段按照现货规则结算,规定

实际上网电量的 50%为保障性收购电量，其余电量为市场化电量。9-11 月的其余时段及其他月份湖北省的新能源上网电量均通过保障性方式消纳。②2024 年，2024 年 1 月 1 日至 2024 年 4 月 15 日，湖北省的新能源上网电量均通过保障性方式消纳。自 2024 年 4 月 16 日起，湖北省开展电力现货市场第二轮长周期结算试运行，规定新能源项目的保障性收购电量=（新能源项目参与现货市场竞价的中标电量-省间合约电量）*60%，省间合约电量即跨省消纳的新能源合约电量，且对日前功率预测准确率达标、已完成 AGC 调度闭环测试的新能源场站，次月保障性收购电量比例在基准值上分别增加 5%。③2025 年，湖北省新能源保障性收购的基准比例为 0%，对日前功率预测准确率达标、已完成 AGC 调度闭环测试的新能源场站，其后续保障性收购电量比例在基准值上增加 5-10%。④2026 年 1 月起，湖北新能源电量全面入市，执行 136 号文有关规定。

报告期内，湖北省保障性电价为燃煤基准价 0.4161 元/千瓦时。

（4）广东

报告期内，广东省新能源项目的消纳方式如下：①220kV 及以上电压等级的新能源电站：2023 年部分作为试点参与现货交易，其余通过保障性方式消纳；2024 年全部参与现货交易，规定实际上网电量的 90%为基数电量，按照保障性价格结算，其余部分按照现货价格结算，同时适时参与中长期市场交易（含绿电交易）；2025 年 1-10 月全部参与中长期、现货和绿电交易，原则上按实际上网电量的 70%安排基数电量；2025 年 11-12 月按照 136 号文相关规定执行。②110kV 电压等级的新能源电站 2023-2024 年全部通过保障性的方式消纳；2025 年 1-10 月有序推动满足技术条件的 110kV 电压等级集中式风电场站、光伏电站参与现货，原则上按实际上网电量的 90%安排基数电量；2025 年 11-12 月按照 136 号文相关规定执行。③对于 2025 年 1 月 1 日起新增并网的 110kV 及以上电压等级集中式光伏，原则上按实际上网电量的 50%安排基数电量；2025 年 11-12 月按照 136 号文相关规定执行。

报告期内，广东省保障性电价为燃煤基准价 0.453 元/千瓦时。

（5）山西

2023-2025 年，山西省的新能源项目消纳方式为：平价项目 100%上网电量

通过保障性方式消纳，带补贴项目 100%上网电量通过市场化方式消纳。2026 年 1 月起，山西按照 136 号文有关规定执行，新能源全面参与市场。

报告期内，山西省保障性电价为燃煤基准价 0.332 元/千瓦时。

3、各业务板块保障性上网电量变动原因

报告期各期，各业务板块保障性上网电量具体情况如下：

2025 年度			
项目	保障性上网电量 (亿千瓦时)	上网电量 (亿千瓦时)	保障性上网电量 占全部上网电量比例
陆上风电	258.85	519.73	49.81%
海上风电	0.33	10.78	3.04%
太阳能发电	73.16	138.98	52.64%
合计	332.34	669.41	49.64%
2024 年度			
项目	保障性上网电量 (亿千瓦时)	上网电量 (亿千瓦时)	保障性上网电量 占全部上网电量比例
陆上风电	281.97	442.65	63.70%
海上风电	1.47	11.15	13.20%
太阳能发电	50.40	85.80	58.74%
合计	333.84	539.60	61.87%
2023 年度			
项目	保障性上网电量 (亿千瓦时)	上网电量 (亿千瓦时)	保障性上网电量 占全部上网电量比例
陆上风电	292.53	408.10	71.68%
海上风电	3.93	7.44	52.77%
太阳能发电	25.60	42.05	60.88%
合计	322.05	457.59	70.38%

报告期内，陆上风电保障性上网电量持续下降、太阳能发电保障性上网电量持续增加、海上风电保障性上网电量呈现波动。总体而言，短期内装机规模的增加会带来保障性上网电量绝对值的增加，而随着电力市场化改革逐步深化，各业务板块保障性上网电量占全部上网电量的比例将逐步下降。

各业务板块报告期内保障性上网电量变动情况分析如下：

(1) 陆上风电

报告期内，陆上风电保障性上网电量呈现持续下降的趋势。2024 年陆上风电保障性上网电量下降，主要系各地市场化政策、电力交易策略影响，市场化交易电量增加，保障性上网电量下降。其中，湖北省、内蒙古自治区和山东省陆上风电项目保障性上网电量下降最多，具体情况如下：

省份	2024 年较 2023 年保障性上网电量减少 (亿千瓦时)	2024 年较 2023 年市场化交易电量 增加 (亿千瓦时)
湖北	12.35	12.07
内蒙古	5.75	10.77
山东	5.19	5.24
上述省份合计	23.29	28.08
总计	10.56	45.11

从湖北省来看，2024 年湖北省内开始电力现货市场第二轮长周期结算试运行，电力市场化进程提速，市场化交易电量增加，保障性上网电量下降。

从山东省来看，2024 年山东省电力中长期市场交易价格提高，因而 2024 年山东省有更多陆上风电场站选择全部电量参与市场化交易，市场化交易电量增加，保障性上网电量下降。

从内蒙古自治区来看，2024 年蒙东电力现货市场全面启动试运行，蒙西电力市场交易机制调整优化，新投产项目电量全部进行市场化交易，电力市场化进程提速，市场化交易电量增加，保障性上网电量下降。

2025 年保障性上网电量下降，主要系 136 号文出台后，各省陆续出台承接政策，市场化进程加速，从而市场化交易电量增加，保障性上网电量下降。其中，湖北省、河北省和甘肃省的陆上风电项目保障性上网电量下降最多，具体情况如下：

省份	2025 年较 2024 年保障性上网电量减少 (亿千瓦时)	2025 年较 2024 年市场化交易电量 增加 (亿千瓦时)
湖北	16.18	24.32
河北	4.59	9.48
甘肃	3.54	9.12
上述省份合计	24.31	42.92
总计	23.11	139.47

（2）海上风电

报告期内，海上风电保障性上网电量呈现先下降后增加的趋势。2024 年，发行人海上风电保障性上网电量较 2023 年下降，系当年市场化交易电价提高，部分电量主动参与绿电交易，市场化交易电量上升，保障性上网电量下降。2025 年，发行人海上风电保障性上网电量较 2024 年上升，系新增苍南 200MW 海上风电项目并网投产所致。

（3）太阳能发电

报告期内，发行人太阳能发电保障性电量持续上升，系报告期内发行人太阳能发电项目持续大规模新增投产所致。具体情况如下：

太阳能发电			
项目	当年新增装机规模 (万千瓦)	装机规模 (万千瓦)	当年新增装机 占全部装机比例
2025 年度	438.57	1,395.92	31.42%
2024 年度	407.56	957.35	42.57%
2023 年度	437.60	549.80	79.59%

（二）2024 年末平价上网装机容量超过补贴上网装机容量的情况下，当年平价上网电量低于补贴上网电量的原因及合理性；结合上述情况、募投项目属于平价上网项目还是补贴上网项目等因素，说明募投项目投产后是否存在产能消化不足的风险，如是，请充分提示风险

1、2024 年末平价上网装机容量超过补贴上网装机容量的情况下，当年平价上网电量低于补贴上网电量的原因及合理性

截至 2024 年末，发行人平价上网装机容量为 1,748.40 万千瓦，补贴上网装机容量为 1,562.02 万千瓦，平价上网装机容量超过补贴上网装机容量。2024 年，平价上网电量为 190.10 亿千瓦时，补贴上网电量为 349.51 亿千瓦时，平价上网电量低于补贴上网电量。

一方面，部分新增并网平价项目未完整年发电。2024 年当年发行人新增并网平价项目 779.34 万千瓦，并网时间在全年各月份均有分布，部分项目未能完

整年并网发电，而发行人补贴项目均为 2024 年之前并网，2024 年实现完整年度并网发电，导致 2024 年平价项目上网电量低于补贴项目。

另一方面，平价项目和补贴项目的装机结构不同，风光发电能力和利用小时差异也使得 2024 年平价项目上网电量低于补贴项目。截至 2024 年末，平价项目中风力发电装机规模为 867.93 万千瓦，太阳能发电装机规模为 880.48 万千瓦，太阳能发电项目装机规模多于风力发电项目。截至 2024 年末，补贴项目中风力发电装机规模为 1,485.14 万千瓦，太阳能发电装机规模为 76.88 万千瓦，风力发电装机规模远多于太阳能发电。2024 年，发行人风力发电平均利用小时数为 2,331 小时，太阳能发电平均利用小时数为 1,416 小时，由于风力发电项目利用小时数更高，相同装机规模的条件下发电量和上网电量更高，因此装机结构不同导致了补贴项目上网电量高于平价项目上网电量。

