

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》（200441 号）的回复

中国证券监督管理委员会：

贵会于 2020 年 3 月 27 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》（200441 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。

2.申请文件显示，1)标的资产重庆长电联合能源有限责任公司（以下简称联合能源）下属重庆乌江电力有限公司（以下简称乌江电力）、重庆涪陵聚龙电力有限公司（以下简称聚龙电力）2019年1-9月营业收入、营业成本均未达到2019年预测数的75%，主要系上半年为枯水期，来水量相对较少所致。2)受来水偏枯影响，乌江电力2019年实际完成上网电量10.02亿千瓦时，较评估预测2019年上网电量12.61亿千瓦完成度79.46%；乌江电力2019年实际售电量22.34亿千瓦时，较评估预测2019年售电量25.42亿千瓦时完成度87.86%，乌江电力2019年扣非后净利润完成比例为84.92%；假设2019年上网电量达到评估预测值，则乌江电力2019年业绩能够完成。3)聚龙电力2019年实际完成上网电量2.71亿千瓦时，较评估预测2019年上网电量3.59亿千瓦时完成度75.37%；聚龙电力2019年实际售电量57.87亿千瓦时，较评估预测2019年售电量59.38亿千瓦时完成度97.48%；受益于售电单价及购售电价差提升，聚龙电力2019年扣非后净利润完成比例为128.04%。4)联合能源电力板块报告期2017年、2018年、2019年1-9月销售电价分别为0.4627元/千瓦时、0.4798元/千瓦时、0.4809元/千瓦时，逐渐上升。5)前次申请文件显示，承诺联合能源在2019年经审计的收益法评估部分扣除非经营性损益后的净利润不低于33,220万元。请你公司：1)补充披露枯水期对乌江电力、聚龙电力2019年1-9月和全年上网电量、业绩完成情况的影响程度，预测期是否考虑枯水期的相关不确定性风险。2)补充披露乌江电力、聚龙电力2019年实际售电量未能达到预测水平的原因，外购电量是否存在困难和障碍，结合下游客户变化和用电需求的稳定性，说明该原因是否具有持续性。3)补充披露联合能源电力板块报告期销售电价逐渐上升的情况下，聚龙电力完成业绩，而乌江电力2019年业绩未能完成的原因；影响乌江电力、聚龙电力业绩完成与否的关键驱动因素和差异原因。4)补充披露联合能源2019年经审计的收益法评估部分扣除非经营性损益后的净利润及完成情况。5)结合乌江电力、聚龙电力2019年发电量、售电量均未能完成，来水偏枯情况、未来购售电价差趋势等内容，补充披露乌江电力、聚龙电力预测期发电量、售电量的可实现性和保障业绩完成的措施和可行性。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：

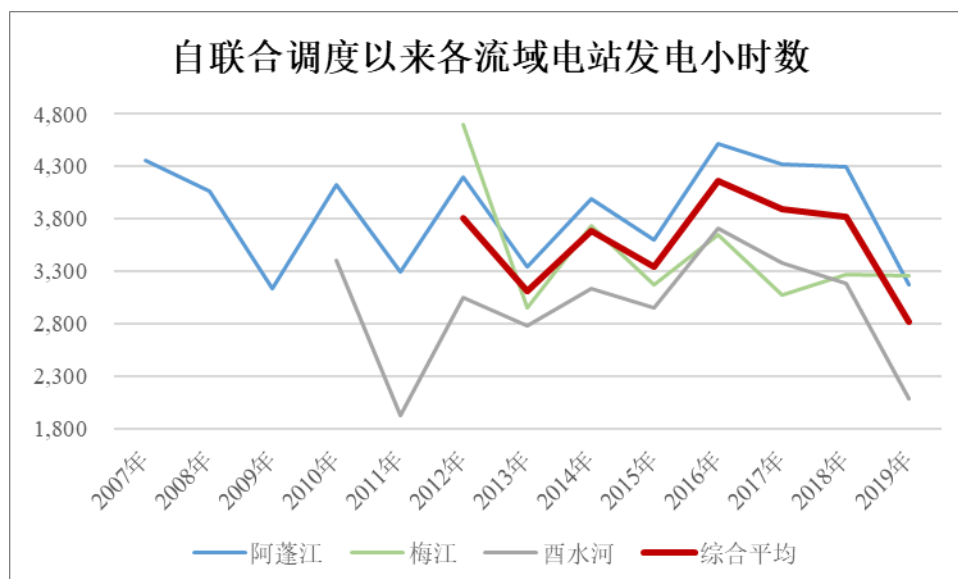
一、补充披露枯水期对乌江电力、聚龙电力2019年1-9月和全年上网电量、业绩完成情况的影响程度，预测期是否考虑枯水期的相关不确定性风险。

（一）枯水期对乌江电力、聚龙电力 2019 年 1-9 月和全年上网电量、业绩完成情况的影响程度

1、乌江电力

（1）乌江电力下属电站近年来发电情况

截至本回复出具日，乌江电力在乌江支流阿蓬江、梅江河、酉水河流域共有拥有 9 座全资水电站。各流域分别于 2006 年、2011 年及 2009 年启动流域梯级联合调度，可一定程度上平抑来水丰枯变化对流域内各电站发电水平的波动影响。自各流域启动联合调度以来，乌江电力自有电站的发电机组年利用发电小时数情况如下：



注：各电站发电量（单位为千瓦时）为机组利用小时数（小时）乘以装机容量（千瓦）。自 2007 年以来，受益于新机组投产及现有机组的增容扩效，乌江电力水电站总装机容量呈现增长态势，2007 年为 30.45 万千瓦，2008 年至 2012 年为 33.65 万千瓦，2013 年至 2018 年为 35.85 万千瓦，2019 年为 36.14 万千瓦。

从上图可知，各流域电站自联合调度以来，受各年间来水丰枯情况影响，年度发电小时数呈现一定波动。2019 年，三个流域来水偏枯，从综合利用小时数看，2019 年为自 2012 年（三流域均实现联合调度）以来最低水平，阿蓬江流域及酉水河流域电站的机组利用小时数均处于历史次低水平（两流域电站累计装机容量 32.50 万千瓦，占总装机比重为 90%），梅江流域电站处于历史较低水平。从而引致 2019 年乌江电力自有电站发电量为 2012 年以来最低水平。

2012 年至 2019 年，各月份发电量占全年的比重情况如下：

项目	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年
1 月	3.05%	1.90%	2.59%	2.59%	3.65%	1.80%	2.11%	4.58%
2 月	1.35%	3.82%	1.65%	4.41%	3.80%	3.21%	2.50%	5.15%
3 月	3.97%	3.76%	1.97%	4.78%	6.18%	7.82%	6.96%	5.91%
4 月	13.11%	10.03%	12.15%	11.50%	13.04%	10.08%	10.09%	7.07%
5 月	16.76%	17.15%	14.18%	9.36%	13.03%	13.05%	14.11%	16.09%
6 月	13.98%	19.50%	12.30%	19.44%	13.28%	16.48%	13.92%	17.08%
7 月	10.80%	10.93%	14.21%	12.19%	14.94%	14.05%	12.03%	12.91%
8 月	8.01%	3.14%	6.01%	11.71%	11.44%	5.45%	7.51%	11.96%
9 月	11.10%	15.63%	13.89%	8.84%	4.58%	8.58%	7.23%	3.65%
10 月	6.34%	5.29%	3.64%	7.75%	2.44%	15.03%	10.77%	3.87%
11 月	6.36%	4.55%	9.58%	2.68%	11.13%	3.05%	8.52%	5.97%
12 月	5.17%	4.29%	7.83%	4.75%	2.50%	1.39%	4.26%	5.76%
合计	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

