

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
审核问询函的回复

大华核字[2023]0015057号

大华会计师事务所(特殊普通合伙)

DaHuaCertifiedPublicAccountants (SpecialGeneralPartnership)

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
审核问询函的回复

	目录	页次
一、	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审核问询函的回复	1-88

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 审核问询函的回复

大华核字[2023]0015057号

深圳证券交易所：

由中节能太阳能股份有限公司（以下简称“太阳能公司”或“发行人”）转来的贵所签发的《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》（审核函〔2023〕120140号）（以下简称“问询函”）收悉，本所作为太阳能公司向不特定对象发行可转换公司债券的会计师，对问询函提及的相关问题逐项进行了落实、核查，对需要会计师发表意见的相关问题回复如下，请贵所予以审核。

我们提醒本回复审阅者关注：

1、太阳能公司2020年度财务报表已经立信会计师事务所（特殊普通合伙）审计并出具无保留意见的审计报告。

2、本所没有接受委托审计或审阅2020年度及2023年1-6月的财务报表，因此无法对上述期间的财务信息发表审计或审阅意见与结论。以下所述的核查程序及核查结论仅为协助太阳能公司回复贵所问询函目的，不构成审计或审阅。

3、回复文本中若出现部分合计数与各加数直接相加之和在尾数上有差异，或部分比例指标与相关数值直接计算的结果在尾数上有差异，这些差异是由四舍五入造成的。

问题 1

报告期内，公司营业收入分别为530,500.57万元、702,681.90万元、923,638.47万元和170,742.27万元，实现归属于母公司所有者的净利润分别为102,797.48万元、118,915.93万元、138,779.19万元和38,894.30万元；产品综合毛利率分别为48.42%、41.75%、32.77%和40.47%；公司经营活动现金流量净额分别为211,985.49万元、205,479.63万元、509,852.53万元和94,228.50万元。

报告期各期末，公司应收账款余额分别为866,550.30万元、1,025,940.16万元、1,046,329.82万元和1,015,616.08万元，分别计提坏账准备24,526.90万元、34,999.46万元、30,520.69万元和30,475.71万元，太阳能发电业务应收账款期后回款比例较低，最近一期期末期后回款比例仅为5.60%；前五大供应商中，发行人2022年向浙江泰能光电有限公司、江苏瑞晶太阳能科技有限公司采购金额分别为57,226.15万元、40,887.52万元，这两家公司成立时间均为2021年；报告期内，发行人及子公司因违规使用土地等原因受到多起行政处罚，并存在对外违规担保事项；最近一期期末，发行人在关联方中节能财务有限公司存款为227,473.15万元，向中节能财务有限公司借款为301,293.31万元；最近一期期末，公司其他权益工具投资余额为1,611.88万元，仅认定对SPIEnergyCo., Ltd.投资属于财务性投资，对特变电工新疆新能源股份有限公司、甘肃电力交易中心有限公司的投资未认定为财务性投资。

根据申报材料，发行人子公司中，中节能甘肃武威太阳能发电有限公司经营范围包含非居住房地产租赁；慈溪协能新能源科技有限公司、中节能阿拉善盟太阳能发电有限公司、宁夏中利牧晖新能源有限公司等公司经营范围包含可再生能源发电衍生品交易。

请发行人补充说明：（1）结合近年新能源补贴政策及变化情况、公司已纳入及尚未纳入国补目录项目的具体情况，说明行业政策变化对公司经营情况的影响；（2）结合营业收入、营业成本及毛利率变化、同行业可比公司情况等，说明公司业绩波动的原因及合理性，是否与同行业可比公司一致；（3）结合应收账款期后回款情况、公司业务模式、信用政策、账龄、趋势变化、同行业可比公司情况等，分别说明太阳能发电业务和太阳能制造业务坏账准备计提的充分性；（4）经营活动产生的现金流量变化与经营业绩是否匹配，公司是否具备合

理的资产负债结构和正常的现金流量水平，是否有足够的现金流支付公司债券的本息；（5）浙江泰能光电有限公司及江苏瑞晶太阳能科技有限公司与公司发生采购交易的具体情况，2022年发行人向其大额采购的原因及合理性；（6）最近三年受到的行政处罚涉及的相关违法行为是否构成严重损害投资者合法权益或社会公共利益的重大违法行为，是否构成本次发行障碍，发行人因违规担保被行政处罚的风险，相关应对措施；（7）结合报告期内公司向中节能财务有限公司借款及还款的情况，包括金额、利率、期限、原因等，银行及其他渠道借款金额及利率情况、同行业可比公司情况等，说明公司向关联方借款利率是否公允，并结合公司资金业务签署的相关协议及其具体内容，说明是否与关联方存在资金共管、归集或占用等情形，是否损害上市公司和中小投资者利益，是否出现还款金额大于借款金额的情况，如是，是否存在非经营性资金占用；（8）对特变电工新疆新能源股份有限公司、甘肃电力交易中心有限公司投资的具体目的、公司与其业务往来情况，未认定为财务性投资的具体原因，公司最近一期末是否存在持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）情形，自本次发行相关董事会前六个月至今，公司已实施或拟实施的财务性投资的具体情况；（9）子公司从事非居住房地产租赁的具体业务内容，是否从事房地产经营业务；子公司从事可再生能源发电衍生品交易的具体业务内容，是否取得主管部门的相关许可、资质，是否属于类金融业务。

请发行人补充披露相关风险。

请保荐人核查并发表明确意见，请会计师核查（2）（3）（4）（7）（8）并发表明确意见，请发行人律师核查（6）（9）并发表明确意见。

一、问题回复

（一）结合营业收入、营业成本及毛利率变化、同行业可比公司情况等，说明公司业绩波动的原因及合理性，是否与同行业可比公司一致。

1、公司营业收入、营业成本、毛利率及业绩变化情况

报告期内，公司营业收入、营业成本及毛利、毛利率情况如下：

单位：万元

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率
营业收入	403,212.81	14.02%	923,638.47	31.44%	702,681.90	32.46%	530,500.57	5.87%
营业成本	239,707.48	21.33%	620,963.39	51.71%	409,296.32	49.57%	273,645.99	5.21%
毛利	163,505.33	4.76%	302,675.08	3.17%	293,385.59	14.22%	256,854.58	6.57%
毛利率	40.55%	7.78%	32.77%	-8.98%	41.75%	-6.67%	48.42%	0.32%
净利润	89,902.10	15.69%	139,864.03	19.16%	117,378.55	15.15%	101,937.40	12.60%

注：毛利率变动采用增减方式计算。

公司主营业务分为太阳能发电业务和太阳能产品制造业务，具体如下：

(1) 太阳能发电业务业绩变化情况

单位：万元

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率
主营业务收入	225,778.05	1.15%	435,600.26	-2.34%	446,019.13	9.97%	405,594.30	8.99%
主营业务成本	77,498.51	6.55%	152,746.01	-1.39%	154,902.63	6.52%	145,421.92	7.60%
毛利	148,279.54	-1.46%	282,854.25	-2.84%	291,116.50	11.89%	260,172.39	9.79%
毛利率	65.67%	0.74%	64.93%	-0.34%	65.27%	1.12%	64.15%	1.19%

发行人太阳能发电业务营业收入主要受装机并网规模、平均上网电价等综合因素影响，营业成本与营业收入变动趋势基本保持一致；各报告期内，发电业务毛利率分别为64.15%、65.27%、64.93%和65.67%，整体相对稳定。

(2) 太阳能产品制造业务业绩变化情况

单位：万元

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率
主营业务收入	176,368.62	44.48%	475,589.59	90.19%	250,066.13	128.71%	109,339.63	-1.63%
主营业务成本	160,630.19	38.47%	454,866.34	85.73%	244,905.93	119.38%	111,637.63	4.41%
毛利	15,738.44	159.44%	20,723.26	301.60%	5,160.20	-324.55%	-2,298.00	-154.35%
毛利率	8.92%	4.56%	4.36%	2.30%	2.06%	4.16%	-2.10%	-5.91%

发行人太阳能产品制造业务营业收入呈上升趋势，年均增幅约108.56%；报

告期内，太阳能产品制造业务毛利率分别为-2.10%、2.06%、4.36%和8.92%，呈逐年上升趋势。

2、同行业可比公司情况及发行人业绩波动的合理性

(1) 太阳能发电业务

1) 太阳能发电业务同行业可比公司营业收入情况如下：

单位：万元

证券简称	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率
三峡能源	361,082.28	13.58%	653,504.11	31.67%	496,329.74	-	-	-
华电新能	1,486,889.49	23.08%	474,995.84	21.48%	391,007.23	12.67%	347,032.95	-4.19%
晶科科技	159,183.74	20.78%	316,692.81	-13.79%	367,338.07	4.23%	352,428.24	-15.42%
浙江新能	223,594.62	-10.86%	451,962.99	56.68%	288,471.51	26.39%	228,231.14	11.00%
平均值	247,953.55	7.84%	474,288.94	24.01%	348,938.94	14.43%	309,230.78	-2.21%
发行人	225,778.05	1.15%	435,600.26	-2.34%	446,019.13	9.97%	405,594.30	8.99%

注：三峡能源未披露2020年度光伏发电业务的营业收入；华电新能2023年半年度使用合并口径营业收入。

2) 太阳能发电业务同行业可比公司营业成本情况如下：

单位：万元

证券简称	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率
三峡能源	176,042.93	32.02%	305,826.18	38.53%	220,758.33	-	-	-
华电新能	604,104.68	22.71%	214,494.49	36.46%	157,188.98	4.06%	151,049.52	9.88%
晶科科技	73,155.93	22.81%	163,500.33	-23.78%	214,497.16	12.37%	190,887.82	24.87%
浙江新能	105,787.70	8.53%	205,486.48	64.33%	125,044.41	22.22%	102,310.90	34.39%
平均值	118,328.85	21.12%	222,326.87	28.89%	165,576.85	12.88%	148,082.75	23.05%
发行人	77,498.51	6.55%	152,746.01	-1.39%	154,902.63	6.52%	145,421.92	7.60%

注：三峡能源未披露2020年度光伏发电业务营业成本；华电新能2023年半年度使用合并口径营业成本。

3) 太阳能发电业务同行业可比公司毛利率情况如下：

证券简称	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
三峡能源	51.25%	53.20%	55.52%	54.18%
华电新能	59.37%	54.84%	59.80%	56.47%
晶科科技	54.04%	48.37%	41.61%	45.84%
浙江新能	52.69%	54.53%	56.65%	55.17%
平均值	53.40%	52.74%	53.40%	52.92%
发行人	65.67%	64.93%	65.27%	64.15%

注1：资料来源为同行业可比公司定期报告、招股说明书、募集说明书等公开资料；

注2：同行业可比公司数据均为光伏发电毛利率；三峡能源2023年半年度数据使用光伏发电毛利率，其他同行业公司根据披露情况使用综合毛利率。

报告期内，对于太阳能发电业务，发行人及同业可比公司的营业收入和营业成本主要受装机并网规模、平均上网电价、折旧摊销情况等综合因素影响，各期保持相对稳定，波动具有合理性。报告期内，发行人发电业务毛利率高于同行业可比公司，主要原因为发行人进入光伏发电行业更早，运营的光伏发电项目整体平均电价相对较高所致。

(2) 太阳能产品制造业务

1) 太阳能产品制造业务同行业可比公司营业收入情况如下：

单位：万元

证券简称	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率
晶科能源	3,509,401.33	34.47%	8,082,723.62	111.59%	3,820,020.51	16.68%	3,273,800.33	14.86%
晶澳科技	4,039,772.03	43.29%	7,034,458.33	78.27%	3,946,046.62	64.23%	2,402,770.36	23.64%
天合光能	4,839,936.22	37.23%	6,310,481.54	83.47%	3,439,544.31	55.97%	2,205,294.64	34.51%
隆基绿能	6,465,238.31	28.36%	8,484,898.86	45.15%	5,845,449.32	61.30%	3,623,871.43	139.83%
阿特斯	2,567,185.46	31.96%	3,893,144.09	71.81%	2,265,907.45	21.98%	1,857,649.98	16.46%
东方日升	1,381,471.28	40.19%	2,412,635.76	82.65%	1,320,932.90	12.16%	1,177,773.32	2.50%
平均值	3,800,500.77	35.92%	6,036,390.37	78.82%	3,439,650.19	38.72%	2,423,526.68	38.63%
发行人	176,368.62	44.48%	475,589.59	90.19%	250,066.13	128.71%	109,339.63	-1.63%

报告期内，发行人太阳能产品制造业务的营业收入与同行业可比公司基本一致，均有明显增长。

2) 太阳能产品制造业务同行业可比公司营业成本情况如下:

单位: 万元

证券简称	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率	金额	同比增长率
晶科能源	3,292,985.46	26.49%	7,231,922.39	118.23%	3,313,894.23	31.13%	2,527,191.50	14.83%
晶澳科技	3,279,997.30	33.10%	6,027,755.49	77.93%	3,387,754.36	68.04%	2,016,097.35	31.35%
天合光能	4,043,919.08	32.35%	5,561,409.41	84.64%	3,012,107.58	60.50%	1,876,753.87	38.28%
隆基绿能	5,231,513.81	26.05%	7,326,623.36	51.12%	4,848,265.34	68.34%	2,879,972.98	152.68%
阿特斯	2,182,971.47	23.75%	3,439,779.34	65.20%	2,082,150.08	35.82%	1,532,972.33	34.18%
东方日升	1,224,594.15	33.36%	2,291,549.08	75.47%	1,305,970.13	22.00%	1,070,508.58	15.94%
平均值	3,209,330.21	29.19%	5,313,173.18	78.76%	2,991,690.29	47.64%	1,983,916.10	47.88%
发行人	160,630.19	38.47%	454,866.34	85.73%	244,905.93	119.38%	111,637.63	4.41%

报告期内, 发行人太阳能产品制造业务的营业成本与同行业可比公司基本一致, 均有明显增长, 与营业收入增长趋势一致。

3) 太阳能产品制造业务公司与同行业可比公司毛利率情况如下:

证券简称	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
晶科能源	15.18%	10.53%	13.25%	22.81%
晶澳科技	18.81%	14.31%	14.15%	16.09%
天合光能	16.45%	11.87%	12.43%	14.90%
隆基绿能	18.81%	13.65%	17.06%	20.53%
阿特斯	14.97%	11.65%	8.11%	17.48%
东方日升	11.36%	5.02%	1.13%	9.11%
平均值	15.93%	11.17%	11.02%	16.82%
发行人制造业务	8.92%	4.36%	2.06%	-2.10%

注1: 资料来源为同行业可比公司定期报告、招股说明书、募集说明书等公开资料;

注2: 可比公司选择光伏组件业务毛利率, 2023年半年度数据根据披露情况选用综合毛利率。

报告期内, 发行人太阳能产品制造业务毛利率低于同行业可比公司, 且呈增长趋势, 主要原因如下:

① 发行人太阳能产品制造业务毛利率低于同行业可比公司的原因

a 售价方面

发行人产品技术升级较同行业可比公司起步较晚，发行人自2020年9月起才转向大尺寸单晶路线，目前生产产品以182mm的P型组件为主，而同行业可比公司大尺寸单晶产品更早投入市场，发行人因技术升级较慢，没有价格优势。另外，光伏组件产品境外销售价格一般高于境内，由于发行人境外销售金额及比重较低，销售平均价格较同行业公司相比较低。

2020年-2022年，发行人及同行业可比公司境外销售占比情况如下：

项目	2022年度	2021年度	2020年度
晶科能源	60.23%	80.75%	82.51%
晶澳科技	60.03%	60.88%	68.83%
天合光能	62.75%	72.75%	77.98%
隆基绿能	51.35%	50.00%	55.10%
阿特斯	84.91%	73.22%	69.95%
东方日升	57.25%	57.79%	67.61%
平均值	62.75%	65.90%	70.33%
发行人	5.96%	1.23%	19.23%

报告期内，发行人与同行业可比公司组件平均单价如下：

单位：元/w（不含税）

项目	2022年度	2021年度	2020年度
晶科能源	1.80	1.69	1.73
晶澳科技	1.85	1.64	1.62
天合光能	1.80	1.63	1.66
隆基绿能	1.84	1.57	2.02
阿特斯	1.85	1.64	1.67
东方日升	1.79	1.63	1.73
平均值	1.82	1.63	1.74
发行人	1.68	1.43	1.21

注：平均售价系根据同行业公司定期报告披露的组件销量和收入计算得出；同行业公司未披露2023年半年度相关数据

b 成本方面

报告期内，发行人与同行业可比公司组件平均成本如下：

单位：元/w（不含税）

项目	2022 年度	2021 年度	2020 年度
晶科能源	1.61	1.47	1.34
晶澳科技	1.58	1.41	1.36
天合光能	1.59	1.43	1.41
隆基绿能	1.59	1.30	1.20
阿特斯	1.64	1.50	1.38
东方日升	1.70	1.61	1.42
平均值	1.62	1.45	1.35
发行人	1.60	1.40	1.25

注：平均成本系根据同行业公司定期报告披露的组件销量和成本计算得出；同行业公司未披露 2023 年半年度相关数据

发行人太阳能产品制造业务平均成本与可比公司不存在显著差异。

综上分析，发行人太阳能产品制造业务毛利率较低主要是因为发行人产品技术升级较同行业可比公司起步较晚，销售价格较同行业公司相比较低，具备合理性。

③报告期内发行人太阳能产品制造业务毛利率增长的原因

各报告期内，发行人制造业务毛利率分别为-2.10%、2.06%、4.36%和 8.92%，整体呈上升趋势，主要原因为：一是镇江公司于 2020 年 9 月完成电池车间 PERC 技改，实现了 182 大尺寸 PERC+单晶高效电池产业化和 182 大尺寸多主栅半片高效组件批量生产，更为符合下游市场需求；二是镇江公司新建的 1.5GW 大尺寸高效组件项目于 2022 年 8 月投产，进一步满足了市场对主流产品的需求；三是 2020 年-2022 年，组件销售价格呈上涨趋势，发行人制造业务组件销售单价年复核增长率约 17.83%；四是随着报告期内镇江公司技术升级和产量快速提升，规模效应有所增强，单位人工成本有所降低；五是 2023 年上半年上游硅料、硅片价格下降幅度较大，下游装机规模不减的情况下，大尺寸 PERC 等产品盈利情况较好，具有合理性。

（二）结合应收账款期后回款情况、公司业务模式、信用政策、账龄、趋势变化、同行业可比公司情况等，分别说明太阳能发电业务和太阳能制造业务坏账准备计提的充分性。

1、应收账款期后回款情况

单位：万元

业务板块	项目	2023.6.30	2022.12.31	2021.12.31	2020.12.31
太阳能发电业务	应收账款期末余额	1,051,053.76	945,057.78	993,043.49	818,341.94
	期后回款金额	89,347.81	190,321.53	375,047.71	161,497.84
	回款比例	8.50%	20.14%	37.77%	19.73%
太阳能产品制造业务	应收账款期末余额	65,368.47	99,099.99	31,146.68	44,906.83
	期后回款金额	42,129.31	81,991.60	16,586.60	22,716.17
	回款比例	64.45%	82.74%	53.25%	50.59%

注：2020 年末、2021 年末期后回款截止时间为各期后 12 个月；2022 年末及 2023 年 6 月 30 日的期后回款截止时间为 2023 年 8 月 31 日。

报告期各期末，发行人发电业务期后回款比例分别为 19.73%、37.77%、20.14%、8.50%，受到可再生能源补贴款回款周期较长的影响，发行人应收账款随业务开展而余额逐年增长，期后回款比例主要受当期可再生能源补贴款发放影响。其中 2021 年期后回款比例提高主要系发行人于 2022 年收到可再生能源补贴款共计 36.26 亿元。

报告期各期末，发行人太阳能产品制造业务期后回款比例分别为 50.59%、53.25%、82.74%、64.45%，随发行人对客户信用风险的管控加强，期后回款比例有所提升。

2、公司业务模式及信用政策

(1) 公司业务模式

公司业务主要包括太阳能发电业务和太阳能产品制造业务。太阳能发电业务位于光伏产业链下游，通过建设和运营光伏电站，将自然界的一次能源通过发电装置转化为电力并销售电力产品，目前主要出售给国家电网、南方电网。太阳能产品制造业务主要为制造光伏电站使用的光伏电池和组件，位于产业链中游，产品主要用于市场销售。

(2) 公司信用政策

根据不同的业务类型，公司采用不同的信用政策：

1) 太阳能发电业务

发行人发电业务应收账款客户主要为电网公司，内容主要为标杆电费和可再生能源补贴。发电项目实现并网发电后，标杆电费部分由电网公司直接支付，通常在结算的次月支付。可再生能源补贴是国家可再生能源发展基金拨付相应的电价补贴给电网公司后，电网公司向公司支付的款项，无固定发放周期，通常受进入可再生能源补贴名录的具体时间以及补贴发放情况影响，发放周期较长。

