

北京天健兴业资产评估有限公司

关于

《关于甘肃电投能源发展股份有限公司发行
股份购买资产并募集配套资金申请的审核问
询函回复》之专项核查意见

北京天健兴业资产评估有限公司

二〇二四年八月

深圳证券交易所：

按照深圳证券交易所出具的《关于甘肃电投能源发展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〔2024〕130007号，以下简称“审核函”），根据审核函的相关要求，北京天健兴业资产评估有限公司（以下简称“天健兴业”或“评估师”）对有关问题进行了认真分析与核查，现就相关事项回复如下，请贵所予以审核。

如无特殊说明，本回复中的词语或简称均与《重组报告书》中的“释义”所定义的词语或简称具有相同的含义。本回复任何表格中若出现总数与表格所列数值总和不符，如无特殊说明均系四舍五入所致。

本回复中的字体代表含义如下：

审核函所列问题	宋体、加粗
对审核函问题的回复	宋体

目 录

问题二	4
问题三	31
问题四	58
问题六	81

问题二

申请文件显示：（1）截至报告期末，常乐公司一期 4×1,000 MW 调峰火电项目有 4 台机组（1 至 4 号机组），已全部建成投产发电，二期 2×1,000 MW 扩建项目有 2 台机组（5、6 号机组）处于建设过程中，预计 2025 年下半年投产；（3）常乐公司一期为甘肃河西走廊清洁能源基地±800 kV 特高压祁韶直流输电工程（以下简称祁韶直流）的配套调峰火电项目，对千万千瓦级风电及光电外送具有调峰和补偿作用；（4）2022 年度和 2023 年度，常乐公司一期的发电利用小时数分别为 5,759.80 小时、6,237.07 小时，高于全国的 4,379 小时、4,466 小时，申报文件中认定其发电利用小时能够得到保障；（5）常乐公司的上网电量按照国家有权部门下达的当年跨省跨区优先消纳发电规模计划确定，少量供应甘肃省及周边省份电力，采取双边协商的方式销售；（6）常乐公司一期绝大部分所产电力通过国家电网送至湖南省，少量电力供应甘肃省及周边省份；报告期各期，送其他地区电量占上网电量比例分别为 0.86%、6.60%和 6.18%，来自于国网甘肃省电力公司的收入比例分别为 15.83%、11.68%和 0%；（7）收益法评估中基于《2024-2028 年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》，根据年度送湖南完成率、拓展其他省间电量等因素，按照 5,000 小时预测 1-4 号机组未来的发电利用小时；（8）评估中考虑到 2025 年湖南火电扩建、2026 年宁电入湘工程的投产，预计湖南市场竞争加剧，影响后续综合电价；（9）常乐公司二期 2×1,000 MW 扩建项目（5、6 号机组）定位为甘肃省内调峰电源，为甘肃省内公网火电机组，满足甘肃省电力负荷增长需求，收益法评估中预测 2027 及以后年度 5-6 号机组发电利用小时数将保持 4,000 小时。

请上市公司补充披露：（1）详细披露标的资产的经营模式及发电量的确定过程，包括但不限于 1 至 4 号机组向湖南送电的模式、国家电力调度中心的调度情况、有权部门下达发电规模计划的具体情况、北京交易中心交易平台交易的具体情况和交易结果、送湖南电的年度签约情况、年度计划送电和月度补充送电电量的确定过程、其他地区送电量的确定过程、双边协商的具体情况、甘肃电力交易中心交易平台交易的具体情况和交易结果等；（2）基于前述内容，结合标的资产送其他地区电量的结算模式补充披露报告期内标的资产来自国网甘肃省电力公司收入的比例同送电量是否匹配；（3）结合祁韶直流的输送容量、

甘肃河西走廊清洁能源基地对装机量及发电量的规划、祁韶工程对清洁能源和配套调峰火电项目是否存在相关规划、是否存在清洁能源优先上网等类似安排、对常乐公司一期的送湖南电量是否存在兜底安排、相关协议约定电量和期限、送其他地区电量的确定过程、湖南省用电需求、湖南省内发电装机规划、宁电入湘工程的装机量与预计输送电量等补充披露报告期内标的资产一期发电利用小时数高于全国水平的的原因，预计 1-4 号机组未来的发电利用小时为 5,000 的具体过程和依据，认定常乐公司一期作为配套项目发电利用小时能够得到保障的具体依据，常乐公司一期现有发电利用小时水平是否可持续，是否存在因电力供应增加、新能源占比提高、新能源优先上网、有关部门调整配套项目送电比例等原因导致常乐公司发电利用小时数下降的风险；（4）结合甘肃省用电需求、甘肃省内装机及发电规划、新能源规划发电量及上网比例、新能源优先上网安排、现有发电装机量、省内电力市场现货交易情况、可比公司发电机组的发电利用小时数等补充披露预测 2027 及以后年度 5-6 号机组发电利用小时数将保持 4,000 小时的具体过程和依据；（5）基于前述内容，补充披露标的资产是否存在因电力供应增加、新能源发电量占比提升等因素导致发电利用小时数下降的风险，标的资产发电利用小时水平是否可持续，标的资产持续经营能力是否存在不确定性，本次交易是否有利于上市公司增强持续经营能力，是否符合《重组办法》第十一条和第四十三条的规定。

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、详细披露标的资产的经营模式及发电量的确定过程，包括但不限于 1 至 4 号机组向湖南送电的模式、国家电力调度中心的调度情况、有权部门下达发电规模计划的具体情况、北京交易中心交易平台交易的具体情况和交易结果、送湖南电的年度签约情况、年度计划送电和月度补充送电电量的确定过程、其他地区送电量的确定过程、双边协商的具体情况、甘肃电力交易中心交易平台交易的具体情况和交易结果等

（一）常乐公司 1 至 4 号机组向湖南送电的模式、国家电力调度中心的调度情况、有权部门下达发电规模计划的具体情况、送湖南电的年度签约情况、

年度计划送电和月度补充送电电量的确定过程、其他地区送电量的确定过程、双边协商的具体情况

1、常乐公司 1 至 4 号机组向湖南送电的模式

标的公司 4×1,000MW 发电机组为依据《国家能源局关于甘肃酒泉至湖南特高压直流输电工程配套火电项目建设规划有关事项的复函》等相关政府批复确定的、甘肃河西走廊清洁能源基地±800kV 特高压祁韶直流输电工程的配套调峰火电项目。绝大部分所产电力通过国家电网优先送至湖南省，富裕电力供应甘肃省及周边省份。截至 2023 年末，全国已投入运营 20 条特高压直流输电工程，常乐公司作为祁韶±800 千伏特高压直流输电工程的配套调峰电源，在行业内具有稀缺性。

标的公司调峰火电项目符合《“十四五”现代能源体系规划》等相关政策，受到国家政策的大力支持。风电、光伏发电具备间歇性、不稳定性的特征，随着风电、光伏装机容量持续提升，新能源发电的出力不稳定性导致电力系统发电功率与负荷需求功率不平衡问题越发显著，需要借助火电进行调峰保障电网安全稳定运行。2022 年 1 月，国家发改委、国家能源局发布《“十四五”现代能源体系规划》，提出加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系。在能源转型背景下，调峰火电项目可以为新能源发电项目提供良好的调峰和补偿作用，受到国家政策的大力支持。

湖南省政府、甘肃省人民政府以及国家电网等相关方已签署协议确保标的公司长期稳定优先向湖南送电。根据《甘肃省人民政府、湖南省人民政府、国家电网有限公司关于甘肃酒泉至湖南湘潭特高压直流输电工程长期送受电合作协议》及其补充协议，常乐公司 1 至 4 号机组作为甘肃至湖南±800 千伏特高压祁韶直流输电工程配套调峰火电项目，由国家电力调度控制中心直接调度，纳入湖南电力电量平衡，利用效率不低于湖南省同类型发电机组平均利用小时；优先安排配套电源送电，配套火电与配套新能源打捆外送，2024 年开始每年输送电量 340 亿千瓦时以上（常乐电厂 200 亿千瓦时），上述协议有效期至 2039 年 12 月。

标的公司向湖南送电主要采用中长期交易方式，且优先级较高。根据《北京

电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024 年修订稿）》，电力中长期交易按市场运营时序可以分为年度交易、月度交易和月内交易，其中，年度交易指执行时间为自次年起多年、次年全部月份、次年部分月份的交易，年度交易在年度市场开展，每年开展一次；月度交易指执行时间为次月全部或部分自然日的交易，月度交易在月度市场开展，每月开展一次；月内交易于每月月度市场闭市后开展，开展执行时间为次月月内剩余自然日的交易。常乐公司向湖南送电以年度交易为主，以月度交易、月内交易为补充。同时根据《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024 年修订稿）》，交易优先级共分为六级，配套火电外送优先级仅次于祁韶直流中配套的清洁能源（风电 500 万千瓦、光电 150 万千瓦），交易优先级高于网上汇集等非配套电源。

综上，常乐公司 1 至 4 号机组作为国家能源局批复的祁韶直流输电工程配套调峰火电项目，通过±800kV 特高压祁韶直流输电工程，与甘肃河西走廊清洁能源基地的新能源电力打捆送至湖南，2024 年开始常乐公司年输送火电 200 亿千瓦时。湖南省政府、甘肃省政府以及国家电网等相关方通过签署长期协议（上述协议自 2019 年 12 月起算，有效期 20 年）的方式明确上述送电模式。

2、国家电力调度中心的调度情况、有权部门下达发电规模计划的具体情况、送湖南电的年度签约情况、年度计划送电的确定过程

（1）国家电力调度中心的调度情况、有权部门下达发电规模计划的具体情况、年度计划送电的确定过程

常乐公司 1 至 4 号机组为甘肃至湖南±800 千伏特高压祁韶直流输电工程配套调峰火电项目，根据《甘肃省人民政府、湖南省人民政府、国家电网有限公司关于甘肃酒泉至湖南湘潭特高压直流输电工程长期送受电合作协议》及其补充协议的约定优先安排配套电源送电、配套火电与配套新能源打捆外送。常乐公司每年第三季度向国家电网有限公司相关部门上报次年优先发电量，国家能源局根据各有关发电企业上报的优先发电量下达年度优先发电规模计划，国网湖南省电力有限公司、常乐公司根据下达的年度优先发电规模计划在北京电力交易中心交易平台进行交易申报，每年 12 月初北京电力交易中心发布年度交易预成交结果并提交国家电力调度控制中心安全校核，国家电力调度控制中心安全校核通过后北

京电力交易中心发布年度交易成交结果及分月发电计划。根据前述年度分月发电计划、电厂完成发电量的进度、电厂设备状况及电网近期负荷情况，国家电力调度控制中心在每月月底前将下一月度发电计划通知常乐公司，根据前述月度发电计划、电网实际情况和电厂提供的数据，国家电力调度控制中心编制次日日发电调度计划曲线并下达给常乐公司，常乐公司根据下达的日发电调度计划曲线和调度指令安排生产运行。

（2）送湖南电的年度签约情况

根据《甘肃省人民政府、湖南省人民政府、国家电网有限公司关于甘肃酒泉至湖南湘潭特高压直流输电工程长期送受电合作协议》并经双方约定，2022 年常乐公司向湖南送电量为 96 亿千瓦时；根据常乐公司与国网湖南省电力有限公司签订的《2023 年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》《2024-2028 年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》，其中约定 2023 年标的公司送湖南电量力争达到 120 亿千瓦时、2024-2028 年标的公司送湖南每年交易电量不少于 200 亿千瓦时。同时，常乐公司与国家电网有限公司签订《电能交易购售输电合同》对交易进行具体约定。

2022 年度常乐公司送湖南签约电量 96 亿千瓦时，年度送湖南实际完成 90.86 亿千瓦时，年度中长协完成比例是 94.65%，2022 年月度补充送湖南 17.70 亿千瓦时。2023 年度常乐公司送湖南签约电量 95.12 亿千瓦时，年度实际完成 89.51 亿千瓦时，年度中长协完成比例是 94.10%；2023 年月度补充送湖南交易电量 21.44 亿千瓦时。2024 年 1-3 月常乐公司年度送湖南交易电量 50.71 亿千瓦时，2024 年 1-3 月月度补充送湖南 0.37 亿千瓦时。

3、月度补充送电电量的确定过程、其他地区送电量的确定过程、双边协商的具体情况

年度交易之外，根据常乐公司富余发电计划以及电力市场实际供需状况，通过北京电力交易平台以月度交易或月内交易等形式进行补充。常乐公司每月上旬末通过“点对网”方式优先与湖南省电力交易中心沟通所在地是否存在电力缺口，在满足湖南用电需求前提下如有富余电量再与甘肃省电力交易中心、青海省电力交易中心等沟通所在地是否存在电力缺口，若有电力缺口则在北京电力交易平台

补充月度增量交易，成交后由北京电力交易平台发布成交结果并执行。

（二）北京交易中心交易平台交易的具体情况和交易结果、甘肃电力交易中心交易平台交易的具体情况和交易结果

报告期内，常乐公司通过北京电力交易中心交易平台、甘肃电力交易中心交易平台交易的具体情况和交易结果具体如下：

单位：万千瓦时、万元

项目	2024年1-3月		2023年度		2022年度	
	结算电量	结算电费	结算电量	结算电费	结算电量	结算电费
北京电力交易中心结算	551,030.42	171,266.78	1,194,775.20	381,884.48	908,628.40	304,177.89
甘肃电力交易中心结算	-	-	155,716.02	50,522.99	186,449.21	57,271.35
合计	551,030.42	171,266.78	1,350,491.22	432,407.47	1,095,077.61	361,449.24

二、基于前述内容，结合标的资产送其他地区电量的结算模式补充披露报告期内标的资产来自国网甘肃省电力公司收入的比例同送电量是否匹配

报告期内，标的公司送湖南及送其他地区上网电量结算情况如下：

单位：万千瓦时

项目	2024年1-3月	2023年度	2022年度
送湖南	510,805.22	1,109,464.68	1,085,662.71
其中：年度计划（北京电力交易中心出具结算单）	507,064.49	895,072.88	908,628.40
月度增量（北京电力交易中心出具结算单）	3,740.73	72,879.60	-
月度增量（甘肃电力交易中心出具结算单）	-	141,512.20	177,034.31
送其他	40,225.20	241,026.54	9,414.90
其中：送其他（北京电力交易中心出具结算单）	40,225.20	226,822.72	-
送其他（甘肃电力交易中心出具结算单）	-	14,203.82	9,414.90
合计	551,030.42	1,350,491.22	1,095,077.61

报告期内，送其他地区电量分别为9,414.90万千瓦时、241,026.54万千瓦时、40,225.20万千瓦时。其中，国网甘肃省电力公司有关的电量情况为：2022年度，送其他地区电量及送湖南月度增量电量由甘肃电力交易中心出具结算单、国网甘肃省电力公司支付电费；2023年度，部分送湖南月度增量、送其他电量由甘肃

电力交易中心出具结算单、国网甘肃省电力公司支付电费；2023年11月开始，送湖南及送其他地区电量均由北京电力交易中心出具结算单、国家电网有限公司支付电费，不再由甘肃电力交易中心参与出具结算单或国网甘肃省电力公司支付电费。结算以及支付主体有所变化，主要是根据国网及电力交易中心的要求调整。

报告期内，由甘肃电力交易中心出具结算单的上网电量对应由国网甘肃省电力公司支付电费，具体情况如下：

单位：万千瓦时、万元

项目	2024年1-3月		2023年度		2022年度	
	营业收入	上网电量	营业收入	上网电量	营业收入	上网电量
国网甘肃省电力公司	-	-	50,522.99	155,716.02	57,271.35	186,449.21

由上表可见，2022年度、2023年度国网甘肃省电力公司对应的电量及收入同比有所下降，标的资产来自国网甘肃省电力公司收入的比例分别为15.84%、11.68%，对应电量的比例分别为17.03%、11.53%，标的资产来自国网甘肃省电力公司收入的比例同送电量相匹配。

三、结合祁韶直流的输送容量、甘肃河西走廊清洁能源基地对装机量及发电量的规划、祁韶工程对清洁能源和配套调峰火电项目是否存在相关规划、是否存在清洁能源优先上网等类似安排、对常乐公司一期的送湖南电量是否存在兜底安排、相关协议约定电量和期限、送其他地区电量的确定过程、湖南省用电需求、湖南省内发电装机规划、宁电入湘工程的装机量与预计输送电量等补充披露报告期内标的资产一期发电利用小时数高于全国水平的的原因，预计1-4号机组未来的发电利用小时为5,000的具体过程和依据，认定常乐公司一期作为配套项目发电利用小时能够得到保障的具体依据，常乐公司一期现有发电利用小时水平是否可持续，是否存在因电力供应增加、新能源占比提高、新能源优先上网、有关部门调整配套项目送电比例等原因导致常乐公司发电利用小时数下降的风险

（一）祁韶直流的输送容量、甘肃河西走廊清洁能源基地对装机量及发电量的规划、祁韶工程对清洁能源和配套调峰火电项目是否存在相关规划、是否存在清洁能源优先上网等类似安排、对常乐公司一期的送湖南电量是否存在兜

底安排、相关协议约定电量和期限

1、祁韶直流输送容量甘肃河西走廊清洁能源基地对装机量及发电量的规划、祁韶工程对清洁能源和配套调峰火电项目是否存在相关规划

2014年-2016年，国家发改委、国家能源局等陆续下发关于建设祁韶直流的相关文件内容如下：

时间	发文单位	文件名称	文号	相关内容
2014年4月	国家能源局	关于做好甘肃河西走廊清洁能源基地建设有关要求的通知	国能新能(2014)171号	酒泉至湖南±800千伏特高压直流输电工程输送容量为800万千瓦。电源项目构成按火电600万千瓦（其中，新建400万千瓦、网上汇集200万千瓦）、风电700万千瓦、光伏发电280万千瓦初步安排，年输送可再生能源电量占比达到40%以上。
2015年5月	国家发改委	关于酒泉~湖南800千伏特高压直流输电工程项目核准的批复	发改能源(2015)1089号	同意建设甘肃酒泉~湖南湘潭±800千伏特高压直流输电工程。新建酒泉换流站至湘潭换流站1回+800千伏直流线路长度2,383公里。工程静态投资255.8亿元，动态投资261.86亿元。
2015年6月	国家能源局	关于甘肃省河西走廊清洁能源基地建设方案有关事项复函	国能新能(2015)224号	对甘肃省国家发改委报送的《关于申请批准酒泉至湖南+800千伏特高压直流输电工程外送风电光电项目建设方案的请示》（甘发改能源〔2014〕1387号）作出复函，同意新建风电项目500万千瓦主要布局在瓜州县（320万千瓦）、肃北县（100万千瓦）和玉门市（80万千瓦），新建光伏发电项目150万千瓦主要分布在敦煌市（65万千瓦）、肃州区（40万千瓦）、金塔县（30万千瓦）和嘉峪关市（15万千瓦）。
2016年4月	国家能源局	关于甘肃酒泉至湖南特高压直流输电工程配套火电项目建设规划有关事项的复函	国能电力(2016)127号	为科学推进甘肃河西走廊清洁能源基地建设,促进西部地区经济发展,增强湖南省电力供应能力,按照国能新能(2014)171号相关要求,同意酒泉至湖南特高压直流输电工程安排配套调峰火电规划建设规模400万千瓦。积极支持甘肃因地制宜规划建设风电和光伏发电。考虑能源结构调整的需求,充分发挥火电调峰能力,与风电、光伏发电一起外送。

作为国家“西电东送”战略重点电网工程，酒泉至湖南±800千伏特高压直流输电工程（祁韶直流）于2015年开工建设，输电线路全长2,383千米，从甘肃省酒泉出发，途经陕西、重庆、湖北等省市，最终进入湖南，于2017年建成投产。

由上述相关文件可知，2015年提出的“甘肃省河西走廊清洁能源基地”，是与祁韶直流相匹配的清洁能源基地，该基地建设方案包括新建风电500万千瓦，新建光伏发电150万千瓦。

2021年3月，《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》“专栏6”提出，建设九大清洁能源基地，其中包括位于甘肃省的“河西走廊清洁能源基地”（电源类型包括太阳能发电、陆上风电和火

电)。

2021 年以来，国家相关部门陆续提出加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电太阳能发电基地，并提出重点在河西地区新增布局若干个百万千瓦级的新能源基地，相关文件内容如下：

时间	发文单位	文件名称	文号	相关内容
2021 年 10 月	国家发改委、国家能源局、财政部、自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部、农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局	关于印发“十四五”可再生能源发展规划的通知	发改能源(2021)1445 号	1、加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电太阳能发电基地，以风光资源为依托、以区域电网为支撑、以输电通道为牵引、以高效消纳为目标，统筹优化风电光伏布局 and 支撑调节电源，在内蒙古、青海、甘肃等西部北部沙漠、戈壁、荒漠地区，加快建设一批生态友好、经济优越、体现国家战略和国家意志的大型风电光伏基地项目。 2、专栏 2 提出建设“‘十四五’重大陆上新能源基地”，其中包括“河西走廊新能源基地”，要求依托甘肃省内新能源消纳能力和酒泉-湖南特高压直流输电能力提升，有序推进酒泉风电基地二期后续风电项目建设，重点在河西地区新增布局若干个百万千瓦级的新能源基地。
2022 年 1 月	国家发改委、国家能源局	关于印发《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》的通知	发改基础(2022)195 号	1、系统调节能力、输电能力与大型风电光伏基地开发规模相适应，基地、煤电调节能力配置、外送通道起点应一体化布置于合理半径范围内，合理安排建设时序和工期，确保基地、煤电调节能力、外送通道“三位一体”，同步建成投产。加快项目前期工作，加强土地、资金、科技等要素支撑，成熟一批、开工一批。 2、充分发挥煤电的基础保障和系统调节作用将必要的煤电作为大型风电光伏基地规划的有机组成部分。优先推动规划内煤电原址或就近改扩建，积极有序开展存量煤电灵活性改造，提高外送通道清洁能源电量比重。 3、腾格里沙漠基地规划布局及建设任务：到 2030 年，腾格里沙漠基地规划建设新能源 7700 万千瓦配套扩建煤电 1400 万千瓦、灵活性改造煤电 532 万千瓦、建设新型储能，新建若干跨省跨区特高压输变电线路支撑电力外送。“十四五”时期，规划建设新能源 4500 万千瓦。包括建设外送新能源 3300 万千瓦，配套扩建煤电 1000 万千瓦、灵活性改造煤电 332 万千瓦，新建自基地分别至中东部地区输电通道 3 条；建设自用新能源 1200 万千瓦，灵活性改造煤电 200 万千瓦，配套建设省内通道。“十五五”时期，规划建设新能源 3200 万千瓦。包括建设外送新能源 2400 万千瓦，配套扩建煤电 400 万千瓦，新建基地外送通道；建设自用新能源 800 万千瓦，配套建设省内通道。 4、巴丹吉林沙漠基地规划布局及建设任务：到 2030 年，巴丹吉林沙漠基地规划建设新能源 6600 万千瓦，配套扩建煤电 600 万千瓦、灵活性改造煤电 400 万千瓦、建设新型储能，新建若干跨省跨区特高压输变电线路支撑电力外送。“十四五”时期，规划建设新能源 2300 万千瓦，包括建设外送新能源 1100 万千瓦，配套扩建煤电 400 万千瓦，新建自基地至中东部地区输电通道 1 条；建设自用新能源 1200 万千瓦，灵活性改造煤电 200 万千瓦，配套建设省内通道。“十五五”时期，规划建设新能源 4300 万千瓦，包括建设外送新能源 1500 万千瓦，配套扩建煤电 200 万千瓦、抽水蓄能 120 万千瓦，新建基地外送通道；建设自用新能源 2800 万千瓦，灵活性改造煤电 200 万千瓦，配套建设省内通道。

2021 年以来国家发改委、国家能源局先后印发了三批以沙漠、戈壁、荒漠

地区为重点的大型风电光伏基地建设项目，支持甘肃省开发建设新能源规模达2,710万千瓦，并在基地规划布局方案中支持涉及甘肃的巴丹吉林、腾格里等沙漠地区规划新建一批千万千瓦级新能源基地，后续将继续积极支持甘肃大型风光基地的开发建设工作。根据国家发改委、国家能源局下发的《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》（发改基础〔2022〕195号），位于甘肃省的“十四五”时期基地项目建设清单如下：

沙漠基地	项目名称	配套电源方案（万千瓦）			消纳市场	输电通道
		新能源	支撑电源			
			煤电扩建	煤电改造		
腾格里	腾格里沙漠基地河西新能源项目	1,100	400	—	中东部	新建河西至浙江外送通道
	腾格里沙漠基地河西新能源项目	600	—	200	本地	新建省内通道
巴丹吉林	酒泉西部新能源项目	1,100	400	—	中东部	新建酒泉至中东部外送通道
	河西嘉酒新能源项目	600	—	200	本地	新建省内通道

从上述相关文件可知，2015年提出的“甘肃河西走廊清洁能源基地”，是与祁韶直流相匹配的建设基地。而十四五期间提出建设的九大清洁能源基地之一位于甘肃省的“河西走廊清洁能源基地”，是国家新的战略部署。同时，《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》（发改基础〔2022〕195号）要求：“基地、煤电调节能力配置、外送通道起点应一体化布置于合理半径范围内”，故基地项目、煤电配套、外送通道具有一体化的特征。而十四五期间建设的“河西走廊清洁能源基地”，从位于甘肃省的项目情况来看，均有明确的消纳市场和输电通道，与祁韶直流不存在直接的竞争关系。

