

上市地：深圳证券交易所 证券代码：000155 证券简称：川能动力



四川省新能源动力股份有限公司
SICHUAN NEW ENERGY POWER COMPANY LIMITED

四川省新能源动力股份有限公司
关于深圳证券交易所
《关于四川省新能源动力股份有限公司
发行股份购买资产并募集配套资金
申请的审核问询函》
之
回复报告

独立财务顾问



中信证券股份有限公司
CITIC Securities Company Limited

二〇二三年七月

深圳证券交易所：

四川省新能源动力股份有限公司（以下简称“公司”）于 2023 年 3 月 24 日收到贵所上市审核中心下发的《关于四川省新能源动力股份有限公司发行股份购买资产并募集配套资金申请的审核问询函》（审核函〔2023〕130002 号）（以下简称“《审核问询函》”），公司会同相关中介机构对《审核问询函》所涉及的问题进行了认真核查和落实，按照《审核问询函》的要求对所涉及的事项进行了问题答复，并对《四川省新能源动力股份有限公司发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）》（以下简称“《重组报告书》”）进行了补充和修订，现针对贵所《审核问询函》回复如下，请予审核。

如无特别说明，本回复所述的简称或名词的释义与《重组报告书》中“释义”所定义的简称或名词的释义具有相同的涵义。

除特别说明外，若出现总数与各分项数值之和尾数不符的情况，均为四舍五入原因造成。

本回复采用以下字体：

审核问询函所列问题	宋体、加粗
对审核问询函所列问题的回复	宋体
对审核问询函所列问题的回复的修订	楷体、加粗

目录

问题 1	4
问题 2	15
问题 3	29
问题 4	33
问题 5	43
问题 6	66
问题 7	100
问题 8	138
问题 9	143
其他事项说明	143

问题 1

一、申请文件显示：（1）本次交易对方成都明永投资有限公司（以下简称明永投资）成立于 2013 年，是专为投资四川省能投风电开发有限公司（以下简称川能风电）及下属子公司而成立的投资型公司，未开展其他实质性业务。（2）2013 年和 2014 年间，明永投资通过受让股权方式陆续取得川能风电、四川省能投美姑新能源开发有限公司（以下简称美姑能源）、四川省能投盐边新能源开发有限公司（以下简称盐边能源）的股权。（3）本次重组预案披露后，对重组方案进行了调整，明永投资持有的四川省能投会东新能源开发有限公司（以下简称会东能源）5%股权、美姑能源 23%股权和四川省能投雷波新能源开发有限公司（以下简称雷波能源）49%股权不再纳入本次交易，调减标的资产的交易作价、资产总额、资产净额及营业收入占原标的资产相应指标总量的比例分别为 19.00%、14.91%、19.36%及 14.09%。

请上市公司补充说明：（1）明永投资入股本次交易标的资产的背景、股权转让方相关情况，明永投资与相关股权转让方的关系，与标的资产主要董监高、核心人员等是否存在关联关系或其他利益安排，是否存在代持安排及对本次交易的影响；（2）结合明永投资经营状况、负债状况等，说明明永投资对标的资产出资的资金来源及出资合规性；（3）结合明永投资于 2022 年 3 月发生股权结构变化的目的、交易作价等，说明是否需对其上层权益持有人持有股份份额进行穿透锁定；（4）本次重组方案调整的具体原因，交易作价、资产净额等相关指标调减数额的具体计算过程，并结合本次交易评估定价方法、定价及备案过程等，进一步说明本次方案调整是否存在规避重大调整的情形。

请独立财务顾问和律师核查并发表明确意见。

回复：

一、明永投资入股本次交易标的资产的背景、股权转让方相关情况，明永投资与相关股权转让方不存在关联关系，与标的资产主要董监高、核心人员等不存在关联关系或其他利益安排，不存在代持安排及对本次交易的影响

（一）明永投资入股本次交易标的资产的背景

经访谈明永投资，明永投资入股本次交易标的公司的背景为：川能风电原股

东中水测绘当时不看好风力发电项目前景，拟退出川能风电；而明永投资原股东万春艳看好新能源发电行业的发展前景，拟通过受让中水测绘持有的川能风电股权切入新能源发电领域，遂于 2013 年 5 月受让川能风电 10% 股权；由于看好新能源发电行业的发展前景，后续又相继通过受让股权的方式于 2014 年 8 月取得盐边能源 5% 股权、于 2014 年 12 月取得美姑能源 10% 股权。

（二）股权转让方相关情况及关联关系

根据标的公司及股权转让方的企业登记资料并经访谈明永投资，明永投资以受让股权的方式取得了川能风电 10% 股权、盐边能源 5% 股权和美姑能源 10% 股权，交易对方分别为中水测绘、沃能投资和华东发展，该等转让方的相关情况具体如下：

1、股权转让方的基本情况

（1）中水测绘

根据川能风电的企业登记资料，2013 年 5 月，明永投资以 500 万元的价格受让中水测绘持有的川能风电 10% 股权（对应注册资本 1,000 万元，实缴资本 500 万元）。根据中水测绘的企业登记资料，并经查询企业公示系统，中水测绘的基本信息如下：

公司名称	四川中水成勘院测绘工程有限责任公司
统一社会信用代码	91510000795848805L
成立日期	2006年12月27日
营业期限	2006年12月27日至2056年12月26日
注册资本	1,000万元
法定代表人	向发廷
注册地址	成都市青羊区浣花北路一号
公司类型	有限责任公司（自然人投资或控股）
经营范围	许可项目：测绘服务；建设工程勘察；建设工程设计；检验检测服务（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：规划设计管理；水利相关咨询服务；工程管理服务；软件开发；生态恢复及生态保护服务；环境应急治理服务（除依法须经批准的项目外,凭营业执照依法自主开展经营活动）。

根据中水测绘的企业登记资料，股权转让时中水测绘的股权结构如下：

序号	股东姓名	出资额（万元）	出资比例（%）
1	曾宝清	277.10	27.71
2	王 渊	89.50	8.95
3	饶兴贵	75.50	7.55
4	向发廷	75.50	7.55
5	黄文华	15.50	1.55
6	冯学生	29.00	2.90
7	何 勇	24.50	2.45
8	陈尚云	35.00	3.50
9	马如坤	29.00	2.90
10	阴学军	26.50	2.65
11	李 禹	14.00	1.40
12	蒲 晴	33.00	3.30
13	杨 洪	35.00	3.50
14	樊宽林	26.30	2.63
15	杨晓梅	27.50	2.75
16	吴 凯	31.30	3.13
17	刘光庆	29.00	2.90
18	何先宁	19.00	1.90
19	黄国强	17.50	1.75
20	刘 非	19.30	1.93
21	何亚东	21.00	2.10
22	陈 敏	17.50	1.75
23	黄 明	32.50	3.25
合计		1,000.00	100.00

根据中水测绘的企业登记资料，股权转让时中水测绘的主要人员如下：

序号	姓名	任职情况
1	曾保清	董事长
2	王 渊	董事
3	向发廷	董事
4	饶兴贵	董事
5	阴学军	董事
6	陈尚云	监事会主席
7	江国政	监事
8	冯学生	监事

(2) 沃能投资

根据盐边能源的企业登记资料，2014年7月，明永投资以165万元的价格受让沃能投资持有的盐边能源5%股权（对应注册资本150万元，实缴资本150万元）。根据沃能投资的企业登记资料，并经查询企业公示系统，沃能投资的基本信息如下：

公司名称	四川沃能投资集团有限公司
统一社会信用代码	91510000767273514B
成立日期	2004年10月28日
营业期限	2004年10月28日至2054年10月27日
注册资本	10,000万元
法定代表人	乐成军
注册地址	成都市青羊区清江东路134号1栋1单元15层1508号
公司类型	有限责任公司（自然人投资或控股）
经营范围	一般项目：自有资金投资的资产管理服务；高性能纤维及复合材料销售；信息咨询服务（不含许可类信息咨询服务）；水利相关咨询服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；招投标代理服务；机动车充电销售；充电桩销售；电动汽车充电基础设施运营；集中式快速充电站；新能源汽车换电设施销售；停车场服务。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）许可项目：房地产开发经营；建设工程施工。（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）

根据沃能投资的企业登记资料，股权转让时沃能投资的股权结构如下：

序号	股东姓名	出资额（万元）	出资比例（%）
1	张杰	824.00	13.43
2	吉云	549.00	8.94
3	牛斌	539.00	8.78
4	杨国树	378.00	6.16
5	杨国志	272.00	4.43
6	张道云	237.00	3.86
7	刘东林	227.00	3.69
8	王应革	222.00	3.62
9	李玮	217.00	3.53
10	曾保清	215.00	3.50

序号	股东姓名	出资额（万元）	出资比例（%）
11	杨代六	210.00	3.42
12	张伟锋	186.00	3.03
13	黄 潇	128.00	2.09
14	陈文海	118.00	1.92
15	秦 甦	90.00	1.47
16	丁陈奉	78.00	1.27
17	游选成	66.00	1.08
18	李德军	60.00	0.98
19	席景华	57.00	0.93
20	牟 林	46.00	0.75
21	董 明	46.00	0.75
22	邹 丽	1,374.00	22.37
合 计		6,139.00	100.00

根据沃能投资的企业登记资料，股权转让时沃能投资的主要人员如下：

序号	姓 名	任职情况
1	张 杰	董事长兼总经理
2	胡志洪	董事
3	杨秀英	董事
4	吉 云	董事
5	杨国志	董事
6	牛 斌	董事
7	杨国树	董事
8	张道云	董事
9	刘东林	董事
10	李以为	监事会主席
11	王应革	监事
12	姜 利	监事
13	乐成军	高级管理人员
14	高永茹	高级管理人员

（3）华东发展

根据美姑能源的企业登记资料，2014年11月，明永投资受让华东发展持有的未实际出资的美姑能源10%股权，转让价格为1元，对应注册资本500万元。根据华东发展的企业登记资料，并经查询企业公示系统，华东发展的基本信息如

下:

公司名称	浙江华东工程科技发展有限公司
统一社会信用代码	91330000731503445W
成立日期	2001年8月6日
营业期限	2001年8月6日至长期
注册资本	10,000万元
法定代表人	汪洋
注册地址	浙江省杭州市临平区南苑街道玩月街92号七层
公司类型	有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资）
经营范围	一般项目：规划设计管理；建筑信息模型技术开发、技术咨询、技术服务；工程管理服务；水利相关咨询服务；工程造价咨询业务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。许可项目：建设工程设计；建设工程施工（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，具体经营项目以审批结果为准）。

根据华东发展的企业登记资料，股权转让时华东发展的股权结构如下：

序号	股东名称	出资额（万元）	出资比例（%）
1	电建华东院	6,000.00	100.00
合计		6,000.00	100.00

根据华东发展的企业登记资料，股权转让时华东发展的主要人员如下：

序号	姓名	任职情况
1	吕健宁	执行董事
2	程向云	监事
3	马时浩	高级管理人员

2、明永投资与股权转让方不存在关联关系

根据明永投资企业登记资料并经查询企业公示系统，明永投资入股本次交易标的公司时的主要人员如下：

姓名	职务
万春艳	执行董事兼经理
赵芳	监事

根据访谈明永投资以及查阅股权转让方的企业登记资料，明永投资入股本次交易标的公司时，明永投资及其控股股东、实际控制人万春艳未持有股权转让方股权，不存在控制股权转让方的情形；明永投资的董事、监事、高级管理人员不

存在控制股权转让方或担任股权转让方重要职务的情形。股权转让方及其控股股东、实际控制人未持有明永投资股权，不存在控制明永投资的情形；股权转让方的董事、监事、高级管理人员不存在控制明永投资或担任明永投资重要职务的情形。

综上，明永投资与股权转让方之间不存在关联关系。

3、明永投资与标的公司主要董监高、核心人员之间不存在关联关系或其他利益安排

根据标的公司企业登记资料并经查询企业公示系统，明永投资入股标的公司时标的公司主要董监高、核心人员如下：

公司名称	姓名	职务
川能风电	郭 勇	董事长
	张志英	副董事长
	林宝尧	董事兼总经理
	林 云	董事
	沈一鸣	董事
	吕健宁	监事会主席
	周 旭	监事
	王 渊	监事
美姑能源	周 莹	董事长
	何廷刚	董事兼经理
	万春艳	董事
	王 武	董事
	沈一鸣	董事
	王如凤	监事会主席
	刘亚欧	监事
	杨继春	监事
盐边能源	何 勇	执行董事
	杨 建	副总经理
	周 莹	监事

根据对明永投资的访谈，上述标的公司主要人员中，除万春艳、王如凤为明永投资委派至标的公司任职外，其余人员未持有明永投资股权，未在明永投资任职，不存在关联关系或其他利益安排。

4、明永投资持有标的资产不存在代持情形

如上所述,经核查,明永投资与股权转让方不存在关联关系或其他利益安排,与标的公司主要董监高、核心人员之间不存在关联关系或其他利益安排;结合明永投资出具的《关于主体资格及所持标的公司股权权属的承诺函》,明永投资对标的资产出资系真实出资形成,不存在通过委托、信托等方式替他人持有或为他人利益而持有的情形。

二、结合明永投资经营状况、负债状况等,说明明永投资对标的资产出资的资金来源及出资合规性

经访谈明永投资,明永投资除持有川能风电及其下属子公司股权外,未开展其他业务,无营业收入,其主要收益来源为川能风电及其下属子公司分红。截至2022年末,明永投资总资产4.56亿元,主要为对川能风电及下属项目公司投资形成的其他权益工具投资4.31亿元;总负债4.07亿元,全部为其他应付款;所有者权益0.49亿元,主要为未分配利润0.44亿元。

根据对明永投资的访谈以及核查相关银行凭证、借款合同及明永投资和相关方的说明,明永投资对川能风电及下属公司以受让股权、增资等方式合计出资4.31亿元,其中500万元出资的资金来源于明永投资股东出资、3.90亿元出资的资金来源于对外借款,其余出资的资金来源于川能风电及下属公司的分红。

根据相关借款方出具的说明,明永投资与相关借款方之间不存在任何纠纷,借款方不存在委托第三方代持明永投资股权或委托明永投资代持第三方股权的情形。截至本回复出具之日,明永投资已偿还借款2.08亿元,尚未清偿1.82亿元,主要系四川万兴建筑工程有限公司(以下简称“万兴建筑”)提供的借款1.72亿元,根据相关借款协议及说明,万兴建筑对明永投资的借款期限至2024年末,年利率3.80%,**无抵押、质押相关安排**,本息到期一次性还款,**还款资金来源为对外投资的分红、未来持有的上市公司股份抵押融资或者第三方借款等**;另0.10亿元为历史股东万春艳提供的借款。

综上,明永投资向标的公司出资的资金来源于股东出资、对外借款及标的公司分红,明永投资使用自有及前述自筹资金出资合法合规。

三、结合明永投资于 2022 年 3 月发生股权结构变化的目的、交易作价等，说明是否需对其上层权益持有人持有股份份额进行穿透锁定

经核查，独立财务顾问和律师认为，明永投资不属于专为本次交易而设立，但基于审慎性考虑，其上层权益持有人持有股份份额已穿透锁定，具体分析如下：

（一）根据对明永投资的访谈确认、查验明永投资企业登记资料并经检索企业公示系统，2022 年 3 月，万春艳向刘馨莲转让其持有的明永投资 450 万元注册资本（对应持股比例为 90%）、四川中凯德投资有限公司（万春艳持股 100%）向成都双流逸仙天园房地产开发有限公司（刘馨莲持股 100%）转让其持有的明永投资 50 万元注册资本（对应持股比例为 10%）。前述股权转让系家庭成员内部财产正常调整，双方协商一致，以 450 万元转让 450 万元注册资本，以 50 万元转让 50 万元注册资本；不存在其他特殊约定或利益安排。此外，本次重组交易对方明永投资已按照《重组管理办法》第四十六条之规定出具《关于股份锁定期的承诺函》，承诺“本承诺人通过本次交易认购的上市公司所有新股，自本次交易涉及股份发行结束日起 12 个月内不转让”。

（二）经查验明永投资的企业登记资料及检索企业公示系统，明永投资设立时间（2013 年 4 月）及最早取得标的公司权益时间（2013 年 5 月）均已超过 10 年，远早于本次交易时间，设立时间已超过一个完整会计年度，其投资标的公司的背景系看好新能源发电行业发展前景，不是专为本次交易而设立。

（三）明永投资虽不属于专为本次交易而设立，但基于审慎性考虑，其上层权益持有人刘馨莲及成都双流逸仙天园房地产开发有限公司已出具承诺函，在明永投资于 2022 年 5 月 27 日出具的《关于股份锁定的承诺函》中承诺的锁定期届满前，不转让其持有的明永投资股权。

综上，独立财务顾问和律师认为明永投资不属于专为本次交易而设立，但基于审慎性考虑，其上层权益持有人持有股份份额已穿透锁定。

四、本次重组方案调整的具体原因，交易作价、资产净额等相关指标调减数额的具体计算过程，并结合本次交易评估定价方法、定价及备案过程等，进一步说明本次方案调整是否存在规避重大调整的情形

（一）交易方案调整的具体原因

明永投资认为标的公司的项目资源禀赋良好，其出于自身资产配置考虑，拟继续持有部分项目公司的股权；同时，为了促成本次交易，有利于上市公司盈利水平的提升及持续发展，其亦愿意出售大部分相关标的资产股权。基于此，本次重组方案较预案时有所调整。

（二）方案调整各项指标占比的计算过程

重组方案调整前标的资产的各项指标，依据重组预案披露的标的资产范围对应《重组报告书》披露的各项标的资产指标测算，具体如下：

调整前后的标的资产范围：

单位：%

标的公司	调整前收购比例	调整比例	调整后收购比例
川能风电	30	0	30
会东能源	5	-5	0
美姑能源	49	-23	26
盐边能源	5	0	5
雷波能源	49	-49	0

调整的标的资产占原方案标的资产相应指标的比例如下：

单位：万元，%

序号	项目	营业收入	总资产	净资产	交易作价
①	川能风电 100% 股权	115,575.09	885,579.31	315,475.95	646,780.53
②	会东能源 100% 股权	70,587.75	498,026.92	215,130.98	523,178.97
③	美姑能源 100% 股权	25,365.62	225,858.61	68,718.14	111,760.42
④	盐边能源 100% 股权	19,621.73	146,715.38	66,781.67	68,581.62
⑤	雷波能源 100% 股权	-	2,570.74	2,551.60	2,569.76
⑥	原方案标的资产合计	46,530.27	366,591.04	143,660.59	279,643.98
⑦	调整标的资产合计	6,554.44	54,675.94	27,812.01	53,123.03
⑧	调整标的资产占原方案标的资产的比例	14.09	14.91	19.36	19.00

注 1：计算净资产和交易作价指标时，⑥=①×30%+②×5%+③×49%+④×5%+⑤×49%，由于会东能源、美姑能源、盐边能源和雷波能源系川能风电合并范围内子公司，在计算营业收入和总资产指标时还要剔除重复计算的影响，即⑥=(①×30%+(②×5%+③×49%+④×5%+⑤×49%)×(1-30%))；

注 2：计算净资产和交易作价指标时，⑦=②×5%+③×23%+⑤×49%，计算营业收入和总资产指标时⑦=(②×5%+③×23%+⑤×49%)×(1-30%)，理由同上；

注 3：调整指标占原方案指标比例⑧=⑦/⑥。

(三) 本次方案调整系促成本次交易的合理安排

本次发行股份购买资产的股份发行价格已经川能动力、东方电气和明永投资决策同意，若重新定价则会导致交易失败，其不利于上市公司的发展、不利于上市公司股东的利益。经交易各方友好协商，明永投资拟在促成本次交易的同时调减参与交易的标的资产规模。

本次交易各标的资产的评估结果在履行有权国资监管部门评估报告的审议和备案相关流程后予以备案，并以此为作价依据。在各标的资产评估结果取得有权国资监管部门备案后，明永投资最终确定了持有的会东能源 5%股权、美姑能源 23%股权和雷波能源 49%股权不再纳入本次交易。以上方案调整系兼顾交易各方利益诉求，促成本次交易，利于上市公司发展的合理安排。

五、中介机构核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、明永投资入股本次交易标的公司的背景为看好新能源发电行业的发展前景；明永投资与股权转让方无关联关系，与标的公司主要董监高、核心人员等不存在关联关系或其他利益安排；明永投资持有标的资产不存在代持情形；

2、明永投资对标的公司出资的资金来源于股东出资、对外借款以及标的公司的分红，明永投资使用自有及前述自筹资金出资合法合规；

3、明永投资不属于专为本次交易而设立，但基于审慎性考虑，其上层权益持有人持有股份份额已穿透锁定；

4、本次方案调整系为了兼顾交易各方利益诉求，促成本次交易，利于上市公司发展的合理安排。

经核查，律师认为：

1、明永投资入股本次交易标的资产的背景为看好新能源发电行业的发展前

景；明永投资与股权转让方无关联关系，与标的公司主要董监高、核心人员等不存在关联关系或其他利益安排；明永投资持有标的资产不存在代持情形；

2、明永投资对标的资产出资的资金来源于明永投资股东出资、对外借款以及标的公司的分红，明永投资使用自有及前述自筹资金出资合法合规；

3、明永投资不属于专为本次交易而设立，但基于审慎性考虑，其上层权益持有人持有股份份额已穿透锁定；

4、本次方案调整系为了兼顾交易各方利益诉求，促成本次交易，利于上市公司发展的合理安排。

问题 2

申报文件显示：(1) 报告期各期，川能风电综合毛利率分别为 74.15%、71.34% 和 69.60%，其中主要业务风力发电毛利率分别为 74.36%、71.56% 和 69.75%，其综合毛利率和风力发电毛利率水平均显著高于同行业可比公司水平；2020 年和 2021 年川能风电风力发电平均利用小时数分别为 3,216 小时、3,023 小时，均显著高于同行业可比公司水平。(2) 川能风电的毛利率及发电平均利用小时数高于同行业水平主要原因为，川能风电项目地处四川省风能资源丰富、电力消纳能力强的区域，具有地理区位优势。请上市公司结合川能风电所处地理位置、地理条件等自然资源优势与可比公司的具体差异情况，平均利用小时数对毛利率水平的影响、上网电价水平、参与市场化交易程度、营业成本构成、固定资产投资规模及折旧年限对营业成本的影响，并对比可比公司的前述各项因素等，进一步补充说明川能风电报告期内风力发电毛利率水平和发电平均利用小时数均显著高于同行业可比公司的原因及合理性。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、四川省凉山州等地风力资源优势及电网电力消纳优势促使川能风电平均利用小时数较高

发电设备的平均利用小时数，是一定时期内平均发电设备容量在满负荷运行条件下的运行小时数，即为某一期间内发电量 / 某一期间内的平均发电设备容

量，反映的是发电设备的利用率情况。就风力发电而言，影响利用小时数的因素主要包括风速、电网消纳条件等。

（一）川能风电所处凉山州等地风力资源优势

川能风电的风电场位于四川省凉山州和攀枝花市。2020年、2021年、2022年1-9月、2022年及**2023年1-4月**，川能风电位于凉山州的风电场营业收入占全部风电场营业收入的比例分别为77.08%、84.81%、86.75%、87.12%和**87.26%**，系标的公司营业收入的主要来源；位于攀枝花市的风电场营业收入合计占比分别为22.92%、15.19%、13.25%、12.88%和**12.74%**。川能风电风电场主要集中在凉山州，凉山州地处四川省西南部，风资源量大、开发条件好，是四川省最优质的风能区域之一；攀枝花市山地分布广泛、地貌类型复杂，地处亚热带湿润季风气候区域，在大气环流的作用下形成了全市气候区域性差异大、立体气候明显、气候类型多、气象要素的时空分布复杂的特点，因而其南部部分区域亦存在丰富的风能资源。

1、四川省的优质风力资源主要集中在凉山州

在全国风能资源版图上，四川省是第IV类资源区，整体上看相对其他省份并不突出。但就四川省省内而言，局部地区仍具有领先的风能资源，主要集中在凉山州地区。四川省平均风速总体呈“盆地内较小，西北部高原、西南部山区部分地区及东部小部分地区较大”的地域性分布特点。

《凉山彝族自治州“十四五”清洁能源产业发展规划（征求意见稿）》指出：凉山州高原与河谷相间，包括了河谷风能、高原风能等多种类型风能资源，属于我国优质风能资源区。风能资源季节性强，冬春季具有开发价值，全年有风时间基本在5个月以上，出现大风的日数可达61天以上，大部分地区年平均风速达6~7米/秒，风向稳定，开发利用条件好。全州17县（市）均具备可开发风电资源，其中安宁河流域其特殊的地形产生了狭管效应，为大风的产生提供了有利条件，风速最大。

2、凉山州的风力资源在全国范围相比亦具有较为明显的优势

根据中国气象局风能太阳能中心组织编制的《2022年中国风能太阳能资源年景公报》披露的数据，2022年各省（区、市）70米高度层风能资源平均值如

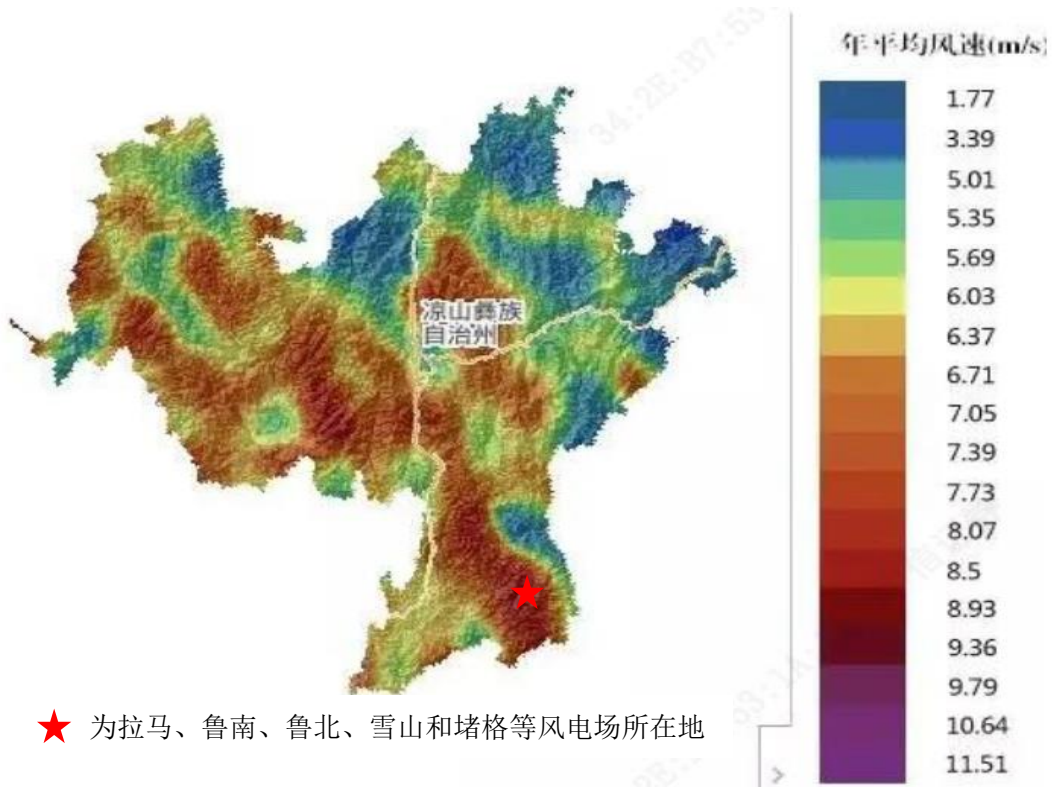
下:

序号	省份	平均风速(m/s)
1	内蒙古	6.47
2	吉林	6.13
3	黑龙江	6.03
4	西藏	5.97
5	辽宁	5.78
6	青海	5.69
7	上海	5.63
8	甘肃	5.45
9	宁夏	5.28
10	新疆	5.23
11	山东	5.22
12	天津	5.11
13	广西	5.11
14	江苏	5.09
15	河北	5.06
16	山西	4.99
17	海南	4.90
18	安徽	4.85
19	河南	4.83
20	四川	4.76
21	广东	4.71
22	贵州	4.67
23	陕西	4.61
24	江西	4.58
25	北京	4.54
26	浙江	4.54
27	湖南	4.52
28	云南	4.51
29	福建	4.36
30	湖北	4.33
31	重庆	4.04

凉山州地区大部分地区年平均风速达 6~7 米/秒，与全国风力资源优越的省份的年平均风速接近，风资源禀赋良好。

3、川能风电大部分项目集中在凉山州，优于同行业上市公司多区域的项目布局

根据北极星风力发电网，凉山州风资源分部图谱及川能风电重要风电场的位置如下图所示：



可以看出，凉山州部分地区的风速较高，川能风电的拉马风电场、鲁南风电场、鲁北风电场、雪山风电场和堵格风电场等多个风电场项目建于凉山州风速较高的区域。最近三年，川能风电测量的各个风电场的平均风速如下：

名称	项目所在地	平均风速 (m/s)		
		2022 年	2021 年	2020 年
拉马风电场	四川省凉山州会东县	6.22	6.33	6.65
鲁南风电场	四川省凉山州会东县	6.26	6.56	7.27
鲁北风电场	四川省凉山州会东县	6.36	7.16	6.85
绿荫塘风电场	四川省凉山州会东县	6.36	6.48	6.79
雪山风电场	四川省凉山州会东县	6.53	6.41	8.15
堵格一期风电场	四川省凉山州会东县	6.40	6.46	6.04

淌塘一期风电场	四川省凉山州会东县	6.70	5.12	-
井叶特西风电场	四川省凉山州美姑县	5.72	5.99	-
沙马乃托一期风电场	四川省凉山州美姑县	7.05	6.35	-
大面山一期风电场	四川省攀枝花市盐边县	4.12	4.40	4.46
大面山二期风电场	四川省攀枝花市盐边县	4.67	4.92	5.03
大面山三期风电场	四川省攀枝花市盐边县	4.73	5.03	5.19

此外，中国电力企业联合会科技开发服务中心对 2021 年年度全国风电场生产运行指标进行了统计，通过对电量指标和设备运行水平指标进行综合评价，评选出的四川区域优胜风电场如下。在 11 家获评 A 级风电场中，川能风电有 5 个风电场入选，且同时包揽了前二名，具体情况如下：

序号	所属公司	风电场名称	年利用小时数 (小时)	风电机组 可利用率 (%)	总得分	评级
1	四川省能投风电开发有限公司	堵格风电场	3,776.10	99.74	113.95	5A
2	四川省能投风电开发有限公司	雪山风电场	3,669.51	99.61	113.03	5A
3	广州发展新能源股份有限公司	美姑黄茅埂风电场	3,565.85	99.61	111.87	4A
4	华能新能源股份有限公司	华能宁南一期（梁子乡）风电场	3,667.80	99.10	111.71	4A
5	华能新能源股份有限公司	华能宁南二期（绿荫塘）风电场	3,485.02	99.24	110.39	4A
6	四川华电新能源有限公司	青天铺风电场	3,225.00	99.77	109.48	4A
7	华能新能源股份有限公司	华能会理二期（长海子）风电场	3,446.41	99.18	109.22	3A
8	中国大唐集团四川分公司	海口风电场	3,108.87	99.74	108.04	3A
9	四川省能投风电开发有限公司	绿荫塘风电场	3,266.74	98.86	107.77	3A
10	四川省能投风电开发有限公司	鲁北风电场	3,171.08	99.23	107.67	3A
11	四川省能投风电开发有限公司	井叶特西风电场	3,008.16	99.57	106.94	3A

同行业上市公司未披露各风电项目具体风速，结合其项目所在省份，根据《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2016]2729 号）总结其风资源等级情况如下表：

名称	项目所在地	风资源等级			
		I	II	III	IV
银星能源	宁夏、内蒙古	√		√	
龙源电力	黑龙江、辽宁、吉林、内蒙古、江苏、福建、甘肃、新疆等	√	√	√	√
中闽能源	福建、黑龙江				√
三峡能源	辽宁、吉林、黑龙江、河北、福建、广东、河北、贵州、浙江、安徽、江西、新疆等	√	√	√	√
节能风电	甘肃、新疆、河北、广东等	√	√	√	√
嘉泽新能	宁夏、河南、河北、山东			√	
金开新能	新疆、黑龙江、辽宁、河北、山东、广西			√	√
江苏新能	江苏				√

由上表可知，同行业上市公司大多在全国多个地区开发项目，各地风资源情况差异较大；而川能风电 2022 年收入占比达 87.12% 的项目位于凉山州，凉山州的风资源水平达到了 I 类资源区的标准，因而标的公司资源禀赋优于同行业上市公司。

（二）四川省电网电力消纳优势

四川省的电网建设相对完善，电力需求较大，2020 年至 2022 年风电利用率均为 100%，处于全国各省份的第一梯队。根据全国新能源消纳监测预警中心统计的数据，2020 年至 2022 年各省份的风电利用率情况如下表所示：

序号	省份	2022 年	2021 年	2020 年
1	上海	100.00%	100.00%	100.00%
2	江苏	100.00%	100.00%	100.00%
3	浙江	100.00%	100.00%	100.00%
4	安徽	100.00%	100.00%	100.00%
5	福建	100.00%	100.00%	100.00%
6	湖北	100.00%	100.00%	100.00%
7	重庆	100.00%	100.00%	100.00%
8	四川	100.00%	100.00%	100.00%
9	西藏	100.00%	100.00%	100.00%
10	广西	100.00%	100.00%	100.00%
11	海南	100.00%	100.00%	100.00%
12	北京	100.00%	100.00%	99.70%
13	天津	100.00%	100.00%	99.80%
14	江西	99.90%	99.90%	100.00%

序号	省份	2022年	2021年	2020年
15	广东	99.90%	100.00%	100.00%
16	云南	99.90%	99.90%	99.40%
17	贵州	99.70%	99.50%	99.70%
18	辽宁	98.50%	98.00%	99.00%
19	宁夏	98.50%	97.60%	97.80%
20	山西	98.30%	97.50%	97.00%
21	黑龙江	98.20%	98.10%	99.50%
22	河南	98.20%	98.30%	99.80%
23	山东	97.90%	98.50%	96.80%
24	湖南	97.40%	99.00%	94.50%
25	陕西	95.80%	97.70%	96.70%
26	河北	95.60%	95.40%	95.30%
27	新疆	95.40%	92.70%	89.70%
28	吉林	95.20%	97.10%	97.60%
29	甘肃	93.80%	95.90%	93.60%
30	蒙西	92.90%	91.10%	93.00%
31	青海	92.70%	89.30%	95.30%
32	蒙东	90.00%	97.60%	97.70%
全国平均		96.80%	96.90%	96.50%

