

神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山
煤矿采矿权评估报告

中企华矿评报字[2025]第 1068 号
(共 2 册, 第 1 册)

北京中企华资产评估有限责任公司
二〇二五年十二月十六日



中国矿业权评估师协会
评估报告统一编码回执单



报告编码:1102420250202064299

译

评估委托方: 国家能源投资集团有限责任公司和中国神华能源股份有限公司

评估机构名称: 北京中企华资产评估有限责任公司

评估报告名称: 神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权

报告内部编号: 中企华矿评报字[2025]第1068号

评估值: 0.00(万元)

报告签字人: 宋益红(矿业权评估师)

胡宏源(矿业权评估师)

说明:

1、二维码及报告编码相关信息应与中国矿业权评估师协会评估报告统一编码管理系统内存档资料保持一致;

2、本评估报告统一编码回执单仅证明矿业权评估报告已在中国矿业权评估师协会评估报告统一编码管理系统进行了编码及存档,不能作为评估机构和签字评估师免除相关法律责任的依据;

3、在出具正式报告时,本评估报告统一编码回执单应列装在报告的封面或扉页位置。

神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿 采矿权评估报告

目录

评估报告摘要	4
评估报告正文	8
一、评估机构	8
二、评估委托人和采矿权人	8
三、评估对象和范围	10
(一)评估对象和范围	10
(二)矿业权历史沿革	11
(三)矿业权价款/出让收益处置情况和评估史	12
四、评估目的	12
五、评估基准日	12
六、评估依据	12
(一)法规依据	12
(二)行为、产权和取价依据	14
七、评估实施过程	15
八、矿产资源勘查和开发概况	16
(一)矿区位置和交通	16
(二)自然地理及经济状况	16
(三)地质勘查工作概况及取得成果	17
(四)矿区地质概况	20
(五)矿产资源情况	23
(六)开采技术条件	29
(七)矿山开发利用现状	30
九、评估方法	31
十、评估指标和参数	32
(一)保有资源储量	32

(二)评估利用矿产资源储量	33
(三)开采、选煤方案	33
(四)产品方案	34
(五)采煤技术指标	34
(六)评估利用可采储量	34
(七)生产能力和服务年限	35
(八)销售收入	35
(九)投资估算	42
(十)成本估算	44
(十一)销售税金及附加	51
(十二)所得税	54
(十三)折现率	55
十一、评估假设	55
十二、评估结论	56
十三、评估基准日期后重大事项	56
十四、特别事项说明	56
十五、评估报告的使用限制	58
十六、评估报告日	59
十七、评估机构和评估责任人	59
十八、神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权评估报告附表目录	

附表一 神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权评估价值估算表

附表二 神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权评估可采储量及矿山服务年限估算表

附表三 神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权评估销售收入估算表

附表四 神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权评估资产投资估算表

附表五 神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权评

估资产折旧和摊销费用估算表

附表六 神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权评估单位成本估算表

附表七 神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权评估总成本费用估算表

附表八 神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权评估税费估算表

十九、神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权评估报告附件(另册装订)

神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿 采矿权评估报告

摘要

评估机构：北京中企华资产评估有限责任公司。

评估委托人：国家能源投资集团有限责任公司和中国神华能源股份有限公司。

评估对象：神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权。

评估目的：中国神华能源股份有限公司拟发行股份及支付现金购买国家能源投资集团有限责任公司持有的煤炭、坑口煤电等相关资产。为此需对涉及的国家能源集团乌海能源有限责任公司所持有的“神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权”进行价值评估，本次评估即为该经济行为涉及的采矿权价值提供参考意见。

评估基准日：2025年7月31日。

评估方法：折现现金流量法。

评估主要参数：评估基准日骆驼山煤矿保有资源储量为13938.80万吨；评估利用资源储量为5219.17万吨(不含16煤层和高硫煤)；评估利用可采储量为2399.05万吨；评估确定生产能力为150.00万吨/年；评估计算年限为11.40年(含联合试运转期)；产品方案为原煤；固定资产投资原值84249.72万元，净值75663.45万元，后续新增投资39419.55万元(含税)；无形资产—土地使用权1279.11万元。

以2029年为例：原煤不含税销售价格为430.00元/吨(取整)，正常年份销售收入为64500.00万元；单位总成本费用为361.09元/吨、单位经营成本325.25元/吨；正常年份总成本费用54162.76万元、经营成本48787.41万元；折现率为7.80%。

评估结论：本评估机构在充分调查、了解和分析评估对象的基础上，依据科学的评估程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权”于评估基准日2025年7月31日评估计算期内持续经营条件下累计净现金流量现

值为 -107394.55 万元，则“神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日采矿权评估价值为 0.00 万元，大写人民币零元整。

特殊事项说明：

(一) 神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权的采矿许可证有效期限至 2036 年 10 月 24 日，评估计算年限已经超过了目前采矿许可证的有效期，本次评估假设采矿权人会根据国务院第 241 号令、国务院令第 653 号《矿产资源开采登记管理办法(2014 修订)》，在采矿许可证有效期届满 30 日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

(二) 骆驼山煤矿目前处于联合试运转期，基于 2025 年 8 月编制提交的“初步设计”未对原煤开采成本进行估算，2005 年编制提交的“可行性研究报告”距离本次评估基准日时间较长。则本次评估主要经济参数依据神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿预算经营情况表数据取值，并不保证各项成本费用的必然实现，与未来实际成本费用可能会有差异。

(三) 根据 2013 年 8 月 22 日国家煤矿安全监察局文件(煤安监函[2013]10 号)“关于神华乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿安全设施设计的批复”和 2020 年 1 月 21 日内蒙古煤矿安全监察局文件“关于国家能源集团乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿安全设施设计修改的批复”(内煤安字[2020]6 号)，骆驼山矿井只限开采上组煤 9-2、10 号煤层，下组煤 16-1、16-2 煤层开采前应另行设计并履行审批手续。“初步设计”设计中 16-1、16-2、17 煤层的资源量为暂不利用资源，故本次评估根据“初步设计”选取亦暂不利用(16-1、16-2 煤层保有资源储量 8041.60 万吨，17 煤高硫煤 255.10 万吨)。

(四) 根据 2006 年 4 月 17 日内蒙古自治区国土资源厅出具的“采矿权评估结果确认书”(国资采矿评认[2006]153 号),“海勃湾矿区骆驼山井田采矿权”，采矿权价款为 19490.12 万元人民币，评估期内拟动用可采储量 5590.00 万吨。上述采矿权价款于 2009 年全部缴纳。

(五) 在本评估报告提交后的评估报告有效期内，如矿山提交新的储量核实报告、提交新的设计资料，委托方应及时委托本公司对评估结

论进行修正。

提请本报告使用者注意上述事项。

评估有关事项声明：

评估结论使用的有效期为一年，即从评估基准日起一年内有效。

超过一年此评估结论无效，需重新进行评估。

本评估报告仅供评估委托人以及评估委托合同中约定的其他评估报告使用人和法律、行政法规规定的评估报告使用人使用；除此之外，其它任何机构和个人不能成为评估报告使用人；委托人以及矿业权评估委托合同中约定的其他评估报告使用人，只能按照本报告披露的评估目的，在披露的时间范围内使用本评估报告，除此之外，不得用于任何其他目的。

评估报告的使用权归评估委托人所有，未经评估委托人同意，我公司不会向他人提供或公开。除依据法律须公开的情形外，报告的全部或部分内容不得发表于任何公开的媒体上。

重要提示：

以上内容摘自神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权评估报告，欲了解本评估项目的全面情况，应认真阅读该采矿权评估报告全文。

(本页以下为空白，无正文)

(本页仅为《神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权评估报告》签字页，无正文)

法定代表人(权忠光):



项目负责人(宋益红):



矿业权评估师(宋益红、胡宏源):



北京中企华资产评估有限责任公司
二〇一五年十二月十六日



神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿 采矿权评估报告

正 文

北京中企华资产评估有限责任公司接受国家能源投资集团有限责任公司和中国神华能源股份有限公司的委托，根据国家有关采矿权评估的规定，本着独立、客观、公正的原则，按照恰当的采矿权评估方法，对神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权进行了评估。本公司评估人员按照必要的评估程序对委托评估的神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权进行了尽职调查、市场调查与询证，对该采矿权在 2025 年 7 月 31 日所表现出的市场价值进行了估算，现将该采矿权评估的情况及评估结果报告如下：

一、评估机构

机构名称：北京中企华资产评估有限责任公司；

注册地址：北京市东城区青龙胡同 35 号；

法定代表人：权忠光；

营业执照统一社会信用代码：91110101633784423X；（见附件 1，另册装订）

“探矿权采矿权评估资格证书”编号：矿权评资[2000]005 号。（见附件 2，另册装订）

二、评估委托人和采矿权人

(一)评估委托人之一简介

名称：国家能源投资集团有限责任公司（以下简称：“国家能源集团”）

住所：北京市东城区安定门西滨河路 22 号

法定代表人：邹磊

注册资本：13,209,466.115 万元

类型：有限责任公司（国有独资）

统一社会信用代码：91110000100018267J

营业期限：1995年10月23日至无固定期限

经营范围：国务院授权范围内的国有资产经营；开展煤炭等资源性产品、煤制油、煤化工、电力、热力、港口、各类运输业、金融、国内外贸易及物流、房地产、高科技、信息咨询等行业领域的投资、管理；规划、组织、协调、管理集团所属企业在上述行业领域内的生产经营活动；化工材料及化工产品(不含危险化学品)、纺织品、建筑材料、机械、电子设备、办公设备的销售。(市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。)

(二)评估委托人之二简介

机构名称：中国神华能源股份有限公司(以下简称：“中国神华”)

住 所：北京市东城区安定门西滨河路22号

法定代表人：吕志韧

企业类型：其他股份有限公司(上市);

统一社会信用代码：91110000710933024J

营业期限：2004年11月08日至无固定期限

注册资本：1986851.9955万人民币

股票代码：601088.SH、01088.HK

经营范围：煤矿开采(有效期以各煤矿相关许可证的有效期限为准)；煤炭批发经营；项目投资；煤炭的洗选、加工；矿产品的开发与经营；专有铁路内部运输；电力生产；开展煤炭、铁路、电力经营的配套服务；船舶的维修；能源与环保技术开发与利用、技术转让、技术咨询、技术服务；进出口业务；化工产品、化工材料、建筑材料、机械设备的销售(不含危险化学品)；物业管理。(市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。)

(三)采矿权人

机构名称：神华集团海勃湾矿业有限责任公司；

住 所：内蒙古自治区乌海市滨河区神华街南创业路西乌海能

源公司综合楼 2001 室；

法定代表人：李振阳；

企业类型：其他有限责任公司；

统一社会信用代码：91150000114670766B；

营业期限：2001-09-19 至 209912-31

注册资本：24786 万人民币

经营范围：煤炭开采、销售(仅限分支机构)；煤炭洗选(仅限分支机构)；冷、热加工；速凝剂；销售机电产品、五金交化、水暖配件。

神华集团海勃湾矿业有限责任公司为国家能源投资集团有限责任公司 100% 控股子公司，是一家从事煤炭开采销售，煤炭洗选，冷热加工等业务的公司，成立于 2001 年 09 月 19 日。