2) 太阳能产品制造业务

发行人太阳能产品制造业务销售对象重点集中于国有企业、上市公司等，根据业务背景及主体背景对客户进行信用调查及赊销额度的审批，信用期一般在0-180天。

3、公司应收账款账龄情况

发电业务和制造业务应收账款账龄及坏账计提比例情况如下：

单位：万元

业务类型	项目	2023.6.30		2022.12.31		2021.12.31		2020.12.31		
		金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比	
太阳能发电业务	应收账款余额	1,051,053.76	94.14%	945,057.78	90.51%	993,043.49	96.96%	818,341.94	94.80%	
	账龄情况	1年以内(含)	336,573.22	30.15%	331,826.52	31.78%	336,199.40	32.83%	324,120.68	37.55%
		1-2年(含)	291,238.07	26.09%	256,583.47	24.57%	291,277.81	28.44%	283,555.44	32.85%
		2-3年(含)	204,295.44	18.30%	206,326.34	19.76%	251,875.88	24.59%	151,817.93	17.59%
		3-4年(含)	142,920.49	12.80%	104,443.98	10.00%	93,601.58	9.14%	49,776.44	5.77%
		4-5年(含)	53,379.88	4.78%	35,751.69	3.42%	15,630.53	1.53%	7,657.87	0.89%
		5年以上	22,646.67	2.03%	10,125.78	0.97%	4,458.29	0.44%	1,413.58	0.16%
	坏账计提	15,984.03	1.43%	14,914.89	1.43%	18,067.06	1.76%	3,397.18	0.39%	
	计提比例	1.52%	0.00%	1.58%	0.00%	1.82%	0.00%	0.42%	0.00%	
太阳能产品制造业务	应收账款余额	65,368.47	5.86%	99,099.99	9.49%	31,146.68	3.04%	44,906.83	5.20%	
	账龄情况	1年以内(含)	50,888.04	4.56%	84,593.18	8.10%	8,956.02	0.87%	11,772.22	1.36%
		1-2年(含)	-	-	171.55	0.02%	526.24	0.05%	6,439.29	0.75%
		2-3年(含)	244.99	0.02%	196.72	0.02%	4,569.92	0.45%	7,139.25	0.83%
		3-4年(含)	179.58	0.02%	2,048.24	0.20%	2,940.45	0.29%	4,420.88	0.51%
		4-5年(含)	3,769.95	0.34%	2,594.77	0.25%	4,348.73	0.42%	14,170.44	1.64%

业务类型	项目	2023.6.30		2022.12.31		2021.12.31		2020.12.31	
		金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
	5年以上	10,285.92	0.92%	9,495.55	0.91%	9,805.32	0.96%	964.74	0.11%
	坏账计提	14,386.40	1.29%	14,528.60	1.39%	15,883.29	1.55%	19,553.69	2.27%
	计提比例	22.01%	0.00%	14.66%	0.00%	51.00%	0.00%	43.54%	0.00%
合计	应收账款余额	1,116,422.23	100.00%	1,044,157.77	100.00%	1,024,190.17	100.00%	863,248.77	100.00%
	坏账准备余额	30,370.43	2.72%	29,443.49	2.82%	33,950.35	3.31%	22,950.87	2.66%

注：坏账计提比例=各期末坏账准备余额/各期末应收账款余额

(1) 发电业务账龄情况分析

报告期各期末，发行人太阳能发电业务应收账款余额占整体应收账款（含农业及其他业务应收账款）比例分别为 94.44%、96.79%、90.32%和 94.00%，占比较高，应收账款内容主要为标杆电费和可再生能源补贴。发电项目实现并网发电后，标杆电费部分由电网公司直接支付，通常在结算的次月支付。可再生能源补贴是国家可再生能源发展基金拨付相应的电价补贴给电网公司后，电网公司向发行人支付的款项，无固定发放周期，通常受进入可再生能源补贴名录的具体时间以及补贴发放情况影响，发放周期较长，导致发电业务应收账款账龄时间较长，符合行业情况，客户以国家电网为主，信用风险低。

(2) 制造业务账龄情况分析

报告期各期末，发行人太阳能产品制造业务应收账款账龄在一年以内的占比分别为 26.21%、28.75%、85.36%和 77.85%，2020 年及 2021 年应收账款账龄较长，主要因历史上客户违约导致了部分账龄时间较长，根据诉讼情况以及账龄情况，按照单项计提或账龄分析法计提了坏账准备。自 2022 年起，发行人通过不断加强对客户信用风险管控及回款管理，客户账龄以一年以内为主。

4、发行人与同行业可比公司应收账款坏账准备计提情况

发行人与同行业可比公司应收账款坏账准备计提政策及计提比例对比情况如下：

(1) 太阳能发电业务坏账准备计提政策及坏账准备计提情况

发行人太阳能发电业务应收账款主要由应收标杆电费和新能源补贴款构成，与同行业可比公司适用的坏账准备计提政策关键内容总结比较如下：

公司名称	应收标杆电费坏账准备计提政策及比例	应收新能源补贴款坏账准备计提政策及比例
三峡能源	标杆电费按账龄分析法计提坏账准备，计提比例为：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%。2020年末、2021年末、2022年末，应收标杆电费实际计提比例分别为 0.3%、0.3%、0.35%	按照预计可回收金额计提坏账准备，可回收金额的计算按照报告期一年期 LPR 下浮 10%进行折现，针对账面价值与折现后金额的差额计提坏账准备。2020年末、2021年末、2022年末，应收新能源补贴款计提比例分别为 2.75%、3.06%、3.08%
华电新能	未计提坏账准备	按照余额的 1%计提
晶科科技	按余额的 1%计提	
浙江新能	按余额的 0.5%计提	应收可再生能源补贴款按照预期信用损失法，计提比例：1、2020年：（1）已纳入可再生能源目录的 0.5年回款 2.27%、1年回款 4.53%、2年回款 8.86%、3年回款 13%、4年回款 16.94%、5年回款 20.71%；（2）未纳入可再生能源目录的 0.75年回款 3.4%、1.5年回款 6.7%、2.5年回款 10.93%、3.5年回款 14.97%、4.5年回款 18.82%、5.5年回款 22.51%。 2、2021年和 2022年：（1）已纳入可再生能源目录的 1年以内 2.27%、1-2年 4.53%、2-3年 8.86%、3-4年 13%、4-5年 16.94%、5年以上 20.71%；（2）未纳入可再生能源目录的 1年以内 3.4%、1-2年 6.7%、2-3年 10.93%、3-4年 14.97%、4-5年 18.82%、5年以上 22.51%。
发行人	2021年9月1日前：未计提坏账准备；2021年9月1日后：按余额的 1%计提	

发行人太阳能发电业务与同行业可比公司应收账款坏账准备计提情况如下：

单位：万元

公司名称	2023.6.30		2022.12.31		2021.12.31		2020.12.31	
	坏账准备余额	坏账准备计提比率	坏账准备余额	坏账准备计提比率	坏账准备余额	坏账准备计提比率	坏账准备余额	坏账准备计提比率
三峡能源	118,105.12	3.49%	88,654.44	3.21%	62,437.27	3.17%	34,672.91	2.73%
华电新能	32,008.18	0.96%	25,838.12	0.96%	30,589.53	0.99%	19,726.58	0.99%
晶科科技	21,507.16	3.66%	19,737.24	3.97%	17,674.93	3.49%	7,708.54	1.95%
浙江新能	78,760.20	9.83%	65,379.60	9.55%	44,828.07	8.75%	29,373.55	8.08%
发行人	15,984.03	1.52%	14,914.89	1.58%	18,067.06	1.82%	3,397.18	0.42%

发行人应收账款坏账计提比率低于三峡能源、晶科科技和浙江新能，略高于华电新能，主要由于各家公司对应收可再生能源补贴款计提政策存在一定差异。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，回收风险极小。

（2）太阳能产品制造业务坏账准备计提政策及坏账准备计提情况

发行人太阳能产品制造业务与同行业可比公司应收账款坏账准备计提政策比较如下：

公司名称	应收账款坏账准备计提政策
晶科能源	管理层根据各项应收账款的信用风险特征，以单项应收账款或应收账款组合为基础，按照相当于整个存续期内的预期信用损失金额计量其损失准备。对于以单项为基础计量预期信用损失的应收账款，综合考虑有关过去事项、当前状况以及未来经济状况预测的合理且有依据的信息，估计预期收取的现金流量，据此确定应计提的坏账准备；对于以组合为基础计量预期信用损失的应收账款，以账龄为依据划分组合，参照历史信用损失经验，并根据前瞻性估计予以调整，编制应收账款账龄与预期信用损失率对照表，据此确定应计提的坏账准备。
晶澳科技	对客户群体进行分组，并基于每类应收账款的预期损失率，按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量应收账款坏账准备。预期损失率考虑应收账款账龄、晶澳科技不同信用风险特征客户的回收历史、当前市场情况、客户特定情况和前瞻性信息。
天合光能	对于存在客观证据表明存在减值，以及其他适用于单项评估的，单独进行减值测试，确认预期信用损失，计提单项减值准备。对于不存在减值客观证据无法以合理成本评估预期信用损失的信息时，依据信用风险特征划分为若干组合，在组合基础上计算预期信用损失，预期信用损失率参考历史信用损失经验确认
隆基绿能	对于已发生信用减值的以及其他适用于单项评估的应收账款，确认预期信用损失，并计提单项坏账准备。对于未发生信用减值的应收账款，根据以前年度与之具有类似信用风险特征的应收账款组合的历史信用损失率为基础，结合当前状况以及对未来经济状况的前瞻性预测对历史数据进行调整，编制应收账款账龄与整个存续期预期信用损失率对照模型，计算预期信用损失。
阿特斯	按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量应收账款的减值准备，并以逾期天数与违约损失率对照表为基础计算其预期信用损失。
东方日升	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坏账准备
发行人	根据客户信用状况及近年的信用损失情况采用个别认定计提坏账准备的方法；针对其他类型客户，按照账龄分析法，依据近期五个完整年度期末应收款项余额和账龄，采用矩阵法并考虑公司实际情况及前瞻性信息，计算出期末应收款项在整个存续期内各账龄年度预期信用损失率。

发行人太阳能产品制造业务与同行业可比公司应收账款坏账准备计提情况如下：

单位：万元

公司名称	2023.6.30		2022.12.31		2021.12.31		2020.12.31	
	坏账准备余额	坏账准备计提比率	坏账准备余额	坏账准备计提比率	坏账准备余额	坏账准备计提比率	坏账准备余额	坏账准备计提比率
晶科能源	43,842.19	2.00%	42,721.01	2.51%	31,343.43	4.18%	49,896.94	9.70%
晶澳科技	34,810.67	3.25%	28,830.29	3.34%	25,891.25	4.39%	22,487.35	7.16%
天合光能	79,229.11	4.42%	70,008.62	5.03%	57,004.39	6.52%	55,764.74	11.64%
隆基绿能	47,900.67	3.69%	53,610.38	5.58%	30,135.16	3.70%	24,126.73	3.21%
阿特斯	35,637.28	3.99%	30,857.12	5.12%	26,828.45	6.86%	22,772.29	8.21%
东方日升	89,397.89	15.84%	78,569.85	20.07%	72,143.68	21.65%	67,851.49	15.40%
发行人	14,386.40	22.01%	14,528.60	14.66%	15,883.29	51.00%	19,553.69	43.54%

发行人太阳能产品制造业务应收账款坏账计提比例高于同行业可比公司，主要是报告期之前形成的部分应收账款存在客户违约，虽然发行人通过发起诉讼等手段追收，但回收风险较大，发行人对此单项计提了坏账准备，使得各期末计提的坏账准备余额较高。

综上所述，发行人发电业务及制造业务坏账准备计提符合公司业务模式，信用政策符合行业情况，应收账款期后回款符合业务特点，坏账准备的计提具有合理性、充分性。

(三) 经营活动产生的现金流量变化与经营业绩是否匹配，公司是否具备合理的资产负债结构和正常的现金流量水平，是否有足够的现金流支付公司债券的本息

1、公司经营活动产生的现金流量变化及经营业绩匹配情况

(1) 发行人报告期内经营活动现金流量和经营业绩情况

报告期内，发行人经营活动现金流量情况如下：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
销售商品、提供劳务收到的现金	261,691.09	734,754.76	401,658.27	386,425.89
收到的税费返还	5,665.92	65,373.31	7,693.20	2,894.98
收到其他与经营活动有关的现金	11,885.06	19,712.33	19,686.46	18,853.95
经营活动现金流入小计	279,242.08	819,840.39	429,037.94	408,174.82
购买商品、接受劳务支付的现金	122,088.61	159,633.27	114,941.91	102,976.02
支付给职工以及为职工支付的现金	16,504.80	39,451.26	36,774.10	30,217.35
支付的各项税费	42,984.12	79,118.33	46,725.25	34,027.15
支付其他与经营活动有关的现金	17,331.68	31,785.00	25,117.05	28,968.81
经营活动现金流出小计	198,909.20	309,987.86	223,558.30	196,189.33
经营活动产生的现金流量净额	80,332.87	509,852.53	205,479.63	211,985.49

报告期内，发行人主要经营业绩指标情况如下：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
营业收入	403,212.81	923,638.47	702,681.90	530,500.57
营业成本	239,707.48	620,963.39	409,296.32	273,645.99
营业利润	106,859.83	165,701.33	125,053.19	114,924.21
利润总额	107,690.25	167,068.93	136,375.01	118,054.64
净利润	89,902.10	139,864.03	117,378.55	101,937.40

(2) 发行人报告期内经营活动现金流量变化和经营业绩的匹配情况

报告期内，发行人各年度经营活动现金流量变动趋势与经营业绩变动趋势情况如下：

单位：万元

项目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
销售商品、提供劳务收到的现金	261,691.09	734,754.76	401,658.27	386,425.89
变动幅度	-64.38%	82.93%	3.94%	-
营业收入	403,212.81	923,638.47	702,681.90	530,500.57
变动幅度	-56.35%	31.44%	32.46%	-
购买商品、接受劳务支付的现金	122,088.61	159,633.27	114,941.91	102,976.02
变动幅度	-23.52%	38.88%	11.62%	-
营业成本	239,707.48	620,963.39	409,296.32	273,645.99
变动幅度	-61.40%	51.71%	49.57%	-

营业收入方面，公司 2021 年度销售商品、提供劳务收到的现金较 2020 年度增加 3.94%，营业收入增幅 32.46%，主要系发行人发电业务收入的确认中可再生能源补贴款项的发放存在滞后性，发放周期较长；2022 年度销售商品、提供劳务收到的现金较 2021 年度增加 82.93%，增幅较高，同期营业收入的增幅仅 31.44%，主要系 2022 年收到可再生能源补贴 36.26 亿元，较 2021 年度增加 21.42 亿元，剔除该因素后 2022 年度销售商品、提供劳务收到的现金较 2021 年度增加 30.05%，与营业收入增幅相匹配。

营业成本方面，公司 2021 年度购买商品、接受劳务支付的现金较 2020 年增幅 11.62%，营业成本增幅 49.57%，主要系发电业务营业成本以折旧费用为主，2020 年度存在较多电站陆续转固的情况，2021 年度营业成本中折旧费用增加较多；公司 2022 年度购买商品、接受劳务支付的现金较 2021 年增幅 38.38%，营业成本增幅 51.71%，主要系发行人营业成本中存货结转金额增加但 2022 年末应付票据和应付账款余额较 2021 年度分别增加 281.02%及 88.66%。综上分析，公司经营活动产生的现金流量变化与经营业绩整体匹配。

2、公司具备合理的资产负债结构

根据《证券期货法律适用意见第 18 号》、《上市公司证券发行注册管理办法》第十三条规定，上市公司发行可转债应当“具有合理的资产负债结构和正常的现金流量”。现提出如下适用意见：

“（一）本次发行完成后，累计债券余额不超过最近一期末净资产的百分之五十。

（二）发行人向不特定对象发行的公司债及企业债计入累计债券余额。计入权益类科目的债券产品（如永续债），向特定对象发行的除可转债外的其他债券产品及在银行间市场发行的债券，以及具有资本补充属性的次级债、二级资本债及期限在一年以内的短期债券，不计入累计债券余额。累计债券余额指合并口径的账面余额，净资产指合并口径净资产。

（三）发行人应当披露最近一期末债券持有情况及本次发行完成后累计债券余额占最近一期末净资产比重情况，并结合所在行业的特点及自身经营情况，分析说明本次发行规模对资产负债结构的影响及合理性，以及公司是否有足够的现金流来支付公司债券的本息。”

截至本回复出具之日，公司具备合理的资产负债结构和正常的现金流水平，有足够的现金流支付公司债券的本息，不存在偿债风险，具体分析如下：

（1）本次发行完成后，累计债券余额不超过最近一期末净资产的 50%

截至 2023 年 6 月 30 日，公司累计债券余额为 25 亿元，本次发行可转债募集资金总额不超过人民币 63 亿元（含本数），本次发行完成后公司累计债券余额不超过 88 亿元（含本数）。截至 2023 年 6 月 30 日，公司净资产额为 222.67 亿元，本次发行完成后累计债券余额占最近一期末净资产额为 39.52%，未超过 50%。

（2）发行人与同行业可比公司资产负债率对比情况

各报告期末，公司及同行业可比公司资产负债率情况如下：

公司名称	2023.6.30	2022.12.31	2021.12.31	2020.12.31
三峡能源	66.84%	66.44%	64.73%	67.43%
华电新能	-71.71%	71.26%	71.32%	75.92%
晶科科技	63.06%	66.55%	57.92%	61.95%
浙江新能	64.71%	69.35%	71.11%	65.99%
晶科能源	74.40%	74.73%	81.40%	75.24%
晶澳科技	59.14%	58.31%	70.65%	60.21%

公司名称	2023.6.30	2022.12.31	2021.12.31	2020.12.31
三峡能源	66.84%	66.44%	64.73%	67.43%
华电新能	-71.71%	71.26%	71.32%	75.92%
天合光能	70.29%	68.00%	71.41%	65.56%
隆基绿能	55.99%	55.39%	51.31%	59.38%
阿特斯	69.50%	75.70%	72.25%	67.32%
东方日升	69.84%	72.82%	67.73%	65.63%
平均值	66.55%	67.86%	67.98%	66.46%
发行人	50.72%	53.04%	62.51%	63.82%

注：数据来源为各上市公司定期报告、招股说明书。

报告期内，公司资产负债率分别为 63.82%、62.51%、53.04%和 50.72%，整体呈下降趋势且略低于可比上市公司水平，资产负债结构合理。

(3) 本次发行规模对资产负债结构的影响及合理性

假设以 2023 年 6 月 30 日公司的财务数据以及本次发行规模上限 63 亿元进行测算，本次发行完成前后，假设其他财务数据无变化，在进入转股期后可转债持有人全部选择不转股或者全部转股，对公司的资产负债率影响情况如下：

单位：万元

项目	2023 年 6 月 30 日	转股前	转股后
资产总额	4,518,391.93	5,148,391.93	5,148,391.93
负债总额	2,291,691.36	2,870,853.23	2,291,691.36
资产负债率	50.72%	55.76%	44.51%

由上表可知，公司本次发行可转债募集资金到位后，在不考虑转股等其他因素影响的情况下，以 2023 年 6 月末资产、负债计算，合并口径资产负债率 50.72% 提升至 55.76%。如果可转债持有人全部选择转股，公司资产负债率将由 55.76% 下降至 44.51%，资产负债率最高值 55.76% 仍低于同行业可比公司平均水平，根据上述假设条件测算的本次发行后公司的资产负债率变化均处于较为合理的水平。

3、公司具备正常的现金流量水平且足够支付公司债券本息

公司整体偿债能力较强，具有足够的现金流支付债券本息，且可转换公司债券带有股票期权的特性，在一定条件下可以在未来转换为公司股票，同时，可转

换公司债券票面利率相对较低，每年支付的利息金额较小，因此不会给公司带来较大的还本付息压力。公司将根据本次可转债本息未来到期支付安排合理调度分配资金，保证按期支付到期利息和本金，不存在明显的偿债风险。

(1) 利息偿付能力

公司本次拟向不特定对象发行可转换公司债券募集资金总额不超过 63 亿元，假设本次可转债存续期内及到期时均不转股，公司本次主体评级与债券评级均为 AA+，根据 2022 年 1 月 1 日至 2023 年 8 月 31 日 A 股上市公司发行的评级为 AA+ 的可转换公司债券利率情况，基于谨慎性考虑，选择每一年利率最高值测算本次可转债存续期内需支付的利息情况，具体如下：

期间	第一年	第二年	第三年	第四年	第五年	第六年
利率最高值	0.20%	0.50%	1.00%	1.50%	1.80%	2.00%
利息支付（万元）	1,260.00	3,150.00	6,300.00	9,450.00	11,340.00	12,600.00
现金流量利息保障倍数	245.32	98.13	49.06	32.71	27.26	24.53

注：现金流量利息保障倍数=经营活动产生的现金流量净额÷利息支出，其中经营活动产生的现金流量净额按照 2020 年至 2022 年经营活动产生的现金流量净额平均数计算。

