

北京天健兴业资产评估有限公司对中国证券监督管理委员会《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》（192677）号的回复

中国证券监督管理委员会：

贵会于 2019 年 11 月 15 日对重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易申请文件出具的《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》（192677 号）（以下简称“《反馈意见》”）收悉。

根据贵会的要求，重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司已会同中介机构对《反馈意见》所列问题认真进行了逐项落实，我公司现根据《反馈意见》所涉问题进行说明和回复如下，请贵会予以审核。

除另有说明外，本回复中相关简称的释义与重组报告书保持一致。

问题 8. 申请文件显示，本次重组标的联合能源收益法评估值为 622,999 万元，增值率为 8.95%。联合能源持有乌江实业 64.85%、聚龙电力 100.00%、渝新通达 100.00% 股权，无经营性业务。收益法评估中，联合能源企业经营性资产仅由费用构成，价值为-6,518.21 万元，折现率为 8.981%。评估基准日至 2023 年为明确预测期，2023 年以后为永续期；聚龙电力、乌江实业评估中 2030 年以后为永续期。请你公司：1) 补充披露联合能源在无经营性业务、预测期经营性资产为负的情况下，是否具有稳定预期收益，结合收益法的常规适用情形，补充披露采用现金流量折现方法的依据和合理性。2) 对比市场上同类交易，折现率各项参数的选取、计算过程，可比公司选取的适当性，补充披露该折现率的合理性，是否符合行业惯例，折现率变动对估值的影响进行敏感性分析。3) 联合能源持有聚龙电力、乌江实业股权并合并报表，补充披露在对联合能源的收益法评估中对永续期的确定依据，与聚龙电力、乌江实业不一致的原因。4) 联合能源长期股权投资账面余额 577,399.63 万元，结合报告期子公司业绩情况，补充披露未计提长期股权投资减值准备的原因和合理性。5) 联合能源收益法预测下，管理费用逐年减少的原因和合理性，工资和咨询费的构成、预测依据，对估值的影响。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、补充披露联合能源在无经营性业务、预测期经营性资产为负的情况下，是否具有稳定预期收益，结合收益法的常规适用情形，补充披露采用现金流量折现方法的依据和合理性。

（一）本次各主要企业按单体报表进行评估

标的公司联合能源合并报表口径下主营业务包括电力生产、供应及服务，锰矿开采及电解锰生产加工销售等业务，其中，电力生产、供应及服务是核心业务，核心业务主要通过子公司聚龙电力（主要供电区域位于重庆市涪陵区）和乌江实业（主要供电区域位于重庆市黔江、酉阳和秀山区域）开展。

由于发电企业、售电企业、锰矿开采、电解锰加工等企业各自的经营模式、

盈利能力、资产特性、所面临的风险等方面均不完全相同，若采用联合能源合并报表进行收益法评估，难以周全考虑上述差异对标的资产评估结论的影响，因此本次主要企业按单体报表进行评估。

（二）联合能源母公司收益法合理性分析

1、联合能源母公司资产基础法评估思路

如上所述，本次主要企业按单体报表进行评估。在对下属主要子公司的评估中，根据《资产评估执业准则—企业价值》第十七条、第十八条的相关规定，对各子公司逐一分析评估方法适用性后，对于适合采用不同评估方法进行评估的，均采用了不同评估方法进行评估并得到对应的不同评估结果。通过比对分析，选取一种较为合理的评估结果作为该子公司的评估结果后，经各级汇总并最终形成了联合能源母公司资产基础法评估结果。由此可见，联合能源母公司资产基础法评估结果中已包含了部分子公司的收益法评估结果。

2、联合能源母公司采用收益法评估的合理性

（1）联合能源母公司采用收益法评估的依据

根据《资产评估执业准则——企业价值》“第三十八条 对专门从长期股权投资获取收益的控股型企业进行评估时，应当考虑控股型企业总部的成本和效益对企业价值的影响。对专门从长期股权投资获取收益的控股型企业的子公司单独进行评估时，应当考虑控股型企业管理机构分摊管理费对企业价值的影响。”由于联合能源母公司下属子公司数量和层级较多，同时上下级公司未签订管理费分摊的相关协议，母公司管理费无法进行合理分摊，因此在对适用收益法评估的子公司进行收益法评估时，未能“考虑控股型企业管理机构分摊管理费对企业价值的影响”。

在本次对联合能源母公司的评估中，由于联合能源母公司资产基础法评估结果中已包含了部分子公司的收益法评估结果，而子公司收益法结果未能合理分摊母公司管理费，因此根据上述准则规定，通过在母公司收益法中预测管理费的方式，从而“考虑控股型企业总部的成本和效益对企业价值的影响”。

（2）预期收益的稳定性及可预测性

联合能源母公司作为整个集团的管理机构，公司无实际的经营性业务开展，主要负责对下级企业进行管理和安全指导等工作。

联合能源母公司对下级企业负有管理、安全指导等职能和义务，也有向被投资单位获取收益的权利，从业务内容来看，该公司的预期收益主要包括收取的投资收益和发生的各项费用，预期收益是否稳定，在发生的各项费用可合理预测的前提下，主要取决于是否能获取稳定的投资收益，根据下属主要子公司历史经营数据及未来经营预测，各子公司预期能够获得较为稳定的经营收益，但由于联合能源母公司成立于 2017 年 2 月，历史分红数据较少，下属子公司暂无明确的长期分红计划或安排，因此预期投资收益无法合理计算确定。

考虑上述情况，本次在对联合能源母公司收益法评估中，将该公司未来拟发生的费用作为主要预测对象进行测算，并形成经营性资产评估价值（负值），而对各被投资单位的长期股权投资则作为非经营资产确定。

综上，联合能源母公司采用上述现金流量折现的方法进行评估具备合理性。联合能源母公司资产基础法评估值为 630,938.39 万元，收益法评估值为 622,999.00 万元，两者相差 7,939.39 万元，经分析，资产基础法和收益法的差异主要为上述负值引起的。由于在收益法测算中考虑了母公司管理费对企业价值的影响，因此本次评估采用收益法评估结果作为最终评估的结论是合理谨慎的。

二、对比市场上同类交易，折现率各项参数的选取、计算过程，可比公司选取的适当性，补充披露该折现率的合理性，是否符合行业惯例，折现率变动对估值的影响进行敏感性分析。

（一）折现率各项参数的选取、计算过程

1、无风险收益率的确定

国债收益率通常被认为是无风险的，因为持有该债权到期不能兑付的风险很小，可以忽略不计。根据 WIND 资讯系统所披露的信息，10 年期国债在评估基准日的到期年收益率为 3.23%，本评估报告以 3.23% 作为无风险收益率。

2、可比上市公司的确定

联合能源属于电力行业，电力行业属于高度标准化的基础公用事业，也是国民经济的基础能源产业，在国民经济中占有极其重要的地位，并与国民经济发展息息相关。通过 wind 资讯数据浏览器查询“中信证券行业类”—“CS 电力及公用事业”—“CS 发电及电网”—“CS 电网”，该分类下共有十家上市公司，详见下表：

序号	股票代码	股票名称	资本结构(D/E)	Beta(无财务杠杆)	Beta 值与行业均值差异	2018 年电力相关收入占主营业务收入比例
1	600101.SH	明星电力	3.90%	1.1808	0.5565	82.12%
2	600116.SH	三峡水利	13.92%	0.3459	-0.2784	74.01%
3	600131.SH	岷江水电	27.90%	0.4270	-0.1973	99.95%
4	600310.SH	桂东电力	278.63%	0.2968	-0.3275	18.40%
5	600452.SH	涪陵电力	32.94%	0.6900	0.0657	55.95%
6	600505.SH	西昌电力	57.30%	0.7880	0.1637	90.52%
7	600644.SH	乐山电力	27.59%	0.7796	0.1553	71.04%
8	600969.SH	郴电国际	302.58%	0.3038	-0.3205	76.79%
9	600979.SH	广安爱众	43.46%	0.5265	-0.0978	43.23%
10	600995.SH	文山电力	12.06%	0.9045	0.2802	98.81%
平均值			80.03%	0.6243		

注：通过 wind 资讯查询上述上市公司的 β_L 值（起始交易日期：2017 年 1 月 1 日；截止交易日期：2018 年 12 月 31 日），然后根据上市公司的所得税率、资本结构换算成 β_U 值。在计算资本结构时 D、E 按市场价值确定。

具体筛选过程如下：

（1）根据联合能源合并口径的收入情况，剔除 2018 年电力相关收入占主营业务收入比例较低的三家上市公司，分别为：桂东电力、涪陵电力、广安爱众；

（2）剔除资本结构与标的公司及行业均值差异较大的郴电国际；

（3）剔除与行业平均 Beta 值偏离度大的两家上市公司，分别为：明星电力、文山电力。

经上述筛选后，可比上市公司确定为：岷江水电、三峡水利、西昌电力、乐

山电力。

3、市场风险溢价的确定

由于国内证券市场是一个新兴而且相对封闭的市场。一方面，历史数据较短，并且在市场建立的前几年中投机气氛较浓，市场波动幅度很大；另一方面，目前国内对资本项目下的外汇流动仍实行较严格的管制，再加上国内市场股权割裂的特有属性，因此，直接通过历史数据得出的股权风险溢价不具有可信度；而在成熟市场中，由于有较长的历史数据，市场总体的股权风险溢价可以直接通过分析历史数据得到；因此国际上新兴市场的风险溢价通常采用美国成熟市场的风险溢价进行调整确定，计算公式为：

中国市场风险溢价=美国股票市场风险溢价+中国股票市场违约贴息

(1) 美国股票市场风险溢价

美国股票市场风险溢价=美国股票市场收益率-美国无风险收益率

美国市场收益率选取标普 500 指数进行测算，标普 500 指数数据来源于雅虎财经 <http://finance.yahoo.com/>；美国无风险收益率以美国 10 年期国债到期收益率表示，数据来源于 Wind 资讯终端全球宏观数据板块。

(2) 中国股票市场违约贴息

根据国际权威评级机构穆迪投资者服务公司公布的中国债务评级及对风险补偿的相关研究测算，得到中国股票市场违约贴息。

在美国股票市场风险溢价和中国股票市场违约贴息数据的基础上，计算得到评估基准日中国市场风险溢价为 6.42%。

4、企业特定风险调整系数的确定

企业特定风险调整系数指的是企业相对于同行业企业的特定风险，影响因素主要有：（1）企业所处经营阶段；（2）历史经营状况；（3）主要产品所处发展阶段；（4）企业经营业务、产品和地区的分布；（5）公司内部管理及控制机制；（6）管理人员的经验和资历；（7）企业经营规模；（8）对主要客户及供应商的依赖；（9）财务风险；（10）法律、环保等方面的风险。

综合考虑上述因素，将本次评估中的个别风险报酬率确定为 2%。

（二）与可比交易案例的对比

根据本次评估的评估目的、评估对象、评估基准日等情况，选择同类的可比交易案例中较为接近的为岷江水电重大资产重组项目，其数据来源为岷江水电于 2019 年 11 月 8 日公告的《岷江水电重大资产置换及发行股份并支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）（修订稿）》。尽管岷江水电重组项目评估对象为置出资产及负债，与本次评估对象不同，但两者具有相同的评估基准日以及价值类型，评估范围内资产类型近似，因此具备可比性，其与本次评估对比如下表：

项目	同类交易案例	本次评估
交易情况简称	岷江水电重大资产重组	三峡水利重大资产重组
评估基准日	2018 年 12 月 31 日	2018 年 12 月 31 日
价值类型	市场价值	市场价值
评估对象	置出资产及负债	标的企业股东全部权益
折现率测算主要参数		
1、无风险收益率	3.23%	3.23%
2、可比上市公司	黔源电力、桂冠电力、广安爱众	岷江水电、三峡水利、西昌电力、乐山电力
3、无财务杠杆的 Beta (β_U)	0.5834%	0.5852%
4、有财务杠杆的 Beta (β_L)	0.6848%	0.5918%
5、市场风险溢价	7.19%	6.42%
6、企业特定风险调整系数	0.50%	2%
7、权益资本成本(K_e)	8.65%	9.029%
8、加权平均资本成本(WACC)	7.81%	8.981%

另外，近年来上市公司收购电力行业标的资产的其他部分案例及其采纳的收益法评估折现率系数如下表所示：

上市公司	标的资产	主营	评估基准日	采用的折现率
------	------	----	-------	--------

上市公司	标的资产	主营	评估基准日	采用的折现率
宁波热电	明州热电 100%股权等资产	热电联产、水电	2018/07/31	明州热电：8.10%；宁波热力：8.10%；科丰热电：7.70%；久丰热电：8.80%；溪口水电：8.60%
云南能投	新能源发电资产	新能源	2018/05/31	2018年-2020年 8.40%； 2021年及以后 8.03%
皖能电力	神皖能源 24%的股权	火电	2018/03/31	8.13%
长江电力	川云公司 100%股权	水电	2015/06/30	2016年1月-2018年为 8.76%； 2019年-2020年为 8.7%；2021年及以后为 8.62%
桂冠电力	龙潭公司 100%股权	水电	2014/12/31	2015年1月-2020年为 8.92%； 2021年及以后为 8.56%
华银电力	张水公司 35%股权	水电	2014/06/30	8.40%
甘肃电投	小三峡发电公司 32.57%股权	水电	2011/10/31	7.27%

从上述案例中可知，近年来同行业大部分收购交易折现率均处于 7-9%之间。整体来讲，本次评估采用的折现率与可比交易相比正常水平。

综上所述，本次评估采用的折现率与可比交易案例相比处于正常范围区间，各项参数均来自公开渠道，可比公司的选取符合行业惯例，因此评估人员认为该折现率具备合理性。

（三）折现率敏感性分析

项目	折现率变动 (-1%)	折现率变动 (0%)	折现率变动 (+1%)
评估值 (万元)	622,458.00	622,999.00	623,432.00
评估值变化金额 (万元)	-541.00		433.00
评估值变化比例	-0.09%		0.07%

由于联合能源母公司收益法测算中，系将该公司未来拟发生的费用作为主要预测对象进行测算，并形成经营性资产评估价值（负值），而联合能源收益法评估值主要由长期股权投资等非经营资产组成，因此折现率的变化对评估值的影响较小。

三、联合能源持有聚龙电力、乌江实业股权并合并报表，补充披露在对联合能源的收益法评估中对永续期的确定依据，与聚龙电力、乌江实业不一致的

原因。

（一）收益法评估中永续期的判断标准

企业价值评估中的收益期限通常是指企业未来获取收益的年限。为了合理预测企业未来收益，根据企业生产经营的特点以及有关法律法规、契约和合同等，可将企业的收益期限划分为有限期限和无限期限。

本次评估收益法测算时，将适用无限期限评估的企业选用分段收益折现模型计算。即：将以持续经营为前提的被评估单位的未来收益分为明确预测期和永续期两个阶段进行预测，首先逐年预测明确预测期各年的收益额；根据被评估单位长期发展趋势的分析，预计永续期进入稳定发展阶段，其收益额基本保持明确预测期最后一年的水平。

综上，本次收益法评估中对于被评估单位进入永续期主要的判断标准为：被评估单位经营及收益是否处于相对稳定状态。

（二）联合能源永续期的确定

本次在对联合能源母公司收益法评估中，将该公司未来拟发生的费用作为主要预测对象进行测算，而人员工资及各项社保、补贴等系最主要的费用组成部分。

联合能源为整合地方电网于 2017 年 2 月成立，成立之初公司尚未招聘员工。2018 年 2 月，联合能源正式收购聚龙电力和乌江实业后，为了提高整合效率，陆续成立综合管理部、资产财务部、生产经营部和发展规划部等，在岗员工逐步增加，预计到 2019 年底员工人数为 30 人。未来随着对聚龙电力和乌江实业完成进一步整合，相关人员将逐步分流，联合能源母公司将仅保留基本的管理职能，该等基本管理职能及相关费用支出与子公司业绩增长关联度较低，相关人员在满足基本管理需求后在永续期保持不变，因此，联合能源母公司与子公司永续期的确定存在一定差异。