三、评估对象和范围

(一)评估对象和范围

本项目评估对象是神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权(以下简称“骆驼山煤矿”)。

采矿许可证证号：C1000002011071120115468；矿山名称：神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿；开采矿种：煤；开采方式：地下开采；生产规模：150.00 万吨/年；矿区面积：11.5710 平方公里；有效期限：壹拾肆年零陆月，自 2022 年 4 月 2 日至 2036 年 10 月 24 日；发证机关：内蒙古自治区自然资源厅、乌海市自然资源局，矿区共有 20 个拐点圈定。拐点坐标如下(2000 国家大地坐标系)：

直角坐标			直角坐标		
拐点编号	X	Y	拐点编号	X	Y
1	4381030.1640	36405259.7910	11	4376141.8800	36407646.7100
2	4381459.9100	36406814.6500	12	4375980.8700	36407165.7100
3	4378426.8800	36407244.6800	13	4375510.8700	36407165.7200
4	4378201.8800	36407244.6800	14	4375533.8800	36407779.7200
5	4377448.8900	36407153.6900	15	4375459.8500	36407784.6300
6	4377390.8900	36407839.7000	16	4374959.8400	36406034.6200
7	4377253.8900	36407885.7000	17	4374359.8400	36405304.6200
8	4377104.9000	36408359.7100	18	4374114.8060	36405013.2990
9	4376689.8900	36408359.7100	19	4377619.7030	36405772.5150
10	4376334.8800	36407646.7100	20	4380712.3700	36405358.2080

开采深度：由 1230 米至 360 米标高，井巷工程标高至地表。

本次评估范围即为上述拐点坐标圈定的范围及范围内的保有资源

储量。

(二) 矿业权历史沿革

2005年8月，神华海勃湾矿业有限责任公司取得了该煤矿的《划定矿区范围批复》(国资矿划字[2005]14号)，矿区范围面积38.57km²，规划建设规模1.50Mt/a。并于2006年10月24日首次取得国土资源部颁发的采矿许可证(证号：1000000610121)；采矿权人：神华集团海勃湾矿业有限责任公司；开采方式：地下开采；生产规模：150万吨/年；矿区面积：38.5722km²；有效期限：2006年10月24日～2036年10月24日。

由于骆驼山煤矿部分区域与“四合木”自然保护区重叠，需对煤矿西部与“四合木”自然保护区重叠区域留设保护煤柱，造成原设计可采煤炭资源储量发生较大变化，原规划预留的后期3.00Mt/a生产规模难以实现，为此，神华海勃湾矿业有限责任公司委托内蒙古煤矿设计研究院编制骆驼山煤矿采矿权分立方案。

2007年12月24日，内蒙古自治区国土资源厅以内国土资函[2007]490号文向国土资源部呈报《关于报送<神华海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权分立方案>初审意见的函》，国土资源部办公厅于2008年2月2日以国土资厅[2008]75号文予以备案。2008年3月14日，神华海勃湾矿业有限责任公司以海矿发[2008]52号文向国土资源部申报《骆驼山煤矿采矿权分立有关问题的请示》，国土资源部于2008年3月17日以国土资函[2008]25号批复。

2012年6月11日国土资源部颁发分立后的采矿许可证，采矿权人神华集团海勃湾矿业有限责任公司，证号为C1000002011071120115468，面积28.4681km²，生产规模为150万吨/年，有效期限为25年，自2012年6月11日～2036年10月24日。矿区范围由20个拐点圈定。

2022年4月2日，采矿权人申请变更，将“四合木”保护区和G6京藏高速全部调出证外，变更后的采矿许可证证号、采矿权人、矿山名称、开采矿种、开采方式、生产规模、开采深度均与原证相同，矿区面积变更为11.5710km²。变更后的矿区范围仍由20个拐点圈定，有效期限：壹拾肆年零六个月，自2022年4月2日～2036年10月24日。

(三)矿业权价款/出让收益处置情况和评估史

根据 2006 年 4 月 17 日内蒙古自治区国土资源厅出具的“采矿权评估结果确认书”(国资采矿评认[2006]153 号),北京海地人矿业权评估事务所提交的《海勃湾矿区骆驼山井田采矿权评估报告书》,采矿权价款为 19490.12 万元人民币,生产规模 150.00 万吨/年,评估期内拟动用可采储量 5590.00 万吨。上述采矿权价款于 2009 年全部缴纳。

本次评估委托人和矿业权人未提供其他矿业权评估报告。

四、评估目的

中国神华能源股份有限公司拟发行股份及支付现金购买国家能源投资集团有限责任公司持有的煤炭、坑口煤电等相关资产。为此需对涉及的国家能源集团乌海能源有限责任公司所持有的“神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权”进行价值评估,本次评估即为该经济行为涉及的采矿权价值提供参考意见。

五、评估基准日

本次采矿权评估基准日为 2025 年 7 月 31 日。评估报告中计量和计价标准,均为该基准日客观有效标准。

六、评估依据

(一)法规、规范依据

1. 《中华人民共和国矿产资源法》(根据 2024 年 11 月 8 日第十四届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议修订);
2. 《中华人民共和国矿产资源法实施细则》(国务院令第 152 号);
3. 《中华人民共和国资产评估法》(中华人民共和国第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议于 2016 年 7 月 2 日通过);
4. 《矿产资源区块登记管理办法》(国务院 1998 年第 240 号令发布,2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
5. 《矿产资源开采登记管理办法》(国务院 1998 年第 241 号令发布,2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);
6. 《探矿权采矿权转让管理办法》(国务院 1998 年第 242 号令发布,2014 年 07 月 29 日国务院令第 653 号修正);

7. 《关于印发<矿业权评估管理办法(试行)>的通知》(国资发[2008]174号);
8. 《国务院关于印发矿产资源权益金制度改革方案的通知》(国发[2017]29号);
9. 《财政部 自然资源部 税务总局关于印发《矿业权出让收益征收办法》的通知》(财综[2023]10号);
10. 《财政部 国家发展改革委员会 国家煤矿安全监察局关于印发〈煤炭生产安全费用提取和使用管理办法〉和〈关于规范煤矿维简费管理问题的若干规定〉的通知》(财建[2004]119号);
11. 《财政部 应急管理部 关于印发<企业安全生产费用提取和使用管理办法>的通知》(财资[2022]136号);
12. 《中华人民共和国增值税暂行条例》(根据 2017 年 11 月 19 日《国务院关于废止<中华人民共和国营业税暂行条例>和修改<中华人民共和国增值税暂行条例>的决定》第二次修订);
13. 《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》(财政部 国家税务总局第 50 号令);
14. 《关于全国实施增值税转型改革若干问题的通知》(财税[2008]170号);
15. 财政部、国家税务总局财税[2016]36号文《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》;
16. 《国家税务总局关于深化增值税改革有关事项的公告》《国家税务总局公告 2019 年第 14 号》;
17. 《关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部 税务总局 海关总署公告 2019 年第 39 号);
18. 《中华人民共和国城市维护建设税法》(2020年8月11日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十次会议通过);
19. 《关于修改〈征收教育费附加的暂行规定〉的决定》(国务院令 2005 年第 448 号);
20. 《关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》(财综[2010]98 号);
21. 《中华人民共和国企业所得税法》(2007 年 3 月 16 日第十届全国

人民代表大会第五次会议通过，根据 2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议《关于修改<中华人民共和国电力法>等四部法律的决定》第二次修正)；

22. 《中华人民共和国资源税法》(2019 年 8 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议通过)；

23. 《内蒙古自治区人民代表大会常务委员会<关于内蒙古自治区矿产资源税适用税率等税法授权事项的决定>》(2020 年 7 月 23 日内蒙古自治区第十三届人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过)；

24. 《中国矿业权评估准则》(中国矿业权评估师协会，2008 年 8 月)；

25. 《中国矿业权评估准则》(二)(中国矿业权评估师协会，2010 年 9 月)；

26. 《矿业权评估参数确定指导意见》(中国矿业权评估师协会，2008 年 10 月)；

27. 《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T13908 – 2020)；

28. 《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766 – 2020)；

29. 《矿产地质勘查规范 煤》(DZ/T0215-2020)；

30. 《自然资源部办公厅关于做好矿产资源储量新老分类标准数据转换工作的通知》(自然资办函[2020]1370 号)。

(二) 行为、产权和取价依据

1. 矿业权评估承诺函；

2. 评估委托人和采矿权人营业执照；

3. 采矿许可证(证号：C1000002011071120115468)和联合试运转批复复印件；

4. 《关于<内蒙古自治区桌子山煤田神华骆驼山煤矿煤炭资源储量核实报告>矿产资源储量评审备案证明》(内自然资储备字[2023]40 号)和《关于<内蒙古自治区桌子山煤田神华骆驼山煤矿煤炭资源储量核实报告>矿产资源储量评审意见书》(内自然资储评字[2023]48 号)；

5. 《内蒙古自治区桌子山煤田神华骆驼山煤矿煤炭资源储量核实报告》(内蒙古西域矿业开发咨询有限责任公司，2023 年 2 月)；

6. “自储量核实基准日至本次评估基准日(2025 年 7 月 31 日)动用量

情况说明”；

7. 《国家能源集团乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿修改初步设计(上、下册)》(中煤西安设计工程有限责任公司, 2025年8月)及相关批复；

8. 《神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》(北京中环建生态环境设计有限公司, 2025年1月)及其评审表；

9. 账务报表、成本预测资料；

10. 采矿权价款(或出让收益)资料；

11. 评估人员收集的其他资料。

七、评估实施过程

根据国家现行有关矿业权评估的政策和法规规定，按照评估委托人的要求，北京中企华资产评估有限责任公司组织评估人员，于2025年8月18日～2025年12月16日，在评估委托人的配合下，对神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权实施了如下评估程序：

(一)接受委托阶段

2025年8月中旬评估委托人确定了北京中企华资产评估有限责任公司为本项目的评估机构，并初步介绍拟评估的采矿权有关情况。

(二)评估准备阶段

根据本次评估采矿权的特点，我公司向评估委托人提交了评估所需的资料清单，组建了本项目的评估团队，并拟定了相应的评估计划。

(三)现场尽职调查阶段

评估人员于2024年8月18日～10月25日赴内蒙古乌海市海南区对评估对象的现状、地质、储量情况等有关情况进行了了解，并查阅及收集了评估所需的有关资料，包括储量核实报告、采矿许可证、初步设计等，同时对资料存在的问题与矿山相关人员交换了意见。

(四)评定估算阶段

2025年10月26日～11月8日，对收集的资料进行整理、分析，确定评估方案，选取评估参数，对神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权价值进行评定估算，并完成评估报告初稿。

(五)提交报告阶段

2025年11月9日~12月10日，对评估报告初稿进行公司内部审核，对提出的审核意见进行修改。将修改后的评估结果与评估委托人交换意见，认真听取评估委托人意见，经分析判断后作出必要的修改，形成正式的评估报告。2025年12月16日将正式的采矿权评估报告提交给评估委托人。