从年内发电量分布看，各月间呈现较大波动。受降雨量不均匀分布及梯级联合调度平抑峰谷等因素综合影响，每年 5 月至 7 月来水相对偏丰、发电量占全年发电量比重较高，12 月至次年 3 月来水相对偏枯、发电量占比较低，其余月份则存在较大年间波动。2019 年，9-12 月份累计发电量占比为 15.60%，低于 2018 年同期及 2012 年至 2018 年同期的历史平均水平，其发电量贡献为近年来的较低水平。

（2）乌江电力 2019 年 1-9 月及全年上网电量及业绩完成情况

乌江电力 2019 年全年的购售电数据及经审计财务数据如下：

单位：亿千瓦时、万元

项目	2019 年预测数(A)	2019 年完成数(C)	2019 年实现率(C/A)
自发电上网电量	12.61	10.02	79.46%
售电量	25.42	22.34	87.86%
营业收入	107,235.23	101,468.05	94.62%
营业成本	66,323.28	66,224.79	99.85%
扣非后归母净利润	21,695.54	18,091.62	83.39%

注：2019 年预测数来源于天健兴业出具的、已经国务院国资委备案的评估报告；发电量及售电量数据来源于联合能源经营报表；2019 年度财务数据已经大华会计师审核并出具《重庆长电联合能源有限责任公司业绩预测实现情况说明的审核报告》（大华核字[2020]002947 号），与前次披露文件披露的未经审计数据存在细微差异。

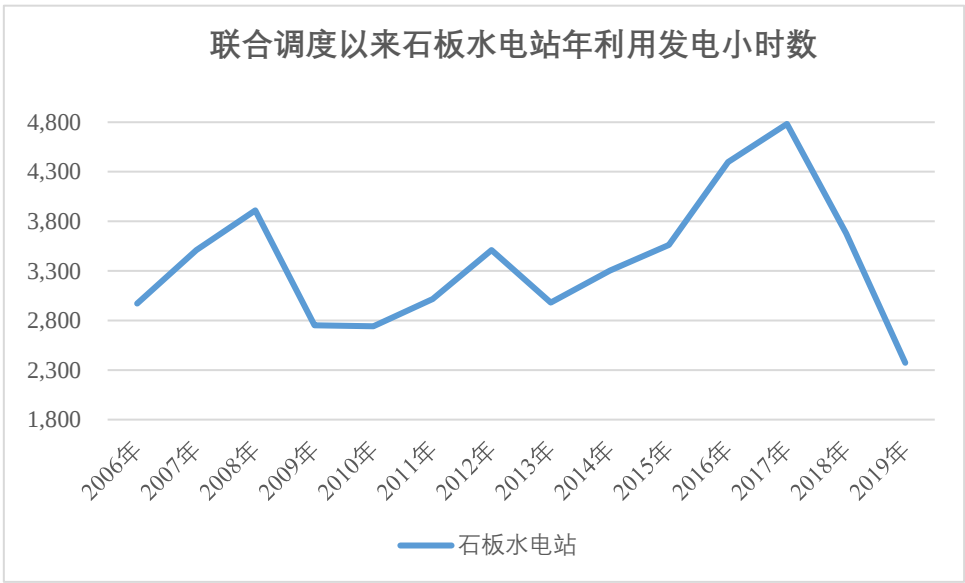
因 2019 年整体来水处于自 2012 年以来的低位，2019 年 1-9 月及全年的上网电量 8.48 亿千瓦时及全年 10.02 亿千瓦时均低于近年来平均情况及本次评估预测数，导致新增采购外购电替代自发电，乌江电力营业成本随之上升，盈利水平随之下降。

由于 2019 年自发电上网电量与评估预测值相差 2.59 亿千瓦时电量，以 2019 年预测不含税外购电采购成本 0.3510 元/千瓦时测算，综合考虑增发自发电的水资源费及库区基金等相关边际成本费用，预计影响归母净利润 7,448.04 万元，占 2019 年预测归母净利润的比重为 34.33%。因此，2019 年来水偏枯造成自发电量减少是成为乌江电力未完成盈利预测的主要原因。

2、聚龙电力

(1) 聚龙电力下属电站近年来发电情况

聚龙电力自发电主要来自控股子公司涪陵水资源。涪陵水资源现有水力发电站 1 座，即石板水电站，装机容量 11.5 万千瓦，位于龙河流域。自流域启动联合调度以来，石板水电站发电机组年利用发电小时数情况如下：



2019 年，受来水偏枯影响，该电站年利用发电小时数较低，上网电量低于根据历史平均发电量等因素得出的评估预测数。2010 年至 2019 年，该电站上网电量情况如下表

所示：

单位：亿千瓦时

年份	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
上网电量	3.12	3.45	4.00	3.39	3.77	4.07	5.02	5.46	4.20
年份	2019 年预测			2019 年 1-9 月实现			2019 年实现		
上网电量	3.57			2.50			2.71		

（2）聚龙电力 2019 年 1-9 月及全年上网电量及业绩完成情况

如上表所述，聚龙电力 2019 年 1-9 月和全年分别实现自发电上网电量 2.50 亿千瓦时、2.71 亿千瓦时，低于 2019 年预测数，聚龙电力需要以外购电量来补充该部分自发电减少导致的售电缺口。

由于 2019 年自发电上网电量与评估预测值相差电量 0.86 亿千瓦时电量，以 2019 年预测不含税外购电采购成本 0.3455 元/千瓦时测算，综合考虑增发自发电的水资源费及库区基金等相关边际成本费用，预计影响归母净利润 1,437.40 万元。据此测算，自发电上网电量缺口对聚龙电力净利润的影响如下表所示：

项目	2019 年
预测自发上网电量（亿千瓦时）	3.57
实际自发上网电量（亿千瓦时）	2.71
自发上网电量缺口（亿千瓦时）	0.86
对归母净利润的影响（万元）	1,437.40
聚龙电力实际实现扣非归母净利润（万元）	18,500.12
对归母净利润影响比例	7.77%

注：发电量及售电量数据来源于联合能源经营报表；2019 年度财务数据已经大华会计师审核并出具《重庆长电联合能源有限责任公司业绩预测实现情况说明的审核报告》（大华核字[2020]002947 号），与前次披露文件披露的未经审计数据存在细微差异。

由于自发电上网电量占聚龙电力整体购电量比例相对较低，2019 年因自发上网电量不及预测对净利润的影响约为 1,437.40 万元，比例为 7.77%。

（二）预测期是否考虑枯水期的相关不确定性风险

鉴于水电站来水存在年间波动，评估机构在预测时，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，该预测方式符合水电业务特点及行业预测惯例，具有合理性。按此预测方式计算，平滑了水电站来水存在的年间波动，预测期考虑了历史年度枯水期和丰水期的相关不确定性风险对评估结果的影响。

同时，在评估时，充分考虑了 2019 年来水偏枯对发电量的影响。在以 2018 年 12 月 31 日为基准日的评估（以下简称“前次评估”）预测过程中，由于 2019 年上半年发电量相对 2016-2018 年同期偏低，因此在对 2019 年全年发电量预测时，已对上述预测方式计算结果进行了适当下调；在以 2019 年 6 月 30 日为基准日的评估（以下简称“加期评估”）预测过程中，2019 年下半年预测发电量为 2019 年下半年实际实现数。

综上，两次评估预测过程中，整个预测期均已考虑枯水期和丰水期的相关不确定性风险对评估结果的影响。

二、补充披露乌江电力、聚龙电力 2019 年实际售电量未能达到预测水平的原因，外购电量是否存在困难和障碍，结合下游客户变化和用电需求的稳定性，说明该原因是否具有持续性。

（一）乌江电力、聚龙电力 2019 年实际售电量未能达到预测水平的原因

1、乌江电力

前次评估预测乌江电力 2019 年售电量为 25.42 亿千瓦时，而乌江电力 2019 年全年实际售电量为 22.34 亿千瓦时，两者相差 3.08 亿千瓦时，预测售电量实际完成率为 87.88%，主要系部分用户因偶发性因素未完成预测售电量。未完成预测售电量的主要用户及其原因如下表，其余用户实际合计售电量超过前次评估预测。