2、结合上述情况、募投项目属于平价上网项目还是补贴上网项目等因素，说明募投项目投产后是否存在产能消化不足的风险，如是，请充分提示风险。

(1) 多项利好政策赋能新能源发电项目产能消纳

由于风电、光伏等新能源具有随机性、波动性和间歇性，为解决其大规模发展对电力系统调节能力提出的挑战，近年来新能源发电项目产能消纳问题受到广泛关注，国家出台了多项政策“组合拳”，重点解决新能源发电项目产能消纳的相关问题。

2024 年 3 月，国家能源局印发《2024 年能源工作指导意见》，意见中提出坚定不移落实双碳目标，把握好节奏和力度，着力加强供需协同，强化系统消纳，保持清洁能源高质量较快发展势头。

2024 年 6 月，国家能源局发布《关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知》（国能发电力〔2024〕44 号），明确了加快推进新能源配套电网项目建设、积极推进系统调节能力提升和网源协调发展、充分发挥电网资源配置平台作用、科学优化新能源利用率目标四项重点任务。

2024 年 12 月，国家发展改革委、国家能源局发布《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》，方案提出到 2027 年，电力系统调节能力显著提升，各类调节资源发展的市场环境和商业模式更加完善，各类调节资源调

用机制进一步完善。通过调节能力的建设优化，支撑 2025 年至 2027 年年均新增 2 亿千瓦以上新能源的合理消纳利用，全国新能源利用率不低于 90%。

(2) 募投项目所在省份新能源发电利用率保持在较高水平

本次募投项目共 34 个，包括风力发电和太阳能发电项目，共分布在 15 个省、自治区和直辖市。根据全国新能源消纳监测预警中心的统计数据，2023 年至 2025 年，上述地区的风电和光伏利用率均在 90% 以上，具体情况如下表所示：

地区	2023 年		2024 年		2025 年	
	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率
内蒙古	95.0%	97.7%	93.9%	95.5%	92.3%	91.7%
甘肃	95.0%	95.0%	94.0%	91.3%	93.7%	89.6%
黑龙江	98.6%	99.1%	95.2%	96.7%	93.8%	95.1%
辽宁	98.0%	99.3%	95.3%	97.2%	93.0%	96.5%
湖北	99.0%	98.3%	98.3%	97.6%	98.1%	97.0%
青海	94.2%	91.4%	92.8%	90.3%	92.8%	83.4%
新疆	95.8%	96.9%	93.4%	92.2%	91.0%	86.3%
广西	100.0%	100.0%	98.2%	98.6%	96.2%	96.5%
河北	94.3%	97.5%	92.6%	96.1%	92.0%	94.3%
广东	99.6%	99.9%	99.5%	99.9%	98.6%	99.6%
江苏	100.0%	100.0%	99.7%	99.9%	98.3%	99.4%
云南	100.0%	99.4%	99.1%	96.7%	97.2%	93.1%
陕西	96.8%	96.5%	94.4%	94.5%	95.3%	91.0%
四川	100.0%	100.0%	99.6%	98.1%	98.4%	98.6%
天津	100.0%	100.0%	99.0%	99.0%	97.6%	96.9%

注：内蒙古的风电利用率和光伏利用率为蒙东和蒙西的平均值。

本次募投项目均属于平价上网项目，在 2023 年至 2025 年期间，发行人募投项目所在各省的利用率均保持在 90% 以上，但受部分省区新能源装机增速较快影响，局部地区新能源消纳利用率有下降趋势，存在短期消纳压力。后续，随着国家鼓励新能源消纳和利用配套政策的落地，以及电网设施的持续完善，预计募投项目产能有望实现合理利用，募投项目投产后的产能消化不足风险相对可控。

针对产能消化的相关风险，发行人已在招股说明书“第二节 概览”之“一、

重大事项提示”之“(一)特别风险提示”之“3、弃风限电及弃光限电风险”中进行了披露。

(三) 5个海上风电项目的进展情况，截至目前仍未并网的原因，是否存在实质性障碍。

海上风电前期工作涉及用海、海洋环评、军事等前期文件的办理，从开展前期工作到并网，平均转化周期在3-5年。目前，发行人5个已核准的海上风电项目正在办理各类必要手续，预计不存在实质性障碍。各项目具体情况如下：

1、汕尾红海湾五 50 万千瓦省管海域海上风电项目

截至报告期末，该项目已完成核准，并取得通航安全影响批复、并网意向批复、海缆路由勘察批复，完成接入系统报告、海洋环评报告以及军事专题报告编制。截至本问询函回复出具日，该项目已完成军事专题、接入系统和海洋环评报告评审以及风机、勘察设计、工程监理招标工作。项目计划于2026年开工。

2、阳江三山岛四 50 万千瓦省管海域海上风电项目

截至报告期末，该项目已完成核准，并取得接入系统批复、通航安全影响批复、航道通航条件影响批复，同时完成军事专题和海洋环评报告评审。截至本问询函回复出具日，该项目已完成风机、勘察设计、工程监理招标工作。项目计划于2026年下半年开工。

3、汕头粤东 3-1 场址 100 万千瓦国管海域海上风电项目

截至报告期末，该项目已完成核准，并通过广东省政府审批向自然资源部申报国家国管海域首批试点用海。截至本问询函回复出具日，该项目已完成军事专题报告评审，正在推动获取军事意见。项目计划于2027年开工。

4、福建连江外海 70 万千瓦海上风电项目

截至报告期末，该项目已完成核准，并完成勘察设计和相关设备招标采购工作。截至本问询函回复出具日，该项目正开展用海手续办理。项目计划于2026年开工。

5、浙江岱山 2 号 30.6 万千瓦海上风电项目

截至报告期末，项目已完成核准，并取得社会稳定性风险评估意见、用海意

见，同时完成可研评审工作。截至本问询函回复出具日，该项目已完成全部渔业资源调查、鸟类调查等外业调查工作，已启动环评、海域论证、接入等各项专题工作。项目计划于 2027 年开工。

二、中介机构的核查情况

（一）核查程序

1、查阅近年来我国关于新能源发电项目保障性上网的相关政策主要内容，并梳理主要消纳省份的实施细则及执行情况。

2、对发行人相关业务负责人就报告期内各业务板块保障性上网电量变化原因进行访谈。

3、对发行人相关业务负责人就 2024 年平价上网电量低于补贴上网电量的原因及合理性进行访谈；查阅关于保障新能源发电消纳的相关政策，以及全国新能源消纳监测预警中心公布的 2022 年至 2024 年各省风电和光伏利用率，分析募投项目是否存在消纳风险。

4、取得发行人截至报告期末已核准的 5 个海上风电项目的进展情况。

（二）核查意见

1、近年来发布的一系列政策，在推动新能源有效消纳的同时，引导新能源消纳方式由保障性向市场化转变。136 号文提出了“推动新能源上网电价全面由市场形成”的目标，新能源进入全面市场化时代。

2、发行人各业务板块报告期内保障性上网电量的变化是多方面因素共同作用的结果。短期内装机规模的增加会带来保障性上网电量绝对值的增加，而随着电力市场化改革逐步深化，各业务板块保障性上网电量占全部上网电量的比例将逐步下降。

3、发行人 2024 年末平价上网装机容量超过补贴上网装机容量的情况下，当年平价上网电量低于补贴上网电量系并网时点和装机结构等多方面因素共同作用的结果，具备合理性。本次募投项目均属于平价上网项目，2022 年至 2024 年期间，募投项目所在省份的新能源发电利用率均保持在 90% 以上，同时随着国家鼓励新能源消纳和利用配套政策的落地，以及电网设施的持续完善，预计募投项

目产能有望实现合理利用，募投项目投产后的产能消化不足风险相对可控；针对产能消化的相关风险，发行人已在招股说明书“第二节 概览”之“一、重大事项提示”之“（一）特别风险提示”之“3、弃风限电及弃光限电风险”中进行了披露。