八、矿产资源勘查和开发概况

(一)矿区位置和交通

骆驼山煤矿位于内蒙古自治区乌海市190°方位，直距8km，行政隶属乌海市海南区管辖。矿区距乌海市海勃湾区17km，向南约47km至黄河渡口。海勃湾区至公乌素矿区的公路由南至北从矿区以西部通过，丹~拉(丹东~拉萨)高速公路从矿区外北部通过。海勃湾区是乌海市政治、经济文化的中心，地区经济较发达，交通四通八达，矿区内外交通条件非常便利。

(二)自然地理及经济状况

矿区总体地势为东西两侧高，中部相对较低，海拔标高一般在1260~1330m之间。最大高差为183.44m，一般相对高差为70m左右。区内属高原侵蚀性丘陵地貌，大部分地区为低矮山丘，新生界广泛分布，无基岩出露，为荒漠~半荒漠地区，植被稀疏。

矿区西侧主要地表水系为黄河，自南向北从矿区西侧流过，距核实区最近约12km，黄河最大径流量5820m³/s，最小径流量60.8m³/s，水位标高1065m左右，水位标高1065m左右。

区内属干旱的温带高原大陆性气候，平均气温7.8~8.0℃，年降水量54.19~357.6mm，主要集中于7、8、9三个月内，年蒸发量3316.7~3919.3mm，常年多风，平均风速3.1m/s，最大风速可达24m/s。无霜期为120~180天，最大冻土深度0.7~1.5m。

根据《中国地震动参数区划图》(GB 18306-2015)，矿区所在区域地震动峰值加速度为0.20g，对照地震烈度为VIII，属强震预测区。

矿区附近现有三座110kV变电站。北部平沟煤矿已在井下煤层底板

奥陶纪灰岩中找到丰富的水源，本矿用水可直接取用平沟煤矿水源，消防洒水及选煤厂补充用水可利用井下排水处理循环使用。矿区交通运输便利、电源可靠、水源较充沛。

(三)地质勘查工作概况及取得成果

桌子山煤田的勘查开发工作始于二十世纪 50 年代，经过几十年的勘查开发，为桌子山煤田积累了丰富的地质资料，为进一步进行地质勘查工作奠定了基础。现将涉及本区的地质工作简述如下：

1959～1960年，原内蒙煤炭局煤田地勘队 117 队(现内蒙古煤田地质局 117 勘探队)分别对骆驼山及滴沥帮乌素一、二区(骆驼山矿区南部)进行了精查勘探，共施工 71 个钻孔(在深部区有 36 个孔)，工程量 14319.74m，抽水 11 段。测制了 1/5000 地形地质图，施工了山地工程，采集大样三套，进行了水文地质工作。1960 年底，提交了《内蒙古自治区桌子山煤田骆驼山勘探区地质勘探最终报告(精查)》，1962 年，内蒙储委联合煤炭部等五部委以通知“81”号文件，对精查报告进行审核，将该报告涉及范围分别降为普查和详查(原内蒙古燃料化学工业局“骆驼山矿区精查地质报告审批意见书”)。

1971～1972 年，内蒙古自治区煤田地质勘探公司 117 队(现内蒙古煤田地质局 117 勘探队)对“骆驼山断层 F68～F64”和“滴沥帮乌素一、二区断层 F64～F39”两个矿区重新进行精查勘探，并提交了《内蒙古自治区伊克昭盟桌子山煤田骆驼山矿区精查地质报告》，该报告野外工作于 1972 年底结束，共完成钻孔 52 个，工程量 14376.80m，完成 1/5000 地质测量 62km²。内蒙古自治区革命委员会燃料化学工业局组织了包头、乌达、海勃湾矿务局、海勃湾煤矿、内蒙煤矿设计院、内蒙炭窑口硫铁矿、内蒙建井工程处、煤田地质公司七地质队等单位，于 1974 年 12 月 10～16 日，在海勃湾区以三结合形式于现场审查了该报告。最终以内蒙革[74]燃煤开字第 56 号文件批复，认为 1100m 水平以上 13km² 范围内达到精查(浅部区)，获得工业储量 13944.20 万吨，1100m 水平以下 43km² 内达到了详查，批准详查储量 23455.0 万吨。

1979 年～1984 年，原内蒙古自治区煤田地质勘探公司 117 煤田地质勘探队(即现“内蒙古自治区煤田地质局 117 勘探队”)在骆驼山井田深

部区(即精查地质报告中+1100m 水平以下降为详查的部分)进行精查勘探,提交了《内蒙古自治区桌子山煤田骆驼山井田深部区精查地质报告》,全区共获得地质储量 50202.0 万吨,其中工业储量(A+B+C)28676.5 万吨,A 级储量 6287.2 万吨,A+B 级储量 12871.9 万吨。该报告于 1986 年 5 月 15 日被内蒙古自治区矿产储量委员会批准,批准文号为“内蒙储决字[1986]30 号”。

2005 年 7 月 5 日,内蒙古煤田地质局 117 勘探队受神华海勃湾矿业有限公司委托,编制了《内蒙古自治区桌子山煤田骆驼山井田煤炭资源储量核实报告》。截止 2005 年 6 月 30 日,全井田共获得煤炭总资源储量 39671.4 万吨(肥煤 21709 万吨、焦煤 14787.4 万吨、1/3 焦煤 3175 万吨),其中:探明的内蕴经济资源量(331)9057 万吨(肥煤 4487 万吨、焦煤 3621 万吨、1/3 焦煤 949 万吨),控制的内蕴经济资源量(332)8826 万吨(肥煤 4536 万吨、焦煤 3629 万吨、1/3 焦煤 661 万吨),推断的内蕴经济资源量(333)21788.4 万吨(肥煤 12686 万吨、焦煤 7537.4 万吨、1/3 焦煤 1565 万吨);保有资源储量为 39671.4 万吨(肥煤 21709 万吨、焦煤 14787.4 万吨、1/3 焦煤 3175 万吨)。该报告于 2005 年 11 月 2 日,由国土资源部矿产资源储量评审中心以“国资矿评储字[2005]132 号”评审通过。2005 年 11 月 24 日,原国土资源部以“国资储备字[2005]281 号”予以备案。

2006 年 10 月,神华海勃湾矿业有限责任公司委托内蒙古自治区煤田地质局 117 勘探队在骆驼山煤矿范围内施工水文兼工程地质钻孔 4 个,工程量 2190.61m,对各含水岩组及断层分别进行了抽水试验,并系统地在煤层顶底板采取了岩石物理力学试验样。于 2006 年 10 月 18 日编制完成了《神华海勃湾矿业有限责任公司骆驼山矿井矿床开采技术条件补充勘探资料》。2006 年 10 月 28 日神华海勃湾矿业有限责任公司递交内蒙古自治区煤田地质局委托评审,内蒙古自治区煤田地质局审查该勘探资料符合有关规定,受理了该勘探资料,并聘请 4 位专家在呼和浩特市对勘探资料进行评审,并出具了“《神华海勃湾矿业有限责任公司骆驼山矿井矿床开采技术条件补充勘探资料》审查意见书”。

2010 年 10~11 月,神华海勃湾矿业有限责任公司委托内蒙古自治区煤田地质局 117 勘探队在骆驼山煤矿采矿许可证范围进行资源储量核实工作,在充分分析邻近区域相关地质资料基础上编制了《内蒙古自

治区桌子山煤田骆驼山井田(北部)煤炭资源储量核实报告》。该报告于2011年3月30日，由国土资源部矿产资源储量评审中心以“国土资矿评储字[2011]16号”文予评审通过。2011年7月1日原国土资源部以“国土资源储备字[2011]114号”文同意备案。截至2010年10月30日，骆驼山井田(北部)煤炭资源储量核实/评审结果(9-2、10、16-1、16-2煤层，1260~1330米赋煤标高，111b+122b+333)30450万吨。

2010年8月，神华乌海能源有限责任公司委托中煤科工集团西安研究院对骆驼山煤矿奥陶系灰岩水文地质条件进行补充勘探，于2012年1月由中煤科工集团西安研究院提交了《神华乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿奥灰水文地质补充勘探报告》。神华乌海能源有限责任公司在北京邀请相关专家组成专家组，对该报告进行了评审工作，经专家组审核一致同意通过本报告的评审，并出具了“《神华乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿奥灰水文地质补充勘探报告》评审意见”。

2012年至今，矿区区域范围内奥灰水位持续下降，矿井各煤层带压程度逐渐降低。此外，2018年《煤矿防治水细则》发布，国家对矿井防治水工作有了新的要求，原《神华乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿奥灰水文地质补充勘探报告》中基于“奥灰水疏水降压”为主要防治手段的矿井涌水量计算及防治水方案已不符合矿井实际，需结合水文地质条件的变化和防治水手段的进步，对原报告进行修编。

2020年1月，国家能源乌海能源有限责任公司委托中煤科工集团西安研究院有限公司对原提交的《神华乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿奥灰水文地质补充勘探报告》重新进行了修编工作，并于同年5月编制完成了《国家能源乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿奥灰水文地质补充勘探报告修编(2020版)》。2020年5月20日，国家能源集团乌海能源有限责任公司在西安邀请相关5名专家组成专家组对该报告进行了评审，经专家组审核一致同意本报告通过评审，并出具了“《国家能源乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿奥灰水文地质补充勘探报告修编(2020版)》评审意见”。

2022年7月，企业委托内蒙古西域矿业开发咨询有限责任公司依据内蒙古自治区自然资源厅颁发的变更范围后的采矿许可证对矿区范围重新估算资源量，并按照现行规范要求，对资源量类型重新进行划分。

2023年2月1日提交了《内蒙古自治区桌子山煤田神华骆驼山煤矿煤炭资源储量核实报告》，2023年4月11日，内蒙古自治区地质调查研究院储量评审中心组织专家评审，并以“内自然资储评字[2023]48号”评审通过，2023年6月14日内蒙古自治区自然资源厅以“内自然资储备字[2023]40号”予以备案。截止2022年12月31日，采矿许可证范围内计量煤层共获得煤炭总资源量13985.1万吨，其中探明资源量(TM)8335.4万吨，控制资源量(KZ)3391.2万吨，推断资源量(TD)2258.5万吨。

(四)矿区地质概况

1. 地层

矿区范围内大面积被第四系覆盖，根据钻孔揭露情况，区内地层由老至新有：奥陶系下统三山子组(ϵ Os)、马家沟组(O₁m)，石炭系上统太原组(C₂t)，二叠系下统山西组(P₁s)、中统下石盒子组(P₁x)、上石盒子组(P₂s)、上统石千峰组(P₂sh)，第四系(Q)，现将矿区各地层发育特征叙述如下：

(1)奥陶系下统(O)

三山子组(ϵ Os)：主要为浅灰色石英砂岩、灰白色白云质灰岩、灰岩互层，中、下部夹数层生物碎屑灰岩，底部以白云质砂岩、局部含石英砾岩。该组岩性稳定，地表未出露，仅在奥灰水文地质补充勘探阶段施工的钻孔揭露，厚度40.0~100.0m。

马家沟组(O₁m)：区内无出露，仅出露于矿区西部外围处，该组岩性以灰色厚层灰岩为主，局部夹细砂岩薄层，灰岩夹泥灰岩、钙质泥岩条带。钻孔揭露厚度介于15.23~102.78m之间，平均72.86m，该组地层为含煤地层基底，与下伏三山子组呈整合接触。

(2)石炭系(C)