2、祁韶直流是否存在清洁能源优先上网等类似安排分析

根据甘肃省人民政府、湖南省人民政府、国家电网有限公司于2019年签订的《甘肃酒泉至湖南湘潭特高压直流输电工程长期送受电合作协议》（以下简称《长期协议》），祁韶直流配套新能源项目，安排优先发电，优先在湖南消纳。根据甘肃省发改委、湖南省发改委、国网甘肃省电力公司、国网湖南省电力有限公司于2023年签订的《长期协议》补充协议，双方共同完善祁韶直流送电组织策略，优先安排配套电源送电，配套火电与配套新能源打捆外送，配套新能源外送由配套火电负责调峰。

根据 2024 年 6 月发布的《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024 年修订稿）》（京电交市〔2024〕38 号），按交易周期，交易优先顺序依次为年度（含多年）交易、月度（含多月）交易、月内交易。在同一交易周期下，不同类型交易优先级共分为六级，由高至低如下：

优先级	交易类型
第一	售方为输电通道配套清洁能源及以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风光基地（简称“大型风光基地”），送电方向为国家明确的消纳省份，其中以绿电交易方式开展的优先。
第二	售方为输电通道配套火电，送电方向为国家明确的消纳省份，交易规模不超过优先发电计划电量。
第三	售方非输电通道配套电源、大型风光基地，送电方向与优先发电计划一致，交易规模不超过优先发电计划电量，其中以绿电交易方式开展的优先。
第四	以绿电交易方式开展，售方非输电通道配套新能源、大型风光基地，非优先发电计划，或交易规模超出优先发电计划的电量。在送电方向上，送受端均为直流落点省份或国家明确外送、消纳省份，优先于送受端一侧为直流落点省份或国家明确外送、消纳省份，优先于其他方向交易。
第五	售方为输电通道配套火电，送电方向为国家明确的消纳省份，交易规模超出优先发电计划的电量。
第六	以下交易视为优先级相同。其中，在送电方向上，送受端均为直流落点省份或国家明确外送、消纳省份，优先于送受端一侧为直流落点省份或国家明确外送、消纳省份，优先于其他方向交易。 （1）以非绿电交易方式开展，售方非输电通道配套电源、大型风光基地，非优先发电计划，或交易规模超出优先发电计划的电量； （2）输电通道配套电源经其他路径向国家明确的消纳省份送电； （3）输电通道配套电源向非国家明确的消纳省份送电； （4）其他交易。

因此，祁韶直流配套新能源项目中的清洁能源优先上网，常乐公司一期 1-4 号机组（400 万千瓦）作为祁韶直流配套调峰火电项目，交易优先级仅次于祁韶直流中配套的清洁能源（风电 500 万千瓦、光电 150 万千瓦），高于其他网上汇集等非配套电源交易优先级。

3、对常乐公司一期的送湖南电量是否存在兜底安排、相关协议约定电量和期限情况

常乐公司一期 1-4 号机组售电相关主要协议如下：

序号	协议名称	签订主体	签订年份	关于电量约定的主要内容
1	《甘肃酒泉至湖南湘潭特高压直流输电工程长期送受电合作协议》（简称《长期协议》）	甘肃省人民政府、湖南省人民政府、国家电网有限公司	2019 年（有效期 20 年）	1、祁韶直流输电容量为 800 万千瓦，采用风光火打捆方式送电，根据国家能源局批复，电源项目构成为火电 600 万千瓦（其中，新建 400 万千瓦，网上汇集 200 万千瓦）、风电 700 万千瓦（其中新建 500 万千瓦，网上汇集 200 万千瓦）、光伏发电 280 万千瓦（其中，新建 150 万千瓦，网上汇集 130 万千瓦）。 2、祁韶直流 600 万千瓦火电，利用效率不低于湖南省同类型发电机组平均利用小时数，优先在湖南消纳；其中，新建的 400 万千瓦配套调峰火电，由国家电力调度控制中心直接调度，纳入湖南电力电量平衡。 3、国家电网有限公司承诺：按照协议签订内容，做好祁韶直流送电计划安排，将甘肃送湖南年度送电计划上报国家发

序号	协议名称	签订主体	签订年份	关于电量约定的主要内容
				展和改革委员会，促请足额纳入国家优先计划。 4、甘肃省人民政府承诺：按照协议约定电量要求，组织省内发电企业送电湖南，保障祁韶直流甘肃送湖南电量。 5、湖南省人民政府承诺：统筹省内供需安排，按照协议约定电量要求，保障祁韶直流甘肃送湖南电量的消纳工作。在优先满足湖南用电需求的前提下，支持祁韶直流电量在华中中等区域更大范围内消纳。
2	《甘肃酒泉至湖南湘潭祁韶特高压直流送电补充协议》	甘肃省发改委、湖南省发改委、国网甘肃省电力公司、国网湖南省电力有限公司	2023年（有效期与《长期协议》一致）	1、双方共同完善祁韶直流送电组织策略，优先安排配套电源送电，配套火电与配套新能源打捆外送，配套新能源外送由配套火电负责调峰。其次安排除配套电源之外的存量电送湖南，存量电外送由甘肃省内电源负责调峰。甘肃省内富余电量优先满足湖南购电需求，湖南市场化外购电优先从甘肃购买。 2、年度送电规模。2024年开始，每年输送电量340亿千瓦时以上。其中：根据常乐电厂调峰能力与配套新能源波动特性，确定配套电源送电量及送电曲线，每年配套电源输送310亿千瓦时以上（常乐电厂200亿千瓦时）。后期随着直流输送能力提升至800万千瓦，年输送电量规模逐步达到360亿千瓦时以上。
3	《2024-2028年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》	国网湖南省电力有限公司、甘肃电投常乐发电有限责任公司	2024年（有效期为自合同签订之日起至2028年12月31日）	送湖南每年交易电量不少于200亿千瓦时。

根据上述协议及相关补充协议约定：自2024年开始，常乐公司需要向湖南送电200亿千瓦时以上，结合常乐公司一期1-4号机组的装机容量及协议规定的最低送电量测算，常乐公司一期1-4号机组的上网电量达200亿千瓦时，年上网小时数达5,000小时。本次评估从相关协议约定的条款，并根据年度送湖南完成率、拓展送其他地区电量等综合分析，参考历史期预测厂用及线损率水平为4.75%，从而计算2024年及以后1-4号机组年上网电量为190.50亿千瓦时、年发电利用小时为5,000小时，预测上网电量和发电利用小时具有谨慎性、合理性。

我国的能源分布不平衡，电力需求集中于东南部地区，而发电能力集中于西北部地区。随着我国长期稳定的经济增长对电力的需求持续增加，“西电东送”战略将长期存在。通过“西电东送”战略工程，可以有效缓解东部地区的电力紧张状况，同时促进西部地区的经济发展。祁韶直流作为国家“西电东送”战略重点电网工程，对实施西电东送战略具有重要的现实意义；根据国家发改委、国家能源局相关文件，常乐公司一期1-4号机组作为祁韶直流配套火电、优先在湖南消纳等优势预计长期存在，本次评估在协议期满后仍然按照5,000小时考虑具有合理性。

根据《长期协议》及相关协议，至 2039 年，常乐公司一期的送湖南电量 200 亿千瓦时存在协议兜底安排。根据国家发改委、国家能源局相关文件，常乐公司一期 1-4 号机组作为祁韶直流配套火电、优先在湖南消纳等优势预计在相关协议期满后仍长期存在。

（二）常乐公司一期送其他地区电量的确定过程

常乐公司一期 1-4 号机送其他地区电量的确定过程详见本回复“问题二”之“一、详细披露标的资产的经营模式及发电量的确定过程，包括但不限于 1 至 4 号机组向湖南送电的模式、国家电力调度中心的调度情况、有权部门下达发电规模计划的具体情况、北京交易中心交易平台交易的具体情况和交易结果、送湖南电的年度签约情况、年度计划送电和月度补充送电电量的确定过程、其他地区送电量的确定过程、双边协商的具体情况、甘肃电力交易中心交易平台交易的具体情况和交易结果等”之“（一）常乐公司 1 至 4 号机组向湖南送电的模式、国家电力调度中心的调度情况、有权部门下达发电规模计划的具体情况、送湖南电的年度签约情况、年度计划送电和月度补充送电电量的确定过程、其他地区送电量的确定过程、双边协商的具体情况”。

常乐公司 2023 年送其他地区电量占比较高的主要原因为 3-4 号机组 2023 年 11-12 月份投入使用，当时暂未纳入送湖南计划内，但 11 月中旬是市场缺电高峰，送甘肃及青海电量较高。2024 年及以后年度 1-4 号机组全部纳入送湖南计划内，因此本次评估考虑常乐公司一期（1-4 号机组）优先保障湖南的电力需求，预测送其他地区电量占比与以前相比将有所降低，预计送其他地区电量为 5 亿千瓦时，占全部售电比率为 2.62%左右。

（三）湖南省用电需求及湖南省内发电装机规划

1、湖南省用电需求分析

2014 年至 2023 年湖南省全社会用电量如下表所示：

单位：亿千瓦时、千瓦时

项目	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
全社会用电量	1,430.88	1,447.63	1,495.65	1,581.51	1,745.24	1,864.00	1,929.00	2,155.00	2,236.00	2,277.00
年增长率	0.55%	1.17%	3.32%	5.74%	10.35%	6.80%	3.49%	11.72%	3.76%	1.83%

项目	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年
复合增长率	5.30%									
人均用电量	2,164.39	2,188.41	2,257.58	2,384.31	2,630.35	2,807.23	2,902.93	3,254.30	3,385.83	3,466.81
年增长率	0.38%	1.11%	3.16%	5.61%	10.32%	6.72%	3.41%	12.10%	4.04%	2.39%
复合增长率	5.37%									

数据来源：国家统计局，人均用电量=全社会用电量/年末常住人口

湖南省全社会用电量从 2014 年的 1,430.88 亿千瓦时，增长至 2023 年的 2,277.00 亿千瓦时，复合增长率为 5.30%。2023 年湖南省人均年用电量为 3,466.81 千瓦时，远低于全国人均年用电量 6,539 千瓦时。湖南省政府 2023 年底发布的《湖南省新型电力系统发展规划纲要》提出，到 2030 年，湖南省全社会用电量达到 3,520 亿千瓦时，人均用电量达到 5,337 千瓦时；按此计算，2023 年到 2030 年湖南省全社会用电量的复合增长率为 6.42%，人均用电量复合增长率为 6.36%。《湖南省新型电力系统发展规划纲要》指出：“从消费侧看，湖南省人均能源消费、人均用电量远低于全国平均水平，电力消费增长潜力巨大”。

2、湖南省内发电装机规划

湖南省政府 2023 年底发布的《湖南省新型电力系统发展规划纲要》对湖南面临的挑战分析指出：“我省缺煤无油乏气、整体处于全国能源流向末端和受端的基本省情没有变，仍面临能源资源禀赋不足、时空分布不均等问题。一是能源对外依存度高，长期维持在 80%左右，居全国第 7，能源安全保障压力长期存在。二是新能源资源禀赋不优、发电效率不高，2022 年风电、光伏发电利用小时数排名全国第 18、第 29。三是我省电力生产和消费呈逆向分布，火电装机占比低于全国平均水平，水电作为主力电源调节性能不足，新能源反调峰特性显著，风电机组冬季结冰退备现象严重，电力供需季节性亏缺和盈余并存。四是全省用电结构不优，负荷尖峰特性突出，最大峰谷差率多年居全国第 1，民生保供和系统调节压力大。五是电煤运输成本全国最高，煤电、新能源上网基准电价居全国第 2，工商业用电占比低，拉高终端用能成本。”

该文件还指出：“到 2030 年，光伏、风电等清洁能源装机成为发电装机主体，电力系统整体向清洁低碳方向转型，支撑全省碳达峰目标实现……风电、光伏发电装机规模达到 4000 万千瓦，约为 2022 年装机规模的 2.7 倍，电源结构加

速清洁化，省内新能源装机占比达到 36%……坚持先立后破，火电依然发挥基础性电源的重要作用，并逐步向系统调节性电源转型，装机达到 4000 万千瓦以上……湖南电网由全国电力流向末端逐步转为区域电力交换中心……抽水蓄能规模达到 1040 万千瓦，新型储能装机达到 450 万千瓦，与省内新能源装机比例达到 1:3，成为全国系统调节能力应用高地。全省电力稳定供应能力达到 7500 万千瓦，其中跨省跨区输电能力达到 3000 万千瓦以上。”

长期来看，湖南省能源对外依存度居高不下，能源保障压力长期存在。《湖南省新型电力系统发展规划纲要》指出湖南省“火电装机占比较低，水电基本不具备调节能力，新能源反调峰特性显著难以形成可靠电力支撑”，“负荷尖峰特性突出”。湖南省电力对外依存度较高，预计短期内难以得到明显改善。

（四）宁电入湘工程的装机量与预计输送电量、对常乐电厂一期工程的影响

宁夏—湖南±800 千伏特高压直流输电工程（简称“宁电入湘工程”）于 2023 年开工，是我国沙漠、戈壁、荒漠地区首条外送特高压直流工程，接入配套的光伏发电 900 万千瓦、风电 400 万千瓦以及 464 万千瓦支撑煤电，工程线路全长 1,634 公里，途经宁夏、甘肃、陕西、重庆、湖北、湖南 6 个省份，工程总投资 281 亿元。工程建成后，每年可向湖南输送电量超 360 亿千瓦时，宁电入湘工程预计在 2025-2026 年投产。

2023 年湖南省全年发电量 1,700 亿千瓦时，湖南全社会用电量为 2,277 亿千瓦时，供需缺口达 577 亿千瓦时。湖南省政府 2023 年底发布的《湖南省新型电力系统发展规划纲要》显示，到 2025 年湖南省全社会用电量到达 2,730 亿千瓦时，发电机组规划装机规模达 8,143 万千瓦，与 2023 年底全省装机规模 7,086 万千瓦相比增加了 1,057 万千瓦。假定 2025 年湖南省全省装机发电利用小时数与 2023 年持平，则 2025 年湖南省全省发电量达 1,954 亿千瓦时，较 2023 年增加 254 亿千瓦时，由此测算，2025 年湖南省电力供需缺口达 776 亿千瓦时。在不考虑湖南省对外输出电力的前提下，2026 年宁电入湘工程的全面投产且祁韶直流满负荷运营情况下，预计湖南省 2026 年的电力仍有缺口。

此外，常乐公司厂址南靠兰新铁路，临近新疆哈密地区，可以利用新疆哈密

丰富的煤炭资源，降低煤炭采购成本，较低的煤炭采购成本使得常乐公司一期（1-4号机组）送湖南电价具有显著的竞争优势。

根据《甘肃酒泉至湖南湘潭特高压直流输电工程长期送受电合作协议》，湖南省需保障祁韶直流甘肃送湖南电量的消纳工作，另外常乐电厂一期（1-4号机组）作为祁韶直流唯一配套电源项目，交易优先级较高，因此从协议保障及交易规则的角度分析宁电入湘工程预计不会对常乐公司一期（1-4号机组）的电力输送产生重大不利影响。

（五）报告期内标的资产一期发电利用小时数高于全国水平的的原因

1、全国火电机组发电利用小时情况

2015年-2023年，全国6,000千瓦及以上电厂火电发电设备平均利用小时数具体如下：

单位：小时

年度	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
平均利用小时数	4,329	4,165	4,209	4,361	4,293	4,216	4,448	4,379	4,466

数据来源：国家能源局

由上表统计数据可知，2015年-2023年火电平均利用小时数基本保持稳定，2015年-2023年平均利用小时数在4,300小时左右。2015年-2016年平均利用小时数有所下降，主要是受电力供需形势相对宽松、火电行业在大力实施超低排放和节能改造等影响；2017年-2023年稳中有升，主要是2017年以来风光新能源大量装机投运，新能源不稳定的问题凸显，火电调峰等需求增加，火电供需关系偏紧，火电平均利用小时数稳中有升。

2、2022年-2023年常乐一期发电利用小时数高于全国水平的的原因分析

常乐公司一期（1-4号机组）2022年-2023年平均发电利用小时与全国火电机组对比如下：

单位：小时

项目	2022年	2023年	平均值
全国火电机组	4,379.00	4,466.00	4,422.50
常乐公司一期（1-4号机组）	5,759.80	6,237.07	5,998.44

项目	2022 年	2023 年	平均值
差异	1,380.80	1,771.07	1,571.44
差异率	31.53%	39.66%	35.63%

从上述数据来看，2022 年至 2023 年全国火电机组的平均发电利用小时为 4,422.50 小时，每年波动较小，而常乐公司一期（1-4 号机组）作为祁韶直流配套电源，2022 年至 2023 年发电利用小时逐步提高，较全国火电机组发电利用小时分别高出 1,380.80 小时、1,771.07 小时，原因主要为：1）湖南电力缺口较大，2020 年投产的 1-2 号机组发电小时有祁韶直流的年度计划作为保障基础，且月度增量需求较高造成发电利用小时较高；2）2023 年 11 月份至 12 月份 3-4 号机组投入使用，虽当时暂未纳入送湖南计划内，但 11 月中旬是市场缺电高峰，送甘肃及青海电量较高，导致 2023 年度送其他地区的发电利用小时较高。

预计未来湖南省电力缺口不会在短期内解决，且考虑常乐公司一期 1-4 号机组拥有优先交易级的前提下，发电利用小时保障程度较高。本次评估常乐公司一期 1-4 号机组 2024 年及以后年度预测的发电利用小时为 5,000 小时，与 2022 年-2023 年平均发电利用小时 5,998.44 小时相比下降了 998.44 小时。从历史发电利用小时来看，本次评估具有谨慎性。

综上，报告期内标的资产一期发电利用小时数高于全国水平的原因为 2020 年投产的 1-2 号机组发电小时有祁韶直流的年度计划作为保障基础，且月度增量需求较高及 2023 年度送其他地区的发电利用小时较高。

（六）预计 1-4 号机组未来的发电利用小时为 5,000 的具体过程和依据

2021-2023 年因祁韶直流利用率逐步提升，同时叠加湖南水电发电量连续三年下降，考虑 2024 年湖南水电来水正常，较 2023 年增长较多，祁韶直流通道全年计划已排满等情况，综合考虑 2021-2023 年一季度送湖南占全年电量比例，按照 2024 年一季度占全年发电量比例 29%测算，预计 2024 年全年发电量利用小时在 5,000 小时左右。另外根据常乐公司与国网湖南省电力有限公司签订的《2024-2028 年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》约定，本次评估从协议约定的角度，并根据年度送湖南完成率、拓展送其他地区电量等综合分析，参考历史期预测厂用及线损率水平为 4.75%，从而计算 2024 年及以后 1-4 号机组

年上网电量为 190.50 亿千瓦时、年发电利用小时为 5,000 小时，预测上网电量和发电利用小时具有谨慎性、合理性，预计 1-4 号机组未来的发电利用小时为 5,000 依据充分。

（七）认定常乐公司一期作为配套项目发电利用小时能够得到保障的具体依据，常乐公司一期现有发电利用小时水平是否可持续

1、火电调峰意义重大，与快速增长的新能源电源形成共生互补关系

火电调峰的意义主要在于应对电力系统中的用电负荷不均匀性，以及新能源发电的不稳定性。从当前的技术发展水平来看，新能源发电大规模外送与火电构成共生关系，新能源大规模外送离不开火电的保障。常乐公司一期 1-4 号机组（400 万千瓦）作为祁韶直流的唯一配套调峰火电项目，与祁韶直流配套新能源打捆外送，形成了共生平衡关系，交易优先级仅次于祁韶直流配套新能源（新建风电 500 万千瓦、新建光伏发电 150 万千瓦）。

2、甘肃省、湖南省政府以及国家电网等相关方已签署长期协议对发电利用小时数进行约定

根据国家能源局 2014 年 4 月发布的《国家能源局关于做好甘肃河西走廊清洁能源基地建设有关要求的通知》（国能新能〔2014〕171 号）、2016 年 4 月发布的《国家能源局关于甘肃酒泉至湖南特高压直流输电工程配套火电项目建设规划有关事项的复函》（国能电力〔2016〕127 号）、甘肃省发改委 2017 年 1 月作出《甘肃省发展和改革委员会关于甘肃电投常乐电厂调峰火电项目核准的批复》（甘发改能源〔2016〕718 号）、《甘肃省人民政府、湖南省人民政府、国家电网有限公司关于甘肃酒泉至湖南湘潭特高压直流输电工程长期送受电合作协议》及补充协议，常乐公司 1-4 号机组（400 万千瓦）作为祁韶直流的唯一配套调峰火电项目，由国家电力调度控制中心直接调度，纳入湖南电力电量平衡，优先在湖南消纳，配套火电与配套新能源打捆外送，配套新能源外送由配套火电负责调峰，常乐公司送湖南每年交易电量不少于 200 亿千瓦时。结合常乐公司一期 1-4 号机组的装机容量测算，常乐公司一期 1-4 号机组年上网小时数达 5,000 小时。

3、湖南省电力供需的缺口需要外部电力供应予以平衡

常乐公司虽地处河西走廊清洁能源基地，但河西走廊清洁能源基地未来装机容量规划不会对常乐公司 1-4 号机组（400 万千瓦）造成重大不利影响。宁电入湘工程预计 2025-2026 年投产，但从湖南省电力缺口来看，以及常乐公司 1-4 号机组送湖南电价具有显著优势，宁电入湘工程预计不会对常乐公司一期工程的电力输送产生重大不利影响。长期来看，湖南省能源对外依存度居高不下，能源保障压力长期存在。《湖南省新型电力系统发展规划纲要》指出湖南省“火电装机占比较低，水电基本不具备调节能力，新能源反调峰特性显著难以形成可靠电力支撑”，“负荷尖峰特性突出”。湖南省电力对外依存度较高，预计短期内难以得到明显改善。

因此，常乐公司 1-4 号机组（400 万千瓦）未来按照单机 5,000 发电利用小时能够得到保障，具有可持续性。

（八）是否存在因电力供应增加、新能源占比提高、新能源优先上网、有关部门调整配套项目送电比例等原因导致常乐公司发电利用小时数下降的风险

虽然常乐公司 1-4 号机组（400 万千瓦）未来按照单机 5,000 发电利用小时能够得到保障，具有可持续性，但仍存在因电力供应增加、新能源占比提高、新能源优先上网、有关部门调整配套项目送电比例等原因导致常乐公司发电利用小时数下降的风险。

相关风险分析详见本回复“问题二”之“五、基于前述内容，补充披露标的资产是否存在因电力供应增加、新能源发电量占比提升等因素导致发电利用小时数下降的风险，标的资产发电利用小时水平是否可持续，标的资产持续经营能力是否存在不确定性，本次交易是否有利于上市公司增强持续经营能力，是否符合《重组办法》第十一条和第四十三条的规定”。

四、结合甘肃省用电需求、甘肃省内装机及发电规划、新能源规划发电量及上网比例、新能源优先上网安排、现有发电装机量、省内电力市场现货交易情况、可比公司发电机组的发电利用小时数等补充披露预测 2027 及以后年度 5-6 号机组发电利用小时数将保持 4,000 小时的具体过程和依据

（一）甘肃省用电需求、甘肃省内装机及发电规划、现有发电装机量、省

内电力市场现货交易情况

2023 年，甘肃省各类型电源发电量及装机规模如下：

类型	发电量（亿千瓦时）		装机规模（万千瓦）	
	数额	占比	数额	占比
风电	436.62	20.66%	2,614.10	29.16%
光电	248.67	11.77%	2,539.78	28.33%
水电	373.49	17.68%	971.82	10.84%
火电	1,054.07	49.89%	2,524.62	28.17%
合计	2,112.86	100.00%	8,963.46	100.00%

注：2023 年数据来源于甘肃工信厅披露的《2023 年 12 月全省电力生产运行情况》，2023 年末发电装机容量不包括储能。

根据甘肃省人民政府办公厅关于印发的《甘肃省“十四五”能源发展规划的通知》，十四五期间，甘肃省内用电需求年均增长 4.94%，到 2025 年达到 1,750 亿千瓦时。到 2025 年，电力装机规模达到 12,680 万千瓦，其中火电装机规模达 3,558 万千瓦，水电装机规模达 1,000 万千瓦，风电装机规模达 3,853 万千瓦，光伏发电装机规模达 4,169 万千瓦，光热发电装机规模达 100 万千瓦。2025 年电力外送总量达 1,010 亿千瓦时。预计 2025 年可再生能源发电量达到全社会用电量的 60%左右。

甘肃省 2023 年用电量、外送电量、发电装机量及 2025 年规划情况对比如下：

单位：亿千瓦时、万千瓦

项目	2023 年/末	2025 年/末	缺口	复合增长率
全社会用电量	1,644.68	1,750.00	105.32	3.15%
外送电量	522.23	1,010.00	487.77	39.07%
发电装机容量	8,963.46	12,680.00	3,716.54	21.07%
其中：水电	971.82	1,000.00	28.18	1.44%
火电	2,524.62	3,558.00	1,033.38	18.71%
风电	2,614.10	3,853.00	1,238.90	21.41%
光电	2,539.78	4,269.00	1,729.22	29.65%

注：2023 年数据来源于甘肃工信厅披露的《2023 年 12 月全省电力生产运行情况》，2023 年末发电装机容量不包括储能，2023 年末甘肃外送电量数据来源于《2023 年甘肃电力市场交易信息报告》。2025 年数据来源于《甘肃省“十四五”能源发展规划的通知》，火电含生物质发电。