单位：亿千瓦时

序号	用户名称	2016 年 实际售 电量	2017 年 实际售 电量	2018 年 实际售 电量	2019 年 实际售 电量	2019 年 预测售 电量	2019 年 完成预 测比例	2019 年 增减量	未完成主要原因
1	重庆国耀硅业有限公司	0.89	1.07	1.59	0.82	1.49	55.04%	-0.67	因受景区项目建设阶段性影响，用电企业的上游矿石供应不足导致用电企业临时停产，2019 年底已恢复生产
2	秀山龙洋硅	0.76	0.72	0.78	0.51	0.81	63.17%	-0.30	因受景区项目建设阶段

序号	用户名称	2016 年 实际售 电量	2017 年 实际售 电量	2018 年 实际售 电量	2019 年 实际售 电量	2019 年 预测售 电量	2019 年 完成预 测比例	2019 年 增减量	未完成主要原因
	业有限公司								性影响,用电企业的上游 矿石供应不足导致用电 企业临时停产, 2019 年 底已恢复生产
3	秀山县永发 硅业有限公司	0.57	0.83	1.04	0.6	0.81	73.90%	-0.21	因受景区项目建设阶段 性影响,用电企业的上游 矿石供应不足导致用电 企业临时停产, 2019 年 底已恢复生产
4	重庆市三角 滩锰业有限公司	0.03	0.76	0.91	0.59	0.9	65.38%	-0.31	因单耗高及设备老旧等 原因, 从 2019 年 9 月起 全厂停工改造,准备改建 2 生产线及炉台等,目前 已完成旧厂房拆除工作, 企业预计在 2021 年 3 月 完成改造
5	重庆腾泰矿 业有限公司	2.96	3.56	3.08	0.51	1.56	32.92%	-1.05	原重庆武陵光伏材料有 限公司电炉租赁户因经 营不善停止租赁,腾泰矿 业于 2019 年 9 月接续租 赁,陆续恢复供电
6	国网湖南省 电力有限公 司湘西供电 分公司	2.17	1.85	1.25	0.23	1.00	23.32%	-0.77	微利客户,乌江电力主动 降低对其售电量
上述小计		7.38	8.79	8.65	3.26	6.57	49.62%	-3.31	
其他用户		26.89	28.84	19.15	19.08	18.85	101.22%	0.23	

就上表未完成原因分析,除对国网湖南省电力有限公司湘西供电分公司(以下简称国网湘西供电公司)售电量因微利原因,乌江电力主动降低其售电量外,对其余客户售电量未达预期的原因主要集中于用电企业受阶段性矿石供应不足、技术设备改造等导致用电企业于 2019 年出现不同程度的停工停产或减产,上述原因属于暂时性的,不会对用电需求产生持续影响。

就上述 6 家用电企业 2016-2018 年历史实际售电量进行分析,总体来看,2019 年预测售电量为 6.57 亿千瓦时,低于 2016-2018 年的最低售电量 7.38 亿千瓦时。分发展趋势按单户来看,2016-2018 年售电量逐年上升的三家用电企业(序号 1、3、4),2019 年

预测售电量均未超过 2016-2018 年最高售电量；对 2016-2018 年售电量出现较小波动的三家用电企业（序号 2、5），序号 2 的用电企业 2019 年预测售电量接近 2016-2018 年平均售电量，而序号 5 用电企业 2019 年预测售电量低于其 2016-2018 年平均售电量；对 2016-2018 年售电量出现逐年下降的用电企业（序号 6），2019 年预测售电量低于 2016-2018 年期间最低值。

综上，评估机构在前次评估预测时，结合用电企业的 2016-2018 年历史实际售电量以及 2019 年上半年的用电情况等，对乌江电力的 2019 年预测售电情况进行了谨慎的判断以及合理的预计；因前述暂时性原因，导致 2019 年预测售电量未能完成。

2、聚龙电力

前次评估预测聚龙电力 2019 年售电量为 59.38 亿千瓦时，而聚龙电力 2019 年全年实际售电量为 57.88 亿千瓦时，两者相差 1.50 亿千瓦时，预测售电量实际完成率为 97.48%。未完成预测售电量的主要用户及其原因如下表，其余用户实际合计售电量超过前次评估预测。

单位：亿千瓦时

用户名称	2016 年 实际售 电量	2017 年 实际售 电量	2018 年 实际售 电量	2019 年 实际售 电量	2019 年 预测售 电量	2019 年 完成预 测比例	2019 年 增减量	未完成主要原因
涪陵能源	2.6	2.04	2.67	1.66	2.86	58.04%	-1.20	聚龙电力将电力销售给涪陵能源，由涪陵能源转供给电力用户旗能电铝。因旗能电铝自有两台发电机组原计划每年安排一次中修，检修期间需要通过涪陵能源向聚龙电力采购用电，而 1 号机组由于备件不足原因，原 2019 年计划检修延迟到 2020 年完成。因此，2019 年减少购电需求
重庆川东 电力集团 有限责任 公司	-	-	-	4.29	5.3	80.94%	-1.01	聚龙电力供区范围内的发电机组中涪南热电厂投产后的电量通过聚龙电力销售给重庆川东电力。因中涪南热电厂延

用户名称	2016 年 实际售 电量	2017 年 实际售 电量	2018 年 实际售 电量	2019 年 实际售 电量	2019 年 预测售 电量	2019 年 完成预 测比例	2019 年 增减量	未完成主要原因
								期投产，因此，聚龙电力销售给川东电力的电量减少
上述用户 小计	2.6	2.04	2.67	5.95	8.16	72.92%	-2.21	
其他用户	40.32	44.55	46.47	51.93	51.22	101.39%	0.71	

就上表未完成原因分析，聚龙电力 2019 年售电量未完成主要受涪陵能源（旗能电铝检修用电）和转售重庆川东电力集团有限责任公司（中涪南热电部分）电量未完成的影响。

旗能电铝自备电厂检修时需通过涪陵能源从聚龙电力购电，2016 年-2018 年，聚龙电力对旗能电铝的历史实际售电量均高于 2019 年实际售电量。2019 年对该用户售电量不及预期的原因是因为旗能电铝自备电厂检修所需的备件不足，将 2019 年检修计划推迟至 2020 年，预测售电量未完成属于偶然情况。另外，中涪南热电厂系 2019 年新建投产电厂，所发电量经聚龙电力销售给重庆川东电力集团有限责任公司，受机组建设工期、运行投产推迟的影响，中涪南热电厂 2019 年发电量不及预期，因此该部分销售量有所减少，但该因素在中涪南热电厂 2019 年 10 月正常投运后消失，也属暂时性的影响。

综上，评估机构在前次评估预测时，结合用电企业的 2016-2018 年历史实际售电量以及 2019 年上半年的用电情况等，对聚龙电力的 2019 年预测售电情况进行了谨慎的判断以及合理的预计；因前述暂时性原因，导致 2019 年预测售电量未能完成。

（二）外购电量是否存在困难和障碍

根据乌江电力和聚龙电力与主要外购电供应商签订的长期购售电合同等分析，乌江电力和聚龙电力外购电量不存在困难和障碍。具体分析情况如下：

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。2010 年至 2018 年，全国 6,000 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	6,000 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

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，乌江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。

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，须直接接入聚龙电网。网内统调机组购电价格与聚龙电力协商确定，低于向国家电网、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，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。