根据上表测算，公司本次发行的债券存续期内各年需偿付利息的金额相对较低，公司经营活动产生的现金流量净额能够较好地覆盖公司本次可转债的利息支出，付息能力较强。未来随着前次募投项目的逐步投产、本次募投项目的逐步实施对公司经营活动现金流和多渠道融资能力的提升有着积极提升作用，公司有望进一步提升盈利能力及市场竞争力，公司现金流量利息保障倍数也有望进一步提高，因此公司对本次可转债的利息偿付能力相对较强。

(2) 本金偿付能力

假设可转债持有人在转股期内均未选择转股，存续期内也不存在赎回、回售的相关情形，按上述利息支出进行测算，公司债券持有期间需支付的本金和利息情况如下表所示：

单位：万元

项目	金额	计算公式
最近三年平均经营活动现金流量净额	309,105.88	A
可转债存续期 6 年内预计经营活动现金流量净额合计	1,854,635.30	B=A*6

项目	金额	计算公式
截至报告期末货币资金金额	172,861.21	C
本次发行可转债规模	630,000.00	D
模拟可转债年利息总额	44,100.00	E
可转债存续期6年本息合计	674,100.00	G=D+E
现有货币资金金额及6年盈利合计	2,027,496.51	F=B+C

由上表可知，按前述利息支出进行模拟测算，公司在可转债存续期6年内需要支付利息共计44,100.00万元，到期需支付本金630,000.00万元，可转债存续期6年本息合计674,100.00万元。而以最近三年平均经营活动现金流量净额进行模拟测算，公司可转债存续期6年内预计经营活动现金流量净额合计为1,854,635.30万元，再考虑公司截至报告期末的货币资金余额172,861.21万元，足以覆盖可转债存续期6年本息合计674,100.00万元。

综上，公司具有足够的现金流支付公司债券的本息，不存在偿债风险。

(四) 结合报告期内公司向中节能财务有限公司借款及还款的情况，包括金额、利率、期限、原因等，银行及其他渠道借款金额及利率情况、同行业可比公司情况等，说明公司向关联方借款利率是否公允，并结合公司资金业务签署的相关协议及其具体内容，说明是否与关联方存在资金共管、归集或占用等情形，是否损害上市公司和中小投资者利益，是否出现还款金额大于借款金额的情况，如是，是否存在非经营性资金占用

1、公司向中节能财务有限公司借款及还款情况

(1) 公司向中节能财务有限公司借款及还款整体情况

各报告期内，发行人向中节能财务有限公司（以下简称“节能财务”）的借款及还款的整体情况如下：

单位：万元

项目名称	2023年年初余额	当期增加	当期减少	2023年6月末余额
向中节能财务有限公司借款	301,343.77	30,000.00	158,367.96	172,975.81
项目名称	2022年年初余额	当期增加	当期减少	2022年末余额
向中节能财务有限公司借款	393,956.69	130,069.00	222,681.92	301,343.77
项目名称	2021年年初余额	当期增加	当期减少	2021年末余额

向中节能财务有限公司借款	463,007.02	147,390.00	216,440.34	393,956.69
项目名称	2020年期初余额	当期增加	当期减少	2020年末余额
向中节能财务有限公司借款	261,560.11	349,024.03	147,577.11	463,007.02

(2) 公司向节能财务借款的金额、期限及用途情况

截至2023年6月30日，发行人向节能财务的借款按照不同期限列示的金额情况如下：

单位：万元

借款类型	2023.6.30	2022.12.31	2021.12.31	2020.12.31
短期借款	-	10,000.00	-	140,000.00
长期借款	172,975.81	291,343.77	393,956.69	323,007.02
合计	172,975.81	301,343.77	393,956.69	463,007.02

发行人向节能财务的借款以长期借款为主，长期借款期限为1年以上，以7-15年为主，资金用途主要为公司电站建设；短期借款为流动资金贷款，用于发行人的日常业务运营。

(3) 公司向节能财务借款的利率及与银行借款利率、同行业借款利率的对比

1) 公司向中节能财务有限公司的借款与银行及其他渠道借款利率对比

截至报告期各期末，发行人及其子公司在中节能财务有限公司借款及与商业银行贷款的利率对比情况如下：

单位：%

借款类型	2023.6.30		2022.12.31		2021.12.31		2020.12.31	
	五年以下(含)	五年以上	五年以下(含)	五年以上	五年以下(含)	五年以上	五年以下(含)	五年以上
向财务公司借款	2.60-3.50	3.20-3.50	2.60-3.50	3.50	3.45-4.50	3.90-4.66	3.50-4.15	4.05-4.66
向商业银行借款	2.40-3.50	2.45-4.55	2.40-4.05	3.15-4.90	3.20-4.02	4.00-4.90	3.20-4.32	4.05-5.15

报告期各期末发行人在节能财务贷款实际执行的利率区间与向境内商业银行贷款实际执行的利率区间无显著差异，执行利率符合同期市场利率水平，利率标准公允。

2) 公司向节能财务的借款与同行业公司借款利率对比

发行人同行业可比公司借款利率披露情况如下：

公司名称	贷款利率情况
三峡能源	根据各年度年报披露数据：2022 年财务公司贷款利率为 2.80%-4.20%，2021 年度贷款利率为 3.80%-4.55%；2020 年度未披露
华电新能	2020 年至 2022 年，五年以内贷款利率区间为 2.50%-4.75%，五年以上贷款区间为 2.75%-4.90%
浙江新能	根据各年度年报披露数据：2022 年财务公司贷款利率为 3.30%-4.35%，2021 年度贷款利率为 4.0%-4.9%；2020 年度贷款利率：除长期固定资产借款利率统一按照基准利率或基准利率下浮 10%外，其他贷款利率为 4.35%

发行人向节能财务的借款利率与同行业可比公司不存在显著差异，处于合理区间。

2、并结合公司资金业务签署的相关协议及其具体内容，说明是否与关联方存在资金共管、归集或占用等情形，是否损害上市公司和中小投资者利益，是否出现还款金额大于借款金额的情况，如是，是否存在非经营性资金占用

(1) 发行人与节能财务签订的金融服务协议

中节能财务有限公司为中国节能环保集团有限公司全资子公司，为 2014 年 7 月经中国银行业监督管理委员会批准设立非银行金融机构并合法持有有效的《金融许可证》。经营范围主要包括：（一）对成员单位办理财务和融资顾问、信用鉴证及相关的咨询、代理业务；（二）协助成员单位实现交易款项的收付；（三）对成员单位提供担保；（四）办理成员单位之间的委托贷款和委托投资（仅限固定收益类有价证券投资）；（五）对成员单位办理票据承兑与贴现；（六）办理成员单位之间的内部转账结算及相关的结算、清算方案设计；（七）吸收成员单位的存款；（八）对成员单位办理贷款及融资租赁；（九）从事同业拆借；（十）经批准发行财务公司债券；（十一）承销成员单位企业债券；（十二）有价证券投资（除股票投资外）；（十三）成员单位产品的消费信贷、买方信贷、融资租赁。

根据发行人与节能财务签署的《金融服务协议》，双方同意进行合作并须遵守上市规则中有关关联交易的规定。节能财务按照协议约定为发行人提供相关金融服务，双方之间的合作为非独家的合作，发行人有权自主选择其他金融机构提供的金融服务。双方合作应遵循平等自愿、优势互补、互利互惠、共同发展及共赢的原则，由节能财务为发行人提供以下金融服务：存款服务、结算服务、信贷服务和其他金融服务。

根据《金融服务协议》约定，节能财务向发行人提供的存款服务和信贷服务

约定内容如下：

“1、存款服务：

（1）甲方在乙方开立存款账户，并本着存取自由的原则，将资金存入在乙方开立的存款账户，存款形式可以是活期存款、定期存款、通知存款、协定存款等；

（2）乙方为甲方提供存款服务，存款利率在不超过中国人民银行统一颁布的同期同类存款的存款利率上限基础上经双方约定确立；

（3）乙方保障甲方存款的资金安全，在甲方提出资金需求时及时足额予以兑付。乙方未能按时足额向甲方支付存款的，甲方有权终止本协议，并可对乙方应付甲方的存款与甲方在乙方的贷款进行抵消。

2、结算服务：

（1）乙方根据甲方指令为甲方提供付款服务和收款服务，以及其他与结算业务相关的辅助服务；

（2）乙方免费为甲方提供上述结算服务；

（3）乙方应确保资金结算网络安全运行，保障资金安全，控制资产负债风险，满足甲方支付需求。

3、信贷服务：

（1）在国家有关法律法规的前提下，乙方根据甲方经营和发展需要，为甲方提供综合授信服务，甲方可以使用乙方提供的综合授信额度办理贷款、银团贷款、票据承兑、票据贴现、信用证、保函、担保及其他形式的资金融通业务；

（2）在符合相关监管条件下，乙方承诺向甲方提供优惠于一般商业银行的贷款利率；”

另，为更好管控财务风险和保证交易合理性，上述协议中约定了对金融服务的如下限制：“存贷款方面，发行人在节能财务日均存款余额原则上不高于 30 亿元，节能财务给予发行人的综合授信余额原则上不高于 70 亿元，发行人在节能财务的存款余额最高不超过发行人当日货币资金余额的 60%。同时根据协议约定，节能财务承诺，任何时候其向发行人提供金融服务的条件不逊于当时一般金融服

务机构可向发行人提供同种类金融服务的条件。”

(2) 发行人在节能财务的存款余额未超过货币资金余额的 60%

报告期各期末，发行人在节能财务的存款余额与货币资金余额的情况如下：

单位：万元

项目名称	2023.6.30	2022.12.31	2021.12.31	2020.12.31
在中节能财务有限公司存款	97,322.16	249,220.57	75,282.29	76,940.91
货币资金余额	172,861.21	457,243.28	135,983.92	144,237.21
存款余额/货币资金余额	56.30%	54.51%	55.36%	53.34%

报告期各期末，发行人在节能财务的存款余额均未超过发行人当期期末货币资金余额的 60%。

(3) 发行人在节能财务的存贷比不存在异常

经对比发行人在节能财务的存借款情况，报告期各期末，在节能财务的存款余额均未超过借款余额，存贷比不存在异常情况，具体情况如下：

单位：万元

项目	2023.6.30	2022.12.31	2021.12.31	2020.12.31
在中节能财务有限公司存款	97,322.16	249,220.57	75,282.29	76,940.91
向中节能财务有限公司借款	172,975.81	301,343.77	393,956.69	463,007.02
存贷比（存款余额/借款余额）	56.26%	82.70%	19.11%	16.62%

(4) 发行人报告期内未发现还款金额大于借款金额的情况

各报告期内，发行人针对财务公司的借款共计完成 169 笔还款，合计金额 745,067.33 万元，每笔还款均未超过对应的借款金额，不存在还款金额大于借款金额的情况。

(五) 对特变电工新疆新能源股份有限公司、甘肃电力交易中心有限公司投资的具体目的、公司与其业务往来情况，未认定为财务性投资的具体原因，公司最近一期末是否存在持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）情形，自本次发行相关董事会前六个月至今，公司已实施或拟实施的财务性投资的具体情况

1、财务性投资及类金融业务的认定依据

根据中国证监会于 2023 年 2 月发布的《证券期货法律适用意见第 18 号》相关规定，财务性投资和类金融业务的认定标准如下：

（一）财务性投资包括但不限于：投资类金融业务；非金融企业投资金融业务（不包括投资前后持股比例未增加的对集团财务公司的投资）；与公司主营业务无关的股权投资；投资产业基金、并购基金；拆借资金；委托贷款；购买收益波动大且风险较高的金融产品等。

（二）围绕产业链上下游以获取技术、原料或者渠道为目的的产业投资，以收购或者整合为目的的并购投资，以拓展客户、渠道为目的的拆借资金、委托贷款，如符合公司主营业务及战略发展方向，不界定为财务性投资。

（三）上市公司及其子公司参股类金融公司的，适用本条要求；经营类金融业务的不适用本条，经营类金融业务是指将类金融业务收入纳入合并报表。

（四）基于历史原因，通过发起设立、政策性重组等形成且短期难以清退的财务性投资，不纳入财务性投资计算口径。

（五）金额较大是指，公司已持有和拟持有的财务性投资金额超过公司合并报表归属于母公司净资产的百分之三十（不包括对合并报表范围内的类金融业务的投资金额）。

（六）本次发行董事会决议日前六个月至本次发行前新投入和拟投入的财务性投资金额应当从本次募集资金总额中扣除。投入是指支付投资资金、披露投资意向或者签订投资协议等。

（七）发行人应当结合前述情况，准确披露截至最近一期末不存在金额较大的财务性投资的基本情况。”

根据中国证监会于 2023 年 2 月发布的《监管规则适用指引——发行类第 7 号》相关规定，类金融业务的认定标准如下：

“一、除人民银行、银保监会、证监会批准从事金融业务的持牌机构为金融机构外，其他从事金融活动的机构均为类金融机构。类金融业务包括但不限于：融资租赁、融资担保、商业保理、典当及小额贷款等业务。

二、发行人应披露募集资金未直接或变相用于类金融业务的情况。对于虽包

括类金融业务，但类金融业务收入、利润占比均低于 30%，且符合下列条件后可推进审核工作：

（一）本次发行董事会决议日前六个月至本次发行前新投入和拟投入类金融业务的金额（包含增资、借款等各种形式的资金投入）应从本次募集资金总额中扣除。

（二）公司承诺在本次募集资金使用完毕前或募集资金到位 36 个月内，不再新增对类金融业务的资金投入（包含增资、借款等各种形式的资金投入）。

三、与公司主营业务发展密切相关，符合业态所需、行业发展惯例及产业政策的融资租赁、商业保理及供应链金融，暂不纳入类金融业务计算口径。发行人应结合融资租赁、商业保理以及供应链金融的具体经营内容、服务对象、盈利来源，以及上述业务与公司主营业务或主要产品之间的关系，论证说明该业务是否有利于服务实体经济，是否属于行业发展所需或符合行业惯例。”

2、对特变电工新疆新能源股份有限公司、甘肃电力交易中心有限公司的投资情况

（1）投资目的

发行人对两家公司的投资均围绕太阳能发电业务领域的布局，具体情况如下：

被投资单位	业务性质	投资时间	持股比例	2023.6.30 账面价值 (万元)	投资背景及目的	被投资公司其他股东及持股比例情况
特变电工新疆新能源股份有限公司	清洁能源项目开发、投资、设计、建设、智能设备、调试、智能运维整体解决方案	2011年11月	0.51%	1,499.19	该公司主营新能源、新材料系列产品的研发制造、新能源投资运营等业务，是太阳能光伏产品和系统集成技术研制的国家级高新技术企业。为更好的加强行业关联度，产业链上下游有机结合，中国节能环保集团有限公司将下属中国环境保护集团有限公司所持特变电工新疆新能源公司股权于2011年划转至太阳能公司。	新特能源股份有限公司 75.75% 交银金融资产投资有限公司 11.87% 农银金融资产投资有限公司 11.87%
甘肃电力交易中心有限公司	电力市场交易平台的建设、使用和管理	2021年4月	0.50%	67.75	该公司为甘肃国家电网公司牵头组建的市场化电力交易平台，根据国家发改委、国家能源局2020年2月印发的《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》（发改体改〔2020〕234号）要求，甘肃省发改委将电力交易机构股份中	国网甘肃省电力公司 44.00% 甘肃电投能源发展股份有限公司 12.00% 酒泉钢铁（集团）有限责任公司 11.00% 甘肃能源化工投资集团有限公司 6.00% 金川集团股份有限公司 5.00% 华能甘肃能源开发有限公司 5.00% 甘肃华电环县风力发电有限公司 3.00% 三峡新能源金昌风电有限公司 3.00% 甘肃东兴铝业有限公司 2.00%

被投资单位	业务性质	投资时间	持股比例	2023.6.30 账面价值 (万元)	投资背景及目的	被投资公司其他股东及持股比例情况
					电网企业持股比例降至50%以下。参股该公司可提高太阳能公司在甘肃电力交易市场的话语权，提前了解电力交易情况，提高发电收益。	大唐甘肃发电有限公司 1.00% 国家电投集团甘肃电力有限公司 1.00% 中广核太阳能金昌有限公司 1.00% 中核玉门七墩滩风电有限公司 1.00% 中电建电力投资集团有限公司 1.00% 丝绸之路信息港股份有限公司 1.00% 国家能源集团甘肃电力有限公司 1.00% 永昌正泰光伏发电有限公司 0.50% 中国能源建设集团甘肃省电力设计院有限公司 0.50% 甘肃省产权交易所集团股份有限公司 0.50%

(2) 业务往来情况

报告期内，发行人与特变电工新疆新能源股份有限公司的业务往来情况如下表所示：

单位：万元

主体	交易内容	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
中节能太阳能科技（镇江）有限公司	销售光伏组件	-	7,009.54	8,249.37	35.92
中节能甘肃武威太阳能发电有限公司	采购 EPC 工程总承包服务	766.34	7,173.10	-	-

报告期内，发行人与甘肃电力交易中心有限公司未发生销售或采购。甘肃电力交易中心有限公司的第一大股东国网甘肃省电力公司是发行人报告期内前五大客户，具体收入及占比情况如下：

单位：万元

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
国网甘肃省电力公司	35,679.45	59,885.47	57,363.77	51,347.31
占收入比例	8.85%	6.48%	8.18%	9.68%

(3) 未认定为财务性投资的具体原因

综上关于投资背景、业务往来情况的分析，发行人对特变电工新疆新能源股份有限公司、甘肃电力交易中心有限公司的投资属于对电力行业的权益投资，围绕太阳能发电业务上下游开展业务，不属于财务性投资。

3、最近一期末发行人不存在持有金额较大的财务性投资(包括类金融业务)情形

截至2023年6月30日，发行人财务性投资金额为50.83万元，占归属于母公司股东净资产比例为0.002%，不属于金额较大的财务性投资。

截至2023年6月30日，资产负债表中可能与财务性投资及类金融投资相关的会计科目及是否属于财务性投资的情况如下：

单位：万元

项目	账面价值	财务性投资金额	财务性投资金额占归属于母公司股东净资产比例
交易性金融资产	248,000.00	-	-
其他应收款	6,051.41	-	-
其他流动资产	1,008.57	-	-
其他权益工具投资	1,617.77	50.83	0.002%
其他非流动资产	47,354.21	-	-

(1) 交易性金融资产

截至2023年6月30日，发行人交易性金融资产账面价值为248,000.00万元，主要系发行人购买的低风险银行结构性存款，不存在购买收益波动大且风险较高的金融产品的情况，不属于财务性投资。交易性金融资产的具体明细如下：

产品名称	产品类型	发行机构	购买金额(万元)	起始日期	到期日
“添利宝”结构性存款(挂钩汇率B款)	保本浮动收益型	杭州银行股份有限公司北京分行	80,000.00	2023.6.14	2023.8.3
聚盈利率-挂钩中债10年期国债到期收益率结构性存款	保本浮动收益型	民生银行股份有限公司北京三元支行	50,000.00	2023.6.8	2023.8.3
挂钩型结构性存款(机构客户)	保本保最低收益型	中国银行股份有限公司北京雅宝路支行	30,000.00	2023.6.6	2023.8.3
挂钩型结构性存款(机构客户)	保本保最低收益型	中国银行股份有限公司北京雅宝路支行	20,000.00	2023.6.19	2023.7.10
法人人民币结构性存款-七天滚动型	保本浮动收益型	中国工商银行股份有限公司北京翠微路支行	68,000.00	2022.8.10	七天滚动型
合计			248,000.00		

(2) 其他应收款

截至2023年6月30日，发行人其他应收款账面价值为6,051.41万元，主要系押金保证金、项目代垫款和往来款等，不属于财务性投资。其他应收款的具体构成如下：

单位：万元

项目	余额
押金、保证金	4,754.29
项目代垫款	954.76
员工借款	37.00
往来款	43.65
其他	1,234.96
小计	7,024.67
减：坏账准备	973.25
合计	6,051.41

(3) 其他流动资产

截至 2023 年 6 月 30 日，发行人其他流动资产账面价值为 1,008.57 万元，系待抵扣进项税和预缴税金，不属于财务性投资。其他流动资产的具体构成如下：

单位：万元

项目	余额
待抵扣进项税	996.39
预缴税金	12.18
合计	1,008.57

(4) 其他权益工具投资

截至 2023 年 6 月 30 日，发行人其他权益工具投资情况如下表所示：

项目	账面价值 (万元)	投资时间	是否属于财 务性投资	投资背景
特变电工新疆新能源股份有限公司	1,499.19	2011 年 11 月	否	该公司主营新能源、新材料系列产品的研发制造、新能源投资运营等业务，是太阳能光伏产品和系统集成技术研制的国家级高新技术企业。为更好的加强行业关联度，产业链上下游有机结合，中国节能环保集团有限公司将下属中国环境保护集团有限公司所持特变电工新疆新能源公司股权于 2011 年划转至太阳能公司。
SPI Energy Co., Ltd.	50.83	2015 年 1 月	是	SPI 公司是太阳能开发商和 EPC 承建商，2016 年 1 月太阳能香港公司通过股权置换取得 SPI 股票。
甘肃电力交易中心有限公司	67.75	2021 年 4 月	否	该公司为甘肃国家电网公司牵头组建的市场化电力交易平台，根据国家发改委、国家能源局 2020 年 2 月印发的《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》（发改体改〔2020〕234 号）要求，甘肃省发改委将电力交易机构股份中电网企业持股比例降至 50% 以下。参股该公司可提高太阳能公司在甘肃电力交易市场的话语权，提前了解电力交易情况，提高发电收益。