4、发行人截至报告期末已核准的5个海上风电项目正在办理各类必要手续，整体进展顺利，并网不存在实质性障碍。

问题 2. 关于合规经营**申报材料及审核问询回复显示：**

除发行人及 13 家子公司注册在中国香港或 BVI 外，发行人大多数子公司均注册且经营在境内。发行人为非中国居民企业纳税人。

请发行人披露：

结合《关于境外注册中资控股企业依据实际管理机构标准认定为居民企业有关问题的通知（国税局[2009]82 号文）》等相关规定及监管实践，进一步论证发行人为非中国居民企业纳税人理由的充分性。

请保荐人、发行人律师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：**一、发行人披露**

（一）结合《关于境外注册中资控股企业依据实际管理机构标准认定为居民企业有关问题的通知（国税局[2009]82 号文）》等相关规定及监管实践，进一步论证发行人为非中国居民企业纳税人理由的充分性

根据国税局[2009]82 号文第二条规定，境外中资企业同时符合以下条件的，根据《企业所得税法》第二条第二款和《实施条例》第四条的规定，应判定其为实际管理机构在中国境内的居民企业，并实施相应的税收管理，就其来源于中国境内、境外的所得征收企业所得税：

序号	中国居民企业认定条件	发行人情况是否符合对应条件
1	企业负责实施日常生产经营管理运作的高层管理人员及其高层管理部门履行职责的场所主要位于中国境内	符合
2	企业的财务决策（如借款、放款、融资、财务风险管理等）和人事决策（如任命、解聘和薪酬等）由位于中国境内的机构或人员决定，或需要得到位于中国境内的机构或人员批准	符合
3	企业的主要财产、会计账簿、公司印章、董事会和股东会议纪要档案等位于或存放于中国境内	不完全符合，发行人会计账簿、公司印章、董事会和股东会议纪要档案等位于或存放于中国香港
4	企业 1/2（含 1/2）以上有投票权的董事或高层管理人员经常居住于中国境内	符合

如上述表格所列示，发行人其会计账簿、公司印章、董事会和股东会议纪要档案等位于或存放于中国香港，并不同时满足国税局[2009]82号文第二条项下关于判定实际管理机构在中国境内的四个条件。因此，发行人不应被判定为实际管理机构在中国境内的居民企业。

根据容诚税务出具的税务意见书，发行人并不同时满足国税局[2009]82号文第二条项下关于判定实际管理机构在中国境内的四个条件，不应被判定为实际管理机构在中国境内的居民企业，且发行人取得了香港税收居民身份证明，发行人为非中国居民企业具有充分性。此外，根据国税局[2009]82号文的相关规定，境外中资企业或其中国主要投资者可向主管税务机关申请将该等境外企业认定为中国税务居民企业，但根据容诚税务出具的税务意见书，发行人向中国税务机关申请成为中国税务居民企业被批准的可能性较低。

综上所述，根据国税局[2009]82号文等相关规定，发行人为非中国居民企业纳税人具有充分性。

二、中介机构的核查情况

（一）核查程序

- 1、取得并审阅了容诚税务出具的税务意见书；
- 2、查阅了国税局[2009]82号文第二条中国居民企业认定条件；
- 3、与国家税务总局深圳市税务局工作人员进行了访谈。

（二）核查意见

1、根据国税局[2009]82号文等相关规定及与相关主管税务机关的访谈，发行人为非中国居民企业纳税人具有充分性。

问题 3. 关于债权出资

申报材料及审核问询回复显示：

2022 年 9 月，发行人向华润电力增发 360,059,968 股股份，华润电力以其对发行人享有的境外债权 37,500,000,000 港元认购其中 290,370,942 股股份，剩余股份以现金认购。

请发行人披露：

债转股涉及的债权形成，以及债转股事项是否需要取得主管部门或单位的批准。

请保荐人、发行人律师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

（一）债转股涉及的债权形成背景

华润电力对发行人 375 亿港元境外债权的形成背景为：华润电力决定分拆华润新能源上市之前，为满足发行人境内新能源项目开发和建设的资金需求，华润电力存在通过股东往来款形式对发行人提供财务支持的情形，自 2007 年以来，华润电力持续通过上述股东往来形式对发行人注资 1000 余笔，375 亿港元境外债权资金主要用于发行人发展境内新能源业务。

（二）债转股事项是否需要取得主管部门或单位的批准

1、本次债转股交易的法律性质认定

根据《企业国有资产交易监督管理办法》第二条：“本办法所称企业国有资产交易行为包括：……（二）国有及国有控股企业、国有实际控制企业增加资本的行为（以下称企业增资），政府以增加资本金方式对国家出资企业的投入除外”。

华润电力以其对发行人享有的境外债权认购发行人增发股份，从法律行为实质上看，属于企业增资，适用《企业国有资产交易监督管理办法》上述第二条第二款的规定。

2、本次债转股增资行为已取得相关批准

根据《企业国有资产交易监督管理办法》第三十五条：“国家出资企业决定其子企业的增资行为”。第四十六条：“以下情形经国家出资企业审议决策，可以采取非公开协议方式进行增资：……（二）企业债权转为股权；（三）企业原股东增资”。

根据《华润（集团）有限公司国有资产监督管理办法（2022年版）》第一百三十一条：“根据集团及业务单元分级授权管理规定，由经济行为有权批准单位自行审批的增资行为：（一）本业务单元下属各级子企业进场公开征集投资方；（二）同一业务单元管理权限下各级子企业内部协议增资。”

华润集团前身为1938年于中国香港成立的“联和行”，于1982年经外经贸部批准改制成为有限公司，并于1983年7月8日在中国香港正式注册成立，承担对下属境内外资产管理控制的实际职能。1999年12月，华润集团与对外经济贸易部脱钩，列为中央管理。自2003年起，华润集团归属国务院国资委直接管理。发行人的实际控制人中国华润系经外经贸部批准1986年12月成立，成立时间晚于华润集团。基于历史原因，华润集团与中国华润的关系如下：（1）在国有股权管理方面，2003年后，华润集团及下属公司受国家出资企业中国华润控制；（2）在财务管理方面，根据财政部《关于同意华润（集团）有限公司财务关系单列的通知》（财外字[1999]415号），中国华润并入华润集团管理，财务管理由华润集团统一负责。因此，华润集团作为中国华润的实际管理和运营主体，其财务关系依据《财政部关于同意华润（集团）有限公司财务关系单列的通知》（财外字[1999]415号）实行单列，并由国务院国资委直接履行监督管理职责，并被视同为国家出资企业进行管理。因此，在国有资产监督管理实践中，华润集团作为中国华润的实际管理和运营主体，承担了对下属境内外资产进行管理控制的实际职能。基于此，华润集团有权制定其集团内部各级子公司的产权及资产转让管理及审批权限相关制度。

依据上述规定，国有实际控制企业需按照企业内部章程及管理规定的要求进行决策，并且债权转为股权的可采用非公开协议方式进行增资。因上述债转股增资发生在华润电力业务单元内部，且为全资子公司间协议操作，故审批权限归属华润电力。上述债转股增资已于2022年9月25日经华润电力审批通过，符合国家国有资产监督管理相关法律法规及华润集团内部管理制度的要求。

二、中介机构的核查情况

（一）核查程序

1、审阅了发行人债转股增资事项涉及的协议、内部审批文件及发行人书面确认，了解华润电力对发行人 375 亿港元境外债权的形成背景；

2、取得并查阅《企业国有资产交易监督管理办法》（国务院国有资产监督管理委员会、中华人民共和国财政部令第 32 号）《华润（集团）有限公司国有资产监督管理办法（2022 年版）》等相关规定，了解国有企业债转股增资相关要求。

（二）核查意见

1、华润电力对发行人 375 亿港元境外债权的形成背景为：华润电力决定分拆华润新能源上市之前，为满足发行人境内新能源项目开发和建设的资金需求，华润电力存在通过股东往来款形式对发行人提供财务支持的情形，自 2007 年以来，华润电力持续通过上述股东往来形式对发行人注资 1000 余笔，375 亿港元境外债权资金主要用于发行人发展境内新能源业务。

2、华润电力以其对发行人享有的境外债权认购发行人增发股份，从法律行为实质上看，属于企业增资，适用《企业国有资产交易监督管理办法》上述第二条第二款的规定。

3、因发行人债转股增资发生在华润电力业务单元内部，且为全资子公司间协议操作，故审批权限归属华润电力。发行人债转股增资已于 2022 年 9 月 25 日经华润电力审批通过，符合国家国有资产监督管理相关法律法规及华润集团内部管理制度的要求。