（三）结合下游客户变化和用电需求的稳定性，说明该原因是否具有持续性

对比前述“（一）乌江电力、聚龙电力 2019 年实际售电量未能达到预测水平的原因”分析，除乌江电力主动降低对国网湘西供电公司的售电量可能存在持续性影响（已在加期评估中下调对其预测期售电量）外，对其余下游客户售电量未达预期的原因主要集中于阶段性矿石供应不足、技术设备改造、检修计划或投建延期等偶发性、暂时性因素，不会对用电需求产生持续影响，也不会对利润产生持续负面影响。

三、结合乌江电力、聚龙电力 2019 年发电量、售电量均未能完成，来水偏枯情况、未来购售电价差趋势等内容，补充披露乌江电力、聚龙电力预测期发电量、售电量的可实现性。

（一）乌江电力、聚龙电力预测期发电量的可实现性

前次评估以及加期评估均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，该预测方式符合水电行业预测惯例，具有合理性。由于 2019 年来水偏枯，发电量较少，按上述预测方式测算导致加期评估发电量略低于前次评估，两次评估预测的 2020 年自发电量上网电量对比如下表：

单位：亿千瓦时

项目	前次评估预测 2020 年自发电上网电量	加期评估预测 2020 年自发电上网电量
乌江电力	13.20	13.02
聚龙电力	3.57	3.45

同时，根据乌江电力、聚龙电力提供的经营数据，2020 年 1-3 月与 2013-2019 年同期平均值对比如下表：

单位：亿千瓦时

项目	2013-2019 年 1-3 月平均值	2020 年 1-3 月
乌江电力自发电上网电量	1.45	2.52
聚龙电力自发电上网电量	0.64	0.70

综上，虽然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，累计发电量具有较高的可实现性。在加期评估中，选择与前次评估相同的预测方式进行计算并根据计算结果下调预测期发电量，是考虑 2019 年实际发电情况的谨慎性预测。

根据 2020 年 1-3 月统计数据，乌江电力及聚龙电力自发电量均高于前 7 年平均值，2020 年发电量具有较高的可实现性。

（二）乌江电力、聚龙电力预测期售电量的可实现性

1、预测期售电量的预测方式及采信标准

对于售电量的预测，评估机构在前次评估及加期评估中均基于预测数据的可获取性及合理性，对主要用户的售电量按如下方式进行预测，具有较高的可实现性：

①2022 年前的预测售电量

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、调整后形成该期间售电量预测。

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 2022 年前的预测期间内考虑。

对于新用户，需签订意向合同以及已在乌江电力、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。

②2022 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，因此考虑乌江电力、聚龙电力售电量自 2022 年起按一定比例增长。增速主要参考全国、重庆市及乌江电力、聚龙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、聚龙电力自身历史情况等因素综合确定。

2、加期评估对售电量的调整

在本次加期评估中，评估机构通过对主要用户的访谈、询证等核实程序并结合各主要用户 2019 年实际完成售电情况、明细用户主要增量对应的项目投建或改造工程进度情况、2020 年初受疫情影响情况等，对部分用户的原 2020 年、2021 年预测售电量进行

了调整，两次评估对比分析及调整原因如下：

①乌江电力

单位：亿千瓦时

项目	前次评估预测 售电量		加期评估预测 售电量		两次评估调整 数		调整原因
	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	
嘉源电解锰	2.88	2.88	2.26	2.58	-0.62	-0.3	根据用户预计产量调整联动
武陵锰业	2.01	2.01	1.72	1.72	-0.29	-0.29	根据用户预计产量调整联动
三角滩锰业	0.9	0.9	-	1.58	-0.9	0.68	全厂停工进行改造，公司预计 2021 年 3 月完成改造
国耀硅业	1.53	1.53	1.3	1.53	-0.23	-	2020 年考虑疫情影响调整
国网湘西供电公司	2.1	2.1	0.30	0.30	-1.80	-1.80	微利客户，乌江电力结合 2019 年实际售电量调整主动降低对其售电量
三润矿业	3.12	3.12	2.04	2.68	-1.08	-0.44	2020 年考虑疫情影响调整，2021 年根据用户预计产量调整联动
三磊玻纤	1.8	1.8	1.25	2.13	-0.55	0.33	原计划于 2019 年末投建完成的一期第二条生产线延期至 2020 年 10 月投建完成
上述小计	14.34	14.34	8.86	12.51	-5.48	-1.83	
乌江电力售电合计数	34.91	34.98	29.64	34.12	-5.27	-0.85	

由上表分析可知，除国网湘西供电公司由于微利原因主动降低并结合 2019 年实际完成情况，调低其预测售电量 1.8 亿千瓦时并对预测期持续影响外，上表其余 6 家用户的 2020 年用电量调整原因主要系暂时性（如投建完工时间调整）或非正常因素影响（如疫情影响），且除国网湘西供电公司售电量外，上表其余 6 家用户的合计售电量将于 2021 年基本得到恢复。在加期评估时，自 2021 年起，除国网湘西供电公司外，乌江电力的其余用户合计售电量在加期评估时经重新核实确认后高于前次评估预测。

②聚龙电力

单位：亿千瓦时

项目	前次评估预测 售电量		加期评估预测 售电量		两次评估调整 数		调整原因
	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	
重庆大朗冶金新材料有限公司	16.80	16.80	15.00	16.00	-1.80	-0.80	有 2 台电炉故障，1 台已修复投产，另 1 台在近期恢复；2021 年用户拟新增检修计划，故下调预计产量。根据用户预计产量调整联动。
重庆龙冉能源科技有限公司	0.70	1.00	0.3	1.00	-0.40	-	原计划 2020 年初建成投运，实际工期延迟，预计 2020 年 8 月投产。
上述小计	17.50	17.80	15.30	17.00	-2.20	-0.80	
聚龙电力售电合计数	76.33	80.15	75.92	80.33	-0.41	0.18	

由上表分析可知，聚龙电力用户的调整原因主要受暂时性（如投建完工时间延期调整、新增检修计划）和非正常因素（如设备故障影响）影响，聚龙电力用户合计售电量在加期评估时经重新核实确认后将于 2021 年恢复。

3、增量原因分析

①乌江电力

乌江电力 2019 年实际完成售电量为 22.34 亿千瓦时，经前述加期评估核实调整后，预计 2020 年、2021 年售电量分别为 29.64 亿千瓦时、34.12 亿千瓦时，2020 年预测售电量相比 2019 年实际完成量增加了约 7.30 亿千瓦时，2021 年预测售电量相比 2020 年预测售电量增加了约 4.49 亿千瓦时，上述增量明细及原因分析如下表：