上述对外投资除 SPI Energy Co., Ltd. 外，其他均围绕太阳能发电业务布

局的投资,不属于财务性投资行为。截至2023年6月30日,发行人对SPI Energy Co., Ltd.投资的账面价值仅为50.83万元,占归属于母公司普通股股东净资产的比例约为0.002%,金额和占比均很小,不属于金额较大的财务性投资。

(5) 其他非流动资产

截至2023年6月30日,发行人其他非流动资产为47,354.21万元,系待抵扣进项税、预付工程款及设备款,不属于财务性投资。其他非流动资产的具体构成如下:

单位:万元

项目	余额
待抵扣进项税	19,865.91
预付工程及设备款	27,488.30
合计	47,354.21

综上所述,截至2023年6月30日,发行人不存在持有金额较大的财务性投资(包括类金融业务)情形。

4、自本次发行相关董事会前六个月至今,发行人不存在已实施或拟实施的财务性投资的情况

2023年7月13日,发行人召开第十届董事会第二十四次会议,审议通过了本次向不特定对象发行可转换公司债券的相关议案。经逐项对照,本次董事会决议日前六个月起至本回复出具之日,发行人不存在已实施或拟实施财务性投资(包括类金融投资,下同)的情况,具体论述如下:

(1) 投资类金融业务

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复出具之日,发行人不存在已实施或拟实施投资类金融业务的情况。

(2) 非金融企业投资金融业务(不包括投资前后持股比例未增加的对集团财务公司的投资)

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复报告出具之日,发行人不存在已实施或拟实施投资金融业务的情况。

(3) 与公司主营业务无关的股权投资

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复报告出具之日，发行人不存在已实施或拟实施与公司主营业务无关的股权投资的情况。

(4) 投资产业基金、并购基金

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复报告出具之日，发行人不存在已实施或拟实施投资产业基金、并购基金的情况。

(5) 拆借资金

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复报告出具之日，发行人不存在已实施或拟实施资金拆借的情况。

(6) 委托贷款

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复报告出具之日，发行人不存在已实施或拟实施委托贷款的情况。

(7) 购买收益波动大且风险较高的金融产品

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复报告出具之日，发行人不存在已实施或拟实施购买收益波动大且风险较高的金融产品的情形。

综上所述，发行人自本次发行相关董事会前六个月至本回复报告出具之日不存在实施或拟实施的财务性投资情况。

二、会计师的核查与结论

执行的核查程序：

针对发行人营业收入、营业成本、毛利率变动、应收账款期后回款等事项，我们实施的核查程序主要包括（但不限于）：

1、复核太阳能发电业务、光伏电池组件业务毛利率，与管理层交流各业务毛利率波动的原因；查阅同行业可比公司财务报告，了解同行业整体发展情况分析毛利波动的原因及合理性。

2、了解发行人的应收账款信用政策，评价管理层制定的相关会计政策是否符合企业会计准则的规定；获取管理层评估应收账款确认预期损失率的依据，评价应收账款坏账准备计提的充分性；与同行业可比上市公司应收账款坏账计提政策进行比较，结合应收款项期后回款情况，评价应收账款坏账准备计提的充分性。

3、获取发行人有息负债台账，核查长短期有息负债情况，了解发行人资金集中管理的模式与效益，结合现有债务到期偿付及年度利息支出安排，以及本次发行规模对其资产负债结构的影响，分析发行人的偿债风险。

4、查阅发行人与节能财务签署的《金融服务协议》并对条款进行分析；了解发行人在节能财务和商业银行存贷款余额与执行利率情况；分析发行人在节能财务与外部商业银行的存贷款利率及规模的差异及合理性；了解节能财务基本信息、信用情况等；查阅发行人历次董事会、股东大会决议及信息披露文件；获取发行人有关与节能财务合作情况的说明文件；获取发行人综合授信额度和已使用授信额度明细。

5、查阅监管部门关于财务性投资及类金融业务的相关规定及问答；查阅发行人相关董事会、股东大会会议文件，发行人的定期报告及相关临时公告，了解发行人本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，发行人实施或拟实施的财务性投资情况；与公司财务人员了解发行人是否存在最近一期末持有金额较大、期限较长的交易性金融资产和可供出售金融资产、借予他人款项、委托理财、长期股权投资等财务性投资的情形；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，核查发行人购买的银行理财产品协议书及理财明细等资料，逐项分析是否属于财务性投资与管理层交流发行人是否存在拟实施的财务性投资。

核查结论：

1、发行人业绩波动具有合理性，与同行业公司可比，无显著差异。

2、发行人应收账款账面余额较高具备合理性，应收账款坏账准备计提充分，未发现重大的到期无法收回的风险。

3、发行人经营活动产生的现金流量变化与经营业绩整体相匹配，公司具备合理的资产负债结构和正常的现金流量水平，有足够的现金流支付公司债券的本息。

4、发行人在节能财务的贷款利率与商业银行的贷款利率无显著差异，符合市场利率水平；发行人在节能财务的存款可以自由支取，不存在使用受限的情形，不存在关联方资金共管、归集或占用等情形，不存在损害上市公司和中小投资者利益的情形，未出现还款金额大于借款金额的情况，不构成关联方资金占用。

5、发行人对特变电工新疆新能源股份有限公司、甘肃电力交易中心有限公

公司的投资不属于财务性投资；发行人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）情形，自本次发行相关董事会前六个月至今，发行人不存在已实施或拟实施的财务性投资的具体情况。

问题 2

本次可转债募集资金不超过人民币 63 亿元（含本数），扣除发行费用后的净额将用于：察布查尔县 25 万千瓦/100 万千瓦时全钒液流电池储能+100 万千瓦市场化并网光伏发电项目—一期 300MW 项目（以下简称项目一）、中节能林城 260 兆瓦光伏发电项目（以下简称项目二）、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（以下简称项目三）、中节能扬州真武 150MW 渔光互补光伏发电项目（以下简称项目四）、中节能关岭县普利长田 100MW 农业光伏电站项目（以下简称项目五）、中节能册亨县弼佑秧项 100MW 农业光伏电站项目（以下简称项目六）、中节能册亨县双江秧绕 100MW 农业光伏电站项目（以下简称项目七）和补充流动资金；公司 2022 年非公开发行股票募集资金 59.81 亿元，投向中节能滨海太平镇 300 兆瓦光伏复合发电项目等 9 个项目和补充流动资金，截至 2022 年底使用进度为 53.69%；项目一实施主体中节能（察布查尔）太阳能科技有限公司由中节能太阳能科技有限公司（公司全资子公司）与察布查尔锡伯自治县城市建设投资经营集团有限公司（以下简称察县城投）共同设立，其中中节能太阳能科技有限公司持股 92.27%，察县城投公司持股 7.73%，察县城投公司承诺将按照同比例增资；募投项目存在共用配套设施用地或共建公用设施等情形；截至目前，项目二环评批复尚未取得，部分项目升压站等配套设施用地土地使用权证未取得，部分项目光伏方阵用地尚未签署土地租赁协议；募投项目效益测算中，项目运行期均为 25 年，内部收益率为介于 5.30% 至 6.46% 之间，不同项目电价预测存在一定差异；报告期内，发行人发生关联交易主要是由于采购电站设计、运维、咨询及监理等服务。

请发行人补充说明：（1）结合本次募投项目具体投资构成和合理性、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；（2）在前募项目尚未建成投产的情况下，本次再融资的必要性及合理性；（3）募投项目涉及共用配套设施用地或共建公用设施的，募投项目投资及效益预测是否能单独核算；（4）项目一合作方察县城投公司投资金额、投资进度等具体安排，是否存在重大不确定性；（5）本次募投项目用地是否合

法合规，是否涉及占用农用地、基本农田等，升压站等配套设施用地及光伏方阵用地取得土地使用权证或签署土地租赁协议最新进展，如无法取得项目用地拟采取的替代措施，募投项目环评批复最新进展情况；（6）募投项目运行期 25 年与土地租赁合同期限 20 年不匹配，是否有相应解决措施，如何保障项目后续经营的稳定性；（7）结合行业发展趋势、募投项目新增产能情况、相关政策文件、合同协议明细内容等，说明募投项目新增产能的消纳措施，是否存在弃光限电的风险；（8）结合在手订单或意向性合同、竞争对手、同行业同类或类似项目情况，募投项目收益情况的测算过程、测算依据，包括各年预测收入构成、销量、毛利率、净利润、项目税后内部收益率的具体计算过程和可实现性等，说明募投项目效益测算的合理性及谨慎性；（9）量化说明本次募投项目新增折旧摊销对业绩的影响；（10）公司已建在建的发电项目是否包含储能设备，本次募投项目中配套储能的 6 具体用途，并进一步说明本次募集资金是否属于投向主业；（11）本次募投项目是否新增关联交易，如是，请说明新增关联交易占比，是否会新增显失公平的关联交易。

请发行人补充披露相关风险。

请保荐人核查并发表明确意见，请会计师核查（1）（3）（8）（9）并发表明确意见，请发行人律师核查（5）（6）并发表明确意见。

一、 问题回复

（一）结合本次募投项目具体投资构成和合理性、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

1、各募投项目具体投资构成和合理性及资本性支出情况

（1）察布查尔县 25 万千瓦/100 万千瓦时全钒液流电池储能+100 万千瓦市场化并网光伏发电项目-一期 300MW 项目

1) 投资数额安排明细、资本性支出情况及使用募集资金投入比例

本项目投资总额 170,832.72 万元，其中资本性支出 166,091.40 万元，本次发行董事会前尚未投入，本次拟使用募集资金投入 152,000.00 万元，均用于资本性支出。具体如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	投资金额	是否为资本性支出
一	设备及安装工程	149,260.45	
1	发电设备及安装工程	96,353.32	是
2	通信设备（场区部分）	588.36	是
3	储能系统	40,500.00	是
4	其他设备及安装工程	126.00	是
5	汇集站及线路	11,692.77	是
二	建筑工程	8,366.45	
1	发电场工程	6,983.52	是
2	交通工程	1,081.04	是
3	其他建筑工程	301.89	是
三	其他费用	9,444.50	
1	项目建设用地费	8,464.50	是
2	项目建设管理费	700.00	否
3	生产准备费	80.00	否
4	勘察设计费	200.00	否
四	建设期利息	2,861.32	否
五	流动资金	900.00	否
总投资合计		170,832.72	

2) 项目投资构成测算的合理性

本项目投资构成测算的依据如下：

①《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（B/T 32027-2016）、《光伏发电工程概算定额》（NB/T 32035-2016）、《关于调整陆上、海上风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》（可再生定额[2018]18号）、《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中安全文明施工措施费费用标准的通知》、《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》（NB / T32043-2018）；

②本项目工程设计成果；

③工程所在地材料、人工价格水平；

④设备价格按厂家询价或市场价格水平。

本项目投资构成金额的测算过程如下：

①设备及安装工程

设备及安装工程包括发电设备及安装工程、通信设备、储能系统、其他设备及安装工程、汇集站及线路，合计投资额 149,260.45 万元，具体测算过程如下：

A 发电设备及安装工程

本项目包括光伏发电设备、汇流及变配电设备、集电线路、接地、电缆防火、分系统调试、35kv 电力电缆交流耐压试验、视屏监控系统扩容，合计投资额 96,353.32 万元。

B 通信设备

本项目包括通信光缆、485 铠装屏蔽双绞线等，本项目投资额 588.36 万元。

C 储能系统

本项目采用全钒液流电池储能方案，投资额 40,500.00 万元。

D 其他设备及安装工程

本项目包括采暖通风系统、维稳监控系统、门禁系统、照明系统、消防系统、生产车辆，合计投资额 126.00 万元。

E 汇集站及线路

本项目包括汇集站及送出费用等，合计投资额 11,692.77 万元。

F 建筑工程

建筑工程包括发电场工程、交通工程、其他建筑工程，合计投资额 8,366.45 万元，具体测算过程如下：

a 发电场工程

本项目包括光伏场区、发电设备基础工程、逆变升压一体机及油坑基础、集电线路工程(直埋)、接地工程、光伏电站栅栏、大门等工程，合计投资额 6,983.52 万元。

b 交通工程

本项目包括进场道路场内道路、导流坝等，本项目分摊投资额 1,081.04 万元。

c 其他建筑工程

本项目包括供水工程、供电工程、环境保护工程、水土保持工程、劳动安全与工业卫生工程等，合计投资额 301.89 万元。

③其他费用

其他费用主要包括项目建设用地费、项目建设管理费、生产准备费、勘察设计费，合计投资额 9,444.50 万元。

④建设期利按照预计贷款额及央行贷款利率测算，合计投资额 2,861.32 万元。

⑤补充流动资金

补充流动资金按照 30 元/kw 测算。

综上，本募投项目投资构成系依据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（B/T 32027-2016）等行业标准或法规，结合工程所在地材料、人工价格水平等项目的实际情况逐项测算而得，具有合理性。

(2) 中节能林城 260 兆瓦光伏发电项目

1) 投资数额安排明细、资本性支出情况及使用募集资金投入比例

本项目投资总额 117,207.30 万元，其中资本性支出 108,604.74 万元，本次拟使用募集资金投入 97,000.00 万元，均用于资本性支出。具体如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	投资金额	是否为资本性支出
一	升压变电站工程	6,846.41	
1	升压设备及安装工程	3,577.09	是
2	控制保护设备及安装工程	510.05	是
3	其他设备及安装工程	173.32	是
4	升压站构筑物部分	60.31	是
5	升压站建筑物部分	2,491.63	是
6	交通工程	34.00	是

序号	工程或费用名称	投资金额	是否为资本性支出
二	光伏主体工程	88,118.53	
1	发电设备及安装工程	63,243.13	是
2	光伏主体土建工程	24,875.40	是
三	送出及场地工程	8,789.80	
1	送出工程	7,789.80	是
2	场地工程	920.00	是
3	施工辅助工程	80.00	是
四	其他费用	8,402.13	
1	项目建设用地费用	4,850.00	是
2	项目建设管理费	1,606.32	否
3	生产准备费	455.41	否
4	勘察设计费	1,300.00	否
5	其他	190.40	否
五	基本预备费	2,243.14	否
六	建设期利息	2,027.30	否
七	流动资金	780.00	否
总投资合计		117,207.30	

2) 项目投资构成测算的合理性

①《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T 32027-2016）、《光伏发电工程概算定额》（NB/T 32035-2016）、《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》（NB/T 32043-2018）、《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》（可再生定额[2019]14号）、《光伏发电工程勘察设计费计算标准》（NB/T 32030-2016）；

②本项目工程设计成果；

③工程所在地人工价格水平；

④设备、材料价格按有关厂家提供的主要设备、材料报价和同类工程设备等。

本项目投资构成金额的测算过程如下：

①升压变电站工程

升压变电站工程包括升压设备及安装工程、控制保护设备及安装工程、其他

设备及安装工程、升压站构筑物、升压站建筑物、交通工程，合计投资额 6,846.61 万元，具体测算过程如下：

A 升压设备及安装工程

本项目包括主变系统、200kv 配电装置、35kv 配电装置、无功补偿系统、电力电缆及母线等，合计投资额 3,577.09 万元。

B 控制保护设备及安装工程

本项目包括监控及控制保护设备、交直流系统、通信系统、远程自动控制及电量计量系统等，合计投资额 510.06 万元。

C 其他设备及安装工程

本项目包括采暖通风及空调系统、室外照明系统、水工系统、消防系统、接地、运行平台建设等，合计投资额 173.32 万元。

D 升压站构筑物

本项目包括 200kv 出现构筑部分、200kv 支架部分、35kv 支架部分、主变基础部分、主变构架部分、SVG 变压器基础部分、接地变接地电阻基础部分、独立避雷针部分、生活污水处理设施等，合计投资额 60.31 万元。

E 升压站建筑物

本项目包括生活楼、生产楼、35kv 开关室、SVG 控制室桩 PC500/300、冲洗水泵房、室外工程、科普基地等，合计投资额 2,491.63 万元。

F 交通工程

本项目包括混凝土道路及广场等，合计投资额 34.00 万元。

②光伏主体工程

光伏主体工程包括发电设备及安装工程、光伏主体土建工程，合计投资额 88,118.53 万元，具体测算过程如下：

A 发电设备及安装工程

本项目包括光伏组件、直流汇流箱、箱逆变一体化装置、低压交直流电缆、集电线路、电缆桥架、电缆保护管、接地、光伏场区通讯、光伏场区图像监控、

分系统调试、整套系统调试等，合计投资额 63,243.13 万元。

B 光伏主体土建工程

本项目包括预制管桩、固定支架等，合计投资额 24,875.40 万元。

③送出及场地工程

送出及场地工程包括送出工程、场地工程、施工辅助工程，合计投资额 8,789.80 万元，具体测算过程如下：

A 送出工程

本项目包括 220kv 送出线路及场内 35kv 联络线、对侧 220kv 间隔改造等，合计投资额 7,789.80 万元。

B 场地工程

本项目包括光伏场区泥结石道路、进场混凝土道路、车辆、运维船、劳动安全与工业卫生设备、环保工程、水保工程等，合计投资额 920.00 万元。

C 施工辅助工程

本项目包括施工临时电源和临时水源等，合计投资额 80.00 万元。

④其他费用

其他费用主要包括项目建设用地费、项目建设管理费、生产准备费、勘察设计费等，合计投资额 8,402.13 万元。

⑤基本预备费

基本预备费按照升压变电站工程、光伏主体工程、送出及场地工程、其他费用合计的 2% 计算，合计投资额 2,243.14 万元。

⑥建设期利息

建设期利息按照预计贷款额及央行贷款利率测算，合计金额为 2,027.30 万元。

⑦补充流动资金

补充流动资金按照 30 元/kw 测算。

综上，本募投项目投资构成系依据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用

标准》(B/T 32027-2016)等行业标准或法规,结合工程所在地材料、人工价格水平等项目的实际情况逐项测算而得,具有合理性。

(3) 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

1) 项目投资构成及拟用募集资金投入金额

本项目投资总额 87,566.11 万元,其中资本性支出 84,959.25 万元,本次拟使用募集资金投入 38,000.00 万元,均用于资本性支出。具体如下:

单位:万元

序号	工程或费用名称	投资金额	是否为资本性支出
一	设备及安装工程	74,446.02	
1	发电设备及安装工程	53,400.75	是
2	储能系统	21,000.00	是
3	其他设备及安装工程	45.27	是
二	建筑工程	3,999.70	
1	发电场工程	3,419.89	是
2	储能区工程	114.59	是
3	交通工程	275.23	是
4	其他建筑工程	190.00	是
三	其他费用	7,203.53	
1	建设用地费和赔偿补偿费	1,778.00	是
2	项目建设管理费	500.00	否
3	生产准备费	100.00	否
4	勘察设计费	190.00	否
5	220kV 汇集站分摊费用	2,435.08	是
6	35k 送出工程费用	2,200.45	是
四	建设期利息	1,466.86	否
五	流动资金	450.00	否
总投资合计		87,566.11	

2) 项目投资构成测算的合理性

本项目投资构成测算的依据如下:

①《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 32027-2016)、

《光伏发电工程概算定额》（NB/T 32035-2016）、《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》（NB/T 32043-2018）、《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》（可再生定额[2019]14号）；

②本项目工程设计成果；

③工程所在地人工价格水平；

④设备、材料价格按有关厂家提供的主要设备、材料报价和同类工程设备等。

本项目投资构成金额的测算过程如下：

①设备及安装工程

设备及安装工程包括发电设备及安装工程、储能系统、其他设备及安装工程，合计投资额 74,446.02 万元，具体测算过程如下：

A 发电设备及安装工程

本项目包括光伏发电设备、汇流及变配电设备、集电线路、接地、通信设备、分系统调试、监控系统，合计投资额 53,400.75 万元。

B 储能系统

本项目合计投资额 21,000.00 万元。

C 其他设备及安装工程

本项目包括消防系统、生产车辆，合计投资额 45.27 万元。

②建筑工程

建筑工程包括发电场工程、储能区工程、交通工程、其他建筑工程，合计投资额 3,999.70 万元，具体测算过程如下：

A 发电场工程

本项目包括场地平整、发电设备基础工程、箱变基础、集电线路工程、接地、围栏工程，合计投资额 3,419.89 万元。

B 储能区工程

本项目包括场地平整、电缆沟、避雷针、室外工程，合计投资额 114.59 万元。

C 交通工程

本项目包括进站道路、场内道路，合计投资额 275.23 万元。

D 其他建筑工程

本项目包括供水工程、供电工程、环境保护工程、水土保持工程、劳动安全与工业卫生工程，合计投资额 190.00 万元。

③其他费用

其他费用主要包括建设用地费和赔偿补偿费、项目建设管理费、生产准备费、勘察设计费、220kV 汇集站分摊费用、35k 送出工程费用，合计投资 7,203.53 万元。