川能风电已建成的风电运营项目均位于四川省，四川省最近三年均不存在弃风的情形。同行业可比上市公司中，除了江苏新能，其他公司均存在弃风情况，具体如下：

名称	项目所在地	最近三年是否存在弃风情况
银星能源	宁夏、内蒙古	2021年年报及2022年年报披露存在弃风情况，未披露具体数据；2020年的情况未披露
龙源电力	黑龙江、辽宁、吉林、内蒙古、江苏、福建、甘肃、新疆等	重组报告书披露2020年、2021年1-6月的弃风率为4.99%、5.39%；后续未披露2021年7月至今的弃风数据
中闽能源	福建、黑龙江	2021年年报及2022年年报披露黑龙江地区的风电项目存在弃风情况，2022年年报披露黑龙江地区三个项目弃风率为2.68%；2020年的情况未披露
三峡能源	辽宁、吉林、黑龙江、河北、福建、广东、河北、贵州、浙江、安徽、江西、新疆等	招股说明书披露2020年1-9月的弃风率为6.98%；后续未披露2020年10月至今的弃风数据
节能风电	甘肃、新疆、河北、广东等	2022年年报披露2020年、2021年、2022年的弃风率为6.52%、11.05%和8.26%
嘉泽新能	宁夏、河南、河北、山东	《公开发行可转换公司债券2022年跟踪评级

名称	项目所在地	最近三年是否存在弃风情况
		报告》披露 2021 年的弃风率达到 9.03%，未披露其他年度数据
金开新能	新疆、黑龙江、辽宁、河北、山东、广西	重组报告书披露 2020 年之前存在弃风情况，未披露 2020 年至今的弃风数据
江苏新能	江苏	无弃风
川能风电	四川	无弃风

综上所述，四川省内优质风力资源主要集中在凉山州，其风力资源优势突出，而川能风电的主要项目位于凉山州，占据当地的优质风力资源。同时，四川省电力消纳优势明显，报告期内不存在弃风情况。因此，川能风电的风电业务利用小时数较高。

二、平均利用小时数高和上网电价高共同导致川能风电毛利率高于同行业可比公司平均水平

（一）收入成本的各项参数与毛利率的勾稽关系

川能风电的毛利率构成要素如下表所示：

项目	计算公式
营业收入	销售量[平均发电设备容量*平均利用小时数*(1-电损率)]*平均上网电价
营业成本	折旧摊销成本+其他成本（人工成本+维修成本+其他变动成本）
毛利率	(营业收入-营业成本)/营业收入

由上表可知，川能风电的毛利率为“ $[\text{平均发电设备容量} \times \text{平均利用小时数} \times (1 - \text{电损率})] \times \text{平均上网电价} - \text{折旧摊销成本} - \text{其他成本}$ ”/“ $\text{平均发电设备容量} \times \text{平均利用小时数} \times (1 - \text{电损率}) \times \text{平均上网电价}$ ”。其中，平均发电设备容量与标的公司自身的生产经营规模相关，除此之外的其他指标中，平均上网电价和平均利用小时数对毛利率的影响显著，其次折旧摊销成本亦对毛利率有一定影响，其他成本对毛利率的影响程度较弱。具体可见以下敏感性分析：

1、平均上网电价对毛利率影响的敏感性分析

平均上网电价的变化会导致毛利率显著变化，具体如下：

序号	项目	对毛利率的影响（2022年）
1	平均上网电价降低 20%	-10.11%
2	平均上网电价降低 10%	-4.49%

3	平均上网电价提升 10%	3.68%
4	平均上网电价提升 20%	6.74%

2、平均利用小时数变化对毛利率影响的敏感性分析

平均利用小时数的变化会导致毛利率显著变化，具体如下：

序号	项目	对毛利率的影响（2022 年）
1	平均利用小时数下降 20%	-10.11%
2	平均利用小时数下降 10%	-4.49%
3	平均利用小时数提升 10%	3.68%
4	平均利用小时数提升 20%	6.74%

注：平均利用小时数的变化将引起标的公司发电量变化，发电量变化对标的公司折旧摊销成本、人工成本、维修成本及其他变动成本的变化影响均不显著，因此假设平均利用小时数变化只影响营业收入，不影响营业成本。

3、折旧摊销成本变化对毛利率影响的敏感性分析

折旧摊销成本的变化会导致毛利率变化，具体如下：

序号	项目	对毛利率的影响（2022 年）
1	折旧摊销成本下降 20%	6.86%
2	折旧摊销成本下降 10%	3.43%
3	折旧摊销成本提升 10%	-3.43%
4	折旧摊销成本提升 20%	-6.86%

4、其他成本变化对毛利率影响的敏感性分析

其他成本的变化引起的毛利率变化不显著，具体如下：

序号	项目	对毛利率的影响（2022 年）
1	其他成本下降 20%	1.23%
2	其他成本下降 10%	0.61%
3	其他成本提升 10%	-0.61%
4	其他成本提升 20%	-1.23%

（二）与同行业可比上市公司毛利率影响因素的对比分析

1、平均上网电价差异分析

川能风电于 2022 年开始参与电力市场化交易，市场化交易电力价格略低于平均上网电价，具体如下表所示：

单位：元/千瓦时

项目	市场化交易电量占比		平均上网电价 (含税)	市场 化交 易电 量的 平均 电价 (含 税)
	2023年1-4月	99.90%		
			0.60	0.60
2022年度	50.88%		0.57	0.55
2022年1-9月	51.14%		0.56	0.55
2021年度	不适用		0.55	-
2020年度	不适用		0.57	-

同行业可比上市公司的电价及市场化交易情况如下：

单位：元/千瓦时

可比公司	市场化交易电量占比	年平均电价（含税）		
		2022年	2021年	2020年
银星能源	未披露	0.58	0.56	0.54
龙源电力	未披露	0.54	0.56	0.55
中闽能源	25.94%	0.64	0.66	0.63
三峡能源	40.58%	0.58	0.52	0.53
节能风电	54.44%	0.50	0.46	0.46
嘉泽新能	56.98%	0.55	0.53	0.52
金开新能	30.51%	0.51	0.53	0.55
江苏新能	未披露	0.58	0.53	0.52
平均值	-	0.56	0.54	0.54
中位数	-	0.57	0.53	0.53
川能风电	-	0.57	0.55	0.57

注：同行业上市公司未披露2023年1-4月数据，故未予对比。

川能风电的平均电价总体高于同行业上市公司平均值，主要系四川省处于风能IV类资源区，同时项目核准时间普遍较早，其适用较高的核准电价。同行业可比上市公司中，中闽能源的电力价格显著高于其他公司，主要系其业务中海上风电业务占比较高，海上风电的电价普遍高于陆上风电。

(1) 国家政策对于电价的规定

由于全国各地的风资源存在差异，国家相关政策将全国各个省市划分为四类风能资源区，根据不同的风资源区确定电力价格。区域划分情况如下：

项目	I类资源区	II类资源区	III类资源区	IV类资源区	相关文件
2009年-2015年	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区，新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市	河北省张家口市、承德市，内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市，甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市	吉林省白城市、松原市，黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区，甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其他地区，新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区，宁夏回族自治区	除I类、II类、III类资源区以外的其他地区	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》(发改价格[2009]1906号)
2016年-2017年	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区，新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市	河北省张家口市、承德市，内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市，甘肃省嘉峪关市、酒泉市	吉林省白城市、松原市，黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区，甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区，新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区，宁夏回族自治区		《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》(发改价格[2015]3044号)
2018年至今	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区，新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市	河北省张家口市、承德市，内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市，甘肃省嘉峪关市、酒泉市，云南省	吉林省白城市、松原市，黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区，甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区，新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈		《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格[2016]2729号)

项目	I类资源区	II类资源区	III类资源区	IV类资源区	相关文件
			萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区，宁夏回族自治区		

四川省整体的风能资源相对其他省份并不突出，处于IV类资源区。国家针对各类资源区制定的电力价格不同，其中四川省所在的IV类资源区的风电价格最高。2009年至今，国家发改委等部门通过政策逐步调整陆上风电的标杆上网价格，具体情况如下：

单位：元/千瓦时

序号	适用核准时间节点	适用建设时间节点	标杆上网价格（含税）				相关文件
			I类资源区	II类资源区	III类资源区	IV类资源区	
1	2009年8月后	-	0.51	0.54	0.58	0.61	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906号）
2	2015年后	-	0.49	0.52	0.56	0.61	《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2014]3008号）
	2015年前	2016年后投运					
3	2016年后	-	0.47	0.50	0.54	0.60	《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格[2015]3044号）
	2016年前	2017年底前仍未开工					
4	2018年后	-	0.40	0.45	0.49	0.57	《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2016]2729号）
	2018年前	2019年底前仍未开工					
5	2019年7月后	-	0.34	0.39	0.43	0.52	《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格[2019]882号）
	2020年后	-	0.29	0.34	0.38	0.47	
	2018年前	2020年底前仍未完成并网	全部实现平价上网，国家不再补贴				
	2019年初至2020年底	2021年底前仍未完成并网					
	2021年后	-					

（2）相比于同行业可比上市公司，川能风电所在区域获批的电价较高

同行业可比上市公司中，仅中闽能源、江苏新能与川能风电相同，陆上风电项目全部处于IV类资源区，取得的核准电价相对较高，相关具体情况如下：

名称	项目所在地	所处的资源区域
银星能源	宁夏、内蒙古	I类资源区、III类资源区

龙源电力	黑龙江、辽宁、吉林、内蒙古、江苏、福建、甘肃、新疆等	I类资源区、II类资源区、III类资源区、IV类资源区
中闽能源	福建、黑龙江	IV类资源区
三峡能源	辽宁、吉林、黑龙江、河北、福建、广东、河北、贵州、浙江、安徽、江西、新疆等	I类资源区、II类资源区、III类资源区、IV类资源区
节能风电	甘肃、新疆、河北、广东等	I类资源区、II类资源区、III类资源区、IV类资源区
嘉泽新能	宁夏、河南、河北、山东	III类资源区等
金开新能	新疆、黑龙江、辽宁、河北、山东、广西	III类资源区、IV类资源区等
江苏新能	江苏	IV类资源区
川能风电	四川	IV类资源区

2、平均利用小时数差异分析

川能风电的平均利用小时数高于同行业可比上市公司平均值，原因具体参见本回复“问题2、一、四川省凉山州等地风力资源优势及电网电力消纳优势促使川能风电平均利用小时数较高”。最近三年同行业可比上市公司的风电平均利用小时数数据如下：

名称	利用小时数（小时/年）		
	2022年	2021年	2020年
银星能源	1,469	1,697	1,456
龙源电力	2,296	2,366	2,239
中闽能源	3,255	2,772	2,737
三峡能源	2,262	2,314	2,237
节能风电	2,276	2,369	2,250
嘉泽新能	2,585	2,517	1,596
金开新能	2,577	2,546	2,305
江苏新能	2,237	2,609	2,040
平均值	2,370	2,399	2,108
中位数	2,286	2,443	2,238
川能风电	3,053	3,023	3,216

3、折旧摊销成本差异分析

标的公司的单位装机量投资规模和折旧政策与同行业可比上市公司不存在显著差异，具体如下：

项目	装机容量 (万千瓦时)	设备原值 (万元)	单位装机量投资 (元/千瓦时)	折旧年限
银星能源	150.63	988,604.11	6,563.13	8-20年

龙源电力	3,110.78	19,763,875.35	6,353.35	5-35 年
中闽能源	95.73	1,007,071.16	10,519.91	8-20 年
三峡能源	2,652.14	15,107,031.86	5,696.17	5-32 年
节能风电	532.53	3,701,108.14	6,950.10	5-25 年
嘉泽新能	192.60	784,426.86	4,072.83	20 年
金开新能	375.40	1,959,338.74	5,219.34	20 年
江苏新能	131.00	1,159,863.22	8,853.92	10-20 年
平均值	-	-	6,778.59	-
中位数	-	-	6,458.24	-
川能风电	92.18	620,022.83	6,726.22	10-20 年

注：同行业可比上市公司数据参考 2022 年年报数据。

由上表可知，同行业可比上市公司的风电业务单位装机量投资规模平均数为 6,778.59 元/千瓦时，中位数为 6,458.24 元/千瓦时，折旧年限在 5-35 年区间。川能风电的单位装机量投资为 6,726.22 元/千瓦时，折旧年限为 10-20 年，与同行业可比上市公司不存在显著差异。因此，川能风电的单位装机量投资规模、折旧年限等营业成本影响要素未导致其毛利率与同行业可比上市公司产生明显差异。

综上所述，四川省凉山州等地风力资源优势及电网电力消纳优势促使川能风电平均利用小时数高于同行业公司；而平均利用小时数高和上网电价高又共同导致川能风电毛利率高于同行业公司。影响营业收入的四川省凉山州风资源优势、电力消纳能力、主管部门核准的电价和国家电网的收入确认均有客观数据支撑；影响营业成本的单位投资和折旧政策符合行业惯例。因而标的公司毛利率和发电平均利用小时数高于同行业上市公司具备合理性。

三、中介机构核查意见

经核查，独立财务顾问和会计师认为：

四川省凉山州等地风力资源优势及电网电力消纳优势促使川能风电平均利用小时数高于同行业公司；而平均利用小时数高和上网电价高又共同导致川能风电毛利率高于同行业公司。影响营业收入的四川省凉山州风资源优势、电力消纳能力、主管部门核准的电价和国家电网的收入确认均有客观数据支撑；

影响营业成本的单位投资和折旧政策符合行业惯例。标的公司毛利率和发电平均利用小时数高于同行业可比公司具备合理性。

问题 3

请上市公司按照《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，从项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金等方面对本次交易标的的所有已运营风电和光伏项目逐项自查，补充提交相关自查报告及自查整改情况（如有），并根据自查情况说明是否针对违规部分核减补贴资金，是否存在处罚风险及对本次重组交易的影响。

请独立财务顾问和律师核查并发表明确意见。

回复：

一、上市公司自查情况

上市公司、川能风电已按照《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》（以下简称“《通知》”），从项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金等方面对《通知》要求的所有风电、光伏项目进行了逐项自查，并出具了《四川省新能源动力股份有限公司、四川省能投风电开发有限公司关于可再生能源发电补贴自查工作的自查报告》（以下简称“《自查报告》”）。《自查报告》的主要内容如下：

（一）核查范围

根据《通知》，发电企业自查范围为截止到 2021 年 12 月 31 日已并网，有补贴需求的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目。截至 2021 年 12 月 31 日，川能风电已运营风电项目 12 个，光伏项目 4 个（其中分布式光伏项目 2 个），纳入本次核查范围的项目及其具体情况如下：

投资主体	序号	项目名称	装机容量 (万千瓦)	补贴电价 (元/千瓦时)	是否纳入 核查
风电项目					
会东能源	1-1	拉马风电场	4.95	0.2088	是
	1-2	鲁南风电场	4.95	0.2088	是

投资主体	序号	项目名称	装机容量 (万千瓦)	补贴电价 (元/千瓦时)	是否纳入 核查
	1-3	鲁北风电场	4.95	0.2088	是
	1-4	绿荫塘风电场	7.75	0.2088	是
	1-5	雪山风电场	8.50	0.2088	是
	1-6	堵格一期风电场	10.00	0.1988	是
	1-7	淌塘一期风电场	12.48	0.1150	是
小计			53.58	-	-
美姑能源	2-1	井叶特西风电场	16.80	0.2088	是
	2-2	沙马乃托一期风电场	5.00	无	是[注 1]
	小计			21.80	-
盐边能源	3-1	大面山一期风电场	4.60	0.2088	是
	3-2	大面山二期风电场	10.00	0.2088	是
	3-3	大面山三期风电场	2.20	0.2088	是
	小计			16.80	-
风电项目合计			92.18	-	-
光伏项目					
盐边能源	3-4	金安农风光互补发电项目	2.00	0.4668	是
	3-5	红山光伏发电项目	0.20	0.5488	是
	3-6	攀枝花水电屋顶光伏项目	0.02	0.4200	否[注 2]
	3-7	集控屋顶光伏项目	0.02	无	否[注 2]
光伏项目合计			2.24	-	-
总计			94.42	-	-

注 1：沙马乃托一期于 2018 年前核准，2020 年底前未完成并网，根据《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格[2019]882 号）不予补贴。在自查中，美姑能源按照相关规定，对沙马乃托一期应发补贴进行了填报，填报数值为 0；专家核查组在核查沙马乃托一期的其他合规性资料后，确认其为合规项目；

注 2：根据《通知》，分布式光伏项目不纳入本次核查范围。

（二）核查内容

1、自查数据填报

针对纳入核查范围的项目，川能风电按照《通知》的相关要求，从项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金等方面开展了自查工作，按照《通知》附件填

报了《发电企业自查表》，并通过国家能源局可再生能源发电项目信息管理系统将数据进行了上报。

其中，在项目合规性方面，主要核查项目核准手续是否齐全、是否列入年度建设规模或规划、纳入补贴目录或清单容量是否超过核准容量、是否按规定取得电力业务许可证等情况；在规模方面，主要核查项目开工和全容量并网时间、是否存在“以少代全”“批小建大”等情况；在电量、电价方面，主要核查项目上网电价和实获补贴电量、是否存在“超期服役”“以晚报早”情况、上网电价是否超过国家价格政策明确的标杆上网电价或指导价等情况；在补贴资金方面，主要核查项目实获补贴是否超过应获补贴、完成绿电交易的电量是否享受补贴等情况。

2、专家组核查

2022年5月，在国家能源局的指导下，四川能监办牵头组织专家核查组，对各新能源项目在自查当中填报的数据进行了全面核查。核查期间，川能风电及下属各项目公司分别向核查组提供了项目合规性、项目规模、项目电量、项目电价、项目补贴资金等资料及相关支撑材料。

此外，核查组还对川能风电在核查范围内所有项目的投产时间、自投产之日起各月的上网电量、已结算补贴金额、待结算补贴金额等信息进行了全面核对，确认了公司数据、国家电网数据、国家可再生能源信息中心系统数据的一致性。

3、现场抽验检查

2022年7月，由四川省审计厅、公安厅、电网公司、外聘审计单位专家共同组成的现场核查组，随机抽查了四川省能投盐边新能源开发有限公司投资建设的攀枝花市盐边县红格大面山农风光发电互补项目。对项目的投产时间和建设规模进行了详细核查，并收集了项目施工、监理相关记录。核查过程中，未发现项目有违规问题。

（三）核查结果

2023年1月，国家电网有限公司发布《关于公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单的公告》，川能风电纳入核查范围的所有风电、集中式光伏项目均已公示为合规项目。

二、中介机构核查情况

独立财务顾问和律师针对《通知》执行了如下核查程序：1、根据《通知》，核查川能动力、川能风电自查范围的完整性；2、查阅国家电网有限公司发布的《关于公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单的公告》，核查川能风电所属电厂的合规公示情况；3、查阅川能风电根据《通知》在国家可再生能源信息管理中心系统中上报的资料样本；4、查阅川能动力、川能风电出具的《自查报告》。

三、本次自查和核查未发现违规情况，不存在处罚风险，对本次重组交易不会产生不利影响

根据《自查报告》及国家电网有限公司发布的《关于公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单的公告》，川能风电纳入核查范围的所有风电、光伏项目均已通过自查和核查，并公示为合规项目。本次自查和核查未发现违规情况，不存在处罚风险，对本次重组交易不会产生不利影响。

四、中介机构核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

上市公司已补充提交《自查报告》，本次自查和核查未发现违规情况，相关项目均已公示为合规项目，不存在处罚风险，对本次重组交易不会产生不利影响。

经核查，律师认为：

上市公司已按照《通知》的要求进行了逐项自查，本次自查结果未发现违规情况，不存在处罚风险，对本次重组交易不产生不利影响。上市公司本次将同步向交易所补充提交《自查报告》。

问题 4

申请文件显示，截至 2022 年 9 月 30 日，本次交易标的川能风电、美姑能源、盐边能源已将其运营的主要风电场整体资产及电费收费权进行抵押或质押。

请上市公司补充披露前述抵押或质押标的对应主债务的履约情况，是否存在质押权人行使质押权的风险，并结合相关债务的履约情况、还款来源、还款风险等，补充披露本次重组涉及的资产权属是否清晰，是否存在过户或者转移障碍，是否符合《重组办法》第十一条的规定。

请独立财务顾问和律师核查并发表明确意见。

回复：

一、标的公司运营的主要风电场整体资产及电费收费权进行抵押或质押对应主债务及其履约情况

截至 2023 年 4 月 30 日，川能风电母公司无银行借款，不存在直接运营的风电场；雷波能源无银行借款；会东能源、盐边能源、美姑能源涉及抵押或质押对应的主债务履约情况具体如下：

序号	借款人	所涉项目	借款期限	利率	归还情况	质押或抵押资产	借款余额（万元）			还款来源
							2022.9.30	2022.12.31	2023. 4. 30	
会东能源										
1	中国邮政储蓄银行股份有限公司凉山彝族自治州分行	堵格一期风电场	2020.04.23-2034.12.29	浮动利率，LPR 利率减 75BP，每 12 个月调整一次	根据还款计划按期还款	质押财产：堵格一期风电场电费收费权及其项下全部收益 抵押财产：堵格一期风电场项目整体固定资产	51,385.09	49,337.47	49,337.47	会东能源营业收入
2	中国建设银行股份有限公司成都新华支行	小街一期风电场	2022.05.16-2036.05.16	浮动利率，LPR 利率减 150 基点，每 12 个月调整一次	根据还款计划按期还款	小街一期风电场 2022-2036 年电费收费权	20,000.00	20,000.00	40,000.00	

序号	借款人	所涉项目	借款期限	利率	归还情况	质押或抵押资产	借款余额（万元）			还款来源
							2022.9.30	2022.12.31	2023.4.30	
3	中国工商银行股份有限公司凉山分行	鲁南风电场	14.9年，自实际提款日起算	浮动利率，即5年期以上的LPR基础上减80BP，每12个月调整一次	根据还款计划按期还款	质押财产：鲁南风电场电费收费权 抵押财产：鲁南风电场整体资产	14,799.95	13,524.94	13,524.94	
4	中国工商银行股份有限公司凉山分行	拉马风电场	14.9年，自实际提款日起算	浮动利率，即5年期以上的LPR基础上减80BP，每12个月调整一次	根据还款计划按期还款	质押财产：拉马风电场电费收费权 抵押财产：拉马风电场整体资产	15,592.70	14,247.88	14,247.88	
5	中国邮政储蓄银行股份有限公司凉山彝族自治州分行	淌塘一期风电场	2021.02.05-2036.02.01	浮动利率，即5年期以上的LPR基础上减75BP，每12个月调整一次	根据还款计划按期还款	质押财产：淌塘一期风电场电费收费权及其项下全部收益	55,900.57	55,900.57	53,830.18	
6	中国邮政储蓄银行股份有限公司凉山彝族自治州分行	绿荫塘风电场	2016.12.07-2031.12.06	浮动利率，即5年期以上的LPR基础上减75BP，每12个月调整一次	根据还款计划按期还款	质押财产：绿荫塘风电场建成后的电费收费权及其项下全部收益	32,107.09	30,417.45	30,417.45	
7	中国建设银行股份有限公司成都新华支行	雪山风电场	2017.11.15-2029.11.14	浮动利率，LPR利率减80基点，每12个月调整一次	根据还款计划按期还款	质押财产：雪山风电场2017-2029年全部电费收费权	39,000.00	36,500.00	36,500.00	
8	中国建设银行股份有限公司成都新华支行	鲁北风电场	2016.02.29-2028.02.28	浮动利率，LPR利率减80基点，每12个月调整一次	根据还款计划按期还款	质押财产：鲁北风电场2017-2029年全部电费收费权	13,750.00	12,500.00	12,500.00	
9	中国建设银行股份有限公司成都新华支行	淌塘一期风电场	2021.02.01-2035.02.01	按照双方提款协议约定执行	尚未提款	质押财产：按照贷款实际投放比例质押淌塘一期风电场2022-2035年电费收入	尚未提款	尚未提款	尚未提款	

序号	借款人	所涉项目	借款期限	利率	归还情况	质押或抵押资产	借款余额（万元）			还款来源
							2022.9.30	2022.12.31	2023.4.30	
盐边能源										
10	中国工商银行股份有限公司攀枝花支行	大面山三期风电场	15年，自实际提款日起算	浮动利率，即在2022年2月7日的五年期以上的LPR基础上减80基点，每3个月调整一次	根据还款计划按期还款	质押财产：大面山三期风电场电费收费权	7,769.60	7,468.43	7,468.43	盐边能源营业收入
11	中国工商银行股份有限公司攀枝花支行	大面山一期风电场	13年，自实际提款日起算	每笔融资利率以定价基准加浮动点数确定，其中定价基准为每笔融资的利率确定日前一个工作日全国银行间同业拆借中心公布的5年期以上贷款市场报价利率，浮动利率为加0.5个基点	归还完毕	质押财产：大面山一期风电场电费收费权 抵押财产：大面山一期风电场项目整体资产、机器设备等动产、房屋建筑物等不动产	0.00	0.00	0.00	
12	中国邮政储蓄银行股份有限公司攀枝花市分行	金安农风光项目	2017.05.26-2032.05.25	浮动利率，即在2022年7月20日的五年期以上的LPR基础上减60基点，每12个月调整一次	根据还款计划按期还款	质押财产：金安农风光项目电费收费权	7,389.81	7,001.25	7,001.25	
13	中国邮政储蓄银行股份有限公司攀枝花市分行	大面山一期风电场	2015.06.07-2028.05.07	浮动利率，即在2022年3月20日的五年期以上的LPR基础上减75基点，每12个月调整一次	根据还款计划按期还款	质押财产：大面山一期风电场电费收费权 抵押财产：大面山一期风电场整体资产、机器设备	14,191.46	13,008.84	13,008.84	

序号	借款人	所涉项目	借款期限	利率	归还情况	质押或抵押资产	借款余额（万元）			还款来源
							2022.9.30	2022.12.31	2023. 4. 30	
							等动产、房屋建筑物等不动产			
14	中国邮政储蓄银行股份有限公司攀枝花市分行	大面山二期风电场	15年,自首笔借款资金到达借款人指定账户起算	浮动利率,即在2022年3月20日的五年期以上的LPR基础上减75基点,每12个月调整一次	根据还款计划按期还款	质押财产:大面山二期风电场应收账款收款权	43,163.02	40,684.33	40,684.33	
美姑能源										
15	中国邮政储蓄银行股份有限公司凉山彝族自治州分行	井叶特西风电场	2019.12.27-2034.12.23	浮动利率,即五年以上基准利率上浮0.5个基点,12个月调整一次	根据还款计划按期还款	质押财产:井叶特西风电场电费收费权及其项下全部收益 抵押财产:井叶特西风电场整体固定资产	102,890.63	99,822.89	100,218.82	
16	中国邮政储蓄银行股份有限公司凉山彝族自治州分行	沙马乃托一期风电场及其110KV送出线路工程	2020.05.07-2038.05.05	浮动利率,在2022年3月20日的五年期以上的LPR基础上减75基点,每12个月调整一次	根据还款计划按期还款	质押财产:沙马乃托一期风电场电费收费权及其项下全部收益 抵押财产:沙马乃托一期风电场及其110KV送出线路工程整体固定资产	31,458.71	31,026.41	31,282.61	美姑能源营业收入
合计							449,398.64	431,440.48	450,022.20	-

综上,前述涉及抵押或质押对应的主债务履约情况良好,均根据还款计划按期还款。

二、不存在行使抵押权/质押权的风险

(一) 未出现触发抵押权人/质押权人行使抵押权/质押权条件的情形

根据标的公司签署的相关抵押/质押合同的具体条款，抵押权人/质押权人要求实现抵押权/质押权的具体情形如下：

序号	借款人	公司名称	项目	抵押权/质押权实现条款
1	中国建设银行股份有限公司成都新华支行	会东能源	鲁北风电场	质权的实现： 债务人不履行主合同项下到期债务或不履行被宣布提前到期的债务，或违反主合同的其他约定，乙方有权处分质押收费权。甲方特此同意： （一）乙方有权直接从收费账户扣划相当于主合同项下债务金额的资金； （二）乙方有权在不事先通知的情况下，以其认为适当的时间和方式行使其作为质权人而拥有的全部权利，有权依法处分本合同项下收费权，并以所得价款优先受偿，处分方式由乙方自行决定，包括但不限于协议转让、拍卖、变卖等处分方式，乙方还有权采取法律允许的其他措施。
2	中国建设银行股份有限公司成都新华支行	会东能源	雪山风电场	
3	中国建设银行股份有限公司成都新华支行	会东能源	淌塘一期风电场	质权的实现： 债务人不履行主合同项下到期债务或不履行被宣布提前到期的债务，或违反主合同的其他约定，或者发生主合同项下危及乙方债权的情形导致乙方行使担保权利的，乙方有权处分质押收费权。甲方特此同意： （一）乙方有权直接从收费账户扣划相当于主合同项下债务金额的资金； （二）乙方有权在不事先通知的情况下，以其认为适当的时间和方式行使其作为质权人而拥有的全部权利，有权依法处分本合同项下收费权，并以所得价款优先受偿，处分方式由乙方自行决定，包括但不限于协议转让、拍卖、变卖等处分方式，乙方还有权采取法律允许的其他措施。
4	中国建设银行股份有限公司成都新华支行	会东能源	小街一期风电场	
5	中国邮政储蓄银行股份有限公司凉山彝族自治州分行	会东能源	绿荫塘风电场	质权的实现： （一）扣划偿债资金专用账户中相当于主合同项下到期借款本金数额的资金至质权人账户。如果偿债资金专用账户中的资金不足以清偿质权人的到期贷款本息，质权人有权自行将此后偿债资金专用账户中的新增资金按直接扣划至质权人账户，直至主合同项下到期借款本金全部清偿为止； （二）依法采取拍卖、变卖、折价等方式处分出质标的及项下的财产，并就所得价款优先受偿，所得价款超出本合同担保范围的数额，归出质人所有； （三）当出质标的或其项下财产价值明显减少或存在明显减少的可能，影响质权人实现质权的，出质人应当及时采取措施使出质标的或其项下财产恢复原有价值，或者向质权人提供新的担保。
6	中国邮政储蓄银行股份有限公司凉山彝族自治州分行	会东能源	淌塘一期风电场	
7	中国邮政储蓄银行股份有限公司凉山彝族自治州分行	会东能源	堵格一期风电场	抵押权的实现： 6.1 本合同有效期内，发生下列任一情形的，抵押权人有权立即行使抵押权： 6.1.1 债务人未按时足额支付被担保债务。 6.1.2 抵押人违反本合同项下的任何陈述、保证、承诺或义务。 6.1.3 抵押人被兼并、收购、重组，宣告或被宣告解散、清盘、破产、停业、关闭或制定接管人或信托人等处理其所有或大部分财产。 6.1.5 任何第三方就抵押物主张任何权利且对抵押权人在本合同项下的权利造成重大不利影响。 6.1.6 发生了涉及抵押人或抵押物的、并在抵押权人合理地看来将会对抵押人地财务状况、抵押物地价值或抵押人地根据本合同履行其义务地能力构成严重不利影响地任何诉讼、仲裁或行政程序。

序号	借款人	公司名称	项目	抵押权/质押权实现条款
				<p>6.1.7 抵押率超过 50%，且未能在该等事件发生后地 5 个工作日内增加抵押权人接受地其他担保；</p> <p>6.1.8 发生抵押权人认为将会影响其在本合同项下权利地任何其他事件。</p> <p>质权的实现：</p> <p>借款人未按主合同约定偿还主合同项下债务，或借款人/出质人违反主合同/本合同的规定构成违约的，或出质人依法被宣告破产、撤销、解散的，经质权人授权，质权人有权单独或同时采取以下措施：</p> <p>（一）扣划偿债资金专用账户中相当于主合同项下到期借款本金数额的资金至质权人账户。如果偿债资金专用账户中的资金不足以清偿质权人的到期贷款本息，质权人有权自行将此后偿债资金专用账户中的新增资金按直接扣划至质权人账户，直至主合同项下到期借款本金全部清偿为止；</p> <p>（二）依法采取拍卖、变卖、折价等方式处分出质标的及项下的财产，并就所得价款优先受偿，所得价款超出本合同担保范围的数额，归出质人所有；</p> <p>（三）当出质标的或其项下财产价值明显减少或存在明显减少的可能，影响质权人实现质权的，出质人应当及时采取措施使出质标的或其项下财产恢复原有价值，或者向质权人提供新的担保。</p>
8	中国工商银行股份有限公司凉山分行	会东能源	拉马风电场	<p>抵押权的实现：</p> <p>第 3.9 条乙方的行为足以使抵押物价值减少的，应立即停止其行为；造成抵押物价值减少是，有义务恢复抵押物的价值，或提供与减少的价值相当的担保。</p> <p>第 8.1 条 发生下列情形之一，甲方有权实现抵押权：</p>
9	中国工商银行股份有限公司凉山分行	会东能源	鲁南风电场	<p>A、甲方主债权到期（包括提前到期）债务人未予清偿的；</p> <p>B、发生本合同第 3.9 条所述情形，乙方未恢复抵押物价值或提供与减少价值相当的担保的；</p> <p>C、乙方或债务人被申请破产歇业、解散、清算、停业整顿、被吊销营业执照、被撤销；</p> <p>D、乙方在生产经营过程中不遵循公平交易原则处分已经设定动产浮动抵押的抵押物的；</p> <p>E、法律法规规定甲方可实现抵押权的其他情形。</p> <p>质权的实现：</p> <p>第 3.7 条 因不能归责于甲方的事由可能使质物毁损或者价值明显减少，足以危害甲方权力的，甲方有权要求乙方提供相应的担保。</p> <p>第 3.8 条 根据质物价值与主债权的比率，本合同项下质物设定下列警戒线和处置线： 警戒线=质物价值/第 1.1.条所述之最高余额=100% 处置线=质物价值/第 1.1.条所述之最高余额=100%</p> <p>当质物价值下降到警戒线时，乙方应当在甲方要求的期限内追加担保以补足因质物价值下降造成的质押价值缺口；当质物价值下降到处置线时，甲方有权处置质物并以所得价款优先受偿。</p> <p>第 7.1 条 发生下列情形之一，甲方有权实现质权：</p> <p>A、主债权到期（包括提前到期）债务人未予清偿的；</p> <p>B、发生本合同项下 3.7 条所述情形，乙方未另行提供相应担保的；</p> <p>C、质物价值下降到 3.8 条约定的警戒线，乙方未按要求追加担保，或质物价值下降到第 3.8 条约定的处置线的；</p> <p>D、乙方或债务人被申请破产或者歇业、解散、清算、停业整顿、被吊销营业执照、</p>