单位：亿千瓦时

序号	用户简称	历史实际售电量				前次评估预测数及实际完成率		加期评估预测数		增量		增量原因分析
		2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2019E	2019 年/ 2019E	2020 年 E	2021 年 E	2020E- 2019	2021E- 2020E	
1	嘉源电解锰	1.65	2.59	2.54	1.73	1.98	87.59%	2.26	2.58	0.52	0.32	2020 年初受疫情影响较小，结合历史供电量、用户近期的产能安排及用电单耗确定
2	武陵锰业	1.74	1.05	1.73	1.01	1.1	91.77%	1.72	1.72	0.71	-	2020 年初受疫情影响较小，结合历史供电量、用户的产能安排及用电单耗确定
3	国耀硅业	0.89	1.07	1.59	0.82	1.49	55.04%	1.3	1.53	0.48	0.23	结合历史供电量确定，2020 年考虑疫情影响，预计产能约为设计产能的 59%，2021 年预测产能约为设计产能 69%
4	龙洋硅业	0.76	0.72	0.78	0.51	0.81	63.17%	0.94	0.94	0.42	-	2020 年初受疫情影响较小，结合历史供电量、用户的产能安排及用电单耗确定，加评预测产能按设计产能 60%考虑
5	永发硅业	0.57	0.83	1.04	0.6	0.81	73.90%	0.94	0.94	0.34	-	2020 年初受疫情影响较小，结合历史供电量、用户的产能安排及用电单耗确定，加评预测产能按设计产能 60%考虑
6	腾泰矿业	2.96	3.56	3.08	0.51	1.56	32.92%	3.5	3.75	2.99	0.25	换租后按历史产能考虑，2020 年考虑疫情影响，预计产能为设计产能的 77%，2021 年预计产能约为设计产能的 80%
7	三润矿业	1.95	1.74	2.11	1.56	1.86	83.99%	2.04	2.68	0.47	0.64	结合历史供电量确定，2020 年考虑疫情和生产线改扩建影响，预计产能约占当期设计产能的 70%；2021 年生产线改造完工，预计产能约占当期设计产能的 85%（该公司设计产能为生产线满产 10 个月计算的产量）
8	三磊玻纤	0	0.01	0.88	1.04	1.02	101.91%	1.25	2.13	0.21	0.88	2020 年初受疫情影响较小，根据历史完成情况，结合用户提供的生产线投建计划、发改委备案证明等确定，2021 年预计产能约占设计产能的 85%
9	三角滩锰业	0.03	0.76	0.91	0.59	0.9	65.38%	-	1.58	-0.59	1.58	根据用户全厂停工改造时间进度确定，其中 2020 年供电量为 0,2021 年产能按改造后产能的 75%确定
上述小计		10.55	12.33	14.66	8.38	11.53	72.67%	13.94	17.83	5.56	3.89	
其他用户		23.72	25.30	13.14	13.96	13.89	100.50%	15.70	16.29	1.74	0.60	2019 年，其他用户累计售电量完成率超过 100%，预测 2020 年及 2021 年实现小幅增长

②聚龙电力

聚龙电力 2019 年实际完成售电量为 57.88 亿千瓦时，经前述加期评估核实调整后，预计 2020 年、2021 年售电量分别为 75.92 亿千瓦时、80.33 亿千瓦时，2020 年预测售电量相比 2019 年实际完成量增加了约 18.04 亿千瓦时，2021 年预测售电量相比 2020 年预测售电量增加了约 4.41 亿千瓦时，上述增量明细及原因分析如下表：

单位：亿千瓦时

序号	用户简称	历史实际售电量				前次评估预测数及实际完成率		加期评估预测数		增量		增量原因分析
		2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2019E	2019 年/ 2019E	2020E	2021E	2020E- 2019	2021E- 2020E	
1	大朗冶金	0.01	3.84	12.49	17.08	17.01	100.41%	15	16	-2.08	1	根据历史售电量以及售电完成情况并结合用户近期用电安排确定
2	龙冉能源	-	-	-	-	-	-	0.3	1	0.3	0.7	新建项目，预计 2020 年 8 月下旬投产，2021 年预计产能约占设计产能的 69%
3	涪陵能源	2.6	2.04	2.67	1.66	2.86	57.96%	4.25	4	2.59	-0.25	涪陵能源为转供方，实际用电客户为旗能电铝。因旗能电铝自有两台机组原计划每年安排一次中修，而 1 号机组由于备件不足原因，原 2019 年计划检修延迟到 2020 年完成。另外 2020 年、2021 年将进行碳排放环保改造，故增加检修期间下网用电
4	川东电力集团	-	-	-	4.29	5.3	80.89%	21	22.5	16.71	1.5	中涪南热电系 2019 年 9 月底新进并网发电的电厂（装机容量 35 万 KWH），所发电量经聚龙电网送入川东电力集团，2020 年、2021 年产能不断释放中，根据客户发电计划进行预测
上述小计		2.61	5.89	15.15	23.03	25.18	91.46%	40.55	43.5	17.52	2.95	
其他用户		40.31	40.70	33.99	34.85	34.20	101.91%	35.37	36.83	0.52	1.46	2019 年，其他用户累计售电量完成率超过 100%，预测 2020 年及 2021 年实现小幅增长

综上所述，评估机构在对预测期售电量预测时采用了较为谨慎和严格的采信标准，并实施了访谈等核查验证程序，售电量主要增量部分如上表进行了逐项比对。2020 年乌江电力、聚龙电力主要受疫情、用电企业设备故障、工程投建时间延期等暂时性或非正常因素影响，在前次评估预测 2020 年售电量的基础上，经加期评估重新核实确认后调减售电量合计约为 5.67 亿千瓦时。经加期评估调整后，乌江电力、聚龙电力合计 2020 年预测售电量相对 2019 年实际完成售电量增加了约为 25.34 亿千瓦时，乌江电力、聚龙电力合计 2021 年预测售电量相对 2020 年预测售电量增加了约为 8.90 亿千瓦时，主要的增量原因有原有用户历史产能恢复、原有用户在建项目投运、新用户或新建项目投运（如中涪南热电、龙冉能源）等，上述增量部分系基于各主要用户的历史售电量、前次评估预测售电量完成情况、用户产品的单位用电能耗水平、用户产品的设计产能、用户的近期生产计划以及在建项目投运情况等综合判断做出的，因此乌江电力、聚龙电力预测期售电量具有较高的可实现性。

四、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：（1）2019 年流域来水偏枯导致乌江电力、聚龙电力自发电上网电量不及预期，影响其年度业绩完成情况。评估机构在预测时，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依据，考虑了枯水期和丰水期相关不确定性风险对评估结果的影响。（2）乌江电力、聚龙电力 2019 年实际售电量未及预期，主要系部分客户受阶段性矿石供应不足、技术设备改造、检修计划或投建延期等偶发性、暂时性因素影响，不会对用电需求产生持续影响。其外购电量主要来源为国家电网、南方电网及网内统调机组，不存在困难和障碍。（3）在加期评估中，评估机构综合考虑了历史自发电量、疫情、用电企业设备故障、工程投建时间延期等因素的影响并对前次评估预测发电量、售电量进行了谨慎的调整，乌江电力、聚龙电力经调整后的预测期发电量、售电量具有较高的可实现性。

3.申请文件显示，1）联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析中，乌江电力 2020 年存量外购配售电量 9.35 亿千瓦时、增量外购配售电量 7.27 亿千瓦时；聚龙电力 2020 年存量外购配售电量 54.40 亿千瓦时、增量外购配售电量 18.04 亿千瓦时。2）论证 2020 年盈利预测可实现性时，乌江电力 2019 年存量外购配售电量约 12 亿千瓦时，

该部分用户基础及用电需求稳定可持续，可实现净利润 0.36 亿元；聚龙电力 2019 年存量外购配售电量约 55 亿千瓦时，可实现利润 1.31 亿元。请你公司补充披露：1) 联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析中，存量、增量外购配售电的含义、业务模式、确认依据。2) 乌江电力、聚龙电力 2020 年存量外购配售电量分别为 9.35 亿千瓦时、54.40 亿千瓦时的预测依据，是否存在不确定性风险，与 2019 年存量外购配售电量的相关性和可比性。3) 在乌江电力存量外购电用户基础及用电需求稳定可持续的情况下，2020 年存量外购配售电量 9.35 亿千瓦时较 2019 年 12 亿千瓦时减少的原因，采用 2019 年存量外购配售电量论证 2020 年存量外购配售电量的充分性。4) 乌江电力 2020 年存量外购配售电量较同期下降的情况下，结合乌江电力增量外购配售电量的来源、是否签订明确购电合同等，说明预测期售电量的可实现性。5) 2020 年乌江电力、聚龙电力度电净利润预测的合理性和可实现性。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析中，存量、增量外购配售电的含义、业务模式、确认依据。