综上所述，结合联合能源未来发展规划以及主要的波动因素（员工人数）趋于稳定的时间点，确定本次联合能源收益法评估中永续期自 2024 年起。

（三）聚龙电力永续期的确定

聚龙电力属于重庆市涪陵区的地方电网企业，企业管理层对 2019 年-2021 年的售电量有明确规划。对于 2021 年以后的售电量预计，首先对现有用户来说，难以做到远期用电精确规划，其次按单户预计难以考虑可能的新增用户对售电量的影响，因此考虑在 2021 年合计售电量（转网售电量除外）的基础上，从 2022 年起按一定比例增长，其中 2022 年至 2025 年增速参考 2009 年至 2018 年重庆市用电量、2012 年至 2017 年重庆市工业用电量复合增长率综合考虑按 8% 确定；考虑到聚龙电力为区域性配售电企业，市场容量、电网容量等存在一定的限制，因此 2026 年至 2030 年增速将放缓，参考 2010 年至 2018 年全国全社会用电量、全国工业用电量复合增长率综合考虑按 5% 确定。至 2030 年，聚龙电力售电量为 116.77 亿千瓦时，与聚龙电力现有资产规模、电网容量以及远期发展规划基本匹配。

综上所述，确定本次聚龙电力收益法评估中永续期自 2031 年起。

（四）乌江实业永续期的确定

乌江实业管理层对乌江实业以及下属主要电力版块企业的规划是基于集团层面整体考虑的，因此乌江实业的永续期与乌江电力及下属主要电力版块被投资企业的永续期一致，即永续期自 2031 年起。

同时，乌江实业类似于联合能源，属于“控股型企业管理机构”，因此在对其收益法评估中，亦将该公司未来拟发生的费用作为主要预测对象进行测算。经核查，乌江实业预测期净利润自 2024 起基本未发生变化。永续期采用自 2024 年或 2031 年起，对经营业绩和估值无明显差异。

四、联合能源收益法预测下，管理费用逐年减少的原因和合理性，工资和咨询费的构成、预测依据，对估值的影响。

（一）工资的构成、预测依据

1、工资构成：根据联合能源薪酬管理办法，工资由基本工资、超额利润奖、补（津）贴、加班工资等组成。

2、预测依据：预测期公司职工人数按公司职能和规划确定，人均工资增长率参考国家统计局公布的重庆市城镇单位就业人员平均工资（电力、燃气及水的

生产和供应业) 2013 年至 2017 年的复合增长率 5% 确定。

(二) 咨询费的构成、预测依据

联合能源母公司 2019-2021 年咨询费预测金额分别为 783 万元、50 万元、50 万元，其预测金额主要以公司历史实际发生费用以及公司相关规划作为依据。2019 年咨询费发生较高的主要原因为 2019 年联合能源将开展对外股权投资，预计聘请中介机构开展尽调工作发生费用 300 万元；联合能源组织的乌江实业、聚龙电力之间电力资源优化以及电改政策咨询等费用预计总额为 195 万元，2019 年结算 2018 年开展上市整改咨询费 140 万元，联合能源预计发生法律顾问服务费和必要的专项法律顾问费合计预计发生 55 万，剩余 93 万主要为财务性投资咨询、财务信息化建设咨询费等费用。2020-2021 年，联合能源预计不会新增对外投资及专项咨询业务支出，因此主要为法律顾问等咨询费共 50 万元。

(三) 管理费用逐年减少的原因和合理性

联合能源母公司为整合地方电网于 2017 年 2 月成立，成立之初公司尚未招聘员工。2018 年 2 月，联合能源正式收购聚龙电力和乌江实业后，为了提高整合效率，陆续成立综合管理部、资产财务部、生产经营部和发展规划部等，在岗员工逐步增加，预计到 2019 年底员工人数为 30 人。未来随着对聚龙电力和乌江实业完成进一步整合，相关人员将逐步分流，联合能源母公司将仅保留基本的管理职能，相关人员在满足基本管理需求后在永续期保持不变。

由于预测期内联合能源母公司职工人数逐渐减少而导致职工薪酬总额逐渐降低，同时根据前述的咨询费减少的原因，因此管理费用因上述两项费用变化而逐年减少是合理的。

(四) 管理费用预测对估值的影响

项目	管理费用变动 (0%)	管理费用变动 (+10%)	管理费用变动 (+30%)	管理费用变动 (+50%)
评估值 (万元)	622,999.00	622,272.00	620,817.00	619,362.00
评估值变化金额 (万元)	0.00	-727	-2,182.00	-3,637.00
评估值变化比例	0%	-0.12%	-0.35%	-0.58%

注：上表中管理费用变动是指整个预测期中（包括永续期），各期管理费用均在原基础上同比增加。

经上表敏感性分析，管理费用预测结果对估值的影响较小。

五、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：

1、联合能源采用现金流量折现方法进行评估具备合理依据，评估方法具备合理性。

2、联合能源评估折现率各项参数的选取合理，计算过程准确，可比公司选取具备适当性，折现率的计算结果具备合理性。

3、联合能源评估中对永续期的认定具备合理依据，与乌江实业、聚龙电力对永续期的认定不一致符合实际情况，具备合理性。

4、联合能源收益法预测下，管理费用逐年减少符合实际情况，具备合理性。

问题 9. 申请文件显示，1) 联合能源子公司乌江实业的电力业务通过子公司乌江电力开展。乌江电力股东全部权益价值采用收益法评估值为 396,078.89 万元，增值率为 172.84%。折现率 7.66%。2) 2016、2017、2018 年乌江电力售电量分别为 342,705.12 万千瓦时、376,277.95 万千瓦时、277,999.19 万千瓦时，呈现波动趋势。预测期 2019 年售电量 254,248.07 万千瓦时，之后开始持续增长，2022 年至 2025 年增速 8%，2026 年至 2030 年增速 5%。3) 明确预测期 2019 年-2021 年售价取 2019 年最新售价，并在预测期内保持不变。4) 乌江电力采购来自自发电量 and 外购电量。请你公司：1) 结合自发电量、外购电量的情况，补充披露 2016、2017、2018 年乌江电力售电量呈现波动的原因，预测期售电量中自发电量较为稳定、外购电量大幅增长的合理性和可实现性。2) 补充披露 2019 年售电量预测的依据，较 2018 年低的原因，目前 2019 年售电量的实现情况。3) 根据历史的售电单价变化情况，补充披露预测期售电单价的确定依据和合理性。4) 对比市场上同类交易，折现率各项参数的选取、计算过程，可比公司选取的适当性，补充披露该折现率的合理性，是否符合同行业惯例，折现率变动对估值的影响进行敏感性分析。5) 结合前述问题、装机容量、预计产能扩大安

排、以及外购电量供应商的稳定性，补充披露预测期售电收入的可实现性，乌江电力的持续盈利能力，进一步说明收益法预测的合理性。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、结合自发电量、外购电量的情况，补充披露 2016、2017、2018 年乌江电力售电量呈现波动的原因，预测期售电量中自发电量较为稳定、外购电量大幅增长的合理性和可实现性。

（一）乌江电力发售电量情况

2016、2017 及 2018 年，乌江电力发电量、上网电量、外购电量及售电量情况如下：

项目	2016 年	2017 年	2018 年
自发电量（亿千瓦时）	15.03	14.02	13.81
自发电上网电量（亿千瓦时）	14.81	13.82	13.60
外购电量（亿千瓦时）	19.97	24.29	14.75
售电量（亿千瓦时）	34.27	37.63	27.80

上表中，自发电量及自发电上网电量指乌江电力及子公司所拥有的 9 座全资水电站所发电量及上网电量累计数。

（二）历史售电量波动的原因

1、2017 年上升原因

乌江电力 2017 年售电量较 2016 年增加 3.36 亿千瓦时，增长比例为 9.80%，主要系对京宏源实业和黔永硅业售电量增长，其中京宏源实业增加 2.69 亿千瓦时，黔永硅业增加 0.33 亿千瓦时。

2、2018 年下降原因

乌江电力 2018 年实现售电量 27.80 亿千瓦时，比 2017 年售电量 37.63 亿千瓦时下降 9.83 亿千瓦时，主要原因系：京宏源实业电解铝业务因暂未获得产能指标出现停产，用电量较 2017 年减少 9.20 亿千瓦时；花垣县供电公司因其锌产

业用户受环保治理停产影响，用电量较 2017 年下降 4 亿千瓦时。

除上述两家用户外，其余用户累计用电量较 2017 年增长 3.37 亿千瓦时，同比 2017 年约有 16.78% 的增长。

（三）预测期售电量中自发电量较为稳定、外购电量大幅增长的合理性和可实现性

1、自发电量预测的合理性和可实现性

截至评估基准日，乌江电力现有全资电站 9 座，装机容量合计为 36.14 万千瓦。鉴于水电站来水存在年间波动，本次评估根据各电站联合调度以来各年发电利用小时数剔除极值后的中位值作为预测期内各电站发电小时数，结合各电站装机容量计算自发电量。按此测算，存量机组年发电约 13.4 亿千瓦时，上网电量约 13.2 亿千瓦时。

为充分利用区域水能资源，乌江电力计划在大河口电站新增 1 台机组，扩容 6 万千瓦，年设计发电量预计增加 0.8862 亿千瓦时，计划于 2023 年初建成投产，项目总投资约 2.12 亿元。此外，尚有双泉水电站增效扩容工程、电网改造工程等，投资合计约 0.77 亿元。以上投资项目均在收益法测算“资本性支出”时予以考虑，但基于谨慎性考虑，除大河口电站新增机组项目因投建完成会相应增加装机容量以及发电量外，其余项目均未考虑对产能或售电量的直接影响。

综上，由于水电站来水存在年间波动，具有一定的不确定性，但长期来看，来水量有保证，累计发电量可实现；本次发电量的预测符合水电业务特点及行业预测惯例，具有合理性。

2、外购电量大幅增长的合理性和可实现性

外购电量为售电量及自发电上网电量的差额。随着乌江电力供电区域内原用户因产能扩大、技改复产或新用户投产等原因，公司网内客户用电量需求增加，在自发电量相对稳定的情况下，公司可通过外购电量满足供电区域内的电力需求，因此外购电量会相应增长，即外购电量的大幅增长受售电量大幅增长的驱动。

（1）外购电量来源具有稳定性和可实现性

2010年至2018年，全国6000千瓦及以上电厂发电设备容量、同期全国发电量及发电利用小时数对比如下表：

年份	6000千瓦及以上电厂发电设备容量（亿千瓦）	发电量（亿千瓦时）	发电设备利用小时数
2010年	8.77	41,412.60	4,723.38
2011年	9.73	46,036.70	4,731.48
2012年	10.58	48,187.50	4,555.51
2013年	11.55	52,451.07	4,542.23
2014年	12.61	56,495.80	4,480.67
2015年	13.78	56,184.00	4,075.80
2016年	15.37	59,111.20	3,847.12
2017年	16.51	62,758.20	3,800.24
2018年	17.51	67,914.20	3,878.99

根据上表可知，全国装机容量及发电量逐年增加，但发电设备利用小时数从2010年的4,723.38小时下降至2018年的3,878.99小时，全国发电能力存在一定富余。

乌江电力外购电的主要供应商为南方电网和国家电网。经核实，近年来乌江电力与南方电网和国家电网签订的购电合同，无电力供应上限条款；同时乌江电力预测期因售电量增加需向南方电网和国家电网采购增量部分相对于两家公司的售电量占比极低，因此乌江电力可根据自身售电需求进行采购，电力供应具有稳定性。

（2）售电量增长具有合理性和可实现性

本次评估中，评估机构基于预测数据的可获取性及合理性，分阶段预测售电量：

①2019年至2021年预测售电量

评估机构从单个用户用电量层面进行分析预测。根据获取的2019年至2021年供电用户售电量计划及相应支撑材料，评估机构对主要用户的历史售电量分析、实地访谈、用户所处行业及资信调查、用户用电申请及扩产计划安排等资料

开展核查验证程序，经分析、判断、调整后形成 2019 年至 2021 年售电量预测。

因原用户的改扩建或增加新用户而引起的预计售电量增长，评估机构在获取了历史购售电合同、近期结算单、用电计划（包括但不限于扩产规划、政府批文、项目可行性研究报告及建设情况）等支撑资料后，结合用户实地走访、用户所处行业、用户历史产能利用率及用电量等情况，对用户的预计售电量进行了谨慎性分析判断并实施了如下采信标准：

对于原用户的产能扩建项目，仅在项目已开工建设，不存在规划、设计、备案等障碍，并取得用电方出具的投产规划和电量单耗后，予以确认；后续规划产能扩建计划引致的用电量增长不在 2019 年至 2021 年预测期间考虑。

对于新用户，需签订意向合同以及已在乌江电力配售电区域内开工建设后，对其第一期规划用电予以确认。

②2022 年及以后年度的预测售电量

基于地区工业经济的持续增长，但对现有用户难以做到远期用电精确规划、单体新增用户用电量较难有效估计，因此考虑乌江电力售电量自 2022 年起按一定比例增长。由于截止目前“十四五”规划尚未正式出台，各级政府以及工业园区的相关远期规划不易获取，同时鉴于乌江电力的供电用户主要为大工业用户，因此增速主要参考全国、重庆市及乌江电力所在供区较长时间段的工业经济情况并结合乌江电力自身历史情况等因素综合确定。

A、历史情况分析

a、全国用电量历史数据

单位：亿千瓦时

年份	全社会用电量	全国工业用电量	轻工业用电量	重工业用电量
2010 年	41,998.82	30,966.77	5,336.23	25,630.53
2011 年	47,025.89	34,716.55	5,831.30	28,885.25
2012 年	49,656.53	36,122.00	6,113.70	30,008.29
2013 年	53,223.00	38,471.00	6,379.00	32,092.00

年份	全社会用电量	全国工业用电量	轻工业用电量	重工业用电量
2014年	55,213.14	39,907.88	6,641.13	33,266.74
2015年	55,499.57	39,348.12	6,728.53	32,619.59
2016年	59,187.48	41,352.00	7,004.77	34,347.23
2017年	63,076.58	43,624.31	7,493.22	36,131.09
2018年	68,449.09	46,455.92		
复合增长率	6.30%	5.20%	4.97%	5.03%

数据来源：wind

b、重庆市用电量历史数据

单位：亿千瓦时

年份	用电量	其中：工业用电量
2009年	522.00	
2010年	626.00	-
2011年	717.03	-
2012年	723.76	469.39
2013年	813.26	515.13
2014年	867.00	562.11
2015年	875.37	563.38
2016年	924.89	549.34
2017年	997.00	645.80
2018年	1,114.00	-
复合增长率	8.79%	6.59%

注：上表中全市用电量数据来源于 wind、工业用电量来源于重庆市统计年鉴（仅有 2012-2017 年数据）

c、乌江电力所在供区分区域规模以上工业能源消费总量历史数据

单位：万吨标准煤

地区	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	复合增长率
黔江	27.63	28.33	33.89	33.91	41.55	11%
酉阳	10.23	14.35	9.5	8.41	18.59	16%
秀山	36.09	41.23	46.88	45.6	45.35	6%

合计	73.95	83.91	90.27	87.92	105.49	9%
----	-------	-------	-------	-------	--------	----

注：上表数据来源于重庆市统计年鉴（仅有 2013-2017 年数据）

d、乌江电力自身历史情况

考虑到京宏源实业成立于 2012 年初，根据乌江电力提供的经营报表，从 2012 年起剔除对京宏源实业以及趸售客户花垣县供电公司售电量后，其余用户整体呈上升趋势，2012 年至 2018 年历史售电量复合增长率约为 7.87%，2016 年至 2018 年历史售电量复合增长率约为 9.48%，售电量增速呈现上升趋势。

B、本次预测情况及合理性

根据上述历史数据以及乌江电力现有资产规模、电网容量以及发展规划等综合考虑，2022 年及以后年度的增速按以下方式确定：

2022 年至 2025 年综合参考 2009 年至 2018 年重庆市用电量、2012 年至 2017 年重庆市工业用电量复合增长率，增速按 8% 确定；

考虑到乌江电力为区域性配售电企业，市场容量、电网容量等存在一定限制，预计 2026 年至 2030 年增速将放缓，综合参考 2010 年至 2018 年全国全社会用电量、全国工业用电量复合增长率，增速按 5% 确定。

