

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
审核问询函的回复

大华核字[2023]0014128 号

大华会计师事务所(特殊普通合伙)

Da Hua Certified Public Accountants (Special General Partnership)

此码用于证明该审计报告是否由具有执业许可的会计师事务所出具，
您可使用手机“扫一扫”或进入注册会计师行业统一监管平台 (<http://acc.mof.gov.cn>) 进行查验。
报告编码：京23UMBHW9AP



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
审核问询函的回复

	目 录	页 次
一、	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审核问询函的回复	1-134



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 审核问询函的回复

大华核字[2023]0014128号

深圳证券交易所：

贵所于2023年7月13日出具的《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》（审核函（2023）120121号）（以下简称“《审核问询函》”）已收悉，湖北能源集团股份有限公司（以下简称“湖北能源”、“公司”或“发行人”）与华泰联合证券有限责任公司、长江证券承销保荐有限公司（以下简称“保荐人”）及大华会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“会计师”）等相关方对问询函提及的相关问题逐项进行了落实、核查，现对需要会计师发表意见的相关问题回复说明如下：

我们提醒本回复审阅者关注：

- 1.湖北能源2020年度、2021年度财务报表已经信永中和会计师事务所（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、2021年度及2023年1-3月的财务报表，因此我们不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实施核查程序的结果仅为协助湖北能源回复贵所问询函目的，不构成审计或审阅。



3.本回复使用的释义与《湖北能源集团股份有限公司向不特定对象发行可转换公司债券募集说明书》保持一致，本回复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 2:

报告期内，公司扣非归母净利润分别为 241,389.68 万元、215,212.33 万元、99,337.98 万元和 26,214.37 万元，主营业务毛利率分别为 27.47%、16.64%、13.80% 及 15.67%，2020 年至 2022 年利润水平持续下降，且 2023 年一季度较去年同期下滑较多。发行人最近三个会计年度加权平均净资产收益率（以扣除非经常性损益前后孰低者计）平均为 6.37%。发行人火电、天然气发电业务收入占总收入比重在 50%以上，2022 年发行人火电、天然气毛利率分别为-6.28%，4.36%，毛利率较低且下滑较为明显。截至 2023 年 3 月 31 日，发行人应收账款账面金额 36.99 亿元，报告期内呈现持续上升趋势，发行人其他应收款中其他类金额为 30,609.76 万元，较此前年度增幅较大。2022 年，发行人将前次募集资金的节余资金永久补充流动资金，累计变更前次募集资金用于永久补充流动资金的金额为 13.47 亿元，主要原因包括成本下降以及 EPC 承包方报价降低等。截至 2023 年 3 月 31 日，发行人账面货币资金 48.56 亿元，长期股权投资 54.17 亿元，发行人未认定其对三峡财务有限责任公司（以下简称三峡财务公司）、湖北楚象供应链集团（以下简称楚象供应链）有限公司的投资属于财务性投资。

请发行人补充说明：（1）结合报告期内各类电力业务的定价及价格变化情况、发电量变动情况、成本结构及波动情况，气候变化情况等，说明 2020 年至 2023 年 1-3 月利润水平持续下滑的原因及合理性，与同行业可比公司是否一致，未来是否存在持续下滑趋势，是否存在净资产收益率持续下滑的风险；（2）请结合煤炭及天然气价格的预计走势、相关采购价格锁定情况、同行业可比情况，说明构成主要业务的火电业务和天然气业务毛利率下滑的合理性，未来是否会亏损或长期处于亏损情况，是否会对业绩产生重大不利影响，以及相关解决措施；（3）结合应收账款期后回款情况、信用政策、账龄、同行业可比公司情况等，说明应收账款坏账准备计提的充分性；（4）其他应收款中其他类的主要构成，应收款对象，发生应收款的背景，是否存在收回风险；（5）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，对三峡财务公司的投资情况及董事会前六个月至今的变动情况，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，结合楚象供应链业务与公司业务的协同性说明其是否属于财务性投资；（6）结合发行人前次募集资金变更补充流动资金的时点、金额以及相关审批情况，说明报告期内变更永久补充流动资金的金额及比例是否符合相关监管要求，的大额永久补流，且存在较大额度货币资金的情况下，说明本次融资规模测算是否合理、谨慎，是否可能存在前募大额节余资金的情形，是否属于合理融资，本次补充流动资金是否具有必要性；（7）结合主营业务收入、实现归属于母公司股东的净利润及经营活动产生的现金流量净额的波动，说明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，是否存在偿债风险。

请发行人补充披露（1）（2）（3）（7）中的风险。

请保荐人和会计师核查并发表明确核查意见。

公司回复：

一、结合报告期内各类电力业务的定价及价格变化情况、发电量变动情况、成本结构及波动情况，气候变化情况等，说明 2020 年至 2023 年 1-3 月利润水平持续下滑的原因及合理性，与同行业可比公司是否一致，未来是否存在持续下滑趋势，是否存在净资产收益率持续下滑的风险

（一）影响发行人业绩的主要因素

发行人的利润主要来源于水电、火电、风电和光伏，主要影响因素为：

1、水电业绩方面：报告期内装机容量、上网电价相对稳定，对业绩影响较小；业绩主要影响因素为来水量（取决于流域内降水等气候因素）。报告期内，2022 年下半年-2023 年 1-3 月清江流域来水严重偏枯，导致相应期间内水电收入和利润下降。

2、火电业绩方面：报告期内装机容量稳定，业绩主要影响因素为上网电价（取决于基准电价及其浮动范围，具有政策刚性）、煤炭价格（取决于市场煤炭价格、长协煤价格及比例，具有一定政策性）、发电量（取决于湖北省的社会用



电需求)。报告期内, 2021-2022 年煤炭价格大幅上涨, 上网电价增加无法消化成本端煤炭价格的大幅增加, 从而导致相应期间内火电毛利率均为负; 2023 年 1 季度煤炭价格持续下滑, 从而导致当期毛利率回升转正。

3、风电和光伏业绩方面: 报告期内主要业绩影响因素为新能源装机容量, 发行人通过自建、收购不断增加新能源装机容量。另外, 因收购的新能源项目补贴电价不同, 发行人平均上网电价存在一定的波动, 对发行人业绩也存在一定影响。

(二) 报告期内各类电力业务的定价及价格变化情况

1、水电

报告期各期, 公司水电平均电价分别为 0.36 元/千瓦时、0.35 元/千瓦时、0.40 元/千瓦时和 0.41 元/千瓦时。水电电价变化对公司业绩影响相对较小。

报告期内, 公司境内水电主要采取核定标杆电价的方式, 水电核定上网标杆电价由发改委核准, 根据不同的装机容量及调节性能确定, 湖北省水力发电企业均适用同样的水力发电标杆电价表, 具体如下:

同级装机容量	调节性能	上网电价标准 (元/千瓦时)
10 万千瓦以上	达到季调节以上性能	0.3960
	未达到季调节性能	0.3863
5 万千瓦-10 万千瓦 (含)	达到季调节以上性能	0.3767
	未达到季调节性能	0.3670
3 万千瓦-5 万千瓦 (含)	达到季调节以上性能	0.3658
	未达到季调节性能	0.3562
3 万千瓦 (含) 以下	达到季调节以上性能	0.3143
	未达到季调节性能	0.3053

此外, 根据湖北省能源局的电力交易实施安排, 公司部分水电参与市场化交易, 根据供需交易情况形成价格, 但总体影响较小。

报告期内, 发行人境外水电为瓦亚加公司位于秘鲁的水电站, 秘鲁电力市场高度市场化, 电价依据市场供需决定, 上不封顶、下不保底。2022 年雨季期间秘鲁各流域来水偏枯, 导致水电发电能力不足, 根据瓦亚加公司与秘鲁国家电力



公司签署的电力采购合同,公司需向外采购电量交付秘鲁国家电力公司以满足约定电量要求,因电力现货市场价格增幅较大,导致2022年和2023年1-3月水电电价相应提高。

2、火电

公司火电包括燃煤发电及天然气发电,截至报告期末,燃煤发电装机容量占火电总装机容量比例为92.01%,天然气发电装机容量占火电总装机容量比例为7.99%,公司火电以燃煤发电为主。

报告期各期,公司火电平均上网电价分别为0.37元/千瓦时、0.38元/千瓦时、0.44元/千瓦时和0.44元/千瓦时。2022年上网电价增加,主要系根据发改委煤价价格改革政策,自2021年10月15日起,煤电全部参与市场交易,在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价,其中基准价为0.4161元/千瓦时。煤电价格根据市场参与方的供需情况决定,在用电需求保持较高水平的情况下,煤电价格主要受供给侧发电厂的出价影响,2021年和2022年在煤炭价格高涨的情况下,煤电成本压力迅速上升,因此煤电电价基本按照顶格上浮电价成交,2021年10月起,浮动范围由上浮10%、下浮15%扩大至上下浮动20%,浮动上限提高导致煤电电价提高。

3、风电

报告期各期,公司风力发电平均上网电价分别为0.57元/千瓦时、0.59元/千瓦时、0.59元/千瓦时和0.53元/千瓦时。风电电价变化较小,报告期内对公司业绩影响相对较小,主要影响因素为装机容量的变化。

风电批复电价则由相关主管部门核准确定。批复电价等于标杆电价和补贴电价的加总,标杆电价即燃煤发电基准价0.4161元/千瓦时。对于符合补贴标准、已核定补贴电价的风电站,其上网电量在补贴有效期内将一直适用补贴后的电价。对于新核准的风电项目,国家出台政策要求2022年对新核准陆上风电项目、新备案集中式光伏电站和工商业分布式光伏项目,适用平价上网政策,不再予以补贴。

4、光伏



报告期各期，公司光伏发电平均电价分别为 0.56 元/千瓦时、0.68 元/千瓦时、0.50 元/千瓦时和 0.50 元/千瓦时。光伏价格的波动主要与公司新收购项目补贴电价相关。

公司光伏电价的规定及影响与风电一致，详见上文描述。2021 年公司光伏平均电价增加较多，主要系：（1）当年收到湖北省新能源补贴，从而增加电价水平；（2）2021 年新收购光伏电站较高，且其中高补贴电站比例较高，如南京虹华新能源开发有限公司含补贴电价为 1.25 元/千瓦时，仙桃杨林尾（东方日升）光伏电站一期含补贴电价为 0.88 元/千瓦时，整体拉高电价水平。2022 年较 2021 年电价下降，主要系国家推进平价上网，当年新建及收购的光伏电站电价较低。2023 年 1-3 月与 2022 年平均电价接近。

（三）发电量变动情况

报告期各期，公司发电量的变动情况如下：

单位：万千瓦时

项目	2023 年 1-3 月	2022 年度		2021 年度		2020 年度
	发电量	发电量	变动率	发电量	变动率	发电量
水电	125,451.19	993,259.55	-25.34%	1,330,412.51	0.53%	1,323,334.66
火电	540,973.08	2,047,103.85	-2.56%	2,100,800.41	17.45%	1,788,732.78
风电	44,640.17	149,608.80	-7.52%	161,768.64	21.17%	133,505.21
光伏	52,585.30	227,381.64	160.20%	87,388.07	73.83%	50,271.89
总发电量	763,649.74	3,417,353.84	-7.15%	3,680,369.63	11.67%	3,295,844.54

1、水电

2021 年公司水电发电量与 2020 年较为接近，微增 0.53%，主要系 2020 年及 2021 年来水情况属于正常水平，同时装机容量增加 5.80 万千瓦，因此发电量小幅增加。2022 年发电量较 2021 年下降 25.34%，下降幅度较大，主要原因系 2022 年清江流域汛期持续高温干旱，来水严重偏枯，导致水电发电量减少。

水电属于国家政策重点扶持的绿色清洁能源，享受发电量优先调度、全额上网的政策，从实际上看，公司近年来水电均由电网全额消纳。因此，公司水电发电量直接影响公司水电收入规模，由于水电毛利率相对较高，2020 年和 2021 年



毛利率分别为 56.41%和 55.10%，因此水电发电量变化对发行人利润水平影响较大。

2、火电

2021 年公司火电发电量较 2020 年增加 17.45%，主要原因系当年湖北地区经济同比增长，社会总体用电需求增加，火电发电量增加。2022 年发电量较 2021 年下降 2.56%，主要原因系 2022 年发行人合计装机容量 200 万千瓦的 5 号/6 号超超临界机组停机检修 2 个月，从而发电量减少。

3、风电

2021 年公司风电发电量较 2020 年增加 21.17%，主要原因为 2021 年风电控股装机容量增加，同时 2021 年风资源较好，机组利用小时数增加；2022 年发电量较 2021 年下降-7.52%，主要原因系受 2022 年湖北省强寒潮的影响，公司各场站风电因叶片覆冰损失电量同比增加较多，从而发电量下降。

4、光伏

2021 年公司光伏发电量较 2020 年增加 73.83%，2022 年光伏发电量较 2021 年增加 160.20%，光伏发电量快速增加，主要原因为公司持续获取优质光伏发电项目，报告期内收购光伏项目数量较多，从而光伏装机容量增加。2020 年末、2021 年末及 2022 年末光伏装机容量分别为 54.30 万千瓦、155.90 万千瓦及 208.63 万千瓦。

（四）成本结构及波动情况

报告期各期，公司成本端影响较大的板块主要为火电业务，由于 2021 年、2022 年煤炭价格持续上涨，导致火电成本大幅增加，火电毛利转负。

1、水电

报告期各期，公司水电成本波动主要系发电量下降导致的单位成本增加，具体成本结构如下：

单位：万元、%、元/千瓦时

项目	2023 年 1-3 月	2022 年	2021 年	2020 年
----	--------------	--------	--------	--------



	金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本
原材料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
人工投入	7,258.76	21.47	0.06	46,272.07	22.08	0.05	44,972.66	21.53	0.03	40,277.39	19.52	0.03
折旧费用	12,561.19	42.04	0.10	71,350.22	34.05	0.07	91,217.53	43.66	0.07	91,598.81	44.40	0.07
其他成本	13,992.96	36.49	0.11	91,908.72	43.86	0.09	72,740.85	34.82	0.06	74,446.96	36.08	0.06
合计	33,812.91	100.00	0.27	209,531.02	100.00	0.21	208,931.04	100.00	0.16	206,323.16	100.00	0.16

2021年水电单位成本与2020年单位成本一致，均为0.16元/千瓦时。

2022年水电单位成本为0.21元/千瓦时，较2021年上升，主要原因系：（1）2022年水电发电量下降，导致单位人工成本增加，从而毛利率下降；（2）单位其他成本增加，成本构成中的其他成本主要包括境外外购电成本、修理费等。2022年雨季期间秘鲁各流域来水偏枯，导致水电发电能力不足，瓦亚加公司在自身发电能力不足的情况下需进行外购电，从而外购电成本上涨，单位其他成本增加。

2023年一季度水电单位成本较2022年单位成本上升，主要系单位折旧成本增加，由0.07元/千瓦时上升至0.10元/千瓦时，主要原因为：（1）当年新增转固导致固定资产原值增加；（2）发电设备为工作量折旧法，其他设备为年限折旧法，2023年一季度发电量较低，因此分摊的单位年限法计提的折旧费用增加。

2、火电

报告期各期，公司火电成本中原材料占比为77.64%、85.48%、87.72%与89.62%，公司火电成本的变化基本与煤炭价格的波动一致，具体成本构成如下：

单位：万元、%、元/千瓦时

项目	2023年1-3月			2022年			2021年			2020年		
	金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本
原材料	187,991.23	89.62	0.37	776,779.95	87.72	0.41	663,297.17	85.48	0.34	395,988.94	77.64	0.24
人工投入	5,380.18	2.56	0.01	28,642.67	3.23	0.02	29,320.56	3.78	0.01	26,540.18	5.20	0.02
折旧费用	12,598.53	6.01	0.03	50,261.10	5.68	0.03	52,931.27	6.82	0.03	55,052.81	10.79	0.03
其他成本	3,798.17	1.81	0.01	29,806.17	3.37	0.02	30,441.40	3.92	0.02	32,459.20	6.36	0.02
合计	209,768.11	100.00	0.42	885,489.89	100.00	0.46	775,990.40	100.00	0.40	510,041.13	100.00	0.31



2020至2022年火电单位成本持续增加，分别为0.31元/千瓦时、0.40元/千瓦时及0.46元/千瓦时，主要原因为电煤市场价格持续增加，导致单位原材料成本增加，分别为0.24元/千瓦时、0.34元/千瓦时及0.41元/千瓦时。2023年一季度火电单位成本较2022年下降，为0.42元/千瓦时，主要为电煤市场价格下降，单位原材料成本下降至0.37元/千瓦时。

3、风电

报告期各期，公司风电单位成本波动较小，对公司业绩相对影响较小，具体成本结构如下：

单位：万元、%、元/千瓦时

项目	2023年1-3月			2022年			2021年			2020年		
	金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本
原材料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
人工投入	515.42	4.82	0.01	3,342.31	8.34	0.02	2,713.13	7.90	0.02	3,325.12	10.53	0.03
折旧费用	7,325.95	68.51	0.16	30,535.30	76.21	0.21	23,882.88	69.56	0.15	24,747.32	78.39	0.19
其他成本	2,852.15	26.67	0.06	6,190.30	15.45	0.04	7,736.88	22.53	0.05	3,496.55	11.08	0.03
合计	10,693.52	100.00	0.23	40,067.90	100.00	0.28	34,332.89	100.00	0.22	31,568.99	100.00	0.24

2021年风电单位成本与2020年较为接近，2022年风电单位成本上升至0.28元/千瓦时，主要系单位折旧费用由0.15元/千瓦时增加至0.21元/千瓦时，主要原因为2022年受湖北省强寒潮影响，风电覆冰期较长导致2022年风电发电量下降，同时2021年下半年风电项目转固金额增加，从而导致2022年风电固定资产金额增加，因此单位折旧成本增加。2023年一季度较2022年单位风电成本波动较小，主要为单位折旧费用下降导致的波动。

4、光伏

报告期各期，公司光伏单位成本存在一定波动，主要与公司新收购的光伏项目成本结构相关，具体成本构成如下：

单位：万元、%、元/千瓦时

项目	2023年1-3月			2022年			2021年			2020年		
	金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本



原材料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
人工投入	1,083.22	8.28	0.02	4,538.69	8.44	0.02	3,768.41	13.63	0.04	2,559.93	18.04	0.05
折旧费用	10,820.96	82.75	0.22	41,683.30	77.52	0.19	21,978.08	79.51	0.26	10,179.90	71.74	0.21
其他成本	1,172.80	8.97	0.02	7,551.17	14.04	0.03	1,894.94	6.86	0.02	1,450.38	10.22	0.03
合计	13,076.97	100.00	0.27	53,773.17	100.00	0.24	27,641.43	100.00	0.32	14,190.21	100.00	0.29

2021年光伏单位成本较2020年增加较多，主要系单位折旧成本增加较多，主要原因为2021年新收购的11个光伏项目投产时间较早，对应购置时间段新能源组件市场价格较高，从而平均单位折旧成本高于整体水平，因此单位折旧成本增加。2022年光伏单位成本较2021年下降，主要系新增并购6个光伏项目单位折旧降低了2022年整体单位折旧。

（五）气候变化情况

报告期内，公司受气候影响较大的板块主要为水电板块，清江流域的降水情况将影响公司主要水电站水库的来水量，从而影响公司发电量，导致收入出现波动。

报告期内，公司境内水电站所在流域降水量及水库来水量季度变化情况如下：

单位：毫米、亿立方米

项目	2020年一季度	2020年二季度	2020年三季度	2020年四季度	2020年合计
水布垭以上流域降水量	214.60	634.30	815.90	251.20	1,916.00
水布垭以上来水量	14.57	38.27	66.51	21.84	141.20
项目	2021年一季度	2021年二季度	2021年三季度	2021年四季度	2021年合计
水布垭以上流域降水量	160.90	458.30	762.24	138.20	1,519.64
水布垭以上来水量	10.49	34.25	50.47	5.37	100.59
项目	2022年一季度	2022年二季度	2022年三季度	2022年四季度	2022年合计
水布垭以上流域降水量	227.30	501.60	261.90	112.30	1,103.10
水布垭以上来水量	15.77	35.06	9.71	2.51	63.05
项目	2023年一季度				
水布垭以上流域降水量	128.09				
水布垭以上来水量	4.96				

2021年降水量及来水量均小于2020年，主要系2021年各季度降水及来水均小于2020年同期水平，但由于2021年公司利用2020年末部分存水量用于发



电，并且 2021 年来水已满足水库库容发电上限，因此 2021 年水电发电量没有明显下降。

2022 年全年降水量及来水量均小于 2021 年，2022 年降水情况存在季度分配不均，一二季度降水量及来水量均高于 2021 年同期，三四季度降水量远小于 2021 年同期，因此导致 2022 年水电发电量大幅下降。

2023 年一季度降水量与来水量小于 2022 年一季度，从而导致 2023 年一季度水电发电量下降。

此外，气候因素也会对新能源板块带来一定影响，2022 年因发电量各场站风电因叶片覆冰损失电量同比增加较多，导致风电发电量下降。

（六）2020 年至 2023 年 1-3 月利润水平持续下滑的原因及合理性

由上述分析可知，报告期内导致发行人业绩下滑的主要因素如下：

水电：2022 年清江流域来水不佳导致公司水电发电量大幅下降，从而水电收入和毛利率下降，导致毛利和净利润下降。

火电：成本端由于主要原材料煤炭价格的大幅上涨导致火电成本持续增加，同时煤电电价改革扩大电价浮动范围后火电电价的增加无法消化成本的增加，从而导致火电毛利率为负、净利润下降。

1、报告期各期利润变动情况表

报告期各期，公司利润表同比变动情况如下：

单位：万元

项目	2023 年 1-3 月			2022 年		
	金额	同比变动金额	同比变动比例	金额	同比变动金额	同比变动比例
营业收入	409,272.75	-132,153.81	-24.41%	2,057,821.48	-205,063.79	-9.06%
毛利	64,119.26	-33,995.48	-34.65%	283,978.61	-92,507.65	-24.57%
期间费用	31,318.65	38.35	0.12%	156,444.26	14,776.54	10.43%
其他损益类科目	13,438.72	-2,285.13	-12.75%	46,847.34	-35,821.99	-43.33%
归母净利润	31,065.55	-24,099.98	-43.69%	116,254.04	-118,666.23	-50.51%
项目	2021 年			2020 年		



	金额	同比变动 金额	同比变动 比例	金额	同比变动 金额	同比变动 比例
营业收入	2,262,885.27	560,541.36	32.93%	1,702,343.91	-	-
毛利	376,486.26	-91,104.16	-19.48%	467,590.42	-	-
期间费用	141,667.72	21,307.47	17.70%	120,360.25	-	-
其他损益类科目	82,669.33	58,985.49	249.05%	23,683.84	-	-
归母净利润	234,920.27	-10,792.63	-4.39%	245,712.90	-	-

注：1、2023年1-3月同比为相比2022年1-3月变动数据；

2、其他损益类科目包括其他收益、投资收益、公允价值变动收益、信用减值损失、资产减值损失、资产处置损益

2、报告期各期分板块收入

报告期内，公司营业收入按产品类别构成情况如下：

单位：万元

项目	2023年1-3月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
水电	50,809.67	12.41%	391,999.35	19.05%	465,324.16	20.56%	473,326.30	27.80%
火电	220,197.93	53.80%	833,163.62	40.49%	747,440.42	33.03%	625,086.80	36.72%
风电	24,351.21	5.95%	85,636.50	4.16%	93,216.01	4.12%	74,408.74	4.37%
光伏	24,755.90	6.05%	111,596.81	5.42%	58,603.43	2.59%	27,653.51	1.62%
天然气	56,405.76	13.78%	238,110.02	11.57%	199,360.08	8.81%	182,456.50	10.72%
煤炭贸易及仓储	16,879.29	4.12%	344,967.13	16.76%	637,511.79	28.17%	279,608.87	16.42%
供热	10,210.63	2.49%	24,623.72	1.20%	20,186.36	0.89%	16,701.00	0.98%
物业、工程及其他	1,575.77	0.39%	3,915.72	0.19%	7,255.60	0.32%	4,891.52	0.29%
其他业务	4,086.59	1.00%	23,808.61	1.16%	33,987.42	1.50%	18,210.67	1.07%
合计	409,272.74	100.00%	2,057,821.48	100.00%	2,262,885.27	100.00%	1,702,343.91	100.00%

3、报告期各期分板块毛利率变动情况表

产品类别	2023年1-3月				2022年度			
	毛利率	收入占比	毛利率贡献度	贡献度变动	毛利率	收入占比	毛利率贡献度	贡献度变动
水电	33.45%	12.41%	4.15%	-4.72%	46.55%	19.05%	8.87%	-2.46%
火电	4.74%	53.80%	2.55%	5.09%	-6.28%	40.49%	-2.54%	-1.28%
风电	56.09%	5.95%	3.34%	1.12%	53.21%	4.16%	2.21%	-0.39%
光伏	47.18%	6.05%	2.85%	0.05%	51.81%	5.42%	2.81%	1.44%



天然气	5.33%	13.78%	0.73%	0.23%	4.36%	11.57%	0.50%	-0.08%
煤炭贸易及仓储	15.72%	4.12%	0.65%	-0.53%	7.00%	16.76%	1.17%	0.40%
供热	18.90%	2.49%	0.47%	0.73%	-21.88%	1.20%	-0.26%	-0.10%
物业、工程及其他	9.82%	0.39%	0.04%	0.04%	1.34%	0.19%	0.00%	0.01%
其他业务	88.35%	1.00%	0.88%	-0.15%	89.25%	1.16%	1.04%	-0.37%
合计	15.67%	100.00%	15.67%	1.87%	13.80%	100.00%	13.80%	-2.84%
产品类别	2021年度				2020年度			
	毛利率	收入占比	毛利率贡献度	贡献度变动	毛利率	收入占比	毛利率贡献度	贡献度变动
水电	55.10%	20.56%	11.33%	-4.35%	56.41%	27.80%	15.68%	-
火电	-3.82%	33.03%	-1.26%	-8.02%	18.40%	36.72%	6.76%	-
风电	63.17%	4.12%	2.60%	0.09%	57.57%	4.37%	2.52%	-
光伏	52.83%	2.59%	1.37%	0.58%	48.69%	1.62%	0.79%	-
天然气	6.68%	8.81%	0.59%	0.10%	4.54%	10.72%	0.49%	-
煤炭贸易及仓储	2.74%	28.17%	0.77%	0.51%	1.60%	16.42%	0.26%	-
供热	-18.01%	0.89%	-0.16%	-0.15%	-1.29%	0.98%	-0.01%	-
物业、工程及其他	-3.76%	0.32%	-0.01%	-0.05%	13.23%	0.29%	0.04%	-
其他业务	93.97%	1.50%	1.41%	0.47%	88.17%	1.07%	0.94%	-
合计	16.64%	100.00%	16.64%	-10.83%	27.47%	100.00%	27.47%	-

注：1、毛利率贡献度为毛利率乘以收入占比；2、贡献度变动为毛利率贡献度之差

4、2020年至2023年1-3月利润水平持续下滑的原因及合理性

2020年至2023年1-3月利润水平持续下滑的主要原因系来水不佳导致高毛利的水电业务收入占比和毛利率下降，煤炭价格较高导致收入占比最高的火电毛利率下降，具体分析如下：

(1) 2021年较2020年归母净利润变化

由利润变动情况表，2021年归母净利润较2020年减少10,792.63万元，下滑4.39%，其中营业收入增长32.93%，毛利减少19.48%，减少金额为91,104.16万元，2021年利润下降主要系收入占比最高的火电毛利率下降导致整体毛利率下降。2021年火电毛利率下滑较大，结合前文火电平均电价变动较小，可知毛



利率下滑主要系成本增加导致。2021年由于燃煤价格上涨，占成本结构较大比重的原材料涨幅较大，导致2021年火电单位原材料成本由2020年的0.24元/千瓦时上升至0.34元/千瓦时，增幅达41.67%。

此外，2021年其他损益类科目金额较2020年增加较多，主要系2021年取得政府补助增长及处置部分长期股权投资取得投资收益所致。

(2) 2022年较2021年归母净利润变化

由利润变动情况表，2022年归母净利润较2021年减少118,666.23万元，下滑50.51%，其中营业收入减少205,063.79万元，同比下降9.06%，毛利减少92,507.65万元，同比下降24.57%，2022年公司利润下降主要系收入及毛利率下降导致。

2022年公司收入下降主要系清江流域汛期持续高温干旱，来水严重偏枯，导致水电发电量减少。

由毛利率变动情况表，公司毛利率下降主要系水电及火电对毛利率贡献度下降，分别下降2.46个百分点及1.28个百分点。具体分析如下：

①2022年水电毛利率较2021年毛利率下降8.55个百分点，由前述分析可知，2022年水电平均单价高于2021年，毛利率下降主要原因系发电量下降导致规模效益较低，单位发电量成本增加，2022年水电单位成本为0.21元/千瓦时，较2021年单位成本上涨34.23%。

②2022年火电毛利率较2021年下降2.46个百分点，由前述分析可知，2022年火电平均单价高于2021年，但由于原材料燃煤价格持续增加，导致火电业务成本持续上升，2022年火电单位成本为0.46元/千瓦时，较2021年单位成本上涨17.34%。

(3) 2023年1-3月较2022年1-3月归母净利润变化

由利润变动情况表，2023年1-3月归母净利润较2022年1-3月同比减少24,099.98万元，同比下降43.69%，主要原因为2022年1-3月天气预报认为汛期来水偏丰，考虑到防洪等因素，水库在持续放水降低水头，因此发电量较往年高；



2023年1-3月发行人持续蓄水提高水头，减少发电，从而发电量相对下降，导致收入及毛利下降。

清江流域水电站发电量主要集中在二、三季度，一、四季度占比较低。各时间段公司高坝洲、隔河岩和水布垭三座水电站的平均发电量季度占比如下：

时间段	一季度	二季度	三季度	四季度	合计
2012年-2022年	18.93%	39.21%	28.99%	12.88%	100.00%
2021年	19.66%	31.28%	42.23%	6.83%	100.00%
2022年	27.42%	51.93%	16.26%	4.39%	100.00%

综上，由于2022年一季度水电收入较正常年份高，导致2023年一季度水电的收入同比下降幅度较高。

2023年二季度水布垭以上流域降水量为533.88毫米，为一季度降水量的4.17倍，水布垭以上流域来水量为29.21亿立方米，为一季度来水量的5.89倍，二季度来水较好。

（七）与同行业可比公司是否一致

报告期各期，同行业可比公司营业收入、归母净利润和毛利率情况如下：

单位：万元

公司名称	营业收入						
	2023年1-3月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	变动	金额	变动	金额	变动	金额
深圳能源	809,275.81	4.20%	3,752,471.67	18.86%	3,156,955.46	54.34%	2,045,450.61
申能股份	727,963.59	-4.64%	2,819,311.85	11.38%	2,531,277.39	28.43%	1,970,885.87
福能股份	307,174.65	21.21%	1,431,787.25	18.55%	1,207,737.78	26.37%	955,743.48
长源电力	392,339.78	6.92%	1,466,191.56	20.54%	1,216,396.57	112.58%	572,215.51
华电国际	3,197,844.80	10.98%	10,705,853.60	2.52%	10,442,221.30	15.07%	9,074,401.60
平均数		7.73%		14.37%		47.36%	
中位数		6.92%		18.55%		28.43%	
发行人	409,272.74	-24.41%	2,057,821.48	-9.06%	2,262,885.27	32.93%	1,702,343.91
公司名称	归母净利润						
	2023年1-3月		2022年度		2021年度		2020年度



	金额	变动	金额	变动	金额	变动	金额
深圳能源	63,403.44	22.45%	219,861.24	3.29%	212,851.74	-46.57%	398,405.94
申能股份	73,396.07	263.93%	108,246.54	-34.08%	164,213.61	-31.36%	239,256.34
福能股份	53,246.49	-17.26%	259,318.00	104.46%	126,830.34	-15.18%	149,527.70
长源电力	22,149.26	176.94%	12,283.25	584.54%	-2,535.03	-107.16%	35,421.80
华电国际	113,404.50	83.90%	9,981.10	102.01%	-496,534.60	-218.80%	417,944.70
平均数		105.99%		152.04%		-83.81%	
中位数		83.90%		102.01%		-46.57%	
发行人	31,065.55	-43.69%	116,254.04	-50.51%	234,920.27	-4.39%	245,712.90
公司名称	毛利率						
	2023年1-3月		2022年度		2021年度		2020年度
	毛利率	变动	毛利率	变动	毛利率	变动	毛利率
深圳能源	22.15%	4.80%	17.35%	-2.11%	19.46%	-9.37%	28.83%
申能股份	12.63%	0.66%	11.96%	0.59%	11.37%	-8.12%	19.49%
福能股份	24.50%	0.57%	23.93%	6.80%	17.13%	-6.75%	23.89%
长源电力	11.67%	6.84%	4.84%	3.50%	1.33%	-10.63%	11.96%
华电国际	4.24%	3.81%	0.43%	6.59%	-6.16%	-22.33%	16.16%
平均数	15.04%	3.34%	11.70%	3.07%	8.63%	-11.44%	20.07%
中位数	12.63%	3.81%	11.96%	3.50%	11.37%	-9.37%	19.49%
发行人	15.67%	1.87%	13.80%	-2.84%	16.64%	-10.83%	27.47%

注：1、毛利变动幅度=当期毛利率-上期毛利率；2、2023年1-3月营业收入和归母净利润变动比例为同比比例，2023年1-3月毛利表变动为较2022年变动幅度

1、2021年业绩变动情况

2021年公司营业收入较2020年营业增加32.93%，归母净利润下降12.47%，毛利率下降10.83个百分点。同行业可比公司均出现收入增长、归母净利润与毛利率下滑的情形，主要原因系2021年发电量增加带来收入增加，同时燃煤成本大幅上升，导致成本增加，毛利率下滑，发行人与同行业情况一致。