（一）存量、增量外购配售电的含义

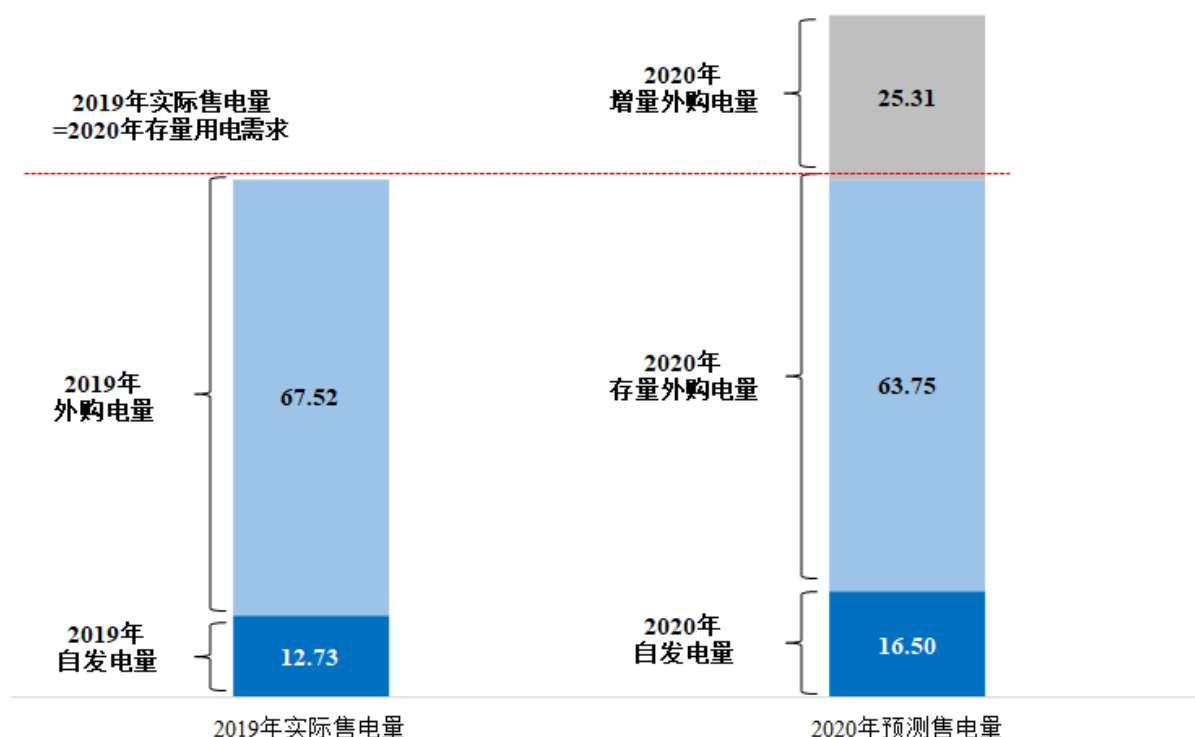
联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析中，存量、增量外购配售电含义具体如下：

存量外购配售电量是指联合能源电力板块所属公司已签订电力销售合同的售电量中，扣除自有电站的自发电量供应后，需向国家电网、南方电网及网内统调机组采购的电量，即：存量外购配售电量=上年实际售电量-当年预测自发上网电量。

增量外购配售电量是指在现有用户存量用电需求之外，现有用户恢复生产、项目扩产等带来的用电需求而增加而国家电网、南方电网及网内统调机组采购的电量。即：增量外购配售电量=当年预测售电量-上年实际售电量。

上述联合能源电力板块的自发电量、存量外购电量和增量外购电量的含义和逻辑关系如下图所示：

图 联合能源电力板块自发电量、存量外购电量和增量外购电量的关系示意图



（二）存量、增量外购配售电的业务模式

存量、增量外购配售电的业务模式均是向国家电网、南方电网及网内统调机组采购的电量，盈利模式均是通过向网内用户售电获取售电价差进而实现盈利，业务模式相同。

（三）存量、增量外购配售电的确认依据

1、存量外购配售电的确认依据

2020 年存量外购配售电量=2019 年度实际售电量-2020 年预测自发上网电量。

2020 年预测自发上网电量是独立财务顾问和评估机构根据电站所属流域近 10 年剔除极值的利用小时数中位数进行合理预测所得。因此，独立财务顾问和评估机构通过核实 2019 年实际销售电量，并合理预测 2020 年预计自发电量，确认 2020 年存量外购配售电量。

2、增量外购配售电的确认依据

2020 年增量外购配售电量=2020 年度预测售电量-2019 年度实际售电量。

2020 年度预测售电量是独立财务顾问和评估机构根据联合能源提供的 2020 年明细用电客户的售电量规划及相应支撑材料，对主要用户履行了历史售电量分析、用户访谈、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的核查验证程序。对于现有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 2020 年和 2021 年预测期间考虑。对于已签订合同，并已实际开工的新用户，对其第一期规划用电予以确认。因此，独立财务顾问和评估机构在合理预测 2020 年售电量，并核实 2019 年实际售电量的基础上测算 2020 年增量外购配售电。

二、乌江电力、聚龙电力 2020 年存量外购配售电量分别为 9.35 亿千瓦时、54.40 亿千瓦时的预测依据，是否存在不确定性风险，与 2019 年存量外购配售电量的相关性和可比性。

（一）乌江电力和聚龙电力 2020 年存量外购配售电量的预测依据及确定性

存量外购配售电和自发电量均是为了满足乌江电力和聚龙电力现有用户稳定且连续的用电需求，其中自发电量是满足用电需求的电量基础，外购配售电是对满足用电需求的补充。因此，存量外购配售电是针对乌江电力和聚龙电力与现有用户签订配售电合同的存量用电需求，在公司自有电站的自发电量供应的基础上，尚需向国家电网或南方电网等采购电力以满足现有用户用电需求的部分电量。上述预测依据可通过公式表示如下：

2020 年存量外购配售电量=2019 年度实际售电量-2020 年预测自发自上网电量

根据已核实确认的 2020 年现有用户用电需求和已审慎预测的 2020 年自发电量，独立财务顾问和评估机构依据上述公式对乌江电力和聚龙电力 2020 年的存量外购配售电量进行了合理预测。

存量用电需求具有稳定性和连续性。针对 2020 年乌江电力和聚龙电力所属供电区域内现有用户的用电需求，评估机构通过取得乌江电力和聚龙电力现有用户的确定性用电计划和已签署的购售电合同进行了合理预测，并通过执行访谈等程序予以核实确认。经核实，乌江电力和聚龙电力 2020 年现有用户的存量用电需求较同期具有稳定性和连续性。

2020 年乌江电力和聚龙电力的预计自发电量供应具有合理性。针对 2020 年乌江电力和聚龙电力自有水电站的自发电预测情况，评估机构根据电站所属流域近 10 年剔除极值的利用小时数中位数进行了合理预计，在此基础上对 2020 年自发电量进行预测，对于 2020 年 1-3 月实际来水相对往年同期偏丰，独立财务顾问和评估机构基于谨慎未予考虑，因此 2020 年发电量的预测具有合理性。

综上所述，乌江电力和聚龙电力 2020 年存量外购配售电量依据上述公式进行预测，最终的存量外购配售电需根据存量用电需求和自发电量确定，因此存量外购配售电具有一定的不确定性。

（二）与 2019 年存量外购配售电量的相关性和可比性

乌江电力和聚龙电力 2019 和 2020 年存量外购配售电均是满足现有用户确定性的用电需求，具有一定的相关性，但不具有可比性。

乌江电力和聚龙电力所属供电区域的现有客户在 2019 和 2020 年的存量用电需求具有连续性和可持续性，因此 2019 和 2020 年的存量用电需求是一致的，具有相关性。2019 和 2020 年的存量外购配售电量虽然均是满足现有用户确定性的用电需求，但均是在存量用户需求确定的基础上，根据当年的发电量的缺口进行外部采购的电量，因此 2019 和 2020 年存量外购配售电量具有一定的相关性，但不具有可比性。

三、在乌江电力存量外购电用户基础及用电需求稳定可持续的情况下，2020 年存量外购配售电量 9.35 亿千瓦时较 2019 年 12 亿千瓦时减少的原因，采用 2019 年存量外购配售电量论证 2020 年存量外购配售电量的充分性。