序号	借款人	公司名称	项目	抵押权/质押权实现条款
				被撤销； E、法律法规规定甲方可以实现质权的其他情形。 第 7.2 条 甲方实现质权时，可通过与乙方协商，将质物拍卖、变卖或兑现、提现后以所得价款优先受偿，或将质物折价以清偿主债权。
10	中国邮政储蓄银行股份有限公司攀枝花市分行	盐边能源	金安农风光项目	质权的实现： 借款人未按主合同约定偿还主合同项下债务，或借款人/出质人违反主合同/本合同的规定构成违约的，或出质人依法被宣告破产、撤销、解散的，经质权人授权，质权人有权单独或同时采取以下措施： （一）扣划偿债资金专用账户中相当于主合同项下到期借款本金数额的资金至质权人账户。如果偿债资金专用账户中的资金不足以清偿质权人的到期贷款本息，质权人有权自行将此后偿债资金专用账户中的新增资金按直接扣划至质权人账户，直至主合同项下到期借款本金全部清偿为止； （二）依法采取拍卖、变卖、折价等方式处分出质标的及项下的财产，并就所得价款优先受偿，所得价款超出本合同担保范围的数额，归出质人所有； （三）当出质标的或其项下财产价值明显减少或存在明显减少的可能，影响质权人实现质权的，出质人应当及时采取措施使出质标的或其项下财产恢复原有价值，或者向质权人提供新的担保。
11	中国邮政储蓄银行股份有限公司攀枝花市分行	盐边能源	大面山二期风电场	质权的实现： 借款人未按主合同约定偿还主合同项下债务，或借款人/出质人违反主合同/本合同的规定构成违约的，或出质人依法被宣告破产、撤销、解散的，经质权人授权，质权人有权单独或同时采取以下措施： （一）扣划偿债资金专用账户中相当于主合同项下到期借款本金数额的资金至质权人账户。如果偿债资金专用账户中的资金不足以清偿质权人的到期贷款本息，质权人有权自行将此后偿债资金专用账户中的新增资金按直接扣划至质权人账户，直至主合同项下到期借款本金全部清偿为止； （二）依法采取拍卖、变卖、折价等方式处分出质标的及项下的财产，并就所得价款优先受偿，所得价款超出本合同担保范围的数额，归出质人所有； （三）当出质标的或其项下财产价值明显减少或存在明显减少的可能，影响质权人实现质权的，出质人应当及时采取措施使出质标的或其项下财产恢复原有价值，或者向质权人提供新的担保。
12	中国邮政储蓄银行股份有限公司攀枝花市分行	盐边能源	大面山一期风电场	质权的实现： 借款人未按主合同约定偿还主合同项下债务，或借款人/出质人违反主合同/本合同的规定构成违约的，或出质人依法被宣告破产、撤销、解散的，经质权人授权，质权人有权单独或同时采取以下措施： （一）扣划偿债资金专用账户中相当于主合同项下到期借款本金数额的资金至质权人账户。如果偿债资金专用账户中的资金不足以清偿质权人的到期贷款本息，质权人有权自行将此后偿债资金专用账户中的新增资金按直接扣划至质权人账户，直至主合同项下到期借款本金全部清偿为止； （二）依法采取拍卖、变卖、折价等方式处分出质标的及项下的财产，并就所得价款优先受偿，所得价款超出本合同担保范围的数额，归出质人所有； （三）当出质标的或其项下财产价值明显减少或存在明显减少的可能，影响质权人实现质权的，出质人应当及时采取措施使出质标的或其项下财产恢复原有价值，或者向质权人提供新的担保。 抵押权的实现： 6.1 本合同有效期内，发生下列任一情形的，抵押权人有权立即行使抵押权： 6.1.1 债务人未按时足额支付被担保债务。 6.1.2 抵押人违反本合同项下的任何陈述、保证、承诺或义务。 6.1.3 抵押人被兼并、收购、重组，宣告或被宣告解散、清算、破产、停业、关闭或制定接管人或信托人等处理其所有或大部分财产。 6.1.5 任何第三方就抵押物主张任何权利且对抵押权人在本合同项下的权利造成重大不利影响。 6.1.6 发生了涉及抵押人或抵押物的、并在抵押权人合理地看来将会对抵押人地财务状况、抵押物地价值或抵押人地根据本合同履行其义务地能力构成严重不利影响地任何诉讼、仲裁或行政程序。 6.1.7 抵押率超过 50%，且未能在该等事件发生后地 5 个工作日内增加抵押权人接受地其他担保；

序号	借款人	公司名称	项目	抵押权/质押权实现条款
				6.1.8 发生抵押权人认为将会影响其在本合同项下权利地任何其他事件。
13	中国工商银行股份有限公司攀枝花市支行	盐边能源	大面山三期风电场	<p>质权的实现:</p> <p>第 3.7 条 因不能归责于甲方的事由可能使质物毁损或者价值明显减少,足以危害甲方权力的,甲方有权要求乙方提供相应的担保。</p> <p>第 3.8 条 根据质物价值与主债权的比率,本合同项下质物设定下列警戒线和处置线: 警戒线=质物价值/主债权本息=% 处置线=质物价值/主债权本息=% 质物价值下降到警戒线时,乙方应当在甲方要求的期限内追加担保以补足因质物价值下降造成的质押价值缺口;质物价值下降到处置线时,甲方有权处置质物并以所得价款优先受偿。</p>
14	中国工商银行股份有限公司攀枝花市支行	盐边能源	大面山一期风电场	<p>第 6.1 条 发生下列情形之一,甲方有权实现质权: A、主债权到期(包括提前到期)债务人未予清偿的; B、发生本合同项下 3.7 条所述情形,乙方未另行提供相应担保的; C、质物价值下降到 3.8 条约定的警戒线,乙方未按要求追加担保,或质物价值下降到第 3.8 条约定的处置线的; D、乙方或债务人被申请破产或者歇业、解散、清算、停业整顿、被吊销营业执照、被撤销; E、法律法规规定甲方可以实现质权的其他情形。</p> <p>第 6.2 条 甲方实现质权时,可通过与乙方协商,将质物拍卖、变卖或兑现、提现后以所得价款优先受偿,或将质物折价以清偿主债权。</p>
15	中国邮政储蓄银行股份有限公司凉山彝族自治州分行	美姑能源	井叶特西风电场	<p>抵押权的实现:</p> <p>6.1 本合同有效期内,发生下列任一情形的,抵押权人有权立即行使抵押权: 6.1.1 债务人未按时足额支付被担保债务。 6.1.2 抵押人违反本合同项下的任何陈述、保证、承诺或义务。 6.1.3 抵押人被兼并、收购、重组,宣告或被宣告解散、清盘、破产、停业、关闭或制定接管人或信托人等处理其所有或大部分财产。 6.1.5 任何第三方就抵押物主张任何权利且对抵押权人在本合同项下的权利造成重大不利影响。 6.1.6 发生了涉及抵押人或抵押物的、并在抵押权人合理地看来将会对抵押人地财务状况、抵押物地价值或抵押人地根据本合同履行其义务地能力构成严重不利影响地任何诉讼、仲裁或行政程序。 6.1.7 抵押率超过 50%,且未能在该等事件发生后地 5 个工作日内增加抵押权人接受地其他担保;</p>
16	中国邮政储蓄银行股份有限公司凉山彝族自治州分行	美姑能源	沙马乃托一期风电场及其 110KV 送出线路工程	<p>6.1.8 发生抵押权人认为将会影响其在本合同项下权利地任何其他事件。</p> <p>质权的实现:</p> <p>借款人未按主合同约定偿还主合同项下债务,或借款人/出质人违反主合同/本合同的规定构成违约的,或出质人依法被宣告破产、撤销、解散的,经质权人授权,质权人有权单独或同时采取以下措施: (一)扣划偿债资金专用账户中相当于主合同项下到期贷款本息数额的资金至质权人账户。如果偿债资金专用账户中的资金不足以清偿质权人的到期贷款本息,质权人有权自行将此后偿债资金专用账户中的新增资金按直接扣划至质权人账户,直至主合同项下到期贷款本息全部清偿为止;</p>

序号	借款人	公司名称	项目	抵押权/质押权实现条款
				<p>(二) 依法采取拍卖、变卖、折价等方式处分出质标的及项下的财产，并就所得价款优先受偿，所得价款超出本合同担保范围的数额，归出质人所有；</p> <p>(三) 当出质标的或其项下财产价值明显减少或存在明显减少的可能，影响质权人实现质权的，出质人应当及时采取措施使出质标的或其项下财产恢复原有价值，或者向质权人提供新的担保。</p>

根据上述抵押合同条款及实际执行情况判断，抵押权人/质押权人实现抵押权/质押权的核心条件为债务人未按时足额偿还到期债务，以及出现其他合同约定的违约情形。根据标的公司说明并经核查标的公司提供的还款凭证等资料，标的公司自借款合同生效以来，以公司的营业收入作为还款来源正常履行还本付息义务，未出现合同违约导致触发抵押权人/质押权人行使抵押权/质押权条件的情形。

(二) 标的公司偿债指标正常，偿债能力良好

截至2023年4月30日，标的公司的各项偿债指标正常，偿债能力状况良好。具体偿债分析参见《重组报告书》“第九章、三、标的资产的财务状况、盈利能力及未来趋势分析”的相关内容。

另根据会东能源、美姑能源和盐边能源的《企业信用报告》，前述公司均不存在不良信用记录。根据相关银行出具的回函，标的公司就本次重组所涉股权变动事宜，已依据合同要求提前告知相关银行并征得银行同意，履行了提前报备程序。本次交易完成后，标的公司与各银行签订的各项合同将按照约定继续履行，不存在抵押权人/质押权人行使抵押权/质押权的风险。

综上，截至本回复出具之日，相关抵押/质押合同正常履行，标的公司不存在违反合同约定而触发抵押权人/质押权人行使抵押权/质押权的情形；标的公司均按照协议约定履行还款义务，偿债能力良好，不存在不良信用记录；同时，本次重组已依据合同要求提前向相关银行报备并取得其同意，各项合同均继续正常履行，不存在抵押权人/质押权人行使抵押权/质押权的风险。

三、本次重组涉及的资产权属清晰，不存在过户或者转移障碍，符合《重组办法》第十一条的规定

如上所述，上述相关债务均根据还款计划按期还款正常履约，还款来源系公司营业收入，截至本回复出具之日，不存在不能按时还款的风险。

本次重组涉及的标的资产为东方电气持有的川能风电 20% 股权，明永投资持有的川能风电 10% 股权、美姑能源 26% 股权及盐边能源 5% 股权。截至本回复出具之日，本次交易的标的资产权属清晰，不存在产权纠纷或潜在纠纷，亦不存在抵押、担保或其他权利受到限制的情况；标的公司就本次重组所涉股权变动事宜，已依据合同要求提前告知相关银行并征得银行同意，履行了提前报备程序，标的资产不存在过户或者转移障碍，符合《重组管理办法》第十一条的规定。

上市公司已在《重组报告书》“第四章、一、（八）、4、权利限制情况”补充披露相关内容。

四、中介机构核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、上市公司已补充披露相关内容；

2、标的公司涉及抵押或质押对应的主债务履约情况良好，均根据还款计划按期还款，不存在抵押权人/质押权人行使抵押权/质押权的风险；

3、本次重组涉及的资产权属清晰，不存在过户或者转移障碍，符合《重组办法》第十一条的规定。

经核查，律师认为：

1、标的公司偿债能力良好，不存在抵押权人/质押权人行使抵押权/质押权的风险；

2、本次交易的标的资产权属清晰，不存在设置抵押、质押、留置和被查封、冻结、托管等限制其转让的情形，标的公司就本次重组所涉股权变动事宜，已依据合同要求提前告知相关银行并征得银行同意，履行了提前报备程序，标的资产不存在过户或者转移障碍，符合《重组管理办法》第十一条的规定。

问题 5

申请文件显示：（1）川能风电、美姑能源和盐边能源的应收账款账面价值均逐年增加，应收账款按款项性质主要划分为标杆电费和补贴电费，其中补贴电费账龄较长且未计提坏账准备。同行业公司中，对标杆电费计提坏账准备的公司家数占比为 66.22%，对补贴电费计提坏账准备的公司家数占比为 53.70%。

（2）2020 年度，川能风电向关联方四川能投物资产业集团有限公司（以下简称能投物产）采购金额为 8,049.93 万元，主要为会东能源淌塘一期建设期的其他输变电设备，申请文件称川能风电向能投物产采购设备，可以获得更加宽松的款项支付政策，并减轻人力负担。

请上市公司补充说明：（1）请结合补贴电费相关的政策文件、核准过程、纳入补贴的时间、补贴金额、收款周期、预计可持续期间、预计收款时间等情况，以及同行业关于标杆电费和补贴电费相关应收账款的坏账准备计提政策，说明上市公司未对标杆电费和补贴电费计提坏账准备的合理性，并按照同行业平均坏账准备计提比例量化分析计提坏账准备对交易标经营业绩的和评估结果的影响情况；（2）请结合川能风电向能投物产采购的主要设备内容及价格，并对比同期无关联第三方采购价格，以及能投物产对非关联方的信用政策情况，说明相关关联采购价格的公允性和信用政策的合理性。

请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、未对标杆电费和补贴电费计提坏账准备具有合理性，按照同行业平均坏账准备计提比例计提坏账准备对交易标的的经营业绩影响较小，对评估结果无影响

（一）未对标杆电费和补贴电费计提坏账准备具有合理性

1、补贴电费金额确认依据充分，不会导致已确认金额因不符合补贴规定而无法收回

(1) 补贴项目及补贴电价符合相关政策文件的规定，除最新投产的淌塘一期已公示合规并正在办理中，其他项目均已纳入补贴清单

根据财政部、国家发改委及国家能源局联合发布的《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号，修订前为《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》）等的相关规定，可再生能源发电项目纳入补贴清单的主要条件包括：（1）按照国家有关规定已完成审批、核准或备案；（2）符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复；（3）全部机组并网时间符合补助补贴要求。

川能风电确认补贴电费收入的项目，均符合上述政策文件纳入补贴清单的规定，具体如下：

1) 项目已完成核准、备案

川能风电已投产、取得补贴项目的核准、备案情况如下：

投资主体	序号	项目名称	核准/备案时间	核准/备案文号
风电项目				
会东能源	1-1	拉马风电场	2012年12月	川发改能源[2012]1417号
	1-2	鲁南风电场	2012年12月	川发改能源[2012]1418号
	1-3	鲁北风电场	2015年4月	川发改能源[2015]270号
	1-4	绿荫塘风电场	2015年9月	川发改能源[2015]665号
	1-5	雪山风电场	2015年12月	川发改能源[2015]942号
	1-6	堵格一期风电场	2016年12月	川发改能源[2016]692号
	1-7	淌塘一期风电场	2021年7月	川发改能源[2021]588号
美姑能源	2-1	井叶特西风电场	2015年12月	川发改能源[2015]944号
盐边能源	3-1	大面山一期风电场	2013年12月	川发改能源[2013]1385号
	3-2	大面山二期风电场	2015年4月	川发改能源[2015]202号
	3-3	大面山三期风电场	2015年12月	川发改能源[2015]961号
光伏项目				
盐边能源	3-4	金安农风光互补发电项目	2016年10月	川投资备【2016-510422-44-03-023921-BQFG】-0063号
	3-5	红山光伏发电项目	2014年10月	川投资备[51042214102901]0062号

投资主体	序号	项目名称	核准/备案时间	核准/备案文号
	3-6	攀枝花水电屋顶光伏项目 (自发自用)	2016年11月	川投资备【2016-510403-44-03-047180-BQFG】0004号
		攀枝花水电屋顶光伏项目 (余电上网)	2016年11月	川投资备【2016-510403-44-03-047180-BQFG】0004号

注：截至目前，川能风电共有 12 个已运营风电项目、4 个已运营光伏项目和 2 个在建风电项目。其中，已运营风电项目中除沙马乃托一期风电场因于 2018 年前核准，2020 年底前未完成并网，根据《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格[2019]882 号）不予补贴外，其余 11 个已运营风电项目可以取得补贴；集控屋顶光伏项目未被纳入 2020 年财政补贴规模，根据《国家发展改革委关于 2020 年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》（发改价格[2020]511 号）不予补贴，其余 3 个已运营光伏项目可以取得补贴；2 个在建项目小街一期风电场、淌塘二期风电场不予补贴。

2) 符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复

① 国家政策对于电价的规定

根据《可再生能源法》及《可再生能源发电有关管理规定》，可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整和公布。

根据《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，2006 年及以后获得政府主管部门批准或核准建设的可再生能源发电项目，实行政府定价和政府指导价两种形式。政府指导价即通过招标确定的中标价格。可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分，通过向电力用户征收电价附加的方式解决。

2009 年至今，国家发改委等部门通过政策逐步调整陆上风电、光伏发电的标杆上网价格。其中，陆上风电具体情况如下：

单位：元/千瓦时

序号	适用核准 时间节点[注]	适用建设 时间节点	标杆上网价格（含税）				相关文件
			I 类资源区	II 类资源区	III 类资源区	IV 类资源区	
1	2009 年 8 月后	-	0.51	0.54	0.58	0.61	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号）
2	2015 年后	-	0.49	0.52	0.56	0.61	《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2014]3008 号）
	2015 年前	2016 年后投运					

序号	适用核准时间节点[注]	适用建设时间节点	标杆上网价格（含税）				相关文件
			I类资源区	II类资源区	III类资源区	IV类资源区	
3	2016年后	-	0.47	0.50	0.54	0.60	《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格[2015]3044号）
	2016年前	2017年底前仍未开工					
4	2018年后	-	0.40	0.45	0.49	0.57	《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2016]2729号）
	2018年前	2019年底前仍未开工					
5	2019年7月后	-	0.34	0.39	0.43	0.52	《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格[2019]882号）
	2020年后	-	0.29	0.34	0.38	0.47	

注：如无特别说明，“XX年/月后”指该年/月的第一日后，“XX年/月前”指该年/月最后一日前；“XX年/月底”指该年/月最后一日，下同。

集中式光伏发电具体情况如下：

单位：元/千瓦时

序号	适用核准时间节点	适用建设时间节点	标杆上网价格			相关文件
			I类资源区	II类资源区	III类资源区	
1	2011年7月前	2011年12月前	1.15			《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格[2011]1594号）
	-	2011年12月前				
	2011年7月后	-	1.00			
	2011年7月前	2011年12月后				
2	2013年9月后	-	0.90	0.95	1.00	《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格[2013]1638号）
	2013年9月前	2014年后				
3	2016年后	-	0.80	0.88	0.98	《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格[2015]3044号）
	2016年前	2016年6月底前未全部投运				
4	2017年后	-	0.65	0.75	0.85	《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2016]2729号）
	2017年前	2017年6月底前未全部投运				
5	-	2018年后投运	0.55	0.65	0.75	《关于2018年光伏发电项目价格政策的通知》（发改价格规〔2017〕2196号）
6	--	2018年6月后投运	0.50	0.60	0.70	《关于2018年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823号）

序号	适用核准 时间节点	适用建设 时间节点	标杆上网价格			相关文件
			I类资源区	II类资源区	III类资源区	
7	-	2019年7月后 投运	0.40	0.45	0.55	《关于完善光伏发电上网 电价机制有关问题的通知》 (发改价格〔2019〕761号)

注：2019年7月以后集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价。

根据《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》，对分布式光伏发电实施按照全电量补贴的政策，其中分布式光伏发电系统自用有余上网的电量，由电网企业按照当地燃煤机组标杆上网电价收购。分布式光伏发电补贴的具体情况如下：

单位：元/千瓦时

序号	分布式光伏模式	时间节点	补贴单价	相关文件
1	享受中央财政投资 补贴之外的所有分 布式光伏发电项目	2013年9月后投运和 在运行的项目	0.42	《关于发挥价格杠杆作用促进光 伏产业健康发展的通知》(发改价 格[2013]1638号)
2	余电上网 工商业分布式	2018年后投运的项目	0.37	《关于2018年光伏发电项目价格 政策的通知》(发改价格规〔2017〕 2196号)
	全额上网 工商业分布式		参考当地光 伏标杆电价	
	户用分布式		0.42	
3	余电上网 工商业分布式	2018年6月后投运的 项目	0.32	《关于2018年光伏发电有关事项 的通知》(发改能源〔2018〕823 号)
	全额上网 工商业分布式		参考当地光 伏标杆电价	
	户用分布式		0.32	
4	余电上网 工商业分布式	纳入2019年财政补贴 规模的新增项目	0.10	《关于完善光伏发电上网电价机 制有关问题的通知》(发改价格 〔2019〕761号)
	全额上网 工商业分布式		参考当地光 伏标杆电价	
	户用分布式		0.18	

注：全额上网工商分布式项目“参考当地光伏标杆电价”是指整体上网电价，而非仅补贴。

②川能风电的已投产、取得补贴项目电价符合国家可再生能源价格政策规定，已经价格主管部门核准、备案

截至报告期末，川能风电已投产、取得补贴项目电价符合国家可再生能源价格政策，上网/补贴电价已经价格主管部门核准、备案，具体情况如下：

单位：元/千瓦时

投资主体	序号	项目名称	标杆电价	补贴电价 [注 1]	核准/备案时间	核准/备案文号
风电项目						
会东能源	1-1	拉马风电场	0.4012	0.2088	2013 年 10 月	川发改价格函[2013]1372 号
	1-2	鲁南风电场	0.4012	0.2088	2013 年 10 月	川发改价格函[2013]1372 号
	1-3	鲁北风电场	0.4012	0.2088	2015 年 8 月	川发改价格函[2015]728 号
	1-4	绿荫塘风电场	0.4012	0.2088	2015 年 11 月	川发改价格函[2015]1158 号
	1-5	雪山风电场	0.4012	0.2088	2016 年 2 月	川发改价格函[2016]156 号
	1-6	堵格一期风电场	0.4012	0.1988	2016 年 12 月	川发改价格函[2016]36 号 川发改能源[2016]692 号
	1-7	淌塘一期风电场[注 2]	0.4012	0.1150	2019 年 12 月	川发改能源[2019]575 号
美姑能源	2-1	井叶特西风电场	0.4012	0.2088	2015 年 12 月	川发改能源[2015]944 号
盐边能源	3-1	大面山一期风电场	0.4012	0.2088	2014 年 3 月	川发改价格函[2014]230 号
	3-2	大面山二期风电场	0.4012	0.2088	2015 年 8 月	川发改价格函[2015]728 号
	3-3	大面山三期风电场	0.4012	0.2088	2015 年 12 月	川发改能源[2015]961 号
光伏项目						
盐边能源	3-4	金安农风光互补发电项目	0.4012	0.4668	2017 年 2 月	川发改价格函[2017]140 号
	3-5	红山光伏发电项目	0.4012	0.5488	2014 年 1 月	川发改价格函[2014]28 号
	3-6	攀枝花水电屋顶光伏项目 (自发自用) [注 3]	0.7565/ 0.5100	0.4200	2016 年 11 月	川投资备【2016-510403-44-0 3-047180-B0FG】0004 号
		攀枝花水电屋顶光伏项目 (余电上网)	0.4012	0.4200	2016 年 11 月	川投资备【2016-510403-44-0 3-047180-B0FG】0004 号

注 1：若核准/备案文件规定了每千瓦时补贴电价，或根据相关政策及核准/备案时间能够确定补贴价格，则补贴电价为根据上述文件直接确定的价格；若核准/备案文件规定了上网电价，则补贴电价为上网电价减去现阶段标杆上网电价（0.4012 元/千瓦时）后的部分；

注 2：根据核准文件，淌塘一期通过竞价上网申请补贴 0.115 元/千瓦时；

注 3：自发自用部分，2020 年 1 月至 2022 年 8 月，按照与能投攀水电签署的《屋顶分布式光伏发电项目能源管理合同》（PZH-JS-QT-111），以 0.7565 元/千瓦时进行结算；自 2022 年 9 月起，双方同意按照合同约定，以 0.5100 元/千瓦时进行结算。分布式光伏项目按照发电量而非上网电量结算补贴，因此自发自用和余电上网部分均享受补贴。

3) 全部机组并网时间符合补贴要求

川能风电各个取得补贴项目均按照政策规定的时间完成了并网，具体如下：

投资主体	序号	项目名称	并网时间
风电项目			
会东能源	1-1	拉马风电场	2014-08-31
	1-2	鲁南风电场	2014-09-02

投资主体	序号	项目名称	并网时间
	1-3	鲁北风电场	2016-12-07
	1-4	绿荫塘风电场	2017-12-03
	1-5	雪山风电场	2018-10-13
	1-6	堵格一期风电场	2020-09-24
	1-7	淌塘一期风电场	2021-10-30
美姑能源	2-1	井叶特西风电场	2020-12-15
盐边能源	3-1	大面山一期风电场	2016-01-14
	3-2	大面山二期风电场	2018-01-12
	3-3	大面山三期风电场	2020-03-08
光伏项目			
盐边能源	3-4	金安农风光互补发电项目	2017-06-29
	3-5	红山光伏发电项目	2015-07-11
	3-6	攀枝花水电屋顶光伏项目 (自发自用)	2017-6-30
		攀枝花水电屋顶光伏项目 (余电上网)	

4) 补贴项目纳入补贴清单的进展情况

综上，川能风电确认补贴电费收入的项目，均符合相关政策文件规定纳入补贴清单。川能风电各补贴项目纳入补贴目录清单的时间如下：

投资主体	序号	项目名称	纳入目录时间
风电项目			
会东能源	1-1	拉马风电场	2016-08-24
	1-2	鲁南风电场	2016-08-24
	1-3	鲁北风电场	2020-08-31
	1-4	绿荫塘风电场	2020-08-31
	1-5	雪山风电场	2020-08-31
	1-6	堵格一期风电场	2023-03-17
	1-7	淌塘一期风电场	办理中
美姑能源	2-1	井叶特西风电场	2023-03-17
盐边能源	3-1	大面山一期风电场	2018-06-11
	3-2	大面山二期风电场	2020-08-31
	3-3	大面山三期风电场	2021-07-15

投资主体	序号	项目名称	纳入目录时间
光伏项目			
盐边能源	3-4	金安农风光互补发电项目	2020-09-30
	3-5	红山光伏发电项目	2018-06-11
	3-6	攀枝花水电屋顶光伏项目 (自发自用)	2020-11-30
		攀枝花水电屋顶光伏项目 (余电上网)	

其中，标的公司就淌塘一期风电场已提交申请电费补贴的资料，根据国家电网有限公司于 2023 年 1 月发布的《关于公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单的公告》，正在申请纳入补贴目录的淌塘一期风电场在合规项目清单中，符合纳入补贴清单的条件，相关事项正在办理过程中。

(2) 补贴电量在合理利用小时数及投产时间范围内，符合相关政策规定

根据《关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》之规定：

“一、项目合理利用小时数……（一）风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 48,000 小时、44,000 小时、40,000 小时和 36,000 小时。海上风电全生命周期合理利用小时数为 52,000 小时。

（二）光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 32,000 小时、26,000 小时和 22,000 小时。国家确定的光伏领跑者基地项目和 2019、2020 年竞价项目全生命周期合理利用小时数在所在资源区小时数基础上增加 10%。

……

三、补贴标准……按照 5 号文规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，风电、光伏发电项目自并网之日起满 20 年后，生物质发电项目自并网之日起满 15 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。”

根据《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2016]2729 号），四川省属于风电 IV 类资源区、光伏 II 类资源区。

因此，川能风电的风电项目补贴可持续时间为项目并网 20 年内且不超过 36,000 小时；光伏项目补贴可持续时间为项目并网 20 年内且不超过 26,000 小时。目前川能风电各个项目的取得的补贴均在上述时间及数量范围内。

截至 2022 年 9 月 30 日，涉及补贴各电厂投产时间及累计补贴小时数情况如下表：

投资主体	序号	项目名称	并网时间	并网时间（年）	累计补贴小时数
风电项目					
会东能源	1-1	拉马风电场	2014-08-31	8.09	22,461.42
	1-2	鲁南风电场	2014-09-02	8.08	25,453.91
	1-3	鲁北风电场	2016-12-07	5.82	18,424.08
	1-4	绿荫塘风电场	2017-12-03	4.83	15,741.64
	1-5	雪山风电场	2018-10-13	3.97	14,793.62
	1-6	堵格一期风电场	2020-09-24	2.02	7,087.93
	1-7	淌塘一期风电场	2021-10-30	0.92	3,080.47
美姑能源	2-1	井叶特西风电场	2020-12-15	1.79	5,065.18
盐边能源	3-1	大面山一期风电场	2016-01-14	6.72	12,200.39
	3-2	大面山二期风电场	2018-01-12	4.72	12,358.59
	3-3	大面山三期风电场	2020-03-08	2.56	13,083.93
光伏项目					
盐边能源	3-4	金安农风光互补发电项目	2017-06-29	5.26	8,074.51
	3-5	红山光伏发电项目	2015-07-11	7.23	11,675.71
	3-6	攀枝花水电屋顶光伏项目（自发自用）	2017-6-30	5.25	5,381.91
攀枝花水电屋顶光伏项目（余电上网）					

由上表可知，标的公司涉及的各项补贴项目并网时间均未满 20 年，且累计已享受补贴小时数尚未到达全生命周期合理利用小时数。

(3) 补贴电费金额确认依据充分

报告期内，川能风电各项目取得的补贴电费金额=结算电量*补贴单价，由上述分析可知，标的公司补贴项目、补贴单价和补贴电量均符合相关政策规定，补贴电费金额确认依据充分，不会导致已确认金额因不符合补贴规定而无法收回。

2020年、2021年、2022年1-9月、2022年和2023年1-4月，川能风电、美姑能源和盐边能源的结算电量及补贴金额如下：

单位：万元

公司名称	2023年1-4月		2022年		2022年1-9月		2021年		2020年	
	结算电量	补贴金额	结算电量	补贴金额	结算电量	补贴金额	结算电量	补贴金额	结算电量	补贴金额
川能风电	138,695.35	22,495.33	257,744.22	49,963.21	184,094.65	35,724.84	235,522.80	49,213.66	164,086.55	35,072.00
美姑能源	30,127.72	4,144.56	47,674.61	9,954.46	31,518.28	6,581.02	55,032.79	11,490.85	3,136.19	654.84
盐边能源	18,725.75	3,789.64	35,375.73	8,269.33	26,541.81	6,196.39	37,849.35	8,789.88	41,422.96	9,553.73

2、已确认补贴电费和标杆电费期后回款情况良好，未对补贴及标杆电费计提坏账准备与同行业上市公司不存在显著差异，具备合理性

(1) 补贴电费和标杆电费期后回款情况良好

针对补贴电费，电网企业根据本级电网目录内项目并网发电情况，按照国家有关部门的要求定期提出可再生能源电价附加补助资金申请。国家相关部门确定发放补贴的时间范围，财政部将补贴款拨付电网企业，电网企业再根据发放补贴的时间范围内川能风电下属项目公司目录内各项目的应补贴电量，将对应的电费补贴款支付给项目公司，无固定回款期限。

截至2022年9月30日，应收账款补贴账面余额及2022年10月-2023年3月回款情况如下：

单位：万元

公司名称	2022年9月30日账面余额	2022年10月-2023年3月回款金额	回款比例(%)
川能风电	145,675.38	83,880.87	57.58
美姑能源	17,936.04	-	-
盐边能源	35,125.96	27,225.56	77.51

截至 2022 年 12 月 31 日，川能风电、美姑能源及盐边能源的应收账款补贴账面余额分别为 76,288.14 万元、21,245.42 万元及 10,008.28 万元；截至 2023 年 4 月 30 日，川能风电、美姑能源及盐边能源的应收账款补贴账面余额分别为 101,674.20 万元、25,895.11 万元及 14,290.58 万元，2023 年 1 月-2023 年 6 月未取得补贴回款，主要系可再生能源发展专项资金较少在年初办理补贴款项发放事项。

报告期各期末，各标的公司标杆电费和补贴电费应收账款期末余额截至 2023 年 6 月末的回款情况如下表：

单位：万元

公司名称	款项性质	2023 年 4 月 末账面余额	截至 2023 年 6 月末回款率	2022 年末 账面余额	截至 2023 年 6 月末回款率	2021 年末 账面余额	截至 2023 年 6 月末回款率
川能风电	标杆电费	31,796.05	78.02%	13,484.99	100.00%	22,052.00	100.00%
	补贴电费	101,674.20	0.00%	76,288.14	0.00%	121,205.62	77.50%
	合计	133,470.26	18.59%	89,773.12	15.02%	143,257.62	80.97%
美姑能源	标杆电费	5,861.65	87.90%	3,452.98	100.00%	5,437.37	100.00%
	补贴电费	25,895.11	0.00%	21,245.42	0.00%	11,657.79	0.00%
	合计	31,756.77	16.22%	24,698.39	13.98%	17,095.16	31.81%
盐边能源	标杆电费	3,896.06	87.92%	1,646.31	100.00%	2,764.00	100.00%
	补贴电费	14,290.58	0.00%	10,008.28	0.00%	31,693.47	94.18%
	合计	18,186.64	18.83%	11,654.59	14.13%	34,457.46	94.65%

报告期末，川能风电、美姑能源及盐边能源标杆电费和补贴电费应收账款账龄情况如下：

单位：万元

公司名称	款项性质	报告期末 账面余额	账龄				
			1 年以内	1-2 年	2-3 年	3-4 年	4-5 年
川能风电	标杆电费	31,796.05	31,796.05	-	-	-	-
	补贴电费	101,674.20	59,336.94	32,772.13	9,553.87	10.62	0.64
	合计	133,470.25	91,132.99	32,772.13	9,553.87	10.62	0.64
美姑能源	标杆电费	5,861.65	5,861.65	-	-	-	-
	补贴电费	25,895.11	10,327.88	10,239.79	5,327.44	-	-
	合计	31,756.76	16,189.53	10,239.79	5,327.44	-	-

公司名称	款项性质	报告期末 账面余额	账龄				
			1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年
盐边能源	标杆电费	3,896.06	3,896.06	-	-	-	-
	补贴电费	14,290.58	13,037.19	1,233.57	8.56	10.62	0.64
	合计	18,186.64	16,933.25	1,233.57	8.56	10.62	0.64

由上表可知，截至报告期末，川能风电标杆电费账龄均为1年以内，补贴电费账龄在2年以内占比达90.59%，标杆电费和补贴电费的回款情况良好。

最近三年，标的公司应收账款补贴的周转情况如下表：

项目	公司名称	2022年	2021年	2020年	平均
当年补贴收入（万元）	川能风电	43,527.61	42,485.18	30,973.74	38,995.51
	美姑能源	8,632.45	9,151.39	579.50	6,121.11
	盐边能源	7,224.65	7,790.68	8,414.76	7,810.03
年末应收补贴款余额（万元）	川能风电	76,288.14	120,871.54	83,651.95	93,603.88
	美姑能源	21,245.42	11,323.71	1,148.68	11,239.27
	盐边能源	10,008.28	31,693.47	27,197.81	22,966.52
当年应收补贴周转天数（天）	川能风电	826.64	878.55	852.59	852.59
	美姑能源	688.55	248.73	361.75	433.01
	盐边能源	1,053.42	1,379.55	1,029.45	1,154.14

由上表可知，川能风电最近三年的平均回款周期约853天，折算为2.34年。本次评估已假设标的公司的应收补贴电费的账面余额在两年后收回，经测算补贴电费的实际回款情况和评估假设的差异对评估结果影响如下表：

名称	2年回款估值（万元）	2.34年回款估值（万元）	差异额（万元）	差异率
盐边能源	97,623.29	96,179.93	-1,443.36	-1.48%
美姑能源	133,981.16	132,133.38	-1,847.78	-1.38%
川能风电	646,780.53	640,495.21	-6,285.32	-0.97%
交易作价	226,520.95	224,082.77	-2,438.18	-1.08%