至 2030 年，乌江电力预测售电量为 60.73 亿千瓦时，与乌江电力现有资产规模、电网容量以及发展规划基本匹配。

综上所述，在预测期自发电量较为稳定的前提下，因售电量增长导致的外购电量增长具有合理性和可实现性。

二、补充披露 2019 年售电量预测的依据，较 2018 年低的原因，目前 2019 年售电量的实现情况。

（一）2019 年售电量预测的依据以及较 2018 年低的原因

本次评估，2019 年全年预测售电量按各终端用户 2019 年上半年实际销售量与下半年预测售电量之和计算，其中下半年预测数量系结合上半年实际情况、终端客户用电安排等综合考虑确定。

2019 年全年预测售电量为 25.42 亿千瓦时，相比 2018 年售电量 27.80 亿千

瓦时，下降约 2.38 亿千瓦时，主要系 2019 年上半年部分客户对生产线开展技改导致间歇性停产、原材料供应不足导致开工不足等因素影响。因此，结合上半年实际情况调减 2019 年预测售电量。

（二）2019 年售电量实现情况

2019 年 1-9 月，乌江电力累计实现售电量 16.48 亿千瓦时，完成 2019 年预测售电量 64.85%，其中一、二、三季度分别完成 18.73%、22.36%、23.75%。

随着用户生产线技改完成等偶发性因素消失，乌江电力售电量将随着用户产能的稳定及增长而回升。

三、根据历史的售电单价变化情况，补充披露预测期售电单价的确定依据和合理性

（一）历史期售电单价变化情况

2016 年、2017 年、2018 年及 2019 年 1-9 月，乌江电力售电量不含税均价情况如下表：

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 1-9 月
售电量 (万千瓦时)	342,705.12	376,277.95	277,999.19	164,847.92
收入 (万元)	121,400.28	143,781.89	109,664.44	67,938.36
单价 (元/千瓦时, 不含税)	0.3542	0.3821	0.3945	0.4121

乌江电力历史售电均价呈上升趋势，主要系乌江电力具有自主定价权和较强议价能力，每年底与主要用户协商签订购售电合同确认下一年度电价机制。因此，在各用户各期用电量不同的情况下，年度均价随之变化。

（二）预测期售电单价的确定依据和合理性

本次评估中，评估机构基于预测期售电单价接近近期实际水平的原则，结合预测数据的可获取性及合理性，分阶段预测售电单价：2019 年至 2021 年各家用户年售电单价选取 2019 年 1-3 月平均结算单价；2022 年及以后年度不再按用户单独预测，选取 2021 年全部用户累计用电量年结算均价。

预测期内，乌江电力 2019 年至 2021 年预测不含税单价分别为 0.4080 元/千

瓦时、0.4085 元/千瓦时、0.4084 元/千瓦时，2022 年及以后年度为 0.4084 元/千瓦时，均低于 2019 年 1-9 月实际单价 0.4121 元/千瓦时。

综上所述，预测期售电单价的预测具备合理性。

四、对比市场上同类交易，折现率各项参数的选取、计算过程，可比公司选取的适当性，补充披露该折现率的合理性，是否符合同行业惯例，折现率变动对估值的影响进行敏感性分析。

（一）折现率各项参数的选取、计算过程

1、无风险收益率的确定

国债收益率通常被认为是无风险的，因为持有该债权到期不能兑付的风险很小，可以忽略不计。根据 WIND 资讯系统所披露的信息，10 年期国债在评估基准日的到期年收益率为 3.23%，本评估报告以 3.23% 作为无风险收益率。

2、可比上市公司的确定

乌江电力属于电力行业，电力行业属于高度标准化的基础公用事业，也是国民经济的基础能源产业，在国民经济中占有极其重要的地位，并与国民经济发展息息相关。通过 wind 资讯数据浏览器查询“中信证券行业类”—“CS 电力及公用事业”—“CS 发电及电网”—“CS 电网”，该分类下共有十家上市公司，详见下表：

序号	股票代码	股票名称	资本结构 (D/E)	Beta (无财务杠杆)	Beta 值与行业均值差异	2018 年电力相关收入占主营业务收入比例
1	600101.SH	明星电力	3.90%	1.1808	0.5565	82.12%
2	600116.SH	三峡水利	13.92%	0.3459	-0.2784	74.01%
3	600131.SH	岷江水电	27.90%	0.4270	-0.1973	99.95%
4	600310.SH	桂东电力	278.63%	0.2968	-0.3275	18.40%
5	600452.SH	涪陵电力	32.94%	0.6900	0.0657	55.95%
6	600505.SH	西昌电力	57.30%	0.7880	0.1637	90.52%
7	600644.SH	乐山电力	27.59%	0.7796	0.1553	71.04%
8	600969.SH	郴电国际	302.58%	0.3038	-0.3205	76.79%

序号	股票代码	股票名称	资本结构(D/E)	Beta (无财务杠杆)	Beta 值与行业均值差异	2018 年电力相关收入占主营业务收入比例
9	600979.SH	广安爱众	43.46%	0.5265	-0.0978	43.23%
10	600995.SH	文山电力	12.06%	0.9045	0.2802	98.81%
平均值			80.03%	0.6243		

注：通过 wind 资讯查询上述上市公司的 β_L 值（起始交易日期：2017 年 1 月 1 日；截止交易日期：2018 年 12 月 31 日），然后根据上市公司的所得税率、资本结构换算成 β_U 值。在计算资本结构时 D、E 按市场价值确定。

具体筛选过程如下：

（1）根据乌江电力合并口径的收入情况，剔除 2018 年电力相关收入占主营业务收入比例较低的三家上市公司，分别为：桂东电力、涪陵电力、广安爱众；

（2）剔除资本结构与标的公司及行业均值差异较大的郴电国际；

（3）剔除与行业平均 Beta 值偏离度大的两家上市公司，分别为：明星电力、文山电力。

经上述筛选后，可比上市公司确定为：岷江水电、三峡水利、西昌电力、乐山电力。

3、市场风险溢价的确定

由于国内证券市场是一个新兴而且相对封闭的市场。一方面，历史数据较短，并且在市场建立的前几年中投机气氛较浓，市场波动幅度很大；另一方面，目前国内对资本项目下的外汇流动仍实行较严格的管制，再加上国内市场股权割裂的特有属性，因此，直接通过历史数据得出的股权风险溢价不具有可信度；而在成熟市场中，由于有较长的历史数据，市场总体的股权风险溢价可以直接通过分析历史数据得到；因此国际上新兴市场的风险溢价通常采用美国成熟市场的风险溢价进行调整确定，计算公式为：

中国市场风险溢价=美国股票市场风险溢价+中国股票市场违约贴息

（1）美国股票市场风险溢价

美国股票市场风险溢价=美国股票市场收益率-美国无风险收益率

美国市场收益率选取标普 500 指数进行测算，标普 500 指数数据来源于雅虎财经 <http://finance.yahoo.com/>；美国无风险收益率以美国 10 年期国债到期收益率表示，数据来源于 Wind 资讯终端全球宏观数据板块。

（2）中国股票市场违约贴息

根据国际权威评级机构穆迪投资者服务公司公布的中国债务评级及对风险补偿的相关研究测算，得到中国股票市场违约贴息。

在美国股票市场风险溢价和中国股票市场违约贴息数据的基础上，计算得到评估基准日中国市场风险溢价为 6.42%。

4、企业特定风险调整系数的确定

企业特定风险调整系数指的是企业相对于同行业企业的特定风险，影响因素主要有：（1）企业所处经营阶段；（2）历史经营状况；（3）主要产品所处发展阶段；（4）企业经营业务、产品和地区的分布；（5）公司内部管理及控制机制；（6）管理人员的经验和资历；（7）企业经营规模；（8）对主要客户及供应商的依赖；（9）财务风险；（10）法律、环保等方面的风险。

综合考虑上述因素，将本次评估中的个别风险报酬率确定为 1%。

（二）与可比交易案例的对比

根据本次评估的评估目的、评估对象、评估基准日等情况，选择同类的可比交易案例中较为接近的为岷江水电重大资产重组项目，其数据来源为岷江水电于 2019 年 11 月 8 日公告的《岷江水电重大资产置换及发行股份并支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书(草案)(修订稿)》。尽管岷江水电重组项目评估对象为置出资产及负债，与本次评估对象不同，但两者具有相同的评估基准日以及价值类型，评估范围内资产类型近似，因此具备可比性，其与本次评估对比如下表：

项目	同类交易案例	本次评估
交易情况简称	岷江水电重大资产重组	三峡水利重大资产重组
评估基准日	2018 年 12 月 31 日	2018 年 12 月 31 日

项目	同类交易案例	本次评估
价值类型	市场价值	市场价值
评估对象	置出资产及负债	标的企业股东全部权益
折现率测算主要参数		
1、无风险收益率	3.23%	3.23%
2、可比上市公司	黔源电力、桂冠电力、广安爱众	岷江水电、三峡水利、西昌电力、乐山电力
3、无财务杠杆的 Beta (β_U)	0.5834%	0.5852%
4、有财务杠杆的 Beta (β_L)	0.6848%	所得税 15%时为 0.8588、所得税 25%时为 0.8266
5、市场风险溢价	7.19%	6.42%
6、企业特定风险调整系数	0.50%	1%
7、权益资本成本(K_e)	8.65%	所得税 15%时为 9.74%、所得税 25%时为 9.54%
8、加权平均资本成本(WACC)	7.81%	所得税 15%时为 7.66%、所得税 25%时为 7.37%

另外，近年来上市公司收购电力行业标的资产的其他部分案例及其采纳的收益法评估折现率系数如下表所示：

上市公司	标的资产	主营	评估基准日	采用的折现率
宁波热电	明州热电 100%股权等资产	热电联产、水电	2018/07/31	明州热电：8.10%；宁波热力：8.10%；科丰热电：7.70%；久丰热电：8.80%；溪口水电：8.60%
云南能投	新能源发电资产	新能源	2018/05/31	2018年-2020年 8.40%； 2021年及以后 8.03%
皖能电力	神皖能源 24%的股权	火电	2018/03/31	8.13%
长江电力	川云公司 100%股权	水电	2015/06/30	2016年1月-2018年为 8.76%； 2019年-2020年为 8.7%；2021年及以后为 8.62%
桂冠电力	龙潭公司 100%股权	水电	2014/12/31	2015年1月-2020年为 8.92%； 2021年及以后为 8.56%
华银电力	张水公司 35%股权	水电	2014/06/30	8.40%
甘肃电投	小三峡发电公司 32.57%股权	水电	2011/10/31	7.27%

从上述案例中可知，近年来同行业大部分收购交易折现率均处于 7-9%之间。整体来讲，本次评估采用的折现率与可比交易相比处于正常范围区间。

综上所述，本次评估采用的折现率与可比交易案例相比处于正常范围区间，各项参数均来自公开渠道，可比公司的选取符合行业惯例，因此评估机构认为该折现率具备合理性。

（三）折现率敏感性分析

项目	折现率变动 (-1%)	折现率变动 (0%)	折现率变动 (+1%)
评估值 (万元)	437,770.00	396,078.89	364,388.22
评估值变化金额 (万元)	41,691.11		-31,690.67
评估值变化比例	10.53%		-8.00%

五、结合前述问题、装机容量、预计产能扩大安排、以及外购电量供应商的稳定性，补充披露预测期售电收入的可实现性，乌江电力的持续盈利能力，进一步说明收益法预测的合理性。

（一）预测期售电收入的合理性和可实现性

预测期内，售电收入的实现由预测期售电量及预测期单价驱动，其合理性和可实现性分析如下：

1、预测期售电量具有合理性和可实现性

（1）售电量预测具有合理性和可实现性

评估机构对预测期内存量用户的用电计划，及增量用户的政府批文、项目可行性研究报告以及建设情况等关键信息进行了核实，并取得了相关用户出具的达产后产能。详见本回复“问题9”之“一、结合自发电量、外购电量的情况，补充披露2016、2017、2018年乌江电力售电量呈现波动的原因，预测期售电量中自发电量较为稳定、外购电量大幅增长的合理性和可实现性”。

（2）电力来源稳定，可支撑售电量增长

①预测期自发电量具备稳定性和可实现性

评估机构对预测期发电量分为存量发电机组及增量发电机组分别进行预测。详见本回复“问题9”之“一、结合自发电量、外购电量的情况，补充披露2016、2017、2018年乌江电力售电量呈现波动的原因，预测期售电量中自发电量较为

稳定、外购电量大幅增长的合理性和可实现性”之“(三) 预测期售电量中自发电量较为稳定、外购电量大幅增长的合理性和可实现性”之“1、自发电量预测的合理性和可实现性”。

②外购电量具备稳定性和可实现性

乌江电力外购电的主要供应商为南方电网和国家电网。经核实，近年来乌江电力与南方电网和国家电网签订的购电合同，无电力供应上限条款；同时乌江电力预测期因售电量增加需向南方电网和国家电网采购增量部分相对于两家公司的售电量占比极低，因此乌江电力可根据自身售电需求进行采购，电力供应具有稳定性。详见本回复“问题9”之“一、结合自发电量、外购电量的情况，补充披露2016、2017、2018年乌江电力售电量呈现波动的原因，预测期售电量中自发电量较为稳定、外购电量大幅增长的合理性和可实现性”之“(三) 预测期售电量中自发电量较为稳定、外购电量大幅增长的合理性和可实现性”之“2、外购电量大幅增长的合理性和可实现性”。

2、预测期售电单价具有可实现性和合理性

本次评估中，评估机构基于预测期售电单价接近近期实际水平的原则，结合预测数据的可获取性及合理性，分阶段预测售电单价：2019年-2021年各家用户年售电单价选取2019年1-3月平均结算单价；2022年及以后年度不再按用户单独预测，选取2021年全部用户结算均价。经核实，乌江电力预测期内2019年-2021年预测不含税单价分别为0.4080元/千瓦时、0.4085元/千瓦时、0.4084元/千瓦时，2022年及以后年度为0.4084元/千瓦时，均低于2019年1-9月实际单价0.4121元/千瓦时。

综上，基于预测期内售电量及售电单价的合理性和可实现性，预测期内售电收入具有合理性和可实现性。

(二) 乌江电力的持续盈利能力分析

乌江电力为集电力发、配、售为一体的地方电力企业，拥有安全、经济、高效的区域配电网，多年来持续向用户提供质优的供电服务，实现了稳定的经营业绩。结合前述分析，其持续盈利能力集中体现在以下几个方面：

1、下游用户稳定，售电量具有增长空间

输配电环节具有自然垄断性，同一供电区域内一般仅有一家公司拥有配电网经营权；但同一区域内可以有多个售电公司，同一售电公司也可在多个区域内售电。乌江电力售电市场主要覆盖重庆市黔江、酉阳、秀山等区县，为该地区主要供电企业。受益于该地区工业经济稳定发展并增长，乌江电力供电客户群的稳定程度较高，售电量具有增长空间。

2、电价竞争能力较强

乌江电力作为地方电网企业，具有较强的自主定价权和议价能力，在供区范围内保留存量用户及获取新增用户时具有一定的低电价优势和较高的定价灵活性，其电价竞争力较强。

3、电源供给稳定，具有成本优势

乌江电力拥有一定规模的清洁水电装机容量，对水能资源实行阶梯式开发，旗下电站基本实现全流域调度，其发电成本相对较低。同时，乌江电力可根据自身售电需求向国家电网及南方电网进行采购，电力供应具有稳定性。

4、管理专业化优势

乌江电力自上世纪九十年代起，在重庆市黔江、酉阳、秀山等区县经营电力业务，积累了丰富的电网、电厂管理和经营经验，拥有一批经验丰富的管理者和技术人才，可有效保证经营管理和业务拓展的顺利有序推进。