2、2022年业绩变动情况

2022年公司营业收入较2021年下降9.06%，归母净利润下降57.58%，毛利率下降2.84个百分点，与同行业可比公司变动情况有所差异。主要原因如下：



深圳能源 2022 年收入增加 18.86%、归母净利润增加 2.11%，与发行人情况存在差异，主要原因系深圳能源 2022 年生态环保业务和水电业务收入均增加，发行人不存在生态环保业务，水电收入大幅下滑，因此变动趋势不一致。

申能股份 2022 年归母净利润下降-34.08%，与发行人变化趋势一致。申能股份 2022 年毛利率微增 0.59 个百分点，同期发行人毛利率下降 2.84 个百分点，主要系发行人除火电毛利率下降外，水电毛利率也存在一定程度下降，申能股份不存在水电业务，变动趋势不一致。

福能股份作为福建省属企业，在福建省内海上风电优势明显。2022 年营业收入、归母净利润、毛利率较 2021 年上升 18.55%、104.46%和 6.80%的主要原因系装发电量增加以及电价上升所致。分不同电源来看，占营业收入比例 94.81%的电力业务中海上风电产销量大幅增加，生产量比上年增加 227.98%，销售量比上年增加 228.45%，而湖北能源风电业务中并不包含海上风电业务，进而导致湖北能源及福能股份变动趋势不一致。

与长源电力变动趋势不一致的主要原因系长源电力为国家能源集团下属企业，拥有较好的平价保供煤资源，在 2022 年严控长协煤价格区间的背景下，拥有更多保供煤资源更有利于控制业务成本，因此业绩修复情况较好，与湖北能源业绩变动不一致。

与华电国际变化趋势不一致的主要原因系华电国际火电业务分布在全国各地，不同地区燃煤电价不一致。2022 年华电国际火电单位收入较高，为 0.47 元/千瓦时，同比增幅 21.85%。发行人 2022 年火电单位收入 0.44 元/千瓦时，同比增幅 15.79%。2022 年华电国际火电电价增幅高于发行人。

3、2023 年 1-3 月业绩变动情况

2023 年 1-3 月公司营业收入较 2022 年 1-3 月同比下降 24.41%，归母净利润同比下降 28.17%，毛利率较 2022 年增加 1.87 个百分点。

公司收入与归母净利润与同行业可比公司变动趋势存在差异的主要原因系 2022 年 1 季度发电量较往年高，因此公司 2023 年 1 季度较 2022 年同期相比有所下滑。



公司 2023 年毛利率已呈现边际改善趋势，与可比公司趋势一致，主要系市场煤炭价格下行，缓解火电业务发电成本，公司与可比公司毛利率均有所改善。

（八）未来是否存在持续下滑趋势，是否存在净资产收益率持续下滑的风险

由前文分析可知，报告期内导致公司业绩下滑的因素为清江流域来水和煤炭价格，上述因素目前均有所改善。此外，公司新能源业务一直处于持续增长趋势，预计未来业绩持续下滑、净资产收益率持续下滑的风险较小。

1、2023 年二季度来水较好，影响公司水电业绩的因素正在持续好转

水力发电对公司未来经营业绩具有重要影响，公司主要水电站所处清江流域为长江一级支流，2022 年 7 月开始，受气候因素影响，清江流域遭遇极度干旱，来水严重偏枯。根据水利部于 2022 年 8 月 17 日召开的新闻发布会对当时长江流域旱情的判断：“长江流域发生了 1961 年以来最严重的气象干旱”。2022 年汛期公司清江流域来水量较 1991 年以来均值（以下简称“多年同期”）偏少 46.60%。截至 2023 年 5 月，该不利气候因素已经消失，6 月来水量恢复到正常水平，水电业务已经恢复至正常水平，影响公司水电业绩的因素正在持续好转。

2、煤炭价格从高位回落，火电 2023 年一季度已转盈

2020 年至 2022 年动力煤价格持续上升，虽然电价上浮范围扩大，但发电行业需要承担控制社会总用电成本的社会责任，电价上限仍不足以覆盖成本上升，公司经历了最近 5 年以来最严峻的成本压力。

公司采取了各种措施应对煤炭价格上涨对火电业绩的不利影响，公司积极争取长协煤资源，大幅提高长协煤覆盖比例，2021 年、2022 年及 2023 年长协煤覆盖比例（长协煤合同量/煤炭需求量）分别为 33.32%、52.17%及 80.48%，2023 年长协覆盖比例大概提高。此外，公司还采取提高煤电设备运营水平、压减成本等措施改善火电业绩。

行业形势也在发生积极改变，市场煤价格持续下行，甚至不断接近长协煤上限价格，对于发行人这样不具备资源优势的独立煤电企业而言，竞争环境在持续好转。自 2022 年 11 月起，煤炭市场价格开始回落，且从 2023 年月度均价变化



来看，整体仍处于下降的趋势，详见本题之“二、请结合煤炭及天然气价格的预计走势、相关采购价格锁定情况……”之回复。

目前发行人火电业务已边际改善。2023年1-3月公司火电业务毛利为10,429.81万元，毛利率4.74%，较2022年毛利率增加11.02个百分点，火电业务已扭亏为盈，随着煤炭价格的下降及公司长协煤炭覆盖率的提升，火电业务有望在2023年下半年迎来较好的业绩增长。

3、公司新能源业务处于持续增长趋势

报告期各期，公司风电和光伏合计毛利分别为56,303.04万元、89,845.11万元、103,392.23万元及25,336.62万元，新能源收入持续增长。公司将继续扩大新能源业务规模，增加新能源装机容量，预计新能源收入将持续增加。

综上，随着来水改善及煤炭价格回落，公司水电及火电业务将带来边际改善，公司新能源业务将持续增长，预计公司未来净利润持续下滑、净资产收益率持续下滑的可能性较小。

二、请结合煤炭及天然气价格的预计走势、相关采购价格锁定情况、同行业可比情况，说明构成主要业务的火电业务和天然气业务毛利率下滑的合理性，未来是否会亏损或长期处于亏损情况，是否会对业绩产生重大不利影响，以及相关解决措施

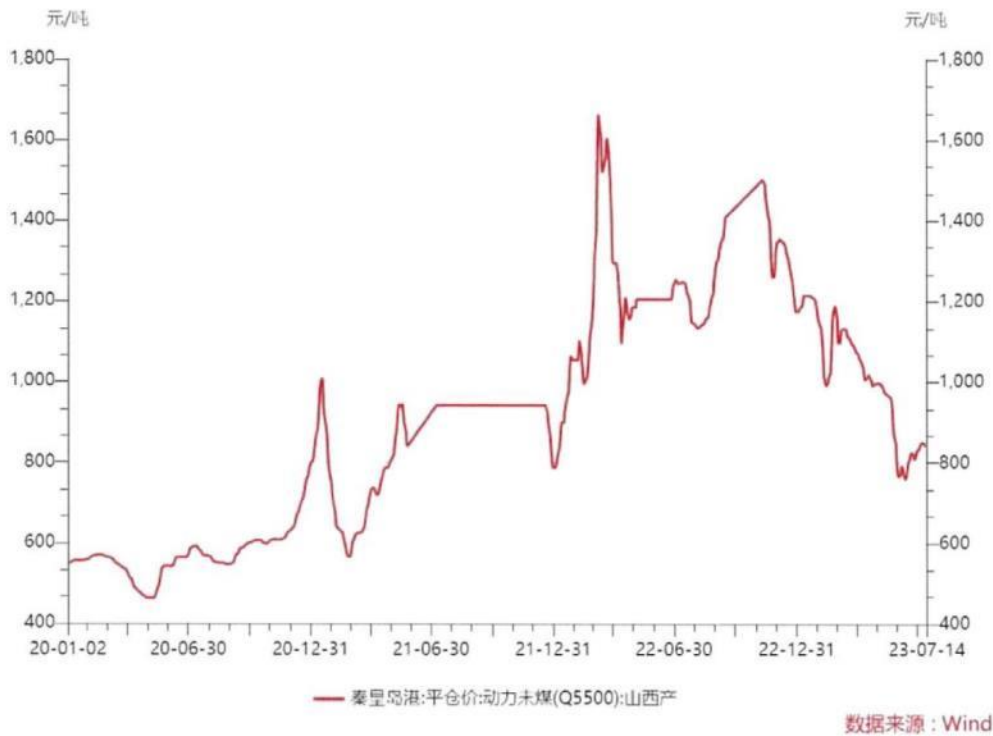
（一）煤炭及天然气价格的预计走势

公司火电业务主要原材料包括煤炭及天然气，其中燃煤发电装机容量占火电总装机容量为92.01%，天然气发电装机容量占火电比重为7.99%，因此煤炭的价格变化对公司火电业务成本影响较大。

1、2023年煤炭价格呈现下降趋势

2020年1月1日至2023年7月17日，动力煤市场价格走势如下：





各时间段煤炭市场价格均值如下:

单位: 元/吨

时间段	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年 1-3 月	2023 年 4 月	2023 年 5 月	2023 年 6 月
秦皇岛 5500 动力 煤均价	571.16	856.58	1,220.09	1,130.28	1,017.75	943.57	793.95

资料来源: Wind

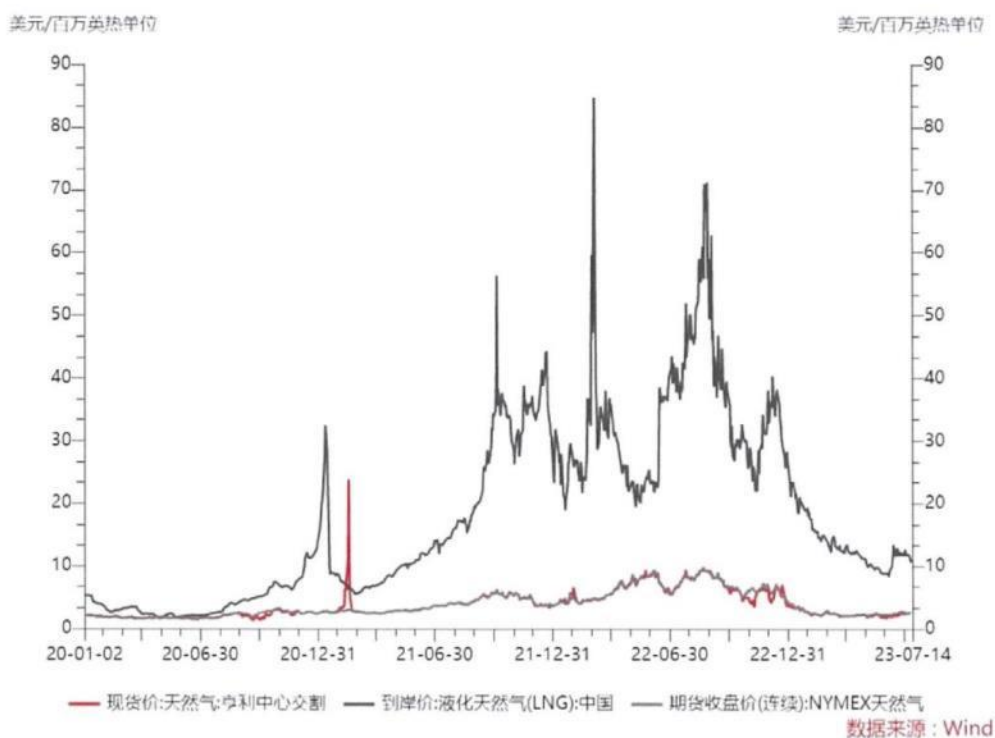
由价格走势图及表格可知, 2020 年至 2022 年动力煤价格持续上升, 动力煤价格自 2023 年起开始回落, 且从 2023 年月度均价变化来看, 整体仍处于下降的趋势。

根据中华人民共和国应急管理部和国家矿山安全监察局主管的《中国煤炭报》对煤炭行业相关协会负责人的采访: “预计下半年我国煤炭供需或将保持相对宽松局面”、“今年煤炭市场运行情况, 上半年供需基本平衡略显宽松, 下半年供需宽松态势可能比较明显”。由此可见, 预计 2023 年煤炭价格整体将处于下降趋势。

2、2023 年天然气价格较以前年度下降, 目前价格趋于稳定



2020年1月1日至2023年7月17日，天然气市场价格走势如下：



各时间段天然气市场价格均值如下：

时间段	2020年	2021年	2022年	2023年1-3月	2023年4月	2023年5月	2023年6月
亨利中心天然气现货	1.96	3.77	6.25	2.56	2.16	2.14	2.18
LNG 到岸价	4.22	18.03	32.92	15.84	12.08	9.79	10.01
NYMEX 天然气	2.09	3.60	6.35	2.66	2.19	2.10	2.36

资料来源: Wind

由价格走势图及表格可知，2020年至2022年天然气价格持续上升，天然气价格自2023年起降幅较多，从2023年月度均价变化来看，目前天然气价格已经趋于稳定。

（二）相关采购价格锁定情况

1、煤炭

（1）公司煤炭采购模式



公司煤炭采购包括长协煤炭采购及现货煤炭采购两种，公司在每年年初制定发电计划，并根据发电计划得出燃煤需求计划，在此基础上公司向各大煤炭企业洽谈年度长协煤炭供应，各大煤炭企业根据自身生产经营安排与公司就煤炭供应量、供应价格达成一致后签署长协合同，长协合同一年一签，明确约定供应量及长协供应价格确定方式。此外，无法被长协合同覆盖的煤炭需求，公司同各大煤企签订现货合同。发行人主要煤炭供应商包括中煤华中能源有限公司、陕西省煤炭运销（集团）有限责任公司、山西晋城无烟煤矿业集团有限责任公司等大型国有煤炭企业。

(2) 报告期各期公司煤炭长协覆盖率

报告期各期公司发电燃煤采购及长协覆盖情况如下：

单位：万吨

项目	2023年1-3月	2022年	2021年	2020年
采购总量	219.47	751.24	806.97	590.67
其中：鄂州发电长协采购总量	150.27	305.54	259.84	210.51
新疆楚星长协采购总量	26.35	86.36	9.02	-
长协采购合计	176.62	391.90	268.86	210.51
长协覆盖比例	80.48%	52.17%	33.32%	35.64%

报告期各期，公司长协煤炭占总煤炭采购的比例分别为 35.64%、33.32%、52.17%及 80.48%。

长协煤炭价格低于市场煤炭现货价格，因此长协覆盖比例提高能够有效降低公司火电业务成本。2022年2月24日，国家发改委发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303号），明确要求秦皇岛港下水煤（5500千卡）中长期交易价格较合理区间为570~770元/吨（含税），同期秦皇岛港下水煤（5500千卡）2022年均价为1,220.09元/吨，长协煤与市场煤炭现货价差较大。

(3) 公司2023年煤炭长协签订情况

2023年公司已签订的煤炭长协采购协议情况如下：



单位：万吨

供应商	覆盖时间区间	供应量	价格约定
鄂州发电			
晋能控股煤业集团有限公司	2023 年度	45	严格按照《国家发展改革委关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303 号）、地方人民政府和有关部门明确的价格合理区间，经买卖双方友好协商按月确定价格
淮南矿业集团有限公司	2023 年度	12	长协机制定价，热值 5000 千卡/千克基准月度出矿价格=基准价格+浮动价格，具体为： 基准价格=675 元/吨；浮动价格=[(上月最后一期全国煤炭交易中心价格指数 NCEI+上月最后一期环渤海动力煤价格指数 BSPI+上月最后一期 CCTD 秦皇岛 5500 大卡综合交易价格)÷3-675]×50%，四舍五入取整
晋能控股山西煤业股份有限公司	2023 年度	55	严格按照《国家发展改革委关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303 号）、地方人民政府和有关部门明确的价格合理区间，经买卖双方友好协商按月确定
山煤国际能源集团股份有限公司	2023 年度	8	出矿价格的定价机制为按照《国家发展改革委关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303 号）、地方人民政府和有关部门明确的价格合理区间
中煤华中能源有限公司	2023 年度	180	基础价格：为一票含税离岸平仓价。长协基价按照 675 元/吨为基准（指低位发热量为 5500 大卡的标准动力煤在北方港平仓交货的价格）； 月度合同价格调价机制：5500 大卡动力煤以 675 元/吨为计算基价，按月对合同价格进行调整。调整依据为上月最后一期全国煤炭交易中心综合价格指数（以下简称 NCEI 综合价格指数）、上月最后一期秦皇岛煤炭网 BSPI 环渤海动力煤 5500 大卡综合价格（以下简称 BSPI 指数）和上月最后一期中国煤炭市场网 CCTD 秦皇岛动力煤 5500 大卡综合交易价格（以下简称 CCTD 综合交易价格）的算术平均值，调整幅度为上述平均值与计算基价的差额的 50%，并四舍五入取整
国能销售集团有限公司华中分公司	2023 年度	38	北方港平仓价格： 依据国能销售集团销售价格，自产煤采用“基准价+浮动价”的定价机制。 基准价格： 自产煤下水 5500 大卡动力煤基准价格（一票含税离岸平仓价现汇价格）为 675 元 / 吨。 自产煤调价机制： 当月浮动价按上月最后一期全国煤炭交易中心综合价格指数、环渤海动力煤综合价格指数、CCTD 秦皇岛港动力煤综合交易价格指数综合确定。价格水平不超过国家规定的港口环节中长协交易价格合理区间，以国家发展改革委审核发布结果为准。
山煤国际能源集	2023 年度	60	按照《国家发展改革委关于进一步完善煤炭市场



团股份有限公司 (铁路运输)			价格形成机制的通知》(发改价格〔2022〕303号)、山西省人民政府和山西省能源局等有关部门明确的中长期交易价格合理区间执行。
山煤国际能源集团股份有限公司 (水运)	2023年度	70	按照《国家发展改革委关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》(发改价格〔2022〕303号)、山西省人民政府和山西省能源局等有关部门明确的中长期交易价格合理区间执行。实际煤价以山煤国际股份有限公司与卖方的结算价为准。
广州珠江电力燃料有限公司	2023年度	40	北方港平仓基准价：参照当月晋能集团年度定价确定。
陕西煤业化工集团有限责任公司	2023年度	40	港口平仓煤炭价格(含税)定价机制：基准价+物流成本。基准价格为520元/吨。基准价格及质量调整价根据国家发改委指导意见执行。若有变化，甲、乙双方协商后，另行签订补充协议。
淮矿电力燃料有限公司(铁路运输)	2023年度	10	基础价格为一票含税车板价，所有价格均为含税价。车板基准价格：以河南郑煤每月长协价格确认函为准。
淮矿电力燃料有限公司(水运)	2023年度	40	基础价格为一票含税离岸平仓价，平仓结算价格(四舍五入保留两位小数)=平仓交货基准价格+质量调整价，所有价格均为含税价。平仓交货基准价格：按国家政策规定执行(计算结果四舍五入保留整数)。相关指数选取按国家政策规定执行。
小计	-	598	-
新疆楚星			
新汶矿业集团(新疆)能源有限公司	2022年12月26日至2023年12月25日	70	145元/吨
新汶矿业集团(伊犁)能源开发有限责任公司煤炭销售分公司	2022年12月26日至2023年12月25日	30	145元/吨、135元/吨
小计	-	100	-

新疆楚星发电所使用的煤炭为新疆当地煤炭，新疆产地的电煤价格较低，故新疆楚星所签订的长协煤炭价格与鄂州发电的价格差异较大。

2023年公司长协合同量与公司煤炭预测需求量的匹配关系如下：

供应商	数量(万吨)
长协合同量—鄂州发电	598
长协合同量—新疆楚星	100
长协合同量合计	698



2023年煤炭预测需求量—鄂州发电	766
2023年煤炭预测需求量—新疆楚星	100
2023年煤炭需求量合计	866
长协覆盖率	80.60%

由上表，公司2023年长协覆盖率为80.60%，在目前动力煤市场价格高于长协煤的情况下，能够有效控制公司的火电成本。

2、天然气

(1) 公司天然气采购模式

公司天然气采购基本以年度合同的形式约定，临时通过现货合同采购天然气的情况较少。公司根据每年的发电计划推算得到天然气采购需求，在此基础上与中石油及中石化洽谈长协天然气供应。长协合同中约定供应数量及供应价格，其中约定的供应量包括固定价格部分与市场联动部分，大多数天然气供应量对应价格为固定价格，少部分供应量对应价格与天然气现货价格联动。

(2) 报告期各期公司天然气长协覆盖率

报告期各期公司发电用天然气采购及长协覆盖情况如下：

项目	2023年1-3月	2022年	2021年	2020年
采购总量（万m ³ ）	6,840	31,370	34,728	33,649
长协采购总量（万m ³ ）	6,840	29,522	33,113	33,649
长协覆盖比例	100.00%	94.11%	95.35%	100.00%

报告期各期，公司天然气采购基本通过长协采购覆盖，覆盖比例分别为100.00%、95.35%、94.11%及100.00%，现货采购比例较少。

(3) 公司2023年天然气长协签订情况

2023年公司已签订的天然气长协采购协议情况如下：

供应商	覆盖时间区间	2023年供应量	供应价格
中国石油天然气股份有限公司天然气销售湖北分公司	2023年4月至2024年3月	2023年4-12月总供应量7,306.00万方，其中固定价格量5,849.82万方、浮动价格量688.03万方、调峰量768.16万方	1、固定价格量定价：4-10月2.4907元/方、11月-次年3月2.6588元/方； 2、浮动价格量定价：挂靠当月JKM现货价格进行浮动



			3、调峰量定价：4.004元/方
中国石油化工股份有限公司	2023年4月至2024年3月	2023年4-12月总供应量3,475.00万方，其中基础量2,085万方、定价量1,390万方	1、基础量价格：2.4元/方； 2、定价量价格根据上游政策逐月发布

公司2023年度长协采购是基于公司用气需求预测进行的数量洽谈，因此2023年长协签订合同量与全年用气需求相等，长协合同量能够保障用气需求。

（三）火电业务和天然气业务毛利率下滑的合理性

1、火电业务

公司火电业务包括燃煤发电和天然气发电，以燃煤发电为主，天然气发电占比较小，对公司影响较小，具体情况如下：

单位：万元

业务	2023年1-3月			2022年度		
	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率
燃煤发电	203,294.66	188,349.68	7.35%	752,298.22	795,344.95	-5.72%
天然气发电	16,903.27	21,418.43	-26.71%	80,865.40	90,144.95	-11.48%
火电合计	220,197.93	209,768.11	4.74%	833,163.62	885,489.90	-6.28%
业务	2021年度			2020年度		
	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率
燃煤发电	660,650.15	691,838.78	-4.72%	541,287.69	434,142.11	19.79%
天然气发电	86,790.27	84,151.61	3.04%	83,799.12	75,899.02	9.43%
火电合计	747,440.42	775,990.39	-3.82%	625,086.81	510,041.13	18.40%

（1）燃煤发电

报告期内，公司燃煤发电毛利率情况如下：

单位：元/千瓦时

项目	2023年1-3月	2022年	2021年	2020年
单位收入	0.43	0.42	0.36	0.35
单位成本	0.39	0.45	0.38	0.28
其中：单位原材料成本	0.35	0.39	0.33	0.22
单位人工成本	0.01	0.01	0.01	0.01
单位折旧费用	0.02	0.03	0.03	0.03
单位其他成本	0.01	0.01	0.01	0.02



项目	2023年1-3月	2022年	2021年	2020年
毛利率	7.35%	-5.72%	-4.72%	19.79%

2021年煤电毛利率较2020年下降较多，并且由正转负，煤电单位收入基本保持稳定，毛利率下降主要系单位成本大幅上涨导致，主要原因为2021年煤炭市场价格开始大幅上涨，2021年秦皇岛5500动力煤均价为856.58元/吨，较2020年上涨49.97%。2021年公司长协煤占公司全年煤炭采购比例为33.32%，占比相对较低，从而市场煤价上涨对公司燃煤成本影响较大，导致2021年发行人单位原材料成本大幅上涨，由2020年0.22元/千瓦时上涨至2021年0.33元/千瓦时。

2022年煤电毛利率较2021年继续下跌，（1）从收入端看，2022年煤电单价上涨较多，由2021年0.36元/千瓦时上涨至0.42元/千瓦时，主要系按照国家发改委深化燃煤发电上网电价市场化改革相关要求，2022年煤电全部参与市场化交易，并且交易电价浮动范围由原先的正负10%扩大到正负20%，在燃煤价格高涨的背景下，浮动范围扩大推动了煤电单价上涨。（2）从成本端看，燃煤价格持续上涨，2022年秦皇岛5500动力煤均价较2021年上涨42.22%。公司2022年积极扩大长协煤获取资源，2022年长协煤占全部煤炭比例达到52.17%，在一定程度上减弱了公司成本的上涨幅度，2022年单位原材料成本较2021年上涨18.18%，增加至0.39元/千瓦时。

2023年1-3月煤电毛利率较2022年增加较多，并且由负转正，收入端煤电单位收入基本稳定，成本端单位成本下降较多，主要系2023年1季度燃煤市场价格下降，同时公司长协煤覆盖比例大幅增加，2023年覆盖比例为80.48%，从而单位原材料成本下降至0.35元/千瓦时。

报告期各期，公司煤电毛利率变化具有合理性。

（2）天然气发电

报告期内，公司天然气发电毛利率情况如下：

单位：元/千瓦时

项目	2023年1-3月	2022年	2021年	2020年
单位收入	0.63	0.63	0.62	0.62
单位成本	0.80	0.71	0.60	0.56



项目	2023年1-3月	2022年	2021年	2020年
其中：单位原材料成本	0.70	0.61	0.50	0.47
单位人工成本	0.02	0.03	0.03	0.03
单位折旧费用	0.05	0.04	0.03	0.03
单位其他成本	0.03	0.03	0.03	0.02
毛利率	-26.71%	-11.48%	3.04%	9.43%

报告期各期天然气发电单位收入基本保持稳定，毛利率变动主要系单位成本变动导致。

公司天然气长协占比较高，但2021年以来天然气发电原材料成本上涨较多的原因系天然气长协采购与煤炭长协采购不同，煤炭长协价格受到发改委严格监管，价格必须落在570~770元/吨区间内，而天然气长协没有类似的强监管机制，因此天然气长协价格较市场价格不必然存在明显优势，取决于供需双方的商务谈判情况。

2021年燃气发电业务单位成本0.60元/千瓦时，较2020年上升0.04元/千瓦时，主要原因为2021年起国际天然气价格整体上涨，公司燃气机组采购气价均价同比增加0.15元/立方米，致燃料成本大幅上升，2021年燃气成本同比增加0.49亿元。

2022年气电业务单位成本0.71元/千瓦时，较2021年上升0.11元/千瓦时，主要原因为：（1）2022年天然气供需整体仍处于紧平衡状态，受俄乌冲突影响，天然气价格进一步大涨，天然气面临“量紧价高”市场环境；（2）2021年11月底，东湖燃机供热连通管项目验收转固，致固定资产原值增加1.7亿元，单位折旧成本有所增加。

2023年1-3月气电业务单位成本0.80元/千瓦时，较2022年上升0.09元/千瓦时，主要原因为：2022年天然气年度合同的覆盖期间为2022年二季度至2023年一季度，因此2023年一季度执行2022年度高价天然气合同，燃料成本较同期增长0.2亿元。

综上，天然气发电毛利率波动具有合理性，天然气收入占比整体较低，对发行人业绩影响较小。



2、天然气业务

发行人天然气业务包括天然气销售和天然气输配，报告期内天然气业务的主要财务数据如下：

单位：万元

项目	2023年1-3月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	变动	金额	变动	金额	变动	金额
收入	56,405.76	-	238,110.02	19.44%	199,360.08	9.08%	182,759.07
成本	53,398.64	-	227,727.35	22.41%	186,038.57	6.81%	174,170.02
毛利率	5.33%	0.97%	4.36%	-2.32%	6.68%	1.98%	4.70%

注：1、收入或成本变动=（本年收入或成本/上一年收入或成本）-1；

2、毛利率变动=本年毛利率-上年毛利率

2021年天然气业务毛利率较2020年增加1.98个百分点，主要系2021年毛利率较高的天然气输配收入增幅较大，同比拉动毛利率上升。

2022年天然气业务毛利率较2021年下降2.32个百分点，主要系2022年受俄乌冲突、国际地缘政治等多重因素影响，天然气采购价格同比上涨，下游终端天然气价格传导迟滞、涨幅有限，需求侧经营压力加剧，城市燃气天然气价格倒挂，导致2022年毛利率下降

2023年1-3月天然气毛利率较2022年毛利率上升0.97个百分点，主要系2023年一季度天然气采购价格有所回落，从而增加天然气业务毛利率。

（四）同行业可比情况

同行业可比情况如下：

单位：万元

公司	2023年1-3月	2022年	2021年	2020年
深圳能源				
电力-燃煤收入	未披露	1,345,676.15	954,195.00	489,817.43
电力-燃煤成本	未披露	1,430,481.42	1,047,665.54	388,922.03
电力-燃煤毛利率	未披露	-6.30%	-9.80%	20.60%
电力-燃机发电收入	未披露	661,733.69	601,001.30	371,628.67
电力-燃机发电成本	未披露	548,408.39	463,559.35	262,187.70



公司	2023年1-3月	2022年	2021年	2020年
电力-燃机发电毛利率	未披露	17.13%	22.87%	29.45%
申能股份				
煤电收入	未披露	1,321,384.83	949,137.40	759,255.21
煤电成本	未披露	1,320,835.70	950,982.62	612,343.08
煤电毛利率	未披露	0.04%	-0.19%	19.35%
气电收入	未披露	449,196.60	395,714.57	392,582.84
气电成本	未披露	387,813.52	337,302.77	325,981.20
气电毛利率	未披露	13.67%	14.76%	16.96%
福能股份				
供电收入	未披露	1,157,877.70	949,213.81	762,522.73
供电成本	未披露	859,090.50	774,936.82	577,060.34
供电毛利率	未披露	25.80%	18.36%	24.32%
长源电力				
发电—电力收入	未披露	1,338,104.29	1,100,280.92	510,328.21
发电—电力成本	未披露	1,251,241.30	1,085,858.77	452,216.63
发电—电力毛利率	未披露	6.49%	1.31%	11.39%
华电国际				
火电收入	未披露	9,342,886.20	7,872,401.40	6,445,016.60
火电成本	未披露	9,215,839.30	8,616,872.50	5,342,403.10
火电毛利率	未披露	1.36%	-9.46%	17.11%

注：1、数据来源为上市公司定期报告；2、福能股份、长源电力、华电国际仅披露电力业务全口径收入、成本和毛利率情况，未单独披露火电、煤电或燃气发电数据情况

深圳能源 2020 年煤电毛利率为 20.60%，2021 年及 2022 年煤电毛利率均转为负，与发行人变动趋势一致。深圳能源 2020 年、2021 年、2022 年燃机发电毛利率为 29.25%、22.87%及 17.13%，高于发行人天然气发电毛利率。由于深圳能源燃机发电业务可能还涉及供热相关收入，为了便于直接比较气电毛利率变动，此处选择与深圳能源同处深圳地区，并且以气电为主业的深圳南山热电股份有限公司（深南电 A000037）进行比较，深南电 A 发电业务均为天然气发电，2020 年、2021 年、2022 年深南电 A 气电毛利率分别为 17.52%、-15.15%、-19.84%，与公司变化趋势一致。



申能股份 2020 年煤电毛利率为 19.35%，2021 年及 2022 年煤电毛利率均下降较多，与发行人变动趋势一致。申能股份 2020 年、2021 年、2022 年气电毛利率为 16.96%、14.76%及 13.67%，高于发行人天然气发电毛利率，与发行人变动趋势不一致，主要原因为申能股份发电用天然气基本采购自上海燃气有限公司（与申能股份同属申能（集团）有限公司控制），根据申能股份年报中关联交易章节，2020 年-2022 年，申能股份向上海燃气有限公司采购天然气作为发电燃料，占同类交易金额比例分别为 95.36%、95.17%和 95.88%。

长源电力仅披露电力业务相关数据，但其电力业务以火电业务为主。2021 年，长源电力毛利率均大幅下降，2021 年毛利率变化趋势与发行人煤电业务变化趋势一致。2022 年长源电力毛利率开始回升，与发行人毛利率变化趋势不一致，主要原因系长源电力为国家能源集团下属企业，拥有较好的平价保供煤资源，在 2022 年严控长协煤价格区间的背景下，拥有更多保供煤资源更有利于控制业务成本，因此业绩修复情况较好，与湖北能源业绩变动不一致。

华电国际 2021 年火电毛利率较 2020 年大幅下降，由正转负，变化趋势与发行人火电业务变化趋势一致。2022 年华电国际电力毛利率开始回升，与发行人毛利率变化趋势不一致，主要原因系华电国际火电业务分布在全国各地，不同地区燃煤电价不一致。2022 年华电国际火电单位收入较高，为 0.47 元/千瓦时，同比增幅 21.85%。发行人 2022 年火电单位收入 0.44 元/千瓦时，同比增幅 15.79%。2022 年华电国际火电电价增幅高于发行人。

（五）未来是否会亏损或长期处于亏损情况，是否会对业绩产生重大不利影响，以及相关解决措施

1、未来是否会亏损或长期处于亏损情况，是否会对业绩产生重大不利影响

公司 2021 年和 2022 年火电业务出现亏损主要系煤炭价格大幅增加，上述因素已有改善，2023 年 1-3 月公司火电毛利已转盈。

由上述分析，公司火电业务主要原材料煤炭市场价格自 2022 年 11 月起开始回落，且从 2023 年月度均价变化来看，整体处于下降的趋势，根据行业协会相关专家分析，“下半年供需宽松态势可能比较明显”。因此预计 2023 年煤炭价