④建设期利息

建设期利按照预计贷款额及央行贷款利率测算，合计金额为 1,466.86 万元。

⑤补充流动资金

补充流动资金按照 30 元/kw 测算。

综上，本募投项目投资构成系依据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（B/T 32027-2016）等行业标准或法规，结合工程所在地材料、人工价格水平等项目的实际情况逐项测算而得，具有合理性。

(4) 中节能扬州真武 150MW 渔光互补发电项目

1) 项目投资构成及拟用募集资金投入金额

本项目投资总额 67,482.41 万元，其中资本性支出 64,118.82 万元，本次拟使用募集资金投入 54,000.00 万元，均用于资本性支出。

单位：万元

序号	工程或费用名称	投资金额	是否为资本性支出
一	发电设备及安装工程	48,626.84	
1	110kV 光伏设备工程	43,874.08	是

序号	工程或费用名称	投资金额	是否为资本性支出
2	10kV 光伏设备工程	4,442.59	是
3	3 兆瓦项目	184.40	是
4	调试工程	125.77	是
二	建筑工程	14,295.62	
1	光伏区建筑工程	12,894.91	是
2	升压站建筑工程	516.78	是
3	储能建筑工程	368.12	是
4	生活楼(集装箱式 2 层)	264.00	是
5	其他工程	251.81	是
三	其他费用	2,576.47	
1	项目建设用地费	1,196.36	是
2	项目建设管理费	1,002.69	否
3	生产准备费	67.42	否
4	勘察设计费	310.00	否
四	基本预备费	651.07	否
五	建设期利息	882.39	否
六	流动资金	450.02	否
总投资合计		67,482.41	

2) 项目投资构成测算的合理性

本项目投资构成测算的依据如下：

①《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T32027-2016)、《光伏发电工程概算定额》(NB/T32035-2016)、《光伏发电工程勘察设计计算标准》(NB/T32030-2016)、《电力建设工程概算定额(2013年版)》、《关于建筑业营业税改征增值税后光伏发电工程计价依据调整实施意见》。

②本项目工程设计成果；

③工程所在地材料、人工价格水平；

④设备价格按厂家询价或市场价格水平。

本项目投资构成金额的测算过程如下：

①设备及安装工程

设备及安装工程包括 110kV 光伏设备工程、10kV 光伏设备工程、3 兆瓦项目及调试工程，合计投资额 48,626.84 万元，具体测算过程如下：

A 110kV 光伏设备工程

本项目包括光伏组件、逆变器、箱式变压器（干变）、电缆、升压站工程、储能工程、其他工程、110kV 送出线路、二次设备等，合计投资额 43,874.08 万元。

B 10kV 光伏设备工程

本项目包括单晶硅组件（立柱支架）、逆变器及箱变、低压电缆、10kV 设备及低压配电装置、全场防雷接地、10kV 送出线路、二次设备等，合计投资额 4,442.59 万元。

C 3 兆瓦项目

本项目包括模块化逆变器 3300kw、直流智能汇流箱 20 汇 1、箱式升压变 3300kVA, 35kV/0.63kV、方阵通信装置、H1Z2Z2-K-1x4mm²、ZRC-YJLHV22-1.8/3kV-2×150mm²、低压电缆头、ZRC-YJLHV22-26/35-3×70mm²、电缆分接箱、35kV 电缆头、电缆中间头等，合计投资额 184.40 万元。

D 调试工程

本项目包括变电站整套系统调试 110kV、子方阵调试、电气特殊项目调试、电力电缆交流耐压试验 35kV、变电站整体调试 10kV 等，合计投资额 125.77 万元。

②建筑工程

建筑工程包括光伏区建筑工程、升压站建筑工程、储能建筑工程、生活楼（集装箱式 2 层）、其他工程，合计投资额 14,295.62 万元，具体测算过程如下：

A 光伏区建筑工程

本项目包括支架基础、桥架支撑、漂浮支架系统、箱变基础、场地平整、场区围栏、围栏基础、涵洞、混凝土通勤桥、桥梁加固等，合计投资额 12,894.91 万元。

B 升压站建筑工程

本项目包括场地平整、综合配电楼、室外工程、升压站基础工程，合计投资额 516.78 万元。

C 储能建筑工程

本项目包括桩基础、混凝土 C30、钢筋 HRB400、光伏顶棚 Q235、避雷针 Q235，合计投资额 368.12 万元。

D 生活楼（集装式 2 层）

本项目合计投资额 264.00 万元。

E 其他工程

本项目包括施工用水、施工用电、环境保护工程、水土保持工程、劳动安全与工业卫生工程等，合计投资额 251.81 万元。

③其他费用

其他费用主要包括项目建设用地费、项目建设管理费、生产准备费、勘察设计费，合计投资 2,576.47 万元。

④基本预备费

基本预备费按照设备及安装工程、建筑工程及其他费用总额的 0.99% 测算，金额为 651.07 万元。

⑤建设期利息

建设期利按照预计贷款额及央行贷款利率测算，金额为 882.39 万元。

⑥补充流动资金

补充流动资金按照 30 元/kw 测算。

综上，本募投项目投资构成系依据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（B/T 32027-2016）等行业标准或法规，结合工程所在地材料、人工价格水平等项目的实际情况逐项测算而得，具有合理性。

（5）中节能关岭县普利长田 100MW 农业光伏电站项目

1) 项目投资构成及拟用募集资金投入金额

本项目投资总额 44,336.74 万元，其中资本性支出 41,030.09 万元，本次拟使用募集资金投入 35,000.00 万元，均用于资本性支出。具体如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	投资金额	是否为资本性支出
一	设备及安装工程	36,149.72	
1	发电设备及安装工程	33,719.39	是
2	升压站变配电设备及安装工程	1,676.05	是
3	控制保护设备及安装工程	665.91	是
4	其他设备及安装工程	88.37	是
二	建筑工程	2,472.52	
1	发电场工程	1,596.81	是
2	升压变电站工程	139.97	是
3	房屋建筑工程	158.75	是
4	交通工程	251.99	是
5	其他建筑工程	325.00	是
三	其他费用	2,856.50	
1	项目建设用地费	1,437.85	是
2	项目建设管理费	1,178.02	否
3	生产准备费	90.63	否
4	勘察设计费	150.00	否
四	基本预备费	846.51	否
五	220kv 送出线路工程、对侧间隔扩建工程	970.00	是
六	建设期利息	741.49	否
七	流动资金	300.00	否
总投资合计		44,336.74	

2) 项目投资构成测算的合理性

本项目投资构成测算的依据如下：

①《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(B/T 32027-2016)、《光伏发电工程概算定额》(NB/T 32035-2016)、《关于发布<关于建筑业营业税改征增值税后光伏发电工程计价依据调整实施意见>的通知》、《光伏发电工程勘

察设计计算标准》（NB/T32030-2016）；

- ②本项目工程设计成果；
- ③工程所在地材料、人工价格水平；
- ④设备价格按厂家询价或市场价格水平。

本项目投资构成金额的测算过程如下：

①设备及安装工程

设备及安装工程包括发电设备及安装工程、升压站变配电设备及安装工程、控制保护设备及安装工程、其他设备及安装工程，合计投资额 36,149.72 万元，具体测算过程如下：

A 发电设备及安装工程

本项目包括光伏发电设备、汇流及变配电设备、集电线路、电力电缆、电缆终端、35kv 架空线路、接地、分系统调试、电气特殊项目调试等设备及安装工程，合计投资额 33,719.39 万元。

B 升压站变配电设备及安装工程

本项目包括主变压器、220kv/35kv 配电装置设备、无功功率补偿系统、站用电设备、电力电缆、预埋管、接地、预制舱、分系统调试、整套系统调试、电气特殊项目调试等设备及安装工程，合计投资额 1,676.05 万元。

C 控制保护设备及安装工程

本项目包括光伏区图像监控系统、计算机监控系统、元件保护及自动装置、直流及 UPS 系统、SF6 在线监测系统、升压站接地、调度自动化设备及电量计量系统、通信系统、系统调试光缆及电缆敷设等设备及安装工程，合计投资额 665.91 万元。

D 其他设备及安装工程

本项目包括采暖通风系统、消防系统、给排水系统、生产车辆、室外照明等设备及安装工程，合计投资额 88.37 万元。

②建筑工程

建筑工程包括发电场工程、升压变电站工程、房屋建筑工程、交通工程、其他建筑工程，合计投资额 2,472.52 万元，具体测算过程如下：

A 发电场工程

本项目包括场地平整、光伏组件基础、逆变升压箱变工程、直埋集电线路、场区防雷接地、光伏场区低压电缆工程、浆砌石排洪沟、光伏场围墙及大门等工程，合计投资额 1,596.81 万元。

B 升压变电站工程

本项目包括独立避雷针、主变基础、小电阻接地变基础、SCG 无功补偿装置基础、GIS 基础、35kv 配电装置预制舱基础、二次设备预制舱基础、GIS 出线构架、主变出线构架基础、事故油池、隔油池、室外电缆沟、围墙、铁艺大门等工程，合计投资额 139.97 万元。

C 房屋建筑工程

本项目包括生产建筑工程、辅助生产建筑工程、现场办公及生活建筑工程、站内道路等工程，合计投资额 158.75 万元。

D 交通工程

本项目主要为新建道路，合计投资额 251.99 万元。

E 其他建筑工程

本项目包括施工用水、施工用电、环境保护工程、水土保持工程、劳动安全与工业卫生工程等，合计投资额 325.00 万元。

③其他费用

其他费用主要包括项目建设用地费、项目建设管理费、生产准备费、勘察设计费、水土保持补偿及植被恢复费，合计投资 2,856.50 万元。

④基本预备费

基本预备费按照设备及安装工程、建筑工程及其他费用总额的 2%测算，金额为 846.51 万元。

⑤220kv 送出线路工程、对侧间隔扩建工程

本项目包括 220kv 升压站送出线路建设及对侧间隔改造，金额为 970.00 万元。

⑥建设期利息

建设期利按照预计贷款额及央行贷款利率测算，金额为 741.49 万元。

⑦补充流动资金

补充流动资金按照 30 元/kw 测算。

综上，本募投项目投资构成系依据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（B/T 32027-2016）等行业标准或法规，结合工程所在地材料、人工价格水平等项目的实际情况逐项测算而得，具有合理性。

(6) 中节能册亨县弼佑秧项 100MW 农业光伏电站项目

1) 项目投资构成及拟用募集资金投入金额

本项目投资总额 43,256.30 万元，其中资本性支出 39,647.81 万元，本次拟使用募集资金投入 32,000.00 万元，均用于资本性支出。具体如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	投资金额	是否为资本性支出
一	设备及安装工程	33,091.04	
1	发电设备及安装工程	30,700.94	是
2	升压站变配电设备及安装工程（分摊）	1,095.00	是
3	控制保护设备及安装工程（分摊）	225.00	是
4	其他设备及安装工程	60.00	是
二	建筑工程	2,650.77	
1	发电场工程	1,806.40	是
2	升压变电站工程（分摊）	60.00	是
3	房屋建筑工程（分摊）	120.00	是
4	交通工程	274.37	是
5	其他建筑工程	390.00	是
三	其他费用	3,016.13	
1	项目建设用地费	66.00	是
2	项目建设管理费	1,310.13	否

序号	工程或费用名称	投资金额	是否为资本性支出
3	生产准备费	300.00	否
4	勘察设计费	150.00	否
四	基本预备费	825.06	否
五	220kv 送出线路工程、对侧间隔扩建工程（分摊）	2,650.00	是
六	建设期利息	723.30	否
七	流动资金	300.00	否
总投资合计		43,256.30	

2) 项目投资构成测算的合理性

本项目投资构成测算的依据如下：

①《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（B/T 32027-2016）、《光伏发电工程概算定额》（NB/T 32035-2016）、《光伏发电工程概算定额》（NB/T 32035-2016）、《关于发布〈关于建筑业营业税改征增值税后光伏发电工程计价依据调整实施意见〉的通知》、《光伏发电工程勘察设计计算标准》（NB/T32030-2016）；

②本项目工程设计成果；

③工程所在地材料、人工价格水平；

④设备价格按厂家询价或市场价格水平。

本项目投资构成金额的测算过程如下：

①设备及安装工程

设备及安装工程包括发电设备及安装工程、升压站变配电设备及安装工程（分摊）、控制保护设备及安装工程（分摊）、其他设备及安装工程，合计投资额 33,091.04 万元，具体测算过程如下：

A 发电设备及安装工程

本项目包括光伏发电设备、汇流及变配电设备、集电线路、接地、光伏区图像监控系统、分系统调试、整套系统启动调试、储能系统等设备及安装工程，合计投资额 30,700.94 万元。

B 升压站变配电设备及安装工程（分摊）

本项目与双江秧绕项目、弼佑秧佑一期项目、岩架风电场项目共建公用设施，本项目分摊投资额 1,095.00 万元。

C 控制保护设备及安装工程（分摊）

本项目与双江秧绕项目、弼佑秧佑一期项目、岩架风电场项目共建公用设施，本项目分摊投资额 225.00 万元。

D 其他设备及安装工程

本项目包括生产车辆、光伏电站运行管理信息系统，合计投资额 60 万元。

②建筑工程

建筑工程包括发电场工程、升压变电站工程（分摊）、房屋建筑工程（分摊）、交通工程、其他建筑工程，合计投资额 2,650.77 万元，具体测算过程如下：

A 发电场工程

本项目包括场地平整、支架基础、箱变工程、直埋集电线路、场区防雷接地、光伏场区低压电缆工程、浆砌石排洪沟、光伏场围墙及大门等工程，合计投资额 1,806.40 万元。

B 升压变电站工程（分摊）

本项目与双江秧绕项目、弼佑秧佑一期项目、岩架风电场项目共建公用设施，本项目分摊投资额 60.00 万元。

C 房屋建筑工程（分摊）

本项目与双江秧绕项目、弼佑秧佑一期项目、岩架风电场项目共建公用设施，本项目分摊投资额 120.00 万元。

D 交通工程

本项目主要为新建道路，合计投资额 274.37 万元。

E 其他建筑工程

本项目包括施工用水、施工用电、环境保护工程、水土保持工程、劳动安全

与工业卫生工程等，合计投资额 390.00 万元。

③其他费用

其他费用主要包括项目建设用地费、项目建设管理费、生产准备费、勘察设计费，合计投资 3,016.13 万元。

④基本预备费

基本预备费按照设备及安装工程、建筑工程及其他费用总额的 2.13%测算，金额为 825.06 万元。

⑤220kv 送出线路工程、对侧间隔扩建工程

本项目包括 220kv 升压站送出线路建设及对侧间隔改造，金额为 2,650.00 万元。

⑥建设期利息

建设期利按照预计贷款额及央行贷款利率测算，金额为 723.30 万元。

⑦补充流动资金

补充流动资金按照 30 元/kw 测算。

综上，本募投项目投资构成系依据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（B/T 32027-2016）等行业标准或法规，结合工程所在地材料、人工价格水平等项目的实际情况逐项测算而得，具有合理性。

(7) 中节能册亨县双江秧绕 100MW 农业光伏电站项目

1) 项目投资构成及拟用募集资金投入金额

本项目投资总额 43,153.57 万元，其中资本性支出 39,801.51 万元，本次拟使用募集资金投入 33,000.00 万元，均用于资本性支出。具体如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	投资金额	是否为资本性支出
一	设备及安装工程	33,169.66	
1	发电设备及安装工程	31,391.79	是
2	升压站变配电设备及安装工程	1,175.10	是

序号	工程或费用名称	投资金额	是否为资本性支出
3	控制保护设备及安装工程	478.40	是
4	其他设备及安装工程	124.37	是
二	建筑工程	2,745.85	
1	发电场工程	2,039.29	是
2	升压变电站工程	95.80	是
3	房屋建筑工程	198.00	是
4	交通工程	7.76	是
5	其他建筑工程	405.00	是
三	其他费用	2,829.93	
1	项目建设用地费	1,236.00	是
2	项目建设管理费	1,343.93	否
3	生产准备费	100.00	否
4	勘察设计费	150.00	否
四	基本预备费	736.56	否
五	220kv 送出线路工程、对侧间隔扩建工程（分摊）	2,650.00	是
六	建设期利息	721.57	否
七	流动资金	300.00	否
总投资合计		43,153.57	

2) 项目投资构成测算的合理性

本项目投资构成测算的依据如下：

①《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（B/T 32027-2016）、《光伏发电工程概算定额》（NB/T 32035-2016）、《光伏发电工程概算定额》（NB/T 32035-2016）、《关于发布〈关于建筑业营业税改征增值税后光伏发电工程计价依据调整实施意见〉的通知》、《光伏发电工程勘察设计计算标准》（NB/T32030-2016）；

②本项目工程设计成果；

③工程所在地材料、人工价格水平；

④设备价格按厂家询价或市场价格水平。

本项目投资构成金额的测算过程如下：

①设备及安装工程

设备及安装工程包括发电设备及安装工程、升压站变配电设备及安装工程、控制保护设备及安装工程、其他设备及安装工程，合计投资额 33,169.66 万元，具体测算过程如下：

A 发电设备及安装工程

本项目包括光伏发电设备、汇流及变配电设备、集电线路、接地、光伏区图像监控系统、分系统调试、整套系统启动调试、储能系统等设备及安装工程，合计投资额 31,391.79 万元。

B 升压站变配电设备及安装工程

本项目与弼佑秧项项目共建公用设施，包括主变压器、110kv 配电装置、35kv 配电装置设备、无功补偿系统、站用电设备、电力电缆、预埋管、接地、预制舱、分系统调试、整套系统调试、电气特殊项目调试等，本项目分摊投资额 1,175.10 万元。

C 控制保护设备及安装工程

本项目与弼佑秧项项目共建公用设施，包括计算机监控系统、元件保护及自动装置、不停电电源系统、环境监测系统、SF6 在线监测系统、通信设备、调度自动化设备及电量计量系统、光缆及电缆敷设等分系统调试等，本项目分摊投资额 478.40 万元。

D 其他设备及安装工程

本项目包括采暖通风系统、消防系统、给排水系统、生产车辆、光伏电站运行管理信息系统、室外照明等设备及安装工程，合计投资额 124.37 万元。

②建筑工程

建筑工程包括发电场工程、升压变电站工程、房屋建筑工程、交通工程、其他建筑工程，合计投资额 2,745.85 万元，具体测算过程如下：

A 发电场工程

本项目包括场地平整、支架基础、箱变工程、直埋集电线路、场区防雷接地、

光伏场区低压电缆工程、浆砌石排洪沟、光伏场围墙及大门、新建道路等工程，合计投资额 2,039.29 万元。

B 升压变电站工程

本项目与弼佑秧项项目共建公用设施，包括主变基础、SCG 无功补偿装置基础、GIS 基础、小电阻接地变基础、35kv 一次预制舱基础、二次设备预制舱基础、GIS 出线架构、主变进线架构基础、事故油池、隔油池、室外电缆沟等，本项目分摊投资额 95.80 万元。

C 房屋建筑工程

本项目与弼佑秧项项目共建公用设施，包括生产建筑工程、辅助生产建筑工程、现场办公及生活建筑工程，本项目分摊投资额 198.00 万元。

D 交通工程

本项目主要为站内道路，合计投资额 7.76 万元。

E 其他建筑工程

本项目包括施工用水、施工用电、环境保护工程、水土保持工程、劳动安全与工业卫生工程等，合计投资额 405.00 万元。

③其他费用

其他费用主要包括项目建设用地费、项目建设管理费、生产准备费、勘察设计费，合计投资 2,829.93 万元。

④基本预备费

基本预备费按照设备及安装工程、建筑工程及其他费用总额的 1.9%测算，金额为 736.56 万元。

⑤220kv 送出线路工程、对侧间隔扩建工程

本项目包括 220kv 升压站送出线路建设及对侧间隔改造，金额为 2,650.00 万元。

⑥建设期利息

建设期利按照预计贷款额及央行贷款利率测算，合计金额 721.57 万元。

⑦补充流动资金

补充流动资金按照 30 元/kw 测算。

综上，本募投项目投资构成系依据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（B/T 32027-2016）等行业标准或法规，结合工程所在地材料、人工价格水平等项目的实际情况逐项测算而得，具有合理性。

2、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

根据《证券期货法律适用意见第 18 号》“五、关于募集资金用于补流还贷如何适用第四十条‘主要投向主业’的理解与适用”要求：“（一）通过配股、发行优先股或者董事会确定发行对象的向特定对象发行股票方式募集资金的，可以将募集资金全部用于补充流动资金和偿还债务。通过其他方式募集资金的，用于补充流动资金和偿还债务的比例不得超过募集资金总额的百分之三十。（三）募集资金用于支付人员工资、货款、预备费、市场推广费、铺底流动资金等非资本性支出的，视为补充流动资金。资本化阶段的研发支出不视为补充流动资金。工程施工类项目建设期超过一年的，视为资本性支出。”