根据岩性组合及含煤性可分为上下两岩段。

①上统太原组下岩段(C₂t¹)

矿区内无出露，该组岩性以深灰色、灰色砂质泥岩、泥岩及灰白色细粒砂岩互层为主，中夹薄层粘土岩，砂质泥岩，泥岩中含大量植物化石。底部有鸡窝状山西式铁矿；揭露厚度不全，据核实区内钻孔揭露厚度在16.50~37.23m之间，平均为26.84m，与下伏奥陶系呈角度

不整合接触。

②上统太原组上岩段(C_2t^2)

该地层为矿区内主要含煤地层之一，区内无出露，仅出露于矿区东部外围处。岩性为砂泥岩、中细砂岩及煤层。含翅羊齿、鳞木、网格长身贝等化石。具钻孔揭露本组厚度 12.34 ~ 94.68m，平均 45.00m。太原组上岩段依据岩性组合、沉积旋回特征及煤层可划分为第一、二两个岩段。

第一岩段(C_2t^{2-1})：岩性以灰白色石英砂岩及灰黑色薄层泥岩组成，底部为鸡窝状山西式铁矿。砂岩粒度由上而下变细层厚变化较大，钻孔揭露厚度为 12.34 ~ 42.47m，平均 26.33m，与下伏奥陶系下统呈角度不整合接触。

第二岩段(C_2t^{2-2})：岩性上部以灰白色中~细粒砂岩、灰黑色砂质泥岩及 12 号煤层组成；下部以深灰色砂质泥岩、钙质泥岩、夹灰白色细粒砂岩，含 12、14、15、16 和 17 煤层。钙质泥岩中含大量腕足类动物化石。本组所含煤层中 16-1 和 16-2 煤层为区内主要可采煤层，12、14 和 15 煤层为零星发育、全区不可采的不稳定煤层，17-2 煤层为大部发育、局部可采的不稳定煤层。与下伏地层呈整合接触。

(3)二叠系(P)

①下统山西组(P_1s)

该组为矿区内主要含煤地层之一，区内无出露，仅出露于矿区东部外围处。岩性上部为深灰色砂质泥岩、灰白色粗~中粒砂岩为主；中部普遍发育一层中~细粒砂岩；下部以细~粉砂岩、砂质泥岩为主，局部夹粘土岩或砂质粘土岩，含丰富植物化石。本组含 1、2、3、5、7、8-1、8-2、9-1、9-2 和 10 煤层，其中 9-2 煤层基本全区发育，且全区可采；2 煤层全区发育，但全区不可采；10 煤层基本全区发育，大部可采；3、5 和 8 煤层零散或局部发育，全区不可采。山西组依据岩性组合及沉积旋回特征，可划分为 4 个岩段(P_1s^1 、 P_1s^2 、 P_1s^3 、 P_1s^4)。山西组与下伏太原组呈整合接触。

第一岩段(P_1s^1)：下部岩性为灰色、灰白色砂岩、粘土岩及砂质泥岩与煤层互层，含煤 3 层，编号为 8、9、10 号煤层(通称乙煤组或中煤组)，上部岩性以灰色、灰白色砂质泥岩及灰黄色中粗粒砂岩为主，含

砂质泥岩。10号煤层结构单一，厚度1m左右，较稳定；9号煤层总厚度达5m以上，上部结构复杂，中部煤层灰分多在40~50%；8号煤层一般在2m左右。全段厚度约23m。

第二岩段(P_1S^2)：岩性以灰白色中粗粒砂岩为主，夹灰黑色砂质泥岩、泥岩，含煤线或薄煤。层位相当于5号煤层，很不发育，底部粗砂岩局部含砾。一般不可采。厚度约25m。

第三岩段(P_1S^3)：岩性以黄绿色、灰绿色砂质泥岩、泥岩为主，夹少量细砂岩、粉砂岩及1~2层薄煤。相当于2、3号煤层位，局部发育呈薄煤或煤线，合称上煤组，亦称甲煤组。厚度约25m。

第四岩段(P_1S^4)：岩性为黄绿色砂泥岩及白色中、粗砂岩互层。上部有一层全区发育良好的葱绿色软质粘土岩，层位稳定，肉眼鉴定特征明显。含1号煤层，厚度约68m。

②中统下石盒子组(P_1X)

区内及东侧均有出露，据钻孔揭露该组厚度60.55~223.39m，平均168.82m，总体呈由西向东变薄趋势。岩性为灰白色、灰绿色粗、中、细粒砂岩夹杂色砂质泥岩，中部夹薄层粘土岩及砂质粘土岩，该组地层不含煤，可划分为3个岩段(P_1X^1 、 P_1X^2 、 P_1X^3)，与下伏山西组呈整合接触。

③中统上石盒子组(P_2S)

区内无出露，仅出露于矿区北部外围处。岩性上部为黄绿色、灰绿色、灰白色粗粒砂岩，局部含砾，夹薄层杂色砂质泥岩，中部一般为杂色，以紫色为主的砂质泥岩，夹薄层砂质泥岩粘土岩或砂岩，下部以灰绿色、灰白色中、粗粒砂岩为主，局部含砾，底部为杂色，以灰绿、紫红色为主的砂质泥岩。与下伏下石盒子组呈整合接触。

④上统石千峰组(P_2Sh)

区内无出露，仅出露于矿区西部外围处。岩性上部为黄绿色、灰绿色、灰白色粗粒砂岩，局部含砾，夹薄层杂色砂质泥岩，中部一般为杂色，以紫色为主的砂质泥岩，夹薄层砂质泥岩粘土岩或砂岩，下部以灰绿色、灰白色中、粗粒砂岩为主，局部含砾，底部为杂色，以灰绿、紫红色为主的砂质泥岩。石千峰组与下伏上石盒子组呈整合接触。

(4)第四系(Q)

第四系地层在矿区内广泛分布，呈角度不整合于二叠系上统石千峰组之上。主要以残坡积沙、砾石层，沙土及冲洪积沙、砾石为主，覆盖于老地层之上。据钻孔揭露厚度 0.50 ~ 20.09m，平均 8.34m。

2. 构造和岩浆岩

矿区地质构造总体为一基本向西倾斜的单斜构造，地层走向大致为 351°，倾向西，倾角为 6° ~ 12°。区内有一组走向近东西的正断层。未发现岩浆岩，构造复杂程度确定为中等类型。

(五)矿产资源情况

1. 煤层

(1)含煤性

矿区含煤地层为石炭系上统太原组和二叠系下统山西组，含煤地层平均总厚度 174.89m。煤层平均厚度 13.92m，含煤系数 7.96%，可采煤层 4 层，平均总厚度 10.76m，可采含煤系数 6.15%。全区有对比意义的煤层 12 层，其中 9-2、10、16-1 和 16-2 煤层为对比可靠、全区可采或大部可采的较稳定煤层；17-2 煤层为对比基本可靠、不稳定不可采的计量煤层；1、2、3、8-1、8-2、12、15 煤层为对比基本可靠、不稳定不可采煤层。

(2)可采煤层

矿区内可采煤层共 4 层，现将各煤层分述如下：

9-2 煤层：位于山西组第一岩段(P_1s^1)的中下部，煤层厚度 1.48 ~ 7.52m，平均 4.45m。煤层资源量利用厚度 0.74 ~ 6.35m，平均 2.58m。该煤层含夹矸 0 ~ 7 层，一般含夹矸 1 ~ 3 层，结构较简单，夹矸岩性多为炭泥岩和薄层粘土岩，顶、底板岩性多为炭泥岩、泥岩及粘土岩。煤层层位稳定，属全区可采的较稳定煤层。距下部 10 煤层 0.23 ~ 4.61m，平均间距 2.32m。

10 煤层位于山西组一岩段(P_1s^1)下部，煤层厚度 0.43 ~ 1.49m，平均 0.94m；煤层资源量利用厚度 0.73 ~ 1.70m，平均 1.01m。煤层结构简单，不含夹矸。顶板岩性多为泥岩、砂质泥岩，底板岩性多为粉砂岩、细粒砂岩。该煤层在区内的不可采区分布于矿区南西和南东部。10 煤层

为大部可采的较稳定煤层。距下部 16-1 煤层间距 35.65~213.44m，平均间距 52.32m。

16-1 煤层位于太原组上部第二岩段(C_2t^{2-2})中部，矿区内未出露，煤层厚度 1.26~7.44m，平均 4.06m；资源量利用厚度 0.81~6.47m，平均 3.27m。该煤层为全区可采煤层。该煤层含夹矸 0~5 层，一般含夹矸 0~2 层，煤层结构简单，夹矸岩性多为炭质泥岩、粘土岩或泥岩。顶板岩性在 F64 断层以南以砂质泥岩及粉砂岩为主，在 F64 断层以北以粗粒砂岩及砂质泥岩为主。该煤层全区可采较稳定煤层。距下部 16-2 煤层间距 0.30~5.32m，平均间距 2.19m。

16-2 煤层位于太原组上部第二岩段(C_2t^{2-1})中部，矿区内未出露，煤层厚度 0.70~3.87m，平均 2.31m；资源量利用厚度 0.79~2.98m，平均 1.74m。煤层结构较简单，含夹矸 0~7 层，一般 1~3 层。该煤层不可采区主要分布于矿区的西南部，顶板为 16-1 煤层的底板，底板岩性为泥岩、细粒砂岩，为全区可采较稳定煤层。距下部 17-2 煤层间距 2.03~8.39m，平均间距 5.46m。

(3) 不可采煤层

17-2 煤层位于太原组上部第二岩段(C_2t^{2-1})下部，区内地表未出露，煤层厚度 0.10~1.97m，平均 0.75m；但可采范围小，可采区分布于矿区东南部边界一带，资源量利用厚度 0.70~1.50m，平均 0.86m。煤层结构简单，含夹矸 0~2 层，一般 1~2 层。煤层顶底板岩性多为细砂岩，砂质泥岩等。17-2 煤层为基本可靠、有零星可采点的不可采煤层。

其它不可采煤层有 7 层，即 1、2、3、8-1、8-2、12 和 15 煤层，见煤点大部分不可采，为薄煤层或煤层缺失，亦或者为高灰煤，只有极个别可采点，零星分布，分布不稳定，未计量。

2. 煤质

(1) 煤的物理性质和煤岩特征

各可采煤层均呈黑色，9-2 煤、14 煤条痕呈灰黑色，10 煤、16-1 和 16-2 煤条痕呈棕黑色，弱玻璃光泽，线理状、条带状、块状结构均有，层状构造，内生裂隙发育，参差状及平坦状断口，裂隙中充填有方解石薄膜及黄铁矿结核，层面上有黄铁矿。各煤层真密度为 1.44~1.61g/cm³，视密度为 1.40~1.45g/cm³。

各煤层的宏观煤岩组分以亮煤为主，暗煤次之，宏观煤岩类型均为半亮型煤。显微煤岩类型为微镜惰煤。煤层镜质组最大反射率(R^o_{max})在0.988~1.019%之间。主要煤级类别为中煤级煤III类。

(2) 煤的化学性质

① 水分(M_{ad})

矿区原煤平均水分0.69%~0.89%。浮煤平均水分0.75%~1.07%之间，各可采煤层浮煤水分略高于原煤，但差异不大。

② 灰分(Ad)