由上表可知，补贴电费的实际回款情况和评估假设的差异对评估结果和交易作价影响比例较小，本次评估假设具备合理性。

(2) 上市公司未对标杆电费和补贴电费计提坏账准备与电力行业上市公司会计政策不存在显著差异

经查询中国证监会行业分类为“CSRC 电力、热力生产和供应业”的 86 家上市公司，剔除 B 股和不涉及发电的供热企业以及川能动力自身后，主营业务涉及电力的上市公司 74 家，其定期报告披露的对于应收补贴电费以及标杆电费的款项计提减值准备执行情况汇总如下：

电费类型		家数/占比
标杆电费	总家数	74
	计提坏账准备家数	49
	计提坏账准备家数占比	66.22%
	未计提坏账准备家数	25
	未计提坏账准备家数占比	33.78%
补贴电费	总家数	54
	计提坏账准备家数	29
	计提坏账准备家数占比	53.70%
	未计提坏账准备家数	25
	未计提坏账准备家数占比	46.30%

关于标杆电费，74 家电力行业上市公司中，计提坏账准备的占比为 66.22%，未计提坏账准备的占比为 33.78%；关于补贴电费，涉及补贴电费的 54 家电力行业上市公司中，计提坏账准备的占比为 53.70%，未计提坏账准备的占比为 46.30%。各标的公司对应收账款坏账准备计提政策与电力行业公司不存在显著差异。

综上所述，标的公司补贴金额的确认依据充分，不会导致已确认金额因不符合补贴规定而无法收回；已确认补贴电费期后回款情况良好，未对补贴及标杆电费计提坏账准备与电力行业上市公司不存在显著差异，具备合理性。

(二) 按照同行业平均坏账准备计提比例计提坏账准备对交易标的经营业绩影响较小，对评估结果无影响

1、按照同行业平均坏账准备计提比例量化分析计提坏账准备对交易标的经营业绩影响较小

(1) 同行业公司的坏账计提情况

根据重组报告书“第九章、三、标的资产的财务状况、盈利能力及未来趋势分析”财务分析选取的同行业上市公司，其对于电费计提的坏账准备比例如下：

可比公司	基础电费综合计提比例 (%)	补贴电费综合计提比例 (%)
银星能源	0.25	0.25
龙源电力	-	-
中闽能源	3.97	3.97
三峡能源	0.35	3.08
节能风电	1.00	1.00
嘉泽新能	1.56	1.56
金开新能	-	-
江苏新能	-	3.95
平均值	0.89	1.83
中位数	0.30	1.28

注：同行业上市公司基础电费及补贴电费综合计提比例参考其 2022 年年报数据。

(2) 按照同行业平均坏账准备计提比例量化分析计提坏账准备对交易标的经营业绩影响

截至 2022 年 9 月 30 日，按照同行业可比上市公司平均坏账准备计提比例计提坏账的坏账准备金额如下：

单位：万元

公司名称	应收电费性质	2022.9.30 账面余额	按行业中位数测算坏账	按行业平均数测算坏账	利润总额	行业中位数测算坏账占利润总额比例 (%)	行业平均数测算坏账占利润总额比例 (%)
川能风电	基础电费	8,961.77	26.89	79.87	48,831.16	0.06	0.16
	补贴电费	145,675.38	1,864.64	2,658.58		3.82	5.44
	合计	154,637.14	1,891.53	2,738.45		3.87	5.61
美姑能源	基础电费	2,575.14	7.73	22.95	8,744.11	0.09	0.26
	补贴电费	17,936.04	229.58	327.33		2.63	3.74
	合计	20,511.18	237.31	350.28		2.71	4.00
盐边能源	基础电费	1,258.76	3.78	11.22	4,250.46	0.09	0.26

	补贴电费	35,125.96	449.61	641.05		10.58	15.08
	合计	36,384.72	453.39	652.27		10.67	15.34

截至 2022 年 12 月 31 日，按照同行业可比上市公司平均坏账准备计提比例
计提坏账的坏账准备金额如下：

单位：万元

公司名称	应收电费性质	2022.12.31 账面余额	行业中位数 测算坏账	行业平均数 测算坏账	利润总额	行业中位数 测算坏账占 利润总额比 例(%)	行业平均数 测算坏账占 利润总额比 例(%)
川能风电	基础电费	13,484.99	40.45	120.18	73,559.26	0.05	0.16
	补贴电费	76,288.14	976.49	1,392.26		1.33	1.89
	合计	89,773.13	1,016.94	1,512.44		1.38	2.05
美姑能源	基础电费	3,452.98	10.36	30.77	14,525.03	0.07	0.21
	补贴电费	21,245.42	271.94	387.73		1.87	2.67
	合计	24,698.40	282.30	418.50		1.94	2.88
盐边能源	基础电费	1,646.31	4.94	14.67	7,362.33	0.07	0.20
	补贴电费	10,008.28	128.11	182.65		1.74	2.48
	合计	11,654.59	133.05	197.32		1.81	2.68

截至 2023 年 4 月 30 日，按照同行业可比上市公司平均坏账准备计提比例
计提坏账的坏账准备金额如下：

单位：万元

公司名称	应收电费性质	2023.4.30 账面余额	行业中位数 测算坏账	行业平均数 测算坏账	利润总额	行业中位数 测算坏账占 利润总额比 例(%)	行业平均数 测算坏账占 利润总额比 例(%)
川能风电	基础电费	31,796.05	95.39	282.98	55,716.45	0.17	0.51
	补贴电费	101,674.20	1,301.43	1,860.64		2.34	3.34
	合计	133,470.25	1,396.82	2,143.62		2.51	3.85
美姑能源	基础电费	5,861.65	17.58	52.17	9,426.84	0.19	0.55
	补贴电费	25,895.11	331.46	473.88		3.52	5.03
	合计	31,756.76	349.04	526.05		3.70	5.58

公司名称	应收电费性质	2023.4.30 账面余额	行业中位数 测算坏账	行业平均数 测算坏账	利润总额	行业中位数 测算坏账占 利润总额比 例(%)	行业平均数 测算坏账占 利润总额比 例(%)
盐边能源	基础电费	3,896.06	11.69	34.67	6,129.00	0.19	0.57
	补贴电费	14,290.58	182.92	261.52		2.98	4.27
	合计	18,186.64	194.61	296.19		3.18	4.83

注：上表根据同行业可比上市公司坏账准备计提比例中位数和平均数测算的坏账占利润总额的影响系根据 2022 年 9 月 30 日、2022 年 12 月 31 日和 2023 年 4 月 30 日应收账款总额计算的。若考虑持续按上述比例计提，应收账款坏账准备对报告期利润的影响金额会更小。

综上，按照同行业可比上市公司 2022 年度平均坏账准备计提比例平均数计提坏账准备，川能风电 2023 年 1-4 月合并层面相应坏账准备占利润总额的比例为 3.85%，对交易标的经营业绩无重大不利影响。

2、是否计提坏账准备对交易标的评估结果无影响

本次收益法评估选取的模型为自由现金流模型，自由现金流的计算公式如下：

公式①：自由现金流=营业收入-营业成本-税金及附加-管理费用-财务费用+其他收益-所得税+利息支出×(1-所得税税率)-营运资金追加+折旧+摊销-资本性支出=营业收入-营运资金追加+……

公式②：其中营业收入=当期补贴电费收入+当期标杆及市场化电费收入=当期补贴电费收入+……；

公式③：其中营运资金追加=当期营运资金占用-上期营运资金占用=(当期流动资产-当期流动负债)-(上期流动资产-上期流动负债)=(当期应收补贴账款余额+其他当期流动资产-当期流动负债)-(上期应收补贴账款余额+其他上期流动资产-上期流动负债)=当期应收补贴账款余额-上期应收补贴账款余额+……=(当期补贴电费收入+上期补贴电费收入)-(上期补贴电费收入+上上期补贴电费收入)+……=当期补贴电费收入-上上期补贴电费收入+……

将③和②代入①可得：

自由现金流=营业收入-营运资金追加+……

$$= (\text{当期补贴电费收入} + \dots) - (\text{当期补贴电费收入} - \text{上上期补贴电费收入} + \dots) + \dots$$

$$= \text{上上期补贴电费收入} + \dots$$

由以上收益法的测算原理可知，在测算自由现金流量时，虽然当期补贴电费收入通过营业收入体现为加项，但在测算当期营运资金追加的时候同样通过流动资产体现为加项，营业收入与营运资金追加相减，则当期补贴电费收入被抵销，不会对当期自由现金流产生影响。而评估假设上上期补贴电费收入形成的应收补贴电费账面余额在当期能够全额收回，已合理考虑时间价值对评估结果的影响。

由于应收补贴电费来自国家财政资金，违约风险较小，会计处理中，是否计提信用减值损失更主要出于时间价值方面的考虑。由于评估模型已考虑时间价值对估值的影响，因而按照应收补贴电费的账面余额测算其对营运资金追加的影响，会计上是否对补贴款计提坏账准备仅影响应收账款的账面价值，但不会对其账面余额产生影响，因而是是否计提坏账准备不会对评估值产生影响。

二、对能投物产关联采购的价格公允性和信用政策合理性

（一）价格公允性

报告期内，川能风电向能投物产采购商品，主要为会东能源淌塘一期建设期的其他输变电设备及部分价值较低的备品备件采购。

报告期内，川能风电仅向川能动力、能投物产采购其他输变电设备，无同期无关联第三方采购情况。会东能源淌塘一期建设期的其他输变电设备系经公开招标取得，参与招投标各方及其报价情况如下：

序号	投标方名称	投标报价 (万元)	是否 关联方
1	四川铁投广润物流有限公司	8,951.99	否
2	四川能投物资产业集团有限公司	8,716.40	是
3	四川安昌达商贸有限公司	8,876.70	否
最高限价		8,959.24	-

如上表所示，会东能源淌塘一期建设期的其他输变电设备采购中，能投物产

报价与其他无关联第三方报价、最高限价的差异率均小于 5%，川能风电对能投物产关联采购的价格具有公允性。

报告期内，除能投物产外，川能风电还向四川科陆新能电气有限公司、四川振翔力天科技有限公司等无关联第三方采购备品备件。由于备品备件品类繁杂、型号众多且大部分价值较低，选取同时期、同型号（或相似型号）且设备单价较高（大于等于 3,000 元）的具体设备进行价格对比如下：

序号	合同名称	签署时间	供应商	设备名称	合同支付条款	合同总价 (万元)	供货周期 (天)	设备单价 (元)	价格 差异率
1-1	大面山一期风机变频器紧缺备件采购合同	2021 年 7 月	能投物产	机侧功率模块 (2.0MW)	签署：30% 交货：60% 质保金：10%	16.99	40	38,448.80	3.77%
1-2	大面山一期风电场风机变频器备件采购合同	2021 年 2 月	四川科陆新能电气有限公司	机侧功率模块 (2.0MW 高原型机 测功率单元)	签署：100%	19.88	6	37,000.00	
2-1	大面山一期风机变频器紧缺备件采购合同	2021 年 7 月	能投物产	网侧功率模块 (2.0MW)	签署：30% 交货：60% 质保金：10%	16.99	40	35,339.20	3.79%
2-2	大面山一期风电场风机变频器备件采购合同	2021 年 2 月	四川科陆新能电气有限公司	网侧功率模块 (2.0MW 高原型机 测功率单元)	签署：100%	19.88	6	34,000.00	
3-1	大面山风电场及光伏电站第一批备件采购项目	2021 年 7 月	能投物产	保护测控装置 CPU 插件 (HF-XBJK200 0W 配套)	签署：30% 交货：60% 质保金：10%	65.88	45	4,200.00	1.79%
3-2	大面山风电场紧缺备件采购合同	2021 年 5 月	北京安贝德科技发展有限公司	二期箱变保护测控 装置 CPU 插件 (HF -XBJK2000W 配套)	交货：100%	5.38	30	4,125.00	

序号	合同名称	签署时间	供应商	设备名称	合同支付条款	合同总价 (万元)	供货周期 (天)	设备单价 (元)	价格 差异率
4-1	四川省能投盐边新能源开发有限公司 2022 年大面山风电场及光伏电站第一批备件及工器具采购项目	2022 年 4 月	能投物产	发电机润滑泵 PICO (2185201410124)	签署: 30% 交货: 60% 质保金: 10%	105.20	40	5,693.00	5.93%
4-2	四川省能投盐边新能源开发有限公司 2022 年大面山风电场及光伏电站第二批备件及工器具采购项目	2022 年 10 月	能投物产	发电机润滑泵 PICO (2185201410124)	签署: 30% 交货: 60% 质保金: 10%	32.00	40	6,000.00	
4-3	大面山风电场备件采购合同	2022 年 3 月	四川振翔力天科 技术有限公司	发电机润滑泵 PICO (与序列号 218520 1410124 产品型号 一致)	交货: 100%	2.83	15	5,500.00	

注: 根据合同, 签署后 10 日内支付签署阶段款项; 涉及质保金的, 质保期为 1 年; 价格差异率=(向能投物产采购均价-向第三方采购均价)/向能投物产采购均价。

如上表所示, 川能风电向能投物产和无关联第三方在同时期采购的同型号 (或相似型号) 设备的价格差异率较低, 向能投物产采购的价格略高于第三方价格主要系向能投物产采购通常拥有更高的合同总价, 更长的供货及支付周期, 以及更严格的质保金条款。综上, 川能风电对能投物产关联采购的价格具有公允性。

（二）信用政策合理性

1、相较于直接采购，川能风电向贸易商能投物产采购，以获得更宽松的信用政策和减小采购成本

报告期内，川能风电向贸易商能投物产采购设备，相较于直接采购能够获得更加宽松的信用政策，以减轻资金压力。报告期内，川能风电向能投物产采购发生额主要来自《凉山州会东县淌塘风电场项目主要设备、材料采购合同》，该合同所涉价值较高的主要材料和能投物产与其上游的供应商的付款安排对比如下：

川能风电 供应商	设备名称及川能风电 采购价	能投物产 供应商	合同付款安排	
			川能风电与能投物产的 合同	能投物产与供 应商的合同
能投物产	升压站电缆、风电场电 缆、导地线 (2,312.79 万元)	特变电工（德阳） 电缆股份有限公司	预付款：30% 到货款：所有集电线路塔 材、线缆及附属材料到货 交接后 20%；所有箱变及 电缆、GIS、主变、无功 补偿及其他设备到货交 接后 25% 验收款：15% 结清款：10%	预付款：30% 到货款：45% 验收款：15% 结清款：10%
	塔材、地脚螺栓 (1,713.36 万元)	重庆广仁铁塔制造 有限公司		预付款：30% 到货款：45% 验收款：15% 结清款：10%
	箱式变电站及其附属 设备 (1,364.22 万元)	特变电工股份有限 公司新疆变压器厂		预付款：30% 到货款：45% 验收款：15% 结清款：10%
	220kV 主变压器、站用 接地变兼小电阻成套 装置 (567.10 万元)	正泰电气股份有限 公司		预付款：30% 到货款：45% 验收款：15% 结清款：10%
	无功补偿设备 (423.15 万元)	辽宁荣信兴业电力 技术有限公司		预付款：10% 到货款：60% 验收款：25% 结清款：5%

如上所示，能投物产向上游供应商采购的合同与川能风电向能投物产采购的合同付款安排差异主要在到货款阶段。对于川能风电而言，到货款分为“集电线路塔材、线缆及附属材料”和“箱变及电缆、GIS、主变、无功补偿及其他设备”两个包，每个包内的全部设备均到货后，川能风电才达到支付条件；对于能投物产而言，各子合同的到货款独立于其他合同，因此在设备到货后，能投物产即负

有支付义务。由于设备具有分批到货的特点，因此川能风电对到货款支付时间和支付比例均低于能投物产，即能投物产为川能风电提供了更加宽松的信用政策。此外，川能风电通过向贸易商能投物产采购，避免了与上游的供应商签署多个合同，降低了采购的人力成本，同时加快了采购进度，具有合理性。

2、能投物产对外信用政策与对川能风电信用政策不存在重大差异

能投物产前述与川能风电签署的协议和其对其他关联方、非关联方的销售协议付款安排对比如下：

序号	合同名称	签署时间	客户名称	付款安排
与川能风电签署的合同				
1-1	凉山州会东县淌塘风电场项目主要设备、材料采购合同	2021年3月	会东能源	预付款：30% 到货款：所有集电线路塔材、线缆及附属材料到货交接后20%；所有箱变及电缆、GIS、主变、无功补偿及其他设备到货交接后25% 验收款：15% 结清款：10%
1-2	大面山一期风机变频器紧缺备件采购合同	2021年7月	盐边能源	预付款：30% 到货验收款：60% 结清款（质保金）：10%
1-3	大面山风电场及光伏电站第一批备件采购项目	2021年7月	盐边能源	预付款：30% 到货验收款：60% 结清款（质保金）：10%
1-4	四川省能投盐边新能源开发有限公司2022年大面山风电场及光伏电站第一批备件及工器具采购项目	2022年4月	盐边能源	预付款：30% 到货验收款：60% 结清款（质保金）：10%
1-5	四川省能投盐边新能源开发有限公司2022年大面山风电场及光伏电站第二批备件及工器具采购项目	2022年10月	盐边能源	预付款：30% 到货验收款：60% 结清款（质保金）：10%
与其他关联方签署的合同				
2-1	简阳市河东污水处理厂及配套管网项目设备总承包采购合同	2020年6月	简阳市兴泽供排水有限公司	预付款：30% 到货款：30% 验收款：35% 结清款（质保金）：5%
2-2	2022年农村电网巩固提升工程10kV及以下项目设备和材料采购合同	2022年10月	四川省水电投资经营集团有限公司	预付款：30% 到货验收款：67% 结清款（质保金）：3%
与非关联方签署的合同				

序号	合同名称	签署时间	客户名称	付款安排
3-1	2019 年农网改造升级工程、农网改造升级工程有关冕宁县计划调整项目 EPC 总承包一标段	2019 年 11 月	四川省送变电建设有限责任公司	预付款：20% 到货款：65% 验收款：5% 竣工结算款：7% 结清款（质保金）：3%
3-2	2020 年度农网改造升级工程 35kV 及以上项目 EPC 总承包三标段设备物资采购合同	2020 年 6 月	成蜀电力集团有限公司	预付款：20% 到货款：65% 验收款：5% 竣工结算款：7% 结清款（质保金）：3%

如上所示，各合同由于采购内容、供货周期、签署时间等有所不同，在付款阶段的设置及各阶段的比例上存在一定差异，但整体比例差异较小。能投物产对非关联方销售的信用政策与向川能风电销售的信用政策不存在重大差异。

综上，能投物产作为贸易商，向川能风电提供优于直采的信用政策，系贸易商的特点所致；且其对外部第三方销售的信用政策与向川能风电销售的信用政策不存在重大差异，信用政策具有合理性。

三、中介机构核查意见

经核查，独立财务顾问和会计师认为：

1、川能风电按照国家政策规定确认补贴电费收入；补贴电费金额确认依据充分，不会导致已确认金额因不符合补贴规定而无法收回；国家政策对补贴预计可持续期间进行了明确的规定；补贴电费无固定回款周期，付款方为可再生能源发展专项资金，其系国家财政专项资金，不能收回的可能性较小，标的公司历史年度的补贴电费亦未出现坏账损失；标杆电费和补贴电费的坏账计提政策与同行业公司不存在显著差异。因此，标的公司的坏账计提政策具有合理性；

2、按照同行业平均坏账准备计提比例计提坏账准备，对交易标的经营业绩影响较小，对评估结果无影响；

3、川能风电向能投物产进行关联采购的价格具有公允性，信用政策具有合理性。

问题 6

申请文件显示：（1）2020 年川能风电股权转让中，川能风电评估以 2019 年 12 月 31 日为基准日，采用收益法评估，股东全部权益价值为 207,165.91 万元；本次交易的评估以 2022 年 9 月 30 日为基准日，采用收益法评估，股东全部权益价值为 646,780.53 万元。本次交易评估与前次评估差异 439,614.62 万元，估值差异率 212.20%。本次评估中，折现率差异对川能风电股东全部权益评估值的影响较大，约为 10 亿元。（2）收益法评估中，根据《2023 年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划》，2023 年风电项目保量保价利用小时暂按 800 小时确定，光伏项目保量保价利用小时暂按 600 小时确定，并假设 2023 年及以后保障利用小时数不变。根据《2022 年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划》的相关规定，2022 年风电项目保量保价利用小时暂按 1,800 小时确定，光伏项目保量保价利用小时暂按 1,300 小时确定，2023 年四川省风光保量保价利用小时数与 2022 年相比存在较大降幅。（3）收益法评估中，会东能源和美姑能源优先电量、盐边能源的光伏余电上网部分的预测单价均为保障性收购标杆上网电价 0.4012 元/千瓦时，2023 年及未来预测期市场化电价均根据 2023 年交易标的电力交易对手方报价的具体情况预计。（4）前次评估对于在建风电场的利用小时数采用可研报告的数据进行预测，前述在建风电厂分别于 2020 年至 2021 年间投产，在本次评估基准日时已达到投产状态，本次评估根据该等各风电场自投产以来的完整年的利用小时平均数进行预测，两次评估的利用小时数预测有较大差异。本次评估截至日后在建的小街一期和淌塘二期的有效利用小时数系根据可研报告数据进行预测。（5）川能风电 2020 年风电业务平均利用小时数为 3,216 小时，2021 年平均利用小时数为 3,023 小时，同比下降 6%；盐边能源 2020 年风电业务平均利用小时数为 2,334 小时，2021 年平均利用小时数为 2,103 小时，同比下降 10%。（6）收益法评估中，售电量预测均假设扣除电损后可全部实现并网销售。（7）本次评估纳入评估范围的新能源发电项目新增 4 项，其中风电 3 项，为淌塘一期风电项目、小街一期风电项目和淌塘二期风电项目，本次配套募集资金分别用于小街一期建设项目、淌塘二期建设项目和补充流动资金。（8）市场法评估中，川能风电的可比对象选取了中闽能源、节能风电和江苏新能，美姑能源可比交易案例均是风电项目，盐边能源的可比交易案例是

同时运营风电和光伏项目的交易案例。

请上市公司补充披露：（1）各交易标的截至目前的预测营业收入和实际业绩实现情况，是否与预测数据存在较大差异，对评估作价的影响；（2）按照保障利用小时数、市场交易小时数以及对应的标杆价格、补贴价格、市场交易价格列示预测期营业收入的详细测算过程；（3）已运营电厂在发电量和有效利用小时数之间的换算比例，以及不同电厂换算比例存在不一致的原因；（4）报告期各期交易标的年度、月度合同约定电价情况；（5）交易标的风电项目结束补贴日期的测算过程，盐边能源已运营地调项目补贴价格的核准及测算情况。

请上市公司补充说明：（1）结合前后两次评估中川能风电的经营情况、资产负债结构、评估参数等的变化情况，说明前后两次评估差异较大的原因及合理性；结合本次评估中同行业 BETA（无财务杠杆）和债务成本的测算过程，以及与前次评估存在差异的具体情况，说明前述参数变动的合理性；（2）结合四川省关于风光项目保量保价利用小时数以及风光项目参与市场交易相关政策的变化情况等，说明本次收益法评估中关于 2023 年及以后风光保障利用小时数保持不变的假设是否合理谨慎，是否符合政策导向和电力市场发展趋势，并结合标杆电价和市场交易电价的差异情况说明上述假设对收益法评估结果的影响；

（3）结合四川省标杆电价的变化情况，说明交易标的标杆电价在预测期保持不变的合理性；结合报告期内四川省市场化交易销售均价的年度、月度变化情况、风电、光伏参与市场化竞争情况等说明 2023 年以及未来市场化电价预测是否合理谨慎；（4）本次评估中已投产的在建项目与前次可研报告在有效利用小时数方面存在较大差异的原因，前述因素在本次可研报告预测中是否仍然存在，并结合小街一期项目和淌塘二期项目前期风力资源勘测情况、周边项目或地区的相关风力发电有效利用小时数情况说明相关预测的合理性；（5）请结合交易标的报告期内平均有效利用小时数的变化趋势，说明其平均有效利用小时数呈现下降趋势的合理性，收益法评估中有效利用小时数预测的是否符合上述趋势，预测是否谨慎；（6）结合四川省风力、光伏发电项目的规划情况、未来装机容量、电网消纳能力、下游电力需求等情况，说明售电量的预测是否谨慎，是否考虑弃风、弃光因素，收益法评估过程中是否考虑该因素的影响；（7）结合交易标的各项目报告期内的电损比率具体变化情况，补充说明预测期电损比

率的合理性，在建的淌塘二期风电场电损比率显著低于淌塘一期的合理性；（8）请结合可比交易案例的风电与光伏等收入结构与交易标的对比情况，说明上述选择是否具有可比性。

请独立财务顾问、会计师和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、各交易标的截至 2022 年 12 月 31 日的预测营业收入和实际业绩实现情况不存在较大差异，对评估作价影响较小

各交易标的截至 2022 年 12 月 31 日的预测营业收入和实际业绩实现情况如下表：

单位：万元/%

经营主体	经营指标	预测数据	实际数据	差异额	差异率
川能风电[注]	营业收入	-	-	-	-
	净利润	-2,917.35	-2,844.16	73.19	-2.51
会东能源	营业收入	85,446.98	86,272.25	825.27	0.97
	净利润	50,899.62	51,779.50	879.88	1.73
美姑能源	营业收入	30,233.61	30,453.96	220.35	0.73
	净利润	14,018.75	14,525.03	506.28	3.61
盐边能源	营业收入	19,270.10	19,768.21	498.11	2.58
	净利润	6,535.58	6,942.54	406.96	6.23

注：川能风电系采用收益法评估，预测营业收入和业绩数据分别由本部和下属经营主体构成，上表列示的川能风电相关数据为川能风电本部数据。

由上表可知，预测营业收入和实际业绩实现情况较为接近，对评估作价影响较小。

上市公司已在《重组报告书》“第六章、一、（七）其他情况说明”补充披露相关内容。

二、按照保障利用小时数、市场交易小时数以及对应的标杆价格、补贴价格、市场交易价格列示预测期营业收入的详细测算过程

（一）省调项目

交易标的预测期各省调项目营业收入与利用小时数和电价的关系如下(以下电价不含增值税):

营业收入=保障利用小时数×装机容量×(标杆电价+补贴电价)+市场交易小时数×装机容量×(市场交易电价+补贴电价)

就保障利用小时数,根据四川省经信厅《2023 年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划》,2023 年风电项目保障利用小时数为 800 小时,光伏项目保障利用小时数为 600 小时,全部分配至丰期(5-10 月)。川能风电保障利用小时数优先分配至 6-10 月,若分配后仍有剩余,则分配至 5 月(采用该等分配模式的原因主要系 6-10 月为丰水期,水电发电量较大导致市场化价格较低(通常在 0.12 元/千瓦时水平),因而将高电价(0.35 元/千瓦时)的保障利用小时优先分配至 6-10 月,有助于提高整个丰期的均价,实现收益最大化)。除此之外,其余为市场交易小时数,市场交易小时数=有效利用小时数-保障利用小时数。

根据《重组报告书》“第六章、一、(二)、4、(5)、4)、②、A、(B) 电价预测”披露的预测期市场化电价情况,相同水期的市场化交易价格相同,即枯水期(12-4 月)为 0.35 元/千瓦时(不含税),平水期(5 月和 11 月)0.23 元/千瓦时(不含税),丰水期(6-10 月)0.12 元/千瓦时(不含税)。

根据本次评估假设,鉴于各电场 2023 年及以后保障利用小时数保持稳定,市场化交易电价保持不变,因而以每个经营主体两家电场的 2023 年营业收入为例,列示具体测算过程如下:

主体	电场	项目	12-4 月	5、11 月	6-10 月
会东能源	拉马风电场	保障利用小时数(小时)	797.29		
		市场交易小时数(小时)	1,737.13	248.77	0
		装机容量(万千瓦)	4.95		
		标杆电价(元/千瓦时,不含税)	0.355		
		市场交易电价(元/千瓦时,不含税)	0.35	0.23	0.12
		补贴电价(元/千瓦时,不含税)	0.1848		
	营业收入(万元)	7,197.92			
	堵格一期风电场	保障利用小时数(小时)	800.00		
		市场交易小时数(小时)	1,995.08	676.14	319.65

主体	电场	项目	12-4月	5、11月	6-10月
		装机容量（万千瓦）	10.00		
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.355		
		市场交易电价（元/千瓦时，不含税）	0.35	0.23	0.12
		补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0.1759		
		营业收入（万元）	18,318.74		
美姑能源	井叶特西风电场	保障利用小时数（小时）	800.00		
		市场交易小时数（小时）	1,580.52	495.31	53.82
		装机容量（万千瓦）	16.80		
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.355		
		市场交易电价（元/千瓦时，不含税）	0.35	0.23	0.12
		补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0.1848		
		营业收入（万元）	25,049.11		
	沙马乃托一期风电场	保障利用小时数（小时）	800.00		
		市场交易小时数（小时）	1,834.15	681.83	433.23
		装机容量（万千瓦）	5.00		
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.355		
		市场交易电价（元/千瓦时，不含税）	0.35	0.23	0.12
		补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0		
营业收入（万元）	5,618.92				
盐边能源	大面山一期风电场	保障利用小时数（小时）	716.14		
		市场交易小时数（小时）	924.87	92.67	0
		装机容量（万千瓦）	4.60		
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.355		
		市场交易电价（元/千瓦时，不含税）	0.35	0.23	0.12
		补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0.1848		
		营业收入（万元）	4,209.63		
	金安农风光互补发电项目	保障利用小时数（小时）	600.00		
		市场交易小时数（小时）	691.64	255.21	0
		装机容量（万千瓦）	2.00		
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.355		
		市场交易电价（元/千瓦时，不含税）	0.35	0.23	0.12
		补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0.4131		
营业收入（万元）	2,298.74				

注：保障利用小时数低于 800 小时的情形系丰期（5-10 月）合计利用小时数低于 800 小时所致。

（二）地调项目

交易标的预测期各地调项目不涉及市场化交易，亦不涉及保障利用小时数，其营业收入与利用小时数和电价的关系如下（以下电价不含增值税）：

营业收入=有效利用小时数×装机容量×[标杆电价（或合同电价，自发自用部分）+补贴电价]

其中有效利用小时数根据历史数据预测并考虑每年 0.6%的组件衰减，电价预测参见《重组报告书》“第六章、一、（四）、4、（2）、1）、②、B 地调项目”。以 2023 年营业收入为例，各地调项目营业收入的具体测算过程如下：

主体	电场	项目	数据
盐边能源	红山光伏项目	有效利用小时数（小时）	1,617.03
		装机容量（万千瓦）	0.20
		售电量（万千瓦时）	317.13
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.36
		补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0.49
		营业收入（万元）	266.61
	攀水电屋顶光伏项目	有效利用小时数（小时）	1,018.57
		装机容量（万千瓦）	0.023
		向国网攀枝花售电量（万千瓦时）	1.68
		向能投攀水电售电量（万千瓦时）	21.16
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.36
		合同电价（元/千瓦时，不含税）	0.45
		补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0.37
	营业收入（万元）	18.63	
	集控中心屋顶光伏项目	有效利用小时数（小时）	599.99
		装机容量（万千瓦）	0.017
		售电量（万千瓦时）	10.20
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.36
营业收入（万元）		3.62	

上市公司已在《重组报告书》“第六章、一、（七）其他情况说明”补充披露相关内容。

三、已运营电厂在发电量和有效利用小时数之间的换算比例，以及不同电厂换算比例存在不一致的原因

发电量既和发电机组的工作时长相关，也和发电机组本身的规模（即装机容量）相关。有效利用小时数的计算公式如下：

$$\text{有效利用小时数} \times \text{装机容量} = \text{上网电量} = \text{发电量} \times (1 - \text{电损率})$$

因而，发电量和有效利用小时数之间的换算比例（以下简称“换算比例”）= 发电量/有效利用小时数=装机容量/(1-电损率)，已运营各电厂预测期装机容量、电损率以及换算比例如下表：

电厂	装机容量 (万千瓦)	电损率 (%)	换算比例 (万千瓦)
拉马风电场	4.95	2.92	5.10
鲁南风电场	4.95	3.41	5.12
鲁北风电场	4.95	4.34	5.17
绿荫塘风电场	7.75	1.40	7.86
雪山风电场	8.50	2.70	8.74
堵格一期风电场	10.00	1.63	10.17
淌塘一期风电场	12.48	3.94	12.99
小街一期风电场	16.00	3.00	16.49
淌塘二期风电场	12.00	3.00	12.37
井叶特西风电场	16.80	2.61	17.25
沙马乃托一期风电场	5.00	3.87	5.20
大面山一期风电场	4.60	2.53	4.72
大面山二期风电场	10.00	2.02	10.21
大面山三期风电场	2.20	3.12	2.27
金安农风光互补发电项目	2.00	4.72	2.10
红山光伏发电项目	0.20	1.94	0.20
攀枝花水电屋顶光伏项目	0.02	-	0.02
集控屋顶光伏项目	0.02	-	0.02

注：除分布式光伏以外的电厂，其发电量系厂内电表数据，售电量系送出线路末端国网公司接入接口数据，电损率由以上两个数据计算；分布式光伏（攀枝花水电屋顶光伏项目和集控屋顶光伏项目）不涉及送出工程，发电量和售电量均由国网公司安装的电表统计，因此不涉及电损。

不同电厂在发电量和有效利用小时数之间的换算比例差异系各电厂装机容量和电损率不同所致。

上市公司已在《重组报告书》“第六章、一、（七）其他情况说明”补充披露相关内容。

四、报告期各期交易标的年度、月度合同约定电价情况

标的公司补贴电价和保障性收购标杆电价为固定价格，市场化交易电价系根据合同确定。交易标的自 2022 年开始签署市场化交易合同，2022 年和 2023 年，各结算单元按水期的合同电价（含税）情况如下表：

单位：元/千瓦时

经营主体	会东能源		美姑能源		盐边能源	
结算单元	拉马	金格	井叶特西	兴达	红和	金安
涉及电场	拉马、鲁南、鲁北、绿荫塘、雪山	堵格一期、淌塘一期	井叶特西	沙马乃托一期	大面山一期、二期、三期	金安农风光互补
2023 年度合同价格（含税）						
枯水期	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39
平水期	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
丰水期	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
2022 年度合同价格（含税）						
枯水期	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
平水期	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
丰水期	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13

注：相同水期的市场化交易价格一般相同，因而未按月而是按照水期列示合同价格；不同交易对手方在同一水期的报价在小数点后两位以内不存在差异，因而未分别列示多个合同。

上市公司已在《重组报告书》“第六章、一、（七）其他情况说明”补充披露相关内容。

五、交易标的的风电项目结束补贴日期的测算过程，盐边能源已运营地调项目补贴价格的核准及测算情况

（一）省调项目结束补贴日期的测算过程

四川省为风力发电 IV 类资源区、光伏发电 II 类资源区，根据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》，四川省风力发电全生命周期合理利用