问题 4. 关于关联交易

申报材料及审核问询回复显示：

报告期各期，发行人向控股股东采购信息系统及运维服务、向控股股东的合营企业浙江润海采购光伏组件等。

请发行人披露：

(1) 列示报告期各期向控股股东采购信息系统及运维服务的具体情况，包括采购内容、金额、向控股股东采购的合理性及必要性，并结合控股股东向其他子公司销售的价格、市场同类产品或服务价格（如有）等因素，进一步说明采购价格公允性。

(2) 2024 年向合营企业浙江润海采购光伏组件的具体情况，包括采购背景、涉及项目名称及价格公允性。

请保荐人、发行人律师及申报会计师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

(一) 列示报告期各期向控股股东采购信息系统及运维服务的具体情况，包括采购内容、金额、向控股股东采购的合理性及必要性，并结合控股股东向其他子公司销售的价格、市场同类产品或服务价格（如有）等因素，进一步说明采购价格公允性

报告期内，发行人存在向控股股东子公司深圳市润电信息科技有限公司（以下简称“润电信息”）采购信息系统建设及运维服务的情况，具体采购内容及金额情况如下：

单位：万元

采购内容	2025 年度	2024 年度	2023 年度
ERP、EAM 信息系统建设及运维服务等	4,294.83	4,049.44	2,787.98
其他软件运维服务（集团共用系统软件部分）	1,577.81	1,283.58	1,136.70
合计	5,872.64	5,333.02	3,924.68

润电信息系华润电力为下属公司提供信息系统运营服务的唯一平台，具备丰富的信息系统运维及管理经验，能够有效提升发行人信息系统运维及管理效率，相关关联交易具备合理性及必要性。

由上表可知，报告期内发行人与润电信息之间的关联采购金额分别为 3,924.68 万元、5,333.02 万元和 5,872.64 万元，其中发行人向润电信息采购 ERP、EAM 信息系统建设及运维服务等金额分别为 2,787.98 万元、4,049.44 万元和 4,294.83 万元，相关信息系统建设及运维服务由润电信息在基于市场价格履行招投标程序的基础上先行向外部第三方采购，发行人下属各项目公司再以单一来源采购形式与润电信息签订采购合同，具体采购价格在润电信息确定的招投标价格的基础上考虑润电信息内部运维人员人工投入后双方协商确定。

润电信息向发行人及控股股东其他子公司销售 ERP、EAM 信息系统建设及运维服务的定价原则一致，其中润电信息向发行人下属项目公司及控股股东其他子公司提供信息系统建设服务人工单价保持一致，均为 2,470 元/人/天，内部关联交易定价公允。

关于其他软件运维服务方面，主要涉及由华润集团统一规划并由华润数科负责开发和运维相关信息系统（人力资源管理、数字档案馆、财务合并等），该类系统运维服务由润电信息统一向华润数科采购后按照装机容量、公司数量等原则分摊至总部及各区域公司，报告期内金额分别为 1,136.70 万元、1,283.58 万元和 1,577.81 万元。上述服务范围及服务价格在参照华润数科对集团内成员单位往年服务情况的基础上双方协商定价，华润数科通过润电信息销售至发行人及控股股东其他子公司定价不存在差异，各项运维服务销售单价保持一致。

除此之外，经与华润数科相关销售人员访谈了解，发行人向华润数科采购集团共用系统部分的采购价格与集团内其他成员单位同类产品同期采购价格不存在显著差异，单项服务采购价格差异率通常情况下不超过 5%，上述事项已履行华润电力内部审批程序，润电信息向华润数科采购价格与集团内其他成员单位就同类产品同期向华润数科的采购价格不存在显著差异，华润数科通过润电信息销售至发行人及控股股东其他子公司定价不存在差异，各项运维服务销售单价保持一致，关联交易定价公允。

综上所述，关于 ERP、EAM 信息系统建设及运维服务方面，润电信息向发行人及控股股东其他子公司销售定价原则一致，关联交易定价公允；关于其他软件运维服务（集团共用系统软件部分）方面，润电信息向华润数科采购价格与集团内其他成员单位就同类产品同期向华润数科的采购价格不存在显著差异，华润数科通过润电信息销售至发行人及控股股东其他子公司定价不存在差异，各项运维服务销售单价保持一致，关联交易定价公允。

（二）2024 年向合营企业浙江润海采购光伏组件的具体情况，包括采购背景、涉及项目名称及价格公允性

1、2024 年度

浙江润海新能源有限公司（以下简称“浙江润海”）是控股股东华润电力的合营企业，主营业务为高效异质结电池及组件的研发、生产和销售。2024 年度，发行人下属子公司华润新能源（岱山）有限公司、华润新能源（仙桃）有限公司等因在建太阳能发电项目向浙江润海新能源有限公司采购光伏组件，具体采购情况如下：

单位：万元

公司名称	金额	占比	涉及项目名称
华润新能源（岱山）有限公司	9,986.13	96.82%	华润电力岱山双剑涂二期 150MW 渔光互补项目
华润新能源（仙桃）有限公司	137.27	1.33%	华润仙桃通海口渔光互补光伏电站二期 200MW 项目（增补光伏组件设备采购）
润电新能源（浙江）有限公司兰溪分公司	101.23	0.98%	华润英特中药 1541.6kWp 分布式光伏发电项目
华润电力智慧能源（天津）有限公司	89.21	0.86%	天津津信公司 1.04 兆瓦分布式光伏项目
合计	10,313.84	100.00%	/

由上表可知，2024 年度发行人与浙江润海之间的关联采购主要系发行人下属子公司华润新能源（岱山）有限公司因在建华润电力岱山双剑涂二期 150MW 渔光互补项目向浙江润海采购 N 型 TOPCon 组件及异质结组件所致，采购价格系履行公开招投标程序后确定，最终确定价格符合同期市场行情，相关采购价格与同期同类型光伏组件市场价格比较情况如下：

单位：元/Wp

项目	价格
华润新能源（岱山）有限公司 N 型 TOPCon 组件及异质结组件采购价格-浙江润海	0.8040-0.8200
中国项目双面双玻组件市场价格（集中式项目，2024 年 6 月）	0.7800-0.8900

注 1：上述中国项目双面双玻组件市场价格（集中式项目）数据来自于 PVInfoLink；

注 2：发行人上述华润电力岱山双剑涂二期 150MW 渔光互补项目于 2024 年 6 月履行招投标程序确定采购价格，因此选取同期 2024 年 6 月光伏组件市场价格进行对比。

由上表，发行人 N 型 TOPCon 组件及异质结组件采购价格为 0.8040-0.8200 元/Wp，与同期同类型光伏组件可比市场价格 0.7800-0.8900 元/Wp 之间不存在显著差异，关联交易定价公允。

2、2025 年度

2025 年，发行人下属子公司华润风电（海原）有限公司等因在建太阳能发电项目向浙江润海新能源有限公司采购光伏组件，具体采购情况如下：

单位：万元

公司名称	金额	占比	涉及项目名称
华润风电（海原）有限公司	8,243.36	95.93%	华润海原呱呱山 90MW 风光储一体化乡村振兴试点示范光伏项目
华润电力综合能源（广州）有限公司	150.04	1.75%	南沙汽车码头分布式光伏项目
润电新能源（浙江）有限公司宁波分公司	115.57	1.34%	华润宁波市江北区金力永磁 1.92MW 分布式光伏
华润新能源（高州）有限公司	56.12	0.65%	华润高州南塘农光互补光伏发电项目
华润新能源（平定）有限公司	28.51	0.33%	华润平定 100MW 光伏项目
合计	8,593.60	100.00%	/

由上表可知，2025 年发行人与浙江润海之间的关联采购主要系发行人下属子公司华润风电（海原）有限公司因在建华润海原呱呱山 90MW 风光储一体化乡村振兴试点示范光伏项目向浙江润海采购异质结组件所致，采购价格系履行公开招投标程序后确定，最终确定价格符合同期市场行情，相关采购价格与同期同类型光伏组件市场价格比较情况如下：

单位：元/Wp

项目	价格
华润风电（海原）有限公司异质结组件采购价格-浙江润海	0.7960
210mm 单晶 HJT 组件（2024 年 10 月）	0.7800-0.8800

注 1：上述 210mm 单晶 HJT 组件市场价格数据来自于 PVInfoLink；

注 2：发行人上述华润海原呱呱山 90MW 风光储一体化乡村振兴试点示范光伏项目于 2024 年 10 月履行招投标程序确定采购价格，因此选取同期 2024 年 10 月光伏组件市场价格进行对比。

由上表，发行人异质结组件采购价格为 0.7960 元/Wp，与同期同类型光伏组件可比市场价格 0.7800-0.8800 元/Wp 之间不存在显著差异，关联交易定价公允。