发行人本次募集资金投资项目中，光伏电站投资建设项目拟投入的募集资金均为资本性支出，不涉及非资本性支出。发行人本次募集资金总额为不超过 63 亿元（含本数），其中拟投入不超过 18.90 亿元补充流动资金，占本次发行募集资金总额的比例为 30%，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的要求。

（二）募投项目涉及共用配套设施用地或共建公用设施的，募投项目投资及效益预测是否能单独核算

1、共用配套设施用地或共建公用设施投资及效益测算

本次募投项目涉及公用配套用地或共建公用设施的主要为两类：一类是发行人与外部主体合作进行共建，主要为发行人的项目三与吉木萨尔县立新光电有限公司（以下简称立新光电公司）扩建共建分摊 220 千伏立新镇西光伏汇集站；另一类是公司内部项目进行共建分摊，包括发行人的福泉市道坪镇农业光伏电站项目、荔波县甲良农业光伏电站项目、项目五、项目六与项目七共建储能设施，以及发行人的项目六与项目七共建 220kV 升压站及送出线路。

具体投资分摊测算如下：

(1) 公司与外部主体合作进行共建

发行人与外部主体合作共建投资分摊主要依据分摊协议。

发行人与立新光电公司扩建共建分摊 220 千伏立新镇西光伏汇集站。该光伏汇集站由立新光电公司出资建设，发行人子公司中节能太阳能科技吉木萨尔有限公司（以下简称太阳能吉木萨尔公司）为解决项目三以及中节能吉木萨尔 120 兆瓦牧光互补发电项目接入汇集站的需求，与立新光电签署了共建分摊管理协议，约定扩建汇集站二期，并对投资分摊事项进行了详细安排，具体如下：

1) 投资分摊比例

汇集站二期扩建由双方采用分摊方式按装机规模占比承担投资费用，立新光电公司装机规模共 250MW，占比 25/52。太阳能吉木萨尔公司装机规模供 270MW，占比 27/52，其中项目三装机规模 150MW，占比 15/52，中节能吉木萨尔 120 兆瓦牧光互补发电项目装机规模 120MW，占比 12/52。

汇集站二期扩建后续涉及到运行维护、预试检修、各项税费等新增非固定资产（含不动产）类事项，双方按照投资分摊比例，以共签协议、费用分摊的方式进行分摊。汇集站运维工作在不高于市场平均价的情况下由立新光电公司负责，具体委托事宜由太阳能吉木萨尔公司与立新光电公司另行协商。

2) 固定资产份额及回收

太阳能吉木萨尔公司按容量占比分摊汇集站二期主变扩建投资费用，该费用对应固定资产（含不动产）由太阳能吉木萨尔公司与立新光电按照容量占比按份共有。若国网新疆电力公司回购汇集二期固定资产（含不动产）所有权，则分批次按投资分摊比例分别支付给太阳能吉木萨尔公司、立新光电公司的汇集站二期回购款。

汇集站本身并不产生收益，双方收益由各自的电站项目产生，独立获取收益，互不影响。

(2) 公司内部项目之间进行共建

公司内部项目共建主要为依据内部决议文件进行分摊。

福泉市道坪镇农业光伏电站项目、荔波县甲良农业光伏电站项目、项目五、项目六与项目七共建储能设施，根据发行人对各大区出具的《关于华南区贵州区域项目储能系统及输变电工程建设事宜的批复》，各项目按比例进行投资分摊，以上项目总装机规模为700MW，本次募投项目项目五、项目六、项目七的装机规模均为100MW，分摊比例均为1/7。

项目六与项目七共建220kV升压站及送出线路。依据中国节能环保集团有限公司《关于册亨县粥佑秧项农业光伏电站项目初步设计及概算的批复》，两个项目各自分摊投资比例为50%。

以上项目共建升压站及送出线路、储能设施本身并不产生收益，双方收益由各自的电站项目产生，独立获取收益，互不影响。投资及效益预测可以单独核算。

(三)结合在手订单或意向性合同、竞争对手、同行业同类或类似项目情况，募投项目收益情况的测算过程、测算依据，包括各年预测收入构成、销量、毛利率、净利润、项目税后内部收益率的具体计算过程和可实现性等，说明募投项目效益测算的合理性及谨慎性

1、在手订单或意向性合同、竞争对手情况

(1) 在手订单或意向性合同情况

根据并网发电的有关制度及发行人一般做法，当光伏电站项目建设完毕、供电公司并网验收完成后，发行人项目公司与当地电网公司签署《并网调度协议》或《购售电合同》。

本次募投项目中，“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”主体中节能太阳能科技吉木萨尔有限公司已和国网新疆电力有限公司昌吉供电公司签署《购售电合同》及《储能项目电量结算协议》。除此以外，截至本回复出具日，募投项目均处于建设阶段或建设准备阶段，根据并网发电的有关制度，现阶段公司未与国家电网或南方电网签署《并网调度协议》或《购售电合同》。

(2) 竞争对手情况

发行人与募投项目所在地区的新能源发电企业存在一定的竞争关系，竞争对

手主要包括五大六小电力集团为代表的国有企业和以浙江正泰电器股份有限公司、协鑫新能源控股有限公司为代表的民营企业为主。

考虑到光伏电站的容量和建设投产均受国家发改委、国家能源局等主管部门的规划和调控，电力市场处于良性竞争状态。本次可转债募投项目均已按照国家有关规定已完成审批、核准或备案，且发行人募投项目所在地整体消纳能力良好。发行人新能源发电项目整体消纳能力较强，盈利能力较好，且具备多重手段保障新能源电力的消纳。报告期内，发行人募投项目所在地光伏发电消纳情况如下表所示：

项目	2023年1-6月	2022年度	2021年度	2020年度
全国	98.2%	98.3%	98.0%	98.0%
新疆	98.4%	97.2%	98.3%	95.4%
浙江	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
江苏	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
贵州	99.4%	99.4%	99.6%	未统计

数据来源：全国新能源消纳监测预警中心，公告文件

因此，本次募投项目新增新能源装机规模具备合理性及消纳措施，不存在无法消纳或效益测算不合理的情形。

2、募投项目收益情况的测算过程、测算依据，包括各年预测收入构成、销量、毛利率、净利润、项目税后内部收益率的具体计算过程和可实现性等

(1) 效益测算原则

发行人募投项目均采用如下经济效益测算模型：

营业收入=上网电量×上网电价，其中上网电量根据募投项目装机规模、所在区域的太阳能资源水平、光伏组件安装方式、电池技术、整机效率等多项因素进行测算，由于发电机组设备随年份出现折损而逐年降低。上网电价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》，按当地燃煤发电基准价执行，或按照当地省级价格主管部门制定的电价进行预测。

总成本费用包括折旧费、维修费、工资及福利费、保险费、材料费、摊销费、利息支出和其他费用等。

利润总额=发电收入-总成本费用-销售税金附加。其中，根据国家税收政策，

电力项目缴纳的税金包括增值税、销售附加税和所得税。销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加（含国家和地方教育费附加），以增值税税额为基础计征。

净利润=利润总额-应交所得税

收益测算采用 IRR 模型，该模型通过在一定投资周期内的未来现金流计算得到内部投资报酬率。

(2) 各项目效益测算依据及过程

本次募投项目情况、效益测算结果、经营期预测电价的确定依据如下：

序号	项目名称	项目总投资 (万元)	拟投入募集资金 (万元)	内部收益率(所得 税后)	测算电价 (含税, 元/kWh)	预测电价的确定依 据
1	察布查尔县25万千瓦/100万千瓦时全钒液流电池储能+100万千瓦市场化并网光伏发电项目-一期300MW项目	170,832.72	152,000.00	5.30%	0.256	新疆维吾尔自治区《完善我区新能源价格机制的方案》以0.262元/kWh为限进行电价支持，符合政策
2	中节能林城260兆瓦光伏发电项目	117,207.30	97,000.00	6.46%	0.4153	与浙江省脱硫燃煤标杆电价一致
3	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	87,566.11	38,000.00	5.31%	0.256	新疆维吾尔自治区《完善我区新能源价格机制的方案》以0.262元/kWh为限进行电价支持，符合政策
4	中节能扬州真武150MW渔光互补发电项目	67,482.41	54,000.00	6.32%	0.391	与江苏省脱硫煤上网电价一致
5	中节能关岭县普利长田100MW农业光伏电站项目	44,336.74	35,000.00	6.05%	0.3515	与燃煤发电标杆上网电价一致，与贵州省能源局项目备案文件规定的电价一致
6	中节能册亨县弼佑秧项100MW农业光伏电站项目	43,256.30	32,000.00	6.00%	0.3515	与燃煤发电标杆上网电价一致，与贵州省能源局项目备案文件规定的电价一致
7	中节能册亨县双江秧绕100MW农业光伏电站项目	43,153.57	33,000.00	6.02%	0.3515	与燃煤发电标杆上网电价一致，与贵州省能源局项目备案文件规定的电价一致
8	补充流动资金	189,000.00	189,000.00	-	-	-
	合计	762,835.15	630,000.00	-	-	-

各项目的效益测算依据及过程如下：

1) 察布查尔县 25 万千瓦/100 万千瓦时全钒液流电池储能+100 万千瓦时市场化并网光伏发电项目—一期 300MW 项目

①收入

本次项目收入根据电价和上网电量计算。

本项目为平价上网项目，含税电价为 0.256 元/kWh，经营期预测电价符合当地政策要求。新疆地区燃煤标杆电价为 0.25 元/kWh，根据新疆维吾尔自治区发展改革委于 2022 年 4 月 7 日出台的《完善我区新能源价格机制的方案》（新发改能价[2022]185 号），“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，下同），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；价差部分由大工业用电顺价均摊。当市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时，不再给予电价支持。”本次经济效益测算的含税电价低于新疆自治区支持电价，效益测算较为谨慎。

本次项目装机容量为 300MW，项目运行期 25 年。电站建设正常发电后上网电量逐年递减，运行期内年平均上网电量为 59,685.83 万 kWh，运行期年均有效利用小时数为 2,141.9h，符合当地光伏电站利用小时数平均水平。

据此测算，该项目运行期内发电收入总额为 338,043.66 万元。

②成本费用

本项目总成本费用包括经营成本、折旧费、摊销费和利息支出，其中经营成本包括修理费、职工工资及福利费、材料费、保险费和其它费用，主要测算依据及过程如下：

折旧费方面，本项目采用直线折旧法，残值率取 6.5%，折旧年限取 25 年。

维修费方面，自计算期第 2 年开始计提，第 2-6 年设备维修费率为 0.1%，第 7-11 年设备维修费率按照 0.2%计，第 12-16 年按照 0.3%计，第 17-21 年按照 0.4%计，其他年度按照 0.5%计。

职工工资及福利费、劳保统筹和住房基金方面，本项目定员按 5 人考虑，人年均工资按 9 万元计算，职工福利费按工资总额的 41%计算。

保险费按固定资产原值的0.08%计算。

材料费按8元/kW计算，管理费、清洗费、试验费用、防雷费、线路费、考核费用按350万元/年计算；

利息支出方面，利息支出为固定资产和流动资金在生产期应从成本中支付的借款利息，固定资产投资借款利息依各年还贷情况而不同。

据测算，运营期内，本项目总成本费用为238,309.35万元。

③税金

税金方面，根据国家税收政策，本项目缴纳的税金包括增值税、销售税金附加（城建税和教育费附加）、企业所得税。

根据增值税相关规定，本项目产品适用增值税税率13%。

城建税和教育费附加以增值税税额为基础计征，适用税率分别为5%、5%。

所得税方面，本项目处于新疆，根据《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。太阳能发电场建设及运营属于西部地区鼓励类产业目录，故所得税2021年至2030年按照15%计算，2031年后按照25%计算。同时，太阳能发电新建项目属于公共基础设施项目，为企业所得税优惠的项目，根据国税发[2009]80号《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》，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，六年后所得税照常征收。

所得税额=利润总额×所得税税率。

据测算，本项目运营期内销售税金附加总额为2,760.82万元。

④利润总额

项目预测期内，年利润总额=年营业收入-年总成本费用-年销售税金附加。

经测算，本项目运营期内利润总额为96,973.49万元。

⑤净利润

经测算，本项目运营期内净利润为 75,633.67 万元。

⑥效益测算

根据上述收益预测，全部投资财务内部收益率 5.30%（所得税后），投资回收期（所得税后）为 14.14 年。

2) 中节能林城 260 兆瓦光伏发电项目

①收入

本次项目收入根据电价和上网电量计算。

本项目为平价上网项目，含税电价按照浙江省脱硫燃煤标杆电价测算为 0.4153 元/kWh，经营期预测电价符合当地政策要求。

本次项目装机容量为 260MW，项目运行期 25 年。电站建设正常发电后上网电量逐年递减，运行期内年平均上网电量为 29,063.65 万 kWh，运行期年均有效利用小时数为 1,162.53h，符合当地光伏电站利用小时数平均水平。

据此测算，该项目运行期内发电收入总额为 267,035.74 万元。

②成本费用

本项目总成本费用包括经营成本、折旧费、摊销费和利息支出，其中经营成本包括修理费、职工工资及福利费、材料费、保险费和其它费用，主要测算依据及过程如下：

折旧费方面，本项目采用直线折旧法，残值率取 5%，折旧年限取 25 年。

维修费方面，运营期第 1-5 年 0.1%，第 6-10 年 0.2%，第 11-15 年 0.3%，第 16-20 年 0.4%，其余年度 0.5%。

职工工资及福利费方面，本项目定员按 6 人考虑，人年均工资按 7 万元计算，职工福利费按工资总额的 50%计算。

保险费按固定资产原值的 0.08%计算。

材料费和其它费用方面，材料费按 10 元/kW、管理清洗费按 185 万元/年计算；

利息支出方面，利息支出为固定资产和流动资金在生产期应从成本中支付的

借款利息，固定资产投资借款利息依各年还贷情况而不同。

据测算，运营期内，本项目总成本费用为 178,759.84 万元。

③税金

税金方面，根据国家税收政策，本项目缴纳的税金包括增值税、销售税金附加（城建税和教育费附加）、企业所得税。

根据增值税相关规定，本项目产品适用增值税税率 13%。

城建税和教育费附加以增值税税额为基础计征，适用税率分别为 5%、5%。

所得税方面，根据财税[2010]110号《关于促进节能服务产业发展增值税营业税和企业所得税政策问题的通知》，对符合条件的节能服务公司实施合同能源管理项目，符合企业所得税税法有关规定的，自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，第四年至第六年按照 25%的法定税率减半征收企业所得税。

所得税额=利润总额×所得税税率。

据测算，本项目运营期内销售税金附加总额为 2,352.76 万元。

④利润总额

项目预测期内，年利润总额=年营业收入-年总成本费用-年销售税金附加。

经测算，本项目运营期内利润总额为 85,923.14 万元。

⑤净利润

经测算，本项目运营期内净利润为 67,162.18 万元。

⑥效益测算

根据上述收益预测，本项目全部投资财务内部收益率 6.46%（所得税后），投资回收期（所得税后）为 12.59 年。

3) 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

①收入

本次项目收入根据电价和上网电量计算。

本项目为平价上网项目，含税电价为 0.256 元/kWh，经营期预测电价符合当地政策要求。新疆地区燃煤标杆电价为 0.25 元/kWh，根据新疆维吾尔自治区发展改革委于 2022 年 4 月 7 日出台的《完善我区新能源价格机制的方案》（新发改能价[2022]185 号），“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，下同），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；价差部分由大工业用电顺价均摊。当市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时，不再给予电价支持。”本次经济效益测算的含税电价低于新疆自治区支持电价，效益测算较为谨慎。

本次项目装机容量为 150MW，项目运行期 25 年。电站建设正常发电后上网电量逐年递减，运行期内年平均上网电量为 29,465.37 万 kWh，运行期年均有效利用小时数为 1,964.36h，符合当地光伏电站利用小时数平均水平。

据此测算，该项目运行期内发电收入总额为 166,883.49 万元。

②成本费用

本项目总成本费用包括经营成本、折旧费、摊销费和利息支出，其中经营成本包括修理费、职工工资及福利费、材料费、保险费和其它费用，主要测算依据及过程如下：

折旧费方面，本项目采用直线折旧法，残值率取 5%，折旧年限取 25 年。

维修费方面，本项目保修期内不计取，自计算期第 5 年开始计提，第 5-6 年设备维修费率为 0.1%，第 7-11 年设备维修费率按照 0.2%计提，第 12-16 年按照 0.3%计提，第 17-21 年按照 0.4%计提，其余年度按照 0.5%计提。

职工工资及福利费、劳保统筹和住房基金方面，本项目定员按 3 人考虑，人年均工资按 4 万元计算，职工福利费及其他按工资总额的 41%计算。

保险费按固定资产原值的 0.08%计算。

材料费和其它费用方面，材料费按 8 元/kW、管理费、定检费、线路费、汇集站维护费等其他费用按 100 万元/年计算；

利息支出方面，利息支出为固定资产和流动资金在生产期应从成本中支付的借款利息，固定资产投资借款利息依各年还贷情况而不同。

据测算，运营期内，本项目总成本费用为 117,453.93 万元。

③税金

税金方面，根据国家税收政策，本项目缴纳的税金包括增值税、销售税金附加（城建税和教育费附加）、企业所得税。

根据增值税相关规定，本项目产品适用增值税税率 13%。

城建税和教育费附加以增值税税额为基础计征，适用税率分别为 5%、5%。

所得税方面，本项目处于新疆，根据《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。太阳能发电场建设及运营属于西部地区鼓励类产业目录，故所得税 2021 年至 2030 年按照 15% 计算，2031 年后按照 25% 计算。同时，太阳能发电新建项目属于公共基础设施项目，为企业所得税优惠的项目，根据国税发[2009]80 号《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》，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，六年后所得税照常征收。

所得税额=利润总额×所得税税率。

据测算，本项目运营期内销售税金附加总额为 1,331.94 万元。

④利润总额

项目预测期内，年利润总额=年营业收入-年总成本费用-年销售税金附加。

经测算，本项目运营期内利润总额为 48,097.62 万元。

⑤净利润

经测算，本项目运营期内净利润为 37,597.73 万元。

⑥效益测算

根据上述收益预测，本项目全部投资财务内部收益率 5.31%（所得税后），

投资回收期（所得税后）为 14.05 年。

4) 中节能扬州真武 150MW 渔光互补发电项目

①收入

本次项目收入根据电价和上网电量计算。

本项目为平价上网项目，含税电价按照江苏省脱硫煤上网电价测算为 0.391 元/kWh，经营期预测电价符合当地政策要求。

本次项目装机容量为 150MW，项目运行期 25 年。电站建设正常发电后上网电量逐年递减，运行期内年平均上网电量为 17,853.01 万 kWh，运行期年均有效利用小时数为 1,190.13h，符合当地光伏电站利用小时数平均水平。

据此测算，该项目运行期内发电收入总额为 154,436.16 万元。

②成本费用

本项目发电总成本费用包括经营成本、折旧费、摊销费和利息支出，其中经营成本包括修理费、职工工资及福利费、劳保统筹、住房基金、材料费、保险费和其他费用。主要测算依据及过程如下：

折旧费方面，本项目采用直线折旧法，残值率取 5%，折旧年限取 25 年。

维修费方面，本项目按 1-5 年修理费占固定资产原值比例为 0.1%、6-10 年为 0.2%、11-15 年为 0.3%、16-20 年为 0.4%、其余年份取 0.5%进行计算。

职工工资及福利费、劳保统筹和住房基金方面，本项目定员按 5 人考虑，人年均工资按 10 万元计算，辅助及附加工资按工资总额的 60%计算。

保险费按固定资产原值的 0.08%计算。

材料费和其它费用方面，材料费按 10 元/kW 计算，其他费用中管理清洗费按 150 万元/年计算。

利息支出方面，利息支出为长期贷款、流动资金贷款和短期贷款在生产期应从成本中支付的借款利息。

据测算，运营期内，本项目总成本费用为 98,511.97 万元。

③税金

根据国家税收政策，本项目应缴纳的税金包括增值税、销售税金附加和所得税。

根据增值税相关规定，本项目产品适用增值税税率 13%。

城市维护建设税、教育费附加和地方教育费附加以增值税税额为基础计征，适用税率分别为 5%、3%、2%。

所得税方面，本项目所得税率取 25%。根据财税（2008）46 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》，本项目适用“三免三减半”的所得税优惠政策，即自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第 1 年至第 3 年免征企业所得税，第 4 年至第 6 年减半征收企业所得税。

所得税额=利润总额×所得税税率。

据测算，本项目运营期内销售税金附加总额为 1,360.81 万元。

④利润总额

项目预测期内，年利润总额=年营业收入-年总成本费用-年销售税金附加。

经测算，本项目运营期内利润总额为 54,563.69 万元。

⑤净利润

经测算，本项目运营期内净利润为 43,023.45 万元。

⑥效益测算

根据上述收益预测，全部投资财务内部收益率为 6.32%（所得税后），投资回收期（所得税后）为 12.76 年，经济效益良好。

5) 中节能关岭县普利长田 100MW 农业光伏电站项目

①收入

本次项目收入根据电价和上网电量计算。

本项目为平价上网项目，含税电价定为 0.3515 元/kWh，经营期预测电价与贵州省燃煤发电标杆上网电价一致，与省能源局项目备案文件规定的电价一致，符合当地政策要求。