小时数为 36,000 小时，光伏发电全生命周期合理利用小时数为 26,000 小时。预测期省调项目结束补贴日期即为合理利用小时数届满的时间。具体测算过程如下：1、以项目全生命周期合理利用小时数乘以装机容量计算出全生命周期补贴电量；2、以全生命周期补贴电量减去自投产以来至某预测日期累计上网电量，直至该数据为零，则该日期为结束补贴日期。

各省调项目结束补贴日期的测算过程如下：

电场	装机容量(万千瓦)	全生命周期补贴电量(万千瓦时)	结束补贴前一年末累计上网电量(万千瓦时)	结束补贴当年补贴电量(万千瓦时)	结束补贴年份
拉马风电场	4.95	178,200.00	169,885.28	8,314.72	2027
鲁南风电场	4.95	178,200.00	176,998.44	1,201.56	2026
鲁北风电场	4.95	178,200.00	175,312.31	2,887.69	2028
绿荫塘风电场	7.75	279,000.00	278,714.50	285.50	2029
雪山风电场	8.50	306,000.00	288,917.41	17,082.59	2028
堵格一期风电场	10.00	360,000.00	346,293.53	13,706.47	2030
淌塘一期风电场	12.48	449,280.00	431,754.44	17,525.56	2031
小街一期风电场	16.00	-	-	-	-
淌塘二期风电场	12.00	-	-	-	-
井叶特西风电场	16.80	604,800.00	590,589.95	14,210.05	2033
沙马乃托一期风电场	5.00	-	-	-	-
大面山一期风电场	4.60	165,600.00	157,625.04	7,974.96	2035
大面山二期风电场	10.00	360,000.00	358,103.07	1,896.93	2032
大面山三期风电场	2.20	79,200.00	76,762.53	2,437.47	2036
金安农风光互补发电项目	2.00	52,000.00	49,921.45	2,078.55	2034

注：小街一期风电场、淌塘二期风电场和沙马乃托一期风电场为无补贴项目。

下面以拉马风电场为例列示具体测算过程：拉马风电场于 2014 年开始发电，装机容量 4.95 万千瓦。首先以项目全生命周期合理利用小时数 36,000.00 小时乘以装机容量 4.95 万千瓦，计算出全生命周期补贴电量为 178,200.00 万千瓦时。各年度补贴电量及剩余补贴电量具体如下：

单位：万千瓦时

年度	售电量	享受补贴电量	本年度结束后剩余补贴电量
全生命周期			178,200.00
2014年	4,564.58	4,564.58	173,635.42
2015年	12,507.92	12,507.92	161,127.50
2016年	14,036.52	14,036.52	147,090.97
2017年	13,833.88	13,833.88	133,257.10
2018年	12,815.94	12,815.94	120,441.16
2019年	13,849.74	13,849.74	106,591.41
2020年	15,337.98	15,337.98	91,253.43
2021年	14,298.96	14,298.96	76,954.47
2022年9月30日	9,938.52	9,938.52	67,015.95
2022年	3,594.16	3,594.16	63,421.79
2023年	13,776.77	13,776.77	49,645.03
2024年	13,776.77	13,776.77	35,869.26
2025年	13,776.77	13,776.77	22,091.49
2026年	13,776.77	13,776.77	8,314.72
2027年	13,776.77	8,314.72	-

由上表可知，拉马风电场于2027年达到全生命周期合理利用小时数。

上市公司已在《重组报告书》“第六章、一、（七）其他情况说明”补充披露相关内容。

（二）盐边能源已运营地调项目补贴价格的核准及测算情况

盐边能源的地调项目为红山光伏、攀水电屋顶光伏、集控中心屋顶光伏三个项目，其中集控中心屋顶光伏项目不享受补贴。

红山光伏项目和攀水电屋顶光伏项目（余电上网部分）标杆上网电价均为0.4012元/千瓦时。根据四川省发展和改革委员会发布的《四川省发展和改革委员会关于盐边县红格赖山垭口光伏电站上网电价的通知》，核定红山光伏项目上网电价为0.95元/千瓦时，因而红山光伏项目补贴电价为0.5488元/千瓦时，即（0.95-0.4012）元/千瓦时；根据《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发

展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）文件，分布式光伏补贴标准为0.42元/千瓦时，因此，分布式光伏项目攀水电屋顶光伏项目补贴电价即为0.4200元/千瓦时。

上市公司已在《重组报告书》“第六章、一、（七）其他情况说明”补充披露相关内容。

六、两次评估差异主要系装机容量、利用小时数、折现率、所得税率以及净资产等方面的差异所致，具备合理性；本次评估中同行业BETA（无财务杠杆）和债务成本与前次评估存在差异具备合理性

（一）两次评估差异较大的原因及合理性

本次评估以2022年9月30日为基准日，采用收益法评估，川能风电股东全部权益价值为646,780.53万元；前次评估以2019年12月31日为基准日，采用收益法评估，川能风电股东全部权益价值为207,165.91万元，本次评估与前次评估差异为439,614.62万元。

评估机构在进行收益法评估时，对于评估基准日标的公司的资产和负债，要按照经营性和非经营性进行重分类，对两次评估基准日川能风电的资产和负债重分类及对应评估结果汇总如下表：

单位：万元

资产负债重分类	序号	项目	前次评估	本次评估	两次差异
原始财务数据(1)	(5)	总资产	547,553.03	885,579.31	338,026.28
	(6)	总负债	346,664.62	521,085.55	174,420.93
	(7)	净资产	200,888.41	364,493.76	163,605.35
	(8)	少数股东权益	15,652.55	49,017.81	33,365.26
	(9)	归母净资产	185,235.86	315,475.95	130,240.09
资产重分类(2)	(10)	经营性资产负债账面价值	437,835.25	743,081.50	305,246.25
	(11)	溢余和非经营性资产负债账面价值	-2,757.42	70,810.91	73,568.33
	(12)	有息负债账面价值	234,189.42	449,398.65	215,209.23
	(8)	少数股东权益	15,652.55	49,017.81	33,365.26

资产负债重分类	序号	项目	前次评估	本次评估	两次差异
	(9)	归母净资产	185,235.86	315,475.95	130,240.09
评估结果 (3)	(13)	经营性资产负债评估值	461,618.39	1,123,041.50	661,423.11
	(14)	溢余和非经营性资产负债评估值	-2,757.42	71,087.74	73,845.16
	(15)	有息负债评估值	234,189.42	449,398.65	215,209.23
	(16)	少数股东权益评估值	17,505.64	97,950.06	80,444.42
	(17)	归母净资产评估值	207,165.91	646,780.53	439,614.62
评估增值 额(4)	(18)	经营性资产负债评估增值额	23,783.14	379,960.00	356,176.86
	(19)	溢余和非经营性资产负债评估增值额	-	276.83	276.83
	(20)	有息负债评估增值额	-	-	-
	(21)	少数股东权益评估增值额	1,853.09	48,932.25	47,079.16
	(22)	归母净资产评估增值额	21,930.05	331,304.58	309,374.53

注 1：前次评估以合并口径的自由现金流量表进行收益法预测，本次评估分别以母公司及各子公司自由现金流量表进行收益法预测，为便于比较，将本次评估各主体现金流量模拟汇总为合并现金流量表进行对比；

注 2：资产重分类原理：(9)=(5)-(6)-(8)=(10)+(11)-(12)-(8)；

注 3：评估结果差异分析原理：(3)=(2)+(4)，(17)=(9)+(22)。

由上表可知，两次评估差异约 44 亿元即为归母净资产评估值的差异[详见(17)]，以上差异由两方面原因所致：首先是评估基准日归母净资产账面价值的差异约 13 亿元[详见(9)]，其次为归母净资产评估增值额的差异约 31 亿元[详见(22)]。

1、评估基准日归母净资产差异对评估的影响约 13 亿元

其中归母净资产的差异主要系两次评估基准日之间经营所得累积，2020 年-2022 年 9 月川能风电累计实现归母净利润 12.34 亿元，与两次评估归母净资产差异 13 亿元金额较为接近（差额系股东投入）。权益的增加相应形成资产，在不考虑该资产评估增减值的情形下，则会等额的影响归母净资产评估值。

2、归母净资产评估增值额差异对评估的影响约 31 亿元

根据重分类后的各项资产负债及其对应的评估结果，评估增值差异较大的项目主要为经营性资产负债。两次评估经营性资产负债增值额差异较大，首先是由于前次评估基准日后新获取的项目增值额较大，其次是由于前次评估基准日存量项目期后经营情况以及外部环境变化的影响，具体分析如下：

(1) 新增项目增值影响 13.34 亿元

川能风电本次评估纳入评估范围的新能源发电项目共计 18 项，总装机容量 122.42 万千瓦；前次评估纳入评估范围的新能源发电项目共计 14 项，总装机容量 81.92 万千瓦。

本次评估纳入评估范围的新能源发电项目新增 4 项，即淌塘一期、小街一期、淌塘二期风电项目和集控中心屋顶光伏项目；新增总装机容量 40.50 万千瓦。若要剔除以上 4 个项目收益法增值额，即将以上 4 个项目相关经营性资产负债按照非经营性项目进行评估，经测算将导致川能风电经营性资产负债评估增值额减少 14.04 亿元，导致川能风电归母净资产评估增值额减少 13.34 亿元。

(2) 前次评估基准日后存量项目经营情况和外部环境变化影响 17.88 亿元

1) 前次存量项目利用小时数提升影响 5 亿元

在两次评估相同的电场中，前次评估对于当时在建的堵格一期风电场、井叶特西风电场、沙马乃托一期风电场和大面山三期风电场的利用小时数采用可研报告的数据进行预测，上述相关风电场在本次评估基准日时已达到投产状态，本次评估根据该等各风电场自投产以来的完整年的利用小时平均数进行预测，两次评估的利用小时数预测有较大差异。

序号	项目名称	前次评估基准日项目状态	本次评估基准日项目状态	投产时间	装机容量(万千瓦)	前次评估利用小时数	本次评估利用小时数	差异	差异率
1	拉马风电场	投产	投产	2014 年 10 月	4.95	2,732.23	2,783.19	50.95	2%
2	鲁南风电场	投产	投产	2014 年 10 月	4.95	3,146.94	3,164.41	17.48	1%
3	鲁北风电场	投产	投产	2017 年 1 月	4.95	3,261.94	3,194.60	-67.34	-2%
4	绿荫塘风电场	投产	投产	2017 年 12 月	7.75	3,163.27	3,225.18	61.91	2%
5	雪山风电场	投产	投产	2018 年 11 月	8.50	3,757.61	3,646.51	-111.10	-3%
6	堵格一期风电场	在建	投产	2020 年 10 月	10.00	2,629.17	3,790.87	1,161.70	44%
7	井叶特西风电场	在建	投产	2020 年 12 月	16.80	2,236.23	2,929.65	693.42	31%
8	沙马乃托一期风电场	在建	投产	2021 年 10 月	5.00	2,339.54	3,749.22	1,409.68	60%
9	大面山一期风电场	投产	投产	2016 年 1 月	4.60	1,827.39	1,733.69	-93.71	-5%
10	大面山二期风电场	投产	投产	2018 年 1 月	10.00	2,535.60	2,352.21	-183.38	-7%
11	大面山三期风电场	在建	投产	2020 年 3 月	2.20	2,073.64	2,178.87	105.24	5%
12	红山光伏电站	投产	投产	2015 年 8 月	0.20	1,698.13	1,617.03	-81.10	-5%

序号	项目名称	前次评估基准日项目状态	本次评估基准日项目状态	投产时间	装机容量(万千瓦)	前次评估利用小时数	本次评估利用小时数	差异	差异率
13	金安光伏电站	投产	投产	2017年6月	2.00	1,631.84	1,544.57	-87.27	-5%
14	攀水电屋顶光伏项目	投产	投产	2017年6月	0.023	1,086.28	1,018.57	-67.70	-6%

若在本次收益法预测中,将前述风电场的预测期有效利用小时数替换成前次评估数据,经测算将导致川能风电经营性资产负债评估增值额减少 7.52 亿元,导致川能风电归母净资产评估增值额减少 5 亿元。

2) 折现率下降影响 9.57 亿元

前次评估折现率平均数为 8.81%,自 2019 年末以来,折现率的各参数大多呈下行趋势,本次评估资本结构 D/E 和平均无杠杆 BETA 选取川能动力、银星能源、中闽能源、节能风电、嘉泽新能、江苏新能、金开新能 7 家同行业上市公司的平均值。无风险报酬率为 10 年期国债在评估基准日的到期年收益率,市场风险溢价为中国市场风险溢价=中国股票市场平均收益率-中国无风险利率。

其中:中国股票市场平均收益率以沪深 300 指数的历史数据为基础,从 Wind 资讯行情数据库选择沪深 300 指数截至评估基准日的月度数据,采用移动算术平均方法进行测算;中国无风险利率以上述距离评估基准日剩余期限为 10 年期的全部国债到期收益率表示。本次评估,川能风电下属项目公司选取的折现率平均数约为 7.39%,与前次评估的主要参数差异如下:

项目	前次评估	本次评估	差异
无风险收益率	3.14%	2.76%	-0.38%
市场风险溢价	7.12%	7.28%	0.16%
同行业上市公司 BETA(无财务杠杆)	0.6617	0.4978	-0.1639
企业特定风险调整系数 Rc	2.00%	2.00%	0.00%
债务成本	4.80%	3.80%	-1.00%

由上表可知,较前次评估,本次评估除市场风险溢价略有提升以外,折现率的其他各项参数均有所下降,导致本次评估折现率低于前次评估。若将本次评估折现率的无风险收益率、市场风险溢价、债务成本均修改为前次评估数据,经测

算将导致川能风电经营性资产负债评估增值额减少 11.42 亿元，导致川能风电归母净资产评估增值额减少 9.57 亿元。

以上无风险利率和市场风险溢价系客观数据，贝塔值和债务成本变动的合理性分析参见本回复“问题 6、六、（二）BETA（无财务杠杆）和债务成本变动的合理性”相关分析。

3) 所得税率下降影响 3.31 亿元

前次评估采用的企业所得税率为 25%，本次评估 2030 年以前（含）采用的企业所得税率为 15%。主要原因系 2020 年之前四川省风电行业尚未纳入西部大开发的税收优惠名录，根据国家发展和改革委员会于 2021 年 1 月 26 日正式发布《西部地区鼓励类产业目录（2020 年本）》（国家发展和改革委员会令 2021 年第 40 号），四川省风电行业纳入税收优惠名录，自 2021 年 3 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，川能风电开始享受 15% 的企业所得税优惠政策。

本次评估若不考虑以上税收优惠，经测算将导致川能风电经营性资产负债评估增值额减少 3.80 亿元，导致川能风电归母净资产评估增值额减少 3.31 亿元。

综上所述，两次评估值差异约 44 亿元，主要系净资产、装机容量、利用小时数、折现率以及所得税率等方面的差异所致，两次评估根据各自评估时点的相关实际情况进行预测，具备合理性。

（二）BETA（无财务杠杆）和债务成本变动的合理性

两次评估的 BETA 和债务成本对比如下：

项目	前次评估	本次评估	差异
同行业上市公司 BETA(无财务杠杆)	0.6617	0.4978	-0.1639
债务成本	4.80%	3.80%	-1.00%

1、BETA（无财务杠杆）变动的合理性

BETA（无财务杠杆 β_U ）计算公式如下： $\beta_U = \beta_L / [1 + (1-t) * D/E]$ 。

标的公司 β_U 主要受可比公司的范围及可比公司相对于资本市场波动（ β_L ）的影响。前次评估计算 β_U 时选取的可比公司为中闽能源、嘉泽新能、节能风电

和东方能源（东方能源已更名为电投产融，主营业务自 2019 年之后变更为金融业务）；本次评估选取的可比公司为银星能源、中闽能源、节能风电、嘉泽新能、江苏新能、金开新能以及川能动力。

根据被评估单位的业务特点，本次评估人员通过 WIND 资讯系统查询了 7 家 A 股可比上市公司的 β_L 值（起始交易日期：2019 年 9 月 30 日；截止交易日期：2022 年 9 月 30 日），具体数据见下表：

序号	证券代码	证券名称	β_L （三年）	D/E（%）	T（%）	β_U
1	000155.SZ	川能动力	1.2353	27.1619	25.00	1.02624
2	000862.SZ	银星能源	0.5188	97.9213	15.00	0.28314
3	600163.SH	中闽能源	0.8754	28.5525	25.00	0.72100
4	601016.SH	节能风电	0.6033	107.6176	25.00	0.33384
5	601619.SH	嘉泽新能	0.3768	33.9905	15.00	0.29234
6	603693.SH	江苏新能	0.7908	35.4967	25.00	0.62453
7	600821.SH	金开新能	0.4513	162.2631	25.00	0.20357
平均			0.6931	70.4291	-	0.49781

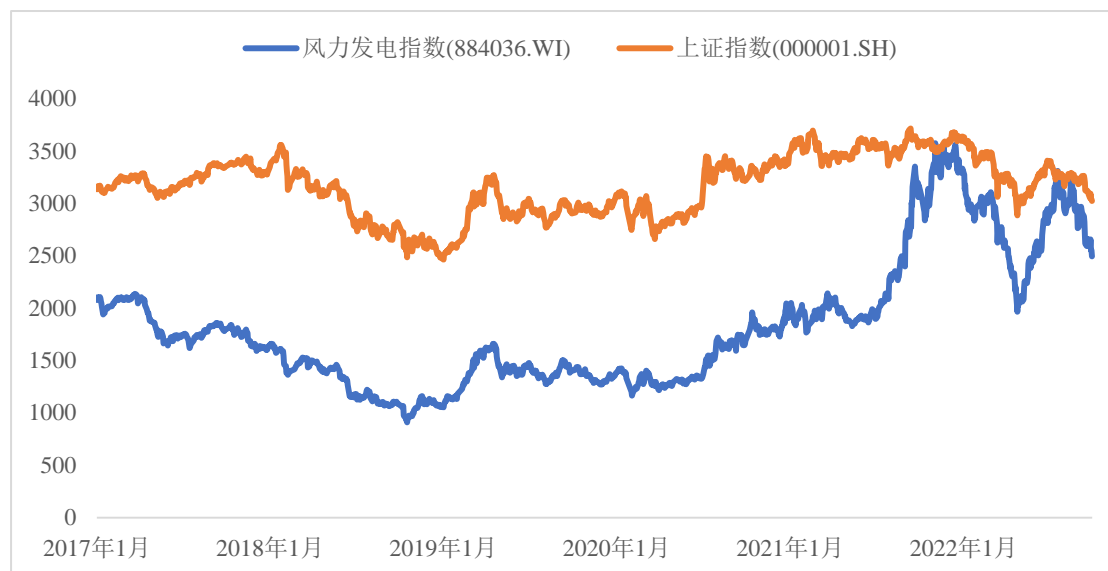
前次评估人员的 β_U 测算过程如下表：

序号	证券代码	证券名称	β_L （100 周）	D/E（%）	T（%）	β_U
1	600163.SH	中闽能源	0.8837	56.5020	25.00	0.6207
2	601016.SH	节能风电	1.0405	125.5384	25.00	0.5359
3	601619.SH	嘉泽新能	0.8478	65.4100	15.00	0.5449
4	000958.SZ	东方能源	1.4519	53.6013	0.00	0.9452
平均			1.0560	75.2629	-	0.6617

经测算，前次评估选取的可比公司在本次评估基准日 2022 年 9 月 30 日的 β_U 为 0.4490，与本次评估 β_U 数据相近，因而 β_U 变动的主要原因系风电可比公司相较资本市场波动（ β_L ）的影响。

前次评估 β_L 取值区间为评估基准日前 100 周（约 2 年），本次评估 β_L 取值区间为评估基准日前 3 年。2018 年-2019 年期间 WIND 风力发电指数（884036）与上证指数波动趋势较为一致，前次评估可比公司 β_L 接近于 1；2019 年 10 月至 2022 年 9 月期间 WIND 风力发电指数（884036）与上证指数波动趋势存在一段时间反向波动，即 2021 年下半年大盘横盘期间风力发电指数快速上涨，这一段

时间会出现较多风力发电指数变动趋势与上证指数相反的情况，从而使得该期间内大量的 β_L 为负，并且该区间风电行业指数波动较为剧烈，导致 β_L 负值绝对值较大，因而本次评估同行业可比公司的 β_L 低于前次评估具备合理性。



注：根据 wind 资讯数据统计。

综上，由于本次评估 β_L 取值区间风电行业指数较大盘指数波动导致本次评估 β_U 与前次评估存在差异具备合理性。

2、债务成本变动的合理性

债务成本变动的主要原因为参数选取方法不同以及 LPR 下行导致债务成本下降。前次评估选取基准日 5 年期 LPR 作为债务成本，而本次评估选取的是标的公司实际的借款利率作为债务成本。风力、光伏发电企业的贷款具有与其他行业不同的特殊性，其贷款金额大（约占建设总投资额的 70%-80%），单笔贷款时间长（一般约为 10-15 年），并且贷款金额逐年减少，鉴于该行业融资的特殊性，相比于市场 LPR，选取其自身的借款利率作为债务成本更合理。同时，本次评估基准日较前次评估基准日，5 年期 LPR 已经由 4.8% 下降到 4.3%，债务成本也相应呈下降趋势。

七、政策变化难以量化预计，最近一年政策变化未对标的公司平均电价产生不利影响，保障利用小时数保持不变的假设具备合理性；

标杆电价和市场交易电价的差异主要体现为丰水期差异较大，上述假设对收益法评估结果的影响较小

(一) 政策变化难以量化预计，最近一年政策变化未对标的公司平均电价产生不利影响，保障利用小时数保持不变的假设具备合理性

1、电力市场化改革政策背景下，保障利用小时数呈下降趋势，但难以量化预计

(1) 四川省最近两年电力市场化改革政策变化情况

2021年12月，四川省经信厅、发改委、能监办、能源局联合发布《四川省2022年省内电力市场交易总体方案》，自2022年开始，风电和光伏纳入市场化交易。2022年和2023年四川省风电和光伏市场化交易方案对比如下表：

年份	2022年		2023年	
政策依据	《四川省2022年省内电力市场交易总体方案》《2022年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划》		《四川省2023年省内电力市场交易总体方案》《2023年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划》	
发电类型	风电	光伏	风电	光伏
保障小时数	1,800	1,300	800	600
其中：5-10月	630	455	800	600
1-4月、11-12月	1,170	845	0	0

由上表可知，2023年相较2022年保障利用小时数总体下降，但丰枯水期分配比例同样发生变化，导致2023年丰水期的保障利用小时数高于2022年。

四川省风力和光伏发电参与市场化交易时间较短，且每年政策的有效期限仅为当年度，保障利用小时数的变动难以量化预计。

(2) 本次评估假设与同行业上市公司可比交易保持一致

根据《天津广宇发展股份有限公司关于深圳证券交易所<关于对天津广宇发展股份有限公司的重组问询函>的回复公告》(2021年1月重大资产置换实现新能源业务整体上市)：“预测销售收入主要考虑电价和上网电量等，对于有市场化

交易的地区，如果近两年一期市场化交易占比无明显变化或变化趋势不一致，按照平均占比进行预测；如果有明显变化趋势又因未来年度增减幅度不可知，出于谨慎性原则按照评估基准日的占比进行预测。因此，未来的销售收入已经考虑了相关市场化交易占比变动对评估值的影响。”

根据《龙源电力集团股份有限公司换股吸收合并内蒙古平庄能源股份有限公司及重大资产出售及支付现金购买资产暨关联交易报告书》（2022年1月吸并平庄能源实现新能源业务A+H上市）：“（五）东北新能源评估情况……6、收益法评估具体情况……（3）净现金流量预测……1）营业收入预测……④上网电量：上网电量分为基数上网电量、外送电量和商业化运营上网电量（电力交易中心竞价电量），本次评估根据历史年度占上网电量的比例进行预测。”

广宇发展和龙源电力重大资产重组收购的风电行业标的公司，其预测期保障性收购电量和市场化交易电量的占比以报告期的历史数据为依据，报告期虽有明显变化趋势但未来年度变动数据不可知，亦难以量化在评估模型中。本次交易标的公司保障利用小时数在报告期虽呈下降趋势，但未来变动数据不可知，以最近一期的数据作为预测依据的评估假设与同行业可比交易案例保持一致。

2、四川省 2023 年保障利用小时数较 2022 年下降导致参与市场化交易电量增多，但同时保障利用小时数分配政策的变化导致市场化电价较低的丰水期市场化交易电量亦减少，整体而言对标的公司平均电价影响较小

四川省的主要发电类型为水电，因而四川省各月份的市场化交易电价主要受水电价格影响。具体为，枯水期（1-4 月和 12 月），水电供给相对较少，市场化电价则较高并接近于燃煤标杆电价 0.40 元/千瓦时，平水期（5 月和 11 月）电价接近 0.26 元/千瓦时，丰水期（6-10 月）电价则接近 0.13 元/千瓦时。

根据本题“四、报告期各期交易标的年度、月度合同约定电价情况”披露的市场化合同电价，枯水期市场化电价与保障性收购标杆电价相近，其对标的公司平均电价影响较小；丰水期市场化电价较低且与保障性收购标杆电价差距较大，其对平均电价影响较大。

如前所述，四川省风电和光伏保障利用小时数 2023 年较 2022 年总体下降，

但在丰水期却有所提升，即 2023 年参与市场化交易的电量总体增多，但丰水期参与市场化交易的电量同比减少，综合来看对标的公司的平均电价影响较小。

2022 年和 2023 年各项目的平均电价（含补贴不含税）如下：

单位：元/千瓦时

项目	2022 年	2023 年
拉马风电场	0.51	0.52
鲁南风电场	0.51	0.51
鲁北风电场	0.51	0.51
绿荫塘风电场	0.51	0.52
雪山风电场	0.51	0.51
堵格一期风电场	0.49	0.48
淌塘一期风电场	0.43	0.41
井叶特西风电场	0.52	0.51
沙马乃托一期风电场	0.31	0.30
大面山一期风电场	0.51	0.53
大面山二期风电场	0.52	0.52
大面山三期风电场	0.52	0.52
金安农风光互补发电项目	0.70	0.71
红山光伏发电项目	0.81	0.82
攀枝花水电屋顶光伏项目	0.96	0.80
集控屋顶光伏项目	0.24	0.36
综合	0.49	0.48

由上表可知，2023 年保障利用小时数降低后，川能风电各电场的平均电价变化趋势不尽相同，整体电价保持稳定。

综上，电力市场化交易政策的变化难以量化预计，保障利用小时数保持不变的假设与同行业可比交易保持一致，且最近一年政策变化未对标的公司平均电价产生不利影响，本次收益法评估中 2023 年及以后风光保障利用小时数保持不变的假设具备合理性。

（二）标杆电价和市场交易电价的差异主要体现为丰水期差异较大，上述假设对收益法评估结果的影响较小

1、标杆电价和市场交易电价的差异主要体现为丰水期差异较大，而标的公司丰水期发电量占比较低，丰水期较低的市场化交易电价对标的公司平均电价影响较小

如前所述，枯水期市场化电价与保障性收购标杆电价相近，对标的公司平均电价影响较小；丰水期市场化电价与保障性收购标杆电价差距较大，对平均电价影响较大。以会东能源拉马结算单元（包括拉马、鲁南、鲁北、绿荫塘、雪山风电场）2022年市场化电价为例，各月市场化电价情况如下：

单位：元/千瓦时

时间	1月	2月	3月	4月	5月	6月
电价	0.40	0.40	0.40	0.40	0.26	0.13
时间	7月	8月	9月	10月	11月	12月
电价	0.13	0.13	0.13	0.13	0.26	0.40

标的公司各风电场所处区位的气候特点具有明显的季节性，每年一季度和四季度为大风季，与枯水期时间接近；每年二季度和三季度为小风季，与丰水期时间接近。拉马结算单元五个风电场最近三年不同水期的发电量占比情况如下：

项目名称	年度	枯水期	平水期	丰水期
拉马风电场	2020年	63.89%	13.72%	22.39%
	2021年	58.80%	18.28%	22.92%
	2022年	62.37%	15.31%	22.32%
鲁南风电场	2020年	58.89%	14.53%	26.58%
	2021年	55.76%	17.56%	26.67%
	2022年	58.35%	16.44%	25.21%
鲁北风电场	2020年	58.21%	15.49%	26.30%
	2021年	55.26%	16.67%	28.07%
	2022年	59.61%	15.45%	24.94%
绿荫塘风电场	2020年	61.65%	15.03%	23.32%
	2021年	57.23%	18.71%	24.06%
	2022年	63.66%	15.31%	21.03%
雪山风电场	2020年	59.57%	16.30%	24.13%
	2021年	56.49%	18.73%	24.78%
	2022年	61.26%	15.71%	23.03%

由上表可知，丰水期的发电量占全年发电量的比例较低，因而丰水期较低的市场化交易电价对标的公司平均电价影响较小。

2、保障利用小时数保持不变的假设对收益法评估结果影响较小

根据《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》和《国家能源局关于2020年度全国可再生能源电力发展监测评价结果的通报国能发新能[2021]31号》，其载明列示的全国风电重点地区2016年和2020年保障性收购小时数如下表：

资源区	地区	2016年保障小时数	2020年保障小时数
I类	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟呼伦贝尔市以外其他地区	2,000	2,000
	新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市	1,900	1,900
II类	内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	1,900	1,900
	河北省张家口市	2,000	1,900
	甘肃省嘉峪关市、酒泉市	1,800	1,800
III类	甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区	1,800	1,800
	新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区	1,800	1,800
	吉林省白城市、松原市	1,800	1,800
	黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区	1,900	1,900
	宁夏回族自治区	1,850	1,850
IV类	黑龙江省其他地区	1,850	1,850
	吉林省其他地区	1,800	1,800
	辽宁省	1,850	1,850
	山西省忻州市、朔州市、大同市	1,900	1,900

全国光伏重点地区2016年和2020年保障性收购小时数如下表：

资源区	地区	2016年保障小时数	2020年保障小时数
I类	宁夏	1,500	1,500
	青海海西	1,500	1,500
	甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌金口	1,500	1,500

资源区	地区	2016年保障小时数	2020年保障小时数
	新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	1,500	1,500
	内蒙除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区	1,500	1,500
II类	青海除I类外其他地区	1,450	1,450
	甘肃除I类外其他地区	1,400	1,400
	新疆除I类外其他地区	1,350	1,350
	内蒙赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔	1,400	1,400
	黑龙江	1,300	1,300
	吉林	1,300	1,300
	辽宁	1,300	1,300
	河北承德、张家口、唐山、秦皇岛	1,400	1,400
	山西大同、朔州、忻州	1,400	1,400
	陕西榆林、延安	1,300	1,300

由以上数据可知，从2016年至2020年期间，风电和光伏重点区域保障性收购小时数变动很少，仅河北省张家口市风电保障性收购小时数下降了100小时。从全国来看，风电和光伏保障性收购小时数下降较慢。

如前所述，四川省2023年相较2022年风电和光伏的保障利用小时数虽下降较多，但对发电企业有实质影响的丰水期保障利用小时数反而是上升的。以下按照2024年标的公司风电和光伏保障利用小时数分别下降100小时和200小时，对各标的公司100%股权评估值及标的资产交易作价的影响数模拟测算如下：

序号	被评估资产	下降100小时		下降200小时	
		对估值影响 (万元)	占原估值 比例	对估值影响 (万元)	占原估值 比例
①	川能风电100%股权	14,241.92	2.20%	29,350.60	4.54%
②	美姑能源100%股权	4,409.66	3.29%	8,819.42	6.58%
③	盐边能源100%股权	1,953.38	2.00%	4,308.27	4.41%
④	本次交易作价(④=①*30%+②*26%+③*5%)	5,516.76	2.36%	11,313.64	4.84%

由上表可知，保障利用小时数下降100小时、200小时对标的资产交易作价影响比例分别为2.36%和4.84%，占比较小，保障利用小时数保持不变的假设对收益法评估结果的影响较小。

综上，标杆电价和市场交易电价的差异在丰水期较大，而标的公司丰水期发电量占比较低，丰水期较低的市场化交易电价对平均电价影响较小；保障利用小时数保持不变的假设对收益法评估结果的影响较小。

八、四川省标杆电价自 2016 年以来未发生变化，交易标的标杆电价在预测期保持不变具备合理性；最近两年风电、光伏参与市场化交易的销售均价变动较小且无显著趋势性，2023 年以及未来市场化电价预测保持不变具备合理性

（一）四川省标杆电价自 2016 年以来未发生变化，交易标的标杆电价在预测期保持不变具备合理性

根据四川省发展和改革委员会《关于降低四川电网燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格有关事项的通知》（川发改价格[2016]6 号），四川省电网统调燃煤机组标杆上网电价（含环保电价）为 0.4012 元/千瓦时，自 2016 年以来，四川省燃煤标杆电价再未发生变化，本次评估标杆电价保持不变具备合理性。

（二）四川省市场化交易电价由供需双方报价产生，无明显变动趋势，2023 年以及未来市场化电价预测具备合理性

四川省水电自 2017 年开始参与市场化交易，风电、光伏自 2022 年开始参与市场化交易。根据四川电力交易中心有限公司发布的年度交易数据，最近五年，四川省市场化交易年度均价情况如下表：

单位：元/千瓦时

年份	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年
水电	0.223	0.218	0.204	0.209	0.224
风电	-	-	-	-	0.334
光伏	-	-	-	-	0.192

由上表可知，从交易时间较长的水电来看，市场化电价并无明显的趋势性变化；由本题之“四、报告期各期交易标的年度、月度合同约定电价情况”披露的电价数据可知，自实施风力、光伏发电市场化交易以来，标的公司电价变动幅度较小。

鉴于市场化交易电价无明显变动趋势，风电、光伏参与市场化交易历史较短且价格变动幅度较小，以最近的价格作为未来预测依据具备合理性。

九、本次评估中已投产的在建项目与前次可研报告在有效利用小时数方面存在较大差异的原因，前述因素在本次可研报告预测中影响较小，小街一期项目和淌塘二期项目前期风力资源勘测情况和风力发电利用小时数与周边项目可比，相关预测具备合理性

(一)本次评估中已投产的在建项目与前次可研报告在有效利用小时数方面存在较大差异的原因，前述因素在本次可研报告预测中影响较小

四川省属于风能 IV 类资源区，从全省整体来看，四川省属于风资源相对不足的地区，因而前期编制可研报告时相对保守；同时，早期项目的可研报告出具时间和项目实际投产时间间隔较长，设备技术水平也有所提高，以上因素共同导致早期项目的实际利用小时数和可研报告数据之间差距较大。

项目	可研报告出具时间	项目投产时间	时间间隔
井叶特西	2015 年 5 月	2020 年 12 月	5 年半
沙马乃托一期	2016 年 11 月	2021 年 10 月	5 年
堵格一期	2016 年 4 月	2020 年 10 月	4 年半
淌塘一期	2017 年 12 月	2021 年 12 月	4 年
大面山三期	2017 年 1 月	2020 年 3 月	3 年