二、中介机构的核查情况

（一）核查程序

1、访谈发行人及华润电力信息系统相关板块负责人，了解发行人向控股股东采购信息系统及运维服务的背景及必要性；取得并查阅发行人与润电信息之间信息系统建设、软件运维服务相关的合同、采购明细及内部分摊明细，取得并查阅华润电力内部信息系统服务分摊明细，了解各类型运维服务的分摊原则；访谈华润数科相关负责人了解其向集团内其他成员单位的销售情况；

2、取得发行人下属子公司与浙江润海新能源有限公司之间的光伏组件采购合同，查阅 PVInfoLink 市场公开价格信息，将上述光伏组件采购价格与同期同类型光伏组件市场价格进行对比以评价其采购价格公允性。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师、发行人律师认为：

1、润电信息系华润电力为下属公司提供信息系统运营服务的唯一平台，发行人与润电信息之间的关联交易具备合理性及必要性。关于 ERP、EAM 信息系统建设及运维服务方面，润电信息向发行人及控股股东其他子公司销售定价原则一致，关联交易定价公允；关于其他软件运维服务（集团共用系统软件部分）方面，润电信息向华润数科采购价格与集团内其他成员单位就同类产品同期向华润数科的采购价格不存在显著差异，华润数科通过润电信息销售至发行人及控股股东其他子公司定价不存在差异，各项运维服务销售单价保持一致，关联交易定价公允。

2、发行人 2024 年、2025 年向合营企业浙江润海新能源有限公司采购光伏组件价格系参考市场价格并履行招投标程序后确定，与同期同类型光伏组件可比市场价格之间不存在显著差异，关联交易定价公允。

问题 5. 关于商誉

申报材料及审核问询回复显示：

报告期各期末，发行人商誉分别 0 万元、52,164.51 万元、54,521.38 万元，截至报告期末商誉不存在减值的迹象。

请发行人披露：

报告期各期末商誉减值测试的过程，包括各项参数的选取依据、预测值与实际发生值的差异原因等，收购时对被收购对象未来效益预测情况和实际效益实现情况。

请保荐人、申报会计师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

（一）报告期各期末商誉减值测试的过程，包括各项参数的选取依据、预测值与实际发生值的差异原因等，收购时对被收购对象未来效益预测情况和实际效益实现情况。

1、报告期各期末商誉减值测试的过程

发行人于报告期各期末商誉账面金额分别为 52,164.51 万元、54,521.38 万元和 43,490.39 万元，占非流动资产的比例分别为 0.35%、0.31%和 0.21%。发行人报告期各期末的商誉均系由非同一控制下业务合并新增的商誉，报告期各期末的减值测试结果如下：

单位：万元

资产组	收购年份	2025 年		
		资产组账面价值	可收回金额	减值金额
润能新能源	2023 年	294,884.15	317,761.36	-
华润财金	2023 年	300,989.87	318,083.69	-
金昌永能	2023 年	50,793.70	50,919.25	-
张掖立陇	2023 年	176,890.21	180,988.27	11,030.98
肃北公司	2024 年	65,878.86	70,377.58	-

注：上述资产组可收回金额均超过了包含整体商誉的资产组账面价值。其中 2025 年度张掖立陇计提减值金额 11,030.98 万元为 2025 年上半年产生，主要系风机设备消缺导致发电量不及预期，导致资产组可收回金额低于包含商誉的资产组账面价值，据此计提商誉减值准备。2025 年上半年发行人张掖立陇资产组商誉的账面余额为 193,480.21 万元，经测算资产组可收回金额为 182,449.23 万元，发行人据此计提商誉减值 11,030.98 万元。

单位：万元

资产组	收购年份	2024 年			2023 年		
		资产组账面价值	可收回金额	减值金额	资产组账面价值	可收回金额	减值金额
润能新能源	2023 年	313,169.46	360,184.20	-	330,662.48	371,141.48	-
华润财金	2023 年	319,993.21	340,225.68	-	336,991.79	358,942.38	-
金昌永能	2023 年	53,798.44	54,955.78	-	56,724.20	63,556.83	-
张掖立陇	2023 年	199,382.72	204,136.16	-	210,769.47	217,081.45	-
肃北公司	2024 年	73,166.51	74,027.91	-	不适用		

注 1：润能新能源包括其持有的 8 家新能源项目公司

注 2：资产组账面价值是指包含整体商誉的资产组账面价值

根据《企业会计准则第 8 号——资产减值》相关规定，因企业合并所形成的商誉和使用寿命不确定的无形资产，无论是否存在减值迹象，每年都应当进行减值测试。资产存在减值迹象的，应当估计其可收回金额，可收回金额应当根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。资产组一经确定，各个会计期间应当保持一致，不得随意变更。

根据《企业会计准则第 8 号——应用指南汇编(2024)》第九章资产减值，在对与商誉相关的资产组或者资产组组合进行减值测试时，由于其可收回金额的预计包括归属于少数股东的商誉价值部分，因此为了使减值测试建立在一致的基础上，企业应当调整资产组的账面价值，将归属于少数股东权益的商誉包括在内，然后根据调整后的资产组账面价值与其可收回金额进行比较，以确定资产组(包括商誉)是否发生了减值。上述资产组如发生减值的，应当首先抵减商誉的账面价值，但由于根据上述方法计算的商誉减值损失包括了应由少数股东权益承担的部分，而少数股东权益拥有的商誉价值及其减值损失都不在合并财务报表中反映，合并财务报表只反映归属于母公司的商誉减值损失，因此，应当将商誉减值损失在可归属于母公司和少数股东权益部分之间按比例进行分摊，以确认归属于

母公司的商誉减值损失。

发行人于购买日认定上述各子公司的单项资产，如固定资产、在建工程或无形资产，在持续使用中难以脱离其他资产而产生单独的现金流入，每个发电项目的固定资产、在建工程和无形资产（土地使用权、合同权益）结合在一起成为一个资产组，即产生独立现金流的最小资产组合。考虑到每个发电项目是发行人基于内部管理目的对商誉进行监控的最低水平且不大于经营分部，因此商誉应当自购买日起分摊至每个发电项目，后续在此基础上进行商誉减值测试。针对报告期内各期末，发行人在对包含商誉的资产组进行减值测试时，可收回金额按预计未来现金流量的现值确定，然后与包含商誉的资产组账面价值进行比较，当包含商誉的资产组可收回金额小于账面价值时，应计提商誉减值准备。发行人应将整体商誉的减值损失在可归属于母公司和少数股东权益部分之间按比例进行分摊，以确认归属于发行人的商誉减值损失。

发行人报告期内商誉减值测试过程具体如下：

2025 年度：

项目	润能新能源	华润财金	张掖立陇	金昌永能	肃北公司
商誉账面余额①	17,508.53	19,748.45	11,030.98	3,876.55	2,356.86
商誉减值准备②	-	-	11,030.98	-	-
商誉的账面价值③=①-②	17,508.53	19,748.45	-	3,876.55	2,356.86
未确认归属于少数股东权益的商誉价值④	229.98	5,579.82	-	-	1,571.24
调整后整体的商誉账面价值⑤=④+③	17,738.51	25,328.27	-	3,876.55	3,928.10
资产组的账面价值⑥	277,145.64	275,661.60	176,890.21	46,917.15	61,950.76
包含整体商誉的资产组账面价值⑦=⑤+⑥	294,884.15	300,989.87	176,890.21	50,793.70	65,878.86
资产组可收回金额⑧	317,761.36	318,083.69	180,988.27	50,919.25	70,377.58
商誉是否需要计提减值损失	否	否	是	否	否
商誉减值金额	-	-	11,030.98	-	-

注：上述资产组可收回金额均超过了包含整体商誉的资产组账面价值。其中 2025 年度张掖立陇计提减值金额 11,030.98 万元为 2025 年上半年产生，主要系风机设备消缺导致发电量不及预期，导致资产组可收回金额低于包含商誉的资产组账面价值，据此计提商誉减值准备。2025 年上半年发行人张掖立陇资产组商誉的账面余额为 193,480.21 万元，经测算资产组可收回金额为 182,449.23 万元，发行人据此计提商誉减值 11,030.98 万元。