格整体将处于下降趋势。天然气价格方面，2023年天然气价格较以前年度下降较多，目前价格趋于稳定。

公司2023年长协煤炭保障比例较高，原材料成本可控。公司2023年长协覆盖率为80.60%，覆盖比例较高，在目前动力煤市场价格高于长协煤的情况下，能够有效控制公司的火电成本，锁定成本上限。

公司目前火电业务已边际改善。2023年1-3月公司火电业务毛利为10,429.81万元，毛利率4.74%，较2022年毛利率增加11.02个百分点，火电业务已扭亏为盈。

综上，火电业务目前已扭亏为盈，未来长期处于亏损的可能性较小，不会对业绩产生重大不利影响。

2、相关解决措施

（1）针对煤炭采购价格上涨

积极争取长协煤资源。公司以煤电联营战略为契机，通过股权合作等多种方式，全力争取中煤集团、陕煤集团等重点煤企长协资源，力争实现长协合同全覆盖。

优化煤炭采购节奏。公司严格落实“长协为主、市场为辅”的采购策略，择机采购市场资源用于补充长协煤不足的情况。紧盯煤炭市场变化，加强市场研判、抢抓时机，在煤炭资源紧缺前，紧急采购煤炭保障生产需要。

（2）针对天然气采购价格上涨

上游争取较低价格气源，积极与上游天然气供应商协商，争取低价气源和更优惠灵活的供气安排。

下游调整发电计划，加强与能源局、电网沟通协调，调整年度生产计划，在无合适天然气气源情况下，减少发电量，降低公司天然气发电亏损金额。



三、结合应收账款期后回款情况、信用政策、账龄、同行业可比公司情况等，说明应收账款坏账准备计提的充分性

(一) 应收账款期后回款情况

公司各报告期末应收账款余额主要为应收电费(包括应收新能源电费补贴及不含新能源补贴电费两部分)，其中应收账款前五大客户期末应收账款余额占比在80%以上，报告期各期末应收账款前五大客户截至2023年7月15日的回款情况如下：

单位：万元

项目	2023年3月31日	2022年12月31日	2021年12月31日	2020年12月31日
应收账款余额(A)	400,557.62	379,408.25	419,190.31	320,948.38
前五大应收账款客户余额(B)	324,713.56	310,833.30	358,046.32	293,071.87
前五大应收账款客户占期末总余额比例(C=B/A)	81.07%	81.93%	85.41%	91.31%
报告期各期末前五大应收账款客户截至2023年7月15日回款金额(D)	107,286.87	116,425.24	244,844.45	233,372.91
回款金额占比(E=D/B)	33.04%	37.46%	68.38%	79.63%

公司应收账款主要为应收可再生能源补贴款，期后回款比例受可再生能源补贴资金调拨进度影响，上述国家可再生能源补贴款系依据国家相关规定应获得的款项，具有较强的收款保证。公司主要客户综合实力强、信用度高，回收风险较小；同时报告期内应收账款未发生重大坏账损失，报告期各期实际核销的应收账款金额分别为337.30万元、0万元、15.96万元及0万元，实际核销的应收账款金额及占比均较小。

(二) 应收账款的信用政策情况

报告期内，公司主要业务的业务模式及信用政策未发生重大变化，信用政策如下：

业务类型	信用政策	报告期内是否改变
水电	以月为结算期，年终清算	否
火电	以月为结算期，年终清算	否



业务类型	信用政策	报告期内是否改变
风电	1、标杆电费：以月为结算期，年终清算；2、补贴电费：电网企业在收到财政补贴资金 10 个工作日内，按有关规定及时兑付给可再生能源企业	否
光伏	1、标杆电费：以月为结算期，年终清算；2、补贴电费：电网企业在收到财政补贴资金 10 个工作日内，按有关规定及时兑付给可再生能源企业	否

(三) 应收账款账龄分布情况

报告期各期末，公司应收账款账龄分布如下：

单位：万元

时间	账龄	应收账款余额	比例
2023年3月31日	1年以内	255,964.06	63.90%
	1-2年	55,433.57	13.84%
	2-3年	33,950.12	8.48%
	3-4年	19,610.65	4.90%
	4-5年	9,199.66	2.30%
	5年以上	26,399.55	6.59%
	合计	400,557.62	100.00%
2022年12月31日	1年以内	239,035.51	63.00%
	1-2年	57,372.50	15.12%
	2-3年	32,091.67	8.46%
	3-4年	17,334.82	4.57%
	4-5年	8,828.32	2.33%
	5年以上	24,745.43	6.52%
	合计	379,408.25	100.00%
2021年12月31日	1年以内	249,630.77	59.55%
	1-2年	62,820.65	14.99%
	2-3年	41,558.88	9.91%
	3-4年	27,354.10	6.53%
	4-5年	17,069.57	4.07%
	5年以上	20,756.35	4.95%
	合计	419,190.31	100.00%
2020年12月31日	1年以内	206,282.76	64.27%



时间	账龄	应收账款余额	比例
	1-2年	39,820.63	12.41%
	2-3年	28,070.62	8.75%
	3-4年	21,704.15	6.76%
	4-5年	6,096.38	1.90%
	5年以上	18,973.85	5.91%
	合计	320,948.38	100.00%

由上表可知，公司报告期各期末应收账款账面余额中，大部分的账龄在1年以内，公司应收账款账龄结构合理。报告期各期末，公司应收账款账龄在1年以内的金额分别为206,282.76万元、249,630.77万元、239,035.51万元和255,964.06万元，占应收账款比例分别为64.27%、59.55%、63.00%和63.90%。1年以上的款项基本为可再生能源补贴款，主要系依据国家相关规定应获得的款项，其回款节奏根据电网公司收到财政补贴资金的时间确定，因此存在账龄超过1年以上的现象，该类款项具有较强的收款保证。

（四）同行业可比公司情况

1、坏账准备计提政策比较

同行业可比公司	坏账准备计提政策
深圳能源	1、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，并以账龄与预期信用损失率对照表为基础计算其预期信用损失。对应收款项的预期信用损失率进行重新核定。在计算减值准备时进一步区分为组合一、组合二和组合三 2、组合一主要包括：应收国内电网公司电费，经管理层评估，此类客户不存在重大信用风险，计提坏账准备金额为零 3、组合二主要包括：应收可再生能源补贴和应收垃圾处理费等，经管理层评估，根据细分客户的历史损失经验及对当前和未来经济状况预测综合确认预期信用损失率 4、组合三为除组合一和组合二以外的其他应收账款，主要包括：应收供热款、废料销售和固废处理款、蒸汽款、燃气销售款、工程款、煤炭销售款等
申能股份	1、依据信用风险特征将应收款项划分为若干组合，在组合基础上计算预期信用损失，确定组合的依据如下：（1）低风险组合：可再生能源补助、各类保证金、押金、备用金等回收风险程度较低的应收款项（2）除上述组合之外的其他应收款项 2、对于划分为组合的应收账款、租赁应收款、合同资产，公司参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。对于划分为组合的其他应收款、其他债权投资等，公司参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和未来12个月内或整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失



同行业可比公司	坏账准备计提政策
福能股份	1、应收清洁能源电价补贴款组合：应收清洁能源电价补贴款 2、应收电价组合：应收供电收入款项 3、应收供热组合：应收供热收入款项 4、账龄组合：账龄状态 5、坏账准备计提方法：对于划分为组合的应收账款，参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄/逾期天数与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失
长源电力	1、应收国家电网公司电费组合（1）确定组合依据：应收电网公司电费，包括应收新能源电费补贴部分，但不包括直供电等应收非电网公司电费。（2）坏账准备计提方法：原则上对账龄在六个月（含六个月）以内应收电网公司电费不计提坏账准备；账龄超过六个月的应收电网公司电费参考“其他款项”的计提方法计提坏账准备。2、无回收风险应收款项（1）确定组合依据：预计未来现金流不低于账面价值的应收款项（2）坏账准备计提方法：不计提坏账准备 3、其他款项：（1）确定组合依据：除上述款项外的其他款项（2）坏账准备计提方法：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测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，同时综合考虑账龄因素计算预期信用损失
华电国际	1、对于应收账款，无论是否包含重大融资成分，按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量其损失准备，由此形成的损失准备的增加或转回金额，作为减值损失或利得计入当期损益 2、在资产负债表日复核按摊余成本计量的应收款项，以评估是否出现信用损失风险，并在出现信用损失风险情况时评估信用损失的具体金额。本集团根据应收款项的账龄、债务人的信用情况及以往冲销的经验为基准做出估计
湖北能源	应收账款-信用风险特征组合（账龄组合）：参考历史信用损失经验，结合当期状况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。 应收账款-发电业务（不含新能源补贴电费）：参考历史信用损失经验，结合当期状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。如果未有客观证据表明某项应收款项发生信用减值，不单独计提坏账准备；如果有客观证据表明某项应收款项已经发生信用减值，则对该应收款项单项计提坏账准备并确认预期信用损失。 应收账款-发电业务（新能源补贴电费）：按资金占用成本计提坏账准备。综合考虑公司中短期实际融资成本，结合新能源补贴款账龄，对应收新能源补贴组合账面余额按照报告期上年末一年期 LPR 下浮 10%进行折现，按照账面价值与折现后金额的差额计提坏账准备。

注：资料来源于各上市公司公告

由上表可见，同行业可比公司大多根据业务特点及信用特征将应收账款划分为包括电费在内的不同组合，其中深圳能源明确披露应收国内电网公司电费不计提坏账准备，长源电力明确披露应收电网公司电费（包括应收新能源电费补贴部分）对账龄在六个月（含六个月）以内应收账款不计提坏账准备。因此公司与同行业可比公司坏账准备计提政策不存在重大差异。



2、坏账准备计提比例比较

报告期内，公司参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的判断，依据交易对象类别、款项、账龄等信用风险特征将应收账款划分为若干组合，按组合计提坏账准备与同行业可比上市公司对比情况如下：

单位：万元、%

同行业可比公司	应收账款余额	坏账准备余额	坏账准备计提比例
深圳能源	1,206,152.87	17,746.82	1.47
申能股份	213,401.10	1,744.51	0.82
福能股份	460,119.73	1,909.95	0.42
长源电力	197,439.74	1,484.55	0.75
华电国际	无该组合		
可比公司均值	519,278.36	5,721.46	1.10
湖北能源	356,972.20	7,676.59	2.15

注：同行业可比公司未披露 2023 年 3 月 31 日坏账准备具体计提比例，上述比较时采用 2022 年 12 月 31 日数据进行比较

由上表可知，2022 年末公司按组合计提预期信用损失的坏账计提比例为 2.15%，与其他同行业可比公司相比，发行人应收账款坏账准备计提较为充分。

公司依据交易对象类别、款项、账龄等信用风险特征将应收账款划分为发电业务（新能源补贴电费）、发电业务（不含新能源补贴电费）以及账龄等 3 个信用风险特征组合，其中账龄组合指除应收电费（包括应收新能源电费补贴及不含新能源补贴电费两部分）之外的应收账款组合。

2022 年末上述三类组合占发行人应收账款余额的比例分别为 53.19%、35.14%及 5.75%。

以下分别就 3 个信用风险特征组合的坏账准备计提与同行业上市公司进行比较如下：

（1）发电业务（新能源补贴电费）信用风险特征组合比较

单位：万元、%

同行业可比公司	应收账款余额	坏账准备余额	坏账准备计提比例	备注
深圳能源	894,729.75	8,947.30	1.00	可再生能源补贴及应收垃圾处理



同行业可比公司	应收账款余额	坏账准备余额	坏账准备计提比例	备注
				费
申能股份	81,104.64	0.00	0.00	可再生能源补贴、各类保证金、押金、备用金等回收风险程度较低的应收款项。
福能股份	305,764.98	1,448.14	0.47	应收清洁能源电价补贴款
长源电力	180,974.08	730.55	0.40	应收电网公司电费，包括应收新能源电费补贴部分，但不包括直供电等应收非电网公司电费
华电国际	无该组合			
可比公司均值	365,643.36	2,781.50	0.76	
湖北能源	201,820.21	7,209.88	3.57	

注：同行业可比公司未披露 2023 年 3 月 31 日坏账准备具体计提比例，上述比较时采用 2022 年 12 月 31 日数据进行比较。

发电业务（新能源补贴电费）为发行人应收账款余额中占比最高的组合，2022 年末占发行人应收账款余额的比例为 53.19%。由上表可知，公司发电业务（新能源补贴电费）组合坏账计提比例为 3.57%，远高于其他同行业可比公司，发行人应收账款坏账准备计提较为充分。

(2) 发电业务（不含新能源补贴电费）信用风险特征组合比较

单位：万元、%

同行业可比公司	应收账款余额	坏账准备余额	坏账准备计提比例	备注
深圳能源	244,514.21	0.00	0.00	国内电网公司电费
申能股份	132,296.46	1,744.51	1.32	除低风险组合之外的其他应收款项
福能股份	140,442.14	0.00	0.00	应收电价组合
长源电力	180,974.08	730.55	0.40	应收电网公司电费，包括应收新能源电费补贴部分，但不包括直供电等应收非电网公司电费
华电国际	无该组合			
可比公司均值	174,556.72	618.77	0.35	
湖北能源	133,330.20	0.00	0.00	

注：同行业可比公司未披露 2023 年 3 月 31 日坏账准备具体计提比例，上述比较时采用 2022 年 12 月 31 日数据进行比较。



报告期内，公司未对发电业务（不含新能源补贴电费）计提坏账准备，主要系上述应收款为国网公司不含新能源补贴的电费，结算周期较快，基本不存在信用风险，同行业可比公司中深圳能源与福能股份均未对该类应收账款计提坏账准备。申能股份和长源电力不存在仅有非补贴电费的应收款组合。

(3) 账龄组合比较

单位：万元、%

同行业可比公司	应收账款余额	坏账准备余额	坏账准备计提比例
深圳能源	66,908.91	8,799.53	13.15
申能股份	未披露	未披露	未披露
福能股份	8,156.65	461.81	5.66
长源电力	10,686.66	754.00	7.06
华电国际	无该组合		
可比公司均值	28,584.07	3,338.45	11.68
湖北能源	21,821.79	466.71	2.14

注：同行业可比公司未披露 2023 年 3 月 31 日坏账准备具体计提比例，上述比较时采用 2022 年 12 月 31 日数据进行比较。

账龄组合应收账款占发行人应收账款余额比例较低，2022 年末金额为 21,821.79 万元，占比为 5.75%。公司账龄组合计提比例低于同行业可比公司均值的原因系公司账龄组合中的应收账款大部分账龄在一年以内，公司 2022 年 12 月 31 日账龄组合账龄结构如下：

单位：万元、%

账龄	2022 年 12 月 31 日应收账款余额			
	账面余额	占比	坏账准备	计提比例 (%)
1 年以内	20,801.68	95.33	0.51	
其中：1-6 月	20,495.31	93.92		
7-12 月（含 1 年）	306.37	1.40	0.51	0.17
1-2 年	427.53	1.96	26.06	6.09
2-3 年	304.89	1.40	152.45	50.00
3-4 年	202.79	0.93	202.79	100.00
4-5 年	53.16	0.24	53.16	100.00
5 年以上	31.75	0.15	31.75	100.00
合计	21,821.79	100.00	466.71	2.14



综上所述，公司报告期各期末应收账款期后回款情况良好，报告期内信用政策稳定，应收账款账龄结构合理，除新能源补贴电费外大部分账龄在1年以内，符合公司的实际经营情况，应收账款坏账计提政策与同行业可比公司不存在重大差异。

综上，公司应收账款坏账准备计提充分。

四、其他应收款中其他类的主要构成，应收款对象，发生应收款的背景，是否存在收回风险

（一）其他应收款中其他类的主要构成情况

截至2023年3月31日，公司其他应收款中其他类按照款项性质分类的主要构成如下：

单位：万元

主要构成	金额	业务内容
押金及保证金	1,631.85	主要系公司及子公司开展业务过程中，发生的各种土地竞买保证金、投标保证金、谈判保证金及履约保证金等。
备用金	195.65	主要系公司及子公司员工借支作差旅费、零星开支等用途的款项。
往来款	43,919.57	主要系公司及子公司经营过程中与其他单位发生的业务往来款项。
其他	11,398.73	主要系新能源子公司根据《中华人民共和国耕地占用税暂行条例》要求预缴的临时耕地占用税款；新能源子公司通城风电因涉诉向法院缴纳的涉诉财产保全款项等。
小计	57,145.80	
减：坏账准备	26,536.03	

（二）其他应收款中其他类的主要应收款对象、发生应收款的背景及是否收回风险

截至2023年3月31日，公司其他应收款中其他类款项中账面金额1000万以上的主要应收款对象、发生背景及收回风险如下：

单位：万元

主要应收款对象	账面余额	坏账准备	账面价值	是否存在收回风险
达茂旗大唐天宏太阳能发电科技有限公司	9,602.13	7,068.47	2,533.65	是



主要应收款对象	账面余额	坏账准备	账面价值	是否存在收回风险
天宏阳光新能源股份有限公司	8,170.00		8,170.00	否
榆林隆武智慧新能源发展有限公司	7,863.00		7,863.00	否
上海路港燃料有限公司	5,409.24	5,409.24	-	是
平顶山博然贸易有限公司	5,205.32	5,205.32	-	是
通城县法院	2,013.01		2,013.01	否
山东能源国际物流有限公司	1,906.21	1,906.21	-	是
中启清洁能源集团有限公司	1,548.24	309.65	1,238.59	否
临时耕地占用税	1,250.68		1,250.68	否
登封金东商贸有限公司	1,174.79	1,174.79	-	是
湖北省电力公司社会保险中心	1,028.18	72.33	955.85	否
宜都市国土资源局	1,000.00	1,000.00	-	是
小计	46,170.80	22,146.02	24,024.79	
占其他应收款其他类账面余额及账面价值的比例	80.79%		78.49%	

1、达茂旗大唐天宏太阳能发电科技有限公司款项的形成背景及收回风险情况

2021年度，公司子公司新能源公司向天宏阳光并购达茂旗大唐天宏太阳能发电科技有限公司（以下简称“达茂旗项目公司”）100%股权，在达茂旗项目公司作为新能源公司全资子公司期间，子公司新能源公司为支持达茂旗项目公司的经营业务发展向其借出日常运营资金。2023年1季度，新能源公司已将达茂旗项目公司股权全部处置不再纳入其合并报表范围。截至2023年3月31日，上述款项余额9,602.13万元。由于达茂旗项目公司的资产已作为股权转让款的担保物（详见本题2天宏阳光相关款项背景），相关资产对股权转让款的偿付顺序优先于新能源公司对达茂旗项目公司的借款偿付顺序，公司基于其偿债能力的审慎了解及判断，认定相关债权存在较大收回风险，因此于2023年3月31日对该笔款项计提坏账准备合计7,068.47万元。

2、天宏阳光新能源股份有限公司（以下简称“天宏阳光”）款项的形成背景及收回风险情况



如 1 所述，2023 年 2 月，受达茂旗项目公司 2022 年度经营指标不及预期等因素影响，新能源公司与天宏阳光达成《达茂旗项目股权转让协议之补充协议》，由新能源公司按约定向天宏阳光转让达茂旗项目公司股权，金额 8,970.00 万元。目前实际还款节奏依据合同约定的还款计划正常履行，未发生违反合同约定的情形。截至 2023 年 3 月 31 日，上述款项余额 8,170.00 万元。鉴于天宏阳光作为一家多年专注于可再生能源资源开发、投资建设的企业，拥有多个自主开发并投资建设光伏项目，一直按照约定的还款计划付款未发生违约情形，同时天宏阳光已经将其持有达茂旗项目公司的股权质押给新能源公司，达茂旗项目公司也将其资产（包括动产、不动产、收费权等）抵押或质押给新能源公司，因此，截止 2023 年 3 月 31 日，公司认定该项债权的收回风险极小。

3、榆林隆武智慧新能源发展有限公司（以下简称“隆武智慧”）款项的形成背景及收回风险情况

隆武智慧为公司子公司湖北能源集团西北新能源发展有限公司（以下简称“西北新能源公司”）于 2023 年上半年新并购全资子公司榆林隆武绿色新能源有限公司（以下简称“榆林隆武”）之子公司，为陕武直流一期 2100WM 光伏发电项目的实施主体之一。该笔其他应收款为西北新能源公司按照并购交易安排及相关项目合作协议约定阶段性支付的项目前期款项，主要用于陕武直流光伏发电项目建设等需求，共 7,863.00 万元，2023 年 4 月该笔款项已收回，不存在收回风险。

4、上海路港燃料有限公司、登封金东商贸有限公司、山东能源国际物流有限公司、平顶山博然贸易有限公司款项的形成背景及收回风险情况

公司子公司湖北省煤炭投资开发有限公司（以下简称“省煤投公司”）于 2012 年至 2014 年开展煤炭购销业务，在履约过程中同上述交易对手发生合同纠纷，部分交易对手因发生财务状况困难，相关款项经司法程序后仍无法收回，因此省煤投公司已于以前年度（报告期前）对其全额计提坏账准备。

5、通城县法院款项的形成背景及收回风险情况

中国能源建设集团黑龙江省火电第一工程有限公司（以下简称“黑火公司”）未经公司子公司三峡新能源通城风电有限公司（以下简称“通城风电”）同意，



私自将其承包的通城风电下属的黄龙山风电场（74MW）场内部分工程项目转包给四川陵江电力工程有限公司宁夏分公司（以下简称“陵江电力宁夏分公司”），因各方对工程款的支付问题发生纠纷，通城风电暂未支付部分工程款。2023年1月，湖北省通城县人民法院作出民事裁定书，就申请人陵江电力宁夏分公司提出的财产保全申请予以准许。通城风电将 2,013.01 万元付至通城法院账户，不涉及收回风险。

6、中启清洁能源集团有限公司款项的形成背景及收回风险情况

2022 年度，子公司新能源公司通过非同一控制下企业合并并购新增了全资子公司中启绿风乐楚清洁能源（天门）有限公司（以下简称“中启绿风”）及中启乐楚清洁能源（天门）有限公司（以下简称“中启乐楚”），上述款项系中启绿风及中启乐楚在新能源公司对其完成并购之前与其原间接控股股东中启清洁能源集团有限公司（以下简称“中启集团”）开展业务往来形成，在新能源公司对其完成并购后上述款项未发生新增情形。中启绿风及中启乐楚与中启集团及其控制关联方在并购前存在相互资金拆借形成多方债权债务挂账情形，目前各方已就上述多方债权债务的抵消清理达成一致，基本不收回风险。截止 2023 年 3 月 31 日，上述款项余额 1,548.24 万元，基于谨慎性考虑，公司已按照坏账政策将上述款项纳入账龄风险特征组合对其计提坏账准备 309.65 万元。

7、临时耕地占用税款项的形成背景及收回风险情况

新能源公司子公司恩施板桥风电有限公司（以下简称“板桥风电”）因前期建设风电站等而临时占用耕地，因此按照《中华人民共和国耕地占用税暂行条例》（国务院令第 511 号）的规定缴纳临时耕地占用税，后续如在批准临时占用耕地的期限内恢复所占用耕地原状的，相关临时耕地占用税将全额退还。板桥风电已于 2022 年 12 月完成恢复所占用耕地原状的工作，且湖北省恩施市林业局已于 2023 年 2 月完成复绿验收工作，上述临时耕地占用税款项预计将于 2023 年下半年收回，不存在收回风险。

8、湖北省电力公司社会保险中心（以下简称“省电力公司社保中心”）款项的形成背景及收回风险情况



子公司湖北能源集团鄂州发电有限公司（以下简称“鄂州发电”）的员工基本医疗、生育保险在2022年及以前年度由国网湖北省电力公司社保中心代管，上述款项系鄂州发电员工个人医保账户承担的医保费用、生育保险报销款先行垫付，上述垫付款项通常于次年1月由国网省电力公司社保中心支付给鄂州发电。2023年1月1日开始，根据湖北省医疗保障局等部门《部分在鄂中央企业和单位职工医疗保险纳入省直管理实施方案》（鄂医保发[2020]93号）要求，鄂州发电职工医保由国网湖北省电力公司社保中心统一转入湖北省本级管理，受工作交接进度影响，上述垫付款预计将于2023年3季度收回，不存在收回风险。

9、宜都市国土资源局款项的形成背景及收回风险情况

公司子公司省煤投公司于2010年12月因筹建枝城煤炭储备基地项目支付给宜都市国土资源局土地履约保证金，后因项目停滞形成长期挂账，省煤投公司按照账龄组合法已于以前年度对其全额计提坏账准备。

综上所述，公司其他应收款中其他类款项主要系相关子公司正常经营活动中形成，对于存在收回风险的部分款项，公司均按照企业会计准则规定充分计提坏账准备。

五、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，对三峡财务公司的投资情况及董事会前六个月至今的变动情况，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，结合楚象供应链业务与公司业务的协同性说明其是否属于财务性投资

（一）财务性投资及类金融业务的认定标准及相关规定

根据《上市公司证券发行注册管理办法》，上市公司向不特定对象发行可转债的，除金融类企业外，最近一期末不存在金额较大的财务性投资。

。根据中国证监会于2023年2月发布的《<上市公司证券发行注册管理办法>第九条、第十条、第十一条、第十三条、第四十条、第五十七条、第六十条有关规定的适用意见——证券期货法律适用意见第18号》第一条：

（1）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。

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

(3) 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。

(4) 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。

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

(二) 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

截至 2023 年 3 月末，发行人财务性投资金额为 331,746.33 万元，主要内容为持有的长江证券股权，金额为 304,804.36 万元。

最近一期末，发行人与财务性投资相关的科目核查情况如下：

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净资产比例
货币资金	485,569.30	-	
交易性金融资产	6,779.07	6,779.07	0.22%
应收款项融资	6,289.61	-	-
其他应收款	33,078.05	-	-
其他流动资产	56,272.82	-	-
长期应收款	200.00	-	-
长期股权投资	541,715.07	323,607.86	10.43%
其他权益工具投资	26,707.62	1,359.40	0.04%
其他非流动资产	154,905.32	-	-



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净资产比例
货币资金	485,569.30	-	
合计		331,746.33	10.69%

公司最近一期末财务性投资金额为 331,746.33 万元，占公司归母净资产比例为 10.69%，不属于金额较大的财务性投资。且自本次发行相关董事会决议日（2023 年 5 月 9 日）前六个月（2022 年 11 月 9 日）起至今，公司不存在实施或拟实施财务性投资的情况。

1、货币资金

项目	金额（万元）	比例
库存现金	-	-
银行存款	484,472.25	99.77%
其他货币资金	1,097.05	0.23%
合计	485,569.30	100.00%
其中：存放在境外的款项总额	20,915.04	4.31%
因抵押、质押或冻结等对使用有限制的款项总额	1,097.05	0.23%

截至 2023 年 3 月 31 日，公司货币资金余额为 485,569.30 万元，其中银行存款 484,472.25 万元，其他货币资金余额 1,097.05 万元，其他货币资金为各类保证金等，不存在收益波动大且风险较高的金融产品，不属于财务性投资。

2、交易性金融资产

项目	金额（万元）
债务工具投资	6,779.07
合计	6,779.07

截至 2023 年 3 月 31 日，公司的交易性金融资产金额为 6,779.07 万元，内容为长江证券可转债。长江证券与公司主营业务差异较大，公司对其投资属于财务性投资，占最近一期末归母净资产比例为 0.22%，不属于金额较大的财务性投资。

公司对长江证券可转债的投资发生于 2018 年，且之后未再新增对长江证券可转债的投资，不属于本次发行董事会前 6 个月至今新增的财务性投资。

3、应收款项融资



项目	金额（万元）
应收银行承兑汇票	6,289.61
合计	6,289.61

截至 2023 年 3 月 31 日，公司的应收款项融资为 6,289.61 万元，为业务经营产生的应收银行承兑汇票，不属于财务性投资。

4、其他应收款

项目	金额（万元）
押金及保证金	1,631.85
备用金	195.65
往来款	43,919.57
其他	11,398.73
应收股利	2,468.29
账面金额合计	59,614.09
减：坏账准备	26,536.03
账面价值合计	33,078.05

截至 2023 年 3 月 31 日，公司其他应收款账面价值为 33,078.05 万元，主要内容包括公司及子公司经营过程中与其他单位发生的业务往来款项，以及处置新能源项目时的应收股权处置款等，处置后计入其他应收款进行核算，因仅为账务调整、公司过程中未新增资金投入，因此不属于财务性投资。

此外，公司 2023 年 3 月末其他应收款中包括存放于三峡财务（香港）有限公司的款项，金额为 829.26 万元，上述款项风险较低，主要系公司基于提高境外子公司资金利用效率进行的资金安排，不属于财务性投资。

综上，公司 2023 年 3 月末其他应收款不属于财务性投资。

5、其他流动资产

项目	金额（万元）
增值税留抵扣额	45,355.75
预缴企业所得税	9,246.17
预缴税金及附加	5.79
碳排放权资产	923.56



项目	金额（万元）
待摊费用	707.28
其他	34.28
合计	56,272.82

截至 2023 年 3 月 31 日，公司其他流动资产的账面金额为 56,272.82 万元，主要内容为增值税留抵扣额、预缴企业所得税及碳排放权资产，不属于财务性投资。

6、长期应收款

项目	金额（万元）
土地复垦保证金	200.00
合计	200.00

截至 2023 年 3 月 31 日，公司长期应收款金额为 200.00 万元，为土地复垦保证金，不属于财务性投资。

7、长期股权投资

截至 2023 年 3 月 31 日，公司长期股权投资分为以下几类：

(1) 与公司主业存在协同关系的长期股权投资

被投资单位	与公司主业的协同关系	是否属于财务性投资	持股比例	期末账面价值（万元）	最近一次出资时间
榆林隆武绿色新能源有限公司	2021 年 11 月 28 日，湖北能源集团与榆林市人民政府、隆基绿能科技股份有限公司三方签订《项目合作协议》，榆林市政府明确陕武直流 3500 兆瓦光伏项目（一期 2100 兆瓦，二期 1400 兆瓦）由湖北能源、隆基绿能双方共同开发建设，其中湖北能源负责项目建设资金筹措，隆基绿能负责配套组件工厂及光伏项目 EPC 总包。2022 年 3 月，公司与隆基绿能签订了《关于陕北至湖北特高压配套新能源项目合作协议》。按照协议约定合作模式，双方在榆林市成立榆林隆武绿色新能源有限公司，共同开发建设陕武直流 3500 兆瓦光伏项目	否	49.00%	245.31	2022.05
湖北河海新能源科技有限公司	公司于 2022 年 4 月与江苏河海新能源股份有限公司、武汉华商碳和能源科技有限公司成立湖北河海新能源科技有限公司，共同开发分布式	否	19.00%	87.62	2022.08



被投资单位	与公司主业的协同关系	是否属于财务性投资	持股比例	期末账面价值(万元)	最近一次出资时间
	光伏项目				
武汉中电节能有限公司	武汉中电节能有限公司是一家专注于建筑节能领域区域能源研究与应用的能源服务型企业，获得区域供冷供热关键领域知识产权近40项，区域供冷供热服务建筑面积1100万平方米，与湖北能源综合能源公司着力打造的以综合智慧能源、低碳节能、绿色发展为目标的多能协同、多能互补的区域智慧能源服务在技术开发、应用等多方面具有协同效应，2021年3月发行人已同其签署战略合作协议	否	12.12%	1,642.57	2022.05
国家能源集团长源电力股份有限公司	国家能源集团长源电力股份有限公司主营业务为火力发电，与湖北能源旗下鄂州发电公司、新疆楚星公司、宣城火电公司主营业务一致，与公司主业存在协同效应	否	1.50%	14,499.94	2021.02
湖北核电有限公司	核电是安全、清洁、低碳、高能量密度的战略能源，与“风光水”等非化石能源共同组成了清洁低碳能源体系，投资湖北核电有限公司与湖北能源“打造以电力为核心的一流区域清洁能源集团”的战略目标相契合	否	40.00%	12,714.00	2020.12
咸宁核电有限公司	核电是安全、清洁、低碳、高能量密度的战略能源，与“风光水”等非化石能源共同组成了清洁低碳能源体系，投资咸宁核电有限公司与湖北能源“打造以电力为核心的一流区域清洁能源集团”的战略目标相契合	否	40.00%	36,000.00	2012.02
苏州楚昱新能源科技有限公司	为积极推进公司分布式光伏业务发展，公司与泰州市楚昱商务信息咨询有限公司签订《分布式光伏发电项目合作开发协议》，合资成立项目公司苏州楚昱新能源科技有限公司，共同开发苏州工业园区龙浦路6号铃木加普腾钢丝（苏州）有限公司1.4985兆瓦分布式光伏发电项目，装机容量1.6524MWp，使用屋顶面积1.65万m ² 。采用“自发自用、余电上网”的方式接入380V电压系统，项目于2021年12月28日完成并网	否	49.00%	93.69	2021.11
湖北芭蕉河（集团）鹤峰县燕子桥水电开发有限公司	燕子桥水电开发公司主要负责鹤峰县燕子桥水电站的建设及运营，与溇水公司所属江坪河电站处于同一流域，具有一定水位调节能力，燕子桥水电站使用溇水公司线路进行外送售电，溇水水电公司向燕子桥公司收取转售电价差，具有较强的协同效应	否	40.00%	682.78	2004.12
三峡财务有限责任公司	向三峡集团成员单位提供财务管理服务，公司自2017年12月首次投资三峡财务公司后未再未增	否	10.00%	140,927.13	2017.12