截至本次评估基准日，在建的小街一期和淌塘二期项目在编制可研报告时，已有同处会东县的其他已运营项目作为参考，且投产时间与可研报告出具时间间隔较短，前述因素在本次可研报告预测中影响较小。

项目	可研报告出具时间	项目投产时间	时间间隔
小街一期	2021 年 9 月	2023 年 6 月	近 2 年
淌塘二期	2021 年 12 月	2024 年 1 月	2 年

(二)小街一期项目和淌塘二期项目前期风力资源勘测情况和风力发电利用小时数与周边项目可比，相关预测具备合理性

根据华东勘测设计研究院有限公司出具的《四川省凉山州会东县小街一期风

《风电工程可行性研究报告》载明的会东县境内各风电场风力资源情况以及标的公司提供的各风电场实际利用小时数情况如下表：

项目	地理位置	场址高度 (m)	Scada 数据 2019 年机组平均风速 (m/s)	2019 年利用小时数 (h)
拉马	会东县拉马乡东侧山脊	2850-3080	6.62	2,797.93
鲁南	会东县鲁南乡东北山脊	2800-3050	6.61	3,242.50
鲁北	会东县鲁南乡东北山脊	2750-3120	6.77	3,559.81
绿荫塘	会东县柏杉南部山脊	3150-3350	6.41	3,241.32
雪山	会东县雪山乡东北山脊	3050-3300	7.93	3,780.83
项目	地理位置	场址高度 (m)	测风塔 85m 高度年平均风速 (m/s)	可研年利用小时数 (h)
小街一期	会东县双堰乡、铅锌镇与文箐乡之间山脊	2820-3200	6.5-8.5	2,879
淌塘二期	会东县岩坝乡与铁厂沟之间山脊	2900-3250	7.3-7.8	2,838

注：Scada(Supervisory Control And Data Acquisition)，即数据采集与监视控制系统，为电力行业常用的监视和控制系统。

由上表可知小街一期项目和淌塘二期项目前期风力资源勘测情况与同处会东县的已运营项目接近，在建项目可研报告预测的利用小时数与可比项目利用小时数所处区间的下限接近，因而在建项目利用小时数的预测合理谨慎。

十、报告期平均有效利用小时数呈现下降趋势系偶然因素，收益法评估中有效利用小时数按照各电场历史平均数预测符合标的公司实际情况，预测方法合理谨慎

川能风电下属投产时间超过 3 年的各风电场自投产以来各年度有效利用小时数如下表：

单位：小时/年

项目	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年
拉马	2,526.85	2,835.66	2,794.72	2,589.08	2,797.93	3,098.58	2,888.68	2,733.87
鲁南	3,110.98	3,238.67	3,118.14	3,070.04	3,242.50	3,426.70	3,126.29	2,983.33
鲁北	-	-	-	3,151.57	3,559.81	3,547.45	3,057.32	2,908.93

项目	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年
绿荫塘	-	-	-	3,088.53	3,241.32	3,479.27	3,224.94	3,109.38
雪山	-	-	-	-	3,780.83	3,919.86	3,634.34	3,301.82

由上表可知，不同风电场有效利用小时数变动趋势具有同步性；同时，上表各风电场均位于会东县，说明各风电场有效利用小时数变动与当年会东县的风资源情况有关。

由上表可知，2015年、2018年和2022年系风资源较差年份，2016年、2017年、2019年和2021年系风资源一般年份，2020年则为风资源较好年份。从长期的历史数据来看，有效利用小时数并无明显的单向趋势，而具有一定的偶发性和不可预见性的特点，因而有效利用小时数按照各电场历史平均数预测符合标的公司实际情况，预测方法合理谨慎。

十一、四川省风力、光伏发电项目的规划与电网消纳能力、下游电力需求相匹配，售电量的预测未考虑弃风、弃光因素具备合理性

（一）报告期四川省不存在弃风、弃光情形

四川省的电网建设相对完善，电力需求较大，2020年至2022年风电利用率均为100%，处于全国各省份的第一梯队。根据全国新能源消纳监测预警中心统计的数据，2020年至2022年各省份的风电利用率情况如下表所示：

序号	省份	2022年	2021年	2020年
1	上海	100.00%	100.00%	100.00%
2	江苏	100.00%	100.00%	100.00%
3	浙江	100.00%	100.00%	100.00%
4	安徽	100.00%	100.00%	100.00%
5	福建	100.00%	100.00%	100.00%
6	湖北	100.00%	100.00%	100.00%
7	重庆	100.00%	100.00%	100.00%
8	四川	100.00%	100.00%	100.00%
9	西藏	100.00%	100.00%	100.00%
10	广西	100.00%	100.00%	100.00%
11	海南	100.00%	100.00%	100.00%

序号	省份	2022 年	2021 年	2020 年
12	北京	100.00%	100.00%	99.70%
13	天津	100.00%	100.00%	99.80%
14	江西	99.90%	99.90%	100.00%
15	广东	99.90%	100.00%	100.00%
16	云南	99.90%	99.90%	99.40%
17	贵州	99.70%	99.50%	99.70%
18	辽宁	98.50%	98.00%	99.00%
19	宁夏	98.50%	97.60%	97.80%
20	山西	98.30%	97.50%	97.00%
21	黑龙江	98.20%	98.10%	99.50%
22	河南	98.20%	98.30%	99.80%
23	山东	97.90%	98.50%	96.80%
24	湖南	97.40%	99.00%	94.50%
25	陕西	95.80%	97.70%	96.70%
26	河北	95.60%	95.40%	95.30%
27	新疆	95.40%	92.70%	89.70%
28	吉林	95.20%	97.10%	97.60%
29	甘肃	93.80%	95.90%	93.60%
30	蒙西	92.90%	91.10%	93.00%
31	青海	92.70%	89.30%	95.30%
32	蒙东	90.00%	97.60%	97.70%
全国平均		96.80%	96.90%	96.50%

2020 年至 2022 年各省份的光伏利用率情况如下表所示：

序号	省份	2022 年	2021 年	2020 年
1	上海	100.00%	100.00%	100.00%
2	江苏	100.00%	100.00%	100.00%
3	浙江	100.00%	100.00%	100.00%
4	安徽	100.00%	100.00%	100.00%
5	福建	100.00%	100.00%	100.00%
6	湖北	100.00%	100.00%	100.00%
7	重庆	100.00%	100.00%	100.00%
8	四川	100.00%	100.00%	100.00%

序号	省份	2022年	2021年	2020年
9	广西	100.00%	100.00%	100.00%
10	海南	100.00%	100.00%	100.00%
11	北京	100.00%	100.00%	100.00%
12	天津	100.00%	99.90%	100.00%
13	江西	100.00%	100.00%	100.00%
14	广东	100.00%	100.00%	100.00%
15	湖南	100.00%	100.00%	99.90%
16	云南	99.50%	99.80%	99.50%
17	山西	99.50%	99.10%	97.00%
18	河南	99.50%	99.90%	100.00%
19	贵州	99.40%	99.60%	99.40%
20	辽宁	99.30%	99.60%	100.00%
21	黑龙江	98.90%	99.60%	100.00%
22	蒙东	98.60%	99.40%	99.60%
23	山东	98.50%	99.10%	99.00%
24	吉林	98.20%	98.90%	98.80%
25	甘肃	98.20%	98.50%	97.80%
26	河北	98.00%	98.20%	98.70%
27	陕西	97.80%	98.00%	97.10%
28	宁夏	97.40%	97.50%	97.50%
29	蒙西	97.40%	96.50%	96.40%
30	新疆	97.20%	98.30%	95.40%
31	青海	91.10%	86.20%	92.00%
32	西藏	80.00%	80.20%	74.60%
全国平均		98.30%	98.00%	98.00%

川能风电已建成的风电和光伏项目均位于四川省，最近三年均不存在弃风和弃光的情形。

（二）四川省电网能够消纳规划新增的风力、光伏项目

根据 2022 年 12 月四川省人民政府印发的《四川省电源电网发展规划（2022~2025 年）》（以下简称“规划”），至 2025 年，四川省电力装机规模达到 16,560 万千瓦，……“三州一市”光伏基地和凉山州风电基地加快建设。2025

年电源发展主要目标如下表：

指标	2021 年	2025 年	年均增长
全社会用电量（亿千瓦时）	3,275	4,870	10.40%
总装机（万千瓦）	11,495	16,560	9.60%
水电装机（万千瓦）	8,947	10,600	4.30%
火电装机（万千瓦）	1,825	2,760	10.90%
风电装机（万千瓦）	527	1,000	17.40%
光伏发电装机（万千瓦）	196	2,200	83.00%

由上表可知，四川省总发电装机容量的增长率低于预计全社会用电量增长率。

此外，根据规划，四川省已建成覆盖 21 个市（州）的 500 千伏骨干主网架，形成资源富集地连接成都等负荷中心的电力汇集送出通道，2021 年，全省 500 千伏交流输电线路达 18,351 公里、居全国第 1 位。与华东、西北、重庆、西藏等电网相联，建成“五直八交”省际输电通道，最大外送能力 3,860 万千瓦。“十三五”以来累计外送电量 8,066 亿千瓦时，每年外送电量占全省发电量的 1/3 左右。规划指出，至 2025 年四川省将建成 1,000 千伏特高压交流输变电工程，完成攀西电网优化工程，实现四川主网架提档升级，新增甘孜、阿坝、攀西地区电源汇集输送能力 1,300 万千瓦。四川电网 500 千伏“立体环网”加快建设，省内受端电网明显强化，新增供电能力 2,000 万千瓦以上。2025 年电网发展主要目标如下表：

指标	2021 年	2025 年	年均增长
1000 千伏输电线路（公里）	-	2,230	-
1000 千伏变电站（座）	-	4	-
1000 千伏变电容量（万千伏安）	-	2,400	-
500 千伏输电线路（公里）	18,351	23,254	6.10%
500 千伏变电站（座）	58	70	4.80%
500 千伏变电容量（万千伏安）	9,775	13,950	9.30%

综上，四川省发电装机容量的建设规划与全社会用电需求相匹配，且电网输配电能力进一步强化，四川省电网能够消纳规划新增的风力、光伏项目。售电量的预测未考虑弃风、弃光因素具备合理性。

十二、预测期电损比率系根据电量预测数据反算，不影响收益法计算结果，淌塘二期风电场电损比率显著低于淌塘一期系两风电场地理位置相距较远并无更高的相关性所致，具备合理性

各电场历史期及预测期电损率情况如下表：

单位：%

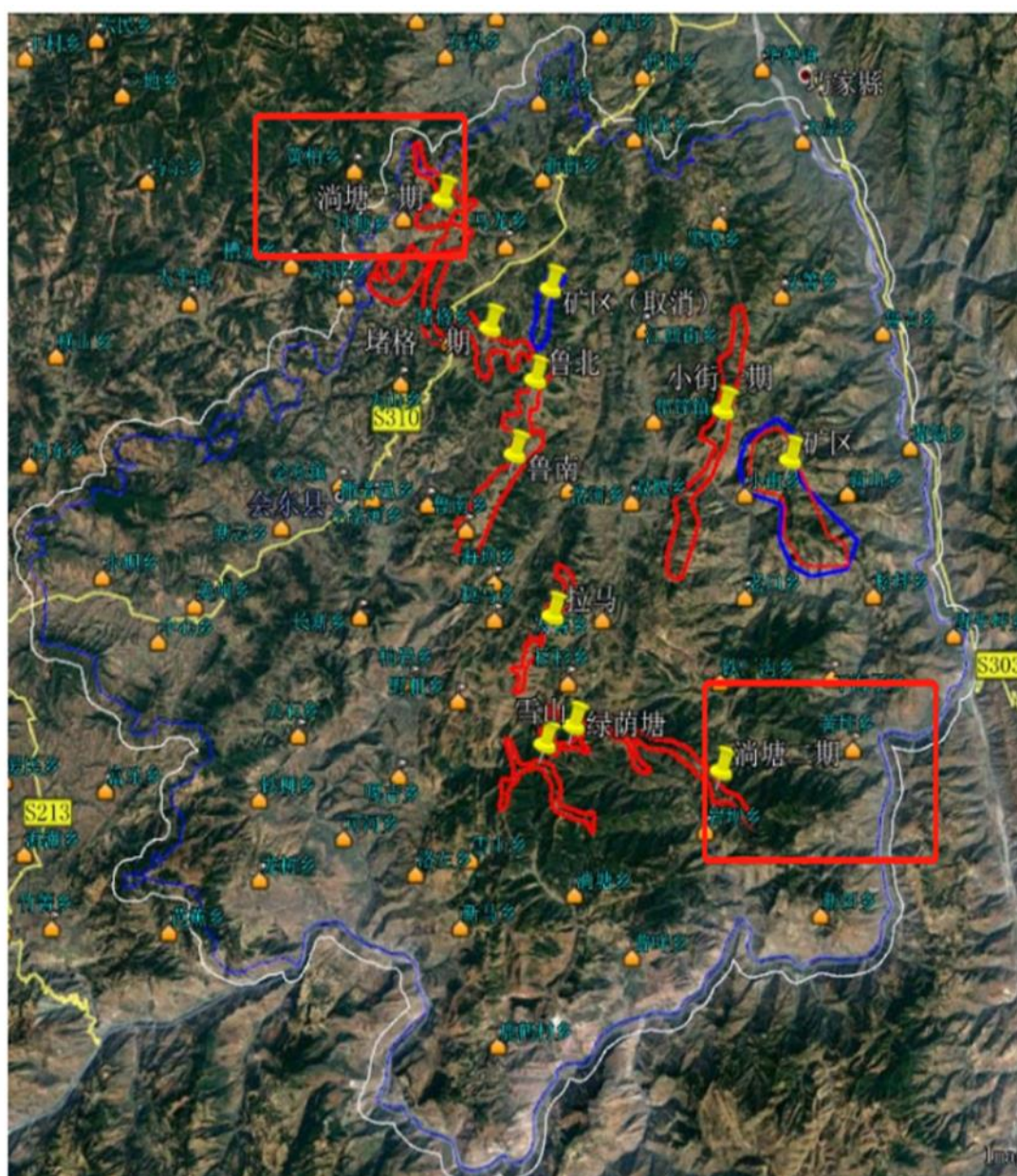
项目	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	预测期
拉马	3.05	3.35	3.25	3.43	2.93	2.94	2.27	2.11	2.92
鲁南	3.06	3.16	3.63	3.63	3.37	3.33	3.28	3.46	3.41
鲁北	-	-	-	4.54	4.46	4.32	3.59	4.41	4.34
绿荫塘	-	-	-	1.79	1.77	1.97	1.28	0.10	1.40
雪山	-	-	-	-	2.42	2.61	1.73	4.11	2.70
堵格一期	-	-	-	-	-	-	1.64	1.87	1.63
淌塘一期	-	-	-	-	-	-	-	3.94	3.94
小街一期	-	-	-	-	-	-	-	-	3.00
淌塘二期	-	-	-	-	-	-	-	-	3.00
井叶特西	-	-	-	-	-	-	2.61	2.82	2.61
沙马乃托一期	-	-	-	-	-	-	-	3.87	3.87
大面山一期	-	2.42	1.72	2.85	2.73	2.41	2.71	2.76	2.53
大面山二期	-	-	-	2.10	2.04	2.14	2.00	1.66	2.02
大面山三期	-	-	-	-	-	-	3.26	2.66	3.12
金安农风光互补	-	-	-	4.93	4.83	4.56	4.74	4.54	4.72
红山光伏	-	1.69	1.80	1.98	2.08	0.97	1.26	3.57	1.94

注：除分布式光伏以外的电场，其发电量系厂内电表数据，售电量系送出线路末端国网公司接入接口数据，电损率由以上两个数据计算；分布式光伏（攀枝花水电屋顶光伏项目和集控屋顶光伏项目）不涉及送出工程，发电量和售电量均由国网公司安装的电表统计，因此不涉及电损。

本次已运营项目收益法评估过程系根据各个风电场历史期的发电量和上网电量的平均数预测未来的发电量和上网电量，上网电量乘以相关电价得出项目收入。电损率则系以预测期发电量和上网电量计算得出，故预测期电损率不影响收益法计算结果。

对于在建的小街一期和淌塘二期项目，上网电量的预测依据为可研报告载明的数据，由上表可得，会东能源的已投产的 7 个风电场的预测期平均电损率为 2.91%，该等在建项目电损率的预测依据为参考会东能源的已投产的其他风电场确认为 3%，发电量预测依据为根据上网电量和电损率反算而得。由于上网电量预测依据为可研报告，且直接与收入相关，因而电损率和发电量数据不影响对在 建项目的收入预测，对估值无影响。

此外，淌塘一期和淌塘二期分别位于会东县的两个方向，具体见下图各风电场在会东县所处区位。相较会东县的其他已投产风电场，淌塘一期与淌塘二期的数据并无更高的相关性。



十三、标的公司与大部分可比交易案例的风电、光伏收入结构相近，虽仍存在一定差异，但已在市场法模型中进行了修正，市场评估选择的可比交易案例具有可比性

美姑能源和盐边能源作为独立运营的项目公司，本次评估采用了交易案例比较法，其中盐边能源主营业务同时涉及风力发电和光伏发电。

盐边能源选取的三个可比交易案例涉及的标的公司分别为吐鲁番特变电工新能源有限公司、国家电投集团达茂旗新能源发电有限公司和国家电投集团乌拉特中旗新能源发电有限公司（以下分别简称“吐鲁番”、“达茂旗”和“乌拉特中旗”，合称“可比案例公司”）。可比案例公司与标的公司风力发电、光伏发电的收入及占比如下：

单位：万元

公司名称	风电收入	光伏收入	其他收入	总收入	风电占比	光伏占比
盐边能源	19,036.39	2,587.61	0.00	21,623.99	88.03%	11.97%
吐鲁番	5,085.43	5,770.45	316.44	11,172.32	45.52%	51.65%
达茂旗	24,242.16	6,891.15	1,529.27	32,662.58	74.22%	21.10%
乌拉特中旗	13,518.28	2,814.84	844.72	17,177.84	78.70%	16.39%

注 1：选取的三个可比案例公司的其他收入为过网费；

注 2：盐边能源数据为第一个稳定预测期（即 2023 年）数据，三个可比案例公司的数据为其对应的评估基准日后第一个稳定预测期数据。

由上表可知，盐边能源的风力发电、光伏发电占比与达茂旗、乌拉特中旗比较接近，与吐鲁番存在一定差异。

在实际经营中，风力发电和光伏发电的主要不同点体现在创收能力不同和经济寿命不同。针对二者以上两点主要差异，本次市场法评估对以上两点并结合装机规模和资产负债率共四个方面指标进行修正，具体数据及修正过程参见《重组报告书》“第六章、一、（四）、5、（4）修正系数的确定与计算”。

综上，标的公司与大部分可比交易案例的风电、光伏收入结构相近，虽然盐边能源与部分可比案例公司风电和光伏收入占比存在一定差异，但市场法评估过程中已对主要差异因素进行了修正，本次市场法评估选择的可比交易案例具有可

比性。

十四、中介机构核查意见

经核查，独立财务顾问、会计师及评估师认为：

1、上市公司已补充披露相关内容：（1）各交易标的截至 2022 年 12 月 31 日的预测营业收入和实际业绩实现情况不存在较大差异，对评估作价影响较小；（2）按照保障利用小时数、市场交易小时数以及对应的标杆价格、补贴价格、市场交易价格列示预测期营业收入的详细测算过程；（3）已运营电场在发电量和有效利用小时数之间的换算比例与其装机容量和电损率相关，不同电场在发电量和有效利用小时数之间的换算比例差异系各电场装机容量和电损率不同所致；（4）报告期各期交易标的年度、月度合同约定电价情况；（5）交易标的风电项目结束补贴日期的测算过程，盐边能源已运营地调项目补贴价格的核准及测算情况；

2、两次评估差异主要系装机容量、利用小时数、折现率、所得税率以及净资产等方面的差异所致，具备合理性；本次评估中同行业 BETA（无财务杠杆）和债务成本与前次评估存在差异具备合理性；

3、政策变化难以量化预计，最近一年政策变化未对标的公司平均电价产生不利影响，保障利用小时数保持不变的假设具备合理性；标杆电价和市场交易电价的差异主要体现为丰水期差异较大，上述假设对收益法评估结果的影响较小；

4、四川省标杆电价自 2016 年以来未发生变化，交易标的标杆电价在预测期保持不变具备合理性；最近两年风电、光伏参与市场化交易的销售均价变动较小且无显著趋势性，2023 年以及未来市场化电价预测保持不变具备合理性；

5、本次评估中已投产的在建项目与前次可研报告在有效利用小时数方面存在较大差异的原因系四川省属于风资源较为不足的地区，因而前期编制可研报告时相对保守；同时，早期项目的可研报告出具时间和项目实际投产时间间隔较长，设备技术水平也有所提高，以上因素共同导致早期项目的实际利用小时数和可研报告数据之间差距较大。前述因素在本次可研报告预测中影响较小，小街一期项目和淌塘二期项目前期风力资源勘测情况和风力发电利用小时数与周边项目可

比，相关预测具备合理性；

6、报告期平均有效利用小时数呈现下降趋势系偶然因素，收益法评估中有效利用小时数按照各电场历史平均数预测符合标的公司实际情况，预测方法合理谨慎；

7、四川省风力、光伏发电最近三年无弃风、弃光情形；四川省风力、光伏发电项目的规划与电网消纳能力、下游电力需求相匹配，售电量的预测未考虑弃风、弃光因素具备合理性；

8、预测期电损比率系根据电量预测数据反算，不影响收益法计算结果，淌塘二期风电场电损比率显著低于淌塘一期系两风电场地理位置相距较远并无更高的相关性所致，具备合理性；

9、标的公司与大部分可比交易案例的风电、光伏收入结构相近，虽仍存在一定差异，但已在市场法模型中进行了修正，市场评估选择的可比交易案例具有可比性。

问题 7

申请文件显示：本次募集配套资金在扣除中介机构费用和相关税费后，将用于交易标的“凉山州会东县小街一期风电项目”（以下简称小街一期项目）“凉山州会东县淌塘二期风电项目”（以下简称淌塘二期项目）项目建设以及补充流动资金。小街一期项目和淌塘二期项目实施主体为会东能源，会东能源于 2021 年 12 月 1 日取得《四川省发展和改革委员会关于凉山州会东县小街一期风电项目核准的批复》（川发改能源〔2021〕483 号）。根据公开资料显示，会东能源于 2022 年 9 月 13 日取得《四川省发展和改革委员会关于凉山州会东县小街一期风电场 220 千伏线路送出工程项目核准的批复》（川发改能源〔2022〕521 号）。小街一期项目建设周期为 20 个月，项目道路工程于 2022 年 2 月开工，主体工程于 2022 年 7 月开工，淌塘二期项目建设周期为 18 个月，已于 2022 年 11 月开工；收益法评估中显示小街一期项目风电场预计于 2023 年 6 月底之前全部投产，淌塘二期项目预计 2024 年初投产。会东能源合计有 39 宗土地未取得权属

证书，6,000平方米房产实际使用但未取得房产证，本次募投项目用地预审申请于2019年12月19日取得复函。

请上市公司补充披露：（1）本次募投项目拟使用募集资金的具体情况，并结合募投项目中预备费、铺底流动资金、支付工资/货款等情况，说明本次发行补充流动资金及偿还债务的规模是否符合《监管规则适用指引——上市类第1号》1-1的规定；（2）结合已建项目和同行业可比公司项目，披露本次募投项目投资规模的合理性；（3）本次募投项目的预计收益的具体测算过程，营业收入、毛利率等主要预测指标的合理性，与收益法评估过程中的预测指标是否一致；（4）结合本次募投项目拟供电地区的电力供需情况、风电并网通道建设情况、下游电网消纳能力等影响因素，披露本次募投项目新增发电量的消化措施，是否可达到预期利用率水平。

请上市公司补充说明：（1）结合资金状况、偿债能力、资金来源等，说明如本募集配套资金未能成功实施，对生产经营、财务状况、偿债能力、流动性的影响；（2）小街一期项目线路送出工程是否包含在本次募投项目中，是否使用募集资金投入，淌塘二期项目是否存在类似情形，如是，请说明具体情况；

（3）结合报告期内标的资产向关联方通过市场化交易销售电力的情况，说明本次募投项目是否会新增关联交易，如是，形成新增关联交易是否会严重影响生产经营的独立性；（4）本次募投项目开工日期、建设周期与预计投产时间预测是否存在不一致，如是，请说明合理性；（5）本次募投项目的实施主体会东能源少数股东是否同比例增资或提供贷款，如是，请说明增资价格和借款的主要条款，如否，请说明合理性，是否存在损害股东利益的情形；（6）会东能源土地权属证书和房产证的办理进展和预计取得时间，未来为获取土地权属证书和房产证需支付的对价，若无法取得拟采取的替代措施，本次募投项目用地预审完成后是否需履行其他审批程序，在取得土地预审复函后即开工建设是否存在违法违规风险；（7）本次募投项目是否取得开工建设的全部资质，是否需取得排污许可证等相关资质。

请独立财务顾问和律师核查并发表明确意见。

回复：

一、本次募投项目拟使用募集资金的具体情况，本次发行补充流动资金及偿还债务的规模符合《监管规则适用指引——上市类第 1 号》1-1 的规定

(一) 本次募投项目拟使用募集资金的具体情况

本次募投项目中，涉及建设的小街一期项目和淌塘二期项目拟使用募集资金的测算过程如下：

单位：万元

序号	具体科目	小街一期项目	淌塘二期项目
①	项目总体投资	118,393.46	87,175.56
②	非资本性支出部分	2,737.76	2,813.33
	其中：基本预备费	2,257.76	2,453.31
	铺底流动资金	480.00	360.02
③	项目资本性支出（①-②）	115,655.70	84,362.23
④	截至董事会已投入资本性支出	29,937.00	3,826.45
	其中：已投入工程款项	3,848.79	881.45
	已投入设备款项	26,088.21	2,945.00
⑤	待投入资本性支出（③-④）	85,718.70	80,535.78
⑥	上市公司对会东能源的合计持股比例（本次重组完成后）	91.675%	91.675%
⑦	上市公司待投入资本性支出（⑤*⑥）	78,582.62	73,831.18
⑧	拟使用募集资金金额	78,500.00	73,800.00

注 1：项目总体投资中不涉及支付工资/货款支出事项；

注 2：本次重组完成后，上市公司直接持有川能风电 30% 股权，并通过直接持股 95% 的新能源间接控制川能风电 70% 股权；川能风电持有会东能源 95% 股权。故上市公司对会东能源的合计持股比例=（30%*100%+70%*95%）*95%=91.675%。

(二) 本次发行补充流动资金及偿还债务的规模符合《监管规则适用指引——上市类第 1 号》1-1 的规定

1、涉及建设的募投项目拟使用募集资金不含视同补流的项目

如本题“（一）本次募投项目拟使用募集资金的具体情况”所述，本次募投项目中，涉及建设的小街一期项目和淌塘二期项目拟使用募集资金测算过程已剔除基本预备费、铺底流动资金等非资本性支出项，小街一期项目和淌塘二期项目

拟使用募集资金中不含预备费、铺底流动资金、支付工资/货款等视同补充流动资金的项目。

2、补充流动资金的规模符合《监管规则适用指引——上市类第 1 号》1-1 的规定

(1) 本次募集配套资金规模符合规定

《监管规则适用指引——上市类第 1 号》1-1 对募集配套资金规模的计算的规定如下：《〈上市公司重大资产重组管理办法〉第十四条、第四十四条的适用意见——证券期货法律适用意见第 12 号》规定：“上市公司发行股份购买资产同时募集配套资金，所配套资金比例不超过拟购买资产交易价格 100%的，一并由并购重组审核委员会予以审核”。其中，“拟购买资产交易价格”指本次交易中以发行股份方式购买资产的交易价格，不包括交易对方在本次交易停牌前六个月内及停牌期间以现金增资入股标的资产部分对应的交易价格，但上市公司董事会首次就重大资产重组作出决议前该等现金增资部分已设定明确、合理资金用途的除外。

本次交易中发行股份方式购买资产的交易价格为 226,520.95 万元，且不包括交易对方在本次交易停牌前六个月内及停牌期间以现金增资入股标的资产部分对应的交易价格。本次上市公司拟募集配套资金 226,520.95 万元，不超过拟购买资产交易价格的 100%，符合相关规定。

(2) 本次补充流动资金占比符合规定

《监管规则适用指引——上市类第 1 号》1-1 对补充流动资金的规定如下：募集配套资金用于补充公司流动资金、偿还债务的比例不应超过交易作价的 25%；或者不超过募集配套资金总额的 50%。

本次上市公司补充流动资金额度为 74,220.95 万元，占募集配套资金总额的 32.77%，不超过 50%，符合相关规定。

综上，本次发行补充流动资金及偿还债务的规模符合《监管规则适用指引——上市类第 1 号》1-1 的规定。

（三）补充披露情况

上市公司已在《重组报告书》“第五章、三、（三）募集配套资金的用途及必要性”补充披露相关内容。

二、本次募投项目投资规模的合理性分析

（一）本次募投项目投资规模具有合理性

风电项目的装机容量、投资规模等需经发改部门核准。截至本回复出具之日，本次募投项目、公司已建项目和四川省同期核准的其他同规模风电项目的装机容量、投资规模、核准时间等信息如下：

序号	项目名称	建设地点	装机容量 (万千瓦)	工程总投资 (万元)	单位功率投资 (元/千瓦)	核准时间
募投项目						
1-1	小街一期风电场	凉山州会东县	16.00	118,393.00	7,399.56	2021年12月
1-2	淌塘二期风电场		12.00	87,176.00	7,264.67	2022年3月
募投项目合计			28.00	205,569.00	7,341.75	-
已建项目						
2-1	拉马风电场	凉山州会东县	4.95	56,233.97	11,360.40	2012年12月
2-2	鲁南风电场		4.95	47,201.28	9,535.61	2012年12月
2-3	鲁北风电场		4.95	45,508.97	9,193.73	2015年4月
2-4	绿荫塘风电场		7.75	66,324.35	8,557.98	2015年9月
2-5	雪山风电场		8.50	78,240.68	9,204.79	2015年12月
2-6	堵格一期风电场		10.00	98,894.24	9,889.42	2016年12月
2-7	淌塘一期风电场		12.48	115,559.46	9,259.57	2019年12月
2-8	井叶特西风电场	凉山州美姑县	16.80	165,644.45	9,859.79	2015年12月
2-9	沙马乃托一期风电场		5.00	52,118.94	10,423.79	2016年12月
2-10	大面山一期风电场	攀枝花市盐边县	4.60	39,565.94	8,601.29	2013年12月
2-11	大面山二期风电场		10.00	100,757.35	10,075.74	2015年4月
2-12	大面山三期风电场		2.20	25,066.75	11,393.98	2015年12月
已建项目合计			92.18	891,116.38	9,667.13	-
四川省同期同规模项目						
3-1	广元市剑阁县西庙风电项目	广元市剑阁县	10.00	62,038.00	6,203.80	2021年12月
3-2	凉山州德昌县腊巴山风电项目	凉山州德昌县	19.20	150,199.00	7,822.86	2021年12月

序号	项目名称	建设地点	装机容量 (万千瓦)	工程总投资 (万元)	单位功率投资 (元/千瓦)	核准时间
3-3	广元市昭化区白果二期风电项目	广元市昭化区	14.74	90,840.00	6,162.82	2021年12月
3-4	中节能广元市剑阁三期风电项目	广元市剑阁县	10.00	70,115.00	7,011.50	2021年12月
3-5	广元市剑阁县广坪风电项目	广元市剑阁县	10.00	57,151.00	5,715.10	2021年12月
3-6	凉山州盐源县白乌风电项目	凉山州盐源县	12.00	86,155.00	7,179.58	2021年12月
3-7	凉山州宁南县果木二期风电项目	凉山州会理市	11.25	85,504.00	7,600.36	2021年12月
3-8	凉山州普格县马洪风电项目	凉山州普格县	13.05	90,733.00	6,952.72	2022年3月
3-9	凉山州会理市莲花风电项目	凉山州会理市	10.35	61,339.00	5,926.47	2022年3月
3-10	凉山州盐源县大坝梁子风电项目	凉山州盐源县	12.00	78,576.00	6,548.00	2022年3月
3-11	凉山州普格县则洛日风电项目	凉山州普格县	10.77	84,993.00	7,891.64	2022年3月
3-12	凉山州喜德县玛果梁子风电项目	凉山州喜德县	13.00	90,632.00	6,971.69	2022年3月
3-13	凉山州盐源县后龙山风电项目	凉山州盐源县	10.00	71,449.00	7,144.90	2022年3月
3-14	凉山州越西县申普风电项目	凉山州越西县	10.50	66,913.00	6,372.67	2022年3月
3-15	凉山州冕宁县金林风电项目	凉山州冕宁县	20.00	139,875.00	6,993.75	2022年3月
3-16	凉山州昭觉县龙恩二期风电项目	凉山州昭觉县	10.00	73,275.00	7,327.50	2022年3月
四川省同期同规模项目合计			196.86	1,359,787.00	6,907.38	-

注：四川省同期同规模项目的选择标准为同期（2021年12月至2022年3月间）核准的，装机容量在10至20万千瓦的项目。

如上所示，风电场项目的单位功率投资规模呈现出以下两个特点。第一，由于各风电场的装机规模、设备选型、自然条件等的差异，同一时期核准的不同风电场单位功率投资规模存在一定的差异；第二，随着风电技术的持续进步，风电场单位功率投资规模随时间总体呈下降趋势。

公司已建项目核准时间与本次募投项目差异较大，可比性较弱。经对比四川省同期同规模项目，本次募投项目单位功率投资规模处于可比项目单位功率投资规模区间内，且与均值不存在重大差异。同时，本次募投项目投资规模已经发改部门核准，本次募投项目投资规模具有合理性。

（二）补充披露情况

上市公司已在《重组报告书》“第五章、三、（三）募集配套资金的用途及必要性”补充披露相关内容。

三、本次募投项目的预计收益的具体测算过程，主要预测指标的合理性及与收益法评估的对比情况

（一）预计收益的具体测算过程

1、小街一期项目

根据中国电建华东勘测设计研究院有限公司于 2021 年 9 月出具的《四川省凉山州会东县小街一期风电场工程可行性研究报告》，小街一期项目的收益测算过程如下：

（1）主要测算假设

项目收益由收入减去成本（包括税金）计算得出，其中营业收入由上网电量和上网电价共同决定，上网电量按照风电场可行性研究的惯例，主要参考前期建设的测风塔测风数据，上网电价根据历史电价和电价政策预计；成本方面，折旧费、修理费、职工工资及福利费和利息支出系发电端主要成本，主要参考行业惯例、项目运营情况和现行有效的工资水平/贷款利率测算；税金参考现行有效的税收政策预测。