2024 年度：

单位：万元

项目	润能新能源	华润财金	张掖立陇	金昌永能	肃北公司
商誉账面余额①	17,508.53	19,748.45	11,030.98	3,876.55	2,356.86
商誉减值准备②	-	-	-	-	-
商誉的账面价值③=①-②	17,508.53	19,748.45	11,030.98	3,876.55	2,356.86
未确认归属于少数股东权益的商誉价值④	229.98	5,579.82	-	-	1,571.24
调整后整体的商誉账面价值⑤=④+③	17,738.51	25,328.27	11,030.98	3,876.55	3,928.10
资产组的账面价值⑥	295,430.95	294,664.94	188,351.74	49,921.89	69,238.41
包含整体商誉的资产组账面价值⑦=⑤+⑥	313,169.46	319,993.21	199,382.72	53,798.44	73,166.51
资产组可收回金额⑧	360,184.20	340,225.68	204,136.16	54,955.78	74,027.91
商誉是否需要计提减值损失	否	否	否	否	否

2023 年度：

单位：万元

项目	润能新能源	华润财金	张掖立陇	金昌永能
商誉账面余额①	17,508.53	19,748.45	11,030.98	3,876.55
商誉减值准备②	-	-	-	-
商誉的账面价值③=①-②	17,508.53	19,748.45	11,030.98	3,876.55
未确认归属于少数股东权益的商誉价值④	229.98	5,579.82	-	-
调整后整体的商誉账面价值⑤=④+③	17,738.51	25,328.27	11,030.98	3,876.55
资产组账面价值⑥	312,923.97	311,663.52	199,738.49	52,847.65
包含整体商誉的资产组账面价值⑦=⑤+⑥	330,662.48	336,991.79	210,769.47	56,724.20
资产组可收回金额⑧	371,141.48	358,942.38	217,081.45	63,556.83
商誉是否需要计提减值损失	否	否	否	否

资产组可收回金额计算过程中使用的关键参数及计算结果如下：

(1) 润能新能源

发行人于 2023 年 3 月完成对润能新能源的收购。

2025年12月31日该资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	稳定期
营业收入	53,942.68	53,942.68	53,942.68	53,942.68	53,942.68	437,691.37
运营成本	4,737.58	4,713.74	4,743.74	4,734.74	4,834.84	51,018.83
税后折现率	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%
资产组可收回金额	317,761.36					

2024年12月31日该资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	稳定期
营业收入	53,758.02	53,758.02	53,758.02	53,758.02	53,758.02	494,057.90
运营成本	4,371.20	4,586.64	4,493.53	4,586.01	4,631.46	58,436.81
税后折现率	5.80%	5.80%	5.80%	5.80%	5.80%	5.80%
资产组可收回金额	360,184.20					

2023年12月31日商誉所处资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	稳定期
营业收入	54,132.66	54,203.36	54,203.36	54,203.36	54,203.36	593,148.65
运营成本	3,972.90	3,985.12	4,159.37	4,093.37	4,174.54	50,698.94
税后折现率	7%	7%	7%	7%	7%	7%
资产组可收回金额	371,141.48					

(2) 华润财金

发行人于2023年8月完成对华润财金的收购。

2025年12月31日该资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	稳定期
营业收入	39,189.19	39,020.69	38,853.11	38,686.43	38,520.65	648,178.22
运营成本	6,104.21	6,104.21	6,104.21	6,183.61	6,183.61	110,868.01
税后折现率	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%
资产组可收回金额	318,083.69					

2024 年 12 月 31 日该资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	稳定期
营业收入	41,503.46	41,325.99	41,149.47	40,973.91	40,799.30	724,406.47
运营成本	6,697.36	6,698.67	6,725.55	6,727.87	6,732.26	128,074.90
税后折现率	6.07%	6.07%	6.07%	6.07%	6.07%	6.07%
资产组可收回金额	340,225.68					

注：2024 年末预测华润财金营业收入较 2023 年末预测收入有所上涨主要系配储转为独立储能运行并改善经营策略从而预计储能收入增加，运营成本上涨主要是结合 2024 年实际经营情况，随着预计储能收入的增长预计储能购电成本及总体职工薪酬增加。

2023 年 12 月 31 日该资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	稳定期
营业收入	37,119.27	36,929.43	36,740.62	36,552.83	36,366.06	673,194.86
运营成本	3,979.64	3,979.64	3,979.64	3,979.64	3,979.64	77,903.59
税后折现率	6.19%	6.19%	6.19%	6.19%	6.19%	6.19%
资产组可收回金额	358,942.38					

(3) 张掖立陇

发行人于 2023 年 12 月完成对张掖立陇的收购。

2025 年 12 月 31 日该资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	稳定期
营业收入	16,750.14	21,040.48	21,040.48	21,040.48	21,040.48	266,512.77
运营成本	1,305.00	1,305.00	1,305.00	1,856.00	1,856.00	28,726.67
税后折现率	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%
资产组可收回金额	180,988.27					

注：张掖立陇于2026年仍有部分风机存在消缺，公司于2025年末与上海电气签订补偿协议，预计2026年9月全部完成风机维修，预测2027年营业收入较2026年增长并保持稳定。2024年张掖立陇处于初步运营阶段，前期运维人员较多，预计2026年开始步入稳定运营阶段人工成本减少导致2026年至2030年运营成本的下降，但预计2031年开始预计随着投运时间的增长材料维修费等增加进而导致运营成本上升。

2024年12月31日该资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	稳定期
营业收入	17,395.76	22,703.91	22,703.91	22,703.91	22,703.91	306,502.77
运营成本	1,974.74	1,871.00	1,871.00	1,871.00	1,991.00	28,558.50
税后折现率	5.80%	5.80%	5.80%	5.80%	5.80%	5.80%
资产组可收回金额	204,136.16					

2023年12月31日该资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	稳定期
营业收入	22,752.83	22,752.83	22,752.83	22,752.83	22,752.83	341,292.42
运营成本	2,031.02	2,138.57	2,138.57	2,138.57	2,138.57	30,408.03
税后折现率	7.20%	7.20%	7.20%	7.20%	7.20%	7.20%
资产组可收回金额	217,081.45					

(4) 金昌永能

发行人于2023年12月完成对金昌永能的收购。

2025年12月31日该资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	稳定期
营业收入	6,084.84	6,084.84	6,084.84	6,084.84	6,084.84	76,567.57
运营成本	540.00	540.40	540.40	724.40	724.40	10,536.62
税后折现率	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%
资产组可收回金额	50,919.25					

2024 年 12 月 31 日该资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	稳定期
营业收入	6,056.97	6,040.77	6,040.77	6,040.77	6,040.77	82,053.73
运营成本	700.47	453.40	453.40	453.40	637.40	10,079.27
税后折现率	5.80%	5.80%	5.80%	5.80%	5.80%	5.80%
资产组可收回金额	54,955.78					

注：2024 年金昌永能处于初步运营阶段，前期运维人员较多，预计 2026 年开始步入稳定运营阶段，人工成本减少导致 2026 年至 2028 年运营成本的下降，但预计 2029 年开始预计随着投运时间的增长材料维修费等增加进而导致运营成本上升。

2023 年 12 月 31 日该资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	稳定期
营业收入	6,003.41	6,003.41	6,003.41	6,003.41	6,003.41	87,549.74
运营成本	796.01	796.01	796.01	796.01	796.01	12,520.77
税后折现率	7.20%	7.20%	7.20%	7.20%	7.20%	7.20%
资产组可收回金额	63,556.83					

(5) 肃北公司

发行人于 2024 年 11 月完成对肃北公司的收购。

2025 年 12 月 31 日该资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	稳定期
营业收入	9,802.69	9,802.69	9,802.69	9,802.69	9,802.69	112,730.88
运营成本	1,054.93	1,491.99	1,922.91	1,922.91	1,922.91	22,410.65
税后折现率	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%	6.05%
资产组可收回金额	70,377.58					

2024 年 12 月 31 日该资产组可收回金额的计算过程：

单位：万元

项目 / 年度	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	稳定期
营业收入	9,793.89	9,793.89	9,793.89	9,793.89	9,793.89	122,423.66
运营成本	1,054.93	1,054.93	1,491.99	1,926.62	1,926.62	26,842.81
税后折现率	6.48%	6.48%	6.48%	6.48%	6.48%	6.48%
资产组可收回金额	74,027.91					

注：肃北公司投运时间相对较早，预计 2027 年及以后材料维修费等增加进而导致运营成本上升。

2、各项参数的选取依据、预测值与实际发生值的差异原因等

在商誉减值测试过程中，发行人根据《企业会计准则第 8 号——资产减值》，根据资产预计未来现金流量的现值确定的可收回金额，其预计资产的未来现金流量不应当包括筹资活动产生的现金流入或者流出；根据《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，由于折现率计算使用加权平均资本成本（WACC），因此在计算预期未来现金流时使用企业自由现金流，即不包含财务费用现金流出的现金流量。针对上述项目，其不考虑财务费用的息税前利润普遍为盈利状态，因此减值测试中按照预测期企业自由现金流计算的可收回金额不低于其账面价值，结果未出现资产减值。