被投资单位	与公司主业的协同关系	是否属于财务性投资	持股比例	期末账面价值(万元)	最近一次出资时间
	加大对三峡财务的投资，不属于财务性投资，参见本题回复之“（三）对三峡财务公司的投资情况及董事会前六个月至今的变动情况”				
中平能化集团湖北平鄂煤炭港埠有限公司	中平能化集团湖北平鄂煤炭港埠有限公司由平顶山煤业（集团）有限责任公司与原湖北省燃料总公司于2006年4月投资设立，主要以武汉港杨泗港区平鄂煤炭码头从事煤炭、焦炭等中转业务，以保障湖北省煤炭资源供应。湖北省煤炭投资开发有限公司承接原湖北省燃料总公司参股股权，持股比例30%。与平鄂煤港共同着力打造湖北省煤炭供应长效机制，调节煤炭市场余缺，以保障湖北省煤炭资源安全	否	30.00%	532.24	2010.12
潞城市郑铁路宝快速集运有限公司	潞城市郑铁路宝快速集运有限公司股权结构为郑州铁路经济开发集团有限公司持股40%、山西潞宝集团焦化有限公司持股30%，省煤投公司持股30%股权，山西潞宝集团为重要的煤炭生产企业，省煤投公司参股的目的系为了获取稳定煤炭资源	否	30.00%	436.89	2008.01
辽宁旭泽峡能新能源有限公司	根据湖北能源集团新能源项目发展战略规划安排，公司积极开展辽宁省内新能源开发项目。鉴于辽宁旭泽新能源有限公司在海城市拥有丰富的新能源项目资源以及专业的技术资源，与其合作有利于营口能投公司新能源项目的资源获取	否	49.00%	49.00	2022.01
湖北楚象供应链集团有限公司	楚象供应链在煤炭贸易和物流板块的主要业务为与上游煤炭资源端深度合作，聚焦上游的广泛的资源网，下游拓展国内尤其是湖北省发电企业。 湖北能源作为湖北省能源安全保障平台，参股楚象供应链，通过与国内供应链龙头企业合作，可以扩大公司煤炭来源、稳定原材料供应链渠道，进一步提升煤炭供应保障能力，另一方面，湖北能源下属的荆州煤港可以利用楚象供应链的贸易业务，扩展荆州煤港港口中转量	否	10.00%	10,196.03	2022.09
合计	-	-		218,107.20	-

上述被投资企业所从事的业务与公司所处产业链具有密切关系，发行人投资上述公司旨在整合更多资源并发挥各方优势，开展业务合作和产业布局，以期实现共同盈利与收益，不以获得投资收益为主要目的，不属于财务性投资。

公司持有三峡财务10%的股权，自2017年12月首次投资三峡财务公司后未



再未增加对三峡财务的投资，根据《证券期货法律适用意见第18号》的规定，财务性投资“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”，因此公司对三峡财务的投资不属于财务性投资。

(2) 持有的金融公司及产业投资基金股权

被投资单位	业务性质	是否属于财务性投资	持股比例	期末账面价值(万元)	最近一次出资时间
长江证券股份有限公司	许可项目：证券投资基金托管；证券投资基金咨询；证券投资基金销售服务；证券业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：证券公司为期货公司提供中间介绍业务	是	9.58%	304,804.36	2020.04
湖北新能源投资管理有限公司	管理或受托管理股权类投资并从事相关咨询服务业务（不含国家法律法规、国务院决定限制和禁止的项目；不得以任何方式公开募集和发行基金）（不得从事吸收公众存款或变相吸收公众存款，不得从事发放贷款等金融业务）	是	12.00%	1,234.84	2010.08
湖北新能源创业投资基金有限公司	创业投资业务；代理其他创业投资企业等机构或个人的创业投资业务；创业投资咨询业务；为创业企业提供创业管理服务业务；参与设立创业投资企业与创业投资管理顾问机构（不得从事吸收公众存款或变相吸收公众存款，不得从事发放贷款等金融业务）	是	26.66%	9,739.94	2011.11
长江财产保险股份有限公司	财产损失保险；责任保险；信用保险和保证保险；短期健康保险和意外伤害保险；上述业务的再保险业务；国家法律、法规允许的保险资金运用业务；经保监会批准的其他保险业务	是	11.05%	7,828.72	2011.10

报告期末，公司持有部分与主业不存在直接关联的企业股权，该部分长期股权投资为财务性投资，涉及被投资单位为长江证券股份有限公司、湖北新能源投资管理有限公司、湖北新能源创业投资基金有限公司和长江财产保险股份有限公司，2023年3月末账面价值合计323,607.86万元，占最近一期末公司归母净资产比例为10.43%，不属于金额较大的财务性投资。



发行人对上述企业股权的投资时间较早，不属于本次发行董事会前6个月至今新增的财务性投资。

8、其他权益工具投资

被投资单位	与公司主业的协同关系	是否属于财务性投资	持股比例	期末账面价值(万元)	最近一次出资时间
晋城蓝焰煤业股份有限公司	晋城蓝焰煤业股份有限公司的母公司晋能控股装备制造集团有限公司为湖北能源重要煤炭供应商，发行人参股晋城蓝焰煤业股份有限公司主要系保证矿源点，降低煤炭成本	否	1.74%	16,863.70	2001.12
湖北电力交易中心有限公司	湖北电力交易中心有限公司作为湖北省政府批准的唯一电力交易机构，主要负责市场交易平台的建设、运营和管理；负责市场交易组织、汇总签订交易合同、提供结算依据和服务。发行人各类电源通过该公司参与市场化交易	否	5.35%	1,012.43	2017.01
重庆石油天然气交易中心有限公司	重庆交易中心主要为石油、天然气等能源产品以及石油天然气化工产品提供交易平台，湖北能源参股该项目有利于及时掌握行业资讯，深度参与天然气市场化进程，延伸天然气产业链，培育壮大天然气业务	否	5.29%	4,645.10	2017.08
国电长源第一发电有限责任公司	国电长源第一发电有限责任公司成立于1996年6月，控股股东为国家能源集团长源电力股份有限公司，其主营业务为火力发电，与湖北能源旗下鄂州发电公司、新疆楚星公司、宣城火电公司主营业务一致，与公司主业存在协同效应	否	5.19%	2,826.99	2020.06
三峡保险经纪有限责任公司	主要业务为保险经纪业务，该公司为金融公司，认定为财务性投资	是	7.00%	1,359.40	2017.12
合计	-	-		26,707.62	-

截至2023年3月31日，公司其他权益工具投资账面价值为26,707.62万元，其中晋城蓝焰煤业股份有限公司、湖北电力交易中心有限公司、重庆石油天然气交易中心有限公司和国电长源第一发电有限责任公司所从事的业务与公司所处产业链具有密切关系，发行人不以获得投资收益为主要目的，不属于财务性投资。

报告期末，公司持有三峡保险经纪有限责任公司股权，与公司所处产业链不



存在直接关系，认定为财务性投资。截至2022年3月末，持有的三峡保险经纪有限责任公司股权账面价值为1,359.40万元，占最近一期末归母净资产比例为0.04%，金额及占比较小，不属于金额较大的财务性投资。发行人对三峡保险经纪有限责任公司的投资时间较早，不属于本次发行董事会前6个月至今新增的财务性投资。

(9) 其他非流动资产

项目	金额（万元）
待抵扣增值税进项税	85,019.17
预付在建工程款	47,649.65
预付固定资产设备款	8,475.81
预付项目前期费用	9,449.05
其他	4,311.64
合计	154,905.32

截至2023年3月31日，公司的其他非流动资产账面价值为154,905.32万元，主要包括待抵扣增值税进项税、预付在建工程款等，不属于财务性投资。

(三) 对三峡财务公司的投资情况及董事会前六个月至今的变动情况

三峡财务公司成立于1997年11月，系经中国人民银行批准，专门服务于三峡集团有限公司及其成员单位的非银行金融机构。

根据《中国银监会非银行金融机构行政许可事项实施办法》（银监会2015年第6号令）第十六条规定，一家企业集团只能设立一家财务公司。2017年12月，三峡财务公司将发行人全资子公司湖北能源财务有限公司（以下简称“能源财务公司”）吸收合并，发行人同时向三峡财务公司支付部分现金作为对价，入股三峡财务公司，持股比例为10%，能源财务公司同时注销。根据评估结果，三峡财务公司10%股权对应估值为89,331.02万元，能源财务公司估值为67,858.42万元，差额21,472.60万元由发行人以现金支付。

上述事项经发行人第八届董事会第十九次会议决议通过及2017年第一次临时股东大会决议通过。



自 2017 年 12 月发行人首次以能源财务公司股权及现金取得三峡财务公司 10%股权后，发行人未再对三峡财务公司进行增资投入，董事会前六个月至今发行人未对三峡财务公司进行增资投入。

根据《<上市公司证券发行注册管理办法>第九条、第十条、第十一条、第十三条、第四十条、第五十七条、第六十条有关规定的适用意见——证券期货法律适用意见第 18 号》：“财务性投资包括但不限于：投资类金融业务；非金融企业投资金融业务（不包括投资前后持股比例未增加的对集团财务公司的投资）；与公司主营业务无关的股权投资或投资产业基金、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”

根据上述规定，财务性投资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，公司自 2017 年 12 月首次投资三峡财务公司后未再未增加对三峡财务公司的投资，不属于财务性投资。

（四）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

自本次发行相关董事会决议日（2023 年 5 月 9 日）前六个月（2022 年 11 月 9 日）起至今，公司实施或拟实施财务性投资的情况具体分析如下：

1、投资产业基金、并购基金

发行人持有的产业基金为湖北新能源投资管理有限公司及湖北新能源创业投资基金有限公司，发行人将其认定为财务性投资。公司对湖北新能源投资管理有限公司最近一次增资时间为 2010 年 8 月，对湖北新能源创业投资基金有限公司最近一次增资时间为 2011 年 11 月，均在本次发行相关董事会决议日六个月之前。

因此，自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在已实施或拟实施投资产业基金、并购基金的情形。

2、拆借资金

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在实施或拟实施的以获取投资收益为目的的拆借资金的情形。



3、委托贷款

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在实施或拟实施的委托贷款的情形。

4、以超过集团持股比例向集团财务公司出资或增资

公司持有三峡财务 10%的股权，公司自 2017 年 12 月首次投资三峡财务公司后未再增加对三峡财务的投资。因此自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在实施或拟实施的以超过集团持股比例向集团财务公司出资或增资的情形。

5、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今，公司不存在购买收益波动大且风险较高的金融产品的情形。

6、类金融业务

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在实施或拟实施对融资租赁、商业保理和小贷业务等类金融业务进行投资的情形。

7、非金融企业投资金融业务

公司持有的金融公司股权及最近一次增资时间如下：

公司名字	最近一次增资时间
长江证券股份有限公司	2020 年 4 月
长江财产保险股份有限公司	2011 年 10 月
三峡保险经纪有限责任公司	2017 年 12 月

公司最近一次投资金融业务的时间均在本次发行相关董事会决议日前六个月内，因此自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在实施或拟实施投资金融业务的情形。

综上，本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司不存在实施或拟实施的财务性投资（包括类金融投资）情况。



（五）结合楚象供应链业务与公司业务的协同性说明其是否属于财务性投资

楚象供应链由国内供应链企业厦门象屿（600057.SH）控股，湖北能源持有其10%的股份。楚象供应链主要业务为借助厦门象屿在大宗商品供应链的产业资源及运营经验，围绕煤炭、汽车产业、光电子产业等，开展供应链综合服务业务。

楚象供应链在煤炭贸易和物流板块的主要业务为与上游煤炭资源端深度合作，聚焦上游的广泛的资源网。下游拓展国内尤其是湖北省发电企业，针对电厂主要需求品种，提供包括采购分销、物流运输、金融配套等供应链服务，帮助湖北省内用煤大户稳定原料供应渠道，并提供个性化的供应链服务。

湖北能源作为湖北省能源安全保障平台，参股楚象供应链，通过与国内供应链企业合作，可以扩大公司煤炭来源、稳定原材料供应链渠道，进一步提升煤炭供应保障能力。另一方面，湖北能源下属的荆州煤港可以利用楚象供应链的贸易业务，扩展荆州煤港港口中转量。公司于2022年5月完成对楚象供应链的投资，2023年1-3月，鄂州发电向楚象供应链购买燃煤21,990吨，采购金额2,954.20万元。

综上，公司业务与楚象供应链业务具有协同性，不属于以获取财务收益为目的的财务性投资。

六、结合发行人前次募集资金变更补充流动资金的时点、金额以及相关审批情况，说明报告期内变更永久补充流动资金的金额及比例是否符合相关监管要求，的大额永久补流，且存在较大额度货币资金的情况下，说明本次融资规模测算是否合理、谨慎，是否可能存在前募大额节余资金的情形，是否属于合理融资，本次补充流动资金是否具有必要性

（一）发行人前次募集资金变更补充流动资金的时点、金额以及相关审批情况

1、前次募集资金变更补充流动资金的时点、金额

经中国证券监督管理委员会《关于核准湖北能源集团股份有限公司非公开发行股票批复》（证监许可[2015]2904号）核准，发行人采用非公开方式发行人



人民币普通股（A股）1,158,699,808股，发行价格为每股5.23元。截止2015年12月18日，发行人实际已非公开发行人民币普通股（A股）1,158,699,808股，募集资金总额606,000.00万元，扣除承销费、保荐费、审计费、律师费、信息披露等发行费用32,815,869.98元后，实际募集资金净额为人民币602,718.41万元。

2022年3月31日，发行人发布《关于2015年节余募集资金永久补充流动资金的公告》，拟将2015年募集资金节余金额134,645.88万元（含尚未支付的项目尾款、存款利息等及2022年度临时补充流动资金）永久补充公司流动资金，最终金额以资金转出当日银行结算后实际金额为准，尚未支付的项目尾款后期将通过公司自有资金支付。

截至2022年12月31日，公司累计使用募集资金604,260.16万元，其中用于募投项目建设资金469,611.57万元，用于永久补充流动资金的闲置资金134,648.59万元，期末募集资金余额为零。公司于2022年5月25日完成上述永久补充流动资金事项的资金操作，截至2022年8月4日，2015年募集资金专用账户已全部完成注销。

2、相关审批情况

（1）董事会审议情况

2022年3月31日，公司第九届董事会第十七次会议通过了公司2015年节余募集资金永久补充公司流动资金事宜，有效表决票数为8票，其中同意票8票，反对票0票，弃权票0票。

（2）监事会审议情况

2022年3月31日，公司第九届监事会第十一次会议审议通过了《关于2015年节余募集资金永久补充公司流动资金的议案》，公司监事会认为除大悟三角山项目因政策原因终止外，2015年非公开发行股票募集资金其他投资项目已按计划实施完毕，已达到预计的投产使用状态。公司对募集资金投资项目进行结项，并将相关项目节余募集资金永久补充流动资金，有利于提高公司募集资金使用效率，降低公司财务费用，符合全体股东利益。有效表决票数为4票，其中同意票4票，反对票0票，弃权票0票。



(3) 独立董事的独立意见

2022年3月31日，公司独立董事出具了《关于公司第九届董事会第十七次会议相关事项的独立意见》，公司独立董事认为：公司2015年非公开发行股票募集资金投资项目已满足结项条件，相应进行结项并将相关节余募集资金永久补充流动资金，符合公司经营发展需要，有利于提高募集资金使用效率，降低财务成本，不存在变相改变募集资金投向和损害股东利益的情况，也不存在损害中小股东利益的情形，相关审议程序符合《深圳证券交易所上市公司规范运作指引（2022年修订）》等相关法律法规及规范性文件的要求。公司独立董事同意募集资金投资项目结项并将节余募集资金永久补充流动资金。

(4) 股东大会审议情况

2022年5月26日，公司2021年度股东大会审议通过了《关于2015年节余募集资金永久补充公司流动资金的议案》。中小投资者表决结果为：同意28,033,778股，占出席会议中小股东所持有有效表决权股份数的95.9542%；反对669,000股，占出席会议中小股东所持有有效表决权股份数的2.2899%；弃权513,000股，占出席会议中小股东所持有有效表决权股份数的1.7559%。

(二) 报告期内变更永久补充流动资金的金额及比例是否符合相关监管要求

发行人前次募集资金实际用于补充流动资金和偿还债务的情况如下：

项目	金额（万元）
用于偿还三峡财务公司贷款（A）	48,252.99
用于永久补充流动资金（B）	134,648.59
前次补充流动资金和偿还债务实际额度（C=A+B）	182,901.58
前次募集资金净额（D）	602,718.41
前次募集资金累计投入金额（E）	604,260.16
前次募集资金产生的利息收入及理财收益净额（F=E-D）	1,541.75
前次补充流动资金和偿还债务实际额度（扣除利息收入及理财收益净额）（G=C-F）	181,359.83

综合考虑前次募集资金实际使用额及永久补充流动资金中所含的利息收入及理财收益情况，前次募集资金中补充流动资金和偿还债务占比情况如下：



计算口径	前次补充流动资金和偿还债务占比	前次补充流动资金和偿还债务超出募集资金规模30%的金额(万元)
以募集资金总额(606,000.00万元)为基数,补充流动资金和偿还债务实际额度扣除利息收入及理财收益(181,359.83万元)	29.93%	-
以募集资金总额(606,000.00万元)为基数,补充流动资金和偿还债务实际额度不扣除利息收入及理财收益(182,901.58万元)	30.18%	1,101.58

由上表,考虑补充流动资金和偿还债务扣减相关利息收入及理财收益后,公司前次募集资金中实际用于补充流动资金和偿还债务的金额占前次募集资金总额的比例为29.93%,不超过30%。因此,报告期内变更永久补充流动资金的金额及比例符合相关监管要求。

发行人将前次结余的募集资金用于永久补充流动资金,主要考虑为应对公司快速增长的投资需求,并尽快推进后续融资,在2022年完成变更主要系考虑项目竣工结算周期。最近三年,发行人总投资额分别为28.92亿元、42.42亿元和59.94亿元,投资额快速增长,虽然发行人采取多种融资渠道筹集资金,但资金需求依然迫切,前次永久补充流动资金成为发行人开展项目建设投资的重要资金支撑。

(三) 大额永久补流,且存在较大额度货币资金的情况下,说明本次融资规模测算是否合理、谨慎,是否可能存在前募大额节余资金的情形,是否属于合理融资,本次补充流动资金是否具有必要性

1、大额永久补流,且存在较大额度货币资金的情况下,说明本次融资规模测算是否合理、谨慎

一方面,公司“十四五”期间投资强度大、资金需求高。公司在“十三五”期间,水电、火电和新能源业务实现了快速增长,可控装机容量从612.02万千瓦增加至1,054.59万千瓦,增长了72.3%。“十四五”期间,公司面临了重要的战略机遇,新能源、抽水蓄能等都迎来战略发展期。根据《湖北省能源发展“十四五”规划》,“大力发展非化石能源,分别新增光伏发电、风电装机1,500、500万千瓦,2025年光伏、风电发电总装机达到3,200万千瓦,年发电量400亿千瓦时;增强能源储备调节能力,有序推进规划内抽水蓄能电站建设,开工建设



罗田平坦原、通山大幕山等5个以上抽水蓄能电站，利用现有梯级水电站规划布局一批抽水蓄能电站。”

为了充分把握上述发展机遇，公司第九届董事会第九次会议审议通过了《湖北能源集团股份有限公司“十四五”发展规划》，公司预计“十四五”期间新增装机容量超过900万千瓦，其中新增新能源项目装机超过700万千瓦（总投资约350亿元），新增宜城火电项目装机200万千瓦（动态总投资77.31亿元），并在“十四五”期间开工建设罗田平坦原抽水蓄能项目（动态总投资93.10亿元）等其他项目。

另一方面，在投资资金需求较大的背景下，公司资产负债结构承压明显。报告期各期末，公司资产负债率为41.74%、50.25%、53.79%和54.50%，报告期内资产负债率持续上升。随着项目投资需求的不断扩大，单纯依靠债券融资对公司资产负债率和财务费用将产生较大压力。通过资本市场进行部分权益性融资有利于平衡资本结构、维持合理财务费用，具备合理性。

综上，虽然报告期内发行人大额永久补流，且存在较大额度货币资金，但仍不能满足未来新增投资部分资金缺口。公司“十四五”期间资金需求极大，考虑到未来项目资本金投入并合理控制资产负债率水平，本次融资规模测算具备合理性、谨慎性。

2、是否可能存在前募大额节余资金的情形，是否属于合理融资

公司前次募集资金各项目结余资金及原因如下：

单位：万元

承诺投资项目	募集资金承诺投资总额	项目累计使用募集资金	项目资金结余原因
新建湖北黄石筠山风电场工程项目	70,000.00	59,321.75	募集资金拟投入金额70,000.00万元，截至2022年12月31日，实际投入59,321.75万元，结余10,678.25万元。资金结余主要原因为：1、因风机微观选址方案较优，及国内风电行业技术不断发展，风电设备、材料价格下降，项目实际辅助工程、设备及安装、建筑工程等均较概算时费用下降，资金结余5,367.73万元；2、因项目实际投资金额较概算降低，借款利息较概算节约2,218.77万元；3、少部分款项尚未支付。



承诺投资项目	募集资金承诺投资总额	项目累计使用募集资金	项目资金结余原因
新建湖北荆门象河风电场一期工程项目	86,500.00	70,704.36	募集资金拟投入金额 86,500.00 万元，截至 2022 年 12 月 31 日，实际投入 70,704.36 万元，结余 15,795.64 万元。资金结余主要原因：1、该项目采用 EPC 总承包方式进行建设和结算，且 EPC 合同中标金额较招标控制价有较大幅度降低，一定程度上结余工程投资。建筑工程、施工辅助工程、其他费用等实际发生额较概算结余资金 9,554.34 万元；2、少部分款项尚未支付。
新建湖北麻城蔡家寨风电场一期工程项目	42,000.00	37,711.27	募集资金拟投入金额 42,000.00 万元，截至 2022 年 12 月 31 日，实际投入 37,711.27 万元，结余 4,288.73 万元。资金结余主要原因：1、项目经审计的实际投资较概算节约 3,648.90 万元，主要是设备及安装工程投资降低及施工交通工程部分项目根据实际情况未实施；2、少部分款项尚未支付。
新建湖北利川齐岳山双鹿风电场工程项目	12,000.00	6,967.01	根据非公开发行股票预案，该项目投资总额约为 44,764.27 万元，拟使用该次发行募集资金 12,000.00 万元，其他通过自筹解决。截至 2022 年 12 月 31 日，实际投入 6,967.01 万元，结余资金 5,032.99 万元。主要原因：因实际双鹿风电场未分摊二期升压站投资等原因，实际投资较概算结余资金。
新建武汉东湖高新区燃机热电联产项目	47,500.00	46,427.30	该项目概算投资为 125,962.00 万元，拟使用该次发行募集资金 47,500.00 万元，其他通过自筹解决。截至 2022 年 12 月 31 日，该项目已使用募集资金 46,427.30 万元，结余资金 1,072.70 万元。
新建大悟三角山风电场工程项目	42,000.00	370.60	该项目核准后，因随后地方政府出台的《天然林保护条例》，该项目建设区域被列入生态红线区，涉及生活水源地、文化旅游资源、生态保护等政策限制，该项目不具备实施条件。该项目拟投入募集资金 42,000.00 万元，截至 2022 年 12 月 31 日，实际使用 370.60 万元，结余资金 41,629.40 万元。
新建老河口洪山嘴地面光伏电站工程项目	46,000.00	43,813.84	募集资金拟投入金额 46,000.00 万元，截至 2022 年 12 月 31 日，实际投入 43,813.84 万元，结余资金 2,186.16 万元。主要原因：部分款项尚未支付。
新建麻城阎家河地面光伏电站工程项目	80,000.00	54,058.47	募集资金拟投入金额为 80,000 万元，截至 2022 年 12 月 31 日，实际投入 54,058.47 万元，结余资金 25,941.53 万元。主要原因为：



承诺投资项目	募集资金承诺投资总额	项目累计使用募集资金	项目资金结余原因
			1、国内光伏行业技术进步导致光伏设备价格下降，EPC 总承包中标单位投标报价低于可研设计的价格，该项节省资金 11,083.99 万元；2、接入系统方案改变导致送出线路长度减少，节省资金 1,755.23 万元；3、少部分款项尚未支付。
新建湖北利川安家坝风电场工程项目	42,873.00	35,824.38	该项目拟投入募集资金 42,873 万元，截至 2022 年 12 月 31 日，实际投入 35,824.38 万元，节余资金 7,048.62 万元。主要原因：1、该项目在总容量 48MW 不变情况，根据实际情况安装 20 台单机容量为 2.2MW 和 2 台 2.0MW 的风机，原计划安装 24 台单机容量为 2MW 的风机，由此带来的工程等投资实际成本较计划节余资金 3,773.91 万元；2、少部分款项尚未支付。
新建湖北通城黄龙山风电场工程项目	62,500.00	39,785.59	募集资金拟投入金额 62,500.00 万元，截至 2022 年 12 月 31 日，实际投入 39,785.59 万元，节余 22,714.41 万元。通城黄龙山风电场项目节余资金较多，资金节余主要原因为：1、因项目场址受地址溶洞的影响，对原设计进行了优化变更，该项目最终建设规模较计划建设规模调减，相应建设成本降低，总投资概算减少 14,382.53 万元；2、国内风电行业技术不断发展，风电设备、材料价格下降，同时公司进行招标控制价，有效降低了设备成本，较概算节余资金 2,278.02 万元；3、少部分款项尚未支付。
收购利川公司 100%的股权	25,824.01	25,824.01	不适用
收购通城公司 100%的股权	550.00	550.00	不适用
偿还三峡财务公司贷款	48,252.99	48,252.99	不适用
合计	606,000.00	469,611.57	

由上表，除大悟三角山风电项目在核准后，因新出台政策限制导致项目无法实施外，发行人前次募集资金投资建设的所有项目均已完成投资或工程建设，相应项目完成竣工决算审计，项目平稳运行，不存在前募大额结余资金的情形。

前次募投项目已结项的项目已经并网投运，由于竣工决算存在一定周期，为提高资金使用效率，发行人在部分项目存在少部分款项尚未支付完毕时将结余资



金用于永久补充流动资金，此后以自有资金支付上述项目尾款共计 2,233.88 万元。

上述结余资金已经发行人董事会、股东大会决策后用于永久补充流动资金，体现为发行人货币资金账面余额的一部分。为进一步满足发行人未来项目资金投入及合理控制资产负债率水平的需要，本次融资属于合理融资。

3、本次补充流动资金是否具有必要性

采用销售百分比法预测，预测期间收入增长率采用最近三年收入复合增长率 9.18%，资产及负债结构性占比采用最近三年平均值，在此假设下发行人未来三年的营运资金需求测算如下：

单位：万元

项目	2022A	2023E	2024E	2025E
营业收入	2,057,821.48	2,246,773.92	2,453,076.28	2,678,321.65
应收票据、应收账款及应收款项融资	352,049.88	405,615.37	442,859.62	483,523.70
预付款项	394,493.17	299,699.33	327,218.20	357,263.90
存货	66,039.44	68,469.19	74,756.15	81,620.37
经营性流动资产小计	812,582.49	773,783.90	844,833.97	922,407.97
应付票据及应付账款	301,071.73	208,388.45	227,523.00	248,414.53
预付账款及合同负债	353,898.93	266,669.15	291,155.14	317,889.47
经营性流动负债小计	654,970.66	475,057.60	518,678.14	566,304.00
流动资金占用额（经营性流动资产-经营性流动负债）	157,611.83	298,726.30	326,155.83	356,103.97
未来三年营运资金需求				198,492.14

由上表，经合理测算，发行人未来三年的营运资金需求达 198,492.14 万元，本次融资拟补充流动资金 100,000.00 万元，可填补上述日常生产经营所需资金的缺口，具有必要性。



七、结合主营业务收入、实现归属于母公司股东的净利润及经营活动产生的现金流量净额的波动，说明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，是否存在偿债风险

(一) 主营业务收入、实现归属于母公司股东的净利润及经营活动产生的现金流量净额的波动

报告各期，公司主营业务收入、实现归属于母公司股东的净利润及经营活动产生的现金流量净额具体情况如下：

单位：万元

项目	2023年1-3月	2022年度	2021年度	2020年度
主营业务收入	405,186.15	2,034,012.87	2,228,897.85	1,684,133.25
归属于母公司股东的净利润	31,065.55	116,254.04	234,920.27	245,712.90
经营活动产生的现金流量净额	228,762.04	620,224.98	319,963.19	538,430.49

2020年和2021年公司主营业务收入和归属于母公司股东的净利润处于较高水平，公司发电业务增长稳定，业绩情况较好。2022年，由于燃煤价格持续上涨导致火电毛利为负，同时清江流域来水不佳导致水电板块业绩大幅下滑，从而导致2022年净利润下降幅度较大。2023年1-3月，受清江流域来水和发行人主动蓄水提高水头的影响，一季度水电发电量下降，火电板块则受益燃煤价格下降，毛利率扭亏为盈，边际改善。2023年二季度，清江流域来水明显改善，同时燃煤价格整体处于下降趋势，因此后续发行人业绩能够保持稳健增长，有效保障本次可转债还本付息。

报告期各期，发行人经营活动产生的现金流量净额整体处于较良性的状态，发行人发电业务回款良好，为公司资金流周转和偿债能力提供现金流保障。

(二) 说明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，是否存在偿债风险

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。”

截至本回复出具日,公司具备合理的资产负债结构和正常的现金流量水平,具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、公司累计债券余额占净资产比例符合要求

截至2023年3月31日,公司合并口径净资产为3,717,076.55万元,公司本次可转债发行完成后,累计公司债券余额占2023年3月末净资产的比例为16.14%,未超过最近一期末净资产额的50%,符合相关规定。

2、除本次发行的可转债外,公司暂无其他可预见的债券融资安排

截至本回复出具日,除本次发行的可转债外,公司暂无其他可预见的向特定对象或不特定对象发行公司债、企业债等债券融资安排。

3、本次发行规模对资产负债结构的影响及合理性

报告期内,公司资产负债结构如下:

资产负债率	2023-3-31	2022-12-31	2021-12-31	2020-12-31
深圳能源	62.51%	61.55%	62.29%	63.31%
申能股份	57.24%	57.55%	57.01%	48.97%
福能股份	48.22%	49.46%	50.97%	46.55%
长源电力	68.22%	68.05%	59.15%	54.66%



资产负债率	2023-3-31	2022-12-31	2021-12-31	2020-12-31
华电国际	66.43%	68.45%	66.39%	60.37%
平均值	60.52%	61.01%	59.16%	54.77%
中位数	62.51%	61.55%	59.15%	54.66%
本公司	54.50%	53.79%	50.25%	41.74%

报告期内，公司资产负债率分别为 41.74%、50.25%、53.79%及 54.50%，公司资产负债率略低于可比上市公司水平，资产负债结构合理。

假设以 2023 年 3 月 31 日公司的财务数据以及本次发行规模上限 600,000.00 万元进行测算，本次发行完成前后，假设其他财务数据无变化且进入转股期后可转债持有人全部选择转股，公司的资产负债率变动情况如下：

单位：万元

项目	2023年3月31日	转股前	转股后
资产总额	8,169,382.58	8,769,382.58	8,769,382.58
负债总额	4,452,306.04	5,052,306.04	4,452,306.04
资产负债率	54.50%	57.61%	50.77%

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 3 月末资产、负债计算，合并口径资产负债率由 54.50%提升至 57.61%。如果可转债持有人全部选择转股，公司资产负债率将由 57.61%下降至 50.77%，资产负债率最高值 57.61%仍低于可比公司平均水平，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。

4、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

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为不超过600,000.00万元，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AAA，根据2022年1月1日至2023年7月18日A股上市公司发行的评级为AA+或AAA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：

单位：万元

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%	1.60%	2.40%	3.00%
利息支付	1,200.00	3,000.00	6,000.00	9,600.00	14,400.00	18,000.00
现金流量利息保障倍数	410.73	164.29	82.15	51.34	34.23	27.38

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积极提升作用，公司有望进一步提升市场竞争力及盈利能力，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	492,872.89	A
可转债存续期6年内预计经营活动现金流量净额合计	2,957,237.34	B=A*6
截至报告期末货币资金金额	485,569.30	C
本次发行可转债规模	600,000.00	D
模拟可转债年利息总额	52,200.00	E
可转债存续期6年本息合计	652,200.00	G=D+E



项目	金额	计算公式
现有货币资金金额及6年盈利合计	3,442,806.64	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52,200.00万元，到期需支付本金600,000.00万元，可转债存续期6年本息合计652,200.00万元。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1,193,774.42万元，再考虑公司截至报告期末的货币资金金额485,569.30万元，足以覆盖可转债存续期6年本息合计652,200.00万元。

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。

核查程序与结论：

（一）核查程序

保荐人、会计师执行了如下核查程序：

1、查阅发行人2020年、2021年、2022年年度报告及审计报告和2023年一季报，了解发行人报告期的业绩情况、经营情况、应收账款、其他应收款等相关财务资料等；查阅发改委发布的相关政策文件和湖北省能源局各年下发的电力交易实施方案，了解各类电力业务的交易和定价模式；取得报告期内各类电力业务发电量，查阅报告期内公司水电站所在主要流域降水及来水信息，取得报告期内各类产品收入成本明细表，统计并分析各类产品收入占比、单价、单位成本波动情况，核查各类产品毛利率变动的原因；

2、查阅煤炭、天然气市场价格变化情况，了解煤炭和天然气价格走势；查询同行业可比上市公司公开信息，比较公司业绩波动趋势是否与行业变动趋势一致；取得公司签订的长协煤、长协天然气合同，核查区间、数量、价格相关条款，分析公司原材料锁定情况；访谈公司相关业务部门及财务部门相关人员，了解了报告期各期营业收入、毛利率及其他重要报表项目变动的原因，了解公司应对火电业务波动的相关解决措施；