综上所述，乌江电力持续盈利能力具有可持续性和稳定性，本次收益法预测具备合理性。

六、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：乌江电力预测期售电量增长、自发电量较为稳定、外购电量增长具有合理性和可实现性。乌江电力预测期售电单价参考 2019 年 1-3 月实际售电单价，预测及确认具有合理性。乌江电力评估折现率各项参数的选取合理，计算过程准确，可比公司选取具备适当性，折现率的计算结果具备合理性。综合考虑乌江电力收入预测可实现性、成本预测合理性、持续盈利能力等因素，

乌江电力盈利预测具备合理性。

问题 10. 申请文件显示，聚龙电力采用收益法评估，股东全部权益价值为 262,131.80 万元，评估增值率为 989.29%。折现率 8.36%。售电量 2022 年至 2025 年增速 8%，2026 年至 2030 年增速 5%。请你公司：1)补充披露截至目前 2019 年售电量的实现情况，预测期售电量持续增长的合理性。2)对比市场上同类交易，折现率各项参数的选取、计算过程，可比公司选取的适当性，补充披露该折现率的合理性，是否符合行业惯例，折现率变动对估值的影响进行敏感性分析。3)补充披露预测期售电量的来源分布，是否全部或大部分来自外购电量，外购电量的可实现性和供应商稳定性。4)结合前述问题以及售电单价预测，补充披露预测期售电收入的可实现性，聚龙电力的持续盈利能力，进一步说明收益法预测的合理性。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、截至目前 2019 年售电量的实现情况，预测期售电量持续增长的合理性

(一) 截至目前 2019 年售电量情况

2019 年 1-9 月，聚龙电力累计实现售电量 40.44 亿千瓦时，2019 年预测售电量 59.38 亿千瓦时，完成 2019 年预测售电量 68.11%，其中一、二、三季度分别完成 18.54%、26.37%、23.20%。

2019 年 9 月下旬中涪南热电如期投运。聚龙电力 2019 年预计可实现从中涪南热电购电并转售国家电网 5.30 亿千瓦时，该业务模式及预计销售电量与评估预测时保持一致。因此，预计可实现 2019 年度预测售电量。

(二) 预测期售电量持续增长的合理性

1、历史售电量

聚龙电力历史期售电情况如下表所示：

项目	2016 年	2017 年	2018 年
售电量（万千瓦时）	429,150.30	465,939.41	491,416.24
其中：检修及过网电量（万千瓦时）	165,303.58	129,466.15	76,844.11

2、预测期售电量及持续增长的合理性

本次评估中，评估机构基于预测数据的可获取性及合理性，分客户类型、分阶段预测售电量：

(1) 对于检修及过网用户售电量

对于检修及过网用户，在整个预测期内按用户的实际情况进行单户预测，其中 2019-2021 年对该部分用户的售电量分别为 122,174.00 万千瓦时、270,000.00 万千瓦时、296,000.00 万千瓦时，该期间持续增长的原因主要为实现从中涪南热电购电并转售国家电网，该电站预计 2019 年发电 53,000 万千瓦时、2020 年发电 210,000 万千瓦时、2021 年发电 230,000 万千瓦时；2022 年及以后，该部分售电量与 2021 年相比基本保持不变。

(2) 对于其他一般用户售电量

对于其他一般用户，本次评估分以下阶段预测售电量：

① 2019 年至 2021 年预测售电量

评估机构从单个用户用电量层面进行分析预测。根据获取的 2019 年至 2021 年供电用户售电量计划及相应支撑材料，评估机构对主要用户的历史售电量分析、实地访谈、用户所处行业及资信调查、用户用电申请及扩产计划安排等资料开展核查验证程序，经分析、判断、调整后形成 2019 年至 2021 年售电量预测。

因原用户的改扩建或增加新用户而引起的预计售电量增长，评估机构在获取了历史购售电合同、近期结算单、用电计划（包括但不限于扩产规划、政府批文、项目可行性研究报告及建设情况）等支撑资料后，结合用户实地走访、用户所处行业、用户历史产能利用率及用电量等情况，对用户的预计售电量进行了谨慎性分析判断并实施了如下采信标准：

对于原用户的产能扩建项目，仅在项目已开工建设，不存在规划、设计、备案等障碍，并取得对方出具的投产规划和电量单耗后，予以确认；用户后续的产能扩建计划导致的用电量增长不在 2019 年至 2021 年预测期间考虑。

对于新用户，需签订意向合同以及已在聚龙电力配售电区域内开工建设后，

对其第一期规划用电予以确认。

② 2022 年及以后年度的售电量

基于地区工业经济的持续增长，但对现有用户难以做到远期用电精确规划、单体新增用户用电量较难有效估计，因此考虑聚龙电力售电量自 2022 年起按一定比例增长。由于截止目前“十四五”规划尚未正式出台，各级政府以及工业园区的相关远期规划不易获取，同时鉴于聚龙电力的供电用户主要为大工业用户，因此增速主要参考全国、重庆市及聚龙电力所在供区较长时间段的工业经济情况并结合聚龙电力自身历史情况等因素综合确定。

A、历史情况分析

a、全国用电量历史数据

单位：亿千瓦时

年份	全社会用电量	全国工业用电量	轻工业用电量	重工业用电量
2010 年	41,998.82	30,966.77	5,336.23	25,630.53
2011 年	47,025.89	34,716.55	5,831.30	28,885.25
2012 年	49,656.53	36,122.00	6,113.70	30,008.29
2013 年	53,223.00	38,471.00	6,379.00	32,092.00
2014 年	55,213.14	39,907.88	6,641.13	33,266.74
2015 年	55,499.57	39,348.12	6,728.53	32,619.59
2016 年	59,187.48	41,352.00	7,004.77	34,347.23
2017 年	63,076.58	43,624.31	7,493.22	36,131.09
2018 年	68,449.09	46,455.92		
复合增长率	6.30%	5.20%	4.97%	5.03%

数据来源：wind

b、重庆市用电量历史数据

单位：亿千瓦时

年份	用电量	其中：工业用电量
2009 年	522.00	
2010 年	626.00	-

年份	用电量	其中：工业用电量
2011年	717.03	-
2012年	723.76	469.39
2013年	813.26	515.13
2014年	867.00	562.11
2015年	875.37	563.38
2016年	924.89	549.34
2017年	997.00	645.80
2018年	1,114.00	-
复合增长率	8.79%	6.59%

注：上表中全市用电量数据来源于 wind、工业用电量来源于重庆市统计年鉴（仅有 2012-2017 年数据）

c、聚龙电力所在供区分区域规模以上工业能源消费总量历史数据

单位：万吨标准煤

地区	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	复合增长率
涪陵区	281.80	323.89	388.43	390.89	434.74	11%

注：上表数据来源于重庆市统计年鉴（仅有 2013-2017 年数据）

d、聚龙电力自身历史情况

根据聚龙电力提供的经营报表，2010 年至 2018 年历史售电量复合增长率约为 14%；剔除检修及过网电量后，同期其他一般用户售电量复合增长率为 12%，售电量增长明显。

B、本次预测情况及合理性

根据上述历史数据以及聚龙电力现有资产规模、电网容量以及发展规划等综合考虑，对于除检修及过网用户外的其他一般用户，2022 年及以后年度的增速按以下方式确定：

2022 年至 2025 年综合参考 2009 年至 2018 年重庆市用电量、2012 年至 2017 年重庆市工业用电量复合增长率，增速按 8% 确定；

考虑到聚龙电力为区域性配售电企业，市场容量、电网容量等存在一定限制，

预计 2026 年至 2030 年增速将放缓，综合参考 2010 年至 2018 年全国全社会用电量、全国工业用电量复合增长率，增速按 5% 确定。

至 2030 年，聚龙电力售电量为 116.77 亿千瓦时，与聚龙电力现有资产规模、电网容量以及远期发展规划基本匹配。

综上所述，聚龙电力售电量持续增长具有合理性。

二、对比市场上同类交易，折现率各项参数的选取、计算过程，可比公司选取的适当性，补充披露该折现率的合理性，是否符合同行业惯例，折现率变动对估值的影响进行敏感性分析

（一）折现率各项参数的选取、计算过程

1、无风险收益率的确定

国债收益率通常被认为是无风险的，因为持有该债权到期不能兑付的风险很小，可以忽略不计。根据 WIND 资讯系统所披露的信息，10 年期国债在评估基准日的到期年收益率为 3.23%，本评估报告以 3.23% 作为无风险收益率。

2、可比上市公司的确定

聚龙电力属于电力行业，电力行业属于高度标准化的基础公用事业，也是国民经济的基础能源产业，在国民经济中占有极其重要的地位，并与国民经济发展息息相关。通过 wind 资讯数据浏览器查询“中信证券行业类”—“CS 电力及公用事业”—“CS 发电及电网”—“CS 电网”，该分类下共有十家上市公司，详见下表：

序号	股票代码	股票名称	资本结构 (D/E)	Beta(无财务杠杆)	Beta 值与行业均值差异	2018 年电力相关收入占主营业务收入比例
1	600101.SH	明星电力	3.90%	1.1808	0.5565	82.12%
2	600116.SH	三峡水利	13.92%	0.3459	-0.2784	74.01%
3	600131.SH	岷江水电	27.90%	0.4270	-0.1973	99.95%
4	600310.SH	桂东电力	278.63%	0.2968	-0.3275	18.40%
5	600452.SH	涪陵电力	32.94%	0.6900	0.0657	55.95%

序号	股票代码	股票名称	资本结构(D/E)	Beta(无财务杠杆)	Beta 值与行业均值差异	2018 年电力相关收入占主营收入比例
6	600505.SH	西昌电力	57.30%	0.7880	0.1637	90.52%
7	600644.SH	乐山电力	27.59%	0.7796	0.1553	71.04%
8	600969.SH	郴电国际	302.58%	0.3038	-0.3205	76.79%
9	600979.SH	广安爱众	43.46%	0.5265	-0.0978	43.23%
10	600995.SH	文山电力	12.06%	0.9045	0.2802	98.81%
平均值			80.03%	0.6243		

注：通过 wind 资讯查询上述上市公司的 β L 值（起始交易日期：2017 年 1 月 1 日；截止交易日期：2018 年 12 月 31 日），然后根据上市公司的所得税率、资本结构换算成 β U 值。在计算资本结构时 D、E 按市场价值确定。

具体筛选过程如下：

（1）根据聚龙电力的收入情况，剔除 2018 年电力相关收入占主营收入比例较低的三家上市公司，分别为：桂东电力、涪陵电力、广安爱众；

（2）剔除资本结构与标的公司及行业均值差异较大的郴电国际；

（3）剔除与行业平均 Beta 值偏离度大的两家上市公司，分别为：明星电力、文山电力。

经上述筛选后，可比上市公司确定为：岷江水电、三峡水利、西昌电力、乐山电力。

3、市场风险溢价的确定

由于国内证券市场是一个新兴而且相对封闭的市场。一方面，历史数据较短，并且在市场建立的前几年中投机气氛较浓，市场波动幅度很大；另一方面，目前国内对资本项目下的外汇流动仍实行较严格的管制，再加上国内市场股权割裂的特有属性，因此，直接通过历史数据得出的股权风险溢价不具有可信度；而在成熟市场中，由于有较长的历史数据，市场总体的股权风险溢价可以直接通过分析历史数据得到；因此国际上新兴市场的风险溢价通常采用美国成熟市场的风险溢价进行调整确定，计算公式为：

中国市场风险溢价=美国股票市场风险溢价+中国股票市场违约贴息

(1) 美国股票市场风险溢价

美国股票市场风险溢价=美国股票市场收益率-美国无风险收益率

美国市场收益率选取标普 500 指数进行测算, 标普 500 指数数据来源于雅虎财经 <http://finance.yahoo.com/>; 美国无风险收益率以美国 10 年期国债到期收益率表示, 数据来源于 Wind 资讯终端全球宏观数据板块。

(2) 中国股票市场违约贴息

根据国际权威评级机构穆迪投资者服务公司公布的中国债务评级及对风险补偿的相关研究测算, 得到中国股票市场违约贴息。

在美国股票市场风险溢价和中国股票市场违约贴息数据的基础上, 计算得到评估基准日中国市场风险溢价为 6.42%。

4、企业特定风险调整系数的确定

企业特定风险调整系数指的是企业相对于同行业企业的特定风险, 影响因素主要有: (1) 企业所处经营阶段; (2) 历史经营状况; (3) 主要产品所处发展阶段; (4) 企业经营业务、产品和地区的分布; (5) 公司内部管理及控制机制; (6) 管理人员的经验和资历; (7) 企业经营规模; (8) 对主要客户及供应商的依赖; (9) 财务风险; (10) 法律、环保等方面的风险。

综合考虑上述因素, 将本次评估中的个别风险报酬率确定为 2%。

(二) 与可比交易案例的对比

根据本次评估的评估目的、评估对象、评估基准日等情况, 选择同类的可比交易案例中较为接近的为岷江水电重大资产重组项目, 其数据来源为岷江水电于 2019 年 11 月 8 日公告的《岷江水电重大资产置换及发行股份并支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书(草案)(修订稿)》。尽管岷江水电重组项目评估对象为置出资产及负债, 与本次评估对象不同, 但两者具有相同的评估基准日以及价值类型, 评估范围内资产类型近似, 因此具备可比性, 其与本次评估对比如下表:

项目	同类交易案例	本次评估
----	--------	------

项目	同类交易案例	本次评估
交易情况简称	岷江水电重大资产重组	三峡水利重大资产重组
评估基准日	2018年12月31日	2018年12月31日
价值类型	市场价值	市场价值
收益法评估对象	置出资产及负债	标的企业股东全部权益
折现率测算主要参数		
1、无风险收益率	3.23%	3.23%
2、可比上市公司	黔源电力、桂冠电力、广安爱众	岷江水电、三峡水利、西昌电力、乐山电力
3、无财务杠杆的 Beta (β_U)	0.5834%	0.5852%
4、有财务杠杆的 Beta (β_L)	0.6848%	所得税 15%时为 0.8508、所得税 25%时为 0.8195
5、市场风险溢价	7.19%	6.42%
6、企业特定风险调整系数	0.50%	2%
7、权益资本成本(K_e)	8.65%	所得税 15%时为 10.692%、所得税 25%时为 10.491%
8、加权平均资本成本(WACC)	7.81%	所得税 15%时为 8.36%、所得税 25%时为 8.07%

另外，近年来上市公司收购电力行业标的资产的其他部分案例及其采纳的收益法评估折现率系数如下表所示：

上市公司	标的资产	主营	评估基准日	采用的折现率
宁波热电	明州热电 100% 股权等资产	热电联产、水电	2018/07/31	明州热电：8.10%；宁波热力：8.10%；科丰热电：7.70%；久丰热电：8.80%；溪口水电：8.60%
云南能投	新能源发电资产	新能源	2018/05/31	2018年-2020年 8.40%； 2021年及以后 8.03%
皖能电力	神皖能源 24%的股权	火电	2018/03/31	8.13%
长江电力	川云公司 100% 股权	水电	2015/06/30	2016年1月-2018年为 8.76%； 2019年-2020年为 8.7%；2021年及以后为 8.62%
桂冠电力	龙潭公司 100% 股权	水电	2014/12/31	2015年1月-2020年为 8.92%； 2021年及以后为 8.56%
华银电力	张水公司 35% 股权	水电	2014/06/30	8.40%

上市公司	标的资产	主营	评估基准日	采用的折现率
甘肃电投	小三峡发电公司 32.57%股权	水电	2011/10/31	7.27%

从上述案例中可知，近年来同行业大部分收购交易折现率均处于 7-9% 之间。整体来讲，本次评估采用的折现率与可比交易相比处于正常范围区间。

综上所述，本次评估采用的折现率与可比交易案例相比处于正常范围区间，各项参数均来自公开渠道，可比公司的选取符合行业惯例，该折现率选取具备合理性。

（三）折现率敏感性分析

项目	折现率变动 (-1%)	折现率变动 (0%)	折现率变动 (+1%)
评估值 (万元)	312,091.20	262,131.80	223,199.88
评估值变化金额 (万元)	49,959.40	0	-38,931.92
评估值变化比例	19.06%	0	-14.85%