矿区原煤平均灰分(Ad)21.47%~30.68%之间，浮煤平均灰分6.98%~8.54%，按照《煤炭质量分级灰分》(GB/T152241-2018)标准，均为中灰煤。

9-2煤层：原煤灰分两极值在17.24~49.36%之间，平均灰分30.68%，为高灰煤(HA)。浮煤灰分在5.21~13.31%之间，平均灰分7.40%，为特高灰煤。

10煤层：原煤灰分两极值在11.63~47.91%之间，平均灰分21.47%，为中灰煤(MA)。浮煤灰分在5.16~10.51%之间，平均灰分6.98%，为特高灰煤。

16-1煤层：原煤灰分两极值在14.34~43.91%之间，平均灰分23.66%，为中灰煤(MA)。浮煤灰分在6.10~13.68%之间，平均灰分8.28%，为特高灰煤。

16-2煤层：原煤灰分两极值在16.26~40.56%之间，平均灰分30.06%，为高灰煤(HA)。浮煤灰分5.76~18.37%之间，平均灰分8.54%，为特高灰煤。

17-2煤层：原煤灰分两极值在18.22~41.67%之间，平均灰分28.62%，为中灰煤(MA)。浮煤灰分在6.42~10.37%之间，平均灰分8.45%，为特高灰煤。

③ 挥发分(V_{daf})

矿区煤层的原煤挥发分平均在29.38~30.38%之间，浮煤平均挥发分在27.80~29.75%之间，按照中华人民共和国煤炭行业标准《煤的挥发分产率分级》(MT/T849-2000)，各煤层均为中高挥发分煤(MHV)。

9-2煤层原煤挥发分含量为27.64~37.95%，平均为30.90%；浮煤挥发分含量为24.54~33.31%，平均为28.24%。为中等、中高挥发分煤。

10煤层原煤挥发分含量为25.45~37.10%，平均为30.58%；浮煤挥发分含量为26.18~31.92%，平均为29.75%。为中等、中高挥发分煤。

16-1煤层原煤挥发分含量为25.63~33.63%，平均为29.54%；浮煤挥发分含量为24.64~32.06%，平均为28.12%。为中等、中高挥发分煤。

16-2煤层原煤挥发分含量为23.64~36.18%，平均为30.00%；浮煤挥发分含量为23.82~31.60%，平均为27.96%。为中等、中高挥发分煤。

17-2煤层原煤挥发分含量为26.69~32.09%，平均为39.38%；浮煤挥发分含量为26.40~30.29%，平均为27.80%。为中等、中高挥发分煤。

④ 固定碳(FCd)

各可采煤层原煤固定碳在65.95%~70.60%之间，按照《煤炭质量固定碳分级》(MT/T561-2008)标准。各煤层均为中高固定碳煤。浮煤固定碳在66.32%~71.65%之间，略高于原煤，在垂向上未显示变化规律。

⑤ 元素分析

碳(Cdaf)：各煤层原煤平均含量在82.65~84.84%之间，浮煤平均含量在88.00~88.46%之间。

氢(Hdaf)：各煤层原煤平均含量在5.00~5.20%之间，浮煤平均含量在4.99~5.10%之间。

氮(Ndaf)：各煤层原煤平均含量在1.33~1.55%之间，浮煤平均含量在1.39~1.52%之间。

氧(Odaf)：各煤层原煤平均含量在6.75~9.42%之间，浮煤平均含量在4.04~4.85%之间。

⑥ 有害元素分析

硫(St,d)：依照《煤炭质量分级第2部分：硫分》(GB/T15224.2-2021)标准，9-2煤层原煤硫分平均值0.58%，为低硫煤；10煤层原煤硫分平均值1.47%，为中硫煤；16-1煤层原煤硫分平均值1.76%，为中硫煤；16-2煤层原煤硫分平均值1.24%，为中硫煤；17-2煤层：原煤硫分平均值3.05%，为高硫煤。矿区可采煤层(9、10、16煤)浮煤平均硫分在0.60~1.24%之间。

磷(Pd)：矿区可采煤层原煤磷分平均值在0.01~0.04%之间，对照《煤中有害元素含量分级 第一部分：磷》(GB/T20475.1-2006)标准，9-2、16-2煤层为低磷煤，10煤层为特低磷煤，16-1煤层为中磷煤。

砷(As): 矿区煤层砷含量测试值极少, 10煤层测试结果为 $20.20\text{ }\mu\text{g/g}$, 为低砷煤; 16-2煤层测试结果为 $1.10\sim 2.40\text{ }\mu\text{g/g}$, 平均含量为 $1.75\text{ }\mu\text{g/g}$, 为特低砷煤。

(3) 煤的工艺性能

① 发热量($Q_{gr,d}$)

依照《煤炭质量分级第3部分: 发热量》(GB/T15224.3-2022)标准, 矿区9-2煤原煤干燥基高位发热量($Q_{gr,d}$)平均 24.20 MJ/kg , 为中发热量煤; 10煤原煤干燥基高位发热量($Q_{gr,d}$)为 28.49 MJ/kg , 为高发热量煤, 16-1、16-2煤原煤干燥基高位发热量($Q_{gr,d}$)分别为 26.38 MJ/kg 、 24.63 MJ/kg 均为中高发热量煤, 17-2煤原煤干燥基高位发热量($Q_{gr,d}$)为 26.21 MJ/kg , 为中高发热量煤。各煤层原煤干燥基低位发热量($Q_{net,d}$)平均值在 $23.66\sim 27.62\text{ MJ/kg}$ 之间, 浮煤干燥基低位发热量($Q_{net,d}$)平均值在 $31.82\sim 34.55\text{ MJ/kg}$ 之间。

9-2煤: 原煤($Q_{gr,d}$)为 $21.59\sim 28.92\text{ MJ/kg}$, 平均 24.20 MJ/kg , 浮煤($Q_{gr,d}$)为 $31.62\sim 34.07\text{ MJ/kg}$, 平均 33.05 MJ/kg ; 原煤($Q_{net,d}$)为 $20.75\sim 32.80\text{ MJ/kg}$, 平均 23.78 MJ/kg , 浮煤($Q_{net,d}$)为 $32.05\sim 32.65\text{ MJ/kg}$, 平均 32.40 MJ/kg 。

10煤: 原煤($Q_{gr,d}$)为 $21.87\sim 31.52\text{ MJ/kg}$, 平均 28.49 MJ/kg , 浮煤($Q_{gr,d}$)为 $32.59\sim 34.30\text{ MJ/kg}$, 平均 33.74 MJ/kg ; 原煤($Q_{net,d}$)为 $20.86\sim 30.34\text{ MJ/kg}$, 平均 27.08 MJ/kg , 浮煤($Q_{net,d}$)为 $31.78\sim 33.10\text{ MJ/kg}$, 平均 32.70 MJ/kg 。

16-1煤: 原煤($Q_{gr,d}$)为 $23.83\sim 29.37\text{ MJ/kg}$, 平均 26.38 MJ/kg , 浮煤($Q_{gr,d}$)为 $30.73\sim 33.78\text{ MJ/kg}$, 平均 33.05 MJ/kg ; 原煤($Q_{net,d}$)为 $22.94\sim 28.27\text{ MJ/kg}$, 平均 25.29 MJ/kg , 浮煤($Q_{net,d}$)为 $29.42\sim 32.56\text{ MJ/kg}$, 平均 31.82 MJ/kg 。

16-2煤: 原煤($Q_{gr,d}$)为 $20.49\sim 28.51\text{ MJ/kg}$, 平均 24.63 MJ/kg , 浮煤($Q_{gr,d}$)为 $32.77\sim 34.30\text{ MJ/kg}$, 平均 33.51 MJ/kg ; 原煤($Q_{net,d}$)为 $19.56\sim 27.28\text{ MJ/kg}$, 平均 23.66 MJ/kg , 浮煤($Q_{net,d}$)为 $31.95\sim 33.06\text{ MJ/kg}$, 平均 32.36 MJ/kg 。

17-2煤: 原煤($Q_{gr,d}$)为 $24.28\sim 28.87\text{ MJ/kg}$, 平均 26.21 MJ/kg , 浮煤($Q_{gr,d}$)为 $33.01\sim 34.12\text{ MJ/kg}$, 平均 33.56 MJ/kg ; 原煤($Q_{net,d}$)为 $23.10\sim 24.23\text{ MJ/kg}$, 平均 23.67 MJ/kg , 浮煤($Q_{net,d}$)为 32.90 MJ/kg 。

②粘结性和结焦性

矿区可采煤层胶质层厚度值较大，平均值在13mm~42mm之间，粘结性指数(GR,I)平均值89~97之间，按照《烟煤黏结指数分级》(MT/T 596-2008)标准，各可采煤层均为强黏结煤，也是强结焦煤。

③煤灰成分、灰熔融性

根据煤灰成分测定结果，矿区可采煤层9-2煤、10煤、16-1煤及16-2煤 SiO_2 含量平均值在38.31~48.83%之间； Al_2O_3 含量平均值36.77~40.49%之间，各煤层都比较高； Fe_2O_3 平均含量在4.66~7.37%之间； CaO 平均含量在2.67~7.43%之间； MgO 平均含量在0.26~0.67%之间； TiO_2 平均含量在0.90~1.51%之间； SO_3 平均含量在0.13~3.15%之间。

上述煤灰成分中碱性氧化物($\text{Fe}_2\text{O}_3+\text{CaO}+\text{MgO}$)平均含量在4.30~12.76%之间，酸性氧化物($\text{SiO}_2+\text{Al}_2\text{O}_3+\text{TiO}_2$)平均含量在80.31~88.45%之间，碱、酸比值在0.05~0.14之间。

9-2煤、10煤、16-1煤及16-2煤，煤灰平均软化温度(ST)在>1440℃~>1500℃，对照《煤灰熔融性分级》(MT/T 853-2000)标准，10煤、16-1煤、16-2煤应为高软化温度灰，9-2煤为较高软化温度灰。

(4)煤的可选性

依照中国《煤炭可选性评定方法》(GB/T16417-2011)，选用分选密度±0.1含量法进行评定。

9煤：拟定选后灰分12%时，分选密度1.48kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值39%，属难选；拟定选后灰分15%时，分选密度1.62kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值19.4%，属易选。

10煤：拟定选后灰分12.3%时，分选密度1.54kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值30%，属中等可选；拟定选后灰分18.6%时，分选密度1.75kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值20%，属易选。

16-1煤：拟定选后灰分11.4%时，分选密度1.49kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值30%，属难选；拟定选后灰分12.6%时，分选密度1.56kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值20%，属易选。

16-2煤：拟定选后灰分9.75%时，分选密度1.53kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值23.3%，属中等难选；拟定选后灰分14.2%时，分选密度1.72kg/L， $\delta \pm 0.1$ 含量最终值20%，属易选。