（一）2020 年乌江电力存量外购配售电量较 2019 年减少的原因

乌江电力 2019 年实际售电量 22.34 亿千瓦时，其中自发电量 10.02 亿千瓦时作为满足用户用电需求的基础，自发电供应不足部分通过向国家电网或南方电网等采购作为补充，即 2019 年存量外购用电约 12 亿千瓦时。

在乌江电力存量用户基础及存量用电需求稳定可持续的前提下，2020 年存量外购配售电量较 2019 年减少的原因是由于 2020 年预测自发电量较 2019 年实际发电量的增加。乌江电力 2019 年度来水偏枯导致自发电量相应减少，2020 年根据水电站所属流域近 10 年剔除极值后发电利用小时数中位数预测的自发电量有所增加。

(二)关于采用 2019 年存量外购配售电量论证 2020 年存量外购配售电量的充分性

2019 和 2020 年存量外购配售电均依据现有用户存量用电需求和当年自发上网电量进行预测和论证。由于乌江电力所属供电区域内现有用户的用电需求高度稳定可持续，且乌江电力 2020 年评估预测现有用户及增量用户的用电需求 29.64 亿千瓦时超出 2019 年实际售电量，因此采用乌江电力现有用户的用电需求对 2020 年存量外购配售电进行预测。

针对乌江电力现有用户的存量用电需求，独立财务顾问和评估机构取得了乌江电力现有用户的确定性用电计划，并通过访谈等核查程序予以核实确认。针对 2020 年乌江电力自有水电站的自发电预测情况，评估机构根据电站所属流域近 10 年剔除极值的利用小时数中位数进行了合理预计，在此基础上对 2020 年自发电量进行预测，对于 2020 年 1-3 月实际来水相对往年同期偏丰，独立财务顾问和评估机构基于谨慎未予考虑，因此 2020 年自发电量的预测具有合理性。

综上，2019 和 2020 年存量外购配售电量均是为满足现有用户存量用电需求而在自发电基础上通过向国家电网或南方电网等采购而取得的部分电量。通过对乌江电力现有用户确定性用电需求的核实和对 2020 年自发电的合理预测，可以对 2020 年存量外购配售电进行充分论证和合理预测。

四、乌江电力 2020 年存量外购配售电量较同期下降的情况下，结合乌江电力增量外购配售电量的来源、是否签订明确购电合同等，说明预测期售电量的可实现性。

乌江电力 2020 年较 2019 年新增销售电量的增量外购配售电量来自于现有用户恢复生产、产能扩张等带来的新增用电需求。乌江电力目前已经确认的 2020 年增量用电需求约 7.27 亿千瓦时，主要来自于腾泰矿业、三润矿业、武陵锰业、三磊玻纤、嘉源电解锰等客户，上述用户相对 2019 年属于新增产能或产量恢复的新增用电需求。详见本回复第 2 题“五、结合乌江电力、聚龙电力 2019 年发电量、售电量均未能完成，来水偏枯情况、未来购售电价差趋势等内容，补充披露乌江电力、聚龙电力预测期发电量、售电量的可实现性和保障业绩完成的措施和可行性”。

该用电需求是评估机构根据现有用户的用电需求情况进行预测，并履行了相应的核实程序，取得了相应的支持材料。该新增用电需求由乌江电力通过向国家电网、南方电

网等采购增量外购配售电量进行供应，其预测具有谨慎性、合理性。

五、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：乌江电力、聚龙电力现有用户的存量用电需求稳定可持续，2020 年存量外购配售电量的实现确定性较高，乌江电力预测期售电量具有较高的可实现性。

4.申请文件显示，根据联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析，联合能源电力板块 2020 年可实现 4.42 亿元净利润，较盈利预测数 4.33 亿元超额完成 0.09 亿元。电源结构中，乌江电力自发和外购电量合计 29.64 亿千瓦时，聚龙电力自发和外购电量合计 75.92 亿千瓦时，合计 105.56 亿千瓦时。而在联合能源电力板块财务预测情况中，2020 年售电量预计为 111.23 亿千瓦时，两者相差 5.67 亿千瓦时。请你公司补充披露：1)联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析与盈利预测的逻辑关系，该分析中各数据来源依据、是否存在不确定性。2)联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析中，电源结构与 2020 年预计售电量相差 5.67 亿千瓦时的原因、评估预测的审慎性。3)上述 105.56 亿千瓦时可实现电量低于预测售电量 111.23 亿千瓦时的情况下，判断联合能源电力板块 2020 年可实现 4.42 亿元净利润、超额完成 0.09 亿元的依据和合理性。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析中，电源结构与 2020 年预计售电量相差 5.67 亿千瓦时的原因、评估预测的审慎性。

在本次加期评估中，评估机构通过对主要用户的访谈、询证等核实程序并结合各主要用户 2019 年实际完成售电情况、明细用户主要增量对应的项目投建或改造工程进度情况、2020 年初受疫情影响情况等，对联合能源部分用户的原 2020 年预测售电量进行了调整。在前次评估预测 2020 年售电量的基础上，经加期评估重新核实确认后调减售电量合计约为 5.67 亿千瓦时。两次评估对比分析及调整原因如下：

①乌江电力

单位：亿千瓦时

单位简称\项目	前次评估预测 售电量		加期评估预测 售电量		两次评估调整 数		调整原因
	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	
嘉源电解锰	2.88	2.88	2.26	2.58	-0.62	-0.3	根据用户预计产量调整联动
武陵锰业	2.01	2.01	1.72	1.72	-0.29	-0.29	根据用户预计产量调整联动
三角滩锰业	0.9	0.9	-	1.58	-0.9	0.68	全厂停工进行改造,公司预计 2021 年 3 月完成改造
国耀硅业	1.53	1.53	1.3	1.53	-0.23	-	2020 年考虑疫情影响调整
国网湘西供电公司	2.1	2.1	0.3	0.3	-1.8	-1.8	微利客户, 乌江电力结合 2019 年实际售电量调整主动降低对其售电量
三润矿业	3.12	3.12	2.04	2.68	-1.08	-0.44	2020 年考虑疫情影响调整, 2021 年根据用户预计产量调整联动
三磊玻纤	1.8	1.8	1.25	2.13	-0.55	0.33	原计划于 2019 年末投建完成的一期第二条生产线延期至 2020 年 10 月投建完成
上述小计	14.34	14.34	8.86	12.51	-5.48	-1.83	
乌江电力售电合计数	34.91	34.98	29.64	34.12	-5.27	-0.85	

②聚龙电力

单位：亿千瓦时

项目	前次评估预测 售电量		加期评估预测 售电量		两次评估调整 数		调整原因
	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	
重庆大朗冶金新材料有限公司	16.8	16.8	15	16	-1.8	-0.8	有 2 台电炉故障, 1 台已修复投产, 另 1 台在近期恢复; 2021 年用户拟新增检修计划, 故下调预计产量。根据用户预计产量调整联动。
重庆龙冉能源科技有限公司	0.7	1	0.3	1	-0.4	-	原计划 2020 年初建成投运, 实际工期延迟, 预计 2020 年 8 月投产。
上述小计	17.5	17.8	15.3	17	-2.2	-0.8	
聚龙电力售电合计数	76.33	80.15	75.92	80.33	-0.41	0.18	

由以上两表分析可知, 加期评估中, 联合能源售电量的调整主要受疫情、用电企业设备故障、工程投建时间延期等偶发性、暂时性或非正常因素影响。同时, 评估机构也

关注到联合能源主要用户 2019 年实际完成售电情况并及时与用户更新后的产能予以联动，经加期评估重新核实确认后调减售电量合计约为 5.67 亿千瓦时，以上售电量的调减合理、谨慎、及时，较为充分的体现了评估预测的审慎性。