由上表可知，2023 年到 2025 年，甘肃省用电需求仍有约 105 亿千瓦时的缺口、外送电量仍有 487.77 万千瓦时的缺口、发电装机容量仍有约 3,700 万千瓦的缺口，其中，火电装机容量、风光装机容量增长需求仍然较大，风光装机容量的快速增长也离不开火电作为兜底保供和调节。因此，甘肃省内火电装机容量仍存在较大的需求缺口。

我国正逐步建立以中长期交易规避风险，以现货交易发现价格信号的电力市场。甘肃省已形成以新能源为主导、火电作为兜底保供及省内调节性电源的新型电力市场，火电现货交易量仍然较为活跃。根据甘肃电力交易中心有限公司发布的《2023 年甘肃电力市场交易信息报告》，2023 年，甘肃省电力市场现货交易中，火电、风电、水电、光电、储能上网电量占比分别为 24.91%、55.62%、4.20%、15.01%、0.26%，火电现货交易量约占 25%。

（二）新能源规划发电量及上网比例、新能源优先上网安排

根据甘肃工信厅披露的全省电力生产运行情况，2023 年 1-12 月，全省完成发电量 2,112.86 亿千瓦时，同比增长 7.26%。其中，水电 373.49 亿千瓦时，同比下降 0.30%，占总发电量比重（下同）为 17.68%；火电 1,054.07 亿千瓦时，同比下降 1.20%，占 49.89%；风电 436.62 亿千瓦时，同比增长 25.42%，占 20.66%；光电 248.67 亿千瓦时，同比增长 38.04%，占 11.77%。由上述数据可知，2023 年，甘肃省新能源（风电、光电）消纳占比为 32.43%，可再生能源（风电、光电、水电）消纳占比为 50.11%。

“十三五”期间，国家发改委、国家能源局印发了《清洁能源消纳行动计划（2018~2020 年）》，提出了全国及重点省份新能源利用率目标，其中 2020 年全国利用率目标为全国平均风电利用率力争达到 95%左右、光伏发电利用率高于 95%。近年来，新能源发展进一步提速，消纳需求大幅增加。2024 年 6 月，国家能源局下发《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》，通知提出，科学确定各地新能源利用率目标……部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标，原则上不低于 90%，并根据消纳形势开展年度动态评估。由上述政策变化可见，消纳“红线”放宽，新能源利用率已由不低于 95%变更为原则上不低于 90%。

2024年3月，国家发改委公布了《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》，对2007年出台的《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》进行修订完善，对全额保障性收购范围进行优化，提出全额保障性收购包括保障性收购电量和市场交易电量。保障性收购电量按照国家可再生能源消纳保障机制、比重目标等相关规定确定，由电力市场相关成员承担收购义务；而市场交易电量通过市场化方式形成价格，由售电企业和电力用户等电力市场相关成员共同承担收购责任。

2022年1月，《国家发展改革委、国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》提出，到2030年全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求，国家市场与省(区、市)/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易。

2023年10月，国家发改委办公厅、国家能源局综合司联合发布《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》中提出，加快放开各类电源参与电力现货市场，按照2030年新能源全面参与市场交易的时间节点，现货试点地区结合实际制定分步实施方案。

在未来新能源消纳需求大幅增加的情况下，保障新能源的高质量发展，需要优化完善新能源消纳政策措施，夯实基础、巩固成果、改革创新，以高质量消纳工作促进新能源供给消纳体系建设。消纳“红线”放宽，新能源利用率由不低于95%变更为原则上不低于90%。可再生能源由全额收购优化为包括保障性收购电量和市场交易电量的全额保障性收购。其中，市场交易电量通过市场化方式形成价格，由售电企业和电力用户等电力市场相关成员共同承担收购责任。

因此，在目前甘肃省新能源利用率已处于较高水平及政策新能源消纳水平放宽、可再生能源提出市场交易电量、新能源2030年全面参与市场交易的情况下，甘肃省目前执行的新能源优先上网政策预计不会对常乐公司5-6号机组产生重大不利影响。

(三) 可比公司发电机组的发电利用小时数

电投集团控股的其他3家火电企业甘肃电投金昌发电有限责任公司(以下简

称“金昌公司”)、甘肃电投武威热电有限责任公司(以下简称“武威公司”)、甘肃电投张掖发电有限责任公司(以下简称“张掖公司”)2022年、2023年的平均发电利用小时数如下:

公司名称	火电机组容量 (万千瓦)	平均发电利用小时数	
		2022年	2023年
金昌公司	132.00	5,333	4,516
武威公司	70.00	5,054	4,892
张掖公司	65.00	4,847	4,404
平均值		5,078	4,604

根据甘肃省工业和信息化厅信息披露的全省电力生产运行情况,甘肃省火电发电设备2019年-2023年平均发电利用小时数如下:

单位:小时

项目	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年
平均发电利用小时数	4,228	4,550	4,971	5,063	4,676
增速	1.20%	7.62%	9.25%	1.85%	-7.64%
复合增长率	2.55%				

最近5年,甘肃省火电发电设备的平均利用小时数分别为4,228小时、4,550小时、4,971小时、5,063小时、4,676小时,均高于4,000小时,复合增长率为2.55%。最近两年,电投集团控股的其他3家火电企业金昌公司、武威公司、张掖公司平均利用小时数在4,404小时以上,均超过4,000小时。2019-2023年全国6,000千瓦及以上电厂火电平均利用小时数分别为4,293小时、4,216小时、4,448小时、4,379小时、4,466小时,均超过4,000小时。

(四) 预测2027及以后年度5-6号机组发电利用小时数将保持4,000小时的具体过程和依据

火电具有调节性强、可靠性高等优势,是满足经济社会发展用电需求、实现双碳目标的重要支撑电源。根据国家新能源监测预警中心数据,2023年全国弃风率为2.7%,弃光率为2%,三北地区分化严重,甘肃弃风率高达5%。预计十四五期间,甘肃省新增新能源装机约为58,100MW。大规模新能源的接入对系统调峰调频、无功电压控制等带来巨大影响,5-6号机组电厂就近调峰,可减少电

网输电通道上的潮流。常乐公司 5-6 号机组作为采用超超临界发电技术、单机 100 万千瓦的先进火电机组，具有火电兜底保供的属性，能够改善能源供应结构，满足甘肃省负荷发展需要，提高电网安全稳定运行水平，提升系统调峰能力，促进新能源消纳，助力河西走廊清洁能源基地建设。定位为甘肃省内调峰电源的 5-6 号机组为甘肃省内公网火电机组，将参与甘肃省电力中长期市场交易及现货市场交易。目前甘肃省已形成以新能源为主导、火电作为兜底保供及省内调节性电源的新型电力市场，火电现货交易量仍然较为活跃，预计未来甘肃省内火电装机容量仍存在较大的需求缺口。

根据甘肃工信厅披露的火电发电利用小时显示，2021-2023 年火电发电利用小时分别为 4,971 小时、5,063 小时及 4,676 小时，2022 年略高于 2021 年。2024 年 1-2 月甘肃省完成发电量 370.13 亿千瓦时，同比增长 16.18%。在发电量快速增长的条件下，根据《甘肃 2024 年 2 月信息披露报告》，2024 年 1-2 月甘肃省内火电发电利用小时数为 872 小时，同比减少 8 小时，而全省发电设备平均利用小时数为 391 小时，同比减少 74 小时，下降 15.91%。从历史发电利用小时趋势来看，2024-2025 年火电发电利用小时整体呈下降趋势。根据甘肃省人民政府办公厅关于印发《甘肃省“十四五”能源发展规划的通知》，2025 年底火电装机达 3,558 万千瓦，年增长率达 10.03%，2025 年底风电装机容量增加 2,480 万千瓦，年增长率为 22.92%，光伏发电容量增加 3,203 万千瓦，年增长率为 33.97%。预计 2025 年可再生能源发电量达到全社会用电量的 60%左右。

从另一方面来看，火电机组深度调峰的意义主要在于应对电力系统中的用电负荷不均匀性，以及新能源发电的不稳定性。火电机组深度调峰的目的之一是积极响应国家关于“碳达峰、碳中和”的政策，通过最大限度地消纳新能源（如风电、光伏等）来减少传统火电的发电量，但发展可再生能源也离不开火电作为保底支撑和调节电源，最终实现包括可再生能源发电在内的各类电源与火电平衡、共生。

因此未来年度考虑常乐公司 5-6 号机组属于高参数、节能机组，同时在省内发电成本处于较低水平，参加省内电力市场现货交易时有利于市场开拓和发电量争取，结合未来供需预测，从谨慎的角度分析 2027 及以后年度 5-6 号机组发电

利用小时数将保持 4,000 小时。

综上，预测 2027 及以后年度常乐公司 5-6 号机组发电利用小时数将保持 4,000 小时依据充分、具有合理性。

五、基于前述内容，补充披露标的资产是否存在因电力供应增加、新能源发电量占比提升等因素导致发电利用小时数下降的风险，标的资产发电利用小时水平是否可持续，标的资产持续经营能力是否存在不确定性，本次交易是否有利于上市公司增强持续经营能力，是否符合《重组办法》第十一条和第四十三条的规定

常乐公司已投产的 1-4 号机组作为甘肃至湖南±800 千伏特高压祁韶直流输电工程配套调峰火电项目，绝大部分所产电力通过国家电网优先送至湖南省；常乐公司在建的 5-6 号机组作为甘肃省内调峰电源，主要在甘肃省内消纳。标的公司存在因电力供应增加、新能源占比提高、新能源优先上网、有关部门调整配套项目送电比例等原因导致常乐公司发电利用小时数下降的风险。

本次评估预测常乐公司 1-4 号机组发电利用小时数在报告期基础上有所下调，常乐公司 5-6 号机组发电利用小时数在甘肃省过去 5 年火电机组平均利用小时数基础上有所下调。基于《甘肃省人民政府、湖南省人民政府、国家电网有限公司关于甘肃酒泉至湖南湘潭特高压直流输电工程长期送受电合作协议》及补充协议以及湖南省电力对外依存度较高、湖南省电力缺口较大等情况，常乐公司 1-4 号机组（400 万千瓦）未来按照单机 5,000 发电利用小时能够得到保障，具有可持续性。常乐公司 5-6 号机组定位为甘肃省内调峰电源，目前甘肃省已形成以新能源为主导、火电作为兜底保供及省内调节性电源的新型电力市场，火电现货交易量仍然较为活跃，预计未来甘肃省内火电装机容量仍存在较大的需求缺口；结合甘肃省过去 5 年火电机组平均利用小时数 4,228 小时、4,550 小时、4,971 小时、5,063 小时及 4,676 小时（复合增长率 2.55%）及可比火电机组平均利用小时数均不低于 4,000 小时的情况，预测常乐公司 5-6 号机组发电利用小时数将保持 4,000 小时，具有可持续性。

综上，标的资产持续经营能力不存在不确定性，本次交易有利于上市公司增强持续经营能力，符合《重组办法》第十一条和第四十三条的规定。

六、补充披露情况

上市公司已在《甘肃电投能源发展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报告书（草案）（修订稿）》之“第四节 标的公司基本情况”之“七、主营业务发展情况”之“（五）主要业务经营模式”及“第六节 标的资产评估情况”之“三、收益法评估具体情况”之“（七）收益法评估其他说明”和“第八节 本次交易的合规性分析”之“一、本次交易符合《重组管理办法》第十一条的规定”之“（五）本次交易有利于上市公司增强持续经营能力，不存在可能导致上市公司重组后主要资产为现金或者无具体经营业务的情形”处补充披露了相关内容。

七、中介机构核查情况

（一）核查程序

评估师主要执行了如下核查程序：

1、查阅标的公司相关的长期合作协议及其补充协议、年度协议以及《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024年修订稿）》，访谈标的公司销售部门负责人，了解经营模式及发电量的确定过程。

2、查阅标的公司电费结算单，核查北京电力交易中心交易平台、甘肃电力交易中心交易平台交易的具体情况和交易结果以及来自国网甘肃省电力公司收入的比例同送电量是否匹配。

3、查阅了国家发改委、国家能源局下发的关于建设祁韶直流相关文件，查阅了国家及有关部门印发的相关政策性文件，查阅了相关协议、电力交易细则，查阅了国家统计局、WIND等公开数据，查阅了湖南省相关规划文件，查阅了相关官方报道。

4、查阅了甘肃工信厅、甘肃电力交易中心有限公司发布的相关数据，查阅了国家发改委、国家能源局下发的相关政策性文件，查阅了甘肃省相关规划文件。

（二）核查意见

经核查，评估师认为：

1、常乐公司 1 至 4 号机组作为国家能源局批复的祁韶直流输电工程配套调峰火电项目，通过±800kV 特高压祁韶直流输电工程，与甘肃河西走廊清洁能源基地的新能源电力打捆送至湖南，2024 年开始常乐公司年输送火电 200 亿千瓦时。湖南省政府、甘肃省政府以及国家电网等相关方通过签署长期协议（上述协议自 2019 年 12 月起算，有效期 20 年）的方式明确上述送电模式，具体以年度交易为主，以月度交易、月内交易为补充。

2、2022 年度、2023 年度，标的资产来自国网甘肃省电力公司收入的比例分别为 15.84%、11.68%，对应结算电量的比例分别为 17.03%、11.53%，标的资产来自国网甘肃省电力公司收入的比例同送电量相匹配。

3、报告期内标的资产一期发电利用小时数高于全国水平的原因为 2020 年投产的 1-2 号机组发电小时有祁韶直流的年度计划作为保障基础，且月度增量需求较高及 2023 年度拓展送其他地区的发电利用小时较高。本次评估从相关协议约定的条款，并根据年度送湖南完成率、拓展送其他地区电量等综合分析，预测上网电量和发电利用小时具有谨慎性、合理性，预计 1-4 号机组未来的发电利用小时为 5,000 依据充分。常乐公司 1-4 号机组未来按照单机 5,000 发电利用小时能够得到保障，具有可持续性，但仍存在因电力供应增加、新能源占比提高、新能源优先上网、有关部门调整配套项目送电比例等原因导致常乐公司发电利用小时数下降的风险。

4、预测 2027 及以后年度常乐公司 5-6 号机组发电利用小时数将保持 4,000 小时依据充分、具有合理性。

5、标的资产持续经营能力不存在不确定性，本次交易有利于上市公司增强持续经营能力，符合《重组办法》第十一条和第四十三条的规定。

问题三

申请文件显示：（1）报告期各期，标的资产不含税上网电价分别为 0.33 元/千瓦时、0.32 元/千瓦时、0.31 元/千瓦时；（2）根据《关于建立煤电容量电价机制的通知》，标的资产将从 2024 年 1 月 1 日起实施容量电价机制，收益法评估中，预计 1 至 4 号机组执行湖南容量电价，5、6 号机组执行甘肃容量电价，基于不考虑机组非计划停运、环境及天气对机组带负荷能力的影响、单台机组 7 月和 8 月将出现至少两次以上偏差考核等，预计全年可获得容量电费 14,852 万元；（3）报告期内，标的资产 1 至 4 号机组部分电力供应至甘肃及周边省份；（4）收益法评估中，根据相关协议和实际结算电价，预计 2024 年 1 至 4 号机组综合含税电价 0.35 元/千瓦时，基于湖南火电扩建、宁电入湘工程投产等预测 2025 年和 2026 综合电价将下滑，预计 1 至 4 号机组 2025 年、2026 年综合含税电价分别为 0.348 元/千瓦时和 0.34 元/千瓦时；（5）根据数据对比分析，甘肃火电每年 1、2 月份电价基本与全年结算均价同步，2024 年 1 至 2 月结算均价同比下降 3.5%，收益法评估中按 2024 年甘肃省全年结算均价 385 元/兆瓦时每年保持下降 4%速率测算 2026 年电量电价，按 310 元/兆瓦时预测 2025 年电量电价；（6）基于 2024 年 4-12 月、2025 年、2026 年、2027 年燃料成本持续上涨对电量电价的预计影响，收益法评估中对于各机组 2026 年以后年度按照 2026 年综合电价水平考虑。

请上市公司补充披露：（1）容量电价机制建立后，标的资产电价的确定模式，包括但不限于上网电价的组成情况、容量电价的确定过程、1 至 4 号机组电量电价的形成过程、甘肃省电力市场交易情况、预计 5 至 6 号机组参与市场交易确定电量电价的具体模式等；（2）结合 1 至 4 号机组向各地区的送电量，不同地区煤电容量电价的差异，补充披露预计 1 至 4 号机组执行湖南容量电价的依据与合理性；（3）预计全年可获得容量电费的具体测算过程，并结合历史期各机组的运行情况、是否存在非计划停运、各月份机组的最大带负荷、历史期各机组无法接带申报负荷情况等补充披露对容量电费预测的合理性；（4）基于标的资产相关电价的确定模式，结合国家调度中心相关调度情况、北京交易中心交易结果、相关协议约定情况、是否存在调价机制、实际结算电价同协议约定是否存在差异、受电省份基准价、上下浮动比例、历史期实际结算电价变动

情况、湖南省用电需求、湖南省相关电力发展规划、宁电入湘工程的装机量与预计输送电量等补充披露预计 2024 年至 2026 年 1 至 4 号机组电量电价的依据与合理性；（5）历史年度甘肃火电 1、2 月份电价与全年结算均价的实际情况，是否存在差异，如是，披露差异原因及本次评估使用 1、2 月份结算均价为基础预测后续价格是否准确合理；（6）结合甘肃省历年电价的波动、电力市场交易情况、当地燃煤发电基准价、预计 5 至 6 号机组参与市场交易确定电量电价的具体模式等补充披露在 2024 年 1 至 2 月均价下降 3.5%的情况下预计每年下降 4%的依据及合理性，按 310 元/兆瓦时预测 2025 年电量电价的原因及合理性；（7）结合电量电价的形成机制、市场交易情况、评估中对燃料成本的预测情况、历史期电价和燃料成本的关系等补充披露评估中各机组 2026 年以后年度电价按照 2026 年综合电价水平预测的依据与合理性；（8）基于前述内容，结合截至回函日实际电价情况补充披露评估中电价相关预测依据是否充分，预测参数是否准确、谨慎，评估结果是否公允，本次交易是否符合《重组办法》第十一条的规定。

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、容量电价机制建立后，标的资产电价的确定模式，包括但不限于上网电价的组成情况、容量电价的确定过程、1 至 4 号机组电量电价的形成过程、甘肃省电力市场交易情况、预计 5 至 6 号机组参与市场交易确定电量电价的具体模式等

（一）容量电价机制建立后，标的资产电价的确定模式，包括但不限于上网电价的组成情况、容量电价的确定过程、1 至 4 号机组电量电价的形成过程

1、上网电价形成“基准价+上下浮动”的市场化价格机制

2020 年 1 月 1 日起实施的《国家发展和改革委员会关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658 号）已将燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，基准价按照当地现行燃煤发电标杆上网电价确定。根据国家发展改革委发布的《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093 号）、《国家发展

改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)，要求各地要统筹考虑当地电力系统峰谷差率、新能源装机占比、系统调节能力等因素，合理确定峰谷电价价差，上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4:1；其他地方原则上不低于3:1；将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制，电力现货价格不受上述幅度限制。

根据甘肃省发改委发布的《甘肃省发展和改革委员会关于进一步完善我省分时电价机制的通知》(甘发改价格〔2021〕721号)，参与市场交易的发、用电企业，需签订分时段、带量带价中长期交易合同，体现发、用电曲线特性及分时价格差异；各时段交易申报电价的价差比例不得低于现行目录电价的峰、平、谷价差比例，即高峰时段交易申报价格不低于平段申报价格的150%、低谷时段申报价格不高于平段申报价格的50%。参与现货市场的价格不受此浮动比例约束。

《甘肃省2024年省内电力中长期年度交易组织方案》中明确燃煤发电峰、谷、平各段交易基准价格为燃煤基准价格乘以峰谷分时系数(峰段系数=1.5，平段系数=1，谷段系数=0.5)，各段市场化交易价格在“交易基准价+上下浮动”范围内形成上网电价，上下浮动范围均不超过20%，高耗能企业与燃煤发电企业市场交易价格不受上浮20%限制。电力用户与燃煤发电企业交易时均执行国家明确的燃煤发电价格形成机制。

2、容量电价机制建立后，标的资产形成了容量电价和电量电价“两部制”电价模式

2023年国家发改委、国家能源局出台了《关于建立煤电容量电价机制的通知》，其中，电量电价通过市场化方式形成，容量电价水平根据煤电转型进度等实际情况逐步调整。煤电容量电价有利于稳定煤电企业经营业绩，更好保障电力安全稳定供应和促进绿色低碳转型。2024年国家发改委发布《电力市场运行基本规则》，以容量电价回收固定成本、电量电价回收变动成本、辅助服务回收调节成本的煤电价格新机制初步形成。容量电价和电量电价“两部制”电价模式自2024年1月起实施。

3、容量电价确定过程

容量电价机制建立后，标的资产电价执行容量电价和电量电价的“两部制”电价政策。容量电价根据国家发改委、国家能源局发布的《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）中省级电网煤电容量电价表进行确定，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元，通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024-2025年多数地方为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右。2024-2025年湖南、青海容量电价为每年165元/千瓦（含税），甘肃容量电价为每年100元/千瓦（含税）。2026年以后通过煤电容量电价回收固定成本比例提升至不低于50%，具体由国家发改委确定。正常在运情况下，煤电机组无法按照调度指令提供申报最大出力的，月内发生两次扣减当月容量电费的10%，发生三次扣减50%，发生四次及以上扣减100%。煤电机组最大出力申报、认定及考核等规则，由国家能源局结合电力并网运行管理细则等规定明确。最大出力未达标情况由电网企业按月统计，相应扣减容量电费。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其获取容量电费的资格。

4、常乐公司1至4号机组电量电价确定过程

报告期内，常乐公司1至4号机组电量电价按照“基准电价+浮动机制”，参照基准价并结合国网甘肃省电力公司月度代理购电火电价格、国网湖南省电力公司月度代理购电火电价格或湖南省内燃煤火电中长期交易当月合同电量均价等波动情况进行浮动，由常乐公司与国网湖南省电力有限公司通过协议协商确定。报告期内，常乐公司与国网湖南省电力有限公司分别签订《2022年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》《2023年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》对电量电价进行约定，签订《2024-2028年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》对电量电价及容量电价进行约定。

（二）容量电价机制建立后，甘肃省电力市场交易情况

2024年1月，甘肃省发改委、国家能源局甘肃监管办公室发布《关于实施煤电容量电价机制有关事项的通知》（甘发改价格〔2024〕14号），2024年至2025年甘肃省煤电容量电价标准为100元/千瓦·年（含税），2026年以后通过

煤电容量电价回收固定成本比例提升至不低于 50%，具体由国家发改委确定。
2024 年容量电价机制建立后，甘肃省电力市场交易情况如下：

单价：亿千瓦时、元/兆瓦时（含税）

项目	2024 年 3 月		2024 年 2 月		2024 年 1 月	
	结算电量	结算电价	结算电量	结算电价	结算电量	结算电价
火力发电	71.71	363.64	80.64	400.51	93.56	373.17

2024 年 1-3 月，甘肃省火电结算电价有所波动，但仍高于常乐公司 5-6 号机组 2026 年预测综合电价水平 354.81 元/兆瓦时（含税）。

（三）预计 5 至 6 号机组参与市场交易确定电量电价的具体模式

常乐公司 5 至 6 号机组定位为甘肃省内调峰电源，投运后将参与甘肃省电力中长期市场交易及现货市场交易。每年年底根据甘肃电力交易中心公布的发电量计划摘牌，签订合同锁定部分中长期交易电量，中长期电量电价由购售双方按照“基准电价+浮动机制”协商确定，剩余电量参与甘肃省电力现货市场交易，现货交易电量电价按照市场供需情况确定，不受上下浮动幅度限制。

二、结合 1 至 4 号机组向各地区的送电量，不同地区煤电容量电价的差异，补充披露预计 1 至 4 号机组执行湖南容量电价的依据与合理性

报告期内，常乐公司外送湖南的电量占比分别为 99.14%、83.17%和 92.70%，外送甘肃的电量占比分别为 0.38%、12.99%和 0.00%，外送青海的电量占比分别为 0.00%、0.74%和 7.18%，外送电量主要送往湖南。根据国家发改委、国家能源局发布的《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号），2024 年至 2025 年湖南、青海容量电价为每年 165 元/千瓦（含税），2024 年至 2025 年甘肃容量电价为每年 100 元/千瓦（含税）。2026 年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%。

根据国家发改委、国家能源局发布的《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号），对纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，送受双方应当签订年度及以上中长期合同，明确煤电容量电费分摊比例和履约责任等内容；其中，配套煤电机组，原则上执行受电省份容量电价，容量电费由受电省份承担。湖南省发改委发布的《关于贯彻落实煤电容量电价机制

有关事项的通知》（湘发改价调〔2023〕878号）明确指出常乐公司1至4号机组执行湖南省容量电价。

常乐公司4×1,000MW火电项目为甘肃河西走廊清洁能源基地±800 kV特高压祁韶直流输电工程配套调峰电源，报告期内主要通过祁韶±800 kV直流外送湖南电网。根据上述政策规定，常乐公司1至4号机组执行湖南容量电价具备合理性。

三、预计全年可获得容量电费的具体测算过程，并结合历史期各机组的运行情况、是否存在非计划停运、各月份机组的最大带负荷、历史期各机组无法接带申报负荷情况等补充披露对容量电费预测的合理性

（一）历史期各机组的运行情况、是否存在非计划停运、各月份机组的最大带负荷、历史期各机组无法接带申报负荷情况

常乐公司1-2号机组分别于2020年9月、11月投产发电，3-4号机组分别于2023年11月、12月投产发电。报告期内，常乐公司1-4号机组历史实际运行情况如下：