综上，根据《可选性等级划分标准》，矿区可采煤层可选性较好。

(5) 煤类

根据《中国煤炭分类》(GB5751-2009)，矿区可采煤层煤类主要有FM为主JM、1/3MJ次之。

(6) 煤的工业用途

可作为炼焦及动力用煤。精煤产品主要销售给唐钢、包钢、宣钢等企业。洗后的中煤(混煤)可用于发电。

(7) 煤层气及其他有益矿产

矿区未进行过专家煤层气勘查工作。区内三氧化二铝(Al_2O_3)、镓(Ga)、锗(Ge)分别进行了分析测试，三氧化二铝含量 27.64~47.70%之间，因采样点较少，高于最低提取指标点零星分布；镓含量 10.0~41.0 $\mu\text{g/g}$ 之间，因采样点较少，高于最低提取指标点零星分布；锗含量 0.2~7.3 $\mu\text{g/g}$ ，不具工业开发价值。

(六) 开采技术条件

1. 水文地质条件

矿区含煤地层为石炭二叠系，由砂岩、泥岩、煤层组成，按其直接充水含水层含水空间特征属裂隙充水矿床，地下水位标高 1210.67~1295.74m，大部分煤层赋存地下水位以下，但直接充水含水层充水空间不发育，钻孔单位涌水量 q 小于 $0.1\text{L/s} \cdot \text{m}$ ($q=0.00102 \sim 0.00182\text{L/s} \cdot \text{m}$)，断层含、导水性弱，地下水补给、径流条件较差，无地表水体；水文地质边界条件较简单。但奥陶系石灰岩距煤层较近，且其富水性极不均匀，溶洞发育地段，富水性强，故矿区水文地质勘查类型应属第三类第二亚类第三型，即以底板进水为主的岩溶充水矿床，水文地质条件复杂。

2. 工程地质条件

矿区岩石以碎屑沉积岩为主，层状结构，岩体各向异性，煤层顶底板岩石的力学强度较高。矿区内基岩出露少，风化作用相对较弱。未来煤矿开采后，局部易发生煤层顶板冒落等矿山工程地质问题。因此，矿区工程地质勘查类型为第四类第二型：层状岩类、工程地质条件中等型的矿床。

3. 环境地质条件

矿区在自然状态下，没有规模较大的地质灾害和较为严重的环境污染问题，局部地下水已受到了轻微污染，核实区地下水以V类为主，地下水质量差。核实区的区域稳定性较好。未来煤矿在开采状态下，可能会引起区域地下水位下降，地面沉降、地下水污染、大气环境污染等地质灾害和环境污染问题，但总体影响不大，且无放射性危害。煤和废石中化学成份基本稳定，无其它环境地质隐患。因此，矿区地质环境类型为第二类，矿区地质环境质量中等。

4. 其它开采技术条件

矿区平均地温梯度 $2.1^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ，属地温正常区；煤尘有爆炸危险性；煤层自燃等级为I ~ II级，自然倾向性为容易自燃—自燃；自然伽玛测井未发现放射性异常。瓦斯分带以二气化碳—氮气带及氮气—沼气带为主，部分地段为沼气带。矿井瓦斯等级为高瓦斯矿井。

综上所述，矿区水文地质条件复杂，工程地质条件中等，地质环境质量中等，依据《固体矿产地质勘查规范总则》(GB/T 13908-2020)对固体矿产开采技术条件勘查类型的划分，将矿床开采技术条件勘查类型划分为开采技术条件复杂的水文地质问题为主的矿床(二类II型)。

(七)矿山开发利用现状

骆驼山煤矿于2006年5月开工建设，历时3年多，2010年3月在建设过程中，16号煤层回风大巷发生奥灰水透水事故，至2014年3月底处于停建状态。

根据2010年4月10日，国家四部委联合下发了《关于进一步加强煤矿建设项目安全管理的通知》(发改能源[2010]709号)，通知要求煤矿建设项目施工过程中遇到瓦斯、煤层自燃、煤尘爆炸危险等级、水文地质类型等发生变化，应立即停止施工，对初步设计和安全设施设计进行修改，报原批准部门重新审查。2012年7月，中煤西安设计工程有限责任公司编制并提交了《神华乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿安全设施设计修改》，经过国家煤矿安全监察局组织专家初审、复审，该安全设施设计修改于2013年8月取得了国家矿山安全监察局(原国家煤矿安全监察局)的批复。

2014年4月，骆驼山煤矿办理完成各类复工前审批手续后恢复建设，后受煤炭市场低迷等因素影响，结合集团公司基建工作会议精神及经济效益评估结果，乌海能源公司于2015年5月安排骆驼山煤矿停工缓建，2015年9月，骆驼山煤矿在完成矿井其他各项收尾工作后正式停工缓建。

2019年，委托中煤西安设计工程有限责任公司对骆驼山煤矿安全设施设计进行了修改。2020年1月提交了《国家能源集团乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿安全设施设计修改》，2020年1月21日，内蒙古煤矿安全监察局发文《内蒙古煤矿安全监察局关于国家能源集团乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿安全设施设计修改的批复》(内煤安字[2020]6号)，对中煤西安设计工程有限责任公司编写的骆驼山煤矿安全设施设计修改进行批复。2021年7月矿井复工开始建设，2024年12月矿井基本完成地面、井下主要建设工程，矿井进入联合试运转。

2025年6月乌海能源局出具了“关于国家能源集团乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿联合试运转延期的备案”，联合试运转期延期至2025年11月30日。根据现阶段专项验收进展情况，联合试运转预计在2025年11月10日前结束，2025年11月20前完成终验，矿井正式投产即达产。

九、评估方法

骆驼山煤矿为联合试运转矿山，采矿权范围内的矿产资源储量已经主管部门评审备案，并编制了初步设计，其可采储量可根据设计选取。鉴于初步设计未对原煤开采成本进行估算，矿山根据目前经济水平编制了财务预算经营情况表，根据该预测数据，其获利能力并能被测算，矿山未来的收益及承担的风险能用货币计量，具备收益途径评估方法—折现现金流量法所要求的技术经济参数。因此，评估人员认为该采矿权的地质研究程度较高，资料基本齐全、可靠，这些报告和有关数据基本达到采用折现现金流量法评估的要求。根据《矿业权评估技术基本准则(CMVS00001-2008)》和《收益途径评估方法规范(CMVS12100-2008)》确定本次评估采用折现现金流量法。其计算公式为：

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

式中： P—矿业权评估价值；

CI—年现金流入量；

CO—年现金流出量；

i—折现率；

t—年序号(t=1, 2, 3, ..., n);

n—计算年限。

十、评估指标和参数

本次评估利用的资源储量依据《内蒙古自治区桌子山煤田神华骆驼山煤矿煤炭资源储量核实报告》(以下简称“资源储量报告”)及其评审意见书、“自储量核实基准日至本次评估基准日(2025年7月31日)动用量情况说明”。技术参数主要依据中煤西安设计工程有限责任公司2025年8月提交的《国家能源集团乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿修改初步设计(上、下册)》(以下简称“初步设计”)及其相关批复、企业预算经营情况表和实际财务资料等确定。其他主要技术经济指标参数的选取参考《中国矿业权评估准则》、其他有关政策法规、技术经济规范和评估人员掌握的资料确定。

各参数的取值说明如下：

(一)保有资源储量

根据“储量核实报告”及评审意见书，截止2022年12月31日，采矿许可证范围内计量煤层共获得煤炭总资源量13985.10万吨(焦煤5899.9万吨、1/3焦煤909.6万吨、肥煤7175.6万吨)，其中探明资源量(TM)8335.4万吨(焦煤3413.8万吨、1/3焦煤830.9万吨、肥煤4090.7万吨)，控制资源量(KZ)3391.2万吨(焦煤1732.6万吨、1/3焦煤11.5万吨、肥煤1647.1万吨)，推断资源量(TD)2258.5万吨(焦煤753.5万吨、1/3焦煤67.2吨、肥煤1437.8万吨)。

根据矿山提供的“自储量核实基准日至本次评估基准日(2025年7月31日)动用量情况说明”，矿山2023年、2024年正在基建中，无动用

量，2025年联合试运转开采9煤层，截止评估基准日骆驼山煤矿共动用资源量46.30万吨(均为探明资源量)。

则，截至评估基准日保有资源储量13938.80万吨，其中探明资源量8289.10万吨，控制资源量3391.20万吨，推断资源量2258.50万吨。

(二)评估利用矿产资源储量

评估利用矿产资源储量 = \sum (参与评估的基础储量 + 资源量×相应类型可信度系数)

根据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》，参与评估的保有资源储量中的基础储量可直接作为评估利用资源储量；内蕴经济资源量，通过矿山设计文件等认为该项目属技术经济可行的，分别按以下原则处理：探明资源量和控制资源量，可信度系数取1.0；推断资源量可参考矿山设计文件或设计规范的规定确定可信度系数。

根据“初步设计”，骆驼山煤矿只限开采9-2、10号煤层，根据国家矿山安全监察局印发的《煤矿防治水“三区”管理办法的通知》(矿安[2022]85号文)，16-1、16-2煤的资源量为暂不利用资源(突水系数大于0.10MPa/m)，待采取相关的防治水安全措施后，经过评审满足相关要求后可进行开采。17煤为高硫煤暂不开采，另9-2、10煤层采空区影响暂不利用资源量259.47万吨。

根据“初步设计”推断资源量可信度系数为0.80。本次评估依据“初步设计”选取。

扣除上述暂不设计利用资源量，则，评估基准日评估利用资源储量为5219.17万吨。

(三)开采方案

矿井采用斜井开拓方式，井口及工业场地位于井田北部平沟煤矿三采区预留场地内，进风井工业场地位于井田中北部，布置进风立井，回风井场地位于井田东北部，布置一号回风立井，中后期在井田南部新建二号进风立井，沿井田东部边界各采区上山依次新建二号、三号回风立井。

全井田划分为一个水平，水平标高+920.0m，开采9-2、10号煤层，井田共划分为5个采区，采用自北向南、自上而下依次开采。矿井沿

+867.0m 标高 16-1 煤布置集中运输大巷、辅运大巷和集中煤仓，沿 9-2 煤仓布置运输大巷、辅运大巷，局部布置回风大巷，三条大巷分别在 +920m、+870m 标高分段布置，各分段大巷均通过岩石斜巷联通，+920m 运输大巷通过集中煤层与 +867m 集中运输大巷连通。

9-2、10 号煤层均采用长壁采煤法，综合机械化一次采全高采煤工艺，全部垮落法管理顶板。井下主运输采用带式输送机，井下辅助运输采用无轨胶轮车，副斜井及井底车场采用轨道矿车运输。

矿井采用中央分列式通风系统，机械抽出式通风方式，主斜井、副斜井、缓坡斜井、进风立井进风，一号回风立井回风。

(四)产品方案

根据矿山生产销售实际，骆驼山煤矿产品方案确定为原煤。

(五)采煤技术指标

依据《矿业权评估参数确定指导意见》和《煤炭工业矿井设计规范》(GB 50215-2015)，薄煤层采区回采率不应小于 85%，中厚煤层采区回采率不应小于 80%，厚煤层采区回采率不应小于 75%，其中采用一次采全高的厚煤层不应小于 80%。

根据《特殊和稀缺煤类开发利用管理暂行规定》，内蒙古海该焦煤和肥煤为稀缺煤种。特殊和稀缺煤类矿井采区回采率：薄煤层不低于 88%，中厚煤层不低于 83%，厚煤层不低于 78%。