1) 营业收入

小街一期项目营业收入来自发电收入，发电收入=上网电量*上网电价，上网电量和上网电价的预测情况及依据如下：

项目	预测值	预测依据
上网电量	年上网电量 46,065 万千瓦时	根据代表性较好的 5 座测风塔数据，采用在复杂地形中广泛使用的 WT 风能计算软件，计算风电机组的年理论发电量、尾流影响和设计年发电量，再进行各种损耗与风电机组利用率等参数的修正计算，最后得到每台风电机组的年上网电量。
上网电价	全年综合电价 0.3525 元/千瓦时（含税） 0.3119 元/千瓦时（不含税）	根据四川省《关于推进 2020 年丰水期风电光伏发电市场化交易的通知》，在丰水期上网电量参与市场化交易政策，主要用于居民用能替代，参照往年交易电价，丰水期电价暂取值 0.21 元/kWh；平枯期上网电价按火电标杆电价执行，为 0.4012 元/kWh。根据业主在会东县各项目运行历史数据统计，丰水期电量约占全年电量的 25.5%，平枯期电量约占全年电量的 74.5%，加权计算得到全年综合电价（含税）为 0.3525 元/kWh。

2) 发电成本

小街一期项目发电成本主要包括折旧费、修理费、职工工资及福利费、利息支出等，各主要成本预测情况及依据如下：

项目	预测值	预测依据
折旧费	固定资产价值×综合折旧率	本项目残值取 5%，折旧年限取 18 年。
修理费	固定资产价值×修理费率	本项目根据项目设备在寿命期可靠性逐渐下降的特点，修理费率分阶段取值，建设期及五年质保期取 0.5%，运行期第六年至运行期第十年取 1.0%，运行期第十一年至运行期第十五年取 1.5%，运行期第十六年至运行期第二十年取 2.0%。
职工工资及福利费	编制定员×职工年平均工资 ×（1+63%）	本项目定员按 25 人考虑。职工年平均工资取 12 万元。福利费项包括福利费、住房基金、劳保统筹费、教育经费、工会经费、补充养老费、医疗保险费、工伤保险费等，其费用合计估列为职工工资总额的 63%。
利息支出	贷款金额×贷款利率	长期贷款占固定资产投资及建设期利息的 80%，长期贷款年利率 4.90%，偿还期 10 年；流动资金贷款占流动资金的 70%，流动资金贷款年利率 3.85%，偿还期 10 年。

3) 税金

小街一期项目电力销售税金包括增值税、销售税金附加和所得税，各主要税金预测情况及依据如下：

项目	预测值	预测依据
增值税	根据实际情况逐年变化	<p>根据《财政部国家税务总局关于全国实施增值税转型改革若干问题的通知》（财税[2008]170号）有关规定，自2009年1月1日起，增值税一般纳税人购进（包括接受捐赠、实物投资）或者自制（包括改扩建、安装）固定资产发生的进项税额，可从销项税额中抵扣。</p> <p>根据《关于风力发电增值税政策的通知》（财税[2015]74号）有关规定，对纳税人销售自产的利用风力生产的电力产品，实行增值税即征即退50%的政策。即征即退的增值税和进项税额抵扣作为补贴收入。</p> <p>根据《关于深化增值税改革有关政策的公告》（财政部税务总局海关总署公告2019年第39号），增值税税率为13%。</p>
销售税金附加	根据实际情况逐年变化	<p>销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加，以增值税税额为基础征收，按规定税率分别采用5%和3%，另有地方教育附加费2%。</p> <p>根据《财政部国家税务总局关于增值税、营业税、消费税实行先征后返等办法有关城建税和教育费附加政策的通知》（财税[2005]72号）有关规定，对增值税、营业税、消费税实行先征后返、先征后退、即征即退办法的，除另有规定外，对随增值税、营业税、消费税附征的城市维护建设税和教育费附加，一律不予退（返）还。</p>
所得税	根据实际情况逐年变化	所得税按享受“三免三减半”的税收优惠计算，所得税税率取25%。

(2) 测算结果

从项目产生营业收入首年（计算期第3年）开始，小街一期项目整体收益测算结果如下：

单位：万元

序号	项目	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年
1	销售收入	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00
2	销售税金及附加	-	-	-	-	51.00	187.00	187.00	187.00	187.00	187.00
3	总成本费用	12,456.00	11,993.00	11,529.00	11,066.00	10,603.00	10,667.00	10,204.00	9,740.00	9,277.00	8,814.00
4	补贴收入	-	-	-	-	257.00	934.00	934.00	934.00	934.00	934.00
5	利润总额	1,914.00	2,377.00	2,840.00	3,304.00	3,972.00	4,450.00	4,913.00	5,377.00	5,840.00	6,303.00
6	应纳税所得额	1,914.00	2,377.00	2,840.00	3,304.00	3,972.00	4,450.00	4,913.00	5,377.00	5,840.00	6,303.00
7	所得税	-	-	355.00	413.00	497.00	1,113.00	1,228.00	1,344.00	1,460.00	1,576.00
8	净利润	1,914.00	2,377.00	2,485.00	2,891.00	3,476.00	3,338.00	3,685.00	4,032.00	4,380.00	4,727.00

(续上表)

序号	项目	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年
1	销售收入	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00
2	销售税金及附加	187.00	187.00	187.00	187.00	187.00	187.00	187.00	187.00	187.00	187.00
3	总成本费用	8,878.00	8,878.00	8,878.00	8,878.00	8,878.00	9,405.00	9,405.00	9,405.00	3,682.00	3,682.00
4	补贴收入	934.00	934.00	934.00	934.00	934.00	934.00	934.00	934.00	934.00	934.00
5	利润总额	6,239.00	6,239.00	6,239.00	6,239.00	6,239.00	5,712.00	5,712.00	5,712.00	11,436.00	11,436.00
6	应纳税所得额	6,239.00	6,239.00	6,239.00	6,239.00	6,239.00	5,712.00	5,712.00	5,712.00	11,436.00	11,436.00
7	所得税	1,560.00	1,560.00	1,560.00	1,560.00	1,560.00	1,428.00	1,428.00	1,428.00	2,859.00	2,859.00
8	净利润	4,679.00	4,679.00	4,679.00	4,679.00	4,679.00	4,284.00	4,284.00	4,284.00	8,577.00	8,577.00

2、淌塘二期项目

根据中国电建昆明勘测设计研究院有限公司于 2021 年 12 月出具的《凉山州会东县淌塘二期风电场项目可行性研究报告》，淌塘二期项目的收益测算过程如下：

(1) 主要测算假设

项目收益由收入减去成本（包括税金）计算得出，其中营业收入由上网电量和上网电价共同决定，上网电量按照风电场可行性研究的惯例，主要参考前期建设的测风塔测风数据，上网电价根据历史电价和电价政策预计；成本方面，折旧费、修理费、职工工资及福利费和利息支出系发电端主要成本，主要参考行业惯例、项目运营情况和现行有效的工资水平/贷款利率测算；税金参考现行有效的税收政策预测。

1) 营业收入

淌塘二期项目营业收入来自发电收入，发电收入=上网电量*上网电价，上网电量和上网电价的预测情况及依据如下：

项目	预测值	预测依据
上网电量	年上网电量 34,062 万千瓦时	根据代表性较好的 3#、11#、5655#三座测风塔数据，采用 metodyn-WT 软件进行发电量估算，并在此基础上考虑空气密度、尾流影响、风机可利用率、叶片污染、气候影响、控制和湍流以及风电场内能量损耗等因素的影响，对其进行修正得到的上网电量。

项目	预测值	预测依据
上网电价	全年综合电价 0.3525 元/千瓦时（含税） 0.3119 元/千瓦时（不含税）	参照四川省新能源上网电价相关规定，上网电价按丰水期（丰水期电量按全年 25.5%考虑）上网电价 0.21 元/kW h、其他月份上网电价 0.4012 元/kW h，得到本风电场的年综合电价 0.3525 元/kW h。

2) 发电成本

淌塘二期项目发电成本主要包括折旧费、修理费、职工工资及福利费、利息支出等，各主要成本预测情况及依据如下：

项目	预测值	预测依据
折旧费	固定资产价值×综合折旧率	本项目残值率取 5%，固定资产折旧年限取 20 年。
修理费	固定资产价值×修理费率	本项目修理费率采取固定取值，修理费率取 1.5%。
职工工资及福利费	编制定员×职工年平均工资 ×（1+60%）	本项目工程定员以无人值班和少人值守为原则，按 10 人考虑。职工年平均工资取 10 万元。职工保险及其它福利费为年工资总额的 60%。
利息支出	贷款金额×贷款利率	长期贷款占固定资产投资及建设期利息的 80%，长期贷款年利率 4.90%，偿还期 15 年。

3) 税金

淌塘二期项目电力销售税金包括增值税、销售税金附加和所得税，各主要税金预测情况及依据如下：

项目	预测值	预测依据
增值税	根据实际情况逐年变化	根据“《国家发展改革委关于电网企业增值税税率调整相应降低一般工商业电价的通知》发改价格[2019] 74 号文”的通知，电力产品增值税税率为 13%。根据财税[2015] 74 号文《财政部国家税务

项目	预测值	预测依据
		局关于风力发电增值税政策的通知》，风电的增值税实行“即征即退 50%”的政策。增值税为价外税，为计算销售税金附加的基础。根据国家增值税转型改革的要求，本工程的建设投资中部分增值税在计算期内进行了抵扣，在此基础上测算风电场的财务指标。
销售税金附加	根据实际情况逐年变化	销售税金附加包括城市维护建设税、教育费附加和地方教育费附加，以增值税税额为计算基数，税率分别为 5%、3% 和 2%。
所得税	根据实际情况逐年变化	本风电场按 25% 的税率缴纳所得税。根据国税发〔2008〕46 号文《国家税务总局关于执行公共基础设施项目企业所得税优惠目录有关问题的通知》精神，本工程享受“自该项目取得第一年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”的优惠政策。

(2) 测算结果

从项目产生营业收入首年（计算期第 3 年）开始，淌塘二期项目整体收益测算结果如下：

单位：万元

序号	项目	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年
1	销售收入	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42
2	销售税金及附加	-	-	-	-	-	60.90	138.13	138.13	138.13	138.13
3	总成本费用	10,114.63	9,887.76	9,660.88	9,434.00	9,207.12	8,980.24	8,753.37	8,526.49	8,299.61	8,072.73
4	补贴收入	-	-	-	-	-	304.48	690.65	690.65	690.65	690.65
5	利润总额	510.79	737.67	964.55	1,191.42	1,418.30	1,888.76	2,424.58	2,651.46	2,878.34	3,105.21
6	应纳所得税额	510.79	737.67	964.55	1,191.42	1,418.30	1,888.76	2,424.58	2,651.46	2,878.34	3,105.21

序号	项目	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年
7	所得税	-	-	-	148.93	177.29	236.09	606.14	662.86	719.58	776.30
8	净利润	510.79	737.67	964.55	1,042.50	1,241.01	1,652.66	1,818.43	1,988.59	2,158.75	2,328.91

(续上表)

序号	项目	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年
1	销售收入	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42
2	销售税金及附加	138.13	138.13	138.13	138.13	138.13	138.13	138.13	138.13	138.13	138.13
3	总成本费用	7,845.85	7,618.98	7,392.10	7,165.22	6,938.34	6,711.46	6,711.46	6,711.46	6,711.46	6,711.46
4	补贴收入	690.65	690.65	690.65	690.65	690.65	690.65	690.65	690.65	690.65	690.65
5	利润总额	3,332.09	3,558.97	3,785.85	4,012.73	4,239.60	4,466.48	4,466.48	4,466.48	4,466.48	4,466.48
6	应纳所得税额	3,332.09	3,558.97	3,785.85	4,012.73	4,239.60	4,466.48	4,466.48	4,466.48	4,466.48	4,466.48
7	所得税	833.02	889.74	946.46	1,003.18	1,059.90	1,116.62	1,116.62	1,116.62	1,116.62	1,116.62
8	净利润	2,499.07	2,669.23	2,839.39	3,009.54	3,179.70	3,349.86	3,349.86	3,349.86	3,349.86	3,349.86

(二) 主要预测指标的合理性

如前所述，小街一期项目、淌塘二期项目主要预测指标系在当时的预测时点、在一定的测算假设前提下计算得到的，而测算假设均具有相应的预测依据，测算假设使用的值具有合理性，故在此基础上计算得到的主要预测指标具有合理性。

(三) 主要预测指标与收益法评估的对比情况

1、主要预测指标与收益法的对比情况

(1) 小街一期项目

从项目产生营业收入首年（计算期第3年）开始，小街一期项目主要预测指标与收益法评估的对比情况如下：

序号	项目	数据来源	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年
1-1	销售收入 (万元)	可研报告	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00
1-2		收益法评估	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85
2-1	上网电量 (万千瓦时)	可研报告	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00
2-2		收益法评估	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00
3-1	上网电价 (元/千瓦时)	可研报告	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119
3-2		收益法评估	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336
4-1	营业总成本 (万元)	可研报告	14,367.00	13,883.00	13,399.00	12,915.00	12,431.00	12,499.00	12,015.00	11,531.00	11,047.00	10,563.00
4-2		收益法评估	11,399.07	11,400.24	11,254.10	11,084.25	10,906.09	10,722.11	10,524.88	10,321.38	10,126.62	9,928.92
5-1	净利润率	可研报告	0.02%	3.39%	5.91%	8.86%	13.05%	13.66%	16.19%	18.72%	21.25%	0.02%
5-2		收益法评估	30.13%	35.05%	33.09%	34.01%	34.57%	32.18%	32.93%	29.74%	30.46%	31.47%

(续上表)

序号	项目	数据来源	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年
1-1	销售收入	可研报告	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00	14,370.00

序号	项目	数据来源	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年	第 22 年
1-2	(万元)	收益法评估	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85	15,366.85
2-1	上网电量	可研报告	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00	46,065.00
2-2	(万千瓦时)	收益法评估	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00	46,064.00
3-1	上网电价	可研报告	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119
3-2	(元/千瓦时)	收益法评估	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336	0.3336
4-1	营业总成本	可研报告	10,631.00	10,631.00	10,631.00	10,631.00	10,631.00	11,184.00	11,184.00	11,184.00	5,179.00	5,179.00
4-2	(万元)	收益法评估	9,743.21	9,257.26	7,956.75	7,835.35	7,693.18	7,533.67	7,535.72	7,180.79	7,171.69	7,134.08
5-1	净利润率	可研报告	23.41%	23.41%	23.41%	23.41%	23.41%	20.53%	20.53%	20.53%	51.87%	51.87%
5-2		收益法评估	32.35%	34.09%	40.61%	40.94%	41.14%	41.31%	41.31%	41.47%	41.52%	41.74%

注：可研报告与收益法评估电量预测差异系尾差所致；可研报告未在人力成本等方面区分制造费用及管理费用、收益法评估预测按照项目公司而非单个项目预测成本，故无法对比毛利率，此处采用净利润率进行对比，下同。

(2) 淌塘二期项目

从项目产生营业收入首年（计算期第 3 年）开始，淌塘二期项目主要预测指标与收益法评估的对比情况如下：

序号	项目	数据来源	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年
1-1	销售收入	可研报告	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42
1-2	(万元)	收益法评估	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61
2-1	上网电量	可研报告	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00
2-2	(万千瓦时)	收益法评估	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00

序号	项目	数据来源	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年
3-1	上网电价 (元/千瓦时)	可研报告	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119
3-2		收益法评估	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341
4-1	营业成本 (万元)	可研报告	10,114.63	9,887.76	9,660.88	9,434.00	9,207.12	8,980.24	8,753.37	8,526.49	8,299.61	8,072.73
4-2		收益法评估	8,126.91	8,120.53	8,003.67	7,869.02	7,728.14	7,582.90	7,427.71	7,267.83	7,114.50	6,958.97
5-1	净利润率	可研报告	4.81%	6.94%	9.08%	9.81%	11.68%	15.55%	17.11%	18.72%	20.32%	21.92%
5-2		收益法评估	24.39%	28.13%	28.72%	27.30%	27.76%	28.15%	26.46%	23.90%	24.48%	25.27%

(续上表)

序号	项目	数据来源	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年
1-1	销售收入 (万元)	可研报告	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42	10,625.42
1-2		收益法评估	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61	11,378.61
2-1	上网电量 (万千瓦时)	可研报告	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00	34,062.00
2-2		收益法评估	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00	34,056.00
3-1	上网电价 (元/千瓦时)	可研报告	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119	0.3119
3-2		收益法评估	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341	0.3341
4-1	营业成本 (万元)	可研报告	7,845.85	7,618.98	7,392.10	7,165.22	6,938.34	6,711.46	6,711.46	6,711.46	6,711.46	6,711.46
4-2		收益法评估	6,812.43	6,465.50	6,320.83	6,080.41	5,824.42	5,555.42	5,556.96	5,340.41	5,333.78	5,254.50
5-1	净利润率	可研报告	23.52%	25.12%	26.72%	28.32%	29.93%	31.53%	31.53%	31.53%	31.53%	31.53%
5-2		收益法评估	25.96%	27.18%	28.02%	29.00%	29.87%	30.73%	30.73%	30.61%	30.64%	31.06%

2、主要预测指标与收益法差异的合理性

(1) 小街一期项目

小街一期项目可研报告与收益法评估在主要预测指标方面的差异系由于测算假设差异导致的，主要测算假设的差异情况如下：

序号	项目	数据来源	预测值	差异原因
1-1	上网电价 (元/千瓦时)	可研报告	0.3119	1、可研报告的上网电价系根据历史期丰平枯的发电量数据和非市场化交易下的电价政策，计算得到的年度综合电价。 2、收益法评估的上网电价系根据《2023 年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划》、售电公司 2023 年报价情况预测。
1-2		收益法评估	0.3336	
2-1	人工工资 (万元)	可研报告	489.00	1、可研报告的职工工资及福利费=编制定员×职工年平均工资×(1+63%)，按照 25 人考虑，平均每人工工资 12 万元。福利费按照职工工资总额的 63% 考虑。 2、收益法评估中人工根据会东新能源的已有的 7 个电场的平均员工个数和对应的平均工资计算。
2-2		收益法评估	182.67	
3-1	维修费 (万元)	可研报告	根据项目运营年限不同，在 527 万元至 2,108 万元区间上涨	1、可研报告的修理费按照固定资产价值×修理费率，修理费率按照建设期及五年质保期取 0.5%，运行期第六年至运行期第十年取 1.0%，运行期第十一年至运行期第十五年取 1.5%，运行期第十六年至运行期第二十年取 2.0。 2、收益法评估由历史期数据测算出其保修期和非保修期内的平均装机台数维修费用，然后对应分别预测未来的修理调试费用。
3-2		收益法评估	保修期 71.10 万元，非保修期 233.79 万元	
4-1	利息支出 (万元)	可研报告	根据运营期逐年递减，最高年利息支出 4,854 万元	1、可研报告根据编制时的现行长期贷款年利率 4.9% 测算利息支出。 2、收益法评估根据评估时会东能源的债务融资成本和其他项目贷款利率 3.8% 测算利息支出。
4-2		收益法评估	根据运营期逐年递减，最高年利息支出 3,424 万元	

序号	项目	数据来源	预测值	差异原因
5-1	折旧 (万元)	可研报告	6,005.00	1、可研报告按照折旧年限 18 年计提折旧。 2、收益法评估按照折旧年限 20 年计提折旧。
5-2		收益法评估	5,288.62	

(2) 淌塘二期项目

淌塘二期项目可研报告与收益法评估在主要预测指标方面的差异系由于测算假设差异导致的，主要测算假设的差异情况如下：

序号	项目	数据来源	预测值	差异原因
1-1	上网电价 (元/千瓦时)	可研报告	0.3119	1、可研报告的上网电价系根据历史期丰平枯的发电量数据和非市场化交易下的电价政策，计算得到的年度综合电价。 2、收益法评估的上网电价系根据《2023 年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划》、售电公司 2023 年报价情况预测。
1-2		收益法评估	0.3341	
2-1	人工工资 (万元)	可研报告	160.00	1、可研报告的职工工资及福利费=编制定员×职工年平均工资×(1+60%)，按照 10 人考虑，平均每人工资 10 万元。福利费按照职工工资总额的 60% 考虑。 2、收益法中人工根据会东新能源的已有的 7 个电场的平均员工个数和对应的平均工资计算。
2-2		收益法评估	182.67	
3-1	维修费 (万元)	可研报告	1,148.27	1、可研报告的修理费按照固定资产价值×修理费率，修理费率取 1.5%。 2、评估由历史期数据测算出其保修期和非保修期内的平均装机台数维修费用，然后对应分别预测未来的修理调试费用。
3-2		收益法评估	保修期 53.33 万元，非保修期 175.34 万元	
4-1	利息支出 (万元)	可研报告	根据运营期逐年递减，最高年利息支出 3,414 万元	1、可研报告根据编制时的现行长期贷款年利率 4.9% 测算利息支出。 2、收益法评估根据评估时会东能源的债务融资成本和其他项目贷款利率 3.8% 测算利息支出。
4-2		收益法评估	根据运营期逐年递减，最	

序号	项目	数据来源	预测值	差异原因
			高年利息支出 2,240 万元	

由上述表格可知，小街一期项目、淌塘二期项目可研报告与收益法评估的测算假设差异来源主要有以下几类：1、报告出具时的相关政策：可研报告出具时，四川省尚未实施风电市场化交易，而收益法评估参考了 2023 年度的最新市场化交易政策；2、测算方式：可研报告采用编制定员、分阶段修理费率等测算人工工资和修理费，而收益法评估参考会东能源其他的风电项目的相关工资和费用率情况；3、参数取值：可研报告和收益法评估、不同可研报告在部分参数取值上存在一定差异，主要系根据报告出具时间（如长期贷款利率）、项目具体情况（如测风数据）和主观判断不同（如折旧年限）导致的差异。上述差异系在不同时期，由不同机构进行可行性研究/评估产生的差异，具有合理性。

在可研报告和收益法评估预测中，均因成本分摊原因无法计算单个项目毛利率。考虑到项目成本与装机容量相关性较强，则按照装机容量分配成本后，测算会东能源各风电场评估预测中 2024 年的毛利率情况如下：

序号	项目名称	利用小时数 (小时)	预测电价 (元/千瓦时)	毛利率 (%)
1	堵格一期风电场	3,790.87	0.48	77.13
2	淌塘一期风电场	3,757.73	0.41	73.09
3	雪山风电场	3,646.51	0.51	77.47
4	绿荫塘风电场	3,225.18	0.52	74.86

序号	项目名称	利用小时数 (小时)	预测电价 (元/千瓦时)	毛利率 (%)
5	鲁北风电场	3,194.60	0.51	74.46
6	鲁南风电场	3,164.41	0.51	74.23
7	小街一期风电场	2,879.00	0.33	56.37
8	淌塘二期风电场	2,838.00	0.33	55.81
9	拉马风电场	2,783.19	0.52	71.18

如上所示，小街一期项目、淌塘二期项目 2024 年度预测毛利率较低，主要系其不享受补贴，预测电价较低所致。若假设两项目与利用小时数相近的拉马风电场具有同样的上网电价，则两项目 2024 年预测毛利率水平在 72%左右，与拉马风电场相近，不存在异常。

综上，小街一期项目、淌塘二期可研报告与收益法评估在主要预测指标上存在差异，主要系预测用的测算假设存在差异，该等差异具有合理性。

（四）补充披露情况

上市公司已在《重组报告书》“第五章、三、（三）募集配套资金的用途及必要性”补充披露相关内容。

四、本次募投项目新增发电量预计能够实现消纳，可达到预期利用率水平

（一）四川省省调发电处于供小于求的状态

根据四川省电力交易中心公布的数据，2020年至2022年四川省统调（省调）口径发用电量的情况如下：

单位：亿千瓦时

项目	2022年度	2021年度	2020年度
发电量	2,486.91	2,371.77	2,171.73
用电量	2,850.31	2,604.18	2,260.20

根据四川省经信厅印发的《2023年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划》，预计2023年全省全年用电量为3,763亿千瓦时、外送1,780亿千瓦时；全省发电装机预计上网电量5,369亿千瓦时，其中省网调机组上网电量2,771亿千瓦时（含网调电站），外购电量90亿千瓦时以上。

由数据可知，无论是四川省整体用电量还是省调用电量，单靠省内省调机组发电均无法满足，四川省省调发电处于供小于求的状态。小街一期项目、淌塘二期项目投产后，将纳入四川省调，在供小于求的市场下将更易实现消纳。

（二）募投项目已取得并网批复和送出工程建设核准，将在项目投产前完成建设

截至本回复出具之日，小街一期项目、淌塘二期项目均已分别取得国网四川省电力公司出具的《接入系统设计报告评审意见的函》，后续能够按照评审意见实现接网；小街一期项目送出工程已取得四川省发改委《关于凉山州会东县小街一期风电场220千伏线路送出工程项目核准的批复》（川发改能源[2022]521号），淌塘二期项目送出工程已取得四川省发改委《关于凉山州会东县淌塘二期风电场220千伏线路送出工程项目核准的批复》（川发改能源[2023]165号）。

根据会东能源出具的说明，结合小街一期项目、淌塘二期项目送出工程的核准和建设安排，预计其可以保证相应风电场首批机组按计划顺利发电；此外，会东能源历史上未出现因送出工程建设不及预期导致风电场投产延后的情况。

（三）四川省对风力发电实施保障性并网，预计消纳不存在障碍

1、《核准批复》已明确保障性并网安排

根据小街一期项目、淌塘二期项目的《核准批复》，项目建成后将“接入四川主网，由电网企业实施保障性并网”，保障性并网安排已由核准文件明确。

2、交易规则将优先消纳风电电量，报告期内无“弃风”情况

根据四川省目前的电力市场化交易规则，电网企业对风力发电企业生产电量仍采取优先消纳的模式，如《2023年四川省内电力市场交易意见》规定“风电、光伏、生物质、热电联产、天然气分布式等电厂在确保电网安全的前提下，优先安排发电”。得益于四川省对于风力发电的优先消纳政策，报告期内，川能风电无“弃风”情况，在现有的交易规则和政策趋势下，小街一期项目、淌塘二期项目建成后的电量消纳预计不存在障碍。

（四）补充披露情况

上市公司已在《重组报告书》“第五章、三、（三）募集配套资金的用途及必要性”补充披露相关内容。

五、募集配套资金未能成功实施的影响分析

（一）若本次募集配套资金未能成功实施，将不会对上市公司生产经营构成重大不利影响

上市公司本次拟募集配套资金 226,520.95 万元，其中拟用于小街一期项目、淌塘二期项目建设的金额为 152,300.00 万元，补充流动资金为 74,220.95 万元。目前小街一期项目、淌塘二期项目均已开始使用自筹资金建设，待本次募集配套资金到位后予以置换。

截至本回复出具之日，上市公司拥有中国工商银行、中国农业银行等多家银行提供的约 125 亿元的待使用授信额度，若本次募集配套资金未能成功实施，上市公司将采用银行贷款等债务性融资方式和重新规划现有资金使用安排等内部管理方式，筹措项目建设所需资金，保证项目如期投产，保障上市公司生产经营活动的正常开展。

综上，若本次募集配套资金未能成功实施，将不会对上市公司生产经营构成重大不利影响。

(二) 若本次募集配套资金未能成功实施，对上市公司财务状况、偿债能力、流动性将产生一定影响

1、上市公司现有货币资金已有明确支出安排

上市公司最近一年的资金支出安排主要围绕日常经营、固定资产投资和股权投资等方面开展，具体情况如下：

项目	具体支出内容	预计投入金额 (亿元)
偿还短期款项	偿还短期借款和一年内到期的非流动负债	15.90
固定资产投资	德阿锂业年产3万吨锂盐项目、能投锂业李家沟锂辉石矿105万吨/年采选项目、会东能源小街一期、淌塘二期送出工程项目和川能风电风电成都远控中心项目等	13.40
股权投资	拟收购四川国理锂材料有限公司43.74%股权、北京启迪清云能源科技有限公司70%股权、启迪清源(北京)科技有限公司40%股权等	暂未确定

截至2023年4月末，上市公司合并范围货币资金合计为31.47亿元，2023年度上市公司偿还短期款项、进行固定资产投资和股权投资所需资金支出预计超过30.00亿元。考虑到上市公司日常经营过程中需要留存一定量的货币资金以保持流动性，若本次募集配套资金未能成功实施，上市公司现有货币资金将不足以覆盖现有资金支出安排和小街一期项目、淌塘二期项目的投资规模，上市公司需以其他方式筹措资金。

2、上市公司、标的公司资产负债率处于行业平均水平，流动比率、速动比率增长系在特定业务背景下的结果

最近三年末，上市公司、标的公司的偿债能力指标与可比公司对比如下：

公司简称	2022年12月31日	2021年12月31日	2020年12月31日
资产负债率(单位：%)			
银星能源	60.97	62.49	69.94
龙源电力	64.07	61.59	61.71
中闽能源	49.10	54.30	63.78
三峡能源	66.44	64.73	67.43
节能风电	62.12	71.12	68.07

公司简称	2022年12月31日	2021年12月31日	2020年12月31日
嘉泽新能	69.82	56.38	70.04
金开新能	72.99	79.22	76.04
江苏新能	55.84	59.31	54.00
平均值	62.67	63.64	66.38
川能动力	54.58	59.90	58.29
川能风电	56.54	63.05	65.95
流动比率			
银星能源	0.63	0.66	0.88
龙源电力	0.71	0.61	0.58
中闽能源	1.95	1.61	1.04
三峡能源	0.91	0.91	0.70
节能风电	1.69	1.19	1.41
嘉泽新能	0.89	1.77	1.52
金开新能	1.52	1.06	1.52
江苏新能	0.84	1.15	1.82
平均值	1.14	1.12	1.18
川能动力	1.52	1.46	1.46
川能风电	2.35	1.42	0.98
速动比率			
银星能源	0.61	0.63	0.85
龙源电力	0.70	0.59	0.57
中闽能源	1.93	1.60	1.03
三峡能源	0.90	0.91	0.69
节能风电	1.66	1.16	1.38
嘉泽新能	0.89	1.77	1.52
金开新能	1.52	1.06	1.52
江苏新能	0.83	1.14	1.80
平均值	1.13	1.11	1.17
川能动力	1.51	1.44	1.37
川能风电	2.35	1.41	0.98

注：同行业上市公司未披露 2023 年 1-4 月数据，故未予对比。

如上所示，报告期内，川能动力、川能风电资产负债率与可比公司接近，资产负债结构目前属于行业合理水平。川能动力、川能风电流动比率、速动比率处于增长趋势，一方面系项目投产后货币资金和应收电费逐步增加导致流动资产增加，另一方面系项目建设阶段需支付的应付账款和其他应付款逐步支付导致流动负债减小所致；该等变化系在特定业务背景下的结果，具有短期性和不可持续性，预计上市公司和川能风电未来流动比率、速动比率将保持稳定。

3、上市公司其他资金来源主要依靠债务融资

除本次募集配套资金外，上市公司现有的融资渠道主要为债务融资渠道。一方面，上市公司若继续仅增加债务融资，将进一步推高公司资产负债率，降低资本结构抗风险能力。另一方面，截至**2023年4月末**上市公司有息负债达**875,052.52万元**，占负债总额的比例达**78.39%**；**2023年1-4月**上市公司利息费用达**9,295.89万元**，占同期归母净利润的比例达**24.23%**，均占比较高。若上市公司继续仅增加债务融资，将增加公司财务负担，降低公司偿债能力，影响公司的盈利水平。

综上，上市公司现有货币资金已有明确支出安排、上市公司资产负债率已处于行业平均水平、其他资金来源主要依靠债务融资，若本次募集配套资金未能成功实施，上市公司将采用债务融资方式筹措小街一期项目、淌塘二期项目建设资金和流动资金，将对上市公司财务状况、偿债能力、流动性产生一定影响，其有息负债规模和资产负债率将有所提升，流动比率、速动比率将有所下降。

六、小街一期项目和淌塘二期项目线路送出工程未包含在本次募投项目中，未使用募集资金投入

经核查小街一期项目和淌塘二期项目的《核准批复》和《可行性研究报告》，相关线路送出工程未包含在项目总投资额中，故未包含在本次募投项目中，未使用募集资金投入。

七、小街一期项目和淌塘二期项目实施后对关联交易的影响分析

报告期内，川能风电向关联方通过市场化交易销售电力发生于 2022 年度和 2023 年 1-4 月，主要系与川能综合能源、川能智网签订年度合同的方式开展，相关交易的具体信息如下：

项目	2022 年度			2023 年 1-4 月		
	售电量 (万千瓦时)	占川能风电 售电量的比 例	均价 (元/千瓦时)	售电量 (万千瓦时)	占川能风电 售电量的比 例	均价 (元/千瓦 时)
川能综合能源	50,510.21	18.27%	0.37	31,632.82	22.81%	0.39
川能智网	83,106.70	30.06%	0.28	42,784.30	30.85%	0.39
合计	133,616.91	48.33%	0.32	74,417.12	53.66%	0.39

注：川能综合能源和川能智网的销售均价存在差异，主要系在同一水期内，向川能综合能源和川能智网销售的数量存在差异，导致加权平均计算的电价存在差异；根据《重组报告书》，同一水期内，向川能综合能源和川能智网销售的价格不存在重大差异；2022 年度平水期，川能风电向关联方销售均价为 0.26 元/千瓦时，市场均价为 0.27 元/千瓦时，差异主要系四舍五入所致；采用精确数据计算后，向关联方销售均价与市场均价差异率小于 1.60%。

（一）本次募投项目可能导致新增具有必要性和公允性的关联交易

川能风电结合现阶段四川省市场化交易的相关政策，对市场化合同采取一年一签的方式，目前无法确定小街一期项目、淌塘二期项目达产后的市场化合同交易对方，但不排除与川能综合能源、川能智网等关联方签署市场化合同，导致新增关联交易的情况。但上述关联交易系川能风电为实现电力市场化销售而产生的，川能综合能源、川能智网为专业的售电公司，关联交易具有必要性；同时，如重组报告书所述，报告期内向川能综合能源、川能智网销售电力的价格与公开市场均价不存在重大差异，关联交易具备公允性。

2023 年度，除川能综合能源、川能智网外，川能风电还与四川蜀兴智慧能源有限责任公司（以下简称“蜀兴智能”）、四川智源能诚售电有限公司（以下简称“智源能诚”）和四川天成智慧能源有限公司（以下简称“天成智慧能源”）签署了市场化交易合同，与各主体签署的市场化交易合同价格及其与四川省电力交易平台组织的 2023 年度集中交易价格对比情况如下：

单位：元/千瓦时

类型	公司名称	枯水期	平水期	丰水期
----	------	-----	-----	-----

类型	公司名称	枯水期	平水期	丰水期
关联方[注 1]	川能综合能源	0.39	0.26	0.13
	川能智网	0.39	0.26	未报价
非关联方[注 1]	蜀兴智能	0.39	未报价	未报价
	智源能诚	0.39	未报价	未报价
	天成智慧能源	0.39	未报价	未报价
市场均价[注 2]	-	0.40	0.26	0.13