3、获取发行人报告期内应收账款明细表、了解报告期内形成应收账款的主要客户及账龄结构情况，获取报告期各期末应收账款的期后回款明细，了解并核查发行人报告期内主要客户的信用政策变化情况，获取并分析发行人报告期内应



收账款坏账计提政策，并就发行人应收账款坏账计提政策及计提比例与同行业可比上市公司进行比较，综合分析发行人应收账款坏账准备计提是否充分；

4、获取发行人报告期末其他应收款其他类款项明细表、了解其他应收款其他类的主要构成及应收款对象，向财务人员访谈了解其他应收款产生的业务背景并获取相关协议等原始资料，分析相关款项的收回风险；

5、查阅《证券期货法律适用意见第18号》了解关于财务性投资及类金融业务的相关规定；查阅发行人董事会决议、相关公告，并取得发行人出具的说明，了解自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今存在的实施或拟实施的财务性投资及类金融投资的情况，检查了与投资有关的会计科目列报情况并进行了分析，了解公司对外投资的具体情况和相关投资与公司主业的协同性；对照财务性投资及类金融业务的认定标准，查阅公司报告期内的财务报表及其附注、定期报告等，取得发行人相关支持性文件，逐项核查最近一期末公司是否存在金额较大的财务性投资情况及类金融业务情况；查阅发行人账务资料及对外投资公司的工商信息、了解发行人对外投资的相关时点；查阅发行人2017年取得三峡财务公司的相关公告及交易文件，了解发行人投资三峡财务公司的具体背景，核查发行人各年对三峡财务公司股权投资的账务处理，核查是否存在后续增资的情形，及是否在董事会前六个月新增投入的情形；取得发行人投资楚象供应链的议案及可行性研究报告，并取得公司与楚象供应链的交易数据，核查楚象供应链与发行人的主业协同性，核查是否属于财务性投资；

6、查阅前次募集资金变更补充流动资金的原始凭证、审议程序，核查资金处理时点及审批程序的完备性；查阅关于补充流动资金比例的相关监管要求，核查报告期内变更永久补充流动资金的金额及比例是否符合相关监管要求；查阅发行人业务发展规划，测算发行人营运资金缺口，查阅年度募集资金使用鉴证报告，核查本次融资规模的合理性、谨慎性、是否可能存在前募大额节余资金的情形、是否属于合理融资及补充流动资金的必要性；

7、查阅《证券期货法律适用意见第18号》，了解上市公司发行可转债的资产负债结构和现金流量要求；参照近期市场上可转换债券利率约定情况，结合发行人报告期内财务数据，模拟测算发行人未来现金流支付公司债券本息情况。



（二）核查结论

经核查，保荐人、会计师认为：

1、（1）2020年至2023年1-3月利润水平持续下滑的主要原因系来水不佳导致高毛利的水电业务收入占比下降，煤炭价格较高导致收入占比最高的火电毛利率下降，具有合理性；（2）2021年变动趋势与同行业可比公司一致，2022年及2023年与可比公司变动趋势部分不一致，差异具有合理性；（3）随着二季度来水改善及煤炭价格回落，公司水电及火电业务将带来边际改善，公司新能源业务将持续增长，预计公司未来净利润持续下滑、净资产收益率持续下滑的可能性较小。

2、（1）火电业务毛利率下降主要系原材料价格大幅上涨，具有合理性。天然气毛利率波动具有合理性。（2）火电业务目前已扭亏为盈，未来长期处于亏损的可能性较小，不会对业绩产生重大不利影响，公司目前已采取相关应对措施。

3、公司报告期各期末应收账款期后回款情况良好，报告期内信用政策稳定，应收账款账龄结构合理，除新能源补贴电费外大部分账龄在1年以内，符合公司的实际经营情况，应收账款坏账计提政策与同行业可比公司不存在重大差异。公司应收账款坏账准备计提充分。

4、公司其他应收款中其他类款项主要系相关子公司开展正常经营活动形成，对于存在收回风险的部分款项，公司均按照企业会计准则规定充分计提坏账准备。

5、（1）公司最近一期末不存在持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）情形；（2）自2017年12月发行人首次以能源财务公司股权及现金取得三峡财务公司10%股权后，发行人未再对三峡财务公司进行增资投入，董事会前六个月至今发行人未对三峡财务公司进行增资投入；（3）自本次发行相关董事会前六个月至今，公司不存在已实施或拟实施的财务性投资；（4）公司业务与楚象供应链业务具有协同性，不属于以获取财务收益为目的的财务性投资。

6、（1）发行人前次募集资金变更补充流动资金的时点为2022年5月25日、金额为134,648.59万元，已履行董事会、监事会、股东大会审议程序，独立董事对该事项出具了独立意见；（2）考虑补充流动资金和偿还债务扣减相关利



息收入及理财收益后，公司前次募集资金中实际用于补充流动资金和偿还债务的金额占前次募集资金总额的比例为 29.93%，不超过 30%，符合相关监管要求；

（3）公司“十四五”期间资金需求极大，考虑到未来项目资本金投入并合理控制资产负债率水平，本次融资规模测算具备合理性、谨慎性；除大悟三角山风电项目因政策原因无法实施外，发行人前次募集资金投资的建设项目正常结项，不存在前募大额结余资金的情形，为进一步满足发行人未来项目资本金投入及合理控制资产负债率水平的需要，本次融资属于合理融资；经合理测算本次补充流动资金可填补发行人日常生产经营所需资金的缺口，具有必要性。

7、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，不存在偿债风险。



问题 3:

发行人本次拟募集不超过 60 亿元，拟用于湖北能源宜城东湾 100MW 光伏发电项目、湖北能源集团襄州黄集一期 100MW 风力发电项、湖北罗田平坦原抽水蓄能电站项目等共九个项目以及补充流动资金。九个项目涉及农光互补发电项目 4 项、风力发电项目 2 项、光伏发电项目 1 项，抽水蓄能项目 1 项，项目总投资金额为 137.79 亿元，拟使用募集资金投入 50 亿元，抽水蓄能项目总投资为 93 亿元，拟使用募集资金投入 30 亿元；项目用地上，6 个募投项目涉及租赁用地，2 个项目用地尚在取得中，租赁用地涉及农村集体土地。根据发行人 2021 年 4 月公告的合作框架协议，将在十四五至十五五期间向恩施土家族苗族自治州未来投资约 300 亿元建设新能源发电项目，截至 2023 年 3 月 31 日，发行人在建工程 87.41 亿元，包含约 29 个在建项目，根据发行人 2023 年 7 月公告，公司将新增投资榆阳一期 400MW 光伏发电项目、榆阳二期 200MW 光伏发电项目、神木 500MW 光伏发电项目、定边 500MW 光伏发电项目、靖边 300MW 光伏发电项目，投资总额分别不超过 24.65 亿元、11.97 亿元、29.90 亿元、29.73 亿元、18.06 亿元。发行人与控股股东中国长江三峡集团有限公司在发电业务领域存在部分经营范围重叠的情形，2022 年公司与关联方发生重大经常性关联采购 96,562.31 万元，较此前年度大幅增长。

请发行人补充说明：（1）发行人报告期存在多起被行政处罚事项，主要因未取得建筑施工许可证先开工建设、非法占地等被罚款或责令恢复原状，请说明本次募投项目是否已履行有关部门审批、备案等程序，相关资质是否完备，结合募投项目董事会前投入资金情况，最新建设进展等情况，说明相关建设是否合法合规，是否存在未批先建等违规及被处罚情形；（2）本次募投项目与拟建和在建项目在装机容量、单位投资金额、主要客户、区位地址等方面的区别与联系，是否构成重复建设的情形，相关投入的测算是否谨慎合理，发行人是否有能力同时进行多个在建和拟建项目的建设，相关项目资金缺口的来源，未来是否存在资金短缺风险；（3）以通俗易懂的语言说明农光互补、渔光互补、光储农业一体化等光伏项目的具体合作模式以及经营情况，与其他光伏发电项目的区别与联系，风电场二期未涉及租赁土地但项目投资中涉及租赁费用，说明是否涉及租赁土地，本次所有募投项目涉及的租赁土地、集体土地的使用是



否合法合规，是否存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形，相关募投项目生产经营期限是否与租期相匹配，尚未取得的募投项目用地的取得计划及用地落实情况，是否会导致项目实施风险；（4）结合风电、光伏、水电行业发展趋势、募投项目新增装机容量情况、相关政策文件、优惠补贴措施（如有）、合同协议明细内容、气候变化情况等，说明募投项目新增装机容量的消纳措施，是否存在无法盈利的风险，并结合报告期内近似建设项目、同类业务业绩实现情况、同行业可比情况，说明效益测算的谨慎性、合理性；（5）量化说明本次募投项目新增折旧摊销对业绩的影响，是否会对未来业绩产生不利影响；（6）结合控股股东及其控制的其他企业及其实际经营业务情况等，说明已存在的同业竞争是否构成重大不利影响，如是，是否已制定解决方案并明确未来整合时间安排，是否损害上市公司利益，并说明本次募投项目实施后是否会新增重大不利影响的同业竞争；（7）报告期内相关关联交易是否履行必要审批程序，2022年关联交易金额大幅提升的合理性，是否存在违反此前规范关联交易相关承诺的情形，本次发行后是否会新增显失公平的关联交易，是否会对发行人的独立性造成不利影响。

请发行人补充披露（1）（3）（4）（5）（6）（7）中的风险。

请保荐人和会计师核查并发表明确核查意见，请发行人律师核查（1）（3）（6）（7）并发表明确核查意见。

公司回复：

一、发行人报告期存在多起被行政处罚事项，主要因未取得建筑施工许可证先开工建设、非法占地等被罚款或责令恢复原状，请说明本次募投项目是否已履行有关部门审批、备案等程序，相关资质是否完备，结合募投项目董事会前投入资金情况，最新建设进展等情况，说明相关建设是否合法合规，是否存在未批先建等违规及被处罚情形

（一）本次募投项目是否已履行有关部门审批、备案等程序，相关资质是否完备

1、是否已履行有关部门审批、备案等程序

本次募投项目已按法律法规履行有关部门审批、备案等程序，具体如下：



序号	项目名称	备案和核准情况	环评取得情况	土地取得情况
1	湖北能源宜城东湾 100MW 光伏发电项目	已取得《湖北省固定资产投资备案证》（登记备案项目代码：2105-420684-04-05-908491）	已取得环评批复：宜环函[2021]15 号	自有用地： 已取得鄂（2023）宜城市不动产权第 0016391 号不动产权证书 租赁用地： 已签订 ENHJ-HYX-FW-2022058 号土地租赁合同
2	汉江能源公司襄州峪山一期 100MW 农光互补电站项目	已取得《湖北省固定资产投资备案证》（登记备案项目代码：2204-420607-04-05-458509）	已取得环评批复：襄州环审[2022]19 号	自有用地： 已取得鄂（2023）襄州区不动产权第 0014808 号不动产权证书 租赁用地： 已签订 ENHJ-GCB-FW-2022115 号等 8 项土地租赁合同
3	湖北能源集团监利汪桥 100MW 光储渔业一体化电站项目	已取得《湖北省固定资产投资备案证》（登记备案项目代码：2020-421023-44-03-015260）	已取得环评批复：监环审函[2022]4 号	自有用地： 已取得鄂（2023）监利市不动产权第 0005353 号不动产权证书 租赁用地： 已签订 ENXN-JL-ZD-2022-004 号土地租赁合同
4	湖北能源集团襄州黄集一期 100MW 风力发电项目	已取得《关于湖北能源集团襄州黄集一期 100MW 风力发电项目核准的批复》（襄区发改审批[2023]42 号）	已取得环评批复：襄州环审[2023]10 号	项目尚未开工，已取得襄州自然资预审函[2022]26 号用地预审及襄州自然资规用字第 420607202300001 号选址意见书
5	首义新能源石首市南口镇 100MW 农光互补发电项目	已取得《湖北省固定资产投资备案证》（登记备案项目代码：2105-421081-04-01-618790）	已取得环评批复：石环审[2022]11 号	自有用地： 已取得鄂（2023）石首市不动产权第 0000987 号不动产权证书 租赁用地： 已签订 TBEA-JC-TDHT-202109-031、TBEA-JC-TDHT-202109-032 号土地租赁合同
6	天门天盛风电场二期项目	已取得《天门市发展和改革委员会关于天门天盛风电场二期项目核准的批复》（天发改文[2022]303 号）	已取得环评批复：天环函[2022]73 号	自有用地： 已取得鄂（2022）天门市不动产权第 0113579 号等 31 宗土地的不动产权证书
7	洗马综电浠水县洗马	已取得《湖北省固定资产投资备案证》	已取得环评批复：黄环审	自有用地： 已取得鄂（2023）浠水县不动产权



序号	项目名称	备案和核准情况	环评取得情况	土地取得情况
	100MW 农光互补光伏发电项目	(登记备案项目代码: 2107-421125-04-01-221290)	[2022]193 号	第 0078876 号不动产权证书 租赁用地: 已与浠水县洗马镇燕毛咀村民委员会等 8 个村委会签订土地租赁合同
8	高锐达新能源潜江市高石碑镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	已取得《湖北省固定资产投资备案证》(登记备案项目代码: 2105-429005-04-01-632076)	已取得环评批复: 潜环评审函 [2023]43 号	自有用地: 项目尚未开工, 已取得潜自然预审函 [2023]4 号用地预审 租赁用地: 已与潜江市高石碑镇人民政府及潜江市高石碑镇三建村村民委员会等 9 个村委会签订土地租赁合同
9	湖北平坦原抽水蓄能电站项目	已取得《湖北省发展和改革委员会关于湖北罗田平坦原抽水蓄能电站项目核准的批复》(鄂发改审批服务 [2021]319 号)	已取得环评批复: 鄂环审 [2022]178 号	自有建设用地: 已取得《自然资源部关于湖北罗田平坦原抽水蓄能电站工程建设用地的批复》(自然资函[2022]1407 号), 共计批准用地 258.2649 公顷 已取得鄂 HG(LT)-2023008 号等 6 项《国有建设用地划拨决定书》, 合计面积 91.352 公顷 临时用地: 已取得黄冈临地审批 [2022]18 号、罗田临地审批 [2022]1 号临时用地批准通知书

2、相关资质是否完备

截至本回复出具日, 除补充流动资金以外的本次募投项目(以下简称“本次募投建设项目”)已按照所处的建设及运营阶段取得相关资质, 具体分析如下:

根据《关于贯彻落实“放管服”改革精神、优化电力业务许可管理有关事项的通知》(国能发资质〔2020〕22 号), 风电、光伏项目应当在并网后 6 个月内取得电力业务许可证。本次募投项目中的风力发电、光伏发电项目除天门天盛风电场二期项目均尚未并网, 将于在满足并网及相关法律法规要求后办理电力业



务许可证，该等情形符合相关法律法规要求。天门天盛风电场二期项目已取得1952223-01309号电力业务许可证。

根据《关于贯彻落实“放管服”改革精神、优化电力业务许可管理有关事项的通知》《取水许可管理办法》及《水电站大坝安全注册登记监督管理办法》，抽水蓄能电站项目应当在并网后3个月内取得电力业务许可证，在完成工程竣工安全鉴定或者大坝安全定期检查3个月内向大坝中心书面提出安全注册登记申请，在建成并试运行满30日后申请核发取水许可证。湖北平坦原抽水蓄能电站项目尚未并网、尚未完成工程竣工安全鉴定或者大坝安全定期检查、尚未达到建成并试运行满30日阶段，因此尚不涉及应取得电力业务许可证、取水许可证及水电站大坝安全注册登记证的情形，该等情形符合相关法律法规要求。

综上，根据相关法律法规的要求，本次募投项目已按照所处的建设及运营阶段取得相关资质，相关资质完备，不存在未依法依规取得相关生产经营资质的情形。

（二）结合募投项目董事会前投入资金情况，最新建设进展等情况，说明相关建设是否合法合规，是否存在未批先建等违规及被处罚情形

本次募投建设项目截至发行人第九届董事会第三十次会议召开日（2023年5月9日）的已投资金额情况及截至本回复出具日的最新建设进展情况如下：

单位：万元

序号	项目名称	董事会前已投资金额	已投资资金的投向	最新建设进展
1	湖北能源宜城东湾100MW光伏发电项目	17,452.10	机电设备及安装工程、建筑工程等	已开工
2	汉江能源公司襄州峪山一期100MW农光互补电站项目	4,286.11	建筑工程、其他费用等	已开工
3	湖北能源集团监利汪桥100MW光储渔业一体化电站项目	6,719.33	机电设备及安装工程、建筑工程等	已开工
4	湖北能源集团襄州黄集一期100MW风力发电项目	99.98	其他费用-工程前期费	未开工
5	首义新能源石首市南口镇100MW农光互补发电项目	19,433.72	机电设备及安装工程、建筑工程等	已开工



序号	项目名称	董事会前已投资金额	已投资资金的投向	最新建设进展
6	天门天盛风电场二期项目	65,800.00	机电设备及安装工程、建筑工程等	已并网
7	洗马综电浠水县洗马 100MW 农光互补光伏发电项目	11,524.66	机电设备及安装工程、建筑工程等	已开工
8	高锐达新能源潜江市高石碑镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	0.00	不涉及	未开工
9	湖北罗田平坦原抽水蓄能电站项目	69,729.37	其他费用、建筑工程等	工程筹建期，主体工程尚未开工

根据《中华人民共和国建筑法》《中华人民共和国城乡规划法》等相关法律法规的要求，上述已开工的项目应办理用地批准手续、建设用地规划许可证、建设工程规划许可证及施工许可证。截至本回复出具日，上述已开工项目、取得的建设手续情况如下：

序号	项目名称	用地批准手续	建设用地规划许可证	建设工程规划许可证	施工许可证
1	湖北能源宜城东湾 100MW 光伏发电项目	自有用地： 已取得鄂（2023）宜城市不动产权第0016391号不动产权证书 租赁用地： 已签订 ENHJ-HYX-FW-2022058 号土地租赁合同	地字第 420684202300007 号	建字第 2023-011 号	编号：420684202306140199
2	汉江能源公司襄州峪山一期 100MW 农光互补电站项目	自有用地： 已取得鄂（2023）襄州区不动产权第0014808号不动产权证书 租赁用地： 已签订 ENHJ-GCB-FW-2022115 号等 8 项土地租赁合同	襄州自然资源规地字第 420607202300012 号	建字第 XZGC202306003 号	编号：420607202307140101
3	湖北能源集团监利汪桥 100MW 光储渔业一体化电站项目	自有用地： 已取得鄂（2023）监利市不动产权第0005353号不动产权证书 租赁用地： 已签订 ENXN-JL-ZD-2022-004 号土地租赁合同	地字第监城规用地 2022011003 号	建字第监建规 2022011005 号	编号：421088202306060101



序号	项目名称	用地批准手续	建设用地规划许可证	建设工程规划许可证	施工许可证
4	首义新能源石首市南口镇100MW农光互补发电项目	自有用地： 已取得鄂（2023）石首市不动产权第0000987号不动产权证书 租赁用地： 已签订TBEA-JC-TDHT-202109-031、TBEA-JC-TDHT-202109-032号土地租赁合同	地字第421081202300007号	建字第421081202300011号	编号：4210812023062100199
5	天门天盛风电场二期项目	自有用地： 已取得鄂（2022）天门市不动产权第0113579号等31宗土地的不动产权证书	地字第429006202200084号	建字第429006202200084号	编号：429006202212290199
6	浠马综电浠水县浠马100MW农光互补光伏发电项目	自有用地： 已取得鄂（2023）浠水县不动产权第0078876号不动产权证书 租赁用地： 已与浠水县浠马镇燕毛咀村民委员会等8个村委会签订土地租赁合同	地字第42112520230022号	建字第42112520230024号	编号：421125202305160101

针对湖北罗田平坦原抽水蓄能电站项目，其尚处于工程筹建期，主体工程尚未开工，正在进行场地平整等工程筹建工作。根据《中华人民共和国建筑法》，项目开工前应办理用地批准手续，项目已根据《中华人民共和国土地管理法》及其实施条例的相关要求取得了建设用地批复（自然资函[2022]1407号）及临时用地批复（黄冈临地审批[2022]18号、罗田临地审批[2022]1号）。

罗田县住房和城乡建设局已于2023年5月8日出具《合规证明》，确认湖北能源集团罗田平坦原抽水蓄能有限公司自成立之日起至《合规证明》出具日在罗田县境内遵守有关住房和城乡建设管理的相关法律、行政法规和规范性文件，不存在违反有关住房和城乡建设管理的法律、法规的情形，没有受到该局行政处罚、调查或被追究任何责任的情形。

针对其余尚未开工募投项目，其正在依法依规办理开工前所需的各项建设手续，将于办理完毕所需建设手续后开工。

综上，截至本回复出具日，本次募投建设项目均根据其所处的建设阶段依照相关法律法规取得了相关建设手续，不存在未批先建的情形，亦不存在因未批先建等违规被处罚的情形。



二、本次募投项目与拟建和在建项目在装机容量、单位投资金额、主要客户、区位地址等方面的区别与联系，是否构成重复建设的情形，相关投入的测算是否谨慎合理，发行人是否有能力同时进行多个在建和拟建项目的建设，相关项目资金缺口的来源，未来是否存在资金短缺风险

（一）本次募投项目与拟建和在建项目在装机容量、单位投资金额、主要客户、区位地址等方面的区别与联系，是否构成重复建设的情形，相关投入的测算是否谨慎合理

1、本次募投项目与拟建和在建项目在装机容量、单位投资金额、主要客户、区位地址等方面的区别与联系，是否构成重复建设的情形

截至本回复出具日，本次募投项目与发行人其他类似拟建和在建项目在装机容量、单位投资金额、主要客户、区位地址等方面的对比情况如下：

序号	项目名称	是否为本次募投项目	项目类型	装机容量（万千瓦）	单位千瓦动态投资（元/kW，光伏发电项目按交流侧容量计算）	主要客户	区位地址
1	湖北能源宜城东湾100MW光伏发电项目	是	地面集中式光伏发电	10	4,718.15	国网湖北省电力有限公司	湖北省襄阳市宜城市
2	汉江能源公司襄州峪山一期100MW农光互补电站项目	是	地面集中式光伏发电	10	5,540.47	国网湖北省电力有限公司	湖北省襄阳市襄州区
3	湖北能源宜城莺河马头山100MW农光互补电站项目	否	地面集中式光伏发电	10	5,122.48	国网湖北省电力有限公司	湖北省襄阳市宜城市
4	湖北能源集团监利汪桥100MW光储渔业一体化电站项目	是	地面集中式光伏发电	10	5,194.79	国网湖北省电力有限公司	湖北省荆州市监利市
5	首义新能源石首市南口镇100MW农光互补发电项目	是	地面集中式光伏发电	10	5,316.85	国网湖北省电力有限公司	湖北省荆州市石首市



序号	项目名称	是否为本次募投项目	项目类型	装机容量(万千瓦)	单位千瓦动态投资(元/kW,光伏发电项目按交流侧容量计算)	主要客户	区位地址
6	晟鑫新能源公安县狮子口150MW农光互补光伏发电项目	否	地面集中式光伏发电	15	5,083.00	国网湖北省电力有限公司	湖北省荆州市公安县
7	洗马综电浠水县洗马100MW农光互补光伏发电项目	是	地面集中式光伏发电	10	4,232.35	国网湖北省电力有限公司	湖北省黄冈市浠水县
8	清能浠水县毛贩100MW农光互补光伏发电项目	否	地面集中式光伏发电	10	4,519.92	国网湖北省电力有限公司	湖北省黄冈市浠水县
9	黄梅县佐阳新能源黄梅县刘佐乡97MW农光互补光伏电站项目	否	地面集中式光伏发电	9.7	5,789.69	国网湖北省电力有限公司	湖北省黄冈市黄梅县
10	高锐达新能源潜江市高石碑镇100MW渔光互补光伏发电项目	是	地面集中式光伏发电	10	5,377.45	国网湖北省电力有限公司	湖北省潜江市
11	钟祥双河100MW农光互补电站项目	否	地面集中式光伏发电	10	5,700.01	国网湖北省电力有限公司	湖北省荆门市钟祥市
12	湖北能源黄石阳新三溪50MWp渔光互补光伏电站项目	否	地面集中式光伏发电	5	5,427.95	国网湖北省电力有限公司	湖北省黄石市阳新县
13	榆林2100兆瓦光伏发电项目(榆阳区一期400兆瓦)	否	地面集中式光伏发电	40	6,162.20	国网陕西省电力公司	陕西省榆林市榆阳区
14	榆林2100兆瓦光伏发电项目(神木市500兆)	否	地面集中式光伏发电	50	5,979.89	国网陕西省电力公司	陕西省榆林市神木市
15	榆林2100兆瓦光伏发电项目(定边500兆瓦)	否	地面集中式光伏发电	50	5,945.86	国网陕西省电力公司	陕西省榆林市定边县
16	榆林2100兆瓦光伏发电项目(靖边300兆)	否	地面集中式光伏发电	30	6,021.66	国网陕西省电力公司	陕西省榆林市靖边县



序号	项目名称	是否为本次募投项目	项目类型	装机容量(万千瓦)	单位千瓦动态投资(元/kW,光伏发电项目按交流侧容量计算)	主要客户	区位地址
17	兵团第五师双河市90团10万千瓦光伏发电项目	否	地面集中式光伏发电	10	4,856.25	新疆双能电力有限责任公司	新疆维吾尔自治区双河市
18	湖北能源集团襄州黄集一期100MW风力发电项目	是	风力发电	10	6,537.45	国网湖北省电力有限公司	湖北省襄阳市襄州区
19	天门天盛风电场二期项目	是	风力发电	10	7,775.30	国网湖北省电力有限公司	湖北省天门市
20	湖北罗田平坦原抽水蓄能电站项目	是	抽水蓄能	140	6,649.91	国网湖北省电力有限公司	湖北省黄冈市罗田县

由上表，本次募投项目与发行人其他类似拟建和在建项目在装机容量、单位投资金额上相近，存在部分新能源项目的主要客户、所处地市区位地址重叠的情况，但不构成重复建设的情形，主要原因如下：

(1) 新能源项目的规划选址过程可有效避免重复建设的问题

首先，新能源电力对于区域内电网的调峰调频能力要求较高，因此区域内的相关主管机关开展新能源项目的建设指标规划需要考虑区域电网的接入能力，并采取相应的调控措施。地方能源局、发改委针对新能源项目的建设通过定期总体规划进行管控，一般由所在地能源局发布规划和年度建设规模，随后项目业主根据能源局规划和自身拟开展的项目情况，向所在地发展改革委进行核准申请或备案工作。在项目建成投产之前，项目所属地方电网公司还需要对电力系统接入方案进行评审，取得其同意接入的意见，且电场（站）升压站及设备验收合格具备带电条件后，电网公司出具并网批准意见。

其次，新能源项目的选址、规划需要考虑技术可行性。在总量调控的基础上，建设主体拿到新能源项目建设指标后，需要根据测风测光及资源评估结果，在区域内开展项目选址工作，通过与地方主管部门就用地落实方案进行接触、谈判，



在严格遵守国家关于农用地、未利用地等土地政策的前提下开展土地流转和办理建设用地审批，办理各项前期支持性批复文件并落实最终的选址。

综上，新能源发电项目的规划选址及开发建设需要经过较为严格的审批程序，通常需取得建设指标及发展改革委核准/备案，通过当地（省级）政府主管部门以及各职能主管单位对土地、环保、地灾、水保、林业、军事、文物、电网接入等方面的审查并取得所有前期支持性批复文件，履行土地使用权证办理程序并办理后续项目开工建设权证等。待所有审批程序完毕后，方可进行项目建设。上述规划选址过程可有效避免重复建设的问题。

（2）新能源项目享受全额消纳政策，从结果上来看不存在重复建设的问题

在现行电力体制下，发电企业均主要向当地电网公司售电，而新能源电力享受全额消纳政策。根据《中华人民共和国可再生能源法》第十四条规定“国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度”，以及国家发展改革委《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源〔2016〕625号）《国家发展改革委、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》（发改能源〔2016〕1150号）《国家发展改革委、国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号）等法律法规规定，风力发电及太阳能发电电力应全额消纳。

同时，根据《节能发电调度办法（试行）》规定，机组发电排序的序位表是节能发电调度的主要依据，其中风能、太阳能发电等机组为第一序位。因此，风力发电和太阳能发电所发电力在电力调度中，相比其他发电类型的序位更前。因此，发行人的新建新能源项目发电消纳能够得到机制上的保障。

从湖北省的具体执行情况来看，根据全国新能源消纳监测预警中心发布《2022年12月全国新能源并网消纳情况》，湖北省2022年度风电、光伏利用率均为100%，在全国处于前列。根据国家发改委、国家能源每年发布的可再生能源电力消纳责任权重及次年公布的可再生能源电力消纳责任权重完成情况，湖北省2020年至2022年非水可再生能源消纳责任权重逐年上升，激励值分别为35.60%、41.00%和41.30%，目前已公布的2020年及2021年完成情况均较好，



完成权重分别为 43.20%和 41.50%，均超过激励值。湖北省新能源发展需求强劲，整体消纳能力位于全国前列，消纳目标的完成能力较好。

从发行人已建设的新能源项目消纳情况来看，发行人新能源发电项目整体消纳能力较强、盈利能力较好。2022 年度，发行人整体弃风率 2.88%，低于全国平均弃风率 3.20%；整体弃光率 1.16%，低于全国平均弃光率 1.70%。发行人弃风、弃光主要系线路检修等偶然性因素导致，新能源电力不存在消纳困难。

(3) 从政策及有关规划层面来看，全球碳中和浪潮下，新能源仍将是能源供给的主力军

根据国际能源署（IEA）《世界能源展望 2022》，新能源仍将是未来发电装机容量增长最快的电源类型，全球新能源发电市场将保持快速发展，并逐渐取代燃煤机组成为主体发电电源，预计 2021-2050 年风电、光伏发电装机容量年均增速分别为 8%、5%，2030 年、2040 年及 2050 年新能源装机容量分别为 4,850GW、8,426GW 及 11,028GW，2050 年全球新能源装机容量占比将达到 56%，发电量占比将达到 46%。

根据我国“双碳”目标，2060 年我国非化石能源消费比重预计将达到 80%，较 2021 年底的 16.52%有飞跃式提高，新能源将成为能源供给的主力军。在能耗双控逐步转向碳排放双控的背景下，新能源是我国实现能源转型和“双碳”目标的重要力量，未来将以更快速度、更大规模实现跨越式发展。

综上，本次募投项目与发行人其他类似拟建和在建项目存在部分主要客户、所处地市区位地址重叠的情况系电力行业特点，新能源项目的建设需要履行严格的规划选址审批流程，电力不存在消纳障碍，且新能源电力的发展符合相关政策及规划的要求，不构成重复建设的情形。

2、相关投入的测算是否谨慎合理

本次募投项目的投资概算均参照相关行业标准编制，具体如下：

项目类型	编制标准
光伏发电项目	1)《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T32027-2016)； 2)《光伏发电工程概算定额》(NB/T32035-2016)； 3)《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



项目类型	编制标准
	<p>施意见》（可再生定额[2016]61号）；</p> <p>4）《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）；</p> <p>5）其他相关政策、文件规定。</p>
<p>风力发电项目</p>	<p>1）《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）；</p> <p>2）《陆上风电场工程概算定额》（NB/T31010-2019）；</p> <p>3）《国家计委、建设部关于发布<工程勘察设计收费管理规定>的通知》（计价格[2002]10号）；</p> <p>4）《关于调整新增建设用地土地有偿使用费政策等问题的通知》（财综[2006]48号文）及国土资发[2006]307号文；</p> <p>5）《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》（可再生定额[2016]61号）；</p> <p>6）《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）；</p> <p>7）其他相关政策、文件规定。</p>
<p>抽水蓄能电站项目</p>	<p>1) 编制办法、费用标准</p> <p>①《水电工程设计概算编制规定（2013年版）》（以下简称“编制规定”）；</p> <p>②《水电工程费用构成及概（估）算费用标准（2013年版）》（以下简称“费用标准”）；</p> <p>③《关于建筑业营业税改征增值税后水电工程计价依据调整实施意见》（可再生定额[2016]25号）（以下简称“水电工程营改增调整实施意见”）；</p> <p>④《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）。</p> <p>2) 定额依据</p> <p>①《水电建筑工程概算定额（2007年版）》；</p> <p>②《水电设备安装工程概算定额（2003年版）》；</p> <p>③《水电工程施工机械台时费定额（2004年版）》。</p> <p>3) 其他编制依据</p> <p>①《水电工程建设征地移民安置补偿费用概（估）算编制规范》（NB/T10877-2021）；</p> <p>②《水电工程环境保护专项投资编制细则》（NB/T35033-2014）；</p> <p>③《水电工程水土保持专项投资编制细则》（NB/T35072-2015）；</p> <p>④《水电工程安全监测系统专项投资编制细则》（NB/T35031-2014）；</p> <p>⑤《水电建设项目劳动安全与工业卫生专项投资编制细则（试行）》（水电规造价[2007]0030号）；</p> <p>⑥《关于印发<水工建筑工程细部结构指标>的通知》（原水电建设定额站水电[2003]008号文）。</p>

经核查，本次募投项目的投资概算均按照上述标准编制。



此外，从单位投资金额来看，与发行人其他在建、拟建项目或近期已建、已获核准项目的对比情况如下：

项目类型	本次募投项目的单位千瓦动态投资额平均值（元/kW）	其他在建、拟建项目或近期已建项目单位千瓦动态投资额平均（元/kW）
光伏发电项目	5,063.34	5,509.90
风力发电项目	7,156.37	8,065.18
抽水蓄能项目	6,649.91	6,979.86