根据“初步设计”，设计中厚煤 9-2 煤采区回采率为 83%，薄煤层 10 煤采区回采率为 88%，故本次评估采区回采率参照“初步设计”确定。

(六)评估利用可采储量

根据《矿业权评估利用矿产资源储量指导意见》(CMVS 30300~2010)，评估利用可采储量计算公式如下：

评估利用可采储量 = 评估利用矿产资源储量 - 设计损失量 - 采矿损失量

根据“初步设计”，设计矿井永久煤柱损失 2049.41 万吨；保护煤柱 319.00 万吨。

将有关参数代入上式，截至本次评估基准日评估利用可采储量为 2399.05 万吨。

(七) 生产能力和服务年限

1. 生产能力

“骆驼山煤矿”采矿许可证载明的生产规模为 150.00 万吨/年，“初步设计”设计生产规模亦为 150.00 万吨/年，故本次评估确定矿山未来生产年限内的生产规模为 150.00 万吨/年。

2. 矿井服务年限

依据以上分析确定矿井服务年限，具体计算如下：

$$T = \frac{Q}{A \times k}$$

式中： T—矿井服务年限；

Q—可采储量；

A—矿井生产能力；

K—储量备用系数。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，矿井开采储量备用系数的取值范围为 1.30 ~ 1.50。“初步设计”设计储量备用系数为 1.40，故本次评估参考“初步设计”确定储量备用系数 1.40。

矿山属于联合试运转矿山，根据乌海能源提供的“乌海能源公司 2025 ~ 2031 年原煤生产规划”，预测骆驼山煤矿 2025 年 8 ~ 12 月联合试运转期生产规模 66.82 万吨/年、2026 年达产，生产规模 150.00 万吨/年。

则将有关参数代入上述公式得本次矿井服务年限为：

$$\begin{aligned} T &= (2399.05 - 66.82 \times 1.40) \div (150.00 \times 1.40) + 5/12 \\ &\approx 11.40(\text{年}) \end{aligned}$$

则本次评估计算年限为 11.40 年，自 2025 年 8 月 ~ 2036 年 12 月。其中：2025 年 8 月至 2025 年 11 月为联合试运转期，2025 年 12 月生产即达产。

(八) 销售收入

1. 计算公式

年销售收入 = Σ 年各种产品的销售量 × 各种产品的销售价格

2. 各种产品年销售量

本次评估假设本矿未来生产的原煤全部销售，即正常生产年份原

煤销售量为 150.00 万吨。

3. 原煤销售价格

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，不论采用何种方式确定的矿产品市场价格，其结果均视为对未来矿产品市场价格的判断结果；矿产品市场价格的确定，应有充分的历史价格信息资料，并分析未来变动趋势，确定与产品方案口径相一致的、评估计算的服务年限内的矿产品市场价格。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，建议使用定性分析法和定量分析法确定矿产品市场价格。可在对获取充分市场价格信息的基础上利用时间序列平滑法，对矿产品市场价格作出数量的判断，一般采用历史监测数据的简单平均或加权移动平均的方法进行预测。

炼焦煤是钢铁工业的基础能源和主要原料，炼焦煤的高质量、稳定持续供应是钢铁工业蓬勃发展的基础。我国内炼焦煤资源相当稀缺，数据显示，2022 年我国已探明的炼焦煤储量为 2758 亿吨，仅占煤炭总储量的 20~25%，且主要分布在山西、河北、贵州、河南、黑龙江、安徽等地，整体呈现“北富南贫，西多东少”的分布格局。其中，山西是我国的煤炭大省，煤类齐全，储量巨大，是我国重要的焦煤生产和储备基地，炼焦煤查明资源储量最大，占比达到 47%。其次是山东省，2022 年约占全国总产量的 8%。同时，新疆、云南、黑龙江的产量增速较快。

在全球范围内，炼焦煤也相对稀缺，仅占全球煤炭资源总量的 10%。根据 CCTD 统计，目前世界可采储量炼焦煤资源的 80%集中在俄罗斯(41%)、中国(23%)和美国(17%)三个国家，其余国家占比较小，英国约占 7%，澳大利亚、波兰、南非和印度分别约占 2%，加拿大约占 1%，其他国家约占 3%。

除了储量少，我国的炼焦煤优质资源也相对稀缺。“骨架煤”焦煤和肥煤仅占 47%左右，低于焦化工所要求的 60%的水平，其余均为炼焦配煤，我国炼焦精煤产量结构存在一定的失衡。这主要是因为：按照我国现行煤炭资源管理体制机制，虽然 2012 年主焦煤(含 1/3 焦煤)、

肥煤(含气肥煤)、瘦煤被划入特殊和稀缺煤种，但在实际开发实践中并未充分受到保护性开发。在“十二五”“十三五”煤炭行业全面亏损和供给侧改革期间，由于焦原煤与动力煤比价长期低于 1.0，导致焦煤转为动力煤销售，造成具备稀缺属性的炼焦煤资源被大量浪费。此外，地方上的不合理利用以及“采肥丢瘦”、开发秩序混乱等现象也是造成炼焦煤优质资源稀缺的重要原因，例如，在山西离柳、乡宁等优质炼焦煤生产基地，诸多小煤矿开采，导致那里的优质焦煤资源未能得到有效保护。

由于炼焦煤资源稀缺，加之国内需求旺盛、地区供需不均以及进口炼焦煤的价格优势等多重因素，促使我国炼焦煤进口需求持续增长。

从进口来源国来看，蒙古、俄罗斯、澳大利亚、美国和加拿大是我国炼焦煤的主要进口国。在 2021 年澳大利亚煤炭禁止通关之前，我国对澳大利亚炼焦煤的进口依赖度最高，常年占比高达 40%。然而，2020 年底，由于中澳关系紧张，我国禁止从澳大利亚进口煤炭，导致澳煤进口量迅速下滑，到 2022 年仅占 3.4%。澳煤禁运后，蒙古和俄联邦迅速成为我国炼焦煤的主要进口地区，这两个地区的进口量占比总体保持稳定。值得注意的是，蒙古在 2021 年后迅速取代澳大利亚，成为我国炼焦煤的主要进口国。美国和加拿大的进口量相对较小，但在澳煤禁运后，其进口量占比也有所增加。然而，与澳大利亚相比，这些地区的煤炭资源较少，煤质相对较差，且持续受到疫情对生产和运力的冲击，因而无法完全填补澳煤禁运所造成的缺口。

炼焦煤的供应受到多方因素的综合影响。在生产方面，国内煤炭企业正不断加强技术投入和安全管理，旨在提高生产效率和安全性。展望 2024 年，供应端在安全监管的严格要求下，产地的供应量难以出现明显的增加，在排除露天煤矿和长期停产煤矿等外围因素后，产地端的供应仍然维持偏紧态势，预计未来的煤炭增产空间将较为有限，炼焦煤的产量将保持稳定。

从国内看，2014~2024 年，前七大产区中，山西的焦煤产量从 2.05 亿吨提升至 2.15 亿吨，累计增幅 4.8%，占比由 40.9% 提升至 45.5%，增

加 4.6%；山东、内蒙古、贵州、安徽、河南、新疆焦煤产量累计增幅分别为 -8.7%、37.5%、-1.5%、8.6%、-18.4% 和 125.5%，其他区域累计增幅为 -41.3%。据煤炭资源网统计，截至 2024 年，全国在产焦煤产能 14 亿吨，2025～2028 年预计将累计新增焦煤产能 6600 万吨，累计退出焦煤产能 3700 万吨，累计净新增 2900 万吨，占在产产能比重为 2.1%，平均每年净新增 725 万吨，占比 0.52%。

进口角度，2024 年 1 月，焦煤进口关税恢复，最惠国进口税率为 3%。2025 年上半年，全国进口焦煤 5282 万吨，同比下滑 8.0%，蒙俄占 74.9%。今年以来，蒙焦煤通关减量明显，1～6 月蒙煤进口量 2475 万吨，同比下滑 16.2%/-479 万吨。2025 年以来，煤焦市场延续下行，下游拉运蒙煤积极性不足，口岸煤炭库存高企。与此同时，西安监恢复常态后显著增产，一定程度上替代了进口蒙煤需求。从成本来看，蒙古焦煤位于全球焦煤成本曲线左侧区域，生产具备明显优势，但蒙焦煤出口与中国需求高度相关，且几乎全部出口量流入中国，产量及出口量受中国需求影响较大。全年来看，随着焦煤需求改善，预计蒙古焦煤年内进口延续高位，总量或有小幅下滑。

纵观 2012～2025 年，焦煤价格大致可分为 4 个阶段。

第一阶段(2012～2015 年)：产能过剩与需求下降共致煤价大幅下行。国际方面，欧债危机的持续发酵严重抑制了全球大宗商品需求；国内方面，经济增速明显放缓，GDP 增速从 2011 年的 9.5% 回落至 2015 年的 7.0%。在此背景下，焦煤出现供需失衡，价格跌破现金流成本。供应端，国内煤炭产能持续释放，叠加澳大利亚、蒙古进口煤的冲击，市场供应严重过剩；需求端，房地产行业进入调整期，黑色产业链需求整体萎缩，钢厂减产生铁产量下滑，焦煤价格回落至 600 元以下，显著低于煤矿现金成本。煤炭行业陷入全行业亏损泥潭，全国煤矿亏损面超过 80%，全行业负债率攀升至 70.2%，市场陷入“越产越亏、越亏越产”的囚徒困境，市场自发调节难以出清无效产能。

第二阶段(2016～2020 年)：供给侧改革成为市场主导力量。2016 年启动的供给侧改革通过行政手段强力重塑市场格局，276 个工作日制度

的严格执行硬性削减了供应。2016~2020年全国累计退出煤炭产能10亿吨以上，同时需求端铁水产量连续正增长，推动焦煤价格从590元涨至1730元，涨幅193%，行业盈利及现金流有所改善，板块资产负债率从高位回落4.7个百分点。

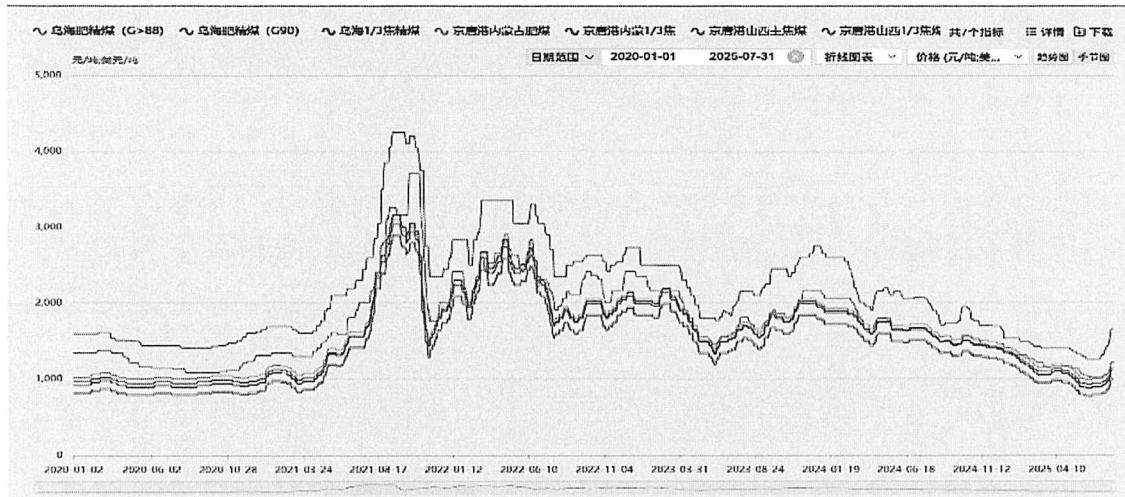
第三阶段(2021~2022年)：“能耗双控”与能源危机。2021年，供应端经历了结构性危机。2020年10月，焦煤主力进口来源国之一的澳洲被中国非正式限制进口。2021年，发改委印发《完善能源消费强度和总量双控制度方案》，地方面临“能耗双控”考核压力，煤矿安监趋严，主产地产能释放受限。而需求端，公共卫生事件后，海外产能尚未恢复，中国出口向好，发电量及钢铁产量均同比高增，供需矛盾逐步凸显，煤价出现极端上涨，期间主产地坑口焦煤价格同比增幅197%。随着煤炭产能逐步释放，煤价高位回落。2022年年初，国际冲突致全球能源出现阶段性紧缺，煤炭等能源价格再度上涨。