1、1-2号机组

单位：万千瓦

期间	1号机组				2号机组				
	运行情况	是否存在非计划停运	最高负荷	无法接带申报负荷情况说明	运行情况	是否存在非计划停运	最高负荷	无法接带申报负荷情况说明	
2022年	1月	运行-备用	否	100.35	按照计划曲线接带	运行	否	100.65	按照计划曲线接带
	2月	备用-运行	否	100.36	按照计划曲线接带	运行	否	99.08	按照计划曲线接带
	3月	运行	否	98.42	按照计划曲线接带	运行-备用-运行-检修	否	99.11	3月有1天未按照计划曲线接带
	4月	运行-备用	否	97.52	按照计划曲线接带	检修	否	0.00	按照计划曲线接带
	5月	备用-运行	否	97.70	按照计划曲线接带	检修	否	0.00	按照计划曲线接带
	6月	运行	否	96.91	按照计划曲线接带	检修-备用-运行	否	99.29	6月有2天未按照计划曲线接带
	7月	运行	否	99.91	按照计划曲线接带	运行	否	99.35	按照计划曲线接带
	8月	运行	否	100.42	按照计划曲线接带	运行	否	100.29	按照计划曲线接带
	9月	运行-检修	否	99.81	按照计划曲线接带	运行-检修-运行	否	99.59	9月有1天未按照计划曲线接带
	10月	检修-运行	否	100.19	按照计划曲线接带	运行	否	101.59	10月有1天未按照计划曲线接带
	11月	运行	否	100.58	11月有4天未按照计划曲线接带	运行	否	100.38	11月有1天未按照计划曲线接带

期间	1号机组					2号机组				
	运行	否	100.90	按照计划曲线接带	运行	否	100.90	按照计划曲线接带		
2023年	12月	运行	否	100.90	按照计划曲线接带	运行	否	100.90	按照计划曲线接带	
	1月	运行	否	99.30	按照计划曲线接带	运行	否	99.46	按照计划曲线接带	
	2月	运行	否	100.49	按照计划曲线接带	运行	否	100.61	按照计划曲线接带	
	3月	运行	否	100.21	按照计划曲线接带	运行	否	100.65	按照计划曲线接带	
	4月	运行-检修	否	100.39	按照计划曲线接带	运行-检修	否	100.41	按照计划曲线接带	
	5月	检修	否	0.00	按照计划曲线接带, 当月检修	检修-备用-运行	否	100.36	按照计划曲线接带	
	6月	检修-运行-非停-检修-备用-运行	是	99.65	6月有1天未按照计划曲线接带	运行	否	99.96	6月有1天未按照计划曲线接带	
	7月	运行	否	102.05	按照计划曲线接带	运行	否	99.21	按照计划曲线接带	
	8月	运行	否	99.29	按照计划曲线接带	运行	否	98.86	按照计划曲线接带	
	9月	运行	否	99.80	按照计划曲线接带	运行	否	100.41	按照计划曲线接带	
	10月	运行	否	99.01	按照计划曲线接带	运行	否	100.33	按照计划曲线接带	
	11月	运行	否	100.96	按照计划曲线接带	运行-非停-运行	是	100.69	11月有1天未按照计划曲线接带	
12月	运行	否	102.35	按照计划曲线接带	运行-非停-运行	是	102.16	12月有1天未按照计划曲线接带		
2024年	1月	运行	否	101.19	按照计划曲线接带	运行	否	101.19	按照计划曲线接带	
	2月	运行	否	101.06	按照计划曲线接带	运行	否	101.02	按照计划曲线接带	
	3月	运行	否	101.02	按照计划曲线接带	运行-备用-检修	否	100.88	按照计划曲线接带	

由上表可知，2022年，1号机组无非计划停运，在11月有4天无法接带申报负荷；2号机组无非计划停运，在3月、9月、11月各有1天无法接带申报负荷，6月有2天无法接带申报负荷。2023年，1号机组6月有1天存在非计划停运；2号机组在11月、12月各有1天存在非计划停运，在6月有1天无法接带申报负荷。2024年1-3月，1号机组、2号机组均无非计划停运，均不存在无法接带情况。

2、3-4号机组

单位：万千瓦

期间	3号机组（2023年11月投产）					4号机组（2023年12月投产）			
	运行情况	是否存在非计划停运	最高负荷	无法接带申报负荷情况说明	运行情况	是否存在非计划停运	最高负荷	无法接带申报负荷情况说明	
2023年	11月	运行-检修	否	101.03	按照计划曲线接带				
	12月	检修-运行	否	101.80	按照计划曲线接带	运行	否	101.19	按照计划曲线接带
2024年	1月	运行-非停-检修-备用-	是	100.89	1月有1天未按照计划曲线接带	运行	否	102.25	按照计划曲线接带

期间		3号机组（2023年11月投产）				4号机组（2023年12月投产）			
		运行							
	2月	运行	否	101.96	按照计划曲线接带	运行-备用-检修-备用-运行	否	102.15	按照计划曲线接带
	3月	运行	否	99.85	按照计划曲线接带	运行	否	100.68	按照计划曲线接带

3-4号机组于2023年11月、12月投产发电，由上表可知，2023年投产发电后，3-4号机组均无非计划停运。2024年1-3月，1号机组1月有1天存在非计划停运；2号机组无非计划停运，不存在无法接带情况。

（二）预计全年可获得容量电费的具体测算过程，对容量电费预测的合理性

2024年1月起，开始实施容量电价机制，本次评估根据机组历史期实际运营情况，并结合机组通常最大带负荷能力，谨慎预测全年容量电费。

本次评估预测常乐公司单个机组分月容量电费情况如下：

单位：万元

期间	4-5月、11-12月	1-3月	7-8月	6月、9-10月份	全年合计
容量电费	5,500	3,871	1,562	3,919	14,852

根据煤电机组最大申报认定及考核实施细则规定的考核认定条款，常乐公司按照每年4-5月、11-12月单机最大申报1,000MW测算，不考虑机组非计划停运因素，可获得容量电费5,500万元；1-3月考虑到机组自身因素，单机均值容量电费3,871万元；6月、9-10月份受环境温度和大风影响，机组最大带负荷能力950MW测算，可获得容量电费3,919万元；7-8月在环境温度高且大风天气下，机组背压和再热气温高，严重影响机组带负荷能力，预计最大接带负荷875MW，极端情况下800MW，而容量电价系统均为日前10点前申报后一日顶峰能力，若出现气象预测不准，机组无法接带申报负荷现象，出现2次考核不合格将扣除当月容量电费的10%；3次考核不合格将扣除当月容量电费的50%；4次考核不合格将扣除当月容量电费的100%。结合以上情况，预计单台机组7、8月份将出现至少2次及以上偏差考核，当月平均容量均按照568MW测算，预计容量电费1,562万元。单个机组全年可获得容量电费14,852万元，即全年最大容量电费收入的90%。

从1-2号机组2022年-2023年的运行情况来看,非计划停运属于偶发性事件。除有计划的检修停运外,每月最高负荷均与机组的额定功率接近。2024年1-6月,常乐公司1-4号机组已获得容量电费31,937.77万元,占按照机组额定功率计算容量电费的比例为96.78%。本次评估按照装机容量的90%预测容量电费,对比历史期实际运行情况来看,本次评估对容量电费预测具有合理性。

四、基于标的资产相关电价的确定模式,结合国家调度中心相关调度情况、北京交易中心交易结果、相关协议约定情况、是否存在调价机制、实际结算电价同协议约定是否存在差异、受电省份基准价、上下浮动比例、历史期实际结算电价变动情况、湖南省用电需求、湖南省相关电力发展规划、宁电入湘工程的装机量与预计输送电量等补充披露预计2024年至2026年1至4号机组电量电价的依据与合理性

(一) 标的资产相关电价的确定模式,结合国家调度中心相关调度情况、北京交易中心交易结果、相关协议约定情况、是否存在调价机制、实际结算电价同协议约定是否存在差异、受电省份基准价、上下浮动比例、历史期实际结算电价变动情况、湖南省用电需求、湖南省相关电力发展规划、宁电入湘工程的装机量与预计输送电量

1、标的资产相关电价的确定模式、国家调度中心相关调度情况、北京交易中心交易结果

标的资产相关电价的确定模式详见本回复“问题三”之“一、容量电价机制建立后,标的资产电价的确定模式,包括但不限于上网电价的组成情况、容量电价的确定过程、1至4号机组电量电价的形成过程、甘肃省电力市场交易情况、预计5至6号机组参与市场交易确定电量电价的具体模式等”。

国家调度中心相关调度情况、北京交易中心交易结果详见本回复“问题二”之“一、详细披露标的资产的经营模式及发电量的确定过程,包括但不限于1至4号机组向湖南送电的模式、国家电力调度中心的调度情况、有权部门下达发电规模计划的具体情况、北京交易中心交易平台交易的具体情况和交易结果、送湖南电的年度签约情况、年度计划送电和月度补充送电电量的确定过程、其他地区送电量的确定过程、双边协商的具体情况、甘肃电力交易中心交易平台交易的

具体情况和交易结果等”。

2、标的资产相关电价的协议约定情况、实际结算电价同协议约定是否存在差异、是否存在调价机制、历史期实际结算电价变动情况、受电省份基准价、上下浮动比例

2022年-2024年,常乐公司与国网湖南省电力有限公司签订的相关协议如下:

序号	协议名称	签订主体	签订年份	关于电价约定的主要内容	实际结算电价同协议约定是否存在差异
1	《2022年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》	国网湖南省电力有限公司、甘肃电投常乐发电有限责任公司	2022年	1、关于2022年1月份电价。2022年1月份常乐电厂送湖南上网电价执行固定价369.36元/兆瓦时。 2、关于2022年2-12月份电价。 (1)双方协商同意,原则上按“基准电价+浮动电价”方式确定常乐电厂送湖南上网电价。其中,基准电价为祁韶直流长期送受电合作协议约定的285元/兆瓦时;浮动电价=甘肃省电力公司月度代理购电火电价格(平段价格,不含高耗能等其他成份,下同)-307.8元/兆瓦时+11.4元/兆瓦时。若甘肃省电力公司当月未开展代理购电火电交易时,按照最近一个月的月度代理购电火电价格计算。 (2)当湖南省电力公司月度代理购电火电价格(平段价格,不含高耗能等其他成份,下同)减去输电费用倒算出的价格与按上述原则计算的常乐电厂当月上网电价的价差<15元/兆瓦时,常乐电厂上网电价=湖南省电力公司月度代理购电火电价格-输电费用-15元/兆瓦时。 (3)当285元/兆瓦时≤甘肃省电力公司月度代理购电火电价格<296.4元/兆瓦时,常乐电厂上网电价保持285元/兆瓦时不变。 (4)当甘肃省电力公司月度代理购电火电价格<285元/兆瓦时,常乐电厂上网电价与甘肃省电力公司月度代理购电火电价格保持一致	否
2	《2023年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》	国网湖南省电力有限公司、甘肃电投常乐发电有限责任公司	2023年	1.双方协商同意,按照“基准电价+浮动机制”原则确定常乐电厂(含#3机、#4机,下同)送湖南年度交易(交易编号2022-1-11-023)的上网电价,具体计算方法如下:(1)常乐电厂上网电价=国网甘肃省电力公司月度代理购电火电价格(平段价格,不含高耗能等其他成份,下同),原则上不超过369.36元/兆瓦时。若国网甘肃省电力公司当月未开展代理购电火电交易时,按照最近一个月的月度代理购电火电价格计算。 (2)当国网湖南省电力有限公司月度代理购电火电价格(平段价格,不含高耗能等其他成份,下同)减去输电费用倒算出的价格与上一步计算的常乐电厂当月上网电价的价差<15元/兆瓦时,则常乐电厂上网电价=国网湖南省电力有限公司月度代理购电火电价格-输电费用-15元/兆瓦时。 2.2023年月度、月内常乐电厂赠送交易价格与年度交易当月上网电价保持一致。	否
3	《2024-2028年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》	国网湖南省电力有限公司、甘肃电投常乐发电有限责任公司	2024年(有效期为自合同签订之日起至2028年12月31日)	1、2024-2025年容量电价标准为165元/千瓦·年(含税),每月结算容量电价根据年容量电价除以12确定;2026年起容量电价标准按国家有关规定另行确定。 2、双方协商同意,按照“基准电价+浮动机制”原则确定乙方送湖南省电量的上网交易电价,按月计算,具体如下:湖南省内燃煤火电中长期交易当月合同电量均价(以下简称湖南煤电均价)大于等于480元/兆瓦时且小于等于496元/兆瓦时,乙方电量电价为320元/兆瓦时;湖南煤电均价小于480元/兆瓦时,乙方电量电价在320元/兆瓦时的基础上按照	否

序号	协议名称	签订主体	签订年份	关于电价约定的主要内容	实际结算电价同协议约定是否存在差异
				湖南煤电均价与 480 元/兆瓦时之差的 320/480 往下浮动；湖南煤电均价大于 496 元/兆瓦时，乙方电量电价在 320 元/兆瓦时的基础上按照湖南煤电均价与 496 元/兆瓦时之差的 320/496 往上浮动；2024 年 1 月乙方电量电价为 320 元/兆瓦时。	

根据相关协议，2022 年-2024 年，常乐公司 1-4 号机组送湖南均存在调价机制，具体模式为“基准电价+浮动机制”。不同期间协议约定的基准电价、上下浮动比例略有调整。常乐公司历史期实际结算电价变动主要系按照协议约定调整，实际结算电价同协议约定不存在差异。

3、湖南省用电需求、湖南省相关电力发展规划、宁电入湘工程的装机量与预计输送电量

详见本回复“问题二”之“三（三）湖南省用电需求及湖南省内发电装机规划”和“三（四）宁电入湘工程的装机量与预计输送电量、对常乐电厂一期工程的影响”。

（二）预计 2024 年至 2026 年 1 至 4 号机组电量电价的依据与合理性

常乐公司 1-4 号机组主要送往湖南电网，根据《2024-2028 年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》约定的电价及 2024 年 1-3 月实际结算电价，综合考虑容量电价和电量电价情况，本次评估按照 0.35 元/千瓦时（含税）预测 1 至 4 号机组 2024 年的综合电价。按照 2024 年综合含税电价 0.35 元/千瓦时计算 2024 年 4-12 月 1-4 号机组的不含税电量电价为 0.2802 元/千瓦时。

考虑到 2025 年湖南火电会有扩建、新建项目陆续投产，火电供给增加，湖南火电装机占比低于全国平均水平的局面预计将得到改善，因此本次评估预测 2025 年综合电价将有所下滑，按照 0.348 元/千瓦时（含税）预测 1-4 号机组 2025 年的综合电价，不含税电量电价为 0.2796 元/千瓦时。

宁夏至湖南±800 千伏特高压直流工程已于 2023 年开工建设，预计在 2025-2026 年投产。2026 年宁电入湘工程开始全年投运，运行稳定后每年将可以向湖南输送电量 360-400 亿千瓦时。考虑到 2026 年宁电入湘工程的投产，湖南供电市场竞争将加剧，因此本次评估预测 2026 年综合电价将呈降价趋势，本次

评估按照 0.34 元/千瓦时（含税）预测 1-4 号机组 2026 年的综合电价，不含税电量电价为 0.2725 元/千瓦时。

综上所述，预计 2024 年至 2026 年 1 至 4 号机组电量电价的依据充分，具有合理性。

五、历史年度甘肃火电 1、2 月份电价与全年结算均价的实际情况，是否存在差异，如是，披露差异原因及本次评估使用 1、2 月份结算均价为基础预测后续价格是否准确合理

（一）历史年度甘肃火电 1、2 月份电价与全年结算均价的实际情况，是否存在差异，如是，披露差异原因

2022 年-2023 年，甘肃火电 1-2 月结算均价（含税）与全年结算均价（含税）情况如下：

单位：元/兆瓦时

期间	1-2 月结算均价	全年结算均价	差异	差异率
2022 年	406.41	405.42	-0.98	-0.24%
2023 年	400.10	400.47	0.38	0.09%

数据来源：甘肃电力 2022-2023 年每月月结算总体情况。

由上表可知，甘肃省火电 2022 年、2023 年每年 1-2 月结算均价与全年结算均价基本一致，差异较小。产生差异的主要原因为年度内电力市场供需关系在各个月份有所差异。

（二）5-6 号机组使用 1、2 月份结算均价为基础预测后续价格是否准确合理的分析

甘肃电力每月结算总体情况统计数据显示，2022-2023 年甘肃火电全年结算均价（含税）分别为 405.42 元/兆瓦时、400.47 元/兆瓦时，根据数据对比分析，2022 年、2023 年每年 1-2 月结算均价和全年结算均价基本持平，因此本次评估 5-6 号机组使用 1-2 月结算均价为基础预测后续价格准确、合理。

六、结合甘肃省历年电价的波动、电力市场交易情况、当地燃煤发电基准价、预计 5 至 6 号机组参与市场交易确定电量电价的具体模式等补充披露在 2024

年 1 至 2 月均价下降 3.5%的情况下预计每年下降 4%的依据及合理性，按 310 元/兆瓦时预测 2025 年电量电价的原因及合理性

(一) 甘肃省历年电价的波动、电力市场交易情况、当地燃煤发电基准价、预计 5 至 6 号机组参与市场交易确定电量电价的具体模式

1、甘肃省燃煤发电基准价的确定

2020 年 1 月 1 日起实施的《国家发展和改革委员会关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658 号）已将燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，基准价按照当地现行燃煤发电标杆上网电价确定。根据国家发展改革委发布的《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093 号）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439 号），要求各地要统筹考虑当地电力系统峰谷差率、新能源装机占比、系统调节能力等因素，合理确定峰谷电价价差，上年或当年预计最大系统峰谷差率超过 40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1；其他地方原则上不低于 3:1；将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制，电力现货价格不受上述幅度限制。

2020 年 5 月，甘肃省发改委、甘肃省工业和信息化厅、甘肃省市场监督管理局、国家能源局甘肃监管办公室联合印发《甘肃省深化燃煤发电上网电价形成机制改革实施方案》指出将现行燃煤发电标杆上网电价机制调整为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按甘肃省燃煤发电标杆上网电价 0.3078 元/千瓦时确定。

根据甘肃省发改委发布的《甘肃省发展和改革委员会关于进一步完善我省分时电价机制的通知》（甘发改价格〔2021〕721 号），参与市场交易的发、用电企业，需签订分时段、带量带价中长期交易合同，体现发、用电曲线特性及分时价格差异；各时段交易申报电价的价差比例不得低于现行目录电价的峰、平、谷价差比例，即高峰时段交易申报价格不低于平段申报价格的 150%、低谷时段申报价格不高于平段申报价格的 50%。参与现货市场的价格不受此浮动比例约束。

《甘肃省 2024 年省内电力中长期年度交易组织方案》中明确燃煤发电峰、谷、平各段交易基准价格为燃煤基准价格乘以峰谷分时系数（峰段系数=1.5，平段系数=1，谷段系数=0.5），各段市场化交易价格在“交易基准价+上下浮动”范围内形成上网电价，上下浮动范围均不超过 20%，高耗能企业与燃煤发电企业市场交易价格不受上浮 20%限制。电力用户与燃煤发电企业交易时均执行国家明确的燃煤发电价格形成机制。

2、2022 年至 2023 年历年按月火电结算价格波动分析

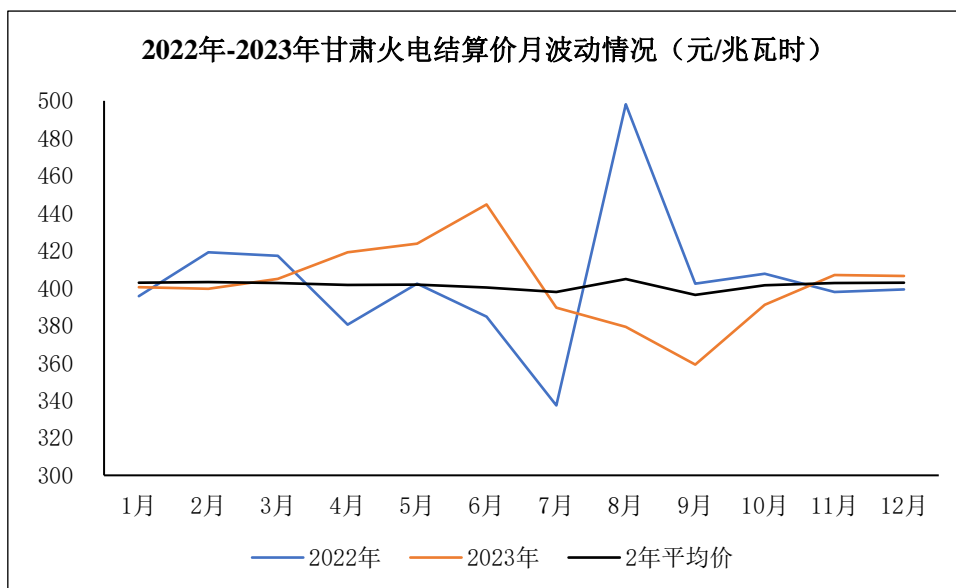
2022 年-2023 年，甘肃省每月火电结算价格（含税）情况如下：

单位：元/兆瓦时

月份	2022 年	2023 年
1 月	395.78	400.53
2 月	419.10	399.65
3 月	417.28	404.88
4 月	380.46	419.18
5 月	402.29	423.82
6 月	384.82	444.66
7 月	337.35	389.53
8 月	498.17	379.23
9 月	402.31	359.14
10 月	407.70	391.04
11 月	397.97	407.00
12 月	399.24	406.50

数据来源：甘肃电力 2022-2023 年每月月结算总体情况。

2022 年-2023 年，甘肃省火电结算价格月波动情况如下图所示：



火电结算价受电力供需形势和燃料价格影响较大，随着煤炭产量增加，2022年下半年煤价逐渐平稳并开始稳步回落，火电结算价格有所稳定；2023年全国煤炭产能继续释放，并恢复澳大利亚进口煤炭，整体煤炭供应宽松，煤价呈下降趋势，火电结算价格整体呈下降趋势。

3、预计5至6号机组参与市场交易确定电量电价的具体模式

预计5至6号机组参与市场交易确定电量电价的具体模式详见本回复“问题三”之“一、容量电价机制建立后，标的资产电价的确定模式，包括但不限于上网电价的组成情况、容量电价的确定过程、1至4号机组电量电价的形成过程、甘肃省电力市场交易情况、预计5至6号机组参与市场交易确定电量电价的具体模式等”。

（二）2024年1至2月均价下降3.5%的情况下预计每年下降4%的依据及合理性，按310元/兆瓦时预测2025年电量电价的原因及合理性

定位为甘肃省内调峰电源的5-6号机组为甘肃省内公网火电机组，将参与甘肃省电力中长期市场交易及现货市场交易。电力市场中，中长期交易能够规避风险，现货交易能够发现价格。甘肃省现货市场结算采用“双偏差”结算方式，分析2021-2023年各年分月分时电价，2022年日前市场>2021年日前市场>2023年日前市场。2022年受供需市场的变化、火电燃煤成本上涨，2022年现货电价高于2021年；2023年供需环境有所缓解，新能源投产增加，现货电价开始下浮；

根据 2024 年 1、2 月现货数据分析，现货电价预计将进一步下降。因此参考分析的 2024 年下降的幅度 3.5%，2025 年谨慎考虑取整按照 4%测算电价下降幅度。

根据甘肃电力每月结算总体情况统计并测算，2022-2023 年甘肃火电全年结算均价（含税）分别为 405.42 元/兆瓦时、400.47 元/兆瓦时，根据数据对比分析，每年 1、2 月份电价基本与全年结算均价同步；2024 年 1-2 月含税结算均价 385 元/兆瓦时（包含容量电费，取整），按照 2024 年 1-2 月结算均价考虑 2024 年的平均结算电价，2024 年预测电价的基础上下降 4%预测 5-6 号机组 2025 年的含税综合电价为 369.60 元/兆瓦时（包含容量电费），考虑到 5-6 号机组在 2025 年第三季度发电，根据同型号机组同期最高负荷水平按照机组的装机容量计算容量电价是合理的，在扣除 2025 年相应的容量电价后测算的 2025 年含税电量电价为 310 元/兆瓦时。

因此，2024 年 1 至 2 月均价下降 3.5%的情况下预计 2024-2026 年每年下降 4%的依据充分、具有合理性，按 310 元/兆瓦时预测 2025 年含税电量电价具有合理性。

七、结合电量电价的形成机制、市场交易情况、评估中对燃料成本的预测情况、历史期电价和燃料成本的关系等补充披露评估中各机组 2026 年以后年度电价按照 2026 年综合电价水平预测的依据与合理性

（一）电量电价的形成机制、市场交易情况

详见本回复“问题三”之“一、容量电价机制建立后，标的资产电价的确定模式，包括但不限于上网电价的组成情况、容量电价的确定过程、1 至 4 号机组电量电价的形成过程、甘肃省电力市场交易情况、预计 5 至 6 号机组参与市场交易确定电量电价的具体模式等”。

