

北京天健兴业资产评估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

深圳证券交易所：

四川省新能源动力股份有限公司于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）。北京天健兴业资产评估有限公司就本次问询所提问题逐项进行了认真核查和落实，按照《重组问询函》的要求对所涉及的事项进行了认真答复，回复如下：

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 1]	营业收入	-	-	-	-
	净利润	-2,917.35	-2,844.16	73.19	-2.51[注 2]
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 1：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。

注 2：川能风电本身无业务，净利润为负数，预测数据净利润低于实际数据，差异率为负数。

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

交易标的预测期各地调项目（地级市或县电力公司调度的项目）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]

交易标的预测期各省调项目（省电力公司调度的项目）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。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
		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

主体	电场	项目	12-4月	5、11月	6-10月
		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。

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），已运营各电场预测期装机容量、电损率以及换算比例如下表：

电场	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

电场	装机容量 (万千瓦)	电损率 (%)	换算比例 (万千瓦)
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。

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。

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）						

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
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

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
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。

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
	(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

资产负债重分类	序号	项目	前次评估	本次评估	两次差异
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%
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题“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

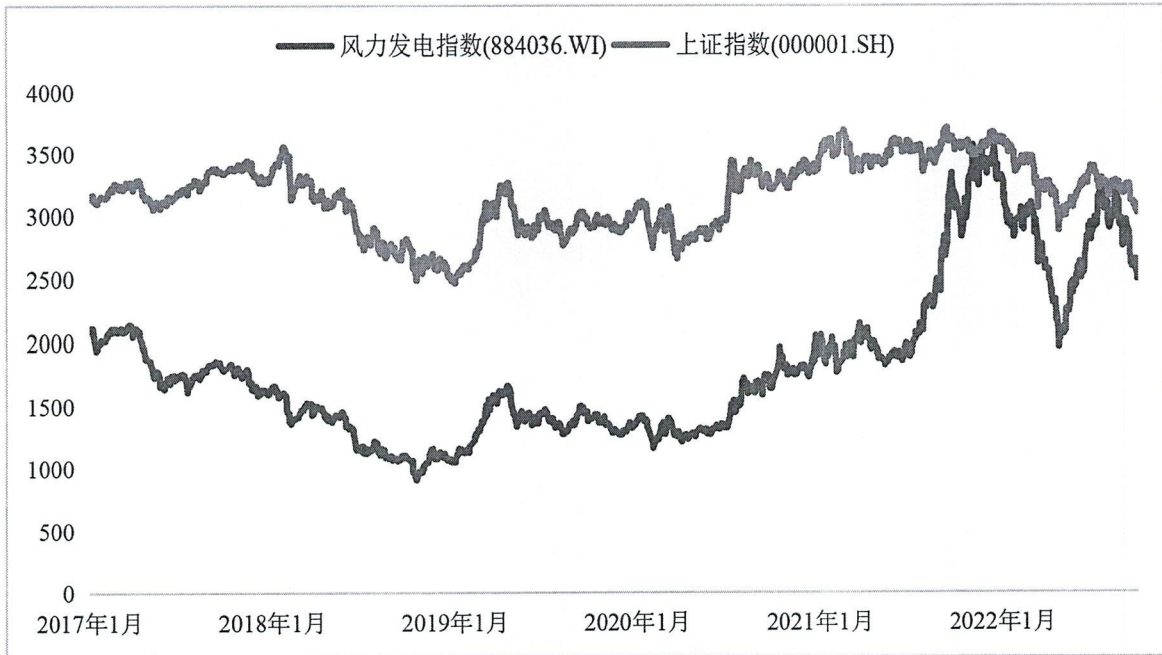
序号	证券代码	证券名称	β_L (三年)	D/E (%)	T (%)	β_U
4	601016.SH	节能风电	0.6033	107.6176	25.00	0.33384
5	601619.SH	嘉泽新能	0.3768	33.9905	15.00	0.29234
6	603693.SH	江苏新能	0.7908	35.4967	25.00	0.62453
7	600821.SH	金开新能	0.4513	162.2631	25.00	0.20357
平均			0.6931	70.4291	-	0.49781

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，选取其自身的贷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》：“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》：“（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
	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

资源区	地区	2016年保障小时数	2020年保障小时数
	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
	内蒙古赤峰、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电场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 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
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%
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%

序号	省份	2022年	2021年	2020年
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%
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%

序号	省份	2022年	2021年	2020年
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
----	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	-----

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、评估机构核查意见

经核查，评估机构认为：

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。

北京天健兴业资产评估有限公司
2023年6月19日