本次项目装机容量为 100MW, 项目运行期 25 年。电站建设正常发电后上网电量逐年递减, 运行期内年平均上网电量为 12,353.309 万 kWh, 运行期年均有效利用小时数为 1,235.33h, 符合当地光伏电站利用小时数平均水平。

据此测算, 该项目运行期内发电收入总额为 96,066.11 万元。

②成本费用

本项目总成本费用包括经营成本、折旧费、摊销费和利息支出, 其中经营成本包括修理费、职工工资及福利费、材料费、保险费和其它费用, 主要测算依据及过程如下:

折旧费方面, 本项目采用直线折旧法, 残值率取 5%, 折旧年限取 25 年。

维修费方面, 本项目按 1-5 年修理费占固定资产原值(扣除建设期利息)比例为 0.1%、6-10 年为 0.2%、11-15 年为 0.3%、16-20 年为 0.4%、其余年度取 0.5% 进行计算。

职工工资及福利费、劳保统筹和住房基金方面, 本项目定员按 6 人考虑, 人年均工资按 6.5 万元计算, 职工福利费及其他按工资总额的 50% 计算。

保险费按固定资产原值的 0.08% 计算。

材料费和其它费用方面, 材料费和其他费用分别按 9 元/kW、10 元/kW 计算;

利息支出方面, 利息支出为固定资产和流动资金在生产期应从成本中支付的借款利息, 固定资产投资借款利息依各年还贷情况而不同。

据测算, 运营期内, 本项目总成本费用为 66,430.49 万元。

③税金

税金方面, 根据国家税收政策, 本项目缴纳的税金包括增值税、销售税金附加(城建税和教育费附加)、企业所得税。

根据增值税相关规定, 本项目产品适用增值税税率 13%。

城建税和教育费附加以增值税税额为基础计征, 适用税率分别为 5%、5%。

所得税方面, 本项目处于贵州省, 根据《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。太阳能发电场建设及运营属于西部地区鼓励类产业目录,故所得税 2021 年至 2030 年按照 15%计算,2031 年后按照 25%计算。同时,太阳能发电新建项目属于公共基础设施项目,为企业所得税优惠的项目,根据国税发[2009]80 号《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》,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,六年后所得税照常征收。

所得税额=利润总额×所得税税率。

据测算,本项目运营期内销售税金附加总额为 825.49 万元。

④利润总额

项目预测期内,年利润总额=年营业收入-年总成本费用-年销售税金附加。

经测算,本项目运营期内利润总额为 28,810.13 万元。

⑤净利润

经测算,本项目运营期内净利润为 22,781.48 万元。

⑥效益测算

根据上述收益预测,本项目运全部投资财务内部收益率 6.05%(所得税后),投资回收期(所得税后)为 13.00 年。

6) 中节能册亨县弼佑秧项 100MW 农业光伏电站项目

①收入

本次项目收入根据电价和上网电量计算。

本项目为平价上网项目,含税电价为 0.3515 元/kWh,经营期预测电价与贵州省燃煤发电标杆上网电价一致,与省能源局项目备案文件规定的电价一致,符合当地政策要求。

本次项目装机容量为 100MW,项目运行期 25 年。电站建设正常发电后上网电量逐年递减,运行期内年平均上网电量为 11,905.85 万 kWh,运行期年均有效利用小时数为 1,190.59h,符合当地光伏电站利用小时数平均水平。

据此测算，该项目运行期内发电收入总额为 92,586.40 万元。

②成本费用

本项目总成本费用包括经营成本、折旧费、摊销费和利息支出，其中经营成本包括修理费、职工工资及福利费、材料费、保险费和其它费用，主要测算依据及过程如下：

折旧费方面，本项目采用直线折旧法，残值率取 5%，折旧年限取 25 年。

维修费方面，本项目按 1-5 年修理费占固定资产原值（扣除建设期利息）比例为 0.1%、6-10 年为 0.2%、11-15 年为 0.3%、16-20 年为 0.4%、其余年度按 0.5% 计算。

职工工资及福利费、劳保统筹和住房基金方面，本项目定员按 5 人考虑，人年均工资按 8 万元计算，职工福利费及其他按工资总额的 50% 计算。

保险费按固定资产原值的 0.08% 计算。

材料费和其它费用方面，材料费和其他费用分别按 9 元/kW、12 元/kW 计算；

利息支出方面，利息支出为固定资产和流动资金在生产期应从成本中支付的借款利息，固定资产投资借款利息依各年还贷情况而不同。

据测算，运营期内，本项目总成本费用为 64,138.19 万元。

③税金

税金方面，根据国家税收政策，本项目缴纳的税金包括增值税、销售税金附加（城建税和教育费附加）、企业所得税。

根据增值税相关规定，本项目产品适用增值税税率 13%。

城建税和教育费附加以增值税税额为基础计征，适用税率分别为 5%、5%。

所得税方面，本项目处于贵州省，根据《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。太阳能发电场建设及运营属于西部地区鼓励类产业目录，故所得税 2021 年至 2030 年按照 15% 计算，2031 年后按照 25% 计算。同时，太阳能发电新建项目属于公共基础设施项目，为企业所得税优

惠的项目，根据国税发[2009]80号《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》，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，六年后所得税照常征收。

所得税额=利润总额×所得税税率。

据测算，本项目运营期内销售税金附加总额为 790.64 万元。

④利润总额

项目预测期内，年利润总额=年营业收入-年总成本费用-年销售税金附加。

经测算，本项目运营期内利润总额为 27,657.57 万元。

⑤净利润

经测算，本项目运营期内净利润为 21,861.60 万元。

⑥效益测算

根据上述收益预测，本项目运全部投资财务内部收益率 6.00%（所得税后），投资回收期（所得税后）为 13.11 年。

7) 中节能册亨县双江秧绕 100MW 农业光伏电站项目

①收入

本次项目收入根据电价和上网电量计算。

本项目为平价上网项目，含税电价为 0.3515 元/kWh，经营期预测电价与贵州省燃煤发电标杆上网电价一致，与省能源局项目备案文件规定的电价一致，符合当地政策要求。

本次项目装机容量为 100MW，项目运行期 25 年。电站建设正常发电后上网电量逐年递减，运行期内年平均上网电量为 11,905.85 万 kWh，运行期年均有效利用小时数为 1,190.59h，符合当地光伏电站利用小时数平均水平。

据此测算，该项目运行期内发电收入总额为 92,586.40 万元。

②成本费用

本项目总成本费用包括经营成本、折旧费、摊销费和利息支出，其中经营成本包括修理费、职工工资及福利费、材料费、保险费和其它费用，主要测算依据及过程如下：

折旧费方面，本项目采用直线折旧法，残值率取 5%，折旧年限取 25 年。

维修费方面，本项目按 1-5 年修理费占固定资产原值（扣除建设期利息）比例为 0.1%、6-10 年为 0.2%、11-15 年为 0.3%、16-20 年为 0.4%、其余年度按 0.5% 计算。

职工工资及福利费、劳保统筹和住房基金方面，本项目定员按 5 人考虑，人年均工资按 8 万元计算，职工福利费及其他按工资总额的 50% 计算。

保险费按固定资产原值的 0.08% 计算。

材料费和其它费用方面，材料费和其他费用分别按 9 元/kW、12 元/kW 计算；

利息支出方面，利息支出为固定资产和流动资金在生产期应从成本中支付的借款利息，固定资产投资借款利息依各年还贷情况而不同。

据测算，运营期内，本项目总成本费用为 64,004.18 万元。

③税金

税金方面，根据国家税收政策，本项目缴纳的税金包括增值税、销售税金附加（城建税和教育费附加）、企业所得税。

根据增值税相关规定，本项目产品适用增值税税率 13%。

城建税和教育费附加以增值税税额为基础计征，适用税率分别为 5%、5%。

所得税方面，本项目处于贵州省，根据《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。太阳能发电场建设及运营属于西部地区鼓励类产业目录，故所得税 2021 年至 2030 年按照 15% 计算，2031 年后按照 25% 计算。同时，太阳能发电新建项目属于公共基础设施项目，为企业所得税优惠的项目，根据国税发[2009]80 号《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》，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，六年后所得税照常征收。

所得税额=利润总额×所得税税率。

据测算，本项目运营期内销售税金附加总额为 791.62 万元。

④利润总额

项目预测期内，年利润总额=年营业收入-年总成本费用-年销售税金附加。

经测算，本项目运营期内利润总额为 27,790.59 万元。

⑤净利润

经测算，本项目运营期内净利润为 21,971.32 万元。

⑥效益测算

根据上述收益预测，全部投资财务内部收益率 6.02%（所得税后），投资回收期（所得税后）为 13.08 年。

3、结合同行业同类或类似项目情况，说明募投项目效益测算具有合理性及谨慎性

光伏电站发电项目一般以内部收益率衡量募投项目效益，其中运行期收入来自于电费收入，初始投资主要包括项目的设备及安装工程、建筑工程、项目建设用地费、项目建设管理费、生产准备费等，其折旧、摊销或费用支出为运行期内各项成本费用。发行人本次募投项目效益测算与同行业集中式光伏电站项目效益测算方式无重大差异，具体情况如下：

（1）项目收入方面，本次募投项目电价预测符合政策要求及同行业通用的确定依据

光伏电站项目运行期项目收入来自于电费收入，电费收入=上网电量×上网电价。

其中，上网电量主要根据募投项目装机规模、所在区域的太阳能资源水平、光伏组件安装方式、电池技术、整机效率、消纳情况等多项因素确定，不同募投项目之间可比性较低。

上网电价主要参照《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》等

法规确定，发行人本次募投项目电价预测符合政策要求及同行业通用的确定依据，具体情况如下：

1) 效益测算中，电价的预测符合政策要求

2021年6月11日，国家发展改革委出台《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：“一、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’），中央财政不再补贴，实行平价上网。二、2021年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现光伏发电、风电的绿色电力价值。三、2021年起，新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。”

本次募投项目情况经营期预测电价的确定符合《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》等规范性文件的要求，按当地燃煤发电基准价执行，或按照当地省级价格主管部门制定的电价执行。

2) 效益测算所用的电价确定方式符合行业情况

目前同行业公司已投入运营的平价上网项目的电价未公开披露，经统计同行业上市公司公开披露的效益测算中电价的确定方式，对于平价上网项目，均依照《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》等规范性文件的要求，确定效益测算电价。发行人本次募投项目效益测算中的电价确定方式符合行业情况。具体如下：

公司	公告时间	项目地址	项目名称	电价确定依据
国家能源集团长源电力股份有限公司	2023年5月	湖北省	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	湖北省燃煤发电基准价
		湖北省	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	
		湖北省	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期100MW项目	
		湖北省	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	
		湖北省	国能长源潜江浩口200MW渔光互补光伏发电项目	
		湖北省	国能长源谷城县冷集镇230MW农光互补光伏发电项目	

公司	公告时间	项目地址	项目名称	电价确定依据
		湖北省	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	
		湖北省	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	
		湖北省	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	
		湖北省	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	
湖北能源集团股份有限公司	2023 年 5 月	湖北省	湖北能源宜城东湾 100MW 光伏发电项目	湖北省燃煤发电基准价
		湖北省	洗马综电浠水县洗马 100MW 农光互补光伏发电项目	
		湖北省	首义新能源石首市南口镇 100MW 农光互补发电项目	
		湖北省	高锐达新能源潜江市高石碑镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	
		湖北省	汉江能源公司襄州峪山一期 100MW 农光互补电站项目	
		湖北省	湖北能源集团监利汪桥 100MW 光储渔业一体化电站项目	
宁夏银星能源股份有限公司	2023 年 3 月	宁夏回族自治区	宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目	参考《2023 年 1-12 月西北送山东集中竞价直接交易公告》，结合山东标杆电价及西北送山东集中竞价直接交易电网公司等各环节价格（含跨省跨区输电工程降价分享空间）测算确定本项目预计的电费价格
广州恒运企业集团股份有限公司	2022 年 7 月	广东省	潮阳和平 150MW“渔光互补”光伏发电项目	略小于现行广东省燃煤基准电价
		广东省	潮南陇田 400MWp 渔光互补光伏发电项目	
甘肃电投能源发展股份有限公司	2022 年 2 月	甘肃省	瓜州干河口 200MW 光伏项目	考虑市场化交易因素，略低于甘肃新能源电力现行基准上网电价
		甘肃省	永昌河清滩 300MW 光伏发电项目	考虑市场化交易因素，略低于甘肃新能源电力现行基准上网电价
金开新能源股份有限公司	2022 年 2 月	广西壮族自治区	贵港市港南桥圩镇 200MWp 农光储互补平价上网光伏发电复合项目	燃煤标杆上网电价
		湖北省	湖北昌昊新能源科技有限公司监利市黄歇口镇马嘶湖渔场（西片）100MW 渔光互补光伏电站项目	燃煤发电标杆上网电价
		湖北省	湖北开奥光伏发电有限公司石首市团山寺镇 70MW 渔光互补光伏发电项目	燃煤发电标杆上网电价
		山东省	峯城区 20MW 综合立体开发光伏发电项目	燃煤发电上网基准电价
		湖北省	君能新能源公安县狮子口镇 100MWp 渔光互补光伏发电项目	燃煤发电标杆上网电价

综上，本次募投项目效益测算中，电价的预测符合政策要求及同行业通用的

确定依据，具有谨慎性、合理性。

(2) 项目投资方面，本次募投项目单瓦投资与同行业平均水平不存在重大差异

考虑到数据可比性，以光伏电站项目的项目总投资进行同业比较。光伏电站项目的总投资与光伏电站装机规模相关，主要包括设备及安装工程（如光伏发电设备（含电池、组件支架等）、通信设备、储能设备等）、建筑工程（如发电厂工程、交通工程等）、项目建设用地费、项目建设管理费、生产准备费等。

经统计，发行人本次募投项目平均单瓦投资为 4.95 元/瓦。可比公司平均单瓦投资在 4.30 元/瓦-5.43 元/瓦之间。发行人单瓦投资水平与同行业平均水平不存在重大差异，具有合理性。

本次募投项目及可比项目单瓦投资水平具体情况如下：

公司	公告时间	项目地址	项目名称	装机规模(MW)	项目总投资(万元)	单瓦金额(元/W)
一、发行人本次募投项目						
发行人	2023年7月	江苏省	中节能扬州真武 150MW 渔光互补发电项目	150	67,482.41	4.50
发行人		贵州省	中节能关岭县普利长田 100MW 农业光伏电站项目	100	44,336.74	4.43
发行人		贵州省	中节能册亨县双江秧绕 100MW 农业光伏电站项目	100	43,153.57	4.32
发行人		贵州省	中节能册亨县弼佑秧项 100MW 农业光伏电站项目	100	43,256.30	4.33
发行人		新疆维吾尔自治区	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	150	87,566.11	5.84
发行人		新疆维吾尔自治区	察布查尔县 25 万千瓦/100 万千瓦时全钒液流电池储能+100 万千瓦时市场化并网光伏发电项目-一期 300MW 项目	300	170,832.72	5.69
发行人		浙江省	中节能林城 260 兆瓦光伏发电项目	260	117,207.30	4.51
合计值/平均值				1,160	573,835.15	4.95
二、同行业公司						
国家能源集团长源电力股份有限公司	2023年5月	湖北省	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	500	302,808.00	6.06
		湖北省	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	400	207,090.00	5.18
		湖北省	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目	100	56,000.00	5.60

公司	公告时间	项目地址	项目名称	装机规模(MW)	项目总投资(万元)	单瓦金额(元/W)
		湖北省	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	600	333,234.00	5.55
		湖北省	国能长源潜江浩口200MW渔光互补光伏发电项目	200	102,365.00	5.12
		湖北省	国能长源谷城县冷集镇230MW农光互补光伏发电项目	230	118,000.00	5.13
		湖北省	国能长源荆州市纪南镇100MW渔光互补光伏发电项目	100	51,468.00	5.15
		湖北省	国能长源巴东县沿渡河镇100MW农光互补光伏发电项目	100	45,440.00	4.54
		湖北省	国能长源荆门屈家岭罗汉寺70MW农光互补光伏发电项目(一期)	70	35,017.00	5.00
		湖北省	国电长源谷城县盛康镇50MW农光互补光伏发电项目	50	25,150.00	5.03
合计值/平均值				2,350	1,276,572.00	5.43
湖北能源集团股份有限公司	2023年5月	湖北省	湖北能源宜城东湾100MW光伏发电项目	100	47,181.47	4.72
		湖北省	洗马综电浠水县洗马100MW农光互补光伏发电项目	100	42,323.46	4.23
		湖北省	首义新能源石首市南口镇100MW农光互补发电项目	100	53,168.50	5.32
		湖北省	高锐达新能源潜江市高石碑镇100MW渔光互补光伏发电项目	100	53,774.54	5.38
		湖北省	汉江能源公司襄州峪山一期100MW农光互补电站项目	100	55,404.69	5.54
		湖北省	湖北能源集团监利汪桥100MW光储渔业一体化电站项目	100	51,947.94	5.19
合计值/平均值				600	303,800.60	5.06
宁夏银星能源股份有限公司	2023年3月	宁夏回族自治区	宁东250兆瓦光伏复合发电项目的	250	107,429.00	4.30
合计值/平均值				250	107,429.00	4.30
晶科电力科技股份有限公司	2022年7月	甘肃省	金塔县晶亮200MW光伏发电项目	200	100,000.00	5.00
		甘肃省	金昌市金川区西坡300MW光伏发电项目	300	164,154.40	5.47
		广东省	广东农垦红十月农场300MW农光互补光伏发电项目(一期)	300	91,077.54	3.04
合计值/平均值				800	355,231.94	4.44
广州恒运企业集团股份有限公司	2022年7月	广东省	潮阳和平150MW“渔光互补”光伏发电项目	150	65,970.71	4.40
		广东省	潮南陇田400MWp渔光互补光伏发电项目	400	177,944.98	4.45

公司	公告时间	项目地址	项目名称	装机规模 (MW)	项目总投资 (万元)	单瓦金额 (元/W)
合计值/平均值				550	243,915.69	4.43
新疆天富能源股份有限公司	2022年3月	新疆维吾尔自治区	兵团北疆石河子100万千瓦光伏基地项目天富40万千瓦光伏发电项目	400	195,319.01	4.88
合计值/平均值				400	195,319.01	4.88
甘肃电投能源发展股份有限公司	2022年2月	甘肃省	瓜州干河口200MW光伏项目	200	98,029.56	4.90
		甘肃省	永昌河清滩300MW光伏发电项目	300	146,622.08	4.89
合计值/平均值				500	244,651.64	4.89
金开新能源股份有限公司	2022年2月	广西壮族自治区	贵港市港南桥圩镇200MWp农光储互补平价上网光伏发电复合项目	200	80,332.82	4.02
		湖北省	湖北昌昊新能源科技有限公司监利市黄歇口镇马嘶湖渔场(西片)100MW渔光互补光伏电站项目	100	67,271.87	6.73
		湖北省	湖北开奥光伏发电有限公司石首市团山寺镇70MW渔光互补光伏发电项目	70	32,214.60	4.60
		山东省	峰城区20MW综合立体开发光伏发电项目	20	8,716.57	4.36
		湖北省	君能新能源公安县狮子口镇100MWp渔光互补光伏发电项目	100	46,021.30	4.60
合计值/平均值				490	234,557.16	4.79

(3) 发行人及可比公司毛利率情况分析

从可比募投项目看,发行人与已披露的同行业可比公司募投项目的预测毛利率情况如下:

公司	公告时间	项目地址	项目名称	上网电价 (含税, 元/kWh)	预测毛利率
一、发行人本次募投项目					
发行人	2023年7月	江苏省	中节能扬州真武150MW渔光互补发电项目	0.391	36.21%
		贵州省	中节能关岭县普利长田100MW农业光伏电站项目	0.352	30.85%
		贵州省	中节能册亨县双江秧绕100MW农业光伏电站项目	0.352	30.87%
		贵州省	中节能册亨县弼佑秧项100MW农业光伏电站项目	0.352	30.73%
		新疆维吾尔自治区	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	0.256	29.62%
		新疆维吾尔自治区	察布查尔县25万千瓦/100万千瓦时全钒液流电池储能+100万千瓦时市场化并网光伏发电项目-一期300MW项目	0.256	29.50%