三、预测期售电量的来源分布，是否全部或大部分来自外购电量，外购电量的可实现性和供应商稳定性

（一）预测期购电情况

聚龙电力的电力来源主要为自发电和外购电。自发电为控股子公司涪陵水资源发电量，外购电主要为向网内统调机组（重庆中机龙桥热电有限公司、中涪南热电等）和向国家电网、南方电网所购电量。聚龙电力优先利用自发电和网内统调机组，所需电量缺口向国家电网、南方电网购电。2019 年-2021 年，预测购电情况如下表所示：

单位：万千瓦时

项目	2019 年	2020 年	2021 年
自发电	35,690.69	35,690.69	36,614.00
占比	6%	5%	5%
网内统调机组购电	258,677.00	428,418.00	449,418.00
占比	43%	56%	56%

项目	2019 年	2020 年	2021 年
国家电网、南方电网购电	305,886.00	305,748.17	322,279.22
占比	51%	40%	40%

2019 年-2021 年自发电按历史平均发电量进行预测, 2021 年考虑技改后发电量略有增加。2019-2021 年聚龙电网统调机组购电增加主要系 2019 年 9 月下旬中涪南热电投运所致, 该电站预计 2019 年发电 53,000 万千瓦时、2020 年发电 210,000 万千瓦时、2021 年发电 230,000 万千瓦时。

根据上述预测, 由于 2021 年自发电、网内统调机组发电量均已达到饱和状态, 因此 2022 年及以后售电量的增加来源主要为外购国家电网、南方电网的电量, 国家电网和南方电网的电量供给充足。

(二) 外购电量的可实现性和供应商稳定性

2010 年至 2018 年, 全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备容量、同期全国发电量及发电利用小时数对比如下表:

年份	6000 千瓦及以上电厂发电设备容量 (亿千瓦)	发电量 (亿千瓦时)	发电设备利用小时数
2010 年	8.77	41,412.60	4,723.38
2011 年	9.73	46,036.70	4,731.48
2012 年	10.58	48,187.50	4,555.51
2013 年	11.55	52,451.07	4,542.23
2014 年	12.61	56,495.80	4,480.67
2015 年	13.78	56,184.00	4,075.80
2016 年	15.37	59,111.20	3,847.12
2017 年	16.51	62,758.20	3,800.24
2018 年	17.51	67,914.20	3,878.99

根据上表可知, 全国装机容量及发电量逐年增加, 但发电利用小时数从 2010 年的 4,723.38 小时下降至 2018 年的 3,878.99 小时, 全国发电能力存在一定富余。

聚龙电力外购电主要系向网内统调机组购电和向国家电网、南方电网购电。网内统调机组系接入聚龙电网内的发电机组, 该类机组根据供电营业区域及政府

文件，须接入聚龙电网。接入聚龙电网可保障接入统调的机组发电利用小时数高于接入国家电网的发电利用小时数；网内统调机组购电价格与聚龙电力协商确定，低于国家电网、南方电网购电价格，由此可见，网内统调机组与聚龙电力的购售电关系具有较强的排他性和稳定性。随着售电规模的扩大，自发电和网内统调机组的购电规模难以满足需求，聚龙电力向国家电网、南方电网采购电量增加。经核实近年来聚龙电力与国家电网、南方电网签订的购电合同，无电力供应上限条款，同时聚龙电力预测期因售电量增加需向南方电网和国家电网采购增量部分相对于两家公司的售电量占比极低，聚龙电力可根据自身售电需求进行采购，外购电量具备可实现性和稳定性。

四、结合前述问题以及售电单价预测，补充披露预测期售电收入的可实现性，聚龙电力的持续盈利能力，进一步说明收益法预测的合理性

（一）售电收入可实现性

1、售电量的合理性和可实现性

详见“问题 10”之“一、截至目前 2019 年售电量的实现情况，预测期售电量持续增长的合理性”回复，总体看来售电量的预测合理，具备可实现性。

2、售电单价的合理性和可实现性

聚龙电力历史期售电情况如下表所示：

项目	2016 年	2017 年	2018 年
售电量（万千瓦时）	429,150.30	465,939.41	491,416.24
售电均价（元/千瓦时，不含税）	0.4016	0.4010	0.4132
售电收入（万元）	172,329.89	186,829.43	203,030.25

由上表可知，聚龙电力历史售电均价略有波动，主要系聚龙电力具有自主定价权和较强议价能力，与用户经谈判签订的购售电合同价格不一，因此在各用户各期用电量不同的情况下，其计算均价略有变化。

本次评估中，评估机构基于预测期售电单价接近近期实际水平的原则，结合预测数据的可获取性及合理性，分客户种类、分阶段预测售电单价：2019 年至 2021 年，各家用户（包括过网及检修用户、其他一般用户）单户售电单价选取

该用户 2019 年最新平均结算单价并在此预测期内保持不变；2022 年及以后年度，除过网及检修用户售电单价继续保持不变外，根据前述预测期售电量情况不再按用户单户进行预测，因此，其他一般用户选取 2021 年该类用户全年结算均价并在此预测期内保持不变。

经核实，聚龙电力预测期内 2019 年-2021 年预测不含税单价分别为 0.4158 元/千瓦时、0.4034 元/千瓦时、0.4023 元/千瓦时，2019 年预测均价与 2018 年实际均价相比略有波动，波动原因与前述历史期波动原因相同。2020 年、2021 年平均售电单价持续下降系从中涪南热电购电转售国家电网部分电量较大，该部分售电结算价格低于其他企业平均售电价，故整体均价有所下降。2022 年-2030 年平均售电均价在 0.4032 元/千瓦时至 0.4068 元/千瓦时区间，总体变化较小。根据聚龙电力提供的 2019 年 1-9 月报表，2019 年 1-9 月不含税售电实际结算均价为 0.4248 元/千瓦时，预测期内各期预测售电均价均低于 2019 年 1-9 月实际结算均价，因此售电单价预测具备合理性和可实现性。

综上，基于预测期内售电量及售电单价的合理性和可实现性，预测期内售电收入具有可实现性。

（二）市场环境和竞争优势分析

聚龙电力为集电力发、配、售为一体的地方电力企业，拥有安全、经济、高效的区域配电网络，多年来持续向用户提供质优的供电服务，实现了稳定的经营业绩。结合前述分析，其持续盈利能力集中体现在以下几个方面：

1、下游用户稳定，售电量具有增长空间

输配电环节具有自然垄断性，同一供电区域内一般仅有一家公司拥有配电网经营权；但同一区域内可以有多个售电公司，同一售电公司也可在多个区域内售电。聚龙电力售电市场集中在涪陵的白涛、龙桥、清溪三大工业园区，为涪陵地区主要工业供电企业。受益于该地区工业经济稳定发展并增长，聚龙电力供电客户群的稳定程度较高，售电量具有增长空间。

2、电价竞争能力较强

聚龙电力作为地方电网企业，具有较强的自主定价权和议价能力，在供区范

围内保留存量用户及获取新增用户时具有一定的低电价优势和较高的定价灵活性，其电价竞争力较强。

3、电源供给稳定，具有成本优势

聚龙电力拥有自发电，亦能对接入网内的发电机组进行统一调度，该两类电成本相对较低。同时，聚龙电力可根据自身售电需求向国家电网及南方电网进行采购，电力供应具有稳定性。

4、管理专业化优势

聚龙电力在三大涪陵工业园区经营电力业务已逾十年，积累了丰富的电网、电厂管理和经营经验，拥有一批经验丰富的管理者和技术人才，可有效保证经营管理和业务拓展的顺利有序推进。

综上所述，聚龙电力持续盈利能力具有可持续性和稳定性，本次收益法预测具备合理性。

五、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：

- 1、聚龙电力预测期售电量的增长具备合理性。
- 2、聚龙电力评估折现率各项参数的选取合理，计算过程准确，可比公司选取具备适当性，折现率的计算结果具备合理性。
- 3、聚龙电力外购电量供应商具备稳定性，外购电量的增长具备可实现性。
- 4、综合考虑聚龙电力收入预测可实现性、成本预测合理性、持续盈利能力等因素，聚龙电力盈利预测具备合理性。

问题 11. 申请文件显示，对联合能源锰业板块下属公司贵州锰业控股子公司武陵矿业所拥有的贵州省松桃县李家湾锰矿采矿权采用收益法评估结果。李家湾锰矿 2017-2018 年处于在建期及试生产期，2019 年已正式投产，产能 60 万吨 / 年，李家湾锰矿所开采锰矿石全部向贵州锰业销售用于生产电解锰。2018 年贵州锰业电解锰产能 10.60 万吨，对应锰矿石消耗量约 106 万吨 / 年，电解锰

产量 5.73 万吨，电解锰销量 6.60 万吨。锰业板块外购锰矿石价格报告期自 2017 年 468.34 元 / 吨下降至 2019 年上半年的 338.14 元 / 吨，预测期 2019 年锰矿石销售价格 408.84 元 / 吨。请你公司：1) 结合下游电解锰的价格波动，补充披露报告期锰矿石价格波动原因，李家湾锰矿预测期 2019 年及以后年度锰矿石销售价格的预测依据、较报告期外购锰矿石价格上涨较大的原因，该预测是否谨慎。2) 补充披露投产后李家湾锰矿的产量及稳定性，结合下游贵州锰业报告期电解锰的产能利用率、目前在手订单，说明预测期锰矿石销量的合理性，该预测是否谨慎。3) 结合前述问题，补充披露预测期 2019-2023 年李家湾锰矿采矿权毛利率由 22.78% 不断上升 34.6% 的依据、原因和合理性，是否符合同行业锰矿采矿权的毛利率变动趋势。4) 补充披露李家湾锰矿采矿权的收益法评估参数选取、计算过程、评估增值率，并结合采矿权生产经营状况、面临的风险、近期市场利率变化及同行业可比，说明李家湾锰矿采矿权评估的合理性。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

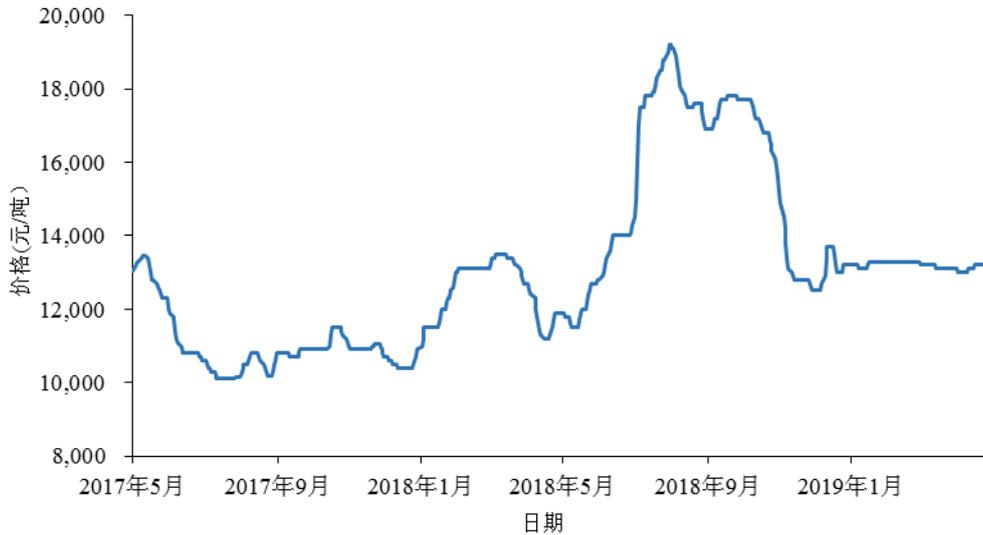
回复：

一、结合下游电解锰的价格波动，补充披露报告期锰矿石价格波动原因，李家湾锰矿预测期 2019 年及以后年度锰矿石销售价格的预测依据、较报告期外购锰矿石价格上涨较大的原因，该预测是否谨慎。

(一) 报告期锰矿石价格波动原因及未来走势分析

锰矿石交易属于小众市场，价格主要跟随下游电解锰价格波动，贵州锰业与周边矿山签订的锰矿石购销合同，一般参照华诚金属网吉首市电解锰价格联动确定锰矿石价格，因此锰矿石价格与电解锰价格波动趋势保持一致。近年来电解锰价格走势如下图所示：

华诚金属网吉首市电解锰99.7价格走势



电解锰价格走势主要受供需影响。国内电解锰行业产销量近年来基本保持平衡，具体数据如下表所示：

单位：万吨

年份	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年
产量	148	116	110	115-120	110-120	115	150-155	139.5
需求量	148	116	110	128	109	109	145	-

电解锰主要用于钢铁为主的冶炼行业，是不可或缺的添加剂，可提高金属材料硬度。尤其是合金化元素占比较高的不锈钢、特种钢等对锰的需求更大。近年来，钢铁行业受供给侧改革影响，产量基本保持了稳定，但价格上涨幅度较高，钢铁企业盈利均大幅改善，对锰价有一定提振作用。另外，对电解锰需求较大的不锈钢、特种钢等仍保持增长趋势，尤其我国特种钢目前大量依赖进口，仍有较大发展空间。

电解锰行业近年来产能未有大幅增长，而行业集中度呈现升高趋势。2018年下半年受包括行业环保督查以及宁夏天元等大厂因自身原因关停部分产能等因素影响，产能大幅下滑，导致价格大幅上涨至 19,400 元/吨，其后随着产能恢复，价格回落至 13,100 元/吨。近几年随着国家环保政策的大力实施，对高耗能高污染企业监控力度不断加强，2020 年电解锰市场预计仍将继续以淘汰小型电解锰企业为主，电解锰企业产能整合越来越集中化，短时间国内电解锰产能大幅

增加可能性不大。

综上，预计未来电解锰市场基本上仍会保持相对的供需平衡，价格也会趋于平稳。

(二) 李家湾锰矿预测期 2019 年及以后年度锰矿石销售价格的预测依据及谨慎性

锰矿石价格与电解锰市场价格联动，同时受矿石品位影响，因此，锰矿石销售价格应从电解锰价格和矿石品位两方面进行分析。

电解锰价格方面，根据前述分析，预计未来电解锰市场基本上仍会保持相对的供需平衡，价格也会趋于平稳。从近年来电解锰价格走势图可见，2017 年 5 月至 2019 年 4 月，电解锰价格形成了一个完整的周期波动，平均价格为 13,020 元/吨；而近期 2019 年 1-4 月的电解锰价格比较平稳，平均价格为 13,200 元/吨，与上述供需平衡导致价格相对稳定的分析相符。本次预测电解锰价格时，基于谨慎性考虑，在上述波动周期均价和近期均价之间，选择了较低的 13,020 元/吨作为预测期单价。

矿石品位方面，根据贵州省地质矿产勘查开发局一〇三地质大队编制的《贵州省松桃县李家湾锰矿详查报告》(业经贵州省国土资源厅评审备案并出具证明、经贵州省矿业权评估师协会评审并出具评审意见书)，李家湾锰矿矿石平均品位为 19.10%，而李家湾锰矿 2018 年实际开采矿石平均品位约 14.5%。本次预测锰矿石品位时，基于谨慎性考虑，在上述两个矿石品位之间，选择了较低的李家湾锰矿 2018 年实际开采矿石平均品位 14.5%作为预测期矿石品位。

综上所述，本次锰矿石预测价格根据已签署矿石购销协议中锰矿石价格与电解锰价格的联动公式、电解锰预测价格和矿石预测品位确定，电解锰价格和矿石品位的预测均是合理且谨慎的，因此锰矿石价格的预测具有合理谨慎性。

(三) 李家湾锰矿预测期锰矿石销售价格较报告期外购锰矿石价格上涨较大的原因

锰矿石吨价按照吨度计算，同等重量的矿石品位越高则矿石单价越高。因报告期外购锰矿石主要来源于秀山、松桃周边小矿山，其矿石品位较低，约 11%

至 12%。而李家湾锰矿品位相对较高，预测期销售单价根据李家湾锰矿 2018 年产出矿石平均品位 14.5% 预测，故预测期单价较报告期外购锰矿石单价上涨较大。

以 2019 年上半年外购锰矿石均价与预测期采用单价进行比较，2019 年上半年外购锰矿石均价 338.14 元 / 吨，平均品位为 10.98%，其每吨度价格为 30.80 元/吨；预测期采用价格为 408.84 元/吨，品位为 14.5%，其每吨度价格为 28.20 元/吨。预测期选取的每吨度价格略低于 2019 年上半年外购锰矿石每吨度价格，预测较为谨慎、具有合理性。