（二）燃料成本的预测情况、历史期电价和燃料成本的关系

1、历史电价与燃料成本的关系

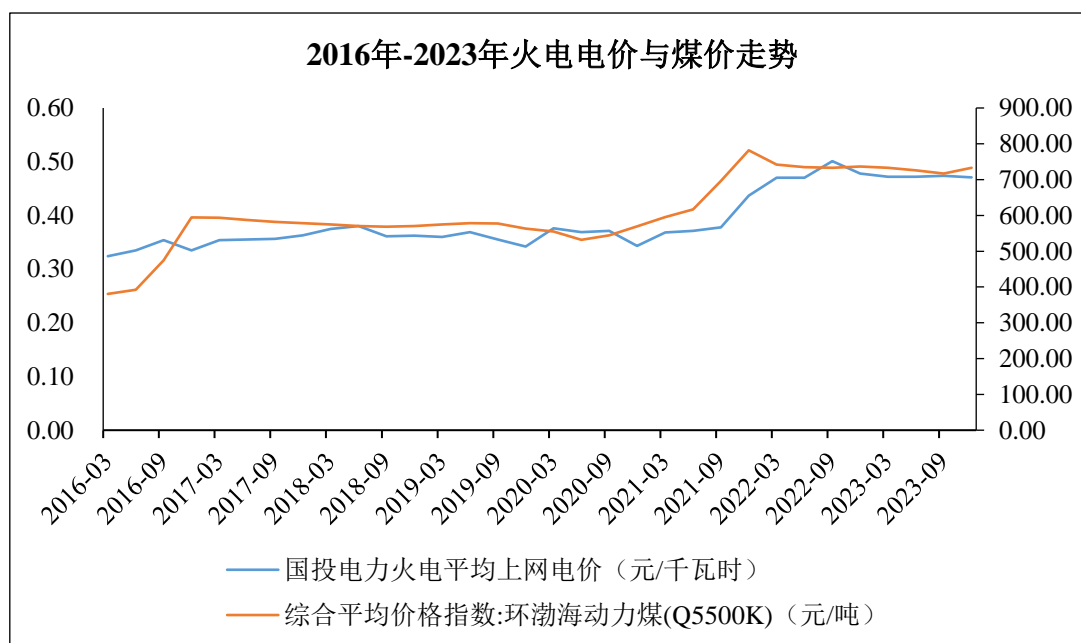
（1）政策层面

2022年2月，国家发改委印发《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303号），规定：“完善煤、电价格传导机制。引导煤、电价格主要通过中长期交易形成。煤炭中长期交易价格在合理区间内运行时，燃煤发电企业可在现行机制下通过市场化方式充分传导燃料成本变化，鼓励在电力中长期交易合同中合理设置上网电价与煤炭中长期交易价格挂钩的条款，有效实现煤、电价格传导……煤炭价格超出合理区间时，充分运用《价格法》等法律法规规定的手段和措施，引导煤炭价格回归合理区间”。

2023年11月，国家发改委及国家能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，通知指出：电量电价通过市场化方式形成，灵敏反映电力市场供需、燃料成本变化等情况。因此从政策层面分析燃料成本是电量电价定价的重要依据，电量电价将反映燃料成本变化情况。

（2）历史数据走势分析

2016年-2023年火电电价与煤价走势情况如下图所示：



资料来源：WIND

由上图可知，历史期火电电价与煤价走势基本一致。

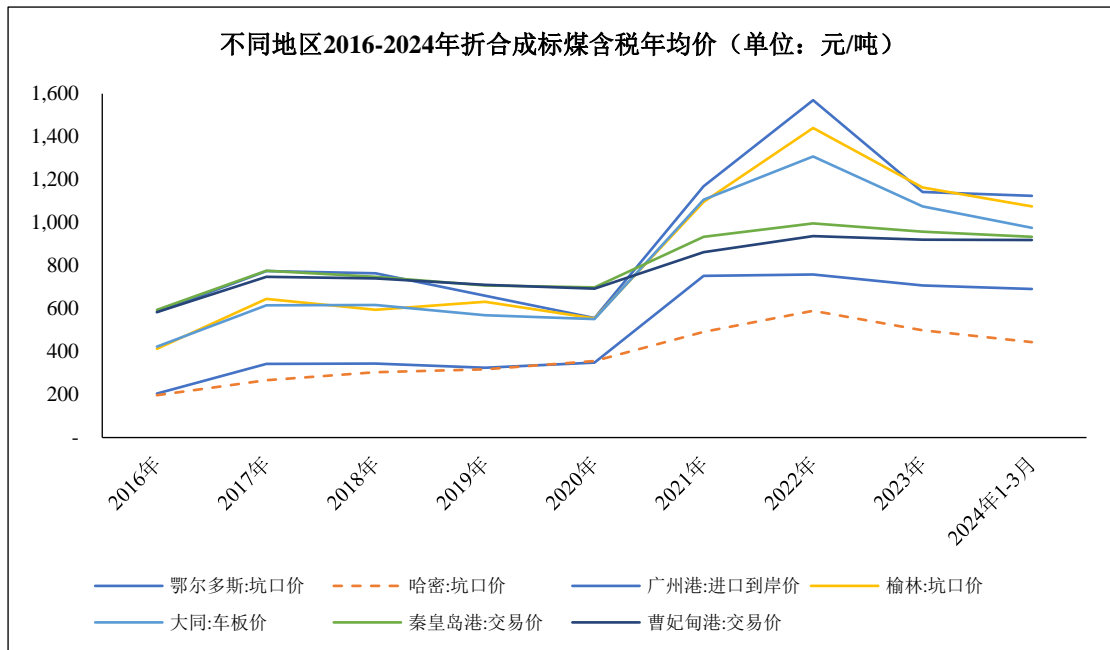
2、燃料成本的预测情况

（1）历史各地区煤炭价格分析

通过 WIND 系统查询到不同地区的煤炭坑口价格，经统计整理后 2016-2024 年折合成标煤含税年均价数据如下：

单位：元/吨

年份	鄂尔多斯：坑口价	哈密：坑口价	广州港：进口到岸价	榆林：坑口价	大同：车板价	秦皇岛港：交易价	曹妃甸港：交易价
2016 年	204.73	197.00	583.71	412.93	423.00	594.19	583.64
2017 年	342.13	266.93	774.09	644.82	615.99	776.84	747.62
2018 年	344.54	303.33	764.77	594.17	616.14	748.15	740.16
2019 年	324.94	317.92	659.75	631.65	568.73	707.03	711.02
2020 年	348.11	356.45	556.07	553.72	551.35	699.30	692.69
2021 年	751.89	492.33	1,168.78	1,095.97	1,107.58	934.79	863.17
2022 年	758.72	589.76	1,569.79	1,440.48	1,307.87	996.41	937.30
2023 年	707.83	498.63	1,143.13	1,163.12	1,075.69	957.26	920.48
2024 年 1-3 月	691.44	443.33	1,124.96	1,075.45	975.95	933.46	919.07



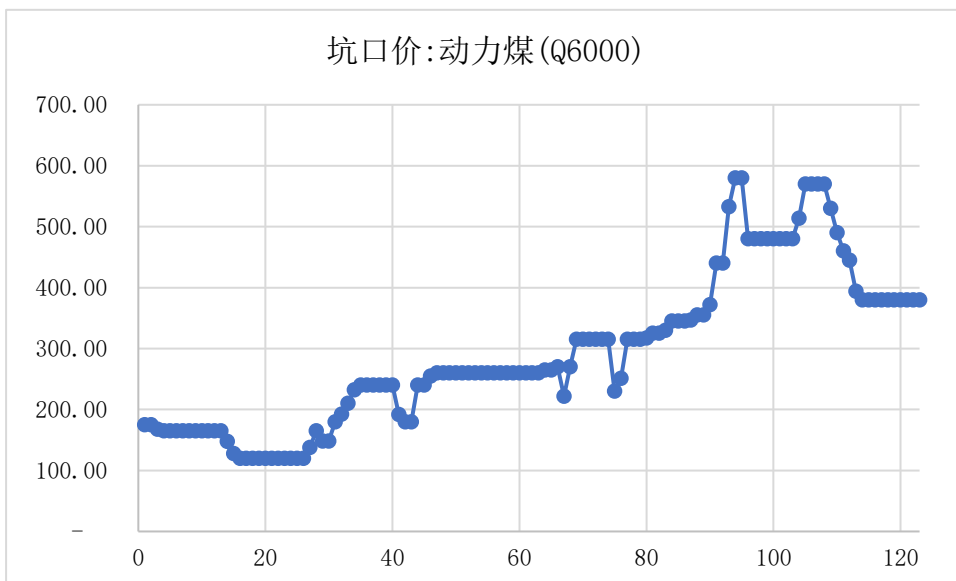
从上表可以看出哈密动力煤的坑口价格最低，同比年份价格波动最小，新疆煤的煤炭埋藏浅、厚度大、煤层多、地质构造简单，开采深度 300m 以内的浅层煤炭资源量高达 2,500 亿吨，开采成本较低，导致坑口价低。另外，出疆铁路运输以兰新线为主，南北分别有库格线以及临哈线。因此离新疆近，新疆煤可以用低成本优势弥补运费，在价格上甚至还能处于优势。但是随着运距增加，疆煤的

低成本优势将逐渐缩小甚至消失。距经济发达地区的运距较远，运费较高造成动力煤价格竞争力较弱。

(2) 新疆煤炭历史价格分析

常乐公司燃煤主要采购自新疆哈密，新疆哈密煤炭历史价格如下图所示：

单位：元/吨（含税）



上表中数据为新疆哈密 2014 年 2 月至 2024 年 4 月之间 123 个月的月均价格走势，数据来源：WIND

对于煤矿煤炭出矿价变化情况，新疆煤炭市场与国内煤炭市场价格变化趋势基本一致，从长期来看，煤价总体呈现震荡上涨趋势。

近年来，煤价主要波动为 2021 年 10 月份煤价上涨。2022 年逐渐平稳并开始回落，2023 年煤价整体呈下降趋势。进入 2023 年以来，煤炭市场整体供应相对宽松，煤炭价格呈震荡下行走势。煤炭企业扎实推进煤炭增产保供工作，煤炭产能继续释放，煤炭产量同比较快增长，煤炭进口大幅增长，煤炭供应比较充足，市场供需形势持续改善，煤炭市场价格弱势下行。2023 年下半年，国内动力煤供大于需的基本面未有改变，我国经济面对煤炭需求仍有支撑但有所减弱，不过在迎峰度夏期间，煤炭有季节性需求释放，煤价小幅修复性回弹是正常，但用电需求在迎峰度夏结束后回落，动力煤重回供需偏宽格局，预计煤价运行区间保持整体下行。煤炭回归到从前的季节性波动行情市场，不暴涨暴跌为主要表现，核心是保持能源产业链的稳定性，为后端产业提供保障。

新疆煤出疆分为火车运输及汽车运输，火车运费为国铁货运收费，费用近几年无变化，汽车运费按照夏季、冬季火电厂用煤需求同步波动，全年平均运费近几年基本一致。常乐公司地处于酒泉市瓜州县柳沟工业园区，距离新疆哈密市400公里，火车专用线接引至柳沟车站，地理位置处于出疆第一站，运输方便，新疆煤炭价格较内地市场价格低，且常乐公司同比河西地区其他火电厂距离新疆更近，运费较低，整体出矿价一致的情况下，一票到厂的原煤价格较低，燃料成本上更具优势。

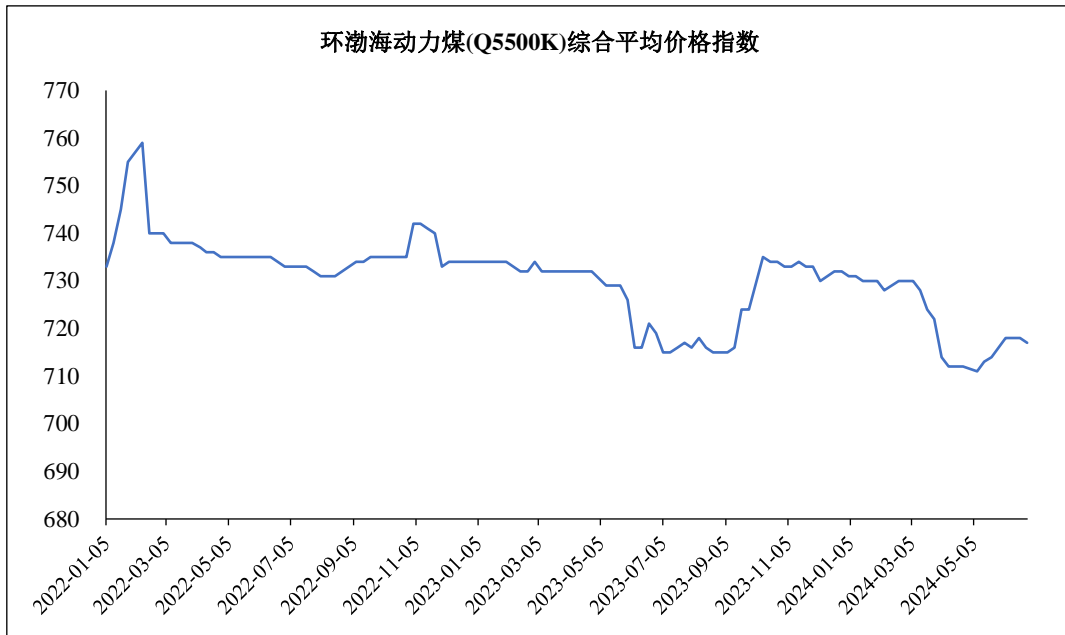
主要燃煤供应商 2022 年至 2024 年 3 月价格走势如下：

单位：元/吨

煤种	2022 年	2023 年	2023 年较 2022 年降低	2024 年 1-3 月	2024 年 1-3 月较 2023 年降低
潞安	679.00	623.50	55.50	539.92	83.58
石头梅	588.25	524.50	63.75	485.92	38.58
广汇	517.00	480.33	36.67	484.66	-4.33
红沙泉	510.95	480.64	30.31	433.05	47.59
黑眼泉	506.90	463.00	43.90	-	-
将二矿	526.79	437.79	89.00	363.51	74.28
天宝	185.50	212.42	-26.92	193.57	18.85

(3) 预测期煤炭价格分析

根据 WIND 数据，2022 年-2024 年 6 月，环渤海动力煤（Q5500K）煤价走势情况如下图所示：



本次评估预测常乐公司 2024 年-2027 年标煤不含税采购单价如下：

单位：元/吨

项目	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年
标煤不含税单价	549.52	549.02	569.00	574.00

本次评估预测常乐公司 2024 年燃料成本（标准煤）保持在 549 元/吨左右，主要分析如下：2021 年 10 月份以来电力供应紧张且进口煤受限，整体电煤市场紧张，导致 2021 年煤价在冬季需求量大时，煤价大涨。随着煤炭产量增加，2022 年下半年煤价逐渐平稳并开始稳步回落；2023 年全国煤炭产能继续释放，并恢复澳大利亚进口煤炭，整体煤炭供应宽松，煤价呈下降趋势。2024 年煤炭产能基本维持，进口煤预计有所增加，市场供应将呈现宽松状态，煤炭价格整体趋势与 2023 年相近，但价格较 2023 年仍有降低。

2025 年在整体煤价稳中偏强运行的情况下预计常乐公司煤炭采购价格稳定，与 2024 年基本持平。

2026 年随着常乐 2×1,000MW 扩建机组及张掖电厂 2×1,000MW 扩建机组全面投产，用煤量增加，且机组调试期对优质煤源的需求较高，5-6 号机组的入炉煤价高于 1-4 号机组的平均入炉煤价。同时从 2026 年开始，随着河西新能源大基地会有火电机组陆续建成投产，河西地区用煤量将增加，且宁夏及新疆地区也有火电机组陆续建成投产，宁夏地区煤源主要为内蒙地区和新疆地区煤炭。

2026 年在河西区域、宁夏区域及新疆本地煤炭需求量大幅增加的情况下，新疆煤炭供应量也将明显增大，预计煤炭价格将偏强运行，因此本次评估预计 2026-2027 年常乐公司采购的煤炭价格呈波动上涨趋势。

2027 年煤炭市场达到平衡后常乐公司采购的煤炭价格将保持稳定，主要分析如下：2024 年 4 月，国家发改委、国家能源局发布《关于建立煤炭产能储备制度的实施意见》，提出到 2027 年，初步建立煤炭产能储备制度，有序核准建设一批产能储备煤矿项目，形成一定规模的可调度产能储备；到 2030 年形成 3 亿吨/年左右的可调度产能储备。产能储备煤矿的设计产能包含常规产能和储备产能两部分，其中储备产能是用于调峰的产能，应急状态下按国家统一调度与常规产能同步释放，实现煤矿“向上弹性生产”。在煤炭供需情况急剧变化的情况下，储备产能可以快速释放，有效提升煤炭应急保障能力，发挥煤炭资源的兜底保障作用。同时，产能储备煤矿要严格履行煤炭保供稳价责任，按照有关要求签订电煤中长期合同，有助于保障煤电发挥支撑调节作用。另一方面，新疆煤炭资源丰富，预测储量达 2.19 万亿吨，占全国预测总量的 40%，2023 年原煤产量 4.57 亿吨，增长 10.7%，新增煤炭产能 6,257 万吨。常乐公司临近的新疆哈密不仅是疆煤外运的重要通道城市，且哈密市本身煤炭资源储量大、品种多、易开采，预测资源量 5,708 亿吨，有利于常乐公司稳定煤炭采购价格。本次评估预计随着煤炭产能储备制度的实施，常乐公司区位优势发挥，在 2027 年煤炭市场达到平衡后常乐公司采购的煤炭价格将保持稳定。

（三）评估中各机组 2026 年以后年度电价按照 2026 年综合电价水平预测的依据与合理性

1、1-4 号机组 2026 年以后年度电价按照 2026 年综合电价水平预测的依据与合理性

根据《湖南省新型电力系统发展规划纲要》，湖南省为全国能源保供重点区域，电力保供长期存在较大压力。从消费侧看，湖南省人均能源消费、人均用电量远低于全国平均水平，电力消费增长潜力巨大。从供给侧看，湖南省火电占比低且老旧机组占比高，水电基本不具备调节能力，新能源难以形成可靠电力支撑，入湘直流配套电源建设滞后，外电顶峰能力不足。湖南电煤运输成本全国最高，

从长期来看，湖南省能源对外依存度居高不下。此外，《湖南省发展和改革委员会关于贯彻落实煤电容量电价机制有关事项的通知》（湘发改价调〔2023〕878号）提出：“为引导我省煤电电量中长期交易电价合理反映燃料成本变化，建立煤电电量中长期交易市场参考价发布制度”，随着我国电力市场化建设进程不断推进，燃料价格长期持续上涨会增加电力生产的成本，从而导致电价的上升。因此本次评估在预计2024年4-12月、2025年、2026年、2027年燃料成本总体持续上涨的前提下，燃料价格将对电量电价产生有利影响。谨慎分析本次评估对于1-4号机组2026年以后年度按照2026年综合电价水平考虑。

2、5-6号机组2026年以后年度电价按照2026年综合电价水平预测的依据与合理性

定位为甘肃省内调峰电源的5-6号机组为甘肃省内公网火电机组，将参与甘肃省电力中长期市场交易及现货市场交易。电力市场中，中长期交易能够规避风险，现货交易能够发现价格。甘肃省现货市场结算采用“双偏差”结算方式，分析2021-2023年各年分月分时电价，2022年日前市场>2021年日前市场>2023年日前市场。2022年受供需市场的变化、火电燃煤成本上涨，2022年现货电价高于2021年；2023年供需环境有所缓解，新能源投产增加，现货电价开始下浮；根据2024年1、2月现货数据分析，现货电价预计将进一步下降。

根据甘肃电力每月结算总体情况统计并测算，2021-2023年甘肃火电全年结算均价（含税）分别为308元/兆瓦时、405元/兆瓦时、400元/兆瓦时，根据数据对比分析，每年1、2月份电价基本与全年结算均价同步；2024年1-2月含税结算均价385元/兆瓦时（包含容量电费，取整），同比下降3.5%（取整），预计2024年甘肃省电价将出现下降。因5-6号机组2025年属于设备调试期，所以2025年不计算容量电价，本次评估按照310元/兆瓦时预测2025年含税电量电价。按照2025年含税电量电价310元/兆瓦时计算2025年5-6号机组的不含税电量电价为274.33元/兆瓦时。按照2024年甘肃省全年含税结算均价385元/兆瓦时每年保持下降4%速率测算，预计到2026年市场竞争充分后，全国统一电力市场体系初步建成，电量电价将趋于稳定，以容量电价反映固定成本，以电力辅助服务提供合理收益，含税电价将保持354.81元/兆瓦时左右，因此本次评估按354.81

元/兆瓦时预测 5-6 号机组 2026 年含税综合电价，不含税的电量电价为 279.47 元/兆瓦时。

电量电价的形成受到多种因素的影响，其中主要受供需关系及燃料价格的影响较大。随着国家建立全国电力统一大市场的提速，大范围的电力资源优化配置将进一步完善，让电力现货发现价格，中长期交易规避风险的作用愈发凸显。《湖南省发展和改革委员会关于贯彻落实煤电容量电价机制有关事项的通知》（湘发改价调〔2023〕878 号）提出：“为引导我省煤电电量中长期交易电价合理反映燃料成本变化，建立煤电电量中长期交易市场参考价发布制度”，从长期来看，随着我国电力市场化建设进程不断推进，燃料价格长期持续上涨会增加电力生产的成本，从而导致电价的上升，因此本次评估在预计 2024 年 4-12 月、2025 年、2026 年、2027 年燃料成本总体持续上涨的前提下，燃料价格将对电量电价产生有利支撑。谨慎分析本次评估对 5-6 号机组 2026 年以后年度按照 2026 年综合电价水平考虑。

综上，评估中各机组 2026 年以后年度电价按照 2026 年综合电价水平预测的依据充分，具有合理性。

八、基于前述内容，结合截至回函日实际电价情况补充披露评估中电价相关预测依据是否充分，预测参数是否准确、谨慎，评估结果是否公允，本次交易是否符合《重组办法》第十一条的规定

（一）截至回函日实际电价情况

常乐公司 1-4 号机组 2024 年 1-6 月含税平均综合电价情况如下：

项目	2024 年 1-6 月合计
结算电量（兆瓦时）	8,418,551.13
结算电费（万元）	303,318.73
含税平均综合电价（元/兆瓦时）	360.30

注：以上数据未经审计。

本次评估预测常乐公司 2024 年含税综合电价为 349.56 元/兆瓦时（其中送湖南含税综合电价为 350.00 元/兆瓦时），常乐公司 2024 年 1-6 月实际含税平均综合电价为 360.30 元/兆瓦时。本次评估预测常乐公司 2024 年含税综合电价低于

2024 年上半年实际含税平均综合电价，本次评估具有谨慎性。

（二）评估中电价相关预测依据是否充分，预测参数是否准确、谨慎，评估结果是否公允，本次交易是否符合《重组办法》第十一条的规定

国网湖南省电力有限公司与常乐公司签订的《2024-2028 年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》显示，按照“基准电价+浮动机制”原则确定乙方（常乐公司）送湖南省电量的上网交易电价，按月计算，具体如下：1、湖南省内燃煤火电中长期交易当月合同电量均价（以下简称湖南煤电均价）大于等于 480 元/兆瓦时且小于等于 496 元/兆瓦时，乙方（常乐公司）电量电价为 320 元/兆瓦时；2、湖南煤电均价小于 480 元/兆瓦时，乙方（常乐公司）电量电价在 320 元/兆瓦时的基础上按照湖南煤电均价与 480 元/兆瓦时之差的 320/480 往下浮动；3、湖南煤电均价大于 496 元/兆瓦时，乙方（常乐公司）电量电价在 320 元/兆瓦时的基础上按照湖南煤电均价与 496 元/兆瓦时之差的 320/496 往上浮动；4、2024 年 1 月乙方（常乐公司）电量电价为 320 元/兆瓦时。

2024 年 1-6 月份湖南省内燃煤火电中长期交易当月合同电量均价均在 480 元/兆瓦时与 496 元/兆瓦时之间，因此 2024 年 1-6 月份每月的电量电价均为 320 元/兆瓦时。本次评估常乐公司一期 1-4 号机组 2024 年预测的送湖南电量电价为 317.98 元/兆瓦时，略低于 2024 年 1-6 月实际按月结算的电量电价。从 2024 年 1-6 月份实际电价情况分析，本次评估预测的电量电价是合理谨慎的。

综上，本次评估中电价相关预测依据充分，预测参数准确、谨慎，评估结果公允，本次交易符合《重组办法》第十一条规定。

九、补充披露情况

上市公司已在《甘肃电投能源发展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报告书（草案）（修订稿）》之“第四节 标的公司基本情况”之“七、主营业务发展情况”之“（五）主要业务经营模式”与“第六节 标的资产评估情况”之“三、收益法评估具体情况”之“（七）收益法评估其他说明”处补充披露了相关内容。

十、中介机构核查情况

（一）核查程序

评估师主要执行了如下核查程序：

1、查阅《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）、《湖南省发展和改革委员会关于贯彻落实煤电容量电价机制有关事项的通知》（湘发改价调〔2023〕878号）等相关政策文件以及标的公司与国网湖南省电力有限公司签署的年度价格协议，访谈标的公司销售部门负责人，核查标的公司电量电价与容量电价的确定机制；查阅甘肃电力市场结算总体情况，核查容量电价机制建立后甘肃省电力市场交易情况；访谈标的公司销售部门负责人，核查标的公司5至6号机组参与市场交易确定电量电价的具体模式。

2、了解常乐公司1至4号机组向各地区送电量情况，查阅《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）、《湖南省发展和改革委员会关于贯彻落实煤电容量电价机制有关事项的通知》（湘发改价调〔2023〕878号）等相关政策文件，核查常乐公司1至4号机组执行湖南容量电价的依据与合理性。