公司	公告时间	项目地址	项目名称	上网电价 (含税, 元 /kWh)	预测毛利率
		浙江省	中节能林城 260 兆瓦光伏发电项目	0.415	33.06%
平均值				0.339	31.55%
二、同行业公司					
国家能源集团长源电力股份有限公司	2023 年 5 月	湖北省	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	0.416	42.35%
		湖北省	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	0.416	41.96%
		湖北省	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目	0.416	46.8%
		湖北省	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	0.416	39.83%
		湖北省	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目	0.416	43.75%
		湖北省	国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目	0.416	47.02%
		湖北省	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	0.416	43.65%
		湖北省	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	0.416	45.69%
		湖北省	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	0.416	45.45%
		湖北省	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	0.416	43.15%
平均值				0.416	43.97%
湖北能源集团股份有限公司	2023 年 5 月	湖北省	湖北能源宜城东湾 100MW 光伏发电项目	0.416	49.09%
		湖北省	洗马综电浠水县洗马 100MW 农光互补光伏发电项目	0.416	49.20%
		湖北省	首义新能源石首市南口镇 100MW 农光互补发电项目	0.416	51.04%
		湖北省	高锐达新能源潜江市高石碑镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	0.416	50.71%
		湖北省	汉江能源公司襄州峪山一期 100MW 农光互补电站项目	0.416	44.88%
		湖北省	湖北能源集团监利汪桥 100MW 光储渔业一体化电站项目	0.416	43.79%
平均值				0.416	48.12%
宁夏银星能源股份有限公司	2023 年 3 月	宁夏回族自治区	宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目	0.275	51.52%
平均值				0.275	51.52%

公司	公告时间	项目地址	项目名称	上网电价 (含税, 元 /kWh)	预测毛利率
吉林电力股份有限公司	2023 年 7 月	广西壮族自治区	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目(一期)	0.421	49.14%
		广西壮族自治区	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目(二期)	0.421	48.99%
平均值				0.421	49.07%

注 1: 发行人募投项目的预测毛利率= (营业收入-总成本费用) ÷ 营业收入。

注 2: 可比公司相关数据来源于国家能源集团长源电力股份有限公司于 2023 年 9 月披露的《关于国家能源集团长源电力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》、湖北能源集团股份有限公司于 2023 年 7 月披露的《关于湖北能源集团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》、宁夏银星能源股份有限公司于 2023 年 6 月披露的《关于宁夏银星能源股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函之回复报告》、吉林电力股份有限公司于 2023 年 7 月披露的《向特定对象发行 A 股股票募集资金运用的可行性分析报告(二次修订稿)》。

受不同项目所在地光照条件、核准电价、建设造价等因素影响,光伏电站建设项目毛利率存在不同程度的差异。由于发行人及可比公司募投项目所处区域不同,虽然各地区定价均是依照《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》等规范性文件的要求按当地燃煤发电基准价执行,但发行人本次募投项目所处区域当地燃煤发电基准价较低,导致发行人本次募投项目的毛利率低于同行业可比募投项目毛利率水平,具有合理性、谨慎性。

(4) 本次募投项目效益测算中,内部收益率的测算具有谨慎性、合理性

发行人本次募投项目及可比同行业上市公司募投项目内部收益率测算情况如下表所示:

公司	公告时间	项目地址	项目名称	内部收益率 (所得税后)
一、发行人本次募投项目				
发行人	2023 年 7 月	江苏省	中节能扬州真武 150MW 渔光互补发电项目	6.32%
发行人		贵州省	中节能关岭县普利长田 100MW 农业光伏电站项目	6.05%
发行人		贵州省	中节能册亨县双江秧绕 100MW 农业光伏电站项目	6.02%
发行人		贵州省	中节能册亨县弼佑秧项 100MW 农业光伏电站项目	6.00%
发行人		新疆维吾尔自治区	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	5.31%
发行人		新疆维吾尔	察布查尔县 25 万千瓦/100 万千瓦时全	5.30%

公司	公告时间	项目地址	项目名称	内部收益率 (所得税后)
		自治区	钒液流电池储能+100万千瓦时市场化并网光伏发电项目-一期300MW项目	
发行人		浙江省	中节能林城260兆瓦光伏发电项目	6.46%
二、同行业公司				
国家能源集团 长源电力股份有限 公司	2023年5月	湖北省	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	6.59%
		湖北省	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	6.69%
		湖北省	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期100MW项目	7.79%
		湖北省	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	6.41%
		湖北省	国能长源潜江浩口200MW渔光互补光伏发电项目	6.97%
		湖北省	国能长源谷城县冷集镇230MW农光互补光伏发电项目	7.71%
		湖北省	国能长源荆州市纪南镇100MW渔光互补光伏发电项目	6.95%
		湖北省	国能长源巴东县沿渡河镇100MW农光互补光伏发电项目	7.13%
		湖北省	国能长源荆门屈家岭罗汉寺70MW农光互补光伏发电项目(一期)	7.42%
		湖北省	国电长源谷城县盛康镇50MW农光互补光伏发电项目	6.72%
湖北能源集团股 份有限公司	2023年5月	湖北省	湖北能源宣城东湾100MW光伏发电项目	6.86%
		湖北省	洗马综电浠水县洗马100MW农光互补光伏发电项目	6.49%
		湖北省	首义新能源石首市南口镇100MW农光互补发电项目	6.48%
		湖北省	高锐达新能源潜江市高石碑镇100MW渔光互补光伏发电项目	6.36%
		湖北省	汉江能源公司襄州峪山一期100MW农光互补电站项目	6.02%
		湖北省	湖北能源集团监利汪桥100MW光储渔业一体化电站项目	5.97%
宁夏银星能源股 份有限公司	2023年3月	宁夏回族自治区	宁东250兆瓦光伏复合发电项目	5.71%
晶科电力科技股 份有限公司	2022年7月	甘肃省	金塔县晶亮200MW光伏发电项目	9.39%
		甘肃省	金昌市金川区西坡300MW光伏发电项目	7.87%
		广东省	广东农垦红十月农场300MW农光互补光伏发电项目(一期)	7.45%
广州恒运企业集 团股份有限公司	2022年7月	广东省	潮阳和平150MW“渔光互补”光伏发电项目	8.06%
		广东省	湖南陇田400MWp渔光互补光伏发电项目	7.94%
新疆天富能源股 份有限公司	2022年3月	新疆维吾尔自治区	兵团北疆石河子100万千瓦光伏基地项目天富40万千瓦光伏发电项目	5.00%
甘肃电投能源发 展股份有限公司	2022年2月	甘肃省	瓜州干河口200MW光伏项目	6.92%
		甘肃省	永昌河清滩300MW光伏发电项目	6.70%

公司	公告时间	项目地址	项目名称	内部收益率 (所得税后)
金开新能源股份有限公司	2022年2月	广西壮族自治区	贵港市港南桥圩镇 200MWp 农光储互补平价上网光伏发电复合项目	6.41%
		湖北省	湖北昌昊新能源科技有限公司监利市黄歇口镇马嘶湖渔场(西片)100MW 渔光互补光伏电站项目	6.40%
		湖北省	湖北开奥光伏发电有限公司石首市团山寺镇 70MW 渔光互补光伏发电项目	6.20%
		山东省	峰城区 20MW 综合立体开发光伏发电项目	6.20%
		湖北省	君能新能源公安县狮子口镇 100MWp 渔光互补光伏发电项目	6.20%

注：同行业公司未披露已投入运营的项目内部收益率数据，均以预计内部收益率作为参考。

受不同项目所在地光照条件、核准电价、建设造价等因素影响，光伏电站建设项目内部收益率存在不同程度的差异。根据可比同行业上市公司公开披露信息，光伏发电项目内部收益率波动范围在 5.00%-9.39%之间，发行人本次募投项目内部收益率波动范围在 5.30%-6.46%之间，整体略低于同行业可比公司同类项目，具有合理性、谨慎性。

综上，发行人本次发行募投项目效益测算具有合理性及谨慎性。

（四）量化说明本次募投项目新增折旧摊销对业绩的影响

1、本次募投项目新增折旧摊销对业绩的影响

本次发行募投项目为光伏电站投建，电站建成并网达到预定可使用状态后将形成公司的固定资产，上述固定资产折旧采用直线法，折旧年限及残值率如下：

序号	项目名称	折旧年限 (年)	残值率 (%)
1	察布查尔县 25 万千瓦/100 万千瓦时全钒液流电池储能+100 万千瓦市场化并网光伏发电项目-一期 300MW 项目	25.00	5.00
2	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	25.00	5.00
3	中节能林城 260 兆瓦光伏发电项目	25.00	5.00
4	中节能扬州真武 150MW 渔光互补光伏发电项目	25.00	5.00
5	中节能关岭县普利长田 100MW 农业光伏电站项目	25.00	5.00
6	中节能册亨县弼佑秧项 100MW 农业光伏电站项目	25.00	5.00
7	中节能册亨县双江秧绕 100MW 农业光伏电站项目	25.00	5.00

此外土地租赁形成的土地使用权，作为使用权资产新增折旧。能够合理确定租赁期届满时取得租赁资产所有权的，在租赁资产剩余使用寿命内计提折旧。无

法合理确定租赁期届满时能够取得租赁资产所有权的，在租赁期与租赁资产剩余使用寿命两者孰短的期间内计提折旧。

本次募投项目运行期均为 25 年，折旧年限为 25 年。本次测算假设项目达到可使用状态的当年为运行期第一年。项目二运行期第一年为 2025 年，项目三运行期第一年为 2023 年，其余项目运行期第一年为 2024 年。

以发行人最近三年平均营业收入和净利润为基准，为谨慎考虑，假设未来测算年度公司原有营业收入和净利润保持最近三年平均水平，每年预计营业收入及净利润计算如下：

每年预计营业收入=公司 2020 年至 2022 年平均营业收入+当年募投项目新增营业收入。

每年预计净利润=公司 2020 年至 2022 年平均净利润+当年募投项目新增净利润。

结合本次募投项目的投资进度、项目收入及业绩预测，全部募投项目的运营期内折旧对公司未来经营业绩的预计影响比例如下表：

单位：万元

期间	预计营业收入	预计净利润	募投项目 固定资产 净值	新增固定 资产折旧	新增土地 使用权资 产折旧	新增折 旧占预 计营业 收入比 重	新增折 旧占预 计净利 润比重
2023 年	726,066.75	120,603.74	75,748.52	2,992.15	50.00	0.42%	2.52%
2024 年	758,898.41	125,798.85	391,772.65	15,497.82	752.00	2.14%	12.92%
2025 年	770,096.15	128,783.57	477,515.99	19,496.95	905.88	2.65%	15.84%
2026 年	769,828.98	129,284.37	458,019.05	19,496.95	905.88	2.65%	15.78%
2027 年	769,563.24	129,194.66	438,522.09	19,496.95	1,168.41	2.69%	16.00%
2028 年	769,298.88	129,247.51	419,025.14	19,496.95	1,445.88	2.72%	16.20%
2029 年	769,035.94	129,983.54	399,528.18	19,496.95	923.92	2.66%	15.71%
2030 年	768,774.41	129,488.98	380,031.23	19,496.95	1,234.65	2.70%	16.01%
2031 年	768,514.13	129,660.93	360,534.28	19,496.95	963.92	2.66%	15.78%
2032 年	768,255.34	129,719.64	341,037.33	19,496.95	963.92	2.66%	15.77%
2033 年	767,998.03	129,366.79	321,540.38	19,496.95	1,801.73	2.77%	16.46%
2034 年	767,741.74	130,247.23	302,043.41	19,496.95	983.40	2.67%	15.72%

期间	预计营业收入	预计净利润	募投项目 固定资产 净值	新增固定 资产折旧	新增土地 使用权资 产折旧	新增折 旧占预 计营业 收入比 重	新增折 旧占预 计净利 润比重
2035年	767,487.03	130,679.96	282,546.46	19,496.95	1,027.40	2.67%	15.71%
2036年	767,233.54	130,984.50	263,049.51	19,496.95	1,335.13	2.72%	15.90%
2037年	766,981.33	131,739.70	243,552.56	19,496.95	1,027.40	2.68%	15.58%
2038年	766,730.52	131,970.45	224,055.60	19,496.95	1,567.40	2.75%	15.96%
2039年	766,481.06	132,408.07	204,558.64	19,496.95	1,376.03	2.72%	15.76%
2040年	766,233.06	133,066.03	185,061.69	19,496.95	1,096.84	2.69%	15.48%
2041年	765,986.22	133,628.58	165,564.74	19,496.95	1,096.84	2.69%	15.41%
2042年	765,740.67	133,836.29	146,067.78	19,496.95	1,446.26	2.74%	15.65%
2043年	765,496.64	132,930.28	126,570.83	19,496.95	1,744.84	2.77%	15.98%
2044年	765,253.51	134,199.56	107,073.87	19,496.95	1,119.56	2.69%	15.36%
2045年	765,011.83	133,788.49	87,576.92	19,496.95	1,533.14	2.75%	15.72%
2046年	764,771.44	133,865.81	68,079.97	19,496.95	1,172.80	2.70%	15.44%
2047年	764,532.33	133,703.81	48,583.02	19,496.95	1,172.80	2.70%	15.46%
2048年	758,085.74	131,633.45	28,141.18	16,504.80	1,254.93	2.34%	13.49%
2049年	728,929.78	122,836.44	5,262.01	3,999.13	585.64	0.63%	3.73%
合计	20,619,026.70	3,522,651.23	-	487,423.75	30,656.55	-	-

注：上述预计营业收入及净利润仅为本次新增折旧对业绩的影响的假设，不代表公司对未来的盈利预测，也不构成业绩承诺。

发行人本次募集资金投资项目以资本性支出为主，随着募集资金投资项目的实施，各年将新增折旧费用。以最近三年平均年营业收入及净利润水平测算，本次募集资金投资项目年度新增折旧及摊销费用最高影响金额分别 19,496.95 万元和 1,801.73 万元，运营期内占预计营业收入的比重最高为 2.77%，占预计净利润的比重最高为 16.46%。全部募投项目在运营期内，预计新增折旧合计 487,423.75 万元，预计新增摊销合计 30,656.55 万元。

综上，虽然本次募投项目新增的折旧将增加发行人未来整体营业成本，但募投项目正式投产运营后，将同步新增销售收入，且考虑新增折旧之后依然能够使得发行人的净利润增加。因此，在本次募投项目顺利达产运营的情况下，预计新增折旧不会对发行人未来经营业绩产生重大不利影响。

发行人已在募集说明书中“第三节 风险因素”之“一、与发行人相关的风险”之“（一）募集资金投资项目风险”之“新增固定资产折旧的风险”中补充披露上述风险：

“经测算，本次募集资金投资项目年度新增折旧及摊销费用最高影响金额分别 1,801.73 万元及 19,496.95 万元，运营期内占预计营业收入的比重最高为 2.77%，占预计净利润的比重最高为 16.46%。全部募投项目在运营期内，预计新增折旧合计 487,423.75 万元，预计新增摊销合计 30,656.55 万元。”

二、会计师的核查与结论

执行的核查程序：

针对发行人募投项目的资本性支出、效益预测的核算等事项，我们实施的核查程序主要包括（但不限于）：

1、获取发行人可行性研究报告等相关资料，查阅募集资金资本性支出范围；访谈发行人的管理层，了解本次募投项目运营模式、盈利模式和效益测算等相关事项；分析项目投资构成以及资本性支出的情况、分析投资构成的测算过程及合理性。

2、查阅共建分摊协议，逐条分析相关条款约定；查阅公司的内部决议文件，梳理公司对内部项目分摊比例的约定，分析募投项目投资及效益预测是否能单独核算。

3、获取发行人针对各募投项目的可研报告，了解项目经营预测情况，对比同行业可比公司的毛利率情况，复核各募投项目效益测算的合理性。

4、获取发行人项目可行性研究报告，了解募投项目未来营业收入、成本费用及净利润情况；复核募投项目未来折旧摊销测算金额分析募投项目新增折旧、摊销、预测效益对发行人经营业绩的影响。

核查结论：

1、发行人各项具体投资构成合理，前次募集资金合计 60 亿元，补充流动资金 18 亿元，未超过募集资金总额的百分之 30%。前次募集资金用于补充流动资金的情况符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的要求。

2、发行人募投项目涉及的共建项目，建设用地费用及工程款根据双方协议约定，按照项目容量比例分摊，依据《企业会计准则第 40 号—合营安排》确认

各自的资产、负债及费用。共建项目只是电站运行的其中一个配套项目，并不能单独产生收益，募投项目收益主要基于电站整体运行产生，募投项目之间收益互不影响，投资及效益预测可以单独核算。

3、发行人本次募投项目的效益测算具备合理性、谨慎性。

4、发行人本次募投项目新增的折旧摊销，不会对发行人未来经营业绩产生重大不利影响。

本报告仅供太阳能公司向深圳证券交易所申请向不特定对象发行可转换公司债券时使用，不得用作任何其他用途。



中国注册会计师：



刘学传

中国注册会计师：



刘旭燕

二〇二三年九月十七日



营业执照

(副本) (7-1)

统一社会信用代码

91110108590676050Q



扫描市场主体身份码了解更多登记、备案、许可、监管信息，体验更多应用服务。

名称 大华会计师事务所(特殊普通合伙)

类型 特殊普通合伙企业

法定代表人 梁春



出资额 2950万元

成立日期 2012年02月09日

主要经营场所 北京市海淀区西四环中路16号院7号楼1101

经营范围 审查企业会计报表，出具审计报告；验证企业资本，出具验资报告；办理企业合并、分立、清算事宜中的审计业务，出具有关审计报告、会计审计报告、财务审计报告、税务审计报告、其他经济活动审计、会计咨询、税务咨询、法律事务咨询、企业管理咨询、投资咨询；法律、行政法规规定的其他经营活动。（市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）

此件仅用于业务报告专用，复印无效。



登记机关

2023年08月30日



市场主体应当于每年1月1日至6月30日通过
国家企业信用信息公示系统报送公示年度报告。

国家企业信用信息公示系统网址：<http://www.gsxt.gov.cn>

国家市场监督管理总局



会计师事务所 执业证书



名称：大华会计师事务所(特殊普通合伙)

首席合伙人：梁春

主任会计师：

经营场所：北京市海淀区西四环中路16号院7号楼12层

组织形式：特殊普通合伙

执业证书编号：11010148

批准执业文号：京财会许可[2011]

批准执业日期：2011年11月03日

此件仅用于业务报告专用，复印无效。

证书序号：0000093

说明

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



发证机关：

二〇一七年十月十七日

中华人民共和国财政部制





年度检验登记
Annual Renewal Registratic



本证书经检验合格，
This certificate is valid for
this renewal.

刘学传的年检二维码.png



姓名 刘学传
Full name 刘
性别 男
Sex
出生日期 1983-11-23
Date of birth
工作单位 利安达信隆
Working unit 会计师事务所有限责任公司
身份证号码 371302198311230818
Identity card No.



2014年4月8日



转入事项

- 一、注册会计师执业时，必要时须向委托方出示本证书。*天健北信分所*
- 二、本证书只限于本人使用，不得转让、涂改。
- 三、注册会计师停止执行法定业务时，应将本证书缴还主管注册会计师协会。
- 四、本证书如遗失，应立即向主管注册会计师协会报告，登报声明作废后，办理补发手续。*2011.12.13*

转出：*天健北信分所 2013.12.25*
转入：*大华 2013.12.25*

1. When practising, the CPA shall show the client this certificate when necessary.
2. This certificate shall be exclusively used by the holder. No transfer or alteration shall be allowed.
3. The CPA shall return the certificate to the competent Institute of CPAs when the CPA stops conducting statutory business.
4. In case of loss, the CPA shall report to the competent Institute of CPAs immediately and go through the procedure of reissue after making an announcement of loss on the newspaper.

注册编号: 110001540204
注册日期: 2008-6-3
北京注册会计师协会
北京市注册会计师协会
姓名: 刘学传
证书编号: 110001540204
2018-05-31 本证书有效
2015-04-01
2015年3月20日



 THE CHINESE INSTITUTE OF CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS
 中国注册会计师协会

33



姓名 刘旭燕
 Full name
 性别 女
 Sex
 出生日期 1986-06-24
 Date of birth
 工作单位 大华会计师事务所(特殊普通合伙)
 Working unit
 身份证号码 411023198606245028
 Identity card No.



 THE CHINESE INSTITUTE OF CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS
 中国注册会计师协会

37

注册会计帅工作单位变更事项登记
 Registration of the Change of Working Unit by a CPA

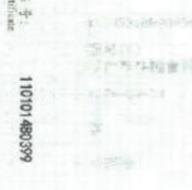
同意调出
Agree the holder to be transferred from

同意调入
Agree the holder to be transferred to

事务所
CPA's
 姓名
Name
 日期
Date

事务所
CPA's
 姓名
Name
 日期
Date





 THE CHINESE INSTITUTE OF CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS
 中国注册会计师协会

35

注册编号
No. of Certificate
 110101480399

发证日期
Date of Business
 2018年02月23日

批准注册协会
Authorized Institute of CPA's
 北京注册会计师协会



 标识: 刘旭燕
 证书编号: 110101480399

年度检验登记
 Annual Renewal Registration

本证书年检合格, 继续有效一年。
 This certificate is valid for another year after this renewal.

年 /y 月 /m 日 /d

年度检验登记
 Annual Renewal Registration

本证书经检验合格, 继续有效一年。
 This certificate is valid for another year after this renewal.



刘旭燕的年检二维码.png

年 /y 月 /m 日 /d