二、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：加期评估中对联合能源售电量的调整主要受疫情、用电企业设备故障、工程投建时间延期等偶发性、暂时性或非正常因素影响，经加期评估重新核实确认后调减售电量合计约为 5.67 亿千瓦时，以上售电量的调减合理、谨慎、及时，较为充分的体现了评估预测的审慎性。

7.申请文件显示，1) 随着国家电力行业供给侧改革的推进，销售电价整体呈下调趋势，可能导致标的公司电力销售业务收入有所下降。2) 联合能源电力板块报告期销售电价分别为 0.4627 元/千瓦时、0.4798 元/千瓦时、0.4809 元/千瓦时，逐渐上升；前次重组申请文件显示，联合能源电力板块报告期 2017 年、2018 年、2019 年 1-6 月销售电价分别为 0.4641 元/千瓦时、0.4834 元/千瓦时、0.4785 元/千瓦时，呈现波动。3) 联合能源锰业板块外购锰矿石价格报告期 2017 年、2018 年、2019 年 1-9 月分别为 450.73 元/吨、356.35 元/吨、398.46 元/吨；前次重组申请文件显示，联合能源锰业板块外购铈矿石价格报告期 2017 年、2018 年、2019 年 1-6 月分别为 468.34 元/吨、340.68 元/吨、338.14 元/吨，逐渐下降。请你公司：1) 补充披露随着国家电力行业供给侧改革的推进，销售电价整体呈下调趋势的情况下，联合能源电力板块报告期销售电价逐渐上升的原因和合理性，是否符合行业趋势。2) 补充披露本次申请文件与前次申请文件中，上述报告期相关关键经营数据披露不一致的原因，未对上述重组方案调整内容予以披露和说明的原因、合规性。3) 补充披露联合能源电力板块 2019 年销售电价，锰业板块外购锰矿石价格，结合联合能源电力、锰业板块预测期的上述经营数据预测情况，补充披露前后申请文件上述数据变化对盈利预测合理性和可实现性的影响。4) 通读全文补充完善错漏，保持申请文件的一致性和准确性。请独立财务顾问和会计师、评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、补充披露随着国家电力行业供给侧改革的推进，销售电价整体呈下调趋势的情况下，联合能源电力板块报告期销售电价逐渐上升的原因和合理性，是否符合行业趋势。

（一）联合能源电力板块报告期单价情况

2017 年、2018 年及 2019 年 1-9 月，联合能源电力板块平均销售电价逐年上升，其变动情况如下：

项目	2019 年 1-9 月	2018 年	2017 年
售电量（亿千瓦时）	56.93	76.94	84.22
平均销售电价（含税，元/千瓦时）	0.4809	0.4798	0.4627

联合能源作为地方电网企业，供电价格是在参照重庆市物价局发布的销售电价基础上结合地方政府招商引资，并依据用户特性、用电量等因素采取一企一价的方式确定电价政策。各用户最终签订的购售电合同价格存在一定差异。

报告期内，联合能源平均销售电价由各用户电量加权平均计算得来，其波动主要系不同电价水平的客户用电量的增减变化所致。如客户京宏源实业的电解铝车间因政策性原因于 2017 年底停产，导致其 2018 年较 2017 年减少用电 9.20 亿千瓦时，而其 2017 年平均售电价格仅为含税 0.4420 元/千瓦时，从而致使联合能源 2018 年的平均销售电价有所上升。

（二）政策及行业趋势

重庆市政府 2019 年 1 月发布《重庆市人民政府办公厅关于印发进一步支持实体经济企业健康发展若干政策措施的通知》（渝府办〔2019〕1 号）提出，“从发电、输配、政府基金及附加、用户端共同发力，将产品有市场的重点工业企业用电价格降低到 0.6 元/千瓦时”。报告期内，联合能源平均含税销售电价价格分别为 0.4627 元/千瓦时、0.4798 元/千瓦时、0.4809 元/千瓦时，低于重庆市政府该政策的要求，故该政策对联合能源几乎没有影响。

另外，2018 年、2019 年，国务院政府工作报告中连续两年提出将一般工商业电价平均降低 10%，而联合能源网内用户主要为大工业用户，亦不受该政策影响。

因此，国家与重庆相关政策及电价下调趋势对联合能源销售电价的调整不构成直接影响。

二、补充披露联合能源电力板块 2019 年销售电价，锰业板块外购锰矿石价格，结合联合能源电力、锰业板块预测期的上述经营数据预测情况，补充披露前后申请文件上述数据变化对盈利预测合理性和可实现性的影响

（一）联合能源电力板块 2019 年销售电价及锰业板块外购锰矿石价格情况

根据联合能源电力板块 2019 年电量销售情况，2019 年全年平均销售电价为 0.4828 元/千瓦时，略高于 2019 年 1-9 月平均销售电价。

锰业板块中，锰矿石均价为 368.14 元/吨，其中自有锰矿均价 361.95 元/吨、外购锰矿石均价 373.28 元/吨，较 2019 年 1-9 月均价均有所下降，主要系电解锰市场价格有所下降传导至锰矿石，致锰矿石市场价格下降。

（二）补充披露前后申请文件上述数据变化对盈利预测合理性和可实现性的影响

1、锰业板块

联合能源锰业板块中电解锰生产企业分别为贵州锰业和重庆锰业，由于武陵矿业自产的矿石基本能够满足贵州锰业的生产需求，故两次评估预测时均考虑贵州锰业矿石由武陵矿业提供，而重庆锰业生产所需矿石由联合能源以外的企业提供。由于锰矿石交易属于小众市场，价格方面受品位和运输费影响，无权威的公开渠道予以公布，其价格主要跟随下游电解锰价格波动。贵州锰业、重庆锰业与周边矿山签订的锰矿石购销合同，主要参照华诚金属网吉首市电解锰价格联动确定锰矿石价格。

在两次评估预测中，对外购矿石价格进行预测时，均根据预测期电解锰价格及上述合同约定的联动机制计算确定，未根据报告期外购矿石均价进行预测，因此历史数据披露口径的优化，不会对该板块盈利预测合理性和可实现性产生影响。

2、电力板块

在两次评估预测中，对售电单价按以下标准确定：

对于乌江电力，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：2022 年前各家用户年售电单价选取

2019 年近期平均结算单价；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并在后续保持不变。

对于聚龙电力，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：2022 年前，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 年近期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，由于不再按用户单独进行预测，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。

综上，预测期按以上标准进行售电单价预测，报告期内含税销售均价的披露口径的优化，不影响评估选取的基础数据，不会对该板块盈利预测合理性和可实现性产生影响。

经核实，两次评估预测中，乌江电力、聚龙电力 2020 年至永续期最高含税平均单价均未超过 2019 年全年实际结算平均单价，售电单价相对谨慎。

单位：元/千瓦时

项目	前次评估 2020 年至永续期最高含税平均单价	加期评估 2020 年至永续期最高含税平均单价	2019 年实际平均含税单价
乌江电力	0.4681	0.4762	0.4891
聚龙电力	0.4596	0.4632	0.4804

三、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：（1）联合能源平均销售电价由各用户电量加权平均计算得来，报告期内逐年上升主要系不同电价水平的客户用电量的增减变化所致。联合能源的用户主要为大工业用户，不受国家关于降低一般工商业电价的相关政策影响；联合能源电价水平低于重庆市平均工业电价及重庆市拟定的降低后电价目标，重庆市的相关政策要求对联合能源几乎没有影响。因此，国家与重庆相关政策及电价下调趋势对联合能源销售电价的调整不构成直接影响。（2）在评估预测过程中，报告期内电力板块、锰业板块历史数据披露口径的优化，不影响评估选取的基础数据，不会对电力板块、锰业板块盈利预测合理性和可实现性产生影响。

（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》（200441 号）的回复》之签署页）

北京天健兴业资产评估有限公司
2020年4月3日