注：目前发行人无除募投项目外的在建或拟建风电项目、抽水蓄能项目，发行人近期已建的天门天盛净潭风光互补风电场项目的单位千瓦动态总投资额为 8,065.18 元/kW，已获核准的湖北长阳清江抽水蓄能电站项目、湖北南漳抽水蓄能电站项目平均单位千瓦动态总投资额为 6,979.86 元/kW。

因此，本次募投项目的单位投资金额接近并略低于发行人在建、拟建或近期已建、已获核准项目的单位投资金额，具备谨慎性。

综上，发行人本次募投项目相关投入的测算均按照相应的行业编制标准进行编制，且单位投资金额接近并略低于发行人在建、拟建或近期已建、已获核准项目的单位投资金额，具备谨慎性和合理性。

（二）发行人是否有能力同时进行多个在建和拟建项目的建设，相关项目资金缺口的来源，未来是否存在资金短缺风险

1、公司具备多种融资渠道，财务风险基本可控

报告期各期，公司各项偿债能力指标总体较为稳健，财务风险基本可控，公司报告期各期主要偿债指标如下：

主要财务指标	2023-3-31	2022-12-31	2021-12-31	2020-12-31
流动比率（倍）	0.95	0.81	0.85	0.48
速动比率（倍）	0.89	0.77	0.79	0.44
资产负债率（合并）	54.50%	53.79%	50.25%	41.74%
资产负债率（母公司）	41.01%	42.04%	39.61%	31.44%
息税折旧摊销前利润（万元）	118,717.77	470,736.15	668,079.48	629,268.29
利息保障倍数（倍）	5.06	5.02	8.84	7.64

综合来看，截至 2023 年 3 月末，公司具备一定的现金储备，偿债能力指标相对稳健，且尚未使用的银行授信余额达 814.48 亿元。同时，考虑到建设资金



将分期投入，公司将根据自身生产经营情况对相关资金运用进行统筹及合理规划，能够有效保障现阶段各个项目建设短中期所需的资金投入。对于远期规划的建设项目，公司未来可以采取包括但不限于股权融资、债务融资、引入战略投资者资金等方式筹措资金保障相关项目建设所需的资金投入。

2、公司具备项目建设投产所需的管理能力、人才储备、市场资源

公司现有在建及拟建项目均是基于对未来行业发展及当前公司经营状况进行综合考量后的决策，公司多年以来在电力行业领域积累了丰富的生产经营、组织管理经验，并建立了一支专业的管理人才队伍，主要管理人员具备扎实的专业背景及项目管理经验。同时，公司作为湖北省能源安全保障平台，积累了一定的资源获取优势，有利于公司获取优质项目的建设指标。因此，公司具备各项目实施的基础条件，并确保各项目顺利实施及衔接提供了必要条件。

3、公司积累了多个项目建设成功经验

公司已根据各职能部门及业务条线，建立起了分工明确、健全有效的内部组织架构，通过各部门及子公司之间业务协同及资源统一协调调配，公司可综合协调各个项目建设及投产的实际需求，保障项目顺利实施。多年以来，公司就各个项目建设进度与公司自身发展状况及规划做到充分匹配及衔接，积累了丰富的项目统筹建设及管理经验，截至2023年3月31日，公司已投产水电装机465.73万千瓦、风电装机109.49万千瓦、光伏装机207.28万千瓦，具备丰富的可再生能源发电项目建设管理经验。

发行人目前的在建、拟建项目主要是火电、新能源、抽水蓄能电站等项目，均围绕发行人作为湖北省综合能源平台的定位开展，均进行了科学的分析论证，既符合国家支持双碳、减排的政策导向，也符合公司“十四五”规划的总体规模和节奏。最近三年，发行人总投资额分别为28.92亿元、42.42亿元和59.94亿元，总装机容量由2020年初987.47万千瓦的增长至2022年末的1,240.76万千瓦，投资额与装机容量快速增长，本次募投项目的建设 with 发行人逐年增长的投资强度相匹配。

综上，截至报告期末，公司具备一定的现金储备，偿债能力指标相对稳健，银行授信额度充足。本次募集资金到位后，公司能够有效保障现阶段各个项目建



设短中期所需的资金投入。此外，公司具备项目建设投产所需的管理能力、人才储备、市场资源，并于多年发展中成功建设了多个可再生能源发电项目，积累了丰富的项目建设经验，因此，公司具备同时进行多个项目建设的能力，资金缺口可通过股权融资、债务融资、引入战略投资者资金等多种融资方式解决，未来出现资金短缺情况的风险较低。

三、以通俗易懂的语言说明农光互补、渔光互补、光储农业一体化等光伏项目的具体合作模式以及经营情况，与其他光伏发电项目的区别与联系，风电场二期未涉及租赁土地但项目投资中涉及租赁费用，说明是否涉及租赁土地，本次所有募投项目涉及的租赁土地、集体土地的使用是否合法合规，是否存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形，相关募投项目生产经营期限是否与租期相匹配，尚未取得的募投项目用地的取得计划及用地落实情况，是否会导致项目实施风险

（一）以通俗易懂的语言说明农光互补、渔光互补、光储农业一体化等光伏项目的具体合作模式以及经营情况，与其他光伏发电项目的区别与联系

本次募投项目中农光互补、渔光互补、光储渔业一体化等光伏项目均属于光伏复合项目。光伏复合发电项目是指使用永久基本农田以外的土地进行复合利用的光伏发电项目，主要包括农（林）光互补、渔光互补及其他“光伏+”模式等与农业生产相结合的光伏项目。本次募投项目中，农光互补项目系通过在农田上方架设光伏阵列的方式将光伏发电与农作物种植相结合，渔光互补项目、光储渔业一体化项目系通过在鱼塘上方架设光伏阵列的方式将光伏发电与水产养殖相结合。

光伏复合项目的合作模式可以分为两类：一是以农业生产为主，通过光伏发电设施，辅助农业生产，尤其是规模化畜禽养殖、水产养殖等设施农业生产，主要是照明、加温等，提高农产品产出或农产品质量。二是以光伏发电为主，附带农产品生产改善生产生活条件或厂区绿化等。发行人已建、在建和拟建的光伏复合项目均采取第二种合作模式。

具体而言，发行人已建的光伏复合项目通过两类方式与农业生产相结合：一是与专业化的农业公司签订合作协议，发行人的光伏复合项目实施主体负责依法



依规开展土地流转及光伏复合项目的生产经营，并获取发电收益，农业公司负责在发行人租赁的土地上开展农业生产经营并获取相应收益。二是直接与光伏复合项目属地村民合作，发行人依法依规开展土地流转并签订土地租赁协议，开展光伏复合项目的生产经营并获取发电收益，相关村民则自行开展农业活动，并通过取得土地租金获得相应补偿。

与其他一般地面集中式光伏项目相同，发行人开展的光伏复合项目也通过光伏发电并上网售电取得收益，在盈利模式、电价核定方面与其他一般地面集中式光伏项目不存在显著差异。除了需要与农业生产经营相结合外，发行人开展的光伏复合项目与其他一般地面集中式光伏项目的区别主要体现在以下方面：

1、建设技术指标差异

在湖北省建设的光伏复合项目，其桩基列间距、行间距、光伏组件最低点离地面高度等建设技术指标均存在一定的最低要求。具体而言：

(1) 采用固定单排支架的农（林）光互补项目，桩基列间距不得低于 4 米，行间距（相邻两个阵列中一个阵列光伏组件最高处与另一个阵列光伏组件相邻的最低处的投影净间距）不得低于 3 米，光伏组件最低点离地面高度不得低于 2 米；

(2) 采用固定双排支架的农（林）光互补项目，桩基列间距不得低于 4 米，单个阵列内桩基行间距不得低于 3 米，行间距（一个阵列光伏组件最高处与另一个阵列光伏组件相邻的最低处的投影净间距）不得低于 3 米，光伏组件最低点离地面高度不得低于 2 米；

(3) 采用支架式的渔光互补项目，行间距（一个阵列光伏组件最高处与另一个阵列光伏组件相邻的最低处的投影净间距）不得低于 3 米，光伏组件最低点不得低于最高水位 0.6 米；

(4) 采用漂浮式的渔光互补项目，方阵间距不得低于 3 米。

而针对其他一般地面集中式光伏项目则不存在上述要求。

2、用地要求差异



针对光伏复合项目，在 2023 年 3 月 20 日以前批准立项的（包括动工和未动工建设）可适用《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规[2017]8 号），在不破坏农业生产条件的前提下，光伏方阵用地可租赁使用永久基本农田以外的农用地；在 2023 年 3 月 20 日以后批准立项的适用《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》（自然资办发[2023]12 号文），光伏方阵用地不得占用耕地，且仅采用林光互补模式的光伏项目可使用林地，使用草地的光伏项目鼓励采用“草光互补”模式。

针对其他一般地面集中式光伏项目，根据《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规[2017]8 号）的要求，光伏方阵用地可租赁使用未利用地或建设用地，但不可租赁使用农用地。

3、验收标准差异

除其他一般地面集中式光伏项目所需的验收标准外，在湖北省建设的光伏复合项目还需开展土地复合利用实施方案的备案及验收。光伏复合项目需编制土地复合利用实施方案，经县级发改局组织的专家评审会评审之后报当地发改部门、自然资源主管部门及农业主管部门备案，本次募投项目中的光伏复合项目已履行或正在履行相关备案。在项目实施完成后，由当地发改部门组织验收，保证复合开展的农业、渔业、林业等可以正常生产经营。

4、备案类型差异

针对湖北省内建设的光伏发电项目，光伏复合项目在《湖北省固定资产投资项目备案证》中所列示的建设模式为“与设施农业相结合的光伏电站”，而其他一般地面集中式光伏项目在《湖北省固定资产投资项目备案证》中所列示的建设模式为“地面光伏电站”。

实际经营情况方面，鉴于在光资源条件、电价标准等其他情况不存在显著差异的情况下，光伏复合项目需要满足更高的建设技术指标要求及验收标准，其光伏组件的铺设通常不如其他一般地面集中式光伏密集，因而租赁土地面积更大，产生的租赁费用更高，进而经营成本通常更高。

与光伏复合项目相关的主要政策、法规如下：



政策法规	发布主体	发布时间	主要相关内容
《关于修订农光互补地面电站用地政策的提案复文摘要》	原国土资源部调控和监测司	2016年4月28日	近年来，随着国家对光伏产业的高度重视，光伏产业进入了高速发展阶段。光伏产业与农业相结合的新发展模式，在土地上产生了新的用地类型，对用地管理也提出了新的要求。……从用地角度看，光伏农业可以划分为两类，一是以农业生产为主，通过光伏发电设施，辅助农业生产，尤其是规模化畜禽养殖、水产养殖等设施农业生产，主要是照明、加温等，提高农产品产出或农产品质量。此类光伏发电设施与现有其他农业设施功能一致，没有改变用地的农业性质，可以适用于现有的设施农用地政策。二是以光伏发电为主，附带农产品生产改善生产生活条件或厂区绿化等。此类光伏发电设施与风力发电等新能源设施功能一致，用地性质与建设用地相近
《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资源规[2017]8号）	原国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局	2017年10月10日	除本文件确定的光伏扶贫项目及利用农用地复合建设的光伏发电站项目（以下简称光伏复合项目）外，其他光伏电站项目用地应严格执行国土资源规[2015]5号文件规定……对使用永久基本农田以外的农用地开展光伏复合项目建设的，省级能源、国土资源主管部门商同级有关部门，在保障农用地可持续利用的前提下，研究提出本地区光伏复合项目建设要求（含光伏方阵架设高度）、认定标准，并明确监管措施，避免对农业生产造成影响。 对深度贫困地区脱贫攻坚中建设的光伏发电项目，以及国家能源局、国务院扶贫办确定下达的全国村级光伏扶贫电站建设规模范围内的光伏发电项目……光伏方阵使用永久基本农田以外的农用地的，在不破坏农业生产条件的前提下，可不改变原用地性质……对于符合本地区光伏复合项目建设要求和认定标准的项目……利用农用地布设的光伏方阵可不改变原用地性质。 除本文件确定的光伏扶贫项目及利用农用地复合建设的光伏发电站项目外……使用未利用地的，光伏方阵用地部分可按原地类认定，不改变土地用途，用地允许以租赁等方式取得。
《关于规范光伏发电项目用地管理有关事项的通知》（鄂能源新能[2020]69号）	湖北省能源局、湖北省自然资源厅	2020年12月30日	光伏复合发电项目是指使用永久基本农田以外的土地进行复合利用的光伏发电项目，主要包括农（林）光互补、渔光互补及其他“光伏+”模式的光伏项目”。此外，就湖北省内项目明确了相应具体标准：“采用固定单排支架的农（林）光互补项目，桩基列间距不得低于4米，行间距（相邻两个阵列中一个阵列光伏组件最高处与另一个阵列光伏组件相邻的最低处的投影净间距）不得低于3米，光伏组件最低点离地面高度不得低于2米；采用固定双排支架的农（林）光互补项目，桩基列间距不得低于4米，单个阵列内桩基行间距不得低于3米，行间距（一个阵列光伏组件最高处与另一个阵列光伏组件相邻的最低处的投影净间距）不得低于3米，光伏组件最低点离地面高度不得低于2米；采用支架式的渔光互补项目，行间距（一个阵列光伏组件最高处与另一个阵列光伏组件



政策法规	发布主体	发布时间	主要相关内容
			相邻的最低处的投影净间距)不得低于3米,光伏组件最低点不得低于最高水位0.6米;采用漂浮式的渔光互补项目,方阵间距不得低于3米。
《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》(自然资办发[2023]12号文)	自然资源部办公厅、国家林业和草原局办公室、国家能源局综合司	2023年3月20日	光伏方阵用地不得占用耕地,占用其他农用地的,应根据实际合理控制,节约集约用地,尽量避免对生态和农业生产造成影响。光伏方阵用地涉及使用林地的,须采用林光互补模式……光伏方阵用地涉及占用基本草原外草原的,地方林草主管部门应科学评估本地区草原资源与生态状况,合理确定项目的适建区域、建设模式与建设要求。鼓励采用“草光互补”模式。 本通知自发布之日起施行。施行之前已按照《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》(国土资规[2017]8号)规定批准立项的光伏发电项目(包括动工和未动工建设),可按批准立项时用地预审和用地有关意见执行,不得扩大项目用地面积和占用耕地林地草地面积。

(二) 风电场二期未涉及租赁土地但项目投资中涉及租赁费用,说明是否涉及租赁土地,本次所有募投项目涉及的租赁土地、集体土地的使用是否合法合规,是否存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形,相关募投项目生产经营期限是否与租期相匹配

1、风电场二期未涉及租赁土地但项目投资中涉及租赁费用,说明是否涉及租赁土地

本次募投项目中天门天盛风电场二期项目不涉及经营期租赁土地,其投资概算中计列的租赁费用系建设期租赁使用临时用地产生的费用,其用途主要为设备及工程物资运输道路。

根据《中华人民共和国土地管理法实施条例》第二十条,临时用地由县级以上人民政府自然资源主管部门批准,期限一般不超过二年;建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设使用的临时用地,期限不超过四年;法律、行政法规另有规定的除外。土地使用者应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦,使其达到可供利用状态,其中占用耕地的应当恢复种植条件。

根据天门天盛风力发电有限公司已签订的《临时用地租赁协议》,项目建设期临时用地共546.62亩,租赁期限为2年,系通过地方政府受托出租的形式自天门市净潭乡人民政府、天门市干驿镇人民政府租赁,已取得《土地租赁委托书》



及《村民大会或村民代表会议决议》，符合《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国农村土地承包法》等相应法律法规的规定。上述用地已取得天门市自然资源和规划局出具的《临时用地批准通知书》（天自然资规临复[2022]13号）。截至本回复出具日，天门天盛风电场二期项目已并网，正在根据天门天盛风力发电有限公司已签订的《土地复垦监管协议》开展土地复垦。因此，该项目建设期临时用地的取得和使用符合相关法律法规的要求。

2、本次所有募投项目涉及的租赁土地、集体土地的使用是否合法合规，是否存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形

（1）租赁集体土地的程序履行情况

截至本回复出具日，针对已开工的湖北能源宜城东湾 100MW 光伏发电项目等 5 个光伏项目及尚未开工的高锐达新能源潜江市高石碑镇 100MW 渔光互补光伏发电项目，该等项目已就项目经营期光伏方阵用地签订了租赁合同，其余募投项目不涉及经营期租赁土地。

根据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国农村土地承包法》等相应法律法规的规定，发行人自村集体或地方政府承租集体土地应履行的程序如下：

村集体出租未发包土地或代为出租村民承包地应当履行的程序包括：1) 签订用地协议；2) 未承包到户土地出租给村集体以外成员的，村集体应完成内部民主决策程序；已承包到户土地出租的，村集体受托流转应取得承包人授权；3) 未承包到户土地出租给村集体以外成员的，应经乡（镇）及以上人民政府批准；已承包到户土地出租的，应向发包方备案。

地方政府受集体经济组织或土地承包人委托出租集体土地应当履行的程序包括：1) 签订用地协议；2) 未承包到户土地受托出租的，政府应取得村集体授权；已承包到户土地出租的，政府受托流转应取得承包人的授权；3) 未承包到户土地出租给村集体以外成员的，应经乡（镇）及以上人民政府批准；已承包到户土地出租的，应向发包方备案。



根据上述相关法律法规规定，前述土地租赁的基本情况及其履行的程序情况具体如下：

序号	项目名称	租赁合同编号	出租方	租赁地类	是否为已分包土地	已分包土地		未分包土地		如为转租/受托出租是否取得许可
						是否已取得流转委托	是否已在发包方备案	是否取得三分之二以上村民决议	是否取得乡镇及以上政府批准	
1	湖北能源宣城东湾100MW光伏发电项目	ENHJ-HYX-FW-2022058	宣城市板桥店镇东湾村村民委员会	荒山荒地（未利用地）	否	/	/	是	是 ^{注1}	/
2	汉江能源公司襄州峪山一期100MW农光互补电站项目	泉眼村：ENHJ-GCB-FW-2022115 万荡村1、2组：ENHJ-GCB-FW-2022111 武马岗村：ENHJ-GCB-FW-2022116 下河村：ENHJ-GCB-FW-20230030 姚岗村：ENHJ-GCB-FW-2022112 长山村：ENHJ-GCB-FW-2022113 万荡村5组：ENHJ-GCB-FW-2023047 万荡村6组：ENHJ-GCB-FW-2023048	襄阳市襄州区峪山镇泉眼村村村民委员会、万荡村村村民委员会、武马岗村村村民委员会、下河村村村民委员会、姚岗村村村民委员会、长山村村民委员会	一般耕地	否	/	/	是	是 ^{注2}	/



序号	项目名称	租赁合同编号	出租方	租赁地类	是否为已分包土地	已分包土地		未分包土地		如为转租/受托出租是否取得许可
						是否已取得流转委托	是否已在发包方备案	是否取得三分之二以上村民决议	是否取得乡镇及以上政府批准	
3	湖北能源集团 监利汪桥 100MW光储渔 业一体化电站 项目	ENXN-JL-ZD-2022-004	监利市汪桥镇人 民政府	一般农用地、坑塘水面等	是	是 ^{注3}	/	/	是	
4	首义新能源石 首市南口镇 100MW农光互 补发电项目	永新社区： TBEA-JC-TDHT-202109-031 永福村： TBEA-JC-TDHT-202109-032	石首市南口镇永 新社区居民委员 会 石首市南口镇永 福村村民委员会	一般农用地、建设用 地	否	/	是	是 ^{注4}	/	
5	浠马综电浠水 县浠马100MW 农光互补光伏 发电项目	无编号	浠水县洗马镇燕 毛咀村民委员会、 堰桥村民委员会、 小金山村村民委员 会、柿树村民委员 会、毛张院村民委 员会、龙头山村民 委员会、刘家铺村 民委员会、柏树祠 村民委员会	一般农用地	否	/	是	是 ^{注5}	/	



序号	项目名称	租赁合同编号	出租方	租赁地类	是否为已分包土地	已分包土地		未分包土地		如为转租/受托出租是否取得许可
						是否已取得流转委托	是否已在发包方备案	是否取得三分之二以上村民决议	是否取得乡镇及以上政府批准	
6	高锐达新能源 潜江市高石碑镇 100MW 渔光 互补光伏发电 项目	高石碑镇人民政府： ENXN-GRD-FW-2023001（国有土地） 三建村：ENXN-GRD-FW-2023002 严河村：ENXN-GRD-FW-2023003 河湾村：ENXN-GRD-FW-2023004 来麟村：ENXN-GRD-FW-2023005 魏棚村：ENXN-GRD-FW-2023006 广华寺街道： ENXN-GRD-FW-2023007	潜江市高石碑镇人民政府 潜江市高石碑镇三建村民委员会 潜江市高石碑镇严河村民委员会 潜江市高石碑镇河湾村民委员会 潜江市高石碑镇来麟村民委员会 潜江市广华寺街道青龙村民委员会 潜江市广华寺街道舒家沟村民委员会	坑塘水面	否	是	是	是 ^{注6}	/	



注 1：镇政府作为签订合同的丙方见证。

注 2：系镇政府作为丙方参与的土地租赁合同谈判记录。

注 3：镇政府为发包方，同时为合同签订主体。

注 4：镇政府作为签订合同的丙方见证。

注 5：镇政府法律服务所作为签订合同的丙方见证。

注 6：镇政府或街道办事处作为签订合同的丙方见证，与高石碑镇人民政府租赁的土地已取得其确认说明。



上述序号1、2、4、5、6（除自潜江市高石碑镇人民政府租赁的土地外）的土地系自村集体租赁的土地，已履行上述应履行的程序，上述土地租赁不存在违法违规行为。

上述序号3的土地系自地方政府租赁的土地，已履行上述应履行的程序，上述土地租赁不存在违法违规行为。

上述序号6中自潜江市高石碑镇人民政府租赁的土地已取得潜江市高石碑镇人民政府出具的说明，确认“其土地所有权、使用权均归高石碑镇人民政府所有和使用，地上附着物、构筑物一并由高石碑人民政府统一管理和处置”，且土地租赁协议（高石碑镇人民政府为协议甲方）已约定：“甲方承诺，对租赁土地享有合法出租的权利……因土地租赁和经营权流转出现的问题，由甲方负责协调解决并承担全部责任”。发行人有权依据该等文件主张权利及承担相应义务，以保障业务的正常运营。

（2）租赁农用地、未利用地的程序履行情况

2017年9月25日，国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局联合发布《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规[2017]8号，以下简称《8号文》），规定了“对深度贫困地区脱贫攻坚中建设的光伏发电项目，以及国家能源局、国务院扶贫办确定下达的全国村级光伏扶贫电站建设规模范围内的光伏发电项目……光伏方阵使用永久基本农田以外的农用地的，在不破坏农业生产条件的前提下，可不改变原用地性质……对于符合本地区光伏复合项目建设要求和认定标准的项目……利用农用地布设的光伏方阵可不改变原用地性质。”“除本文件确定的光伏扶贫项目及利用农用地复合建设的光伏发电站项目外……使用未利用地的，光伏方阵用地部分可按原地类认定，不改变土地用途，用地允许以租赁等方式取得。”

2023年3月20日，自然资源部办公厅、国家林业和草原局办公室、国家能源局综合司联合发布《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》（自然资办发[2023]12号文，以下简称《12号文》），规定了“本通知自发布之日起施行。施行之前已按照《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规[2017]8号）规定批准立项的光伏发电项目（包括动工和未动工



建设），可按批准立项时用地预审和用地有关意见执行，不得扩大项目用地面积和占用耕地林地草地面积”。

根据上述政策的规定，光伏复合项目、扶贫项目可使用永久基本农田以外的农用地铺设光伏方阵，其他光伏项目可使用未利用地铺设光伏方阵。根据已签订的租赁合同，上述租赁土地涉及到地类为一般耕地、一般农用地、坑塘水面或未利用地，不存在占用基本农田的情形。根据上述项目已取得的《湖北省固定资产投资项目备案证》，序号2、3、4、5、6的建设模式为“与设施农业相结合的光伏电站”，属于光伏复合项目且取得备案证的时间在《12号文》施行之前，按照《8号文》及《12号文》的规定可使用永久基本农田以外的农用地铺设光伏方阵；序号1的建设模式为“地面光伏电站”，属于其他光伏项目，按照《8号文》及《12号文》的规定可使用未利用地铺设光伏方阵。

综上，上述项目租赁农用地、未利用地的行为符合《8号文》《12号文》的规定，不存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形。

3、相关募投项目生产经营期限是否与租期相匹配

上述已签订租赁合同的募投项目均为光伏发电项目，其生产经营期均为25年。其租赁合同有关租赁期限的安排如下：



序号	项目名称	租赁合同	租期及续租安排	租期及续租安排是否足以覆盖经营期限
1	湖北能源宣城东湾100MW光伏发电项目	ENHJ-HYX-FW-2022058 泉眼村 ENHJ-GCB-FW-2022115	租赁经营期限为20年，自2022年7月22日至2042年7月21日。双方同意，合同到期后，甲方以原条件再续租6-7年 租赁期限自2022年12月18日起至2042年12月18日止。双方同意：合同到期后，双方以旱地900元/亩·年、水田1050元/亩·年的标准续租至2047年12月，2047年12月至2048年4月以旱地950元/亩·年、水田1100元/亩·年的标准续租签订续租合同。如乙方提出续签或续签租赁合同，经与甲方协商一致可以续签或续签且新合同的租赁条件应与本合同相同	是
2	汉江能源公司襄州峪山一期100MW农光互补电站项目	万荡村1、2组 ENHJ-GCB-FW-2022111 武马岗村 ENHJ-GCB-FW-2022116	租赁期限自2022年12月17日起至2042年12月17日止。双方同意：合同到期后，双方以旱地900元/亩·年、水田1050元/亩·年的标准续租至2047年12月，2047年12月至2048年4月以旱地950元/亩·年、水田1100元/亩·年的标准续租签订续租合同。如乙方提出续签或续签租赁合同，经与甲方协商一致可以续签或续签且新合同的租赁条件应与本合同相同 租赁期限自2022年12月18日起至2042年12月18日止。双方同意：合同到期后，双方以旱地900元/亩·年、水田1050元/亩·年的标准续租至2047年12月，2047年12月至2047年4月以旱地950元/亩·年、水田1100元/亩·年的标准续租签订续租合同。如乙方提出续签或续签租赁合同，经与甲方协商一致可以续签或续签且新合同的租赁条件应与本合同相同	是
		下河村 ENHJ-GCB-FW-20230030	租赁期限自2022年12月7日起至2042年12月7日止。双方同意：合同到期后，双方以旱地900元/亩·年、水田1050元/亩·年的标准续租至2047年12月，2047年12月至2048年4月以旱地950元/亩·年、水田1100元/亩·年的标准续租签订续租合同。如乙方提出续签或续签租赁合同，经与甲方协商一致可以续签或续签且新	是



序号	项目名称	租赁合同	租期及续租安排	租期及续租安排是否足以覆盖经营期限
			<p>合同的租赁条件应与本合同相同</p>	
	<p>姚岗村 ENHJ-GCB-FW-2022112</p>	<p>： 2022年12月17日起至2042年12月17日止。双方同意：合同到期后，双方以旱地900元/亩·年水田1050元/亩·年的标准续租至2047年12月，2047年12月至2048年4月以旱地950元/亩·年、水田1100元/亩·年的标准续租签订续租合同。如乙方提出重签或续签租赁合同，经与甲方协商一致可以重签或续签且新合同的租赁条件应与本合同相同</p>	<p>是</p>	
	<p>长山村 ENHJ-GCB-FW-2022113</p>	<p>： 租赁期限自2022年12月17日起至2042年12月17日止。双方同意：合同到期后，双方以旱地900元/亩·年、水田1050元/亩·年的标准续租至2047年12月，2047年12月至2048年4月以旱地950元/亩·年、水田1100元/亩·年的标准续租签订续租合同。如乙方提出重签或续签租赁合同，经与甲方协商一致可以重签或续签且新合同的租赁条件应与本合同相同</p>	<p>是</p>	
	<p>万荡村5组 ENHJ-GCB-FW-2023047</p>	<p>： 租赁期限自2022年12月13日起至2042年12月13日止。双方同意：合同到期后，双方以旱地900元/亩·年、水田1050元/亩·年的标准续租至2047年12月，2047年12月至2048年4月以旱地950元/亩·年、水田1100元/亩·年的标准续租签订续租合同。如乙方提出重签或续签租赁合同，经与甲方协商一致可以重签或续签且新合同的租赁条件应与本合同相同</p>	<p>是</p>	
	<p>万荡村6组 ENHJ-GCB-FW-2023048</p>	<p>： 租赁期限自2022年12月8日起至2042年12月8日止。双方同意：合同到期后，双方以旱地800元/亩·年、水田950元/亩·年的标准续租至2047年12月，2047年12月至2048年4月以旱地950元/亩·年、水田1100元/亩·年的标准续租签订续租合同。如乙方提出重签或续签租赁合同，经与甲方协商一致可以重签或续签且新合同的租赁条件应与本合同相同</p>	<p>是</p>	



序号	项目名称	租赁合同	租期及续租安排	租期及续租安排是否足以覆盖经营期限
3	湖北能源集团监利汪桥100MW光储渔业一体化电站项目	ENXN-JL-ZD-2022-004	本协议土地流转期限为20年，从2022年7月1日起至2042年6月30日止。协议到期后，乙方有权以原条件再续流转5年，另行签订土地流转协议	是
4	首义新能源石首市南口镇100MW农光互补发电项目	永新社区： TBEA-JC-TDHT-202109-031 永福村： TBEA-JC-TDHT-202109-032	自2021年9月1日起至2031年8月31日止；自2031年9月1日起至2047年8月31日止。本协议期内，征得甲方全体集体经济组织成员同意后，在法律法规条件允许内，可以适当延长土地租赁期限	是
5	洗马综电浠水县洗马100MW农光互补光伏发电项目	自浠水县洗马镇燕毛咀村民委员会租赁其一	出租期限为20年，自2022年5月1日至2042年4月30日。本次出租期限届满后，同等条件下甲方应确保乙方优先承租权，届时如果乙方要求延长出租使用期限，则出租费标准依国家的有关规定标准或依当时的市场价格执行	是
		自浠水县洗马镇燕毛咀村民委员会租赁其二	出租期限为20年，自2021年5月1日至2041年4月30日。本次出租期限届满后，同等条件下甲方应确保乙方优先承租权，届时如果乙方要求延长出租使用期限，则出租费标准依国家的有关规定标准或依当时的市场价格执行	是
		自堰桥村民委员会租赁	出租期限为20年，自2022年5月1日至2042年4月30日。本次出租期限届满后，同等条件下甲方应确保乙方优先承租权，届时如果乙方要求延长出租使用期限，则出租费标准依国家的有关规定标准或依当时的市场价格执行	是
5	洗马综电浠水县洗马100MW农光互补光伏发电项目	自小金山村村民委员会租赁	出租期限为20年，自2022年5月1日至2042年4月30日。本次出租期限届满后，同等条件下甲方应确保乙方优先承租权，届时如果乙方要求延长出租使用期限，则出租费标准依国家的有关规定标准或依当时的市场价格执行	是
		自柿树村民委员会租赁	出租期限为20年，自2022年5月1日至2042年4月30日。本次出租期限届满后，同等条件下甲方应确保乙方优先承租权，届时如果乙方要求延长出租使用期限，则出租费标准依国家的有关规定标准或依当时的市场价格执行	是



序号	项目名称	租赁合同	租期及续租安排	租期及续租安排是否足以覆盖经营期限
		自毛张院村民委员会租赁其一	出租期限为 20 年，自 2022 年 5 月 1 日至 2042 年 4 月 30 日。本次出租期限届满后，同等条件下甲方应确保乙方优先承租权，届时如果乙方要求延长出租使用期限，则出租费标准依国家的有关规定标准或依当时的市场价格执行	是
		自毛张院村民委员会租赁其二	出租期限为 20 年，自 2021 年 5 月 1 日至 2041 年 4 月 30 日。本次出租期限届满后，同等条件下甲方应确保乙方优先承租权，届时如果乙方要求延长出租使用期限，则出租费标准依国家的有关规定标准或依当时的市场价格执行	是
		自龙头山村村民委员会租赁其一	出租期限为 20 年，自 2022 年 5 月 1 日至 2042 年 4 月 30 日。本次出租期限届满后，同等条件下甲方应确保乙方优先承租权，届时如果乙方要求延长出租使用期限，则出租费标准依国家的有关规定标准或依当时的市场价格执行	是
		自龙头山村村民委员会租赁其二	出租期限为 20 年，自 2021 年 5 月 1 日至 2041 年 4 月 30 日。本次出租期限届满后，同等条件下甲方应确保乙方优先承租权，届时如果乙方要求延长出租使用期限，则出租费标准依国家的有关规定标准或依当时的市场价格执行	是
		自刘家铺村民委员会租赁其一	出租期限为 20 年，自 2022 年 5 月 1 日至 2042 年 4 月 30 日。本次出租期限届满后，同等条件下甲方应确保乙方优先承租权，届时如果乙方要求延长出租使用期限，则出租费标准依国家的有关规定标准或依当时的市场价格执行	是
		自刘家铺村民委员会租赁其二	出租期限为 20 年，自 2021 年 5 月 1 日至 2041 年 4 月 30 日。本次出租期限届满后，同等条件下甲方应确保乙方优先承租权，届时如果乙方要求延长出租使用期限，则出租费标准依国家的有关规定标准或依当时的市场价格执行	是
		自柏树祠村民委员会租赁其一	出租期限为 20 年，自 2022 年 5 月 1 日至 2042 年 4 月 30 日。本次出租期限届满后，同等条件下甲方应确保乙方优先承租权，届时如果乙方要求延长出租使用期限，则出租费标准依国家的有关规定标准或依当时的市场价格执行	是