在商誉减值测试中，预测期内可收回金额采用的主要参数和估计包括预计营业收入、预计营运成本及折现率等。预测期后稳定期按照预测期最后一年预测数确定。主要参数及设定依据具体如下：

（1）营业收入

发行人营业收入主要源于售电收入，主要影响因素是未来售电量及预期上网

电价，公式为营业收入=未来售电量×预期上网电价（不含税）。

未来售电量是用来计算收入的重要参数，公式为：未来售电量=装机容量×发电机组利用小时×（1-损耗率）。在具体预测中，发行人结合可研报告及历史运营情况，多数项目按照基准日上年度实际利用小时预测未来期间利用小时，在预测期内保持不变；部分项目当年因检修、特殊天气等原因利用小时较往期下降，发行人按照历史期间平均利用小时预测未来期间利用小时；部分项目投产时间短于一年，发电量尚不稳定，公司按照3-5年后达到省平均利用小时或可研报告利用小时预测。发行人对未来售电量参数的预测为以上一年实际利用小时为基础并参考部分电站实际运营情况，采用更长历史期间平均值、省平均利用小时、可研报告利用小时等调整管理层预期测算，具有合理性。

发行人预期上网电价以上一年实际上网电价为基础并参考最新政策及市场情况进行预计。在具体预测中，公司参照《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），纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受可再生能源补贴电价，同时，风电、光伏发电项目自并网之日起满20年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，均不再享受可再生能源补贴电价。公司对预期上网电价的预测以电站项目预计可取得的实际上网电价为基础并参考最新电价政策调整管理层对预期上网电价的测算，具有合理性。

2024年12月31日商誉减值测试发行人预测值与实际发生值如下表所示：

单位：万元

项目	2025年营业收入预测值	2025年营业收入实际值	实现率
润能新能源	53,758.02	56,535.52	105%
华润财金	41,503.46	34,967.11	84%
张掖立陇	17,395.76	12,929.22	74%
金昌永能	6,056.97	3,482.60	57%
肃北公司	9,793.89	10,076.14	103%

2025年张掖立陇机组表现未及预期的原因是项目设备缺陷，进而组织人员消除缺陷并使其恢复正常工作，发行人预计经过消缺工程风电机组在2026年下半年可以达到预期效益，且该项目所处地区的电力输送通道武威—浙江外送通道已于2024年7月开工，目前仍在建设中，预计需于2026年下半年竣工，陇东-

山东外送通道已于 2025 年 5 月正式投运，但仍处于持续建设和完善之中。

2025 年，金昌永能机组表现未及预期的原因主要是该项目所处地区的电力输送通道（与前述项目一致）短期内仍将处于持续建设和完善之中。

2025 年，华润财金机组表现未达预期，主要系 2025 年光照辐射强度较 2024 年增长，电网侧供给端消纳能力不足，导致限电率较高，为改善新能源消纳情况，华润财金所属山东省已开始坚持“发、调、储、用”各环节协同发力，通过优化新能源装机结构、深挖电力系统调节能力、加快新型储能发展、丰富就近消纳场景、激发绿电使用需求等，多措并举提升新能源消纳能力，预测未来发行人收入能有一定的回暖。

2023 年 12 月 31 日商誉减值测试发行人预测值与实际发生值如下表所示：

单位：万元

项目	2024 年营业收入预测值	2024 年营业收入实际值	实现率
润能新能源	54,132.66	53,369.14	99%
华润财金	37,119.27	38,227.90	103%
张掖立陇	22,752.83	14,940.88	66%
金昌永能	6,003.41	4,777.02	80%

注：由于肃北公司是 2024 年收购，所以 2023 年不涉及实际值与预测值的对比。

润能新能源和华润财金 2024 年营业收入基本符合预期。张掖立陇及金昌永能的风电机组表现未及预期的原因是：①这两个项目于 2023 年第四季度进入商运初步阶段，报告期内尚未达到稳定运行状态，在初步商运过程中管理层发现设备缺陷，进而组织人员消除缺陷并使其恢复正常工作，发行人预计经过消缺工程风电机组在 2026 年下半年及以后未来剩余使用寿命可以达到预期效益；②这两个项目所在地区于 2024 年遭遇区域性小风年气候影响，导致收入不及预期。③这两个项目所处地区 2024 年实际弃风率较预测时的弃风率高，主要是该地区近年整体新增风电、光伏项目投产规模增大，相关电网配套建设进度、用电负荷增长慢于电源装机增长，短期内存在消纳能力不及预期导致短期内收益未及预期。为改善新能源消纳情况，国家和相关地区出台一系列政策和措施，鼓励可再生能源消费、推动储能配置增长、加快输电通道建设。目前项目所处地区的电力输送

通道短期内仍将处于持续建设和完善之中，武威—浙江外送通道已于 2024 年 7 月开工，预计 2026 年下半年竣工，陇东-山东外送通道于 2025 年 5 月已正式投运，前述两个通道对张掖立陇及金昌永能均有影响，随着当地可再生能源消纳能力的提升以及公司积极采取应对措施，长期来看弃风率有望得到改善，长期来看预计对经营业绩不会产生重大不利影响。

（2）运营成本

公司根据风电及光伏项目历史期间运营成本及预算情况估计预测期运营成本金额，影响现金流量及可回收金额估计的主要是付现成本。公司风电及光伏项目的付现成本主要包括维修费、职工薪酬、其他经营费用等，公司对付现成本的预测以电站项目历史期间付现成本并参考管理层对经营期内的预期成本情况得出，具有合理性。

2024 年 12 月 31 日商誉减值测试发行人预测值与实际发生值如下表所示：

单位：万元

项目	2025 年运营成本预测值	2025 年运营成本实际值	实现率
润能新能源	4,371.20	4,711.02	108%
华润财金	6,697.36	3,463.11	52%
张掖立陇	1,974.74	1,629.78	83%
金昌永能	700.47	606.08	87%
肃北公司	1,054.93	1,071.07	102%

润能新能源实际运营成本高于预测值的比例与实际营业收入高于预测值的比例较为一致，运营成本高于预测值的主要原因：①2025 年实际奖金支付高于预测值；②部分项目于 2025 年因设备检修实际产生的维修费用高于预测值。

肃北公司实际运营成本高于预测值的比例与实际营业收入高于预测值的比例基本一致，运营成本高于预测值约 16 万元的主要原因：为提升机组安全生产能力，及时更换存在问题的部件，材料费用有所增加。

2023 年 12 月 31 日商誉减值测试发行人预测值与实际发生值如下表所示：

单位：万元

项目	2024年运营成本预测值	2024年运营成本实际值	实现率
润能新能源	3,972.90	4,857.40	122%
华润财金	3,979.64	4,052.47	102%
张掖立陇	2,031.02	2,027.21	100%
金昌永能	796.00	663.86	83%

注：同上。

润能新能源实际运营成本高于预测值主要原因：①2024年实际奖金支付高于预测值；②部分项目于2024年因设备检修实际产生的维修费用高于预测值。

金昌永能及张掖立陇实际运营成本低于预测值主要原因是2024年实际发生的维修费及材料费低于预测值。

（3）折现率

发行人根据加权平均资本成本（WACC）确定税后折现率。在具体测算中，加权平均资本成本的计算公式、参数选取及计算过程如下：

加权平均资本成本（WACC）=权益资本成本（Ke）×（权益的市场价值（E）/（债务的市场价值（D）+权益的市场价值（E））+债务资本成本（Kd）×（1-发行人所得税率（T））×（债务的市场价值（D）/（债务的市场价值（D）+权益的市场价值（E）））。

报告期内，发行人在资产减值测试中采用的折现率使用了行业通行的计算方法，通过分别计算权益资本成本和债务资本成本，并考虑可比公司债务权益比重计算，与项目投资建设要求的平均全投资税后折现率整体相当。同行业公司中已披露折现率具体计算方法的华电新能也是根据加权平均资本成本（WACC）确定税后折现率。

由于折现率不涉及预测值与实际值对比，2023年12月31日、2024年12月31日及2025年12月31日商誉减值测试中采用的税后折现率对比如下：

项目	2023年12月31日	2024年12月31日	2025年12月31日
润能新能源	7.00%	5.80%	6.05%
华润财金	6.19%	6.07%	6.05%
张掖立陇	7.20%	5.80%	6.05%