二、投产后李家湾锰矿的产量及稳定性，结合下游贵州锰业报告期电解锰的产能利用率、目前在手订单，说明预测期锰矿石销量的合理性，该预测是否谨慎

（一）投产后李家湾锰矿的产量及稳定性

2019 年投产后李家湾锰矿前三季度的产量明细如下表：

项目	一季度	二季度	三季度
产量（吨）	54,159.13	120,434.40	99,542.74

2019 年一季度，武陵矿业因内部人员调整、检修和春节假期等因素导致开工不足而产量偏低。二季度，武陵矿业根据生产计划正常生产，已逐渐进入稳定生产阶段。三季度，武陵矿业产量略有下降，主要系：3 区-110m 矿脉采矿工作面 7 月份开采至采矿权界线，继续开采会超过采矿权证矿界范围，因此对该采矿工作面停止了开采，随后撤架、撤单体支柱、封堵进口；并在+35m 布置新采矿工作面，安装掩护支架和单体支柱等花费了约 22 天，此阶段内产量降低。上述情况为意外因素导致，不影响锰矿产量的稳定性。

（二）预测期锰矿石销量的合理性和谨慎性

1、贵州锰业报告期产能利用率情况

贵州锰业 2017 年至 2019 年第三季度的产量及产能利用率明细如下表：

时间	2017 年	2018 年	2019 年一季度	2019 年二季度	2019 年三季度

时间	2017年	2018年	2019年一季度	2019年二季度	2019年三季度
实际产量 (吨)	46,700.81	57,472.70	12,757.40	23,091.00	20,323.30
预计产能 (吨)	106,000.00	106,000.00	26,500.00	26,500.00	26,500.00
产能利用率	44.06%	54.22%	48.14%	87.14%	76.69%

2019年一季度，因为秀山、松桃周边锰矿山检修和春节假期导致外部锰矿石供给不足，从而导致开工不足，产量较低。二、三季度，随着李家湾矿产锰矿石产量增长，贵州锰业电解锰产量提升显著。

按2019年二、三季度的平均产量预测第四季度产量约为2.1万吨，因此2019年金属锰预计产量约为7.7万吨，以李家湾锰矿2018矿石平均品位14.5%及电解锰对该品位矿石的耗用系数为8.66计算，即每生产1吨电解锰需耗用品位14.5%的锰矿石8.66吨，因此贵州锰业按现有产能需14.5%的锰矿石约66.7万吨，即李家湾锰矿实现60万吨/年产能后，贵州锰业仍可充分消纳其矿石产量。

本次评估，2019年至2021年李家湾锰矿预测期销量分别为40万吨、50万吨、60万吨，故预测期锰矿石销量60万吨是合理及谨慎的。

2、电解锰产品下游需求稳定，可实现充分销售

根据前述分析，国内电解锰行业产销量近年来基本保持平衡，不存在滞销情况。联合能源锰业板块电解锰产能及产量位于全国同行业前列，为国内电解锰市场主要的供应方之一。

李家湾锰矿矿石目前均供应贵州锰业。贵州锰业完成电解锰产品生产后，通过乌江贸易实现对外销售。

2017年、2018年及2019年1-9月，乌江贸易分别实现电解锰销量6.48万吨、6.60万吨及6.84万吨。乌江贸易下游客户稳定，主要有青拓集团有限公司、宝钢德盛不锈钢有限公司、广西柳钢中金不锈钢有限公司、北海诚德镍业有限公司、湘西自治州丰达合金科技有限公司、重庆润际远东新材料科技股份有限公司等公司。乌江贸易对上述客户金属锰销售数量占2017年、2018年、2019年1-9月全部金属锰销量50%以上，近年来上述主要客户需求量稳定上升，与乌江贸易供应

关系稳定。

综上，由于李家湾锰矿达到设计产能 60 万吨/年后，仍然无法满足贵州锰业预测的矿石需求，且联合能源锰业板块电解锰产品的下游市场需求稳定、呈现增长态势，故李家湾锰矿销售量的预测是合理的。

三、预测期 2019-2023 年李家湾锰矿采矿权毛利率由 22.78%不断上升 34.6%的依据、原因和合理性，是否符合同行业锰矿采矿权的毛利率变动趋势

(一)预测期 2019-2023 年李家湾锰矿采矿权毛利率上升依据、原因和合理性

预测期内李家湾锰矿采矿权毛利率相关数据如下表：

项目	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
销售收入（万元）	16,353.60	20,575.00	24,690.00	24,690.00	24,690.00
产销量（万吨）	40.00	50.00	60.00	60.00	60.00
销售单价（元/吨）	408.84	411.50	411.50	411.50	411.50
销售成本（万元）	12,627.80	14,346.40	16,205.40	16,205.40	16,205.40
其中：固定成本（万元）	5,340.20	5,746.90	6,091.20	6,091.20	6,091.20
变动成本（万元）	7,287.60	8,599.50	10,114.20	10,114.20	10,114.20
成本单价（元/吨）	315.70	286.93	270.09	270.09	270.09
其中：单位固定成本（元/吨）	133.51	114.94	101.52	101.52	101.52
单位变动成本（元/吨）	182.19	171.99	168.57	168.57	168.57
毛利率	22.78%	30.27%	34.36%	34.36%	34.36%

注：上表中销售单价变动系因含税单价保持不变，而增值税税率从 2019 年 4 月起执行新税率导致的变动；固定成本包括折旧摊销等；变动成本包括原材料、动力、人工及掘进、采切费用等。

由上表分析可知，2019 年至 2021 年，李家湾采矿权毛利率的变化主要受单位成本变化的影响。由于预测期内李家湾锰矿产能持续提升，2019 年、2020 年预测产量分别为 40 万吨、50 万吨，而 2021 年及以后预测产量为 60 万吨，随着产量提升，单位固定成本得以快速下降，从而推动毛利率上升；同时，单位变动成本中，由于李家湾锰矿自 2019 年起才正式投产，在逐步达产过程中，初期新增工作面掘进、采切等采矿准备投入较大，按出矿量分摊的单位变动成本相对较

高，完全达产以后，采矿准备工作滚动开展，单位变动成本趋于稳定。

（二）同行业毛利率情况和变动趋势

锰矿石交易属于小众市场。同行业锰矿采矿权公开市场信息较少，同行业上市公司中较为可比为中信大锰（01091.HK），其主要从事锰矿石开采、锰产品生产及销售业务。

经查询，中信大锰所披露毛利率为锰矿石开采及各类锰产品生产综合毛利率，难以单独切分锰矿石开采毛利率，与锰矿石开采毛利率相关仅披露了加蓬锰矿石开采毛利率，2017年、2018年分别为16.4%、29.3%。但境外锰矿与境内锰矿在生产经营环境上有较大区别，难以直接比较。而2017年、2018年受国家环保督查影响，国内锰业开采端、加工端均有区域性、阶段性停产，电解锰和锰矿石价格波动极大，导致锰矿石开采毛利率有较大波动，其参考价值有限。

因此，从李家湾锰矿生产计划、产量增长等自身因素分析，其毛利率的增长具备合理性。

四、李家湾锰矿采矿权的收益法评估参数选取、计算过程、评估增值率，并结合采矿权生产经营状况、面临的风险、近期市场利率变化及同行业可比，说明李家湾锰矿采矿权评估的合理性

（一）李家湾锰矿采矿权的收益法评估参数选取、计算过程

1、采矿权评估方法

参照《中国矿业权评估准则》之《收益途径评估方法规范（CMVS12100-2008）》规定，折现现金流量法适用于详查及以上勘查阶段的采矿权评估和赋存稳定的沉积型矿种的大中型矿床的普查采矿权评估；拟建、在建、改扩建矿山的采矿权评估；以及具备折现现金流量法适用条件的生产矿山采矿权评估。

鉴于评估对象于评估基准日为生产矿山，矿山经过勘查，已详细探明了矿山的地质条件和资源条件，详查报告已经经过评审备案，储量具有很高的可靠性；矿山从2017年就已开始生产销售，预期收益和风险可以预测并以货币计量，预

期收益年限可以预测或确定。因此，评估机构认为本项目评估资料基本齐全，这些报告和有关数据基本达到采用折现现金流量法评估的要求，故评估采用折现现金流量法。其计算公式为：

$$P = \sum_{t=1}^n (CI - CO)_t \cdot \frac{1}{(1+i)^t}$$

其中：P：采矿权评估价值；

CI：年现金流入量；

CO：年现金流出量；

$(CI - CO)_t$ ：年净现金流量；

i：折现率；

t：年序号（ $t = 1, 2, 3, \dots, n$ ）；

n：评估计算年限。

本次评估基准日为2018年12月31日，本次预测年度现金流为期中产生，则2019年 $t=0.5$ 。

2、评估参数选取、计算过程

（1）资源储量

①保有资源储量

根据《详查报告》及《储量年报》，贵州武陵矿业有限责任公司松桃县李家湾锰矿矿区范围即评估范围截至2018年12月31日保有资源储量（122b+333）矿石量1,826.33万吨，平均品位19.10%，其中（122b）矿石量为819.76万吨，（333）矿石量1,006.57万吨。

②储量核实基准日至评估基准日动用资源储量

本次评估利用的《储量年报》储量核实基准日为2018年12月31日，储量核实基准日保有储量即为评估基准日保有资源储量。

③评估利用资源储量

依据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》(CMVS30300-2010), 评估利用的资源储量是以参与评估的保有资源储量为基础, 按矿业权评估利用资源储量的判断原则估算的资源储量。评估利用的资源储量, 按下列公式确定:

评估利用的资源储量 = \sum (参与评估的基础储量 + 参与评估的资源量 \times 相应类型可信度系数)

可信度系数是矿业权评估领域使用的专用概念, 是考虑资源的不确定性因素而定义的。是在估算评估利用资源储量时, 将参与评估的保有资源储量中资源量折算为评估利用资源储量的系数。

依据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》(CMVS30300-2010), 矿业权评估中通常按下列原则确定评估利用矿产资源储量:

A、参与评估的保有资源储量中的基础储量可直接作为评估利用资源储量。

B、内蕴经济资源量, 通过矿山设计文件等认为该项目属技术经济可行的, 分别按以下原则处理:

a、探明的或控制的内蕴经济资源量 (331) 和 (332), 全部参与评估计算。

b、简单勘查或调查即可达到矿山建设和开采要求的无风险的地表出露矿产 (建筑材料类矿产等), 估算的内蕴经济资源量均视为 (111b) 或 (122b), 全部参与评估计算。

c、推断的内蕴经济资源量 (333) 可参考矿山设计文件或设计规范的规定确定可信度系数; 矿山设计文件中未予利用的或设计规范未做规定的, 可信度系数应在 0.5~0.8 范围内取值; 涉及采用折现现金流量风险系数调整法的评估业务时, 按《收益途径评估方法规范》确定。

d、可信度系数确定的因素一般包括矿种、矿床 (总体) 地质工作程度、矿床勘查类型、推断的内蕴经济资源量 (333) 与其周边探明的或控制的资源储量关系等。

参考《可研报告》, 设计 (122b) 资源储量全部设计利用, 但 (333) 未具体

说明可信度系数取值，(333)级别可信系数参照行业平均利用系数 0.8 确定，本次评估确定 (122b) 全部参与评估计算，(333) 资源量取可信度系数 0.8 折算后参与评估计算，则：

$$\begin{aligned} \text{评估利用资源储量} &= \text{基础储量} + \text{资源量} \times \text{该级别资源量的可信度系数} \\ &= 819.76 + 1006.57 \times 0.8 \\ &= 1625.02 \text{ (万吨) (矿石量)} \end{aligned}$$

④开发方案

矿山采用地下开采方式。

⑤产品方案

矿山实际产品方案为锰矿石（原矿）。

⑥开采技术指标

设计损失量：根据《储量年报》2018 年采矿损失率（矿石损失率）为 3.9%，采矿回采率为 96.10%，则设计损失量为 63.38 万吨（1625.02×3.90%）。

矿石贫化率：根据企业 2018 年实际生产指标，2018 年实际矿石贫化率为 26.23%。

$$\begin{aligned} \text{则：采矿损失量} &= (\text{评估利用资源储量} - \text{设计损失量}) \times (1 - \text{采矿回采率}) \\ &= (1625.02 - 63.38) \times (1 - 96.10\%) \end{aligned}$$

$$= 60.90 \text{ (万吨)}$$

⑦可采储量

评估利用的可采储量是指评估利用的资源储量扣除各种损失后可采出的储量，其计算公式为：

$$\begin{aligned} \text{可采储量} &= \text{评估利用资源储量} - \text{设计损失量} - \text{采矿损失量} \\ &= 1,625.02 - 63.38 - 60.90 \end{aligned}$$

=1,500.74（吨）

（2）生产能力和服务年限

贵州武陵矿业有限责任公司现有《采矿许可证》载明其矿山生产规模为 60 万吨/年，本次评估选用的生产能力为 60 万吨/年。

据以上分析确定矿山服务年限，矿山服务年限具体计算如下：

$$T = \frac{Q}{A \times (1 - \rho)}$$

式中：T：矿山服务年限；

A：矿山生产规模，60 万吨/年；

Q：可采储量，1500.74 万吨；

ρ ：矿石贫化率，26.23%。

$$T = 1,500.74 \div 60 \div (1 - 26.23\%) = 33.91 \text{（年）}$$

根据企业的生产计划，2019 年矿石生产量为 40 万吨，2020 年矿石生产量为 50 万吨，2021 年矿石生产量为 60 万吨，考虑到本次矿山达产进度，本次计算期为 2019 年-2053 年 6 月，共计 34.50 年。

（3）销售收入

根据企业实际销售产品和《可研报告》，本次确定的产品方案为锰矿矿石，本次评估不考虑银的回收利用。

①计算公式

年销售收入 = \sum （年产品产量 × 销售价格）

②参数选取

参照《矿业权评估指南》（2006 修订），假设产销一致。

以 2021 年为例：

年采矿能力：600,000 吨；

A、产品售价选取

考虑到产品价格对矿权价值影响较大，故本次评估将产品价格的选取过程及结果阐述如下：

参照《矿业权评估利用企业财务报告指导意见》（CMVS30900-2010），通常情况下，可以参照利用企业财务报告相关价格信息资料，参照《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008）的相关规定确定评估用产品价格。

参照《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008），矿产品价格确定应遵循以下基本原则：①确定的矿产品计价标准与矿业权评估确定的产品方案一致；②确定的矿产品市场价格一般应是实际的，或潜在的销售市场范围市场价格；③不论采用何种方式确定的矿产品市场价格，其结果均视为对未来矿产品市场价格的判断结果；④矿产品市场价格的确定，应有充分的历史价格信息资料，并分析未来变动趋势，确定与产品方案口径相一致的、评估计算的服务年限内的矿产品市场价格。

《矿业权评估参数确定指导意见》（CMVS30800-2008），建议使用定性分析法和定量分析法确定矿产品市场价格。

参照《矿业权评估指南》（2006 修订），产品销售价格应根据资源禀赋条件综合确定，一般采用当地平均销售价格，原则上以评估基准日前的三个年度内的价格平均值或回归分析后确定评估计算中的价格参数。对产品市场价格波动大、服务年限较长的大中型矿山，可向前延长至 5 年。企业进行产权交易、抵押、融资等，可以根据企业的会计报表中的价格资料，参照上述原则或经合理预测确定价格参数。