序号	项目名称	租赁合同	租期及续租安排	租期及续租安排是否足以覆盖经营期限
		自柏树祠村民委员会租赁其二	出租期限为 20 年，自 2021 年 5 月 1 日至 2041 年 4 月 30 日。本次出租期限届满后，同等条件下甲方应确保乙方优先承租权，届时如果乙方要求延长出租使用期限，则出租费标准依国家的有关规定标准或依当时的市场价格执行	是
		高石碑镇人民政府： ENXN-GRD-FW-2023001 (国有土地)		是
		三 建 村 ； ENXN-GRD-FW-2023002		是
		严 河 村 ； ENXN-GRD-FW-2023003		是
		河 湾 村 ； ENXN-GRD-FW-2023004	土地租赁期限为 20 年，土地租赁期限届满后，乙方对该土地（续租面积与范围与本协议保持一致）享有同等条件下的优先租赁权，有权按本合同的约定续租不少于 7 年（含 1 年建设期和 1 年拆除期），续租 7 年租赁费和支付方式仍延续本租赁协议条款。起租日由甲、乙双方共同确认的正式开工日算起	是
6	高锐达新能源潜江市高石碑镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	来 麟 村 ； ENXN-GRD-FW-2023005		是
		魏 棚 村 ； ENXN-GRD-FW-2023006		是
		广 华 寺 街 道 ； ENXN-GRD-FW-2023007	土地租赁期限为 20 年，土地租赁期限届满后，乙方对该土地（续租面积与范围与本协议保持一致）享有同等条件下的优先租赁权，有权按本合同的约定续租不少于 6 年，续租 6 年租赁费和支付方式仍延续本租赁协议条款。起租日由甲、乙双方共同确认的正式开工日算起	是



综上，根据相关募投项目已签订的租赁合同，其土地租赁期限及续期安排足以覆盖项目运营期，相关募投项目生产经营期限与租期相匹配。

（三）尚未取得的募投项目用地的取得计划及用地落实情况，是否会导致项目实施风险

1、租赁土地

本次募投建设项目租赁土地的取得情况参见本回复之“问题 3/三/（二）/2、本次所有募投项目涉及的租赁土地、集体土地的使用是否合法合规，是否存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形”之相关内容。本次募投建设项目涉及的经营期租赁土地已落实，不会导致项目实施风险。

2、自有土地

针对已开工的湖北能源宜城东湾 100MW 光伏发电项目等 6 个项目，该等项目已取得土地不动产权证书，具体如下：

序号	项目名称	自有用地取得情况
1	湖北能源宜城东湾 100MW 光伏发电项目	已取得鄂（2023）宜城市不动产权第 0016391 号不动产权证书
2	汉江能源公司襄州峪山一期 100MW 农光互补电站项目	已取得鄂（2023）襄州区不动产权第 0014808 号不动产权证书
3	湖北能源集团监利汪桥 100MW 光储渔业一体化电站项目	已取得鄂（2023）监利市不动产权第 0005353 号不动产权证书
4	首义新能源石首市南口镇 100MW 农光互补发电项目	已取得鄂（2023）石首市不动产权第 0000987 号不动产权证书
5	天门天盛风电场二期项目	已取得鄂（2022）天门市不动产权第 0113579 号等 31 宗土地的不动产权证书
6	浠马综电浠水县浠马 100MW 农光互补光伏发电项目	已取得鄂（2023）浠水县不动产权第 0078876 号不动产权证书

针对尚未开工的湖北能源集团襄州黄集一期 100MW 风力发电项目、高锐达新能源潜江市高石碑镇 100MW 渔光互补光伏发电项目，该等项目已取得当地自然资源和规划局出具的用地预审意见，用地预审意见显示项目用地符合供地政策。该等项目正在开展土地组卷报批，将于取得建设用地批复并完善建设手续后开工建设。



针对主体工程尚未开工的湖北平坦原抽水蓄能电站项目，根据《划拨用地目录》的相关规定，经有批准权的人民政府批准，电力设施用地（包括（变）电主厂房设施及配套库房设施；发（变）电厂（站）的专用交通设施；配套环保、安全防护设施；新能源发电工程电机，厢变、输电（含专用送出工程）、变电站设施，资源观测设施等）可以划拨方式提供土地使用权。湖北平坦原抽水蓄能电站项目工程用地符合上述《划拨用地目录》关于用途的要求，目前已取得建设用地批复（自然资函[2022]1407号）及临时用地批复（黄冈临地审批[2022]18号、罗田临地审批[2022]1号），并已取得部分自有建设用地划拨决定书，其正在办理剩余建设用地的划拨决定书及项目建设用地的不动产权证书，后续办理不动产权证书不存在实质性障碍。

综上，根据本次募投项目用地已取得的用地预审意见、建设用地批复、划拨决定书、不动产权证书等，募投项目自有用地的落实不存在实质性障碍，不会导致项目实施风险。

四、结合风电、光伏、水电行业发展趋势、募投项目新增装机容量情况、相关政策文件、优惠补贴措施（如有）、合同协议明细内容、气候变化情况等，说明募投项目新增装机容量的消纳措施，是否存在无法盈利的风险，并结合报告期内近似建设项目、同类业务业绩实现情况、同行业可比情况，说明效益测算的谨慎性、合理性

（一）结合风电、光伏、水电行业发展趋势、募投项目新增装机容量情况、相关政策文件、优惠补贴措施（如有）、合同协议明细内容、气候变化情况等，说明募投项目新增装机容量的消纳措施，是否存在无法盈利的风险

1、风电、光伏、水电行业发展趋势与募投项目新增装机容量情况

风电、光伏方面，湖北省新能源电力发展前景广阔，根据《湖北省能源发展“十四五”规划》，“十四五”期间湖北省将大力发展光伏发电、风电，分别新增光伏发电、风电装机 1,500、500 万千瓦，2025 年光伏、风电总装机达到 3,200 万千瓦，年发电量 400 亿千瓦时。截至 2023 年 3 月 31 日，发行人风电可控装机容量 109.49 万千瓦，光伏可控装机容量 207.28 万千瓦，本次募投项目拟新增新能源发电装机 80 万千瓦。近年来，发行人紧跟湖北省能源发展“十四五”规划



的要求，依靠多元化电力结构的优势积极储备新能源项目，持续巩固湖北省能在新能源发电业务领域的领先地位。同时从下游需求来看，湖北省 2022 年度 GDP 增长率 4.3%，位列全国第六，但在能源方面化石能源匮乏，是缺煤、少油、乏气的省份，根据湖北省发改委发布的数据，2022 年度湖北省全社会用电量累计 2,647.81 亿千瓦时，而剔除三峡水电站发电量后全省发电量仅 2,322.90 亿千瓦时，在经济快速发展的背景下能源需求缺口不断增大，大力发展新能源是必然趋势，因而发行人的新增新能源装机不存在消纳困难。

水电方面，2021 年 8 月，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，提出“到 2025 年，抽水蓄能投产总规模 6200 万千瓦以上；到 2030 年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右”的总体发展目标。响应上述规划，湖北省 2022 年 4 月发布《湖北省能源发展“十四五”规划》，明确提出“有序推进规划内抽水蓄能电站建设，开工建设罗田平坦原、通山大幕山等 5 个以上抽水蓄能电站，利用现有梯级水电站规划布局一批抽水蓄能电站”，因此平坦原项目系《湖北省能源发展“十四五”规划》明确要求开工建设的关键项目之一。根据上述发展规划，抽水蓄能项目符合国家能源发展战略，是当前及未来一段时期满足电力系统调节需求的关键方式，对保障电力系统安全、促进新能源大规模发展和消纳利用具有重要作用。平坦原项目建成后，新增 140 万千瓦抽水蓄能电站装机，预计每年可为湖北省电力系统节省标准煤耗约 41 万吨，折算减排二氧化碳 108.9 万吨。同时，每年可减少电网弃风、弃光电量 9.2 亿 kWh，对湖北省电力系统具有重要意义。

综上，本次募投项目新增风电、光伏、抽水蓄能装机符合行业发展趋势，系响应相关主管部门制定的发展规划，处于规划范围之内，具备合理性。

2、相关政策文件、优惠补贴措施、合同协议明细内容、气候变化情况

风电、光伏方面，根据《中华人民共和国可再生能源法》第十四条规定“国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度”，以及国家发改委《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源[2016]625 号）、《国家发展改革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》（发改能源[2016]1150 号）、《国家发展改革委国家能源局关于建立健全可再生能源电力消



纳保障机制的通知》（发改能源[2019]807号）等法律法规规定，风力发电及光伏发电应全额消纳。

水电方面，近年来，抽水蓄能项目的电价形成机制不断演变、不断完善，2014年出台的《国家发展改革委关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》（发改价格〔2014〕1763号）形成了两部制电价的雏形，2021年出台的《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能电站价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号，“633号文”）进一步明确了两部制电价的核定及执行方式。2023年，国家发改委发布《国家发展改革委关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕533号），按照633号文的规定核定了在运及2025年底前拟投运的48座抽水蓄能电站容量电价，两部制电价正式落地实施。至此，抽水蓄能项目通过电量电费、容量电费获得盈利的机制得到落实，项目的盈利机制不存在重大不确定性。

优惠补贴措施方面，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》，本次募投项目拟建设的风电、光伏、抽水蓄能电站项目均属于《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定的国家重点扶持的公共基础设施项目，使用企业所得税“三免三减半”政策，即：项目的投资经营的所得，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，第四年至第六年减半征收企业所得税。项目运营初期的所得税的减免进一步的提高了项目的盈利能力。本次募投项目中新能源项目均为平价项目，不涉及电价补贴。

此外，2021年4月，发行人与恩施土家族苗族自治州人民政府签订《合作框架协议》（恩施州人民政府作为甲方，发行人作为乙方），其主要合作内容为“甲方支持乙方依法开展包括可再生能源和新能源、天然气利用、综合智慧能源和煤炭清洁利用等领域在内的能源项目开发建设；乙方加快推进恩施州能源开发建设，根据项目进展适时在恩施地区注册成立子公司，力争‘十四五-十五五’期间实现投资规模约300亿元，新增装机规模300万千瓦以上，为恩施地区提供坚强能源保障”，其中新能源项目总投资规模约120亿元，抽水蓄能项目投资约100亿元，不涉及本次募投项目。由此可见，湖北省地方人民政府对于新能源发电项目、抽水蓄能电站项目的建设需求依然强劲，未来发展前景广阔。



气候变化方面，气候条件对抽水蓄能项目的运行不产生直接影响，与本次募投项目相关的主要为风、光气候条件。根据湖北省气象局每月发布的气候影响评价数据，湖北省 2020 年至 2022 年全省平均年度累计日照时数分别为 1645.7 小时、1545.4 小时和 1794.9 小时。根据湖北省气象局发布的《湖北省气候变化监测公报》，2022 年湖北省平均风速较常年偏大 0.16 米/秒。综合来看，湖北省风、光气候条件较为平稳，整体波动性不高。

综上，本次募投项目的新增产能在政策层面具备消纳机制和盈利机制的保障，享有一定的优惠补贴措施，且根据发行人与地方政府签订的合作协议、近年来的气候变化情况，相应业务领域未来发展不存在重大不确定性。

3、募投项目新增装机容量的消纳措施，是否存在无法盈利的风险

(1) 新能源发电项目

从下游需求来看，湖北省 2022 年度 GDP 增长率 4.3%，位列全国第六，但在能源方面化石能源匮乏，是缺煤、少油、乏气的省份，在经济快速发展的背景下能源需求缺口不断增大，大力发展新能源是必然趋势。同时湖北省整体弃风、弃光情况较少，新能源消纳能力强，根据全国新能源消纳监测预警中心发布《2022 年 12 月全国新能源并网消纳情况》，湖北省 2022 年度风电、光伏利用率均为 100%，在全国处于前列。根据国家发改委、国家能源每年发布的可再生能源电力消纳责任权重及次年公布的可再生能源电力消纳责任权重完成情况，湖北省 2020 年至 2022 年非水可再生能源消纳责任权重逐年上升，激励值分别为 35.60%、41.00%和 41.30%，目前已公布的 2020 年及 2021 年完成情况均较好，完成权重分别为 43.20%和 41.50%，均超过激励值。因此，从下游需求来看，湖北省新能源发展需求强劲，整体消纳能力位于全国前列，消纳目标的完成能力较好。

从消纳及盈利能力来看，发行人新能源发电项目整体消纳能力较强、盈利能力较好。2022 年度，发行人整体弃风率 2.88%，低于全国平均弃风率 3.20%；整体弃光率 1.16%，低于全国平均弃光率 1.70%。发行人弃风、弃光主要系线路检修等偶然性因素导致，新能源电力不存在消纳困难。报告期内，发行人光伏发电业务的毛利率分别为 48.69%、52.83%、51.81%和 47.18%，风力发电业务的毛利率分别为 57.57%、63.17%、53.21%和 56.09%，盈利能力较好。



从具体消纳措施来看，目前发行人新能源电力主要通过电网全额保障性收购方式消纳，收购电价为项目的核准电价（若为补贴项目则为含补电价）。除 2022 年度存在政策性因素外，报告期内其余期间保障性收购电量占新能源上网电量的比例均超过 90%。未来随着电力市场化交易进一步推行，保障性收购电量占比可能有所下降，发行人一方面将加强开展项目投资建设规划，在前期投资决策阶段严格论证项目消纳能力，另一方面将根据政策要求及市场环境灵活开展电力市场化交易、绿证交易，保障新能源电力的消纳。

综上，从行业格局来看，湖北省新能源发电业务发展广阔，且发行人处于行业领先地位；从下游需求来看，湖北省新能源发展需求强劲，整体消纳能力位于全国前列，消纳目标的完成能力较好；从发行人自身来看，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。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，不存在无法消纳或无法盈利的风险。

（2）抽水蓄能电站项目

消纳方面，平坦原项目地处鄂东地区，为湖北省用电负荷中心，紧邻主网架和大型火电基地，调峰需求旺盛。项目规划选点经国家能源局《国家能源局关于湖北省抽水蓄能电站选点规划调整成果的复函》（国能函新能〔2020〕59号）批复，同时也是《湖北省能源发展“十四五”规划》明确要求开工建设的重点项目。因此，平坦原项目选点规划经过多层级论证及批复，项目地处调峰需求的中心位置，建成后调峰业务的开展发生重大不利变化的可能性较低。

盈利能力方面，投资建设平坦原项目可为湖北省电网提供安全稳定的调峰电源，进一步夯实公司作为“湖北省能源安全保障平台”的地位，有助于公司加快清洁能源业务发展，推动公司能源结构转型。同时，根据《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号）的规定，抽水蓄能实施两部制电价政策，可通过容量电价回收抽发运行成本外的其他成本并获得合理收益，满足项目资本金财务内部收益率 6.5%（所得税后）的收益要求，公司可通过投资建设平坦原项目获得稳定收益。



综上，随着抽水蓄能电价形成机制的不断完善，项目在盈利机制方面不存在重大不确定性；同时，项目选点规划经过多层级论证及批复，项目地处调峰需求的中心位置，业务开展发生重大不利变化的可能性较低。因此本次募投项目新增抽水蓄能装机规模具备合理性及消纳能力，不存在无法消纳或无法盈利的风险。

（二）结合报告期内近似建设项目、同类业务业绩实现情况、同行业可比情况，说明效益测算的谨慎性、合理性

1、光伏项目

（1）发电利用小时数

本次募投项目中光伏发电项目的预计利用小时数情况如下：

序号	项目	年均等效峰值利用小时数（h，直流侧）
1	湖北能源宜城东湾 100MW 光伏发电项目	1,091
2	汉江能源公司襄州峪山一期 100MW 农光互补电站项目	1,087
3	湖北能源集团监利汪桥 100MW 光储渔业一体化电站项目	1,074
4	首义新能源石首市南口镇 100MW 农光互补发电项目	1,052
5	洗马综电浠水县洗马 100MW 农光互补光伏发电项目	1,093
6	高锐达新能源潜江市高石碑镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	1,089
平均值		1,081

注：年均等效峰值利用小时数=年均上网电量/装机容量。光伏项目发电过程中，发电机产生的直流电能通过逆变器转化为交流电能后上网，转化过程中能量存在一定损耗，损耗比例体现在逆变器的参数“容配比”（即直流侧容量与交流侧容量的比值）中，因此直流侧容量一般大于交流侧容量。根据《光伏发电系统能效规范（NB/T10394-2020）》，容配比取值范围一般不超过 1.8。此处直流侧、交流侧的利用小时数不同系计算时分母分别为直流侧、交流侧装机容量所致，下同。

考虑发行人的近似建设项目、同类业务，发行人 2022 年 1 月 1 日前已投产且非 2022 年 1 月 1 日后收购的集中式光伏项目 2022 年度利用小时数情况如下：

项目名称	上网电量（万 kWh）	直流侧容量（万千瓦）	年等效峰值利用小时数（h，直流侧）
阎家河光伏	11,675.16	10.00	1,168
洪山嘴光伏一期 20MW	2,361.91	2.00	1,181
洪山嘴光伏一期 40MW	4,723.82	4.00	1,181



项目名称	上网电量（万 kWh）	直流侧容量（万千瓦）	年等效峰值利用小时数（h，直流侧）
洪山嘴光伏二期 50MW	5,904.77	5.00	1,181
茗峰光伏	4,009.08	3.00	1,336
枣阳兴隆光伏	12,870.20	10.00	1,287
王子山光伏三期	3,804.16	3.00	1,268
王子山光伏四期	5,072.21	4.00	1,268
爱康光伏	2,693.16	2.00	1,347
大洪山光伏	2,585.31	2.00	1,293
江头店光伏	6,579.44	5.00	1,316
安陆曹岗光伏	2,465.62	2.00	1,233
大悟光伏	2,410.56	2.00	1,205
仙桃杨林尾光伏三期	6,093.85	4.90	1,244
石首横沟光伏	8,728.72	7.00	1,247
潜江安锐光伏	12,119.42	10.00	1,212
天门佛子山光伏	13,102.07	10.00	1,310
江苏旭强响水光伏	11,128.69	10.00	1,113
山西左云光伏	7,346.33	5.00	1,469
安徽宿州晶海光伏	6,482.57	5.00	1,297
山东微山龙岗光伏	12,233.68	10.00	1,223
吉林白城光伏	16,474.47	10.00	1,647
平均值			1,274

因此，参照发行人光伏项目的年利用小时数，本次募投项目中光伏发电项目的预计利用小时数接近并略低于发行人已投产光伏项目平均值，体现了效益测算的谨慎性、合理性。

（2）毛利率水平

发行人的同行业可比公司为深圳能源、申能股份、福能股份、华电国际、长源电力，其中华电国际 2021 年置出新能源发电资产后无新能源发电业务，深圳能源、长源电力未披露光伏业务毛利情况。最近 3 年，发行人可比公司的光伏发电业务毛利率水平如下：



单位：亿元

公司	2022 年度			2021 年度			2020 年度		
	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率
华电国际	不涉及	不涉及	不涉及	4.08	1.31	67.95%	7.19	2.80	60.99%
申能股份	8.06	3.77	53.23%	4.26	1.92	54.91%	2.87	1.30	54.54%
福能股份	0.36	0.15	58.79%	0.37	0.16	56.70%	0.53	0.16	70.47%
平均	/	/	56.01%	/	/	59.85%	/	/	62.00%
发行人	11.16	5.38	51.81%	5.86	2.76	52.83%	2.77	1.42	48.69%

本次募投项目中光伏项目的预测毛利率水平如下：

序号	项目	毛利率
1	湖北能源宜城东湾 100MW 光伏发电项目	49.09%
2	汉江能源公司襄州峪山一期 100MW 农光互补电站项目	44.88%
3	湖北能源集团监利汪桥 100MW 光储渔业一体化电站项目	43.79%
4	首义新能源石首市南口镇 100MW 农光互补发电项目	51.04%
5	洗马综电浠水县洗马 100MW 农光互补光伏发电项目	49.20%
6	高锐达新能源潜江市高石碑镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	50.71%
平均值		48.12%

由上表，本次募投项目中光伏发电项目的预测毛利率水平接近同行业可比公司的平均水平及发行人同类业务水平，整体较同行业可比公司的平均水平及发行人同类业务水平略低，体现了效益测算的谨慎性、合理性。其中汉江能源公司襄州峪山一期 100MW 农光互补电站项目、湖北能源集团监利汪桥 100MW 光储渔业一体化电站项目毛利率较低，主要系其固定资产投资强度较大导致折旧费较高，且土地租赁费用较高导致其他费用较高所致。

2、风电项目

(1) 发电利用小时数

本次募投项目中风力发电项目的预计利用小时数情况如下：

序号	项目	年均等效峰值利用小时数 (h)
1	湖北能源集团襄州黄集一期 100MW 风力发电项目	2,000
2	天门天盛风电场二期项目	2,225



序号	项目	年均等效峰值利用小时数 (h)
	平均值	2,113

根据中电联发布《2023年度全国电力供需形势分析预测报告》，2022年度全国6,000千瓦以上电厂并网风电利用小时平均为2,221小时；根据湖北省发改委发布的2022年全省发用电情况，风电统调电厂全年发电利用小时数2,245小时、全部电厂发电利用小时数2,188小时。本次募投项目中风力发电项目的平均预计利用小时数接近并略低于全国及湖北省平均值，具备谨慎性和合理性。

(2) 毛利率水平

最近3年，发行人可比公司的风力发电业务毛利率水平如下（可比公司中深圳能源未披露风电业务毛利情况，在此处不列示）：

单位：亿元

公司	2022年度			2021年度			2020年度		
	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率
华电国际	不涉及	不涉及	不涉及	26.19	10.54	59.76%	30.33	15.68	48.30%
申能股份	26.32	11.39	56.72%	19.15	7.77	59.45%	13.10	5.72	56.32%
福能股份	35.68	10.28	71.20%	19.24	6.55	65.94%	15.40	5.12	66.74%
平均	/	/	63.96%	/	/	61.72%	/	/	57.12%
发行人	8.56	4.01	53.21%	9.32	3.43	63.17%	7.44	3.16	57.57%

本次募投项目中风力项目的预测毛利率水平如下：

序号	项目	毛利率
1	湖北能源集团襄州黄集一期100MW风力发电项目	38.62%
2	天门天盛风电场二期项目	51.24%
	平均值	44.93%

由上表，本次募投项目中风力发电项目的预测毛利率水平低于同行业可比公司的平均水平及发行人同类业务水平，体现了效益测算的谨慎性、合理性。

3、抽水蓄能项目

(1) 电力价格

根据《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能电站价格形成机制的意见》



（发改价格〔2021〕633号，“633号文”），抽水蓄能项目容量电价按满足项目资本金财务内部收益率6.5%（所得税后）测算经营期平均上网电价；电量电价方面，发电上网电价按燃煤发电基准价执行，抽水电价按燃煤发电基准价的75%执行。湖北罗田平坦原抽水蓄能电站项目（以下简称“平坦原项目”）的电量电价、容量电价均按照上述方式测算，具备合理性。

（2）利用小时数

截至报告期末，发行人尚无已建成投运的抽水蓄能项目。目前抽水蓄能业务板块的可比上市公司主要为南网储能，可比非上市公司主要为国网新源。平坦原项目的利用小时数与南网储能、国网新源的抽水蓄能业务相关情况对比如下：

项目主体	南网储能	国网新源 ^註	平坦原项目
期间	2022年度	2018年度	/
期末装机容量（万千瓦）	1,028	1,907	140
期初装机容量（万千瓦）	858	1,907	140
期间平均装机容量（万千瓦）	943	1,907	140
年度上网电量（亿千瓦时）	92.68	218.73	14.40
年度抽水电量（亿千瓦时）	118.75	未披露	19.20
年度发电利用小时数（h）	983	1,181	1,029
年度抽水利用小时数（h）	1,259	1,487	1,371
年度综合利用小时数（h）	2,242	2,668	2,400

注：国网新源为发债企业，其关于完整年度利用小时数情况的最新披露为2018年度数据。

抽水蓄能业务的利用小时数水平与所处电网的调峰调频需求等因素相关，平坦原项目的利用小时数水平与国网新源和南网储能的利用小时数水平接近，略低于国网新源抽水蓄能业务的利用小时数水平、略高于南网储能抽水蓄能业务的利用小时数水平，与同行业可比公司的利用小时数水平基本可比。

（3）毛利率水平

平坦原项目的预测毛利率情况与南网储能、国网新源的抽水蓄能业务相关情况对比如下：



单位：万元

主体	南网储能 ^{注1}	平坦原项目(电量电费按净额法计算)	国网新源 ^{注2}		平坦原项目(电量电费按总额法计算)
			2021 年度	2020 年度	
期间	2022 年度	/	2021 年度	2020 年度	/
抽水蓄能业务收入	460,453.72	3,079,496	1,535,780.28	1,326,184.29	5,158,081
抽水蓄能业务成本	212,356.87	1,690,420	1,050,283.09	868,203.16	3,769,005
抽水蓄能业务毛利率	53.88%	45.11%	31.61%	34.53%	26.93%

注 1：南网储能（原文山电力）2022 年通过重大资产置换置入抽水蓄能业务，此前主要业务非抽水蓄能，不具有可比性。

注 2：国网新源尚未披露 2022 年度抽水蓄能业务情况。

注 3：国网新源电量电费部分为总额法核算，南网储能电量电费部分为净额法核算，已调整平坦原的毛利率计算口径分别为可比口径进行比较。

抽水蓄能业务的毛利率水平与电价核定水平、前期建设成本等因素相关，平坦原项目的预计毛利率水平略低于南网储能、国网新源抽水蓄能业务的毛利率水平，体现了效益测算的谨慎性、合理性。

五、量化说明本次募投项目新增折旧摊销对业绩的影响，是否会对未来业绩产生不利影响

结合风电、光伏及抽水蓄能项目的建设周期，针对本次募投项目，假设 2024 年为所有风电、光伏项目的运营期第一年，2029 年为抽水蓄能项目的运营期第一年，光伏项目运营期为 25 年，风电项目运营期为 20 年，抽水蓄能项目运营期为 40 年。根据项目可行性研究报告，本次募投建设项目的折旧摊销年限如下表：

序号	项目名称	折旧年限（年）
1	湖北能源宜城东湾 100MW 光伏发电项目	20
2	汉江能源公司襄州峪山一期 100MW 农光互补电站项目	20
3	湖北能源集团监利汪桥 100MW 光储渔业一体化电站项目	20
4	湖北能源集团襄州黄集一期 100MW 风力发电项目	18
5	首义新能源石首市南口镇 100MW 农光互补发电项目	15
6	天门天盛风电场二期项目	15
7	洗马综电浠水县洗马 100MW 农光互补光伏发电项目	20
8	高锐达新能源潜江市高石碑镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	15



序号	项目名称	折旧年限(年)
9	湖北平坦原抽水蓄能电站项目	33

本次测算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。结合本次募投项目的投资进度、项目收入及业绩预测，本次募投项目折旧及摊销对公司未来经营业绩的影响测算的具体过程参见本回复之“附件二：本次募投项目新增折旧摊销对发行人业绩影响的测算”。全部募投项目的运营期内折旧及摊销对公司未来经营业绩的预计影响比例如下表：

期间	新增折旧摊销占预计营业收入比重	新增折旧摊销占预计净利润比重
2024年度	1.10%	10.86%
2025年度	1.11%	10.83%
2026年度	1.11%	10.79%
2027年度	1.11%	10.78%
2028年度	1.11%	10.75%
2029年度	1.93%	19.27%
2030年度	2.20%	22.23%
2031年度	2.20%	22.10%
2032年度	2.20%	22.03%
2033年度	2.20%	21.92%
2034年度	2.20%	21.99%
2035年度	2.20%	21.91%
2036年度	2.20%	21.79%
2037年度	2.20%	21.70%
2038年度	2.20%	21.56%
2039年度	1.72%	16.44%
2040年度	1.72%	16.39%
2041年度	1.72%	16.34%
2042年度	1.58%	14.81%
2043年度	1.58%	14.77%
2044年度	1.20%	11.25%
2045年度	1.20%	11.21%
2046年度	1.20%	11.17%



期间	新增折旧摊销占预计营业收入比重	新增折旧摊销占预计净利润比重
2047年度	1.20%	11.12%
2048年度	1.20%	11.07%
2049年度	1.21%	11.79%
2050年度	1.21%	11.72%
2051年度	1.21%	11.65%
2052年度	1.21%	11.57%
2053年度	1.21%	11.50%
2054年度	1.21%	11.42%
2055年度	1.21%	11.34%
2056年度	1.21%	11.34%
2057年度	1.21%	11.34%
2058年度	1.21%	11.34%
2059年度	1.21%	11.34%
2060年度	1.21%	11.50%
2061年度	1.21%	11.50%
2062年度	0.30%	2.70%
2063年度	0.00%	0.00%
2064年度	0.00%	0.00%
2065年度	0.00%	0.00%
2066年度	0.00%	0.00%
2067年度	0.00%	0.00%
2068年度	0.00%	0.00%
2069年度	0.00%	0.00%

公司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，公司各年将新增折旧及摊销费用。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为47,976.50万元，运营期内占预计营业收入的比重最高为2.20%，占预计净利润的比重最高为22.23%。全部募投项目在运营期内，预计新增折旧摊销合计1,240,481.75万元，预计在当前营业收入、净利润的基础上将新增营业收入合计6,184,840.70万元、新增净利润合计902,270.57万元。



综上，虽然本次募投项目新增的折旧摊销将增加公司未来整体营业成本，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大幅增加。因此，在本次募投项目顺利达产运营的情况下，预计新增折旧摊销不会对公司未来经营业绩产生重大不利影响。

六、结合控股股东及其控制的其他企业及其实际经营业务情况等，说明已存在的同业竞争是否构成重大不利影响，如是，是否已制定解决方案并明确未来整合时间安排，是否损害上市公司利益，并说明本次募投项目实施后是否会新增重大不利影响的同业竞争

（一）控股股东及其控制的其他企业不存在与发行人构成重大不利影响的同业竞争

湖北能源定位为三峡集团控制的区域性综合能源公司，主要在湖北省内从事水电（包括常规水电、抽水蓄能）、新能源等清洁能源业务，同时作为综合能源公司主要在湖北省内从事火电、热电、煤炭、油气管输业务。

截至报告期末，三峡集团及其控制的其他企业与湖北能源在火电、热电、煤炭、油气管输业务方面均不存在业务重合，不存在同业竞争。

针对水电（包括常规水电、抽水蓄能）及新能源业务，湖北能源定位为区域性，与三峡集团及其控制的其他企业存在明显地域差别。三峡集团及其控制的其他企业不存在对发行人构成重大不利影响的同业竞争，具体如下：

1、境内常规水电业务

三峡集团在湖北省内的所有水电站如下表所示：

水电站	装机容量（万千瓦）	归属主体
三峡水电站	2,250.00	长江电力（三峡集团控股的其他上市公司）
葛洲坝水电站	273.50	
湖北清江水布垭水力发电厂	184.00	发行人
湖北清江隔河岩水力发电厂	121.20	
湖北清江高坝洲水力发电厂	27.00	
隔河岩水利枢纽保安电厂	1.00	
西寺坪水力发电厂	0.33	



水电站	装机容量（万千瓦）	归属主体
高坝洲水电站保安电厂	0.60	
水布垭水电站保安电厂	2.00	
峡口塘水力发电厂	5.80	
芭蕉河一级水力发电厂	3.50	
芭蕉河二级水力发电厂	1.60	
江坪河水电站	45.00	
洞坪水力发电厂	11.00	
白水峪水力发电厂	5.00	
锁金山水力发电厂	4.50	
柏顺桥水力发电厂	0.60	
三里坪水力发电厂	7.00	

在湖北省内，除湖北能源外，三峡集团及其控制的其他企业持有的水电站为三峡水电站、葛洲坝水电站，均位于长江干流。

在中国境内、湖北省外，湖北能源不存在水电业务。三峡集团及其控制的其他企业持有的水电站也以大型水电站为主，装机规模合计 3,971.54 万千瓦，主要包括：溪洛渡水电站（四川/云南、装机规模 1,386 万千瓦）、乌东德水电站（云南、装机规模 1,020 万千瓦）、白鹤滩水电站（四川、装机规模 900 万千瓦）、向家坝水电站（云南、装机规模 640 万千瓦）。

三峡水电站、葛洲坝水电站与湖北能源持有的水电站之间不存在同业竞争，主要基于以下几点理由：

（1）流域、电力调度安排不同

三峡水电站、葛洲坝水电站等处于长江干流的水电站主要供给南方电网、华中电网、华东电网，涉及华中、华东、华南约 10 省市，在全国范围内调度，并实现大规模电量的跨区域输送；而湖北能源持有的水电站处于长江支流及其他流域，在湖北省内调度，所发电量全部在湖北省内消纳。因此三峡水电站、葛洲坝水电站与湖北能源持有的水电站在电力调度上不存在竞争关系。

（2）电量均为全额保障消纳

水电作为可再生的绿色清洁能源，长期受国家政策的重点扶持。根据《电网



企业全额收购可再生能源电量监管办法》（原电监会令第 25 号）及《国务院办公厅关于转发发展改革委等部门节能发电调度办法（试行）的通知》（国办发[2007]53 号文）《国家发展改革委国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源[2019]807 号）等有关法律法规的规定，水力发电享有优先调度权，即只要水电机组具备发电条件，电网将优先调度水电所发电量上网，且除因不可抗力或有危及电网安全稳定的情形外，电网应努力实现水力发电全额上网。湖北能源和三峡集团的其他水电业务均属于国家政策重点扶持的绿色清洁能源，均享受发电量优先调度、全额上网的政策。从实际上看，发行人近年来包括报告期内不存在“弃水”的情况，水电由电网全额消纳。