注 1：川能风电签署的年度协议按照月份逐月报价，在计算时按照签约销售量计算加权平均售价作为销售均价；

注 2：2023 年 1 月 3 日至 18 日，四川省电力交易平台共组织 16 次集中交易，形成了市场价格；集中交易均以月为单位申报价格，在交易中可能出现某个月有多个报价的情况，在计算时取相同水期内成交次数最多的报价作为市场均价。

如上所示，2023 年度川能风电与关联方签署的市场化交易合同、与非关联方签署的市场化交易合同和市场集中交易所产生的价格不存在重大差异，川能风电市场化交易及关联市场化交易定价具有公允性，未来募投项目如新增关联交易，将继续遵循市场化的定价逻辑，确保关联交易的公允性。

（二）本次募投项目预计不会大幅新增关联交易

以《评估报告》中预测的上网电量数据，以 2022 年度和 2023 年度川能风电向关联方市场化销售电量占市场化电量的比例及销售价格，模拟测算小街一期项目、淌塘二期项目达产后合计对于上市公司关联交易金额和营业收入的影响如下：

项目	2022 年度	2023 年度
年上网电量（万千瓦时）	80,120.00	80,120.00
市场化电量占比	48.33%	48.33%
市场化中关联交易占比	100.00%	71.25%
新增关联交易电量（万千瓦时）	38,722.00	27,589.42
关联销售均价（元/千瓦时，含税）	0.32	0.33
新增关联销售金额（万元）	10,821.09	8,072.06
占 2022 年度营业收入的比例	2.85%	2.12%

如按前述假设，本次募投项目实施后，预计新增关联交易占上市公司 2022 年度营业收入的比例在 2-3% 水平，本次募投项目预计不会大幅新增关联交易。此外，随着川能动力锂电业务收入规模的提升，川能动力关联交易占比将进一步下降。

（三）本次募投项目新增关联交易将不会严重影响生产经营的独立性

四川电力市场参与主体丰富，根据四川省电力交易平台的数据，截至本回复出具之日，四川省共有**269**家售电公司，川能风电具有丰富的潜在交易对象，不存在对关联销售渠道的依赖；2023年度，除川能综合能源、川能智网外，川能风电亦与蜀兴智能、智源能诚等非关联方签署了年度合同。

综上，本次募投项目新增关联交易将不会严重影响生产经营的独立性。

八、小街一期项目和淌塘二期项目建设周期与投产时间差异的合理性

小街一期项目、淌塘二期项目的开工日期、建设周期及评估预计投产时间的情况及其依据如下：

项目		小街一期项目	淌塘二期项目
开工时间	预测依据	实际开工情况	实际开工情况
	预测时间	2022年2月	2022年11月
建设周期	预测依据	发改委核准批复	发改委核准批复
	预测时间	20个月	18个月
评估预计投产时间	预测依据	管理层估计	管理层估计
	预测时间	2023年6月	2024年初

如上所示，若按照实际开工情况和发改委核准批复中的建设周期计算，小街一期项目预计将在2023年9月投产，淌塘二期项目预计将于2024年4月投产，与评估预计投产时间存在一定差异，主要系小街一期项目、淌塘二期项目发改委核准批复中的建设周期系在项目建设前根据当时的可行性研究结果做出的，而评估工作进行时项目已开始建设，管理层根据项目建设进度及历史建设经验预测了投产时间。双方的差异主要系预测时点和预测方法的不同所致，具有合理性。

九、本次募投项目少数股东的同比例投入安排情况

（一）本次募集资金投入的具体安排

本次募集资金到位后，上市公司将以借款方式向会东能源投入募集资金，用于小街一期项目、淌塘二期项目建设，借款利率参照全国银行间同业拆借中心发布的贷款市场报价利率（LPR）计息；能投资本已签署《承诺函》，将按照对会东能源的间接持股比

例，同比例、同利率为会东能源提供借款；明永投资已签署《承诺函》，承诺放弃向会东能源同比例借款。

（二）本次募集资金投入不存在损害上市公司及中小股东利益的情形

1、中小股东不进行同比例提供贷款符合相关法律法规及规范性规章制度的规定

《监管规则适用指引——发行类第6号》对募投项目实施方式进行了明确规定，小街一期项目、淌塘二期项目募集资金使用符合规定，具体分析如下：

具体规定	符合规定的分析
一、为了保证发行人能够对募投项目实施进行有效控制，原则上要求实施主体为母公司或其拥有控制权的子公司。但是，以下两种情形除外：（一）拟通过参股公司实施募投项目的，需同时满足下列要求：1.上市公司基于历史原因一直通过该参股公司开展主营业务；2.上市公司能够对募集资金进行有效监管；3.上市公司能够参与该参股公司的重大事项经营决策；4.该参股公司有切实可行的分红方案。（二）国家法律法规或政策另有规定的。	符合，会东能源系上市公司控股子公司。
二、通过新设非全资控股子公司或参股公司实施募投项目的，保荐机构及发行人律师应当关注与其他股东合作原因、其他股东实力及商业合理性，并就其他股东是否属于关联方、双方出资比例、子公司法人治理结构、设立后发行人是否拥有控制权等进行核查并发表意见。	不适用，会东能源非上市公司新设的非全资控股子公司或参股公司。
三、通过非全资控股子公司或参股公司实施募投项目的，应当说明中小股东或其他股东是否同比例增资或提供贷款，同时需明确增资价格和借款的主要条款（贷款利率）。保荐机构及发行人律师应当结合上述情况核查是否存在损害上市公司利益的情形并发表意见。	符合相关规定：1、已说明中小股东同比例借款安排；2、已明确借款利率等主要条款；3、独立财务顾问和发行人律师已发表不存在损害上市公司利益的情形的意见。
四、发行人通过与控股股东、实际控制人、董事、监事、高级管理人员及其亲属共同出资设立的公司实施募投项目的，发行人和中介机构应当披露或核查以下事项：（一）发行人应当披露该公司的基本情况,共同设立公司的原因、背景、必要性和合规性、相关利益冲突的防范措施；通过该公司实施募投项目的原因、必要性和合理性；（二）共同投资行为是否履行了关联交易的相关程序及其合法合规性；（三）保荐机构及发行人律师应当核查并对上述事项及公司是否符合《公司法》第一百四十八条的规定、相关防范措施的有效性发表意见。	不适用，会东能源非上市公司与控股股东、实际控制人、董事、监事、高级管理人员及其亲属共同出资设立的公司。

2、上市公司向会东能源提供借款的条件公允

上市公司将以借款方式向会东能源投入募集资金，用于小街一期项目、淌塘二期项目建设，借款利率参照全国银行间同业拆借中心发布的贷款市场报价利率（LPR）计息。会东能源将按照借款协议的约定，向上市公司支付相应借款利息，会东能源少数股东明

永投资以其所持股权比例间接承担相应借款的利息费用，上市公司向会东能源提供借款不会导致募投项目实施主体无偿或以明显偏低的成本使用上市公司资金的情形。

3、上市公司已建立完善的募集资金管理制度，将严格按照要求规范使用募集资金

上市公司拟从以下方面规范募集资金的存放、使用和管理，保证募集资金的安全，最大限度地保障投资者的合法权益，提高募集资金使用效率：

(1) 上市公司已根据相关法律法规和规范性文件的要求，制定了《募集资金管理办法》，并将持续严格执行；

(2) 上市公司和会东能源将在募集资金到位后，开立募集资金专户，并与银行、独立财务顾问签署《募集资金三方/四方监管协议》，加强募集资金的使用监管；

(3) 上市公司将严格监督会东能源按照上市公司募集资金监管相关法律法规的要求规范使用募集资金，并将根据相关事项进展情况，严格按照规定及时履行信息披露义务。

综上，本次募集资金投入不存在损害上市公司及中小股东利益的情形。

十、会东能源土地权属证书和房产证的办理情况及本次募投项目所涉手续及办理情况

(一) 会东能源土地权属证书和房产证的办理情况

会东能源尚待取得权属证书的土地及房产的权属证书办理进度和预计取得时间等相关情况如下：

序号	公司名称	土地/房产名称	权属证书办理进度	预计取得时间
1	会东能源	淌塘一期风电场	已上报至凉山州自然资源局审查，正在办理	2024/6/30 之前
2		堵格一期风电场金格升压站、综合楼、仓库、值班室等	已上报至会东县自然资源局审查，正在办理	2023/12/31 之前

未来为获取土地权属证书和房产证需支付的对价主要包括土地出让金及相关税费（预计 1,126.35 万元）及办理权属证书所需少量手续费用等。根据会东能源出具的承诺，其将严格按照未来签署的土地出让合同约定，及时足额支付土地出让金及相关税费、办理权属证书手续费等必需费用，积极推进上述土地及房产权属证书手续尽快办理完成。

截至本回复出具之日，上述土地及房产正在办理权属证书相关手续，其中淌塘一期风电场正在办理建设用地报批手续，待获得建设用地批复后将依法履行招拍挂程序并办理权属证书。

淌塘一期风电场项目列入了《会东县土地利用总体规划（2006-2020）》重点项目清单，符合《会东县土地利用总体规划（2006-2020）》，其亦被列入《凉山州“十四五”能源发展规划》（以下简称“《规划》”），《规划》要求“加快推进凉山州风电基地建设”，“县（市）人民政府督促项目法人加快前期工作，落实用地、环保、水保、安全评价等建设条件，在规定时限开工建设、按期投产发电”；同时，淌塘一期风电场项目用地不涉及耕地，不涉及生态红线，已取得使用林地的许可文件，不存在影响办理权属证书的实质性障碍。根据会东县自然资源局于2022年12月和2023年5月出具的证明，淌塘一期风电场项目用地正在办理相关用地手续，目前已上报至州局审查，后续取得省建设用地批复后，会东县自然资源局将根据国家相关法律法规对淌塘一期风电场项目建设用地实施供地，并办理相关产权手续。

就堵格一期风电场项目，截至本回复出具之日，其已经取得建设用地批复，并已取得风电场区域不动产权证；同时，根据会东县自然资源局2023年5月出具的证明，堵格一期风电场土地及房屋正在依据国家相关法律法规规定程序正常办理不动产权登记手续，未来取得不动产权证不存在实质性障碍，在取得相应权属证书前该公司可正常使用相关土地及房屋，不存在需要收回相关土地、拆除相关建（构）筑物的情况。

综上，上述土地及房产无法取得权属证书的风险较小，会东能源在依规履行相关程序后，取得权属证书不存在实质性障碍。

（二）本次募投项目用地所涉手续及办理情况

截至本回复出具之日，本次募投项目相关用地均已取得建设用地预审意见。本次募投项目用地预审完成后，还需履行建设用地审批、土地招拍挂挂网公示、签署土地出让合同并缴纳土地出让金及相关税费、办理不动产权属证书等手续。根据《风电开发建设管理暂行办法》第十九条规定：“风电场工程项目须经过核准后方可开工建设。项目核准后2年内不开工建设的，项目原核准机构可按照规定收回项目。风电场工程开工以第一台风电机组基础施工为标志。”

截至本回复出具之日，小街一期风电场项目已于 2021 年 12 月取得四川省发展和改革委员会出具的《关于凉山州会东县小街一期风电项目核准的批复》（川发改能源〔2021〕483 号）；淌塘二期风电场项目已于 2022 年 3 月取得四川省发展和改革委员会出具的《关于凉山州会东县淌塘二期风电项目核准的批复》（川发改能源〔2022〕109 号）。小街一期风电场与淌塘二期风电场项目均在取得项目核准文件后开工建设。

风电行业受制于其行业特点，公司自取得能源项目建设指标到要求并网发电的时间间隔较短，因此在客观上留给项目建设的周期较短；且鉴于国有土地使用权的取得涉及规划、选址、报批、征收、出让等多项流程，从规划选址到最终取得权属证书的时间较长，客观上存在无法满足能源项目建设需求的因素，因此，风电行业中也相对普遍的存在取得土地预审复函后即开工建设的情形，同行业上市公司的募投项目（如青海茫崖 50 万千瓦风力发电项目、高台县盐池滩风电场二期项目、肃北风电马鬃山第二风电场 B 区项目和三道山风电项目）亦存在取得用地预审即开工的情况。

就上述募投项目用地，会东能源正在积极与当地主管部门沟通推进相关土地使用权取得手续，报告期内会东能源能够正常使用相关土地，会东县自然资源局于 2023 年 5 月出具证明，小街一期风电场、淌塘二期风电场正在进行建设用地报批组卷工作，不存在依法需要办理不动产登记的相关建（构）筑物，该项目用地上的相关建（构）筑物不存在需要拆除情况；会东能源风电场项目的开工建设行为不属于重大违法违规行为，不属于需要给予重大行政处罚的情形。

综上所述，上述募投项目均已取得项目核准并通过用地预审，符合规划要求，会东能源正在积极与当地主管部门沟通推进相关土地使用权取得手续；在取得土地预审复函后即开工建设符合行业特征，主管部门亦已出具相关证明文件，募投项目开工建设行为不属于重大违法违规行为，不属于需要给予重大行政处罚的情形，不存在需要收回相关土地、拆除相关建（构）筑物的情况。会东能源就募投项目办理土地权属证书事项采取了积极措施，故会东能源在取得土地预审复函后即开工建设事项不会对本次募投项目产生实质性影响。

十一、本次募投项目开工资质及排污许可取得情况

（一）本次募投项目开工资质取得情况

根据公司说明并经核查相关资料，本次募投项目已履行及开工建设前尚需履行的相关资质及审批手续如下：

序号	所属阶段	履行程序	小街一期风电场	淌塘二期风电场
1	前期工作	工程可行性研究	完成	完成
		前期工作审批	完成	完成
2	建设用地预审/前期手续	工程可行性研究评审意见	完成	完成
		水土保持方案批复	完成	完成
		地表文物古迹调查	完成	完成
		军事设施审查	完成	完成
		环评批复	完成	完成
		珍稀物种审查	完成	完成
		未压覆重要矿产资源的审查	完成	完成
		自然保护区审查	完成	完成
		社会稳定风险备案	完成	完成
		地质灾害评估	完成	完成
		规划选址意见	完成	完成
		生态红线和集中式水源保护区核查	完成	完成
		安全预评价	完成	完成
		电网接入	完成	完成
建设用地预审意见	完成	完成		
3	项目核准	取得发改核准	完成	完成
4	建筑工程规划及施工	建设用地规划许可	不适用	不适用
		建设工程规划许可	不适用	不适用

序号	所属阶段	履行程序	小街一期风电场	淌塘二期风电场
		建设工程施工许可	不适用	不适用
5	建设用地报批	林地/草地占用审批	完成	尚待取得草地使用许可
		审批具体用地	正在进行	正在进行
		取得建设用地批复	正在进行	正在进行
6	土地出让	签订出让协议	正在进行	正在进行
7	产权登记	办理不动产证登记	正在进行	正在进行

根据《中华人民共和国城乡规划法》相关规定，在城市、镇规划区内以出让方式取得国有土地使用权的建设项目，应当向城市、县人民政府城乡规划主管部门领取建设用地规划许可证；在城市、镇规划区内进行建筑物、构筑物、道路、管线和其他工程建设的，应当办理建设工程规划许可证。会东县自然资源局于2022年12月出具《关于会东县小街一期风电场项目、淌塘二期风电场项目是否在会东县城镇开发边界内的回复》，确认本次募投项目会东县小街一期风电场项目、淌塘二期风电场项目均未在会东县城镇开发边界内，因此本次募投项目开工建设前无需履行建设用地规划许可和建设工程规划许可手续。

根据会东县住房和城乡建设局于2023年5月出具证明，确认会东县小街一期、淌塘二期风电场项目无需办理施工许可证。

其中，淌塘二期风电场在履行建设用地报批手续前，还需取得使用（占用）草地许可，会东县林草局已于2023年2月6日出具证明，确认前述草地使用（占用）手续正在积极办理过程中，未来取得使用许可不存在实质性障碍。

综上，截至本回复出具之日，除建设用地报批和土地出让程序外，本次募投项目已取得开工建设的全部资质。就尚未取得的建设用地报批和土地出让程序，具体情况参见本回复“问题7、十、会东能源土地权属证书和房产证的办理情况及本次募投项目所涉手续及办理情况”。

（二）本次募投项目无需取得排污许可证或进行排污登记

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》（以下简称“《分类管理名录》”）第二条规定，根据企业事业单位污染物产生量、排放量或者对环境的影响

程度分别实行排污许可重点管理、排污许可简化管理和排污登记管理。实行登记管理的排污单位，不需要申请取得排污许可证，应当进行排污登记。

根据《分类管理名录》的规定，《分类管理名录》依据《国民经济行业分类》(GB/T 4754-2017)划分行业类别，属于《分类管理名录》规定的 1-107 类、108 类（除 1-107 外的其他行业）涉及 109 锅炉、110 工业炉窑、111 表面处理和 112 水处理通用工序的，应当申请取得排污许可证或进行排污登记；对名录未作规定的排污单位，确需纳入排污许可管理的，其排污许可管理类别由省级生态环境主管部门提出建议，报生态环境部确定；根据对四川省生态环境厅的咨询，风力发电企业属于《分类管理名录》中的“108（除 1-107 外的其他行业）”，如不属于《分类管理名录》第七条所述情形，暂时无需申领排污许可证或者填报排污登记表。

本次募投项目为风电项目，根据《国民经济行业分类》（GB/T 4754-2017），属于“D 电力、热力、燃气及水生产和供应业/44 电力、热力生产和供应业/441 电力生产/4415 风力发电”行业，不属于《分类管理名录》规定的 1-107 类、108 类（除 1-107 外的其他行业）涉及 109 锅炉、110 工业炉窑、111 表面处理和 112 水处理通用工序的行业；不属于《分类管理名录》第七条规定的应当对涉及的《分类管理名录》第 109 至 112 类规定的锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等通用工序申请领取排污许可证或者填报排污登记表的情形。因此，本次募投项目无需取得排污许可证或进行排污登记。

十二、中介机构核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

- 1、上市公司已补充披露相关内容；
- 2、本次发行补充流动资金及偿还债务的规模符合《监管规则适用指引——上市类第 1 号》1-1 的规定；
- 3、本次募投项目投资规模已经发改部门核准，且与四川省同期同规模项目单位功率投资规模不存在重大差异，本次募投项目投资规模具有合理性；
- 4、本次募投项目主要预测指标具有合理性，可研报告与收益法评估在主要预测指标上存在差异，主要系预测用的测算假设存在差异，该等差异具有合理性；

5、结合四川省电力供需情况、募投项目并网手续及送出工程建设情况和四川省对风力发电的保障性并网安排，本次募投项目新增发电量消化措施良好，可以达到预期利用水平；

6、若本次募集配套资金未能成功实施，将不会对上市公司生产经营构成重大不利影响，将对上市公司财务状况、偿债能力、流动性产生一定影响；

7、小街一期项目和淌塘二期项目线路送出工程未包含在本次募投项目中，未使用募集资金投入；

8、本次募投项目可能导致新增具有必要性和公允性的关联交易，预计不会大幅新增关联交易，且新增的关联交易将不会严重影响生产经营的独立性；

9、小街一期项目和淌塘二期项目建设周期与投产时间存在差异，系不同预测下预测时点和预测方法的不同所致，具有合理性；

10、本次募投项目的少数股东投入安排和主要条款已明确，本次募集资金投入不存在损害上市公司及中小股东利益的情形；

11、会东能源淌塘一期风电场权属证书正在办理，已上报至凉山州自然资源局审查，预计在2024年6月30日前取得；堵格一期风电场金格升压站、综合楼、仓库、值班室等权属证书正在办理，已上报至会东县自然资源局审查，预计在2023年12月31日前取得；未来为获取土地权属证书和房产证需支付的对价主要包括土地出让金及相关税费、办理权属证书所需手续费用等；上述土地及房产正在办理权属证书相关手续，无法取得权属证书的风险较小，会东能源在依法依规履行相关程序后，取得权属证书不存在实质性障碍；本次募投项目用地预审完成后，还需履行建设用地审批、土地招拍挂挂网公示、签署土地出让合同并缴纳土地出让金及相关税费、办理不动产权属证书等手续；在取得土地预审复函后即开工建设符合行业特征，主管部门亦已出具相关证明文件，该等情形不会对本次募投项目产生实质性影响；

12、本次募投项目无需取得建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建设工程施工许可证以及排污许可证或进行排污登记，除建设用地报批和土地出让程序外，本次募投项目已取得开工建设的全部资质。

经核查，律师认为：

1、本次发行补充流动资金及偿还债务的规模符合《监管规则适用指引——上市类第1号》1-1的规定；

2、小街一期项目和淌塘二期项目线路送出工程未包含在本次募投项目中，未使用募集资金投入；

3、本次募投项目可能导致新增具有必要性和公允性的关联交易，新增关联交易不会严重影响生产经营的独立性；

4、小街一期项目和淌塘二期项目建设周期与投产时间存在差异，系不同预测下预测时点和预测方法的不同所致，具有合理性；

5、本次募投项目的少数股东投入安排和主要条款已明确，本次募集资金投入不存在损害上市公司及中小股东利益的情形；

6、会东能源淌塘一期风电场权属证书正在办理，已上报至凉山州自然资源局审查，预计在2024年6月30日前取得；堵格一期风电场金格升压站、综合楼、仓库、值班室等权属证书正在办理，已上报至会东县自然资源局审查，预计在2023年12月31日前取得；未来为获取土地权属证书和房产证需支付的对价主要包括土地出让金及相关税费、办理权属证书所需手续费用等；截至本补充法律意见书出具日，上述土地及房产正在办理权属证书相关手续，无法落实项目用地的风险较小，会东能源在依法依规履行相关程序后，取得权属证书不存在实质性障碍；

7、本次募投项目用地预审完成后，还需履行建设用地审批、土地“招拍挂”挂网公示、签署土地出让合同并缴纳土地出让金及相关税费、办理不动产权属证书等手续。在取得土地预审复函后即开工建设符合行业特征，主管部门亦已出具相关证明文件，该等情形不会对本次募投项目产生实质性影响；

8、本次募投项目无需取得建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建设工程施工许可证以及排污许可证或进行排污登记，除建设用地报批和土地出让程序外，本次募投项目已取得开工建设的全部资质。

问题 8

请上市公司补充说明：（1）结合控股股东四川省能源投资集团有限责任公司（以下简称四川能投）与四川发展（控股）有限责任公司（以下简称四川发展）的股权控制关系、同业竞争主体的核查范围等，进一步补充说明本次交易同业竞争核查范围的充分性和准确性，相关现实同业竞争和潜在同业竞争的披露是否充分准确，如否，请予以补充披露；（2）2021 年重组交易产生的同业竞争相关承诺履行情况，并结合相关同业竞争资产的实际运营情况，同业竞争解决措施及触发时点等，补充说明是否存在已达成承诺履行条件但未履行承诺的情形。

请独立财务顾问和律师核查并发表明确意见。

回复：

一、同业竞争核查范围及披露充分、准确

川能动力同业竞争主体的核查范围为控股股东四川能投及其控制的企业。截至本回复出具之日，四川发展直接持有四川能投 100% 股权，系四川能投唯一股东，未将四川发展纳入同业竞争主体的核查范围的原因如下：

（一）四川能投系四川省国资委直接控制和管理的企业

为明确四川能投的管理权限，四川省国资委于 2015 年 12 月出具了《说明》：四川发展（控股）有限责任公司（以下简称“四川发展”）虽然是能投集团的控股股东，但四川发展和能投集团的主要负责人均为四川省委提名、省政府任免，四川发展和能投集团的实际控制人均为四川省国资委。综上，四川发展为能投集团出资人，四川省国资委为能投集团实际控制人，能投集团为四川省国资委直接控制和管理的企业。

根据上述《说明》，四川能投系四川省国资委直接控制和管理的企业，四川发展为四川能投出资人，不享有对四川能投的管理权限。

（二）四川发展持股的、除四川能投及其控制的其他企业之外的企业与上市公司不构成关联方

《公司法》第二百一十六条规定“关联关系，是指公司与控股股东、实际控制人、董事、监事、高级管理人员与其直接或者间接控制的企业之间的关系，以及可能导致公司利益转移的其他关系。但是，国家控股的企业之间不仅因为同受国家控股而具有关联关系”。

《企业会计准则第 36 号——关联方披露》第六条规定“仅仅同受国家控制而不存在其他关联方关系的企业，不构成关联方”。

《深圳证券交易所股票上市规则》6.3.4 规定“上市公司与本规则第 6.3.3 条第二款第（二）项所列法人（或者其他组织）受同一国有资产管理机构控制而形成该项所述情形的，不因此构成关联关系，但其法定代表人、董事长、总经理或者半数以上的董事兼任上市公司董事、监事或者高级管理人员的除外”。

根据四川省国资委的职责，四川省国资委是代表四川省人民政府履行国有资产监督管理职责的直属特设机构，基于履职需要对类似四川能投的企业履行出资人职责，因此形成四川省国资委对该等企业的控制。另外，在四川发展持股的企业中，除四川能投之外，其他企业的法定代表人、董事长、总经理或者半数以上的董事均不存在兼任上市公司董事、监事或者高级管理人员的情形。

因此，四川省国资委通过四川发展持股而控制的、除四川能投及其控制的其他企业之外的企业，不构成上市公司的关联方，不属于同业竞争的界定范围。

除川能动力前次和本次重组外，四川省国资委通过四川发展持股而控制的上市公司，在资本运作中同业竞争的核查范围类似，如四川路桥 2022 年重大资产重组（2022 年 11 月获核准）核查范围不包含除蜀道集团及其控制的企业外四川发展旗下的企业（如川发龙蟒的磷矿项目，四川能投的水电项目）；川发龙蟒 2022 年重大资产重组（2022 年 6 月获核准）核查范围未包含四川发展旗下的蜀道集团控制的企业（如四川路桥蜀能矿山的马边磷矿项目）。

综上，本次交易同业竞争核查范围充分、准确，基于核查范围核查并披露的同业竞争情况充分、准确。

二、2021 年重组交易产生的同业竞争情况

2021 年重组中，仁寿川能环保能源有限公司等 9 家涉及垃圾焚烧发电、环卫一体化业务的公司由于盈利性或转让限制等原因未能将股权注入上市公司，四川能投已针对此出具《关于避免同业竞争的说明与承诺》，承诺如下：

“（1）本公司或本公司所实际控制企业在保证存续项目既有投资外，将不再以任何形式对与川能动力及其控股子公司主营业务形成实质性竞争的业务增加投资，亦不会在现有业务以外新增与川能动力及其控股子公司主营业务形成竞争的业务，包括不通过投资、收购、兼并等方式从事与川能动力及其控股子公司主营业务形成实质性竞争的业务。如必须新增与川能动力及其控股子公司主营业务形成实质性竞争的业务，本公司将就上述业务机会优先授予川能动力及其控股子公司。

（2）若本公司或任何相关企业未来从任何第三方获得任何与川能动力从事的业务存在实质性竞争或可能存在实质性竞争的商业机会，则本公司将立即通知川能动力，在征得该第三方允诺后，将该商业机会让渡给川能动力。

（3）本次交易完成后的 5 年内，在安岳川能环保能源发电有限公司、四川能投邻水环保发电有限公司、遂宁川能环卫管理有限公司、雅安川能环境管理有限公司正式投入运营且注入川能动力不会摊薄川能动力每股收益时，在符合相关特许经营项目合同约定并征得 PPP 合同相对方同意后，本公司将完成必要程序，将上述公司的股权以合法方式注入川能动力并完成股权变更登记手续。

（4）本次交易完成后的 5 年内，若仁寿川能环保能源有限公司、自贡能投华西环保发电有限公司、四川能投分布式能源有限公司、盐亭盈基生物质能源开发有限公司及威海川能热力有限公司运营稳定且注入川能动力不会摊薄川能动力每股收益时，本公司将完成必要程序，将上述公司的股权以合法方式注入川能动力并完成股权变更登记手续。

（5）如本公司及本公司所控制的企业向第三方出售前述（3）及（4）项下资产（包括股权或资产）时，川能动力拥有优先购买的权利，且本公司向川能动力提供的交易条件将不逊于本公司向任何第三方提供的交易条件。

(6) 如本次交易完成后的 5 年内，前述 (3) 及 (4) 项下资产注入川能动力的条件无法成就，本公司及本公司所控制的企业将优先川能动力的利益为原则，采取以公允且合理的条件将上述资产以托管方式委托由川能动力经营管理，或向非本公司控制的第三方出售上述资产等可行的方式，以避免潜在同业竞争。

(7) 本公司承诺，自本承诺函出具日起，如本公司违反上述承诺，则因此而取得的相关收益将全部归川能动力所有；如因此给川能动力造成损失的，本公司将及时、足额赔偿川能动力因本公司及相关企业违反本承诺任何条款而遭受或产生的任何损失或开支。本承诺函在川能动力合法有效存续且本公司作为川能动力的控股股东期间持续有效。”

上述承诺涵盖了对现存同业竞争和新增潜在同业竞争的处置方式，其中关于现存同业竞争主体在 5 年内（2021 年 11 月至 2026 年 11 月）注入上市公司需满足两个条件，即（一）注入川能动力不会摊薄川能动力每股收益、（二）对存在转让限制的股权取得相关方同意。

报告期内，仁寿川能环保能源有限公司等 9 家涉及承诺的主体的财务数据情况如下：

序号	公司名称	归母净资产（万元）			归母净利润（万元）		
		2023 年 1-4 月	2022 年度	2021 年度	2023 年 1-4 月	2022 年度	2021 年度
1	仁寿川能环保能源有限公司	20,237.58	20,088.63	19,359.79	351.96	728.84	359.79
2	安岳川能环保能源发电有限公司	8,289.39	8,959.22	8,719.99	-678.67	-412.47	-0.24
3	四川能投邻水环保发电有限公司	9,107.19	8,954.97	8,319.21	141.03	702.45	148.24
4	遂宁川能环卫管理有限公司	13,144.02	13,683.84	13,599.21	-428.17	84.63	-100.89
5	雅安川能环境管理有限公司	5,897.21	5,903.75	5,967.54	-6.54	-63.79	-113.46
6	自贡能投华西环保发电有限公司	-25,564.96	-25,222.12	-24,016.23	-318.96	-1,205.89	-1,915.60
7	四川能投分布式能源有限公司	50,076.85	49,997.42	44,858.02	79.43	-205.71	-1,393.28
8	盐亭盈基生物质能源开发有限公司	4,870.10	5,429.48	6,800.89	-602.27	-1,515.22	-1,572.68
9	威海川能热力有限公司	2,250.52	3,450.32	8,255.36	-1,215.77	-4,805.04	-3,114.52

由上表可知，除仁寿川能环保能源有限公司和四川能投邻水环保发电有限公司外，前述公司处于亏损状态（四川能投分布式能源有限公司 2023 年 1-4 月归母净利润为正，主要系产生了偶发性的设备销售和服务业务，在不考虑该等业务的情况下，2023 年 1-4

月归母净利润仍为负), 相关股权注入上市公司后将摊薄上市公司每股收益, 不满足“注入川能动力不会摊薄川能动力每股收益”的前置条件; 而仁寿川能环保能源有限公司和四川能投邻水环保发电有限公司尚未取得业主方对股权转让的同意, 因此不存在已达成承诺履行条件但未履行承诺的情形。

对新增潜在同业竞争, 四川能投已承诺不新增与川能动力及其控股子公司主营业务形成实质性竞争的业务。自承诺以来, 四川能投严格履行其同业竞争承诺, 未新增与川能动力及其控股子公司主营业务形成实质性竞争的业务。

综上, 2021 年重组交易产生的同业竞争相关承诺处于正常履行中, 不存在已达成承诺履行条件但未履行承诺的情形。

三、中介机构核查意见

经核查, 独立财务顾问认为:

1、上市公司本次交易同业竞争核查范围充分、准确, 基于核查范围核查并披露的同业竞争情况充分、准确;

2、2021 年重组交易产生的同业竞争不存在已达成承诺履行条件但未履行承诺的情形;

3、本次交易系上市公司收购合并范围内公司的少数股权, 本次交易不会新增同业竞争。

经核查, 律师认为:

1、本次交易同业竞争核查范围具有充分性、准确性; 相关现实同业竞争和潜在同业竞争的披露充分准确;

2、2021 年重组交易产生的同业竞争相关承诺不存在已达成承诺履行条件但未履行承诺的情形;

3、本次交易系上市公司收购合并范围内公司的少数股权, 本次交易不会新增同业竞争。

问题 9

根据《公开发行证券的公司信息披露内容与格式准则第 26 号——上市公司重大资产重组》和《深圳证券交易所股票发行上市审核业务指引第 1 号——申请文件受理》的规定，独立财务顾问和会计师事务所应当提交对交易标的的业绩真实性的专项核查意见，但本次重组会计师事务所提交的业绩真实性专项核查意见仅说明其对本次重组标的资产进行审计并出具了无保留意见，未对具体审核过程、业绩真实性的核查范围、核查程序和获取的审计证据等进行任何说明。

请会计师事务所补充提交符合行业执业规范和标准的业绩真实性核查报告。本所郑重提醒本次重组证券服务机构，应当严格遵守执业准则和职业道德守则的规定，勤勉尽责，依规审慎出具相关文件。

回复：

本次交易的审计机构天健会计师事务所（特殊普通合伙）已根据《公开发行证券的公司信息披露内容与格式准则第 26 号——上市公司重大资产重组》和《深圳证券交易所股票发行上市审核业务指引第 1 号——申请文件受理》的规定，对交易标的的业绩真实性进行核查并补充提交了符合行业执业规范和标准的业绩真实性核查报告。

其他事项说明

一、请全面梳理“重大风险提示”各项内容，突出重大性，增强针对性，强化风险导向，删除冗余表述，按照重要性进行排序

回复：

上市公司已对重组报告书“重大风险提示”各项内容进行全面梳理，突出重大性，增强针对性，强化风险导向，删除冗余表述，并将各项风险因素按照重大性、针对性、导向性的原则重新排序。

二、请关注重组申请受理以来有关该项目的重大舆情等情况，请独立财务顾问对上述情况中涉及该项目信息披露的真实性、准确性、完整性等

事项进行核查，并于答复本审核问询函时一并提交。若无重大舆情情况，也请予以书面说明

回复：

（一）上市公司说明

自本次重组申请获得深圳证券交易所受理以来，公司持续关注舆情讨论与媒体报道，通过网络检索等方式对与本次重组相关的媒体报道事项进行核查，经核查，截至本回复出具之日，公司不存在重大舆情或媒体质疑。

（二）独立财务顾问核查意见

独立财务顾问对自本次重组申请获得深圳证券交易所受理至本回复出具之日的相关媒体报道进行了核查，并与本次重组申请文件进行了比对，经核查，独立财务顾问认为：截至本回复出具之日，上市公司不存在重大舆情或媒体质疑，本次重组申请文件中披露的信息真实、准确、完整。

独立财务顾问将持续跟踪与本次重组相关的舆情讨论与媒体报道，若出现影响对本项目信息披露真实性、准确性、完整性的相关情形，独立财务顾问将及时进行核查。

（本页无正文，为《四川省新能源动力股份有限公司关于深圳证券交易所〈关于四川省新能源动力股份有限公司发行股份购买资产并募集配套资金申请的审核问询函〉之回复报告》之签章页）