B、产品价格

根据武陵矿业与贵州锰业 2019 年签订的购销合同，碳酸锰矿石销售单价主要根据合同与上海华诚金属网均价联动（并根据矿石品位调整单价）。

a、华诚金属网均价的确定

根据查询，华诚金属网 2017 年 5 月 1 日至 2019 年 4 月 30 日均价为 13020 元，同时，2019 年 1 月至 4 月均价为 13200 元，经分析，历史均价与近期均价相对一致，出于谨慎性原则，本次取 2017 年 5 月至 2019 年 4 月均价 13020 元/吨。

b、销售单价的确定

合同约定，华诚金属网均价 10500 元/吨对应矿石 355 元/吨，华诚金属网均价每上浮 100 元/吨，矿石对应上浮 5 元/吨，且矿石品位在 15% 以下时，品位每下降 0.1%，矿石单价对应下降 3 元/吨。

武陵矿业对贵锰销售矿石 2018 年平均品位为 14.5%，则，预测期矿石销售单价为 465 元/吨（含税井口价）。

根据国家税务总局公布的《关于深化增值税改革有关事项的公告》（国家税务总局公告 2019 年第 14 号）通知，增值税一般纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 16% 税率的，税率调整为 13%；原适用 10% 税率的，税率调整为 9%。自 2019 年 4 月 1 日起执行。

本次预测期内，碳酸锰矿石 2019 年 1-3 月销售单价（不含税）为 400.86 元/吨，之后销售单价保持 411.50 元/吨不变。

（4）固定资产投资

①固定资产投资估算说明

本项目固定资产投资估算为采矿用固定资产。

②评估利用固定资产投资估算

本次评估的矿山为生产矿山，固定资产投资按照企业实际固定资产的评估值确定。

单位：万元

项目名称	评估原值	评估净值
账面固定资产	44,453.13	43,823.22
房屋建筑物	8,094.79	7,887.80

项目名称	评估原值	评估净值
井巷工程	28,554.00	28,268.46
机器设备	7,804.34	7,666.96

企业土地目前尚未办理出让，占用土地 178,559.00 平方米，松桃县工业土地最低出让价为 60 元/平方米，土地投资金额 1,071.35 万，土地投资设定在 2019 年完成。

(5) 流动资金估算

① 流动资金估算说明

流动资金是企业维持生产正常运营所需的周转资金，是企业进行生产和经营活动的必要条件。矿业权评估中，流动资金在生产期按生产负荷分段投入。企业流动资金在企业停止生产经营时可以全部收回。

参照《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008)，流动资金的估算方法有两种，一是扩大指标估算法，即参照同类矿山企业流动资金占固定资产投资额、年销售收入、总成本费用的比例估算；二是分项估算法，即对流动资金构成的各项流动资产和流动负债分别进行估算，然后以流动资产减去流动负债的差额作为流动资金额。

本项目评估流动资金估算采用扩大指标估算法，参照同类矿山企业流动资金占固定资产投资额的比例估算流动资金。即：

$$\text{流动资金额} = \text{固定资产投资额} \times \text{固定资产资金率}$$

固定资产资金率，即流动资金占固定资产投资额的比例。

参照《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008)，黑色金属矿山固定资产资金率 15-20%，本次评估固定资产资金率按 15% 取值。

② 流动资金估算和投放

A、流动资金估算

本次评估利用的固定资产原值为 44,453.13 万元，经测算，本项目流动资金

需要量为 6,667.97 万元。

B、流动资金投放

矿山为生产矿山，根据企业的生产计划，2019 年矿石产量 40 万吨，2020 年矿石产量 50 万吨，2021 年达产即年产矿石 60 万吨，故 2019 年投入流动资金 4,445.54 万元，2020 年投入流动资金 1,851.95 万元，2021 年投入流动资金 370.48 万元。

③流动资金回收

流动资金在企业停止生产经营时全部收回。故在 2053 年回收全部流动资金 6,667.97 万元。

(6) 成本费用

参照《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008)，成本是矿山企业存货---矿产品的生产成本（对应的，收入是矿产品的销售收入）。而本属于企业当期损益类的期间费用，分摊在矿产品的部分，与矿产品生产成本合计构成了总成本费用。

总成本费用=生产成本+管理费用+财务费用

经营成本为扣除“非付现支出”（折旧、摊销、利息等系统内部的现金转移部分）后的成本费用。

经营成本=总成本费用-折旧费-摊销费-折旧性质维简费-利息支出

参照《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008)，对生产矿山采矿权的评估，可参照矿山企业实际成本、费用核算资料，在了解企业会计政策（资产、成本费用确认标准和计量方法等）的基础上，详细分析后确定。

李家湾锰矿虽为生产矿山，但从投产至评估基准日没有稳定生产和达产，成本费用波动较大，企业根据实际生产情况、物价因素、排产计划等因素，编制了生产成本预算表，本次主要成本费用参照企业提供的生产成本预算表，个别数据如维简费分类计提、折旧计算、安全生产费用估算等由评估人员参照《中国矿业权评估准则》、《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008)的规定及

现行相关法规进行取值。

①成本估算

A、材料费

根据企业提供的年产 60 万吨矿石的生产成本预算表，材料费为 8.41 元/吨，企业提供的生产成本预算表已考虑实际生产情况、物价因素、排产计划等因素，且该成本经过上级主管单位审核通过，故可以作为成本依据，故本次评估材料费按 8.41 元/吨计算。

B、电费

根据企业提供的年产 60 万吨矿石的生产成本预算表，电费为 17.33 元/吨，企业提供的生产成本预算表已考虑实际生产情况、物价因素、排产计划等因素，且该成本经过上级主管单位审核通过，故可以作为成本依据，故本次评估电费按 17.33 元/吨计算。

C、采矿人工成本（含社保）

根据企业提供年产 60 万吨矿石的生产成本预算表，采矿人工成本（含社保）为 37.61 元/吨，企业提供的生产成本预算表已考虑实际生产情况、物价因素、排产计划等因素，且该成本经过上级主管单位审核通过，故可以作为成本依据，故本次评估采矿人工成本（含社保）按 37.61 元/吨计算。

D、采矿采切费用

根据企业提供年产 60 万吨矿石的生产成本预算表，采矿采切费用为 50.46 元/吨，企业提供的生产成本预算表已考虑实际生产情况、物价因素、排产计划等因素，且该成本经过上级主管单位审核通过，故可以作为成本依据，故本次评估采矿采切费用按 50.46 元/吨计算。

E、采矿掘进成本

根据企业提供年产 60 万吨矿石的生产成本预算表，采矿掘进成本为 44.76 元/吨，企业提供的生产成本预算表已考虑实际生产情况、物价因素、排产计划等因素，且该成本经过上级主管单位审核通过，故可以作为成本依据，故本次评

估采矿掘进成本按 44.76 元/吨计算。

F、井下及其他费用

根据企业提供年产 60 万吨矿石的生产成本预算表，井下及其他费用成本为 72.63 元/吨，企业提供的生产成本预算表已考虑实际生产情况、物价因素、排产计划等因素，且该成本经过上级主管单位审核通过，故可以作为成本依据，故本次评估井下及其他费用按 72.63 元/吨计算。

G、管理费用

根据企业提供年产 60 万吨矿石的生产成本预算表，管理费用成本为 11.97 元/吨，企业提供的生产成本预算表已考虑实际生产情况、物价因素、排产计划等因素，且该成本经过上级主管单位审核通过，故可以作为成本依据，故本次评估管理费用按 11.97 元/吨计算。

H、安全生产费用

根据财政部 安全生产监管总局(财企〔2012〕16 号)《关于〈企业安全生产费用提取和使用管理办法〉的通知》，地下开采金属矿山安全费用提取标准为每吨 10.00 元，本次评估据此确定吨矿安全费用为 10.00 元/吨。

I、折旧

参照《矿业权评估指南》(2006 修订)以及《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008)要求，房屋、建筑物折旧年限原则上为 20~40 年，机器、机械和其他生产设备折旧年限 8~15 年。本次折旧年限参照《矿业权评估指南》(2006 修订)以及《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008)规定计取，即房屋折旧年限取 30 年、设备折旧年限取 12 年；本次评估未计算维简费，本次按 34.50 计算井巷工程折旧。

固定资产残值比例：按国家税务总局下发的《关于明确企业调整固定资产残值比例执行时间的通知》(国税函[2005]883 号)中规定计取，即房屋建筑物、机器设备残值率均取 5%，本次不考虑井巷工程残值回收。

依据财政部、国家税务总局发布的财税[2008]170 号《关于全国实施增值税

转型改革若干问题的通知》，自 2009 年 1 月 1 日起，在全国实施增值税转型改革，允许纳税人抵扣固定资产进项税额，即允许纳税人抵扣 2009 年 1 月 1 日以后（含 1 月 1 日）实际发生并取得 2009 年 1 月 1 日以后开具的增值税扣税凭证上注明的或者依据增值税扣税凭证计算的增值税税额。因此本次评估固定资产-设备原值中不含增值税额，更新设备时在相应年份考虑了设备进项税额的抵扣。

年折旧额 = (固定资产原值 - 固定资产残值) / 折旧年限

经计算，正常生产年采矿固定资产折旧额为 1,702.35 万元，折算吨矿石折旧费为 28.74 元。

J、土地摊销费用

土地投资 1,071.35 万元，按矿山服务年限进行摊销，年摊销金额 31.05 万吨，吨摊销费用为 0.53 元。

K、财务费用

参照《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008)，一般假定固定资产投资全部为自有资金；一般假定流动资金中 30%为自有资金，70%为银行贷款，贷款利息计入财务费用。

评估基准日时点的一年期贷款基准利率为 4.35% (2015 年 10 月 24 日开始执行)。按期初借入、年末还款、全时间段或全年计息。

本项目正常生产年流动资金需要量为 6,667.97 万元，正常生产年利息支出为 203.04 万元。折算吨财务费用为 3.38 元。

L、销售税金及附加

本项目的销售税金及附加包括城市维护建设税、教育费附加及地方教育费附加、资源税。

城市维护建设税和教育费附加以应交增值税为税基，根据国发[1985]19 号《中华人民共和国城市维护建设税暂行条例》和《国务院关于修改〈征收教育费附加的暂行规定〉的决定》(2005 年国务院令 448 号)，本项目城市维护建设税适用税率为 5%，教育费附加为 3%、地方教育费附加 2%。

锰矿资源税按收入的 3.5% 计算。

增值税计算公式如下：

应纳增值税额 = 当期销项税额 - 当期进项税额

销项税额以销售收入为税基，根据《财政部 国家税务总局关于调整增值税税率的通知》（财税[2018]32 号），销项税率为 16%，根据国家最新的文件，2019 年 4 月开始增值税税率调整为 13%。

依据《财政部 国家税务总局关于调整增值税税率的通知》（财税[2018]32 号），自 2018 年 5 月 1 日起，纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 17% 和 11% 税率的，税率分别调整为 16%、10%，根据国家最新的文件，2019 年 4 月开始增值税进项税率为 13%。

M、企业所得税

根据《中华人民共和国企业所得税法》（2007 年 3 月 16 日第十届全国人民代表大会第五次会议通过），自 2008 年 1 月 1 日起，企业所得税的税率为 25%。

N、更新改造资金

房屋建筑物、设备等采用不变价考虑其更新资金投入，即在其计提完折旧的下一时点（下一年或下一月）投入等额初始投资。

本次评估矿山服务年限为 34.50 年，计算期房屋建筑物更新一次，机器设备更新二次。

O、回收固定资产残（余）值

残值按固定资产原值乘以固定资产净残值率。开始回收残值的时点为设定的折旧年限期末；评估期末回收余值或残值。

经计算，计算期限内共回收固定资产残（余）值 9,055.80 万元。

P、回收抵扣设备进项税额

在计算期内本项目可抵扣设备进项税额合计为 3,944.44 万元。

Q、净现金流量

年净现金流量=年现金流入-年现金流出

R、折现率

折现率是指将预期收益折算成现值的比率。本次评估折现率采用无风险报酬率+风险报酬率方式确定，其中包含了社会平均投资收益率。无风险报酬率即安全报酬率，通常可以参考政府发行的中长期国债利率或同期银行存款利率来确定。风险报酬率是指在风险投资中取得的报酬与其投资额的比率。矿产勘查开发行业，面临的主要风险有很多种，其主要风险有：勘查开发阶段风险、行业风险、财务经营风险、社会风险。

国债收益率通常被认为是无风险的，因为持有该债权到期不能兑付的风险很小，可以忽略不计。根据 WIND 资讯系统所披露的信息，10 年期国债在评估基准日的到期年收益率为 3.23%，本评估报告以 3.23%作为无风险收益率。

风险报酬率采用勘查开发阶段风险报酬率+行业风险报酬率+财务经营风险报酬率+社会风险确定。根据本项目的具体情况及对各项风险要素的分析，本次评估风险报酬率取值如下：

勘查开发阶段风险，主要是因不同勘查开发阶段距开采实现收益的时间长短以及对未来开发建设条件、市场条件的判断的不确定性造成的。可以分为预查、普查、详查、勘探及建设、生产等五个阶段不同的风险。生产阶段风险报酬率的取值范围为 0.15~0.65%。本评估对象采选处于正常生产阶段，但由于该矿处于生产初期阶段，采出矿石品位不稳定，勘查开发阶段风险相对较大。经综合分析，最后确定勘查开发阶段风险取 0.55%。

行业风险，是指由行业性市场特点、投资特点、开发特点等因素造成的不确定性带来的风险。行业风险报酬率的取值范围为 1.00~2.00%。本项目评估对象属有色金属矿山行业，近几年产品市场价格波动较大。经综合分析，最后确定行业风险报酬率选取 1.70%；

财务经营风险，包括产生于企业外部而影响财务状况的财务风险和产生于企业内部的经营风险两个方面。财务经营风险报酬率的取值范围为 1.00~1.50%。

据评估人员了解，矿山目前刚进入正式生产阶段，前期投入承担高额的负债，存在较高的财务风险。经综合分析，最后确定财务经营风险报酬率选取 1.50%。

特殊风险：考虑到矿山没有进入达产期，经营尚未稳定，综合考虑特殊风险报酬率为 2%。

综上所述，本评估项目无风险报酬率取值为 3.23%，风险报酬率为 5.75%，折现率按无风险报酬率加风险报酬率取值为 8.98%。

S、采矿权评估结果

贵州省松桃县李家湾锰矿采矿权评估价值为 17,386.00 万元。

(二) 李家湾锰矿采矿权的评估增值率

武陵矿业账面未对李家湾锰矿采矿权和探矿权的账面值进行分割，故评估增值率如下表所示：

单位：万元

名称、种类（探矿权/采矿权）	勘查（采矿）许可证编号	原始入账价值	账面价值	评估价值	增值率
李家湾锰矿采矿权	C5200002015012110137026	10,426.99	10,200.31	17,386.00	87.85%
李家湾锰矿探矿权	T52120100902041939			1,775.00	

注：公司矿业入账成本为探矿权成本，探转采时未对入账成本进行调整和分割。

(三) 结合采矿权生产经营状况、面临的风险、近期市场利率变化及同行业可比，说明李家湾锰矿采矿权评估的合理性

如前所述，2019 年正式投产后，李家湾锰矿前三季度分别实现产量 54,159.13 吨、120,434.40 吨及 99,542.74 吨，产量提升显著，累计产量达 274,136.27 吨。随着三季度偶发性不利因素消失，锰矿产量将更趋稳定。因此，本次评估中对产量的预测具有合理性和可实现性。

价格方面，电解锰价格历史呈现周期性波动，评估机构在对价格预测时对历史周期性波动采取了平滑处理，总体而言是合理的。

在矿山生产面临的多项风险中，价格波动风险在预测中通过平滑处理的方式尽量降低；生产安全风险，公司通过完善的安全措施和管理制度对其进行合理管控；而储量、品位风险属于不确定性风险，上述风险均已在风险报酬率中统一考虑。根据上述评估说明中对各类风险报酬率选取的说明，风险报酬率的选取具备合理性。

本次矿业权评估中，所涉及市场利率变化仅为无风险报酬率，根据 WIND 资讯系统查询结果，10 年期国债在评估基准日的到期年收益率为 3.23%，2019 年 11 月 15 日 10 年期国债到期年收益率为 3.2355%，差异为 0.0055%，差异率 0.17%，对估值结论影响较小。