在现有的电力结构下，湖北省内的水电上网电量远低于湖北省内电力实际总需求量和实际总发电量，且湖北能源的水电均在湖北省内消纳，消纳能力充足。2022 年湖北省火力、水力、风力及太阳能发电量分别为 1,591.4 亿千瓦时、1,175.4 亿千瓦时、141.9 亿千瓦时、77.83 亿千瓦时，水电发电量占比 39.36%，占比较低，不存在水电在湖北省内无法消纳的情况。

因此，三峡水电站、葛洲坝水电站与湖北能源持有的水电站在电力消纳上亦不存在竞争关系。

综上，在境内常规水电业务领域，三峡集团及其控制的其他企业与湖北能源不存在同业竞争。

2、境外常规水电业务

三峡集团通过三峡国际、长江电力和湖北能源经营境外业务。其中，三峡国际为三峡集团开展国际能源投资业务平台，主营业务在欧洲、南美和亚非等国际市场，与湖北能源秘鲁查格亚水电站分属于不同国家，不构成同业竞争。长江电力下属秘鲁路德斯公司持有位于秘鲁的 Santa Teresa 水电站，但其装机容量仅为 10 万千瓦，仅占湖北能源全部水电装机的 2.15%，占比极低。

Santa Teresa 水电站项目与发行人持有的查格亚水电站（45.60 万千瓦）虽均位于秘鲁，但不存在对发行人构成重大不利影响的同业竞争。具体论述如下：

（1）两个水电站有较大的地域间隔，在发电水源上不存在竞争关系



湖北能源持有的查格亚水电站位于秘鲁中部安第斯山脉以东的瓦亚加河流域峡谷处，距离秘鲁首都利马 415 公里。长江电力持有的 Santa Teresa 水电站水源来自 Vilcanota 盆地的 Vilcanota 河，引用上游秘鲁国有企业 EGEMSA 的马丘比丘水电站的尾水作为发电水源，与查格亚水电站属于完全不同的流域。两个水电站有较大的地域间隔，在发电水源上不存在竞争关系。

(2) 电力的销售、调度方面不存在竞争关系

在秘鲁的电力体制下，参与电力市场的包括发电企业、配电企业及电力用户。其中，配电企业兼具配网运营与购售电职能，通过自由市场和监管市场为客户供电，在其特许经营区域内进行垄断经营。

在电力销售方面，Santa Teresa 水电站系长江电力于 2021 年收购的秘鲁第一大配电企业秘鲁路德斯公司（LDS）下属水电站，Santa Teresa 水电站的 PPA 协议（即售电协议）客户即为秘鲁路德斯公司，其电力通过路德斯公司进行配电。查格亚水电站的 PPA 协议客户为秘鲁电力公司（ELP），其电力通过秘鲁电力公司进行配电。秘鲁电力公司为秘鲁国有电力企业，而秘鲁路德斯受长江电力控制，二者不存在关联关系。因此两个水电站的销售彼此独立，不存在竞争关系。

在电力调度方面，两个水电站均由秘鲁电力系统互联经济运行委员会（COES）调度，在秘鲁的电力体制下，发电企业、配电公司均无法影响 COES 的调度行为。因此两个电站的电力调度彼此独立，不存在竞争关系。

(3) 三峡集团及其控制的其他企业的同类收入或者毛利占发行人主营业务收入或者毛利的比例较低

如上述分析，三峡集团与发行人位于同一国家的水电业务仅为长江电力持有的 Santa Teresa 水电站项目，其主营业务收入或毛利占发行人同类业务的比例如下：

单位：亿元

主体	主营业务收入	毛利
Santa Teresa 水电站	2.00	0.74
公司水电业务	39.20	18.25
Santa Teresa 水电站相应指标占公司水电业务比例	5.10%	4.05%



由上表，Santa Teresa 水电站收入、毛利占发行人水电业务主营业务收入、毛利的比例分别为 5.10%、4.05%，不超过 30%，根据《监管规则适用指引——发行类第 6 号》及《证券期货法律适用意见第 17 号》的相关规定，上述同类业务不会对湖北能源构成重大不利影响。

综上所述，三峡集团下属境外常规水电业务与湖北能源不存在构成重大不利影响的同业竞争。

3、新能源发电业务

(1) 已投产项目

截至报告期末，发行人新能源发电已投产装机容量 316.475 万千瓦，其中位于湖北省外的装机容量 42.50 万千瓦。湖北省外的已投运新能源发电项目系 2020 年至 2021 年发行人开展若干非同一控制下的新能源项目并购取得，位于江苏、山西、山东、安徽、吉林 5 个省份。三峡集团及其控制的其他企业在湖北省内未从事新能源发电业务，三峡集团下属其他湖北省外的新能源发电业务与湖北能源不存在构成重大不利影响的同业竞争，具体理由如下：

1) 从项目获取的角度，发行人持有的省外新能源项目均由非关联公司取得建设指标、生产建设，发行人在相关项目并网后进行收购，相关项目均为光伏项目。在项目形成过程中，项目前期取得建设指标、生产建设的过程均由非关联公司完成，其历史沿革、资产、人员与发行人独立，其形成过程不构成发行人与三峡集团控制的其他企业的竞争。

2) 从具体消纳措施来看，根据《中华人民共和国可再生能源法》第十四条规定“国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度”，以及国家发改委《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源[2016]625 号）、《国家发展改革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》（发改能源[2016]1150 号）、《国家发展改革委国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源[2019]807 号）等法律法规规定，风力发电及光伏发电应全额消纳。目前发行人新能源电力主要通过电网全额保障性收购方式消纳，收购电价为项目的核准电价（若为补贴项目则为含补电价）。除 2022



年度存在政策性因素外，报告期内其余期间保障性收购电量占新能源上网电量的比例均超过 90%。

3) 从规模上看，截至报告期末，发行人省外新能源装机较少，总装机容量仅为 42.5 万千瓦，占湖北能源总装机容量的 3.41%。2022 年度上述新能源项目营业收入合计为 35,984.38 万元，占湖北能源营业收入的 1.75%，占比较小，不会对湖北能源构成重大不利影响。

(2) 在建及拟投资项目

除上述已投产的新能源项目外，截至报告期末，发行人在湖北省外处于在建及拟投资状态的新能源项目包括位于陕西省的 210 万千瓦在建及拟投资光伏项目及位于新疆维吾尔自治区的 10 万千瓦在建光伏项目。

位于陕西省的 210 万千瓦在建及拟投资光伏项目为陕武直流一期外送新能源基地相配套的新能源项目，上述新能源发电电量通过特高压专用线路输送到湖北省内消纳，由国家电力调度通信中心调度，与三峡集团及其控制的其他企业不存在竞争关系。根据国家相关战略规划，湖北省与陕西省在能源领域开展跨省合作项目，湖北能源作为湖北省能源安全保障平台，成为与该等合作相关的、配置给湖北企业的新能源项目实施主体。该等项目的获取系发行人作为湖北省能源安全保障平台的定位所致，属于地方政府合作背景下的直接配置行为。

2022 年 8 月，三峡集团已经总经理办公会决策后下发《中国三峡集团关于优化调整区域机构管理机制的通知》（三峡办〔2022〕252 号），明确“外省送湖北新能源基地中配置给湖北企业的新能源项目由湖北能源负责”，对发行人在上述背景下取得的湖北省外新能源项目进行了明确划分。

因此，从项目取得背景、电力消纳、电力调度及业务划分的角度来看，发行人在陕西省 210 万千瓦在建及拟投资的项目与三峡集团及其控制的其他企业不存在同业竞争。

新疆维吾尔自治区 10 万千瓦在建光伏项目系发行人在湖北省产业援疆、资金援疆的合作背景下取得，该项目所发电量在新疆当地电网消纳。该项目装机容量



量占发行人新能源发电已投产装机容量的比重为 3.16%，占比较低，不会对湖北能源构成重大不利影响。

因此，发行人新能源发电业务与控股股东控制的其他企业不存在构成重大不利影响的同业竞争。

综合以上，控股股东及其控制的其他企业不存在对发行人构成重大不利影响的同业竞争，不存在损害上市公司利益的情形。

（二）本次募投项目实施后是否会新增重大不利影响的同业竞争

本次募投建设项目包括湖北省内的光伏发电项目、风力发电项目及抽水蓄能项目，实施后不会新增构成重大不利影响的同业竞争。根据三峡集团出具的《关于避免同业竞争的承诺函》，湖北省内新能源开发以湖北能源为主体实施，本次募投项目中的光伏发电项目、风力发电项目均处于湖北省内，因此不会新增同业竞争。关于抽水蓄能业务的具体分析如下：

1、抽水蓄能与常规水电不构成同业竞争

首先，抽水蓄能业务与常规水电业务均属于水力发电业务，抽水蓄能电站在发电工况下的发电原理与常规水电一致，但彼此之间本身不存在同业竞争，主要基于以下几点理由：

（1）流域不同

抽水蓄能选点主要考虑地形落差及电网调峰需求，位于长江支流或其他流域。三峡集团控制的其他企业在湖北省内持有的水电站均处于长江干流。

（2）业务定位不同

常规水电在电力系统中定位为电源侧，与所处电网签署购售电合同，由电网公司根据国家政策和公平调度原则以及当地电力需求情况决定各电力企业上网电量的分配和调度，各发电主体以增加发电量、提高现有电站盈利能力和水平进行竞争。其主要选点位于来水量较高的流域，且三峡集团及其控制的其他企业在湖北省内持有的水电站均处于长江干流。

而抽水蓄能在电力系统中定位为服务侧，为电力系统提供辅助服务，主要通



过低吸高发功能实现电能的存储，提供备用、调频、调相、储能等辅助服务，为电网安全稳定运行发挥重要的作用。其选点主要考虑地形落差及电网调峰需求，位于长江支流或其他流域，不位于长江干流。

因此，两种业务在电力系统中的定位差异显著，在机组调度上分别服务于不同的需求，在选点考虑上亦存在较大差异，不存在竞争关系。

（3）盈利模式不同

常规水电收入主要来源是水电机组的发电量，发电量主要受机组自身的装机容量和上游来水影响。而抽水蓄能业务主要根据“633号文”的规定，遵循两部制电价（容量电费、电量电费）模式，其中容量电费系发改委根据《抽水蓄能容量电价核定办法》，基于弥补成本、合理收益原则，按照固定的资本金内部收益率（6.5%）对电站经营期内年度净现金流进行折现，以实现整个经营期现金流收支平衡为目标，核定电站容量电价。容量电费与投资成本相关，与发电量无关。电量电费通过（上网电价×上网电量）与（抽水电价×抽水量）之间的差额实现。在现有体系下，容量电费为抽水蓄能电站主要利润来源。

因此，水电和抽水蓄能两种业务的盈利模式和盈利来源差异较为显著，彼此不存在竞争关系。

2、湖北能源的抽水蓄能业务与三峡集团内其他主体的抽水蓄能业务不存在同业竞争

截至2023年3月31日，三峡集团及其控制的其他企业在湖北省内未持有已投运的抽水蓄能电站项目，已经过投资决策的抽水蓄能项目为平坦原项目，已核准但尚未经过投资决策的抽水蓄能项目为湖北长阳清江抽水蓄能电站项目、湖北南漳抽水蓄能电站项目、湖北五峰太平抽水蓄能电站项目和湖北远安抽水蓄能电站项目。2023年1月，三峡集团已经总经理办公会决策后下发《中国三峡集团关于理顺抽水蓄能项目管理机制的通知》（三峡办〔2023〕34号），明确“抽水蓄能项目原则上由长江电力、三峡能源和湖北能源三家上市公司投资控股，其中：湖北能源主要负责湖北省内投资，三峡能源主要侧重于新能源配套抽水蓄能项目投资，长江电力负责其他项目投资”，并且“在建及已决策的存量项目按上



述机制及平稳过渡原则调整投资主体”。上述业务划分已明确湖北省内存量、增量的抽水蓄能项目均由湖北能源来投资控股。

因此，湖北能源抽水蓄能项目在业务定位上与三峡集团下属其他企业不存在竞争关系，湖北能源的抽水蓄能业务与集团内其他主体的抽水蓄能业务不存在同业竞争。

综上，控股股东及其控制的其他企业不存在对发行人构成重大不利影响的同业竞争，不存在损害上市公司利益的情形，本次募投项目实施后不会新增重大不利影响的同业竞争。

七、报告期内相关关联交易是否履行必要审批程序，2022年关联交易金额大幅提升的合理性，是否存在违反此前规范关联交易相关承诺的情形，本次发行后是否会新增显失公平的关联交易，是否会对发行人的独立性造成不利影响

（一）报告期内相关关联交易是否履行必要审批程序

1、公司关联交易审批程序

根据《湖北能源集团股份有限公司关联交易管理制度》第十六条，公司与关联人发生的交易（公司获赠现金资产和提供担保除外）金额在300万元人民币以上、且占公司最近一期经审计净资产绝对值0.5%以上的关联交易，应提交董事会审议批准；交易金额在3,000万元人民币以上、且占公司最近一期经审计净资产绝对值5%以上的，应提交股东大会审议批准。

2、关联交易相关审批情况

报告期各期，公司符合《湖北能源集团股份有限公司关联交易管理制度》规定的需履行相关审批程序的交易情况如下：

（1）采购商品、接受劳务

单位：万元

关联方	关联交易内容	2023年 1-3月	2022年度	2021年度	2020年度
三峡物资招标	购买商品	8,240.71	96,562.31	905.08	47.38
占营业成本的比例		2.39%	5.44%	0.05%	0.00%

注：2020年及2021年未触发董事会审批标准



对应的审批程序情况如下：

序号	董事会	独立董事意见	股东大会
1	2021年4月27日，第九届董事会第九次会议审议通过《关于签订襄阳宜城火电项目主机设备采购订单合同的议案》	独立董事已进行事前核查并发表同意的独立意见	2021年5月21日，2020年度股东大会审议通过《关于签订襄阳宜城火电项目主机设备采购订单合同的议案》
2	2022年8月25日，第九届董事会第二十二次会议审议通过《关于2022年新能源项目组件设备采购关联交易预计的议案》	独立董事已进行事前核查并发表同意的独立意见	未触发股东大会审批标准

(2) 关联存贷款业务

存款业务如下：

单位：万元

期间	关联方	当期存款利率范围	期末余额
2023年 1-3月	三峡财务	0.405%-1.755%	159,241.27
	三财香港	0.031%-3.2%	829.26
2022年度	三峡财务	0.455%-1.755%	208,845.20
	三财香港	0.031%-0.131%	840.59
2021年	三峡财务	0.455%-1.755%	141,681.20
	三财香港	0.031%-0.35%	23,061.50
2020年	三峡财务	0.455%-1.755%	81,595.51
	三财香港	0.001%-0.991%	11,215.09

贷款业务如下：

单位：万元

期间	关联方	当期贷款利率范围	期末余额
2023年 1-3月	三峡财务	2.5%-6%	1,968.00
	三财香港	3.6%	419,989.55
	三峡融资租赁	3.0%-8.0%	14,492.00
2022年	三峡财务	3.0%-4.6%	125,880.57
	三财香港	不超过4%	419,989.55
	三峡集团	3.0%-4.6%	-
	三峡融资租赁	3.0%-8.0%	14,492.00
	湖北荆州煤电化工发展有限公司	不超过4%	-
2021年	三峡财务	3.2%-4.2%	2,700.00



期间	关联方	当期贷款利率范围	期末余额
	三财香港	不超过 4%	422,731.04
	三峡集团	3.2%-4.75%	50,000.00
	三峡融资租赁	不超过 6%	8,308.09
	湖北荆州煤电化工发展有限公司	不超过 5%	9,000.00
2020 年	三峡财务	不超过 4.75%	22,600.00
	三财香港	不超过 4%	439,148.42
	三峡集团	不超过 5%	100,000.00
	三峡融资租赁	不超过 6%	6,320.01
	湖北荆州煤电化工发展有限公司	不超过 5%	9,000.00

对应的审批程序情况如下：

序号	董事会	独立董事意见	股东大会
1	2020 年 4 月 28 日，第八届董事会第四十次会议审议通过《关于公司 2020 年存、贷款关联交易预计的议案》	独立董事已进行事前核查并发表同意的独立意见	2020 年 5 月 28 日，2019 年度股东大会审议通过《关于公司 2020 年存、贷款关联交易预计的议案》
2	2021 年 4 月 27 日，第九届董事会第九次会议审议通过《关于公司 2021 年存、贷款关联交易预计的议案》	独立董事已进行事前核查并发表同意的独立意见	2021 年 5 月 21 日，2020 年度股东大会审议通过《关于公司 2021 年存、贷款关联交易预计的议案》
3	2021 年 8 月 26 日，第九届董事会第十一次会议审议通过《关于公司 2021 年存、贷款关联交易重新预计的议案》	独立董事已进行事前核查并发表同意的独立意见	2021 年 9 月 15 日，2021 年第二次临时股东大会审议通过《关于公司 2021 年存、贷款关联交易重新预计的议案》
4	2022 年 4 月 26 日，第九届董事会第十八次会议审议通过《关于公司 2022 年存、贷款关联交易预计的议案》	独立董事已进行事前核查并发表同意的独立意见	2022 年 5 月 26 日，2021 年度股东大会审议通过《关于公司 2022 年存、贷款关联交易预计的议案》
5	2023 年 4 月 26 日，第九届董事会第二十九次会议审议通过《关于公司 2023 年存、贷款关联交易预计的议案》	独立董事已进行事前核查并发表同意的独立意见	2023 年 6 月 20 日，2022 年度股东大会审议通过《关于公司 2023 年存、贷款关联交易预计的议案》

综上，报告期内公司应履行相关审批程序的关联交易均按照《湖北能源集团股份有限公司关联交易管理制度》履行了必要的审批程序。



（二）2022 年关联交易金额大幅提升的合理性，是否存在违反此前规范关联交易相关承诺的情形

1、2022 年关联交易金额大幅提升的合理性

2022 年公司关联交易大幅提升的内容主要为对三峡物资招标的采购，报告期各期，发行人向三峡物资招标采购金额为 47.38 万元、905.08 万元、96,562.31 万元及 8,240.71 万元。

2022 年对三峡物资招标关联采购大幅提升的主要原因：湖北能源在面对采购决策时，综合评估各类采购渠道的供给保障程度、价格、供应商、设备质量后选择采购渠道。三峡物资招标公司按中标卖方供货设备采购单价 \times （1+集中采购综合费率） \times 项目供货数量（集中采购综合费率最高不超过 1.3%），与湖北能源签订供货合同。湖北能源 2022 年委托三峡物资招标进行集体采购的主机设备和新能源项目组件设备金额较高，因此 2022 年对其交易金额提高。

公司 2022 年通过三峡物资招标采购上述设备的合理性为：三峡物资招标公司长期服务于三峡集团重大工程建设项目，在发电主机设备和新能源组件设备具有较大的采购需求，对供应链厂商管控能力较强，具有更强的谈判能力。一方面，新能源组件市场供需变化较为频繁，在新能源组件市场供不应求、产能紧张的时候，公司通过三峡物资招标进行采购能够具有更强的产能供应保障能力，及时保障项目建设进度；另一方面公司将上述设备通过三峡物资招标进行采购，能够扩大单一品类的采购金额，具备更强的议价能力，具有商业合理性。

公司与三峡物资招标交易价格为终端供应商报价加成集采费率，公司对其关联采购价格具有公允性。以新能源行业专业咨询机构 PVInfoLink 提供的同期参考价格作为市场价格，2022 年在新能源组件市场供应紧张时，公司为获取供应保障，向三峡物资招标采购的价格与同期市场参考价的偏差低于 2%。正常情况下，公司向其采购价格低于市场同期参考价。

综上，发行人通过三峡物资招标进行采购，具有合理性。

2、不存在违反此前规范关联交易相关承诺的情形



2015年非公开时，就三峡集团及三峡集团控制的其他企业与上市公司及其控制的企业之间将来无法避免或有合理原因而发生的关联交易事项，三峡集团承诺如下：“本公司将遵循或促使本公司控制的企业遵循公开、公平、公正的市场交易原则，按照公允、合理的市场价格与湖北能源及其控股子公司进行交易，并依据有关法律、法规及规范性文件的规定履行关联交易决策程序，依法履行信息披露义务。本公司及其控制的其他企业将不会通过与湖北能源及其控股子公司之间的关联交易获取任何不正当的利益或使湖北能源及其控股子公司承担任何不正当的义务。”

发行人与三峡集团发生的关联交易符合公开、公平、公正的市场交易原则，价格公允，并依照法律法规及发行人内部相关规定履行了必要的关联交易决策程序，不存在因关联交易使得三峡集团取得不正当的利益或者发行人承担不正当的义务的情形，综上，不存在违反此前规范关联交易相关承诺的情形。

（三）本次发行后是否会新增显失公平的关联交易，是否会对发行人的独立性造成不利影响

由上述分析可知，公司是否通过三峡物资招标采购和通过其采购的具体产品内容均为公司基于自身商业利益出发进行的独立决策，不影响发行人独立性。后续募投项目建设中，公司将在综合评估各类采购渠道的供给保障程度、价格、供应商、设备质量后，自行选择符合公司利益的采购渠道，本次发行后不会新增显失公平的关联交易，不会对发行人的独立性造成不利影响。

除此之外，本次募投项目建成之后，公司将独立运营各募投项目，项目相关采购、发电上网与运营管理都独立于三峡集团，预计不会新增与三峡集团的关联交易。

综上，本次发行后不会新增显失公平的关联交易，不会对发行人的独立性造成不利影响。

核查程序与结论：

（一）核查程序

保荐人、会计师执行了如下核查程序：



(1) 查阅《企业投资项目核准和备案管理条例》《关于贯彻落实“放管服”改革精神、优化电力业务许可管理有关事项的通知》《取水许可管理办法》及《水电站大坝安全注册登记监督管理办法》等相关法律法规，核查本次募投项目是否已履行有关部门审批、备案等程序，相关资质是否齐全；取得发行人关于募投项目董事会前投入资金情况、最新建设进展等情况的确认，取得各募投建设项目已取得的建设手续，核查募投项目是否存在未批先建等违规及被处罚情形；

(2) 取得发行人在建、拟建项目装机容量、单位投资金额、主要客户、区位地址清单，核查本次募投项目是否构成重复建设的情形，相关投入的测算是否谨慎合理；结合发行人偿债指标、授信额度、现有业务发展情况，核查发行人是否有能力同时进行多个在建和拟建项目的建设、相关项目资金缺口的来源及未来是否存在资金短缺风险；

(3) 结合《关于修订农光互补地面电站用地政策的提案复文摘要》等政策文件及相关项目取得的《湖北省固定资产投资项目备案证》，核查本次募投项目中复合光伏项目的具体合作模式以及经营情况、与其他光伏发电项目的区别与联系；查阅《中华人民共和国土地管理法实施条例》等相关法律法规，取得天门天盛风力发电有限公司办理的临时用地手续，核查天门天盛风电场二期未涉及租赁土地但项目投资中涉及租赁费用的合理性；取得本次募投项目已签订的租赁合同、已取得的集体土地流转手续，并查阅《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国农村土地承包法》《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》等相应政策法规的规定，核查本次所有募投项目涉及的租赁土地、集体土地的使用是否合法合规，是否存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形，相关募投项目生产经营期限是否与租期相匹配；取得本次募投项目用地涉及的用地预审意见、建设用地批复、划拨决定书、不动产权证书等，核查尚未取得的募投项目用地的取得计划及用地落实情况，及是否会导致项目实施风险；

(4) 查阅《湖北省能源发展“十四五”规划》《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》《中华人民共和国可再生能源法》《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能电站价格形成机制的意见》《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》等政策文件，取得发行人与恩施州人民政府签订的《合作框架协议》，通过公开渠道查询湖北省气候变化数据，梳理风电、光伏、水电行业发展趋势、募投项目新增装机容量情况、相关政策文件、优惠补贴措施、合同协议明细内容、气候变化情况等，核查募投项目新增装机容量的消纳措施、是否存在无法盈利的风险；查阅发行人近似建设项目、同类业务业绩实现情况、同行业可比情况，核查效益测算年的谨慎性、合理性；

(5) 查阅本次募投项目的可行性研究报告，测算本次募投项目新增折旧摊销对业绩的影响，核查是否会对发行人未来业绩产生不利影响；

(6) 梳理控股股东及其控制的其他企业及其实际经营业务情况，核查控股股东及其控制的其他企业与发行人是否存在同业竞争，以及是否构成重大不利影响、是否损害上市公司利益；梳理本次募投项目投向与控股股东及其控制的其他企业经营业务的关系，核查本次募投项目实施后是否会新增重大不利影响的同业竞争；

(7) 查阅公司定期报告，了解公司关联交易内容；查阅公司关联交易管理制度和相关审批决策资料，核查关联交易是否按照规定履行必要审批程序；访谈了解2022年关联交易金额提升的原因，取得相关关联交易合同，将相关价格与市场价格比较，核查其合理性；查阅此前规范关联交易相关承诺，核查是否违反相关承诺；结合关联交易内容和背景，核查本次发行后是否会新增显失公平的关联交易，是否会对发行人的独立性造成不利影响。

(二) 核查结论

经核查，保荐人、发行人会计师认为：

(1) ①本次募投项目已按照相关法律法规履行有关部门审批、备案等程序，本次募投项目已按照所处的建设及运营阶段取得相关资质，相关资质完备，不存在未依法依规取得相关生产经营资质的情形；②截至本回复出具日，本次募投建设项目均依照相关法律法规取得了相关建设手续，不存在未批先建的情形，亦不存在因未批先建等违规被处罚的情形。

(2) ①本次募投项目与发行人其他类似拟建和在建项目在装机容量、单位投资金额上相近，本次募投项目与发行人其他类似拟建和在建项目存在部分主要



客户、区位地址重叠的情况系电力行业特点，新能源项目的建设需要履行严格的规划选址审批流程，电力不存在消纳障碍，且新能源电力的发展符合相关政策及规划的要求，不构成重复建设的情形；本次募投项目相关投入的测算均具备相应的行业编制标准，且单位投资金额接近并略低于发行人在建、拟建或近期已建、已获核准项目的单位投资金额，具备谨慎性和合理性；②截至报告期末，公司具备一定的现金储备，偿债能力指标相对稳健，银行授信额度充足。本次募集资金到位后，公司能够有效保障现阶段各个项目建设短中期所需的资金投入。此外，公司具备项目建设投产所需的管理能力、人才储备、市场资源，并于多年发展中成功建设了多个可再生能源发电项目，积累了丰富的项目建设经验，因此，公司具备同时进行多个项目建设的能力，资金缺口可通过股权融资、债务融资、引入战略投资者资金等多种融资方式解决，未来出现资金短缺情况的风险较低。

(3) ①本次募投项目中，涉及的“农光互补”、“光储渔业一体化”、“渔光互补”项目均为光伏复合项目，在盈利模式、电价核定方面与其他一般地面集中式光伏项目不存在显著差异，区别主要体现在建设技术指标、用地要求、验收标准及备案类型等方面，在同等条件下通常经营成本更高；②本次募投项目中天门天盛风电场二期项目不涉及经营期租赁土地，其投资概算中计列的租赁费用系建设期租赁使用临时用地产生的费用，其用途主要为设备及工程物资运输道路，其建设期临时用地的取得和使用符合相关法律法规的要求；③本次所有募投项目涉及的租赁土地、集体土地已根据相关法律法规履行程序或取得地方政府的确认说明，不会对募投项目的实施造成重大不利影响，不存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形，相关募投项目生产经营期限与租期相匹配；④本次募投建设项目涉及的经营期租赁土地已落实，不会导致项目实施风险；根据本次募投项目用地已取得的用地预审意见、建设用地批复、划拨决定书、不动产权证书等，募投项目自有用地的落实不存在实质性障碍，不会导致项目实施风险。

(4) ①针对新能源募投项目，从行业格局来看，湖北省新能源发电业务发展广阔，且发行人处于行业领先地位；从下游需求来看，湖北省新能源发展需求强劲，整体消纳能力位于全国前列，消纳目标的完成能力较好；从发行人自身来看，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。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，不存在无法消纳或无法盈利的风险。针对抽水蓄能募投项目，随着抽水蓄能电价形成机制的不断完善，项目在盈利机制方面不存在重大不确定性；同时，项目选点规划经过多层级论证及批复，项目地处调峰需求的中心位置，业务开展发生重大不利变化的可能性较低。因此本次募投项目新增抽水蓄能装机规模具备合理性及消纳能力，不存在无法消纳或无法盈利的风险；②从利用小时数、毛利率来看，与报告期内发行人近似建设项目、同类业务业绩实现情况、同行业可比情况相比，本次募投项目的效益测算具备谨慎性、合理性。

(5) 本次募投项目顺利达产运营的情况下，预计新增折旧摊销不会对公司未来经营业绩产生重大不利影响。

(6) 控股股东及其控制的其他企业不存在对发行人构成重大不利影响的同业竞争，不存在损害上市公司利益的情形，本次募投项目实施后不会新增重大不利影响的同业竞争。

(7) 报告期内相关关联交易已履行必要审批程序，2022 年关联交易金额大幅提升具有合理性，不存在违反此前规范关联交易相关承诺的情形，本次发行后不会新增显失公平的关联交易，不会对发行人的独立性造成不利影响。

本报告仅供湖北能源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。

大华会计师事务所(特殊普通合伙)



中国注册会计师:

郝丽江



郝丽江

中国注册会计师:

高世茂



高世茂



二〇二三年七月二十六日





营业执照

(副本) (7/1)

统一社会信用代码

911101085906676050Q



名称
类型
经营范围

北京时代峰峻文化创意有限公司

有限责任公司(自然人投资或控股)

出资额

2880万元

成立日期

2012年02月09日

主要经营场所

北京市海淀区四环中路16号院7号楼1101

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

此件仅用于业务报告
告专用，复印无效。

登记机关



2023年01月09日

国家市场监督管理总局
http://www.gsxt.gov.cn

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年度报告。

国家市场监督管理总局监制



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》。



会计师事务所

执业证书

名称：北京会计师事务所(特殊普通合伙)

首席合伙人：梁毅

主任会计师：梁毅

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]0101号

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。



发证机关：北京市财政局

二〇一七年十二月七日

中华人民共和国财政部





姓名: 郝丽江
 Full name: 郝丽江
 性别: 男
 Sex: 男
 出生日期: 1976-09-16
 Date of birth: 1976-09-16
 工作单位: 天健正信会计师事务所有限公司
 Working unit: 天健正信会计师事务所有限公司
 身份证号码: 302221197609150059
 Identity card No.: 302221197609150059

年度检验登记
 Annual Renewal Registration

本证书的检验合格，请在有效期一年
 后，即明年12月31日前，申请续期。
 This certificate is valid for another year after
 this renewal.



2014年12月31日



2014

本证书的检验合格，请在有效期一年
 后，即明年12月31日前，申请续期。
 This certificate is valid for another year after
 this renewal.



2013年12月31日



注册会计师工作单位变更事项登记
 Registration of the Change of Working Units of CPA

姓名: 天健正信
 Name: 天健正信
 工作单位: 天健正信会计师事务所有限公司
 Working unit: 天健正信会计师事务所有限公司
 变更日期: 2012年5月18日
 Date of change: 2012年5月18日

天健正信
 Tianjianzhengxin

2012年5月18日

天健正信会计师事务所有限公司
 Tianjianzhengxin CPAs

天健正信
 Tianjianzhengxin

2012年5月18日

注册会计师工作单位变更事项登记
 Registration of the Change of Working Units of CPA

姓名: 郝丽江
 Name: 郝丽江
 工作单位: 天健正信会计师事务所有限公司
 Working unit: 天健正信会计师事务所有限公司
 变更日期: 2012年12月25日
 Date of change: 2012年12月25日

天健正信会计师事务所有限公司
 Tianjianzhengxin CPAs

2012年12月25日

天健正信会计师事务所有限公司
 Tianjianzhengxin CPAs

天健正信会计师事务所有限公司
 Tianjianzhengxin CPAs

2012年12月25日



姓名: 郝丽江
 Name: 郝丽江
 身份证号码: 302221197609150059
 Identity card No.: 302221197609150059
 有效期至: 2016-03-21
 Valid for another year after
 this renewal

2016-03-21



110001500096

注册会计师协会
 Association of CPAs

注册会计师协会
 Association of CPAs

2007年12月25日
 Date of issue: 2007年12月25日

2007年12月25日
 Date of issue: 2007年12月25日





姓名 正 高保丰
 Full Name
 性别 男
 Sex
 出生日期 1974-07-05
 Date of Birth
 工作单位 天健正信会计师事务所有限公司
 Working Unit
 身份证号 142431740705001
 ID No.

年度检验登记
 Annual Renewal Registration

本证书有效期限一年，期满有效一年。
 This certificate is valid for another year after this renewal.



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

同意变更
 Agree to the Change by the Government
 大华会计师事务所
 有限公司
 2013年12月24日

同意变更
 Agree to the Change by the Institution
 大华会计师事务所
 (普通合伙)
 2013年12月24日



2

本证书有效期限一年，期满有效一年。
 This certificate is valid for another year after this renewal.



2013年12月16日

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

同意变更
 Agree to the Change by the Government
 天健正信
 会计师事务所
 有限公司
 2013年12月24日

同意变更
 Agree to the Change by the Institution
 天健正信
 会计师事务所
 (普通合伙)
 2013年12月24日



姓名 高保丰
 ID No. 142431740705001
 2016
 This certificate is valid for another year after this renewal.
 2016-03-21



注册号 1610227003
 会计师事务所名称 北京注册会计师协会
 会计师事务所名称
 北京注册会计师协会
 会计师事务所名称
 北京注册会计师协会