3、查阅了常乐公司历史期各机组的运行情况，了解历史期月平均最高负荷情况，分析容量电费测算的合理性。

4、查阅了常乐公司1-4号机组送湖南的历史期结算单、相关协议。

5、查阅了甘肃电力2022年-2023年每月结算总体情况，分析1-2月结算电价与全年结算电价的差异。

6、查阅了甘肃省发改委等部门印发的相关政策，查阅了甘肃电力2022年-2023年每月结算总体情况，分析了甘肃火电结算价格波动情况。

7、查阅了容量电价相关政策文件，查阅了WIND披露的相关煤价、电价数据。

8、查阅了常乐公司2024年1-6月结算单，分析评估关于电价预测的合理性。

（二）核查意见

经核查，评估师认为：

1、容量电价机制建立后，标的资产电价执行容量电价和电量电价的“两部制”电价政策。容量电价根据国家发改委、国家能源局发布的《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）中省级电网煤电容量电价表进行确定，常乐公司1至4号机组电量电价按照“基准电价+浮动机制”由常乐公司与国网湖南省电力有限公司通过协议协商确定；常乐公司5至6号机组定位为甘肃省内调峰电源，投运后将参与甘肃省电力中长期市场交易及现货市场交易，中长期电量电价由购售双方按照“基准电价+浮动机制”协商确定，剩余电量参与甘肃省现货交易，现货交易电量电价按照市场供需情况确定。

2、常乐公司4×1,000MW火电项目为甘肃河西走廊清洁能源基地±800kV特高压祁韶直流输电工程配套调峰电源，报告期内主要通过祁韶±800kV直流外送湖南电网。根据《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）、《湖南省发展和改革委员会关于贯彻落实煤电容量电价机制有关事项的通知》（湘发改价调〔2023〕878号）等相关政策规定，常乐公司1至4号机组执行湖南容量电价具备合理性。

3、本次评估按照装机容量的90%预测容量电费，对比历史期实际运行情况来看，本次评估预测的容量电费是谨慎合理的。

4、预计2024年至2026年1至4号机组电量电价的依据充分，具有合理性。

5、本次评估5-6号机组使用1、2月份结算均价为基础预测后续价格准确、合理。

6、2024年1至2月均价下降3.5%的情况下预计2024-2026年每年下降4%的依据充分、具有合理性，按310元/兆瓦时预测2025年含税电量电价具有合理性。

7、评估中各机组2026年以后年度电价按照2026年综合电价水平预测的依据充分，具有合理性。

8、本次评估中电价相关预测依据充分，预测参数准确、谨慎，评估结果公允，本次交易符合《重组办法》第十一条规定。

问题四

申请文件显示：（1）本次交易对常乐公司 100%股权分别采用收益法和资产基础法进行评估，最终选用收益法评估结果作为本次评估结论。截至评估基准日，常乐公司 100%股权收益法评估值为 115.57 亿元，增值率 159.74%；（2）在确定标的资产无财务杠杆 βU 时，选取 3 家可比上市公司的均值作为本次评估参数，在交易定价公允性分析、毛利率对比分析、期间费用分析时，将标的资产数据分别同 24、28、28 家可比上市公司对比；（3）评估中，将企业特定风险调整系数确定为 3%；（4）燃煤为标的资产采购的主要原材料，标的资产根据年度发电计划编制燃煤采购计划，与供应商签订电煤年度采购合同，锁定供货量，当市场行情发生重大变化时，协商调整价格并签订补充协议；（5）标的资产主要向哈密地区采购燃煤，报告期内标的资产煤炭平均采购单价为 374.24 元/吨、367.16 元/吨、360.12 元/吨，评估中预计标的资产 2024 年燃料成本为 549 元/吨，2025 年煤炭采购价格稳定，2026 至 2027 年称波动上涨趋势；（6）评估中预测结合厂用及线损电率情况，预计标的资产 2024-2029 年综合供电煤耗小于 300 克/千瓦时；（7）评估中根据企业历史数据对水资源费、材料费进行预测；（8）评估中预计 2026 年开始产生的多余灰渣将不在灰场中进行填埋，需要另外支付处理费；（9）评估中根据历史年度、企业规划未来的平均工资水平，对未来年度职工薪酬进行预测；（10）报告期各期，标的资产的毛利率分别为 24.86%、30.51%、36.52%，预测期内，标的资产的预计毛利率分别为 24.78%、26.17%、22.78%和 21.84%。

请上市公司补充披露：（1）企业特定风险调整系数的具体预测过程，相关参数选取的依据与合理性，同类似交易是否存在差异；（2）结合报告期内标的资产燃料成本、煤炭采购单价、哈密煤炭坑口价的波动情况，同供应商协商调整价格的具体情况，燃煤现货及期货市场价格等补充披露预计标的资产 2024 年燃料成本为 549 元/吨的依据与合理性，2025-2027 年燃料成本的具体预测价格、依据及合理性；（3）结合各机组不同运营阶段历史煤耗波动情况补充披露对各机组煤耗预测的合理性与准确性；（4）对水资源费、材料费的预测情况，并结合历史数据、历史年度单耗情况、机组在不同运营阶段对水资源及材料单耗的影响等补充披露预测的合理性与准确性；（5）对未来年度职工薪酬预测的具体

情况，并结合标的资产现有人员情况、未来人员规划、机组投产运营情况、当地工资增幅等补充披露对职工薪酬预测是否准确、合理。

请上市公司补充说明：（1）选取 3 家公司确定无财务杠杆 βU 的具体依据、标准和方法，是否客观、全面、公正；（2）预计 2026 年开始产生的多余灰渣不在灰场中填埋的原因，及预测固废处理费的具体情况，并说明预测的准确性与合理性；（3）预测期毛利率较报告期存在差异的具体原因及合理性；（4）结合截至回函日标的资产的经营业绩、同收益法评估预测是否存在差异补充说明评估相关预测依据是否充分，预测参数是否准确、谨慎，评估结果是否公允，本次交易是否符合《重组办法》第十一条的规定。

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、上市公司补充披露

（一）企业特定风险调整系数的具体预测过程，相关参数选取的依据与合理性，同类似交易是否存在差异

1、企业特定风险调整系数的具体预测过程，相关参数选取的依据与合理性

本次评估参考《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》及《监管规则适用指引——评估类第 1 号》相关要求测算企业特定风险调整系数。特定风险报酬率表示被评估企业自身特定因素导致的非系统性风险的报酬率，本次评估在对企业的规模、对终端客户依赖及所处经营阶段因素进行综合分析的基础上，根据经验判断确定。具体分析过程如下：

（1）企业规模因素分析

本次选取的可比上市公司分别为宝新能源（000690.SZ）、赣能股份（000899.SZ）及内蒙华电（600863.SH），2023 年可比上市公司与被评估单位的总资产规模及总收入规模数据如下：

单位：亿元

项目	2023 年末总资产	2023 年总收入
----	------------	-----------

项目		2023 年末总资产	2023 年总收入
可比上市公司	宝新能源	208.07	102.75
	赣能股份	136.49	70.89
	内蒙华电	394.79	225.25
	平均	246.45	132.96
标的公司	常乐公司	132.89	43.27

从上述企业总资产规模及总收入规模数据来看，最近一个会计年度常乐电厂的总资产规模及总收入规模均要小于可比上市的平均总资产规模及总收入规模，因此标的公司在企业规模因素上的风险要高于可比上市公司。因此评估人员认为有必要做适当的规模报酬调整。根据比较和判断结果，评估人员认为追加 1% 的规模因素风险报酬率是合理的。

(2) 对终端客户依赖因素分析

标的公司 1-4 号机组为祁韶直流配套火电机组，终端消费市场主要在湖南，因此对湖南终端消费市场的依赖度较高。评估人员认为有必要做适当的终端客户依赖因素报酬调整。根据比较和判断结果，评估人员认为追加 1% 的终端客户依赖因素风险报酬率是合理的。

(3) 所处经营阶段因素分析

截至评估基准日，标的公司的二期工程 5-6 号机组（200 万千瓦）仍处于建设期，该项目占常乐公司全部装机规模的 33%，占比较高，项目建设时间长，预计在 2025 年下半年才能建成投产。因此标的公司在所处经营阶段因素上的风险要高于可比上市公司，评估人员认为有必要做适当的所处经营阶段因素报酬调整。根据比较和判断结果，评估人员认为追加 1% 的所处经营阶段因素风险报酬率是合理的。

2、同类似交易是否存在差异

经查询 2017 年以来完成的上市公司发行股份购买火电（煤电）资产最终采用收益法评估的可比交易案例，可比交易案例企业特定风险调整系数对比情况如下：

上市公司	火电标的	评估基准日	预测装机容量	企业特定风险
上海电力 (600021.SH)	滨海火电	2016/08/31	2×1,000MW	1.00%
京能电力 (600578.SH)	赤峰能源	2015/12/31	300MW	4.00%
	上都发电	2015/12/31	4×600MW	5.00%
	上都第二发电	2015/12/31	2×660MW	5.00%
平均值				3.75%
常乐公司		2024/03/31	6×1,000MW	3.00%

根据上表数据，可比交易案例企业特定风险系数在 1.00%和 5.00%之间，算术平均值为 3.75%。标的公司企业特定风险系数为 3.00%，略低于可比交易案例平均值，主要系标的公司预测装机容量高于可比交易案例。标的公司企业特定风险系数处于可比交易案例范围之内，与可比交易案例相比，不存在重大差异。

因此，企业特定风险调整系数相关参数选取的依据充分、具有合理性，同类似交易不存在重大差异。

(二) 结合报告期内标的资产燃料成本、煤炭采购单价、哈密煤炭坑口价的波动情况，同供应商协商调整价格的具体情况，燃煤现货及期货市场价格等补充披露预计标的资产 2024 年燃料成本为 549 元/吨的依据与合理性,2025-2027 年燃料成本的具体预测价格、依据及合理性

1、报告期内标的资产燃料成本、煤炭采购单价、哈密煤炭坑口价的波动情况，

详见本回复“问题三”之“七、结合电量电价的形成机制、市场交易情况、评估中对燃料成本的预测情况、历史期电价和燃料成本的关系等补充披露评估中各机组 2026 年以后年度电价按照 2026 年综合电价水平预测的依据与合理性”。

2、同供应商协商调整价格的具体情况，燃煤现货及期货市场价格

报告期各期，常乐公司前五大供应商协商调整价格情况如下：

序号	供应商名称	采购金额 (万元)	占比	协商调整价格模式
2024 年 1-3 月				
1	新疆哈密三塘湖能源开发建设有限责任公司	18,623.24	21.73%	年度协议约定参考价。根据市场变化双方月度议价，定价如有变更以双方签订的补充协议为准。
	新疆能源（集团）哈密煤炭运	13,617.56	15.89%	

序号	供应商名称	采购金额 (万元)	占比	协商调整价格模式
	销有限公司			
	小计	32,240.80	37.61%	
2	潞安新疆煤化工(集团)有限公司	8,861.95	10.34%	年度协议约定价格,如遇国家铁路运费或煤炭价格调整以双方签订补充协议为准
3	窑街煤电集团有限公司	5,128.86	5.98%	年度协议约定价格。如因国家政策调控要求或市场发生重大变化时,买卖双方可按照政策要求及市场实际,协商调整合同价格,以书面形式确认
	窑街煤电集团酒泉天宝煤业有限公司	1,770.14	2.07%	
	小计	6,898.99	8.05%	
4	新疆天池能源销售有限公司	6,255.93	7.30%	年度协议约定价格。如因国家政策调控要求或市场发生重大变化时,买卖双方可按照政策要求及市场实际,协商调整合同价格,以书面形式确认
5	巴里坤鑫晟源煤炭商贸有限责任公司	5,481.92	6.40%	按月签订协议并约定价格
合计		59,739.59	69.69%	——
2023 年度				
1	新疆哈密三塘湖能源开发建设有限责任公司	65,976.20	25.81%	年度协议约定价格。如因国家政策调控要求或市场发生重大变化时,买卖双方可按照政策要求及市场实际,协商调整合同价格,以书面形式确认
2	瓜州广汇能源经销有限公司	46,242.55	18.09%	年度协议约定合同价。如因国家政策调控要求或市场发生重大变化时,买卖双方可按照政策要求及市场实际,协商调整合同价格,以书面形式确认
3	潞安新疆煤化工(集团)有限公司	27,656.17	10.82%	年度协议约定严格按照地方人民政府和有关部门明确的价格合理区间,经买卖双方友好协商按月确定价格。如因国家政策调控要求时,买卖双方可按照政策要求调整合同价格,以书面形式确认。
4	窑街煤电集团酒泉天宝煤业有限公司	25,680.81	10.04%	年度协议约定价格。如因国家政策调控要求或市场发生重大变化时,买卖双方可按照政策要求及市场实际,协商调整合同价格,以书面形式确认
5	甘肃省陇能煤炭物流有限公司	23,123.88	9.04%	年度协议约定价格。如因国家政策调控要求或市场发生重大变化时,买卖双方可按照政策要求及市场实际,协商调整合同价格,以书面形式确认
合计		188,679.62	73.80%	——
2022 年度				
1	瓜州广汇能源经销有限公司	98,281.68	45.64%	年度协议约定双方根据市场行情确定价格,另行签订煤炭购销新合同
2	天津利诚供应链管理有限公司	19,713.80	9.16%	年度协议约定双方根据市场行情确定价格,另行签订煤炭购销新合同
3	窑街煤电集团酒泉天宝煤业有限公司	19,126.01	8.88%	年度协议约定根据煤炭市场行情,双方协商确定供需价格
4	潞安新疆煤化工(集团)有限公司	16,938.61	7.87%	年度协议约定价格。如遇国家铁路运费或煤炭价格调整以双方签订补充协议为准
5	新疆国合能源有限责任公司	12,508.12	5.81%	年度协议约定双方根据市场行情确定价格,另行签订煤炭购销新合同
合计		166,568.21	77.36%	——

注:巴里坤鑫晟源煤炭商贸有限责任公司与标的公司 2023 年年底建立合作,尚未签订年度采购合同。

常乐公司主要从事火力发电业务,采购的主要原材料为燃煤。其根据年度发电计划编制燃煤采购计划,与供应商主要通过签订电煤年度采购合同,锁定供货

量，当市场行情发生重大变化时，协商调整价格并签订补充协议。因此，常乐公司采购煤炭价格根据市场行情按需签订。报告期内，常乐公司不存在通过期货市场采购燃煤的情况。

3、预计标的资产 2024 年燃料成本为 549 元/吨的依据与合理性，2025-2027 年燃料成本的具体预测价格、依据及合理性

预计标的资产 2024 年燃料成本为 549 元/吨及 2025-2027 年燃料成本的具体预测价格、依据详及合理性见本回复“问题三”之“七、结合电量电价的形成机制、市场交易情况、评估中对燃料成本的预测情况、历史期电价和燃料成本的关系等补充披露评估中各机组 2026 年以后年度电价按照 2026 年综合电价水平预测的依据与合理性”之“（二）燃料成本的预测情况、历史期电价和燃料成本的关系”之“2、燃料成本的预测情况”。

根据上述分析，预计标的资产 2024 年燃料成本为 549 元/吨、2025-2027 年燃料成本的具体预测价格依据充分、具有合理性。

（三）结合各机组不同运营阶段历史煤耗波动情况补充披露对各机组煤耗预测的合理性与准确性

1、各机组不同运营阶段历史煤耗波动情况

2022 年、2023 年、2024 年 1-3 月，常乐公司各机组发电煤耗情况如下：

单位：克/千瓦时

期间	1 号机组	2 号机组	3 号机组	4 号机组
2022 年	287.11	286.28	-	-
2023 年	284.83	285.66	305.02	299.89
2024 年 1-3 月	278.85	277.80	281.22	283.48

常乐公司 1-2 号机组于 2020 年下半年投产，经过 1 年多的运行调整试验及机组消缺，2022 年及以后 1-2 号机组发电煤耗较为稳定。2023 年考虑 3-4 号机组是投产后的首个运行年份，机组性能在磨合期，通过真空泵冷却水源改造、凝结水泵变频深度节能等措施有效降低了发电煤耗。

2、对各机组煤耗预测的合理性与准确性

(1) 1-4 号机组

2021年是1-2号机组投运后的首年,经过1年多的运行调整试验及机组消缺,2022年1-2号机组发电煤耗同比下降较大。2023年1-4号机组发电煤耗289.96克/千瓦时包含了3-4号机组首次并网后调试用煤折算的煤耗,机组经营期的煤耗是286.29克/千瓦时,2023年通过真空泵冷却水源改造、凝结水泵变频深度节能优化以及其他生产厂用电运行调整措施、技术改造、逻辑优化等使发电煤耗降低。2024年1-3月份1-4号机组处于能源保供期间,负荷率相比全年水平处于高位,且冬季环境温度低,机组背压较夏季高温控制较好,辅机运行工况较夏季好,机组煤耗低,为280.22克/千瓦时。预计2024年4-10月份机组检修、启停影响、以及随着环境温度升高,间冷系统背压高,发电煤耗环比将升高。考虑3-4号机组是投产后的首个运行年份,机组性能在磨合期,预测1-4号机组2024年全年发电煤耗约285.70克/千瓦时。2025年下降至285.50克/千瓦时,2026年下降至285.30克/千瓦时并在以后年度保持稳定。

根据负荷率预计2025年-2029年1-4号机组发电煤耗逐年小幅下降,结合《全国煤电机组改造升级实施方案》文件,到2025年,全国火电平均供电煤耗降至300克标准煤/千瓦时以下的要求,结合常乐公司厂用及线损电率情况,因此预计常乐公司2024-2029年综合供电煤耗小于300克/千瓦时。

(2) 5-6 号机组

5-6号机组2025年机组调试,发电煤耗预测为315克/千瓦时,主要考虑了机组调试用煤,调试期试验多,负荷不均衡,煤耗较高。2026-2027年参照1-4号机组历史发电煤耗及检修优化计划、节能诊断优化等,特别是3-4号机组在吸收了以往调试经验的基础上在运行次年煤耗下降较快,综合分析发电煤耗预测为285.50克/千瓦时,2028年以后随着机组的优化,发电煤耗进一步下降为285.30克/千瓦时并在以后年度保持稳定。

根据负荷率预计2025年-2029年5-6号机组发电煤耗逐年小幅下降,结合《全国煤电机组改造升级实施方案》文件,到2025年,全国火电平均供电煤耗降至300克标准煤/千瓦时以下的要求,结合常乐公司厂用及线损电率情况,因此预计常乐公司2026-2029年综合供电煤耗小于300克/千瓦时。

综上，根据标的公司各机组不同运营阶段历史煤耗波动情况，对各机组煤耗预测具有合理性、准确性。

（四）对水资源费、材料费的预测情况，并结合历史数据、历史年度单耗情况、机组在不同运营阶段对水资源及材料单耗的影响等补充披露预测的合理性与准确性

1、历史数据、历史年度单耗情况、机组在不同运营阶段对水资源单耗的影响，对水资源费的预测情况、预测合理性与准确性

（1）历史期生产水耗及综合水耗情况

标的公司的水资源消耗主要分为在电力生产过程中的生产消耗及其他消耗，生产过程消耗主要用于冷却、蒸汽发生、除尘、脱硫等环节。其他消耗主要源于厂内生活区消耗、机组调试消耗、绿化用水消耗等。

2022年、2023年、2024年1-3月，1-4号机组生产的水消耗量、发电量、单耗情况如下：

发电量：万千瓦时、水消耗量：吨、生产单耗：吨/万千瓦时

项目		2022年	2023年	2024年1-3月
1号机组	发电量	610,740.01	635,335.63	169,110.07
	生产单耗	1.49	1.18	0.99
	水消耗量	910,346.10	752,854.21	167,676.18
2号机组	发电量	541,220.92	617,192.15	142,754.00
	生产单耗	1.35	1.47	0.91
	水消耗量	728,417.95	908,492.79	130,145.29
3号机组	发电量	-	45,182.27	127,089.60
	生产单耗	-	2.05	1.52
	水消耗量	-	92,797.49	193,689.22
4号机组	发电量	-	34,558.31	138,555.80
	生产单耗	-	1.70	1.39
	水消耗量	-	58,782.95	193,059.94
1-2号机组生产单耗平均值		1.42	1.33	0.95
3-4号机组生产单耗平均值		-	1.90	1.46

2022年、2023年、2024年1-3月，随着采取回收管理、节水工艺改造等措施大幅提高用水资源使用效率，使得1-2号机组的生产综合水耗从2022年的1.42吨/万千瓦时持续下降至2024年1-3月的0.95吨/万千瓦时，节水措施效果明显，截至评估基准日1-2号机组的生产综合水耗已达到合理水平。3-4号机组2023年为机组投运首年水资源生产单耗较高，通过节水措施生产综合水耗从2023年的1.90吨/万千瓦时持续下降至2024年1-3月的1.46吨/万千瓦时，随着节水措施的持续实施预计未来生产综合水耗将进一步下降，生产综合水耗能够和1-2号机组水平保持一致。

除了发电机组生产用水外，厂内生活区用水、机组调试用水、绿化用水及公共部分用水也是水资源消耗的重要构成。2022年、2023年、2024年1-3月，1-4号机组及厂内生活区、机组调试、绿化用水按照生产电量计算水耗量、发电量单耗情况如下：

发电量：万千瓦时、水消耗量：吨、生产单耗：吨/万千瓦时

年份	发电量	1-4号机组生产		生活、绿化、调试及公共部分		整个厂区	
		单耗	水消耗量	单耗	水消耗量	单耗	水消耗量
2022年	1,151,960.94	1.42	1,638,764.04	0.61	697,794.96	2.03	2,336,559.00
2023年	1,332,268.37	1.36	1,812,927.44	0.91	1,211,017.56	2.27	3,023,945.00
2024年1-3月	577,509.46	1.19	684,570.62	0.16	91,732.38	1.34	776,303.00

从上述数据分析，厂内生活区用水、机组调试用水、绿化用水随着员工人数的增加、绿化区域的持续建设，3-4号机组的调试，生活、绿化、调试及公共部分用水单耗从2022年的0.61吨/万千瓦时持续上涨至2023年的0.91吨/万千瓦时，上涨幅度明显。从标的公司整体来看，随着员工人数的增加、绿化区域的持续建设，导致其他用水综合单耗持续上涨，不仅抵消了生产用水单耗下降带来的影响，还使得厂区用水综合单耗从2022年的2.03吨/万千瓦时持续上涨至2023年的2.27吨/万千瓦时。

(2) 水资源单耗及水资源费预测情况、预测合理性与准确性

预测水资源单耗是按照厂区用水综合单耗来考虑，其中1-4号机组在2024年的生产用水单耗仍有下降空间，但考虑到厂区绿化的建设导致2024年4-12月

的用水综合单耗保持在 2.30 吨/万千瓦时左右，2025 年生产用水单耗及绿化水平将达到稳定状态，因此 2025 年及以后年度的用水综合单耗预计在 2.20 吨/万千瓦时是合理的。5-6 号机组预计在 2025 年下半年建成投产，在 2025 年因机组调试用水综合单耗将达到 3.0 吨/万千瓦时左右，考虑 5-6 号机组与 1-4 号机组相比单机功率相同，生产工艺相似，预测 2025 年以后用水综合单耗将与 1-4 号机组保持一致为 2.20 吨/万千瓦时。

本次盈利预测的水资源单价为 1.65 元/吨，其中包括基准日执行的 1.5 元/吨的水费单价及按照《甘肃省取水许可和水资源费征收管理办法》（省政府第 110 号令）规定的资源费 0.15 元/吨。

综上，在合理预计水资源单耗及水资源价格的前提下水资源费用预测是合理准确的。

2、历史数据、历史年度单耗情况、机组在不同运营阶段对材料单耗的影响，对材料费的预测情况、预测合理性

（1）历史期材料单耗情况

标的公司的材料费包括机组运行消耗的材料费、设备维护材料费及非生产部门消耗的材料费。设备维护涉及的材料与设备的维护相关且涉及的种类较多，因单个材料用量较少故未单独统计具体材料的单耗，非生产部门消耗的材料费与发电量没有直接关系，因此不涉及单耗分析。机组运行中脱硫使用的石灰石及脱硝使用的尿素使用量较大且与发电利用小时呈显著相关关系，因此本次评估对石灰石及尿素的单耗情况进行了分析。历史年度石灰石及尿素生产单耗如下表所示：

项目	2022 年	2023 年
发电量（万千瓦时）	1,151,960.94	1,332,268.37
石灰石-使用量（吨）	152,991.57	122,609.03
石灰石-单耗（克/千瓦时）	13.28	9.20
尿素-使用量（吨）	4,257.35	4,285.20
尿素-单耗（克/千瓦时）	0.37	0.32

2022 年至 2023 年，用于脱硫的石灰石单耗由 13.28 克/千瓦时下降至 9.20 克/千瓦时，主要原因为当年采用的原煤硫含量偏低导致使用的石灰石单耗较低。

2022年至2023年,用于脱硝的尿素单耗由0.37克/千瓦时下降至0.32克/千瓦时,主要原因为2023年更换了相关催化剂使得尿素单耗降低。

(2) 材料单耗预测及材料费用预测情况、预测合理性与准确性

考虑历史原煤的掺烧经验结合机组的实际情况,本次评估预测综合确定石灰石单耗为11.50克/千瓦时,预测的单耗高于2022年至2023年平均的石灰石单耗水平11.24克/千瓦时是谨慎且合理的。考虑原煤的掺烧经验结合机组催化剂更新情况,本次评估预测综合确定尿素单耗为0.35克/千瓦时,预测的单耗高于2022年至2023年平均的石灰石单耗水平0.34克/千瓦时是谨慎且合理的。