由于锰矿石交易属于小众市场，同行业锰矿采矿权公开市场信息较少，且金属矿行业的公司大多为矿石开采、冶炼、加工产品为一体的综合性矿业公司，极少存在武陵矿业这种仅进行矿石开采单独业务的公司，例如：同行业中上市公司中信大锰主要开采锰矿石、生产及销售锰产品（含电解金属锰、硫酸锰、电解二氧化锰、硅锰合金及高碳铬铁等），其披露经营数据为锰矿石开采及各类锰产品生产综合经营数据，难以单独分割出锰矿石开采方面经营数据，综合性矿业公司经营数据无法与矿业权经营数据作比对，故未能取得同行业可比数据。

综上所述，本次李家湾锰矿采矿权评估方法选用恰当，评估假设和评估参数选取谨慎合理；李家湾锰矿目前正常生产经营，与评估预测相符，因此本次矿业权评估具备合理性。

五、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：

1、李家湾锰矿预测期 2019 年及以后年度锰矿石销售价格的预测具备合理依据，与报告期外购锰矿石价格差异主要为品位不同造成，预测较为谨慎。

2、李家湾锰矿下游贵州锰业具有足够的锰矿石消纳能力，李家湾锰矿销量预测具备合理性。

3、李家湾锰矿 2019 年-2023 年毛利率上升主要由产量上升带来的单位成本下降造成，具备合理性。

4、李家湾锰矿采矿权收益法评估的参数选取合理，计算过程准确，评估过程已对采矿权生产经营状况和面临的风险等因素进行考虑，评估结果具备合理性。

问题 13. 申请文件显示，长兴电力净资产账面价值为 87,597.54 万元，不适宜采用收益法、市场法。采用资产基础法评估价值为 101,899.68 万元，增值率为 16.33%。2019 年 4 月长兴电力通过存续分立方式，分立为长兴电力和长兴佑，其中将 4.9 亿元银行借款分立到长兴佑。根据《公司法》的规定，公司分立前的债务由分立后的公司承担连带责任。请你公司补充披露：1) 长兴电力本次存续分立的原因，股权、债权、债务等划分的依据和合理性。2) 将 4.9 亿元银行借款分立到长兴佑对本次标的资产长兴电力估值的影响。3) 结合长兴佑的偿债能力，长兴电力是否就上述或有事项计提预计负债、及其充分性、相应会计处理的合规性，本次评估是否予以考虑。4) 本次交易仅采取资产基础法对长兴电力进行评估的原因以及合理性，并说明是否符合《上市公司重大资产重组管理办法》第二十条的相关规定。请独立财务顾问、会计师、律师和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、将 4.9 亿元银行借款分立到长兴佑对本次标的资产长兴电力估值的影响

长兴电力本次申报财务报表已将包括 4.9 亿元银行借款等长兴电力分立事项进行了模拟剥离，本次评估范围为评估基准日经模拟后的长兴电力全部资产和负债，评估范围与经审计的模拟后的财务报表一致。因此上述分立事宜不会对本次标的资产长兴电力的评估值产生影响。

二、结合长兴佑的偿债能力，长兴电力是否就上述或有事项计提预计负债、及其充分性、相应会计处理的合规性，本次评估是否予以考虑

长兴佑公司将其持有的涪陵能源 25.65% 股权、渝瑞实业 14.91% 股权、佑泰能源 10% 股权、三峡基金 20% 股权向 4.9 亿元借款的债权人办理了质押担保。根据涪陵能源、渝瑞实业、佑泰能源和三峡基金截至 2019 年 6 月末未经审计的财务报表，以四家公司报表净资产分别乘以上述持股比例计算的金额合计为

50,178.18 万元，能够足额覆盖借款金额。

截至 2019 年 9 月末，长兴佑账面现金为 3,353.24 万元。长兴佑主要资产为上述股权投资，主要收入来源为参股公司分红款，其参股公司经营情况良好，预计能为长兴佑提供较为稳定的分红收入。

综上，长兴佑拥有较为稳定的收入来源，4.9 亿元借款质押物充足，长兴电力对上述或有事项未计提预计负债，相应会计处理符合企业会计准则的规定。本次评估已结合长兴佑偿债能力，考虑了上述或有事项可能对评估结论产生的影响。

三、本次交易仅采取资产基础法对长兴电力进行评估的原因以及合理性，是否符合《上市公司重大资产重组管理办法》第二十条的相关规定

根据《上市公司重大资产重组管理办法》第二十条相关规定“重大资产重组中相关资产以资产评估结果作为定价依据的，资产评估机构应当按照资产评估相关准则和规范开展执业活动”以及“评估机构、估值机构原则上应当采取两种以上的方法进行评估或者估值”；同时根据《资产评估执业准则—企业价值》“第十七条 执行企业价值评估业务，应当根据评估目的、评估对象、价值类型、资料收集等情况，分析收益法、市场法、成本法（资产基础法）三种基本方法的适用性，选择评估方法。”以及“第十八条 对于适合采用不同评估方法进行企业价值评估的，资产评估专业人员应当采用两种以上评估方法进行评估。”

本次交易仅采取资产基础法对长兴电力进行评估的原因如下：

资产基础法是以资产负债表为基础，合理评估企业表内及表外各项资产、负债价值，确定评估对象价值的评估方法，结合本次评估情况，长兴电力可以提供、评估师也可以从外部收集到满足资产基础法所需的资料，可以对长兴电力资产及负债展开全面的清查和评估，因此本次评估适用资产基础法。

收益法的基础是经济学的预期效用理论，即对投资者来讲，企业的价值在于预期企业未来所能够产生的收益。收益法虽然没有直接利用现实市场上的参照物来说明评估对象的现行公平市场价值，但它是从决定资产现行公平市场价值的基本依据—资产的预期获利能力的角度评价资产，能完整体现企业的整体价值，其

评估结论具有较好的可靠性和说服力。由于长兴电力主营业务（输配电和售电业务）已转移至联营公司（两江供电），未来长兴电力作为投资公司主要业务系对被投资企业进行管理，同时公司电力建设业务也拟将在未来全部转出，从收益法适用条件来看，无法根据企业历史经营数据、内外部经营环境合理预计企业未来的盈利水平；同时，根据《资产评估执业准则—企业价值》第三十八条相关规定“对专门从长期股权投资获取收益的控股型企业进行评估时，应当考虑控股型企业总部的成本和效益对企业价值的影响。对专门从长期股权投资获取收益的控股型企业的子公司单独进行评估时，应当考虑控股型企业管理机构分摊管理费对企业价值的影响。”本次在对长兴电力子公司收益法评估时，已将长兴电力未来作为控股型企业管理机构预计发生的管理费按照子公司收入比例分摊至对应子公司管理费用中，因此本次评估不适宜采用收益法。

市场法是将评估对象与可比上市公司或者可比交易案例进行比较，确定评估对象价值的评估方法。考虑到目前的产权市场发展状况和长兴电力所属特定行业、业务性质以及市场信息条件的限制，评估人员很难在市场上找到与长兴电力相类似的参照物及具体交易情况，因此本次评估不适宜采用市场法。

综上所述，本次交易仅采取资产基础法对长兴电力进行评估具有合理性，符合《上市公司重大资产重组管理办法》第二十条的相关规定。

四、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：将 4.9 亿元银行借款分立到长兴佑不会对本次标的资产长兴电力评估值产生影响；长兴电力未对 4.9 亿元借款计提预计负债，本次评估已考虑了上述或有事项可能对评估结论产生的影响；本次交易仅采取资产基础法对长兴电力进行评估具有合理性，符合《上市公司重大资产重组管理办法》第二十条的相关规定。

问题 18. 申请文件显示，联合能源固定资产占比较高，未计提减值准备。2017 年末及 2018 年末，联合能源参股公司重庆京宏源实业有限公司经营不佳、出现亏损，计提减值准备 830.00 万元及 106.10 万元。2017 年，联合能源参股公司重庆正阳新材料有限公司出现亏损，计提减值准备 1,384.36 万元。联合能源

长期股权投资为对合营企业重庆禹润水利水电建筑勘测设计院有限公司等 6 家公司的投资。请你公司：1) 结合机器设备的市场价值、更新换代情况、成新率、目前使用情况等说明 2017 年末、2018 年末及 2019 年 6 月末，联合能源固定资产均未计提减值准备的合理性和谨慎性，是否符合行业惯例。2) 结合重庆京宏源实业有限公司、重庆正阳新材料有限公司 2019 年的目前的经营业绩状况，补充披露“其他权益工具投资”科目是否存在期末减值的可能，相关减值准备计提在评估预测中是否予以考虑。3) 完善联合能源长期股权投资的相关内容，结合各公司报告期内的业绩情况，补充披露减值准备计提的充分性，在评估预测中是否予以考虑。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、结合重庆京宏源实业有限公司、重庆正阳新材料有限公司 2019 年的目前的经营业绩状况，补充披露“其他权益工具投资”科目是否存在期末减值的可能，相关减值准备计提在评估预测中是否予以考虑。

根据重庆京宏源实业有限公司（以下简称“京宏源实业”）提供的 2019 年 1-9 月财务报表，京宏源实业 2019 年 1-9 月归属于母公司净利润为-5,314.87 万元，2019 年 9 月底账面净资产为 74,965.56 万元。按照京宏源实业账面净资产折算归属于联合能源的份额为 3,343.46 万元，大于报告期期末联合能源持有的京宏源实业股权账面价值 3,063.90 万元。如后续京宏源实业经营状况未能得到有效改善，联合能源将在期末执行必要的减值测试程序后确认其具体可回收价值。

根据重庆正阳新材料有限公司提供的 2019 年 1-9 月财务报表，其 2019 年 1-9 月归属于母公司的净利润为 6,773.14 万元，盈利能力较之前有所增强，不存在进一步的减值迹象。在未发生重大不利影响的情况下，预计联合能源持有的重庆正阳新材料有限公司长期股权投资在 2019 年末不存在进一步减值的可能。

本次乌江电力收益法评估预测中将包括重庆京宏源实业有限公司、重庆正阳新材料有限公司等在内的“其他权益工具投资”作为非经营资产在经营性现金流现值合计后予以加回，加回的金额与资产基础法中该投资的评估值保持一致。在对其资产基础法评估中，根据《资产评估执业准则——企业价值》“第三十八条 采

用资产基础法进行企业价值评估，应当对长期股权投资项目进行分析，根据被评估单位对长期股权投资项目的实际控制情况以及对评估对象价值的影响程度等因素，确定是否将其单独评估。”由于乌江电力持有上述两家公司的股权比例较小，无法进入企业进行整体评估，但两家公司均已提供了2018年会计报表，因此对其投资的评估值按报表净资产与持股比例的乘积确定。

基于如上情况，在收益法预测中，上述投资均作为非经营资产在经营性现金流现值合计后予以加回，加回金额与资产基础法中该投资的评估值保持一致。而在资产基础法中对上述投资进行评估时，采用报表净资产乘以持股比例进行计算，已考虑了历史经营业绩对估值的影响。此外，由于京宏源实业电解铝业务因暂未获得产能指标出现停产，在本次乌江电力收益法测算中，已根据该公司经营情况对其预测期用电量进行了充分考虑。综上，本次评估考虑了前述投资及其减值准备计提对评估结论的影响。

二、完善联合能源长期股权投资的相关内容，结合各公司报告期内的业绩情况，补充披露减值准备计提的充分性，在评估预测中是否予以考虑。

报告期内，联合能源长期股权投资各公司在报告期内的业绩情况如下：

单位：万元

单位	2017年度	2018年度	2019年1-6月	合计
湖北咸丰朝阳寺电业有限责任公司	3,674.97	3,536.15	1,049.73	8,260.85
重庆黔江三峡聚新股权投资基金管理有限公司	-	1.5	-	1.5
重庆中孚能源开发有限公司	127.39	237.77	125.72	490.87
重庆聚祥燃气有限公司	-14.35	908.78	664.38	1,558.82
重庆市能祥企业后勤服务有限公司	-21.43	-27.59	96.98	47.96

如上表所述，联合能源长期股权投资各公司在报告期内合计处于盈利状态，不存在较为明显的减值迹象，不需要计提减值准备。

上述五项长期股权投资的投资主体及持股比例如下表：

投资主体	被投资企业	持股比例
乌江实业	重庆黔江三峡聚新股权投资基金管理有限公司	20.00%

乌江电力	湖北咸丰朝阳寺电业有限责任公司	33.00%
聚龙电力	重庆聚祥燃气有限公司	33.33%
聚龙电力	重庆中孚能源开发有限公司	20.00%
聚龙电力	重庆市能祥企业后勤服务有限公司	20.00%

本次对乌江实业、乌江电力和聚龙电力的收益法评估中，均将上述投资作为非经营资产在经营性现金流现值合计后予以加回，加回的金额与资产基础法中该投资的评估值保持一致。

在对其资产基础法评估中，根据《资产评估执业准则——企业价值》第三十八条的相关规定，对被投资企业是否进行单独评估进行了独立判断。上述五家被投资企业中，除湖北咸丰朝阳寺电业有限责任公司外，其余四家均由于持股比例较小，无法进入企业进行整体评估，但四家公司均已提供了 2018 年会计报表，因此对其投资的评估值按报表净资产与持股比例的乘积确定；湖北咸丰朝阳寺电业有限责任公司为重庆乌江电力有限公司的参股公司，重庆乌江电力有限公司缺乏控制权，无法对其进行现场整体资产评估，但该公司经营情况及历年股利分配政策相对稳定，故本次对该项长期股权投资采用收益途径进行评估，具体采用股利折现法。

基于如上情况，在收益法预测中，上述投资均作为非经营资产在经营性现金流现值合计后予以加回，加回的金额与资产基础法中该投资的评估值保持一致。而在对上述投资进行评估时，不论采用股利折现法或是采用报表净资产乘以持股比例，实际均考虑了历史经营业绩对估值的影响，故本次评估预测中已考虑各公司报告期内的业绩情况对评估结论的影响。

三、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：本次评估中，已考虑长期股权投资及其他权益工具投资相关单位在报告期内的业绩情况及其减值准备计提对评估结论的影响。

问题 23.申请文件显示，联合能源及其下属子公司尚有 25 项房屋建筑物未取得房屋产权证，面积合计 8,742.45 平方米，占联合能源及其下属子公司拥有房产面积的 3.11%，前述部分房产未办理房屋产权证系因联合能源拥有的三宗

土地未取得土地使用权证书。请你公司：1) 补充披露前述房屋建筑物和土地办理权属证书的进展情况、预计办毕时间。2) 结合权属瑕疵的房产和土地用途，补充披露其对联合能源生产经营的影响。3) 补充披露本次评估是否考虑前述房屋建筑物和土地的权属瑕疵情况。请独立财务顾问、律师和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、补充披露次评估是否考虑前述房屋建筑物和土地的权属瑕疵情况

上述瑕疵资产系联合能源下属相关子公司所有，各子公司能够正常占有及使用，不会对其持续经营构成重大不利影响。基于以上情况，本次评估中，对上述瑕疵房地产进行了如下考虑：

1、对乌江电力龙潭变电站用地无证情况进行了披露，并在收益法测算时，按资产基础法评估结果在预测期考虑了持续的资本性支出；

2、对于聚龙电力哨楼变电站用地，在收益法测算时，按预计的取得价格在预测期考虑了持续的资本性支出；

3、对于武陵矿业李家湾锰矿用地，在收益法测算时，按临时土地费用在预测期考虑了持续的资本性支出；

4、对上述瑕疵房产无证情况进行了披露，并在收益法测算时，对经营性房产按资产基础法评估结果在预测期考虑了持续的资本性支出。

综上，本次评估对存在权属瑕疵的房屋建筑物和土地能够合理预计的主要费用支出进行了充分的考虑。

二、中介机构核查意见

经核查，评估师认为，本次评估对存在权属瑕疵的房屋建筑物和土地能够合理预计的主要费用支出进行了充分的考虑。

(以下无正文)

（本页无正文，为《北京天健兴业资产评估有限公司对中国证券监督管理委员会《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》（192677）号的回复》之签署页）

北京天健兴业资产评估有限公司



2019年12月11日