项目	2023年12月31日	2024年12月31日	2025年12月31日
金昌永能	7.20%	5.80%	6.05%
肃北公司	不适用	6.48%	6.05%

上述报告期内商誉减值测试的折现率不同，主要由于不同评估基准日的加权平均资本成本构成参数不同，进而导致不同预测年份折现率存在差异。2024年折现率较2023年有所下降、2025年折现率较2024年基本一致，主要为以下参数发生变化：

①无风险利率

无风险利率通常采用政府债券收益率，这些政府债券以与资产或现金产出单元相同的货币计价，且期限与后两者的现金流量的期限相同或相似。这意味着企业通常需要考虑10年、20年或30年期的政府债券；2024年无风险利率较2023年显著下降，2025年与2024年基本一致。

②债务资本成本

债务资本成本通常采用5年期以上LPR考虑，主要是近年来降息安排，2024年LPR连续三次下调，导致债务资本成本呈下降趋势。

2025年上述五家主体折现率保持一致，主要系上述公司被发行人收购已超过一年进入稳定运营期，资本结构、融资成本由发行人统一管控，无显著个体风险差异，经营策略和风险特征等与发行人整体无实质差异，且为便于财务管理发行人对商誉减值测试的折现率选择同一折现率。

综上，发行人的商誉减值测试过程考虑了商誉所对应的资产组的实际经营情况，减值测试过程中选取的各项关键参数合理，具备可靠数据来源。

3、收购时对被收购对象未来效益预测情况和实际效益实现情况

收购时未来效益预测情况和实际效益的差异原因主要是评估师按照可研报告利用小时为基础并参考电站历史实际运营情况预测未来效益，但是部分项目因为风、光资源因素或者地区限电、运营尚未稳定等原因利用小时较收购时预测下降，收购时对被收购对象未来效益预测情况和实际效益实现情况具体如下：

单位：万元

项目	参数指标	2023 年		2024 年		2025 年	
		收购评估 预测值	实际值	收购评估 预测值	实际值	收购评估 预测值	实际值
润能新能源	营业收入	43,642.52	44,919.00	53,247.97	53,369.14	53,246.83	56,535.52
	运营成本	4,242.66	3,209.89	4,823.44	4,857.40	4,858.27	4,711.02
华润财金	营业收入	10,739.63	11,795.46	35,248.64	38,227.90	35,057.79	34,967.11
	运营成本	1,461.74	1,581.40	5,097.62	4,052.46	3,155.77	3,463.11
张掖立陇	营业收入	不适用		22,752.83	14,940.88	22,752.83	12,929.22
	运营成本	不适用		1,848.50	2,027.22	1,848.50	1,629.78
金昌永能	营业收入	不适用		6,003.41	4,777.02	6,003.41	3,482.60
	运营成本	不适用		400.00	663.86	400.00	606.08
肃北公司	营业收入	不适用		816.16	1,014.19	9,793.89	10,076.14
	运营成本	不适用		150.4	378.23	987.33	1,071.07

注 1：由于张掖立陇和金昌永能收购评估基准日为 2023 年 12 月 31 日，肃北公司是 2024 年 11 月收购，所以没有 2023 年的对比。

注 2：润能新能源 2023 年预测期为 2023 年 3-12 月，华润财金 2023 年预测期为 2023 年 9-12 月，肃北公司 2024 年预测期为 2024 年 12 月，实际值为上述相同期间的同比财务数据。

发行人于收购评估预测润能新能源、华润财金及肃北公司经营业绩基本均已实现。2024 年张掖立陇和金昌永能营业收入实现率较低是因为 2023 年 12 月收购评估是综合考虑相关可研报告及历史数据进行预测，这两个资产组的风电机组于 2023 年进入商运初步阶段，尚未达到稳定运行状态，发行人预计经过消缺工程风电机组在 2025 年及以后未来剩余使用年限可以达到预期效益。同时，张掖立陇及金昌永能所处地区 2024 年弃风率较高，短期内存在消纳能力不及预期导致短期内收益未及预期。为改善新能源消纳情况，国家和相关地区出台一系列政策和措施，鼓励可再生能源消费、推动储能配置增长、加快输电通道建设。目前该项目所处地区的电力输送通道短期内仍将处于持续建设和完善之中，武威—浙江外送通道已于 2024 年 7 月开工，预计 2026 年底竣工。2025 年 5 月陇东-山东外送通道已正式投运，随着当地可再生能源消纳能力的提升以及公司积极采取应对措施，长期来看预计对经营业绩不会产生重大不利影响。

综上，报告期内商誉减值测试过程所选取的各项参数合理，预测值与实际值发生差异的原因主要为短期因素导致，长期来看预计对相关资产的经营业绩不会

产生重大不利影响。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

1、访谈发行人财务总监，了解发行人收购交易的背景及对价情况；获取并查阅发行人非同一控制企业合并企业报告期内的财务报表、投资协议、公司章程、一致行动承诺函（如有）、第三方评估师的可辨认净资产公允价值评估报告和股权评估报告等资料；

2、获取并查阅发行人报告期内商誉减值测算资料，并将发行人的经营计划及财务预算与管理层编制的预计未来现金流量现值中所采用的预测期的售电量、上网电价及运营成本等参数进行比较，评价管理层所采用的参数的合理性；

3、评价评估报告在预计未来现金流量现值时采用的方法的适当性及折现率的合理性，评价评估报告中无形资产、固定资产、在建工程的公允价值采用的估值方法及结论的合理性，评价管理层在估计包含商誉的资产组预计未来现金流量现值时采用的方法的适当性及折现率的合理性；

4、评价在财务报表中有关商誉减值评估以及所采用的关键假设的披露是否符合企业会计准则的要求；将管理层在上一年编制预计未来现金流量现值时所采用的关键假设与相关资产及资产组本年实际经营情况进行比较，以考虑管理层预测结果的历史准确性，并就识别出的任何重大差异向管理层询问原因，评价管理层对关键假设的选择是否存在管理层偏向的迹象，同时考虑相关因素是否已在本年度的预测中予以考虑；

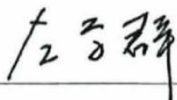
（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师认为：

1、报告期各期末发行人的商誉减值测试过程考虑了包含整体商誉的资产组的实际经营情况，减值测试过程中选取的各项关键参数合理，具备可靠数据来源。发行人商誉涉及的 5 个子公司华润财金、张掖立陇和金昌永能受到短期因素影响，存在实际经营业绩不如预期值的情况，长期来看预计对相关资产的经营业绩不会产生重大不利影响，其他子公司基本实现预期效益。

(本页无正文,为华润新能源控股有限公司《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的审核问询函之回复报告》之签章页)

授权签字人:



左学群




华润新能源控股有限公司

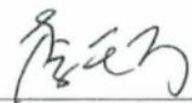
2026 年 4 月 2 日

（本页无正文，为中国国际金融股份有限公司《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的第二轮审核问询函之回复报告》之签章页）

保荐代表人：



廖雅婷



李天万



保荐人法定代表人声明

本人已认真阅读华润新能源控股有限公司第二轮审核问询函回复报告的全部内容，了解报告涉及问题的核查过程、本公司的内核和风险控制流程，确认本公司按照勤勉尽责原则履行核查程序，审核问询函回复报告不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

法定代表人：_____

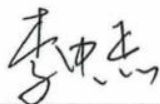


陈 亮



(本页无正文,为中信证券股份有限公司《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的第二轮审核问询函之回复报告》之签章页)

保荐代表人:



李中杰



王天阳



保荐人法定代表人声明

本人已认真阅读华润新能源控股有限公司第二轮审核问询函回复报告的全部内容，了解报告涉及问题的核查过程、本公司的内核和风险控制流程，确认本公司按照勤勉尽责原则履行核查程序，审核问询函回复报告不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

法定代表人：


张佑君



（本页无正文，为北京市金杜律师事务所《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的第二轮审核问询函之回复报告》之签章页，仅对审核问询函中需要发行人律师进行核查的事项发表核查意见）



北京市金杜律师事务所

经办律师：

潘渝嘉

刘晓光

冯霞

单位负责人：

龚牧龙

二〇二〇年四月二日

本页无正文，为毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的第二轮审核问询函之回复报告》之会计师签章页。根据《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的审核问询函》中对会计师核查事项的要求，我们仅对问询函中需要会计师进行核查的事项进行回复。

签字注册会计师签名：

陈子民

陈子民



林启兴

林启兴



会计师事务所负责人签名：

邹俊

邹俊



毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）

2026年4月2日