本次盈利预测的石灰石未来材料单价按照基准日的材料市场价格预测为85元/吨,与2023年的实际采购单价83.98元/吨相比略有提升,尿素材料单价按照基准日的材料市场价格预测为2400元/吨,与2023年的实际采购单价2302元/吨相比提升了4.3%。

综上,本次评估对水资源费、材料费的预测具有合理性与准确性。

(五) 对未来年度职工薪酬预测的具体情况,并结合标的资产现有人员情况、未来人员规划、机组投产运营情况、当地工资增幅等补充披露对职工薪酬预测是否准确、合理

1、标的资产现有人员情况、未来人员规划、机组投产运营情况、当地工资增幅

截至2022年末、2023年末、2024年3月末,标的公司员工数量情况表如下:

人员分类	2022年末	2023年末	2024年3月末
管理人员	72	79	88
生产人员	447	543	510
技术人员	24	34	52
合计	543	656	650

由上表可知,2023年末,标的公司各类别人员数量来分析2023年底人员数量与2022年底相比增长了113人,主要为生产人员增加了96人所致,生产人员增加较多的主要原因为3-4号机组2023年建成并投入生产对生产人员需求较大,

2024年3月底与2023年底相比减少了6人，总体人员数量基本持平。

标的公司2023年职工平均薪酬为37.08万元，其中平均工资为24.94万元。

甘肃省2018年至2023年城镇单位就业人员平均工资及电力、燃气及水的生产和供应业城镇单位就业人员平均工资水平如下表所示：

单位：万元/年

项目	2023年	2022年	2021年	2020年	2019年	2018年
城镇单位	9.91	9.09	8.45	7.97	7.36	7.07
电力、燃气及水的生产和供应业	11.28	10.38	9.70	9.04	8.35	7.78

数据来源：国家统计局、甘肃省统计局

2023年，甘肃省城镇单位就业人员平均工资为9.91万元，2018年至2023年工资复合增长率为6.99%；2023年甘肃省电力、燃气及水的生产和供应业城镇单位就业人员平均工资为11.28万元，2018年至2023年工资复合增长率为7.71%。

2、对未来年度职工薪酬预测的具体情况，对职工薪酬预测是否准确、合理

本次评估预测2026年职工人数稳定后标的公司薪酬情况如下：

单位：万元

项目	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年
职工人数	760	760	760	760	760	760	760
平均薪酬	45.83	47.66	49.56	51.54	51.54	51.54	51.54
职工薪酬	34,832.93	36,224.18	37,666.97	39,174.16	39,174.16	39,174.16	39,174.16

截至2024年3月31日，标的公司在册职工人数为650人，随着2025年下半年5-6号机组的建成投产，生产人员将有所增加，本次评估预计至2025年末员工人数将达760人，2026年5-6号机组开始稳定运营，标的公司员工人数将稳定在760人。2024年7月1日，标的公司出台《常乐公司关于组织机构和定员的方案》，根据人员规划方案，常乐公司职工总人数定员标准为730人，包括了5-6号机组投入运营后人员的需求。由此可见，本次评估预测的总员工人数高于近期定员的总员工人数，因此本次评估预测的人员数量较为合理谨慎。

本次评估预测至2029年职工平均薪酬为51.54万元，2023年-2029年平均薪酬复合增长率为5.64%。2023年标的公司在册职工的平均工资为24.94万元，远

高于同年度甘肃省城镇单位平均工资水平及甘肃省电力、燃气及水的生产和供应业平均工资水平。此外，对比甘肃省城镇单位与电力、燃气及水的生产和供应业 2014 年至 2023 年工资水平，工资水平越高，复合增长幅度越低。因此，在标的公司 2023 年在册职工的平均工资远高于同年度甘肃省城镇单位的前提下，预测未来的工资增长率低于历史社会平均水平是合理的。

综上，本次评估对职工薪酬预测准确、合理。

（六）补充披露情况

上市公司已在《甘肃电投能源发展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报告书（草案）（修订稿）》之“第六节 标的资产评估情况”之“三、收益法评估具体情况”之“（七）收益法评估其他说明”处补充披露了相关内容。

二、上市公司补充说明

（一）选取 3 家公司确定无财务杠杆 β_U 的具体依据、标准和方法，是否客观、全面、公正

标的公司主要从事火力发电业务，选取截至 2024 年 3 月末申万火力发电行业的 A 股上市公司 28 家作为总体样本，并按照如下 4 项原则筛选：

- （1）剔除主业非煤电业务的上市公司；
- （2）剔除资产及业务规模差异较大的上市公司；
- （3）剔除盈利能力存在显著差异的上市公司；
- （4）剔除资本结构存在显著差异的上市公司。

基于上述 4 项原则，筛选的可比上市公司相关指标情况如下：

单位：亿元

序号	证券代码	证券简称	主业情况	主业非煤电剔除	总资产规模	总营业收入规模	规模较大剔除
1	000027.SZ	深圳能源	主业为煤电		1,534.59	405.04	√
2	000037.SZ	深南电 A	第一主业为燃气发电	√	20.49	5.90	
3	000531.SZ	穗恒运 A	主业为煤电		197.08	48.22	

序号	证券代码	证券简称	主业情况	主业非煤电剔除	总资产规模	总营业收入规模	规模较大剔除
4	000539.SZ	粤电力 A	主业为煤电		1,612.07	597.08	√
5	000543.SZ	皖能电力	主业为煤电		605.86	278.67	
6	000600.SZ	建投能源	主业为煤电		384.87	189.46	
7	000690.SZ	宝新能源	主业为煤电		208.07	102.75	
8	000767.SZ	晋控电力	主业为煤电		605.14	196.16	
9	000899.SZ	赣能股份	主业为煤电		136.49	70.89	
10	000966.SZ	长源电力	主业为煤电		376.02	144.57	
11	001286.SZ	陕西能源	主业为煤电		630.40	194.53	√
12	001896.SZ	豫能控股	主业为煤电		316.51	119.84	
13	002608.SZ	江苏国信	主业为煤电		888.72	345.72	√
14	600011.SH	华能国际	主业为煤电		5,411.59	2,543.97	√
15	600021.SH	上海电力	主业为煤电		1,685.72	424.02	√
16	600023.SH	浙能电力	主业为煤电		1,472.41	959.75	√
17	600027.SH	华电国际	主业为煤电		2,230.36	1,171.76	√
18	600098.SH	广州发展	第一主业为能源物流	√	740.14	467.97	√
19	600396.SH	金山股份	主业为煤电		138.78	62.75	
20	600509.SH	天富能源	主业为煤电		234.86	95.08	
21	600578.SH	京能电力	主业为煤电		899.63	328.78	√
22	600642.SH	申能股份	主业为煤电		942.09	291.42	√
23	600726.SH	华电能源	第一主业为煤炭销售	√	291.14	188.44	
24	600744.SH	华银电力	主业为煤电		240.60	99.39	
25	600780.SH	通宝能源	第一主业为配电收入	√	101.84	108.87	
26	600795.SH	国电电力	主业为煤电		4,578.99	1,809.99	√
27	600863.SH	内蒙华电	主业为煤电		394.79	225.25	
28	601991.SH	大唐发电	主业为煤电		3,039.99	1,224.04	√

(续上表)

序号	证券代码	证券简称	营业利润率	盈利能力异常剔除	基准日资本结构	杠杆过高剔除
1	000027.SZ	深圳能源	8.56%		153.76%	√
2	000037.SZ	深南电 A	-2.31%	√	14.86%	
3	000531.SZ	穗恒运 A	9.21%		165.54%	√
4	000539.SZ	粤电力 A	4.48%		330.13%	√
5	000543.SZ	皖能电力	6.79%		125.73%	√

序号	证券代码	证券简称	营业利润率	盈利能力异常剔除	基准日资本结构	杠杆过高剔除
6	000600.SZ	建投能源	0.88%	√	155.50%	√
7	000690.SZ	宝新能源	10.75%		71.86%	
8	000767.SZ	晋控电力	-2.37%	√	433.66%	√
9	000899.SZ	赣能股份	7.25%		90.25%	
10	000966.SZ	长源电力	3.52%		173.36%	√
11	001286.SZ	陕西能源	25.21%		64.43%	
12	001896.SZ	豫能控股	-5.76%	√	258.49%	√
13	002608.SZ	江苏国信	10.27%		101.29%	√
14	600011.SH	华能国际	5.21%		163.74%	√
15	600021.SH	上海电力	10.45%		195.51%	√
16	600023.SH	浙能电力	9.69%		49.86%	
17	600027.SH	华电国际	4.87%		157.51%	√
18	600098.SH	广州发展	5.01%		128.75%	√
19	600396.SH	金山股份	33.02%		151.48%	√
20	600509.SH	天富能源	5.00%		127.94%	√
21	600578.SH	京能电力	3.58%		166.43%	√
22	600642.SH	申能股份	16.34%		91.81%	
23	600726.SH	华电能源	10.14%		67.70%	
24	600744.SH	华银电力	-1.52%	√	273.54%	√
25	600780.SH	通宝能源	7.78%		7.23%	
26	600795.SH	国电电力	8.45%		144.78%	√
27	600863.SH	内蒙华电	13.39%		41.45%	
28	601991.SH	大唐发电	4.58%		313.11%	√

注：资本结构按照基准日上市公司股票市值计算。

根据被评估单位的业务特点，评估人员通过筛选后，选取了 3 家沪深 A 股可比上市公司的 β_L 值（起始交易日期：2022 年 3 月 31 日；截止交易日期：2024 年 3 月 31 日），然后根据可比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。将计算出来的 β_U 取平均值 0.4547 作为被评估单位的 β_U 值，具体数据见下表：

股票代码	公司简称	β_L 值	β_U 值
000690.SZ	宝新能源	0.4823	0.3134
000899.SZ	赣能股份	1.0167	0.5754

股票代码	公司简称	β_L 值	β_U 值
600863.SH	内蒙华电	0.6233	0.4754
平均值			0.4547

综上，选取 3 家公司确定无财务杠杆 β_U 的依据、标准和方法客观、全面、公正。

（二）预计 2026 年开始产生的多余灰渣不在灰场中填埋的原因，及预测固废处理费的具体情况，并说明预测的准确性与合理性

预测的固废处理费主要是燃料燃烧后灰渣的处置费用，常乐公司在厂区附近为 1-4 号机组配套了 1 号灰场及 2 号灰场，主要用于周转及处理灰渣，如下游水泥工业不能足额消纳灰渣，且灰场扩容也不能消纳新增的灰渣，则会产生灰渣处理费。1 号灰场及 2 号灰场总容量各为 190 万立方米，历史期的灰渣未委托第三方进行处理，因此没有灰渣处置费用。截至评估基准日，1 号灰场已经使用了 160 万立方米，2 号灰场已经消纳了 45 万立方米，根据发电利用小时预计的用煤量产生的灰渣并结合周边水泥企业的消化量综合分析，预计标的公司 2026 年开始产生的多余灰渣将不在灰场中进行处理并需要另外支付处理费。因此本次评估预测期预测的固废处理费是合理的。

2026 年根据预测的发电利用小时及发电煤耗测算出 1-4 号机组入炉标煤量为 570.60 万吨，5-6 号机组入炉标煤量为 228.40 万吨，根据新疆煤炭掺烧甘肃当地煤炭的平均热值计算 1-4 号机组入炉原煤量为 889.58 万吨，5-6 号机组入炉原煤量为 356.08 万吨。根据技术指标计算出炉渣合计产出量 1-4 号机组为 160.35 万吨，5-6 号机组为 64.19 万吨，全部机组合计产出为 224.53 万吨，其中常乐公司周边水泥工业能够消耗 33.14 万吨，剩余 191.39 万吨需要单独处置，根据公司计划谨慎考虑灰场在 2026 年容量已达上限，不能容纳新产生的灰渣，需要另行处置。结合当地的灰渣处置费用预计每吨处置费用约为 22 元，预测 2026 年标的公司的灰场固废处理费用为 4,210 万元，符合实际情况，具有准确性。

综上，预测固废处理费符合实际情况，具有准确性、合理性。

（三）预测期毛利率较报告期存在差异的具体原因及合理性

1、报告期毛利率分析

报告期各期，标的公司毛利率情况如下：

项目	2022年	2023年	2024年1-3月
营业收入（万元）	361,683.09	432,718.52	171,373.72
发电利用小时（小时）	5,759.80	6,237.07	1,443.77
不含税综合电价（元/千瓦时）	0.33	0.32	0.31
营业成本（万元）	271,781.68	300,694.31	108,782.10
毛利率	24.86%	30.51%	36.52%
燃煤成本（万元）	218,406.99	237,744.57	87,309.61
燃煤成本占营业成本比例	80.36%	79.07%	80.26%
不含税标煤单价（元/吨）	661.26	578.15	539.51

由上表数据可知，报告期内，标的公司综合电价波动较小。标的公司燃煤成本是营业成本的重要组成部分，报告期内，标的公司燃煤成本占营业成本的比例分别为 80.36%、79.07%及 80.26%，占比相对稳定。报告期内，标的公司毛利率变动主要受上网电量（发电利用小时）、燃料价格的变动影响。

报告期内，常乐公司的毛利率分别为 24.86%、30.51%和 36.52%，主要系上网电量增加和燃料价格下降等导致单位上网电量的成本下降，常乐公司 2024 年 1-3 月、2023 年度单位上网电量成本分别下降 10.29%、11.34%。

2、预测期毛利率分析

（1）标的公司预测的毛利率

预测期内，标的公司主营业务毛利率测算如下：

单位：万元、元/兆瓦时、元/吨

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年
营业收入	589,754.14	624,140.62	810,979.90	810,979.90	810,979.90	810,979.90	810,979.90	810,979.90	810,979.90
营业成本	423,503.77	460,806.58	626,218.67	633,881.38	635,685.22	637,744.82	638,206.97	638,206.97	638,206.97
毛利率	28.19%	26.17%	22.78%	21.84%	21.62%	21.36%	21.30%	21.30%	21.30%
燃煤成本	313,998.43	340,375.36	454,631.00	458,626.00	458,534.16	458,534.16	458,534.16	458,534.16	458,534.16
燃煤成本占比	74.14%	73.87%	72.60%	72.35%	72.13%	71.90%	71.85%	71.85%	71.85%
不含税标煤单价	549.52	549.02	569.00	574.00	574.00	574.00	574.00	574.00	574.00

根据上表，本次评估预测 2024 年至 2032 年的毛利率从 28.19%持续下降至稳定预测期的 21.30%，主要原因为 2024 年 1-4 号机组发电利用小时下降，使得固定成本分摊变大对毛利率产生不利影响，叠加预测电价下降及预测的燃煤价格从 2024 年至 2027 年总体持续上涨使得毛利率水平进一步下滑。从报告期的毛利率水平来看，在 2023 年火电行业整体盈利能力提高的前提下，预测的毛利率下滑是谨慎且合理的。

(2) 火电行业毛利率分析

2022 年度、2023 年度，常乐公司的主营业务毛利率与申万火电行业可比公司类似业务毛利率的比较情况如下：

项目	2023 年度	2022 年度
深圳能源-电力	11.76%	-6.30%
深南电 A-电力	-1.68%	-19.84%
穗恒运 A-电力销售	11.45%	-14.30%
粤电力 A-燃煤发电	12.82%	-6.78%
皖能电力-电力	7.69%	0.53%
建投能源-火力发电	17.90%	17.08%
宝新能源-电力	13.33%	4.67%
晋控电力-火电电力	6.72%	7.32%
赣能股份-火电	11.17%	5.02%
长源电力-电力	10.76%	6.49%
陕西能源-电力	34.87%	29.51%
豫能控股-火力发电及供热	2.39%	-14.25%
江苏国信-电力	11.00%	-0.64%
华能国际-热力及电力	11.06%	1.22%
浙能电力-电力销售	7.41%	-8.34%
华电国际-发电	8.70%	2.32%
*ST 金山-电力	7.25%	-3.16%
天富能源-电力	20.57%	10.77%
京能电力-电力	14.79%	13.82%
申能股份-煤电业务	10.68%	0.04%
华银电力-电力产品	4.04%	-3.23%

项目	2023 年度	2022 年度
通宝能源-电力	10.10%	11.96%
国电电力-火力发电产品	9.52%	7.27%
内蒙华电-电力	16.34%	15.37%
大唐发电-电力销售收入	14.17%	8.72%
上海电力-电力	21.67%	20.04%
广州发展-燃煤发电	16.54%	1.83%
华电能源-售电	2.39%	-1.91%
平均值	12.11%	9.11%
常乐公司主营业务	30.46%	24.81%

注：（1）申万火电行业上市公司类似业务毛利率平均值计算剔除了负数的情形，数据来源相关公司年度报告；（2）同行业上市公司未披露 2024 年 1-3 月分产品毛利率数据，故未予对比。

报告期内，常乐公司主营业务的毛利率变动整体呈上升趋势，与同行业可比上市公司类似业务毛利率整体变动趋势一致，主营业务毛利率水平与同属于西北地区、具有煤价优势的陕西能源较为接近。

常乐公司的主营业务毛利率高于同行业可比上市公司平均水平，主要是以下三点原因：

一是同行业可比上市公司大多运营多个电厂，各地的燃煤成本区位优势存在差异，而常乐公司是单体的电厂，紧邻新疆哈密煤炭产区的区位优势显著。常乐公司位于甘肃省酒泉市瓜州县柳沟工业园区，厂址南靠兰新铁路，距离新疆哈密约 400 公里，火车专用线接引至柳沟车站，地理位置处于出疆第一站，疆煤具有储量大、埋藏浅、开采条件好的特点，新疆哈密优质、坑口价较低的煤炭资源可以就近运输，运输方便、运距短、运费低，能充分发挥煤炭价格、品质的区位优势。

二是常乐公司 1-4 号机组是祁韶±800 千伏特高压直流输电工程的唯一配套调峰电源，发电利用小时数较高，2022 年度、2023 年度发电利用小时数分别为 5,760 小时、6,237 小时，显著高于同期全国 6,000 千瓦及以上电厂火电发电设备 4,379 小时、4,466 小时的利用小时数，较高的发电利用小时摊薄了单位固定成本，提高了单台机组贡献的营业收入。根据中能传媒研究院发布的《我国电力发展与

改革报告（2024）》报告，截至 2023 年末，全国已投入运营 20 条特高压直流输电工程，常乐公司作为祁韶±800 千伏特高压直流输电工程的配套调峰电源，在行业内具有稀缺性。

三是常乐公司全部采用先进的超超临界燃煤发电技术、单台 100 万千瓦的发电机组，机组参数高、容量大、运行效率高、煤耗低，具有较强规模经济效应，有效降低成本，提高经济效益。

（四）结合截至回函日标的资产的经营业绩、同收益法评估预测是否存在差异补充说明评估相关预测依据是否充分，预测参数是否准确、谨慎，评估结果是否公允，本次交易是否符合《重组办法》第十一条的规定

2022 年、2023 年，常乐公司主营业务收入按季节划分情况如下：

单位：万元

项目	2023 年度		2022 年度	
	金额	比例	金额	比例
一季度	117,207.84	27.11%	99,971.67	27.66%
二季度	65,865.46	15.23%	48,586.73	13.44%
上半年小计	183,073.30	42.34%	148,558.40	41.10%
三季度	96,548.79	22.33%	100,305.85	27.75%
四季度	152,785.37	35.33%	112,584.99	31.15%
下半年小计	249,334.16	57.66%	212,890.84	58.90%
合计	432,407.47	100.00%	361,449.24	100.00%

常乐公司 4×1,000MW 火电项目为甘肃河西走廊清洁能源基地±800 kV 特高压祁韶直流输电工程配套调峰电源，报告期内主要通过祁韶±800 kV 直流外送湖南电网。一般来说，由于二季度、三季度湖南省通常处于丰水期，水力发电量增多，对外送电力的需求量相对减少，常乐公司二季度、三季度发电利用小时数及外送湖南电网电量相对其他季度较少，主营业务收入存在一定的季节性特征。由上表可知，2022 年、2023 年，标的公司主营业务收入均存在一定的季节性特征，二季度、三季度收入占比均较小。

2024 年 1-6 月，标的公司的预测营业收入和实际业绩实现情况如下表：

单位：万元

经营指标	2024年1-3月 实际数据	2024年4-12月 预测数据	2024年全年 预测数据	2024年1-6月 实际数据	2024年1-6月实际 数据占全年预测 数据比例
营业收入	171,373.72	418,380.42	589,754.14	268,826.29	45.58%
营业成本	108,782.10	314,721.67	423,503.77	181,082.30	42.76%
营业利润	56,051.06	77,984.28	134,035.34	74,954.18	55.92%
利润总额	56,035.27	77,984.28	134,019.55	74,990.01	55.95%
净利润	47,421.53	66,297.81	113,719.34	63,472.49	55.82%

注：2024年1-6月实际数据未经审计。

2024年1-6月，标的公司已实现营业收入占全年预测的45.58%，已实现的营业成本占全年预测的42.76%，已实现净利润占全年预测净利润的55.82%。2024年1-6月已实现营业收入低于全年预测50%，主要系常乐公司二季度发电利用小时数及外送湖南电网电量相对其他季度较少，2024年二季度营业收入较一季度下降与2022年、2023年季节性特征一致，常乐公司2024年上半年营业收入占全年预测数据比例已超过2022年、2023年同期。2024年1-6月已实现营业成本低于全年预测50%主要系2024年上半年煤价下降所致。

2024年1-6月，标的公司实现净利润占全年预测净利润的比例已超过50%。截至回函日，标的公司经营业绩良好，与收益法预测情况不存在重大差异。本次评估相关预测依据充分，预测参数准确、谨慎，评估结果公允，本次交易符合《重组办法》第十一条的规定。

三、中介机构核查情况

（一）核查程序

评估师主要执行了如下核查程序：

1、查阅了《资产评估专家指引第12号——收益法评估企业价值中折现率的测算》及《监管规则适用指引——评估类第1号》，查阅了相关可比交易，分析本次评估企业特定风险调整系数的合理性。

2、取得并查阅了2022年、2023年、2024年1-3月标的公司前五大供应商的采购合同，分析标的公司同供应商协商调整价格情况。

3、查阅标的公司各机组不同运营阶段历史煤耗波动情况，分析各机组煤耗

预测的合理性与准确性。

4、查阅了标的公司历史期水资源费、材料费情况，分析水资源及材料单耗预测的合理性与准确性。

5、查阅了常乐公司现有人员情况、甘肃省历史期平均工资情况等，分析对职工薪酬预测的准确性、合理性。

6、获取了同行业公司相关数据，分析选取 3 家公司确定无财务杠杆 β_U 的具体依据、标准和方法是否客观、全面、公正。

7、结合标的公司实际灰渣处置情况，分析固废处理费预测的具体情况。

8、结合同行业上市公司与标的公司报告期内毛利率的差异情况，分析标的公司预测期毛利率较报告期存在差异的具体原因。

9、查阅了标的公司 2024 年 1-6 月经营业绩情况，分析同收益法评估预测是否存在差异。

（二）核查意见

经核查，评估师认为：

1、企业特定风险调整系数相关参数选取的依据充分、具有合理性，同类似交易不存在重大差异。

2、预计标的资产 2024 年燃料成本为 549 元/吨、2025-2027 年燃料成本的具体预测价格依据充分、具有合理性。

3、根据标的公司各机组不同运营阶段历史煤耗波动情况，对各机组煤耗预测具有合理性、准确性。

4、本次评估对水资源费、材料费的预测具有合理性与准确性。

5、本次评估对职工薪酬预测准确、合理。

6、选取 3 家公司确定无财务杠杆 β_U 的依据、标准和方法客观、全面、公正。

7、预测固废处理费符合实际情况，具有准确性、合理性。

8、预测期毛利率较报告期存在差异的主要原因为预测标的公司 1-4 号机组发电利用小时数下降，使得固定成本分摊变大对毛利率产生不利影响，叠加预测电价下降及预测燃煤价格从 2024 年至 2027 年总体持续上涨使得毛利率水平进一步下滑。预测毛利率下滑是谨慎且合理的。

9、2024 年 1-6 月，标的公司实现净利润占全年预测净利润的比例已超过 50%。截至回函日，标的公司经营业绩良好，与收益法预测情况不存在重大差异。本次评估相关预测依据充分，预测参数准确、谨慎，评估结果公允，本次交易符合《重组办法》第十一条的规定。

问题六

申请文件显示：（1）本次拟募集配套资金不超过 19 亿元，其中 8 亿元用于 2×1,000 兆瓦燃煤机组扩建项目，该项目已于 2023 年 4 月开工，预计 2025 年底建成投产；（2）根据可行性研究报告，项目投资财务内部收益率为 7.53%（税后），投资回收期为 12.13 年（税后）；（3）截至评估报告出具日，电投集团、华润电力投资有限公司（以下简称华润电力）对标的资产的出资尚未完全到位，该部分未到位资本金根据约定是按项目建设进度同步投入，目前尚未到股东实缴出资阶段；（4）根据《公司法》的相关规定并经双方协商，本次交易完成后，电投集团所应承担的出资义务转由上市公司承担，电投集团不再承担标的资产的实缴出资义务；（5）募投项目的投资总额为 75.66 亿元，截至报告期末在建工程余额为 5.65 亿元，评估中预计 2024 年 4-12 月、2025 年度的资本性投入分别为 29.48 亿元和 29.49 亿元；（6）收益法评估未考虑募集配套资金对标的资产经营的影响，在计算承诺业绩的实现情况时，扣除上市公司以资本金方式将募集配套资金投入标的资产而节省的相关借款利息。

请上市公司补充说明：（1）项目可行性报告的相关预测参数，包括但不限于发电利用小时、电价、煤耗等，并说明同本次收益法评估是否存在差异，如是，具体说明差异原因及合理性，对本次评估值是否存在影响；（2）结合募投项目的建设规划、截至报告期末的投资建设进度，补充说明后续资本性支出的具体投资节奏、资金来源、预计标的资产股东随项目进度投入的具体实缴出资安排及出资期限、相关安排是否符合《公司法》的规定，预计交易完成后上市公司预计出资金额、华润电力是否同时同比例出资、募集配套资金预计的具体投资明细与计划、投资时点、募集资金拟投入募投项目的具体安排，华润电力是否同比例增资，是否符合公司章程的约定，是否存在损害上市公司利益的情形；（3）本次交易评估作价或业绩承诺是否包含募投项目收益，结合募投项目的收益占比、对本次交易作价的影响等，审慎对交易作价中包含募投项目收益安排及相关业绩承诺安排是否有利于保护上市公司及中小股东利益；（4）本次交易作价是否已考虑标的资产认缴未实缴出资情况，交易对手后续实缴出资是否会摊薄上市公司股东权益，是否有利于保护上市公司利益，结合标的资产股东未完成实缴出资的情况及后续出资安排补充说明标的资产权属是否存在瑕疵，

本次交易是否符合《重组办法》第十一条的规定。

请独立财务顾问和会计师、评估师、律师核查并发表明确意见。

回复：

一、项目可行性报告的相关预测参数，包括但不限于发电利用小时、电价、煤耗等，并说明同本次收益法评估是否存在差异，如是，具体说明差异原因及合理性，对本次评估值是否存在影响

5-6 号机组项目可行性报告（以下简称“可研报告”）与评估报告发电利用小时、电价、煤耗等主要指标的具体测算数据比较如下：

项目	报告	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年	2033 年
发电利用小时数（小时）	评估	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00
	可研	3,500.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00
含税综合电价（元/兆瓦时）	评估	354.81	354.81	354.81	354.81	354.81	354.81	354.81	354.81
	可研	357.00	357.00	357.00	357.00	357.00	357.00	357.00	357.00
不含税入炉标煤单价（元/吨）	评估	569.00	574.00	574.00	574.00	574.00	574.00	574.00	574.00
	可研	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00	580.00
发电煤耗（克/千瓦时）	评估	285.50	285.50	285.50	285.50	285.50	285.50	285.50	285.50
	可研	279.72	279.72	279.72	279.72	279.72	279.72	279.72	279.72
所得税率（%）	评估	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	25.00	25.00	25.00
	可研	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
非付现成本-折旧（万元）	评估	28,594.88	28,594.88	28,594.88	28,594.88	28,594.88	28,594.88	28,594.88	23,675.90
	可研	36,357.86	41,551.84	41,551.84	41,551.84	41,551.84	41,551.84	41,551.84	41,551.84

可研报告与评估报告差异主要体现在如下几个方面：

（1）发电利用小时数方面，2026 年评估报告较可研报告多了 500 小时，2026 年以后评估报告与可研报告数据一致，不存在差异。2026 年数据差异的主要原因为可研报告按照项目建设计划预计 2026 年为调试运营首年，因此不能达到满负荷运行，而评估报告根据标的公司在评估基准日机组建设实际进度结合规划的建设计划，预计在 2025 年为调试运营首年，因此在 2026 年可以满负荷运行。二者差异较小对评估影响较小。

（2）综合电价方面，2026 年起评估报告采用的综合电价为 354.81 元/兆瓦时，可研报告采用的综合电价为 357.00 元/兆瓦时。本次评估采用的综合电价水

平低于可研报告采用的综合电价水平，评估报告采用的数据更为谨慎。

(3) 入炉标煤单价及发电煤耗方面，评估报告结合了标的公司煤炭采购来源、历史期采购价格情况、煤炭区域市场未来发展状况、国家对煤炭行业的发展政策导向等综合确定，预测的煤价略低于可研报告，但不存在重大差异。5-6号机组与1-4号机组均为1,000MW超超临界燃煤机组，均具有大容量、高参数、高效率的特性，因此，评估报告预计5-6号机组的发电煤耗参考1-4号机组历史期数据，并考虑年发电量的不同，评估报告发电煤耗略高于可研报告，评估更为谨慎。综合考虑煤价及煤耗的差异测试得出，在2027年及以后发电利用小时一致的前提下评估报告预测的年燃料成本总额更高，评估报告预测数据更加谨慎。

(4) 所得税率方面，可研报告根据《火力发电工程经济评价导则》等规则按照25%考虑所得税税率，但评估报告根据西部大开发所得税优惠政策及标的公司所得税实际情况，预测标的公司2024年至2030年适用的所得税税率为15%。

(5) 折旧方面，评估报告结合现行会计政策预测的固定资产折旧年限主要为20-40年，具体如下：

项目	项目	评估报告预测的折旧年限
固定资产	房屋及建筑物	40.00
	构筑物	40.00
	机器设备	20.00
	运输设备	8.00
	电子设备	5.00

可研报告根据《火力发电工程经济评价导则》等规则预测的固定资产折旧年限为15年，评估采用的折旧年限明显高于可研报告采用的折旧年限。本次评估采用的收益法评估模型为自由现金流折现模型，收益口径为现金流，现金流是在利润的基础上将折旧等非付现成本加回，在收入、付现成本一致的情况下，折旧金额越高，利润总额越低，抵税效应越明显。由此，本次评估预测的折旧年限明显高于可研报告，将导致本次评估预测现金流折现数据会小于可研报告，评估报告处理方式更加保守也更加贴近企业实际情况。

通过对比评估报告与可研报告使用的相关预测参数，评估报告收益法采用的发电利用小时、电价、煤价、煤耗数据与可研报告采用的参数差异较小。评估报告采用的所得税税率更加贴近企业的实际情况，采用的折旧年限更加谨慎。相关

差异具有合理性，对本次评估值不存在重大不利影响。

二、结合募投项目的建设规划、截至报告期末的投资建设进度，补充说明后续资本性支出的具体投资节奏、资金来源、预计标的资产股东随项目进度投入的具体实缴出资安排及出资期限、相关安排是否符合《公司法》的规定，预计交易完成后上市公司预计出资金额、华润电力是否同时同比例出资、募集配套资金预计的具体投资明细与计划、投资时点、募集资金拟投入募投项目的具体安排，华润电力是否同比例增资，是否符合公司章程的约定，是否存在损害上市公司利益的情形

（一）募投项目的建设规划

根据可研报告，常乐公司 2×1,000 兆瓦燃煤机组扩建项目的项目建设期为 32 个月。

具体项目建设规划安排情况如下：

时间（月）	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39			
可行性研究	■	■	■																																							
可行性研究审查			■																																							
初设勘测				■	■																																					
主机招标			■																																							
初步设计				■	■																																					
初步设计审查及修编					■																																					
施工图设计					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■																
施工准备					■	■	■																																			
主厂房开工至一号机组投产					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
一号机组投产至二号机组投产							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

可研报告设计项目进度安排中，前 1-5 个月为项目准备期，主要工作除可研审查外，还包括初设勘测、主机招标、初步设计、施工准备等准备工作。项目建设期为第 5 至第 39 个月，其中 5-6 号机组的建设期均为 32 个月，6 号机组较 5 号机组晚 2 个月开工。

本次募投项目已取得所需的审批备案文件，具体情况如下：

序号	项目	批复时间	文号
1	项目核准	2022 年 11 月	甘发改能源〔2022〕577 号
2	环评	2023 年 4 月	甘环审发〔2023〕6 号
3	用地	2023 年 4 月	甘〔2024〕瓜州县不动产权第 0000483 号

根据相关审批备案程序，募投项目实际开工时间为 2023 年 4 月，预计投产时间为 2025 年下半年，总建设期约为 32 个月，与可研报告的项目进度安排基本一致，不存在较大差异。

（二）截至报告期末的投资建设进度

本项目总体投资约 756,561.00 万元，其中建设总费用（工程动态投资）约 751,591.00 万元，工程静态投资约 714,026.00 万元。

截至 2024 年 3 月 31 日，5-6 号机组的投资建设进度如下：

单位：万元

序号	项目	标的公司 2×1,000 兆瓦燃煤机组 扩建项目（5-6 号机组）
①	项目总体投资	756,561.00
②	截至 2024 年 3 月 31 日已投入项目资金	188,554.15
③	截至 2024 年 3 月 31 日投资建设进度 (②/①)	24.92%

截至 2024 年 3 月 31 日，5-6 号机组已投入项目资金为 188,554.15 万元，投资建设进度为 24.92%。

（三）后续资本性支出的具体投资节奏、资金来源、预计标的资产股东随项目进度投入的具体实缴出资安排及出资期限、相关安排是否符合《公司法》的规定

根据可研报告，募投项目 5-6 号机组后续资本性支出的具体投资节奏安排如下：

单位：万元

项目名称	规划投资总额	2023 年	2024 年	2025 年
逐年投资比例（%）	100.00	25.00	37.50	37.50
工程静态投资	714,026.00	178,506.50	267,759.75	267,759.75
其中：资本性支出	681,065.00	170,266.25	255,399.38	255,399.38
价差预备费	32,961.00	8,240.25	12,360.38	12,360.38

注：工程静态投资=资本性支出+价差预备费

5-6 号机组计划于 2025 年下半年完工投产，2023 年、2024 年和 2025 年的投资比例分别为 25.00%、37.50%和 37.50%。

常乐公司 2×1,000 兆瓦燃煤机组扩建项目的资金来源由项目贷款和自筹资金构成。剩余待投入项目资金来源由募集配套资金、股东投入、公司留存收益和银行贷款构成。

根据标的公司 2023 年第六次股东会决议，会议同意将标的公司注册资本由 268,000.00 万元增加至 418,000.00 万元，新增注册资本 150,000.00 万元，作为自筹资金（股东投入）以满足常乐公司 2×1,000 兆瓦燃煤机组扩建项目投资需要。其中股东方电投集团和华润电力按照原持股比例分别以 99,000.00 万元和 51,000.00 万元认缴新增注册资本。双方约定，电投集团及华润电力增资资金可以分期缴纳，但需在 5-6 号机组建成投产前全部实缴到位。

2024 年 3 月 29 日，标的公司股东会决议，同意将截止 2023 年度末可供分配的利润 74,800.00 万元转增实收资本。截至 2024 年 3 月 31 日，标的公司实收资本为 368,000.00 万元。

后续认缴未实缴的注册资本金将根据标的公司建设进度情况，在项目投产前由各股东按持股比例逐步实缴到位。相关安排符合《公司法》的规定，具体分析如下：

新《公司法》（自 2024 年 7 月 1 日起实施）第四十七条第一款规定：“有限责任公司的注册资本为在公司登记机关登记的全体股东认缴的出资额。全体股东

认缴的出资额由股东按照公司章程的规定自公司成立之日起五年内缴足。”《国务院关于实施<中华人民共和国公司法>注册资本登记管理制度的规定》第二条：“2024年6月30日前登记设立的公司，有限责任公司剩余认缴出资期限自2027年7月1日起超过5年的，应当在2027年6月30日前将其剩余认缴出资期限调整至5年内并记载于公司章程，股东应当在调整后的认缴出资期限内足额缴纳认缴的出资额。”常乐公司5-6号机组将于2025年下半年投产，根据股东会决议，标的公司股东将在5-6号机组建成投产前全部实缴到位，符合新《公司法》相关规定。标的公司的增资履行了必要的决策程序，并经主管登记机关核准，符合《公司法》的相关规定。

（四）预计交易完成后上市公司预计出资金额、华润电力是否同时同比例出资、募集配套资金预计的具体投资明细与计划、投资时点、募集资金拟投入募投项目的具体安排

截至2024年3月31日，标的资产认缴出资为41.80亿元、实缴出资为36.80亿元，未实缴出资金额为5.00亿元。甘肃能源与电投集团在《<发行股份及支付现金购买资产协议>之补充协议》中对未实缴部分的出资义务履行方进行了约定，在本次交易完成后，电投集团所应承担的出资义务转由甘肃能源承担，电投集团不再承担常乐公司的实缴出资义务。因此，交易完成后上市公司按持股比例需实缴出资金额为3.30亿元。

本次募集配套资金总额不超过19.00亿元，拟在扣除中介机构费用及相关交易税费后，用于支付本次交易现金对价、常乐公司2×1,000兆瓦燃煤机组扩建项目。预计交易完成后上市公司将募集配套资金不超过8.00亿元用于常乐公司2×1,000兆瓦燃煤机组扩建项目，具体的投资计划和投资时点参见本回复“问题六”之“二、（一）募投项目的建设规划”及“二、（三）后续资本性支出的具体投资节奏、资金来源、预计标的资产股东随项目进度投入的具体实缴出资安排及出资期限、相关安排是否符合《公司法》的规定”。

常乐公司的公司章程第二十条约定：“后续注册资本金根据公司项目建设进度情况，在甘肃电投集团常乐电厂6×1,000MW调峰火电项目投产前由各股东按持股比例逐步实缴到位。”因此，后续实缴出资时，华润电力将同时同比例出

资，履行实缴出资义务。

本项目投资总额约 756,561.00 万元，其中建设总费用（工程动态投资）约 751,591.00 万元，工程静态投资约 714,026.00 万元，工程静态投资明细情况如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用	合计
一	主辅生产工程	142,987.00	328,008.00	129,588.00	-	600,583.00
二	与厂址有关的单项工程	34,910.00	635.00	923.00	-	36,468.00
三	其他费用	-	-	-	44,014.00	44,014.00
四	基本预备费	-	-	-	32,961.00	32,961.00
	工程静态投资	177,897.00	328,643.00	130,511.00	76,975.00	714,026.00

本次募投项目中，涉及常乐公司 2×1,000 兆瓦燃煤机组扩建项目拟使用募集资金的测算过程如下：

单位：万元

序号	具体科目	常乐公司 2×1,000 兆瓦燃煤机组扩建项目
①	项目总体投资	756,561.00
②	非资本性支出部分	75,496.00
	其中：基本预备费	32,961.00
	建设期贷款利息	37,565.00
	铺底流动资金	4,970.00
③	项目资本性支出（①-②）	681,065.00
④	截至 2024 年 3 月 31 日已投入资本性支出	188,554.15
⑤	待投入资本性支出（③-④）	492,510.85
⑥	拟使用募集资金金额	80,000.00

本次募投项目中，涉及常乐公司 2×1,000 兆瓦燃煤机组扩建项目拟使用募集资金测算过程已剔除基本预备费、铺底流动资金等非资本性支出项，且常乐公司 2×1,000 兆瓦燃煤机组扩建项目拟使用募集资金 80,000.00 万元中不含预备费、铺

底流动资金等视同补充流动资金的项目。

（五）华润电力是否同比例增资，是否符合公司章程的约定，是否存在损害上市公司利益的情形

常乐公司的公司章程约定：“公司新增资本时，股东有权优先按照其对公司的实缴出资比例认缴出资”。因此，若上市公司后续对常乐公司进行增资，华润电力有权同比例增资，符合公司章程的约定，不存在损害上市公司利益的情形。

三、本次交易评估作价或业绩承诺是否包含募投项目收益，结合募投项目的收益占比、对本次交易作价的影响等，审慎对交易作价中包含募投项目收益安排及相关业绩承诺安排是否有利于保护上市公司及中小股东利益

本次募集配套资金拟在扣除中介机构费用及相关交易税费后，用于支付本次交易现金对价及常乐公司 2×1,000 兆瓦燃煤机组扩建项目（5-6 号机组）建设。常乐公司 5-6 号机组于 2023 年取得项目批复并于当年开始建设，预计 2025 年下半年建成投产。截至评估基准日，5-6 号机组已投入 18.86 亿元，因此在评估作价时考虑到 5-6 号机组已取得项目批复结合工程实施进度情况，预测 5-6 号机组未来盈利能力并采用收益法评估作价具有合理性。

由于收益法评估按照标的公司整体未来现金流预测，在收益法评估时，基于标的公司自身的经营状况以及未来经营计划，考虑到 5-6 号机组项目建设的可行性及其对标的公司未来发展的必要性，评估师在收益法预测时考虑了 5-6 号机组对标的公司未来盈利能力及现金流的影响。但从其资金来源的角度上讲，考虑到本次配套融资尚需获得深交所审核通过以及中国证监会同意注册，本次评估未以配套募集资金成功实施作为假设前提，本次配套募集资金成功与否并不影响标的公司的评估值。本次交易中对标的公司进行收益法评估是在其现有资产、运营方式等基础之上进行的，未考虑募集配套资金对标的公司经营的影响。

根据交易双方签订的《盈利预测补偿协议》，在计算常乐公司实现净利润时，还需扣除常乐公司因使用“甘肃能源以发行股份及支付现金方式购买电投集团所持常乐公司 66.00%股权并募集配套资金暨关联交易”项下募集配套资金对常乐公司净利润的影响（如有），即上市公司以补充常乐公司资本金方式用于募投项

目建设而导致常乐公司节省的相关借款利息，借款利率按照募投项目当年度（即《专项审核报告》审核实现净利润数与承诺净利润数差异情况所对应的年度）对外融资的加权平均资金利率计算（以下简称“加权利率”）。募集配套资金对常乐公司各年度净利润影响的金额按如下公式计算：常乐公司以资本金方式实际使用募集配套资金数额×加权利率×（1-常乐公司的所得税税率）×常乐公司以资本金方式实际使用募集配套资金的天数/365（实际使用天数在承诺期内按每年度分别计算）。

综上，本次评估未以配套募集资金成功实施作为假设前提，本次配套募集资金成功与否并不影响标的公司的评估值。本次交易中对标的公司进行收益法评估是在其现有资产、运营方式等基础之上进行的，未考虑募集配套资金对标的公司经营的影响，交易对方业绩承诺也将扣除使用募集资金对净利润的影响。因此，本次交易相关业绩承诺等安排不存在损害保护上市公司及中小股东利益情况，有利于保护上市公司及中小股东利益。

四、本次交易作价是否已考虑标的资产认缴未实缴出资情况，交易对手后续实缴出资是否会摊薄上市公司股东权益，是否有利于保护上市公司利益，结合标的资产股东未完成实缴出资的情况及后续出资安排补充说明标的资产权属是否存在瑕疵，本次交易是否符合《重组办法》第十一条的规定

（一）本次交易作价是否已考虑标的资产认缴未实缴出资情况

本次交易作价采用收益法评估结果。收益法评估方法下，收益预测是整体资产评估的基础，基于假设常乐公司生产经营业务可以按其现状持续经营下去，即截至评估基准日注册资本未全额实缴的既有现状下的评估结果。收益法评估是基于注册资本未全额实缴的现状，且不考虑未来实缴的情形，评估结果体现了未实缴出资的情况。此外，截至本次交易的评估基准日，常乐公司各股东实缴注册资本占其认缴注册资本的比例一致，不存在因常乐公司的注册资本尚未全部缴纳而影响常乐公司股东权益价值计算基础的情形。

因此，本次交易基于现有实收资本且不考虑未来实缴的情况确定评估结果，已考虑标的资产认缴未实缴出资情况。

（二）交易对手后续实缴出资是否会摊薄上市公司股东权益，是否有利于保护上市公司利益

根据《<发行股份及支付现金购买资产协议>之补充协议》第 5.1 条约定，本次交易完成后（即股权交割后），电投集团所应承担的出资义务转由上市公司承担，电投集团不再承担常乐公司的实缴出资义务。

因此，电投集团后续向常乐公司缴纳出资的义务将在本次交易的股权交割手续完成后转由上市公司承担，电投集团在本次交易期间及交易完成后均不再向常乐公司缴纳出资。本次交易的股权交割手续完成后，上市公司及华润电力将根据常乐公司项目建设的实际需要同比例向常乐公司缴纳剩余出资，双方持有的常乐公司股权对应的净资产将同比例增加，根据《甘肃电投常乐发电有限责任公司章程》约定，股东享有的表决权、分红权等股东权利将根据实缴出资比例保持不变。

综上，本次交易不存在交易对手后续实缴出资并摊薄上市公司股东权益的情形，本次交易中关于后续实缴出资的安排有利于保护上市公司利益。

（三）结合标的资产股东未完成实缴出资的情况及后续出资安排补充说明标的资产权属是否存在瑕疵，本次交易是否符合《重组办法》第十一条的规定

截至本回复出具之日，常乐公司各股东认缴出资、实缴出资及持股情况如下：

序号	股东名称	认缴出资 (万元)	实缴出资 (万元)	持股比例	实缴占认缴 比例
1	电投集团	275,880.00	242,880.00	66.00%	88.04%
2	华润电力	142,120.00	125,120.00	34.00%	88.04%
合计		418,000.00	368,000.00	100.00%	-

2023 年 12 月 29 日，常乐公司召开股东会，同意增加注册资本 150,000.00 万元，增资后常乐公司注册资本变更为 418,000.00 万元，电投集团与华润电力按持股比例分别认缴新增注册资本。会议同时决定，本次增资资金可分期缴纳，需在 5-6 号机组建成投产前全部实缴到位。根据本次股东会决议，常乐公司相应修改了章程。现行有效的《甘肃电投常乐发电有限责任公司章程》规定，剩余出资将在 6×1,000MW 调峰项目投产前由各股东按照持股比例实缴到位。目前，常乐公司 1-4 号机组已投产发电，5-6 号机组已开工建设，预计 2025 年下半年投产发

电。因此，常乐公司股东在 5-6 号机组建成投产前完成实缴符合《甘肃电投常乐发电有限责任公司章程》及 2023 年 12 月常乐公司股东会决议的约定。

同时，常乐公司上述增资及出资时间安排符合当时有效的《中华人民共和国公司法（2018 修正）》的规定，亦不违反《中华人民共和国公司法（2023 修订）》《国务院关于实施〈中华人民共和国公司法〉注册资本登记管理制度的规定》（国务院令第七百八十四号）的规定。

此外，根据《〈发行股份及支付现金购买资产协议〉之补充协议》第 5.1 条约定，电投集团应承担的实缴出资义务将在本次交易的股权交割手续完成后转由上市公司承担。该项约定清晰、符合交易惯例，不存在违反公司法等法律、法规的情形，不会导致常乐公司各股东之间以及上市公司与电投集团之间因股权权属产生争议。

截至本回复出具之日，电投集团所持常乐公司的 66% 股权不存在质押、冻结、查封等权利受限情形，后续交割过户不存在法律障碍。

综上，本次交易的标的资产权属清晰，符合《重组办法》第十一条之规定。

五、中介机构核查程序及核查意见

（一）核查程序

评估师主要执行了如下核查程序：

1、查阅了标的公司 5-6 号机组可研报告投资估算与经济效益分析资料，查阅了评估报告、评估说明相关资料，分析可行性报告与评估报告相关预测参数差异原因。

2、查阅了标的公司涉及认缴和实缴出资安排的相关股东会材料、公司章程，查阅了募投项目可研报告、标的公司审计报告。

3、查阅了本次募投项目（5-6 号机组）相关批复文件、评估报告及评估说明，查阅了交易双方签订的《盈利预测补偿协议》。

4、查阅天健兴业出具的天兴评报字（2024）第 0794 号《甘肃电投能源发展股份有限公司拟发行股份及支付现金购买资产涉及的甘肃电投常乐发电有限责

任公司股东全部权益价值资产评估报告》《甘肃电投常乐发电有限责任公司章程》、常乐公司工商档案及相关股东会决议、常乐公司股东实缴出资凭证、《<发行股份及支付现金购买资产协议>之补充协议》等。

（二）核查意见

经核查，评估师认为：

1、通过对比评估报告与可研报告使用的相关预测参数，评估报告收益法采用的发电利用小时、电价、煤价、煤耗数据与可研报告采用的参数差异较小。评估报告采用的所得税税率更加贴近企业的实际情况，采用的折旧年限更加谨慎。相关差异具有合理性，对本次评估值不存在重大不利影响。

2、标的资产股东随项目进度已完成部分认缴增资额的实际缴纳，后续认缴未实缴的注册资本金将根据标的公司建设进度情况，在项目投产前由各股东按持股比例逐步实缴到位，华润电力将同时同比例出资，履行实缴出资义务，相关安排符合《公司法》的规定；后续如上市公司用募集配套资金对常乐公司进行增资，按公司章程约定华润电力有权同比例增资，不存在损害上市公司利益的情形。

3、本次评估未以配套募集资金成功实施作为假设前提，本次配套募集资金成功与否并不影响标的公司的评估值。本次交易中对标的公司进行收益法评估是在其现有资产、运营方式等基础之上进行的，未考虑募集配套资金对标的公司经营的影响，交易对方业绩承诺也将扣除使用募集资金对净利润的影响。因此，本次交易相关业绩承诺等安排不存在损害保护上市公司及中小股东利益情况，有利于保护上市公司及中小股东利益。

4、本次交易基于现有实收资本且不考虑未来实缴的情况确定评估结果，已考虑标的资产认缴未实缴出资情况；本次交易不存在交易对手后续实缴出资并摊薄上市公司股东权益的情形，本次交易中关于后续实缴出资的安排有利于保护上市公司利益；本次交易的标的资产权属清晰，符合《重组办法》第十一条之规定。

(本页无正文，为《北京天健兴业资产评估有限公司关于〈关于甘肃电投能源发展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回复〉之专项核查意见》之签字盖章页)

经办资产评估师签名：邵伟伟 包迎春



北京天健兴业资产评估有限公司



2024年8月7日