第四阶段(2023~2025年6月)：供需宽松下的价值回归。自2021年10月开始，政策端强调保供增产，煤炭产能应放尽放。供应端在经过两年的释放后，产量有明显恢复。需求方面，由于2021年下半年开始房地产销售逐步走弱，钢材利润逐步走低，原料维持偏低库存策略，压力逐步向上游传导。焦煤供需格局逐渐转为宽松，价格持续下行，山西低硫主焦煤产地价跌至1200元/吨以下。

未来四年(2025~2028年)，焦煤新增产能极少，预计年均仅新增725万吨，占国产供应比为0.52%。据煤炭资源网统计，截至2024年，全国在产焦煤产能14亿吨，2025~2028年预计将累计新增焦煤产能6600万吨，累计退出焦煤产能3700万吨，累计净新增2900万吨，占在产能比重为2.1%，平均每年净新增725万吨，占比0.52%。

2025年7月1日，中央财经委员会提出“依法依规治理企业低价无序竞争，引导企业提升产品品质，推动落后产能有序退出”。经过2016年供给侧改革，多数煤炭低效产能已退出，产能结构明显优化。通过并购重组、严查超产的方式收缩宽松产能，有望成为焦煤供应转折点。经查询中国煤炭资源网，自7月初以来亦出现焦煤价格上涨。

评估人员查询乌海地区、京唐港近五年肥精煤、1/3 焦精煤价格走势如下图：



从上图可以看出，肥精煤、焦煤与 1/3 焦精煤价格走势一致；乌海地区与京唐港焦煤、1/3 焦煤及焦煤价格走势亦高度相关。自 2020 年以来一路上涨，至 2021 年 8 月达到最高，之后迅速下跌，2022 年 1 月达到阶段低点，至 2022 年中旬价格有所上涨，之后便一直波动下降，至 2025 年 6 月底价格开始上涨。

综上，结合当前国家政策要求、炼焦用煤的稀缺性及煤炭价格趋势和本次评估乌海地区煤矿服务年限，本次评估未来年度长期价格采用评估基准日前三年一期的历史均价预测未来年度煤炭价格，同时考虑到煤炭产品价格长期预测价格的差异和目前市场表现，本次评估采用过渡价格平滑至长期不变价格，即 2025 年 8~12 月和 2026 年采用当年 1~7 月已实现均价进行预测，并以此为基础通过 3 个年度平滑过渡至 2029 年长期不变价格。

骆驼山煤矿为联合试运转矿山，原建设有配套洗煤厂，2024 年矿山配套洗煤厂从矿山剥离独自经营。矿山试运转期开采 9 煤层原煤直接销售至乌海能源各下属洗煤厂，其销售价格参照市场价格确定，基本可视为市场价，骆驼山煤矿目前仅有 9 煤销售价格，根据销售数据，2025 年 2~7 月 9 煤原煤不含税销售价格为 220.80 元/吨。

考虑到骆驼山煤矿原煤价格周期较短，本次评估参照临近矿山价格走势预测未来年度煤炭价格。苏海图煤矿与骆驼山煤矿距离较近，

近几年一直销售原煤，煤种为炼焦用煤，且近几年煤质亦较为稳定，故本次评估参照其周边苏海图煤矿销售原煤价格趋势推算各煤层长期均价。根据统计苏海图煤矿三年一期原煤不含税价格及推算的骆驼山煤矿 9 煤销售价格如下：

时期	苏海图原煤不含税价格(元/吨)	骆驼山 9 煤不含税价格(元/吨)	备注
2022 年	1,053.55		
2023 年	812.81		
2024 年	746.18		
2025 年 2~7 月	438.66	220.80	
当期	441.37	227.72	
三年一期	800.93	403.14	

鉴于骆驼山煤矿除 9 煤外，可采煤层还有 10 煤。本次评估参照“关于印发煤炭建设项目经济评价方法与参数实施细则的通知”（国家能源局国能煤炭[2011]380 号），可以选择某一煤炭的销售价格作为参照煤价，根据项目煤质与所参照煤价的质量差异估算比价系数，计算目标项目的煤价。供冶炼用的洗精煤和一般用户的质量比价系数按其煤种、品种、灰分、水分、硫分、块煤限下率的质量比价率计算。

根据“储量核实报告”，各煤层比价项目如下：

名称	9 煤层	比价系数	10 煤层	比价系数
灰分比价	30.68	83.20	21.47	106.00
煤种比价	焦煤/肥煤	125.00	焦煤/肥煤	125.00
品种比较	原煤	108.00	原煤	108.00
硫分比价	0.58	100.00	1.47	100.00
比价系数		112.32		143.10

参照上述文件，根据 9 煤实际销售价格，利用煤炭质量比价系数调整各煤层销售价格。本次评估按各煤层可采储量的占比计算矿山综合煤层售价，经计算，骆驼山煤矿 2025 年 1~7 月综合煤层不含税价格为 236.86 元/吨，三年一期综合煤层不含税价格为 429.82 元/吨。

如上述，本次评估 2027 年、2028 年采用平滑处理，价差保持一致，经计算，本项目评估 2025 年 8 月~2026 年 12 月销售价格确定为 237.00 元/吨(取整，下同)，2027 年销售价格确定为 301.00 元/吨、2028 年销售价格确定为 365.00 元/吨，2029 年及以后年度煤炭销售价格确定为 430.00 元/吨。

4. 年销售收入计算

正常年份以 2029 年为例：

$$\text{正常年份销售收入} = 150.00 \times 430.00 = 64500.00(\text{万元})$$

(九) 投资估算

根据《中国矿业权评估准则》，涉及企业股权转让，同时进行资产评估、土地使用权评估的矿业权评估，评估基准日一致时，可以利用其评估结果作为相应的矿业权评估用固定资产、土地使用权及无形资产和其他长期资产投资额。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，骆驼山煤矿为试运转期矿山，固定资产投资包括评估基准日已形成固定资产和未来建设固定资产投资。

(1) 现有已投固定资产

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，该项目固定资产投资主要依据我公司出具的同一评估基准日及相同评估目的资产评估明细表中的“非流动资产评估汇总表”、“固定资产评估汇总表”、“在建工程评估汇总表”及相应的评估明细表中的评估价值为基础估算本次评估用固定资产投资。

根据本公司同一基准日资产评估结果，评估基准日骆驼山煤矿已投固定资产如下表(单位：万元)：

序号	项目名称	评估基准日已投账面价值		评估基准日评估值		评估取固定资产	
		原值	净值	原值	净值	原值	净值
一	固定资产合计	219795.59	48629.78	13015.61	4429.33	84249.72	75663.45
1	井巷工程					48392.28	48392.28
2	建筑工程	7607.27	7544.95	11782.90	4202.72	15176.75	7596.57
3	机器设备	1488.12	1444.27	1232.71	226.62	20680.70	19674.60
二	在建工程	184126.65	184126.65	79835.75	79835.75		
1	井巷工程	119865.57	119865.57	48392.28	48392.28		
2	土建工程	8406.42	8406.42	3393.85	3393.85		
3	机器设备	48171.82	48171.82	19447.99	19447.99		
4	财务费用	7682.84	7682.84	8674.34	8674.34		

注：与产品价格口径保持一致，固定资产中的涉及洗煤厂相关资产予以剔除；在建工程—财务利息、待报废资产、非生产用资产与矿山生产无关，予以扣除。

本次评估将固定资产净值与在建工程在评估基准日一次性全部投入。

(2) 后续新增固定资产投资

根据“初步设计”，矿山建设项目总投资概算 239989.29 万元，其

中：矿建工程 69377.71 万元、土建工程 28667.68 万元、设备购置 34396.46 万元、安装工程 20644.89 万元、工程建设其他费用 66708.85 万元(含采矿权价款 19490.12 万元、土地费用 1471.29 万元)、工程预备费 2730.32 万元、建设期利息 16763.39 万元、铺底流动奖金 700.00 万元。

截止 2024 年 10 月底矿山未完工程投资概算总额 54606.32 万元，井巷工程 10977.83 万元，房屋构筑物 12953.70 万元，机器设备 19808.65 万元，其他费用 10866.14 万元。

根据“在建工程评估汇总表”，2024 年 11 月～2025 年 7 月已投账面值为 15186.77 万元(含税)，其中：井巷工程 8542.47 万元、房屋构筑物 824.55 万元、机器设备 2039.85 万元、扣除财务费用后其他费用 3779.89 万元。

根据初步设计未完工程投资概算减去 2024 年 11 月～2025 年 7 月已投入的在建工程账面值，将其他费用按比例分摊至三类资产中，经计算，矿山后续投资(含税)合计 39419.55 万元(含税)，其中：井巷工程 2969.10 万元，房屋建筑物 14787.40 万元，机器设备 21663.05 万元。

本次评估后续新增固定资产于 2025 年 8～12 月投入。

(详见附表四和附表一)

2. 无形资产投资

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，任何企业收益均为各资本要素投入的报酬，矿山企业，投入资本要素主要包括固定资产及其他长期资产、土地、矿业权。当估算某种资本要素的收益、并将其收益折现作为资产价值时，需将其他要素的投入成本及其报酬扣除或者通过收益分成、折现率等方式考虑。因此，收益途径评估矿业权时，需扣除土地的投入成本及其报酬。土地作为企业资本要素之一，视利用方式不同分为土地使用权(资产)、土地租赁(费用)、土地补偿(费用、资产)三种方式考虑。

根据“无形资产—土地使用权评估明细表”，骆驼山煤矿现有土地使用权评估结果为 1279.11 万元，土地使用权大于评估计算年限，故本次评估土地使用权按评估计算年限进行摊销。

本次评估将无形资产在评估基准日一次性全部投入。

3. 流动资金投资

流动资金是指企业生产运营需要的周转资金。是企业进行生产和经营活动的必要条件。一般用于购买辅助材料、燃料、动力、备品备件、低值易耗品、产品(半成品)等，形成生产储备，然后投入生产，通过销售产品回收货币。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，流动资金可采用扩大指标法估算，煤矿的销售收入资金率为 20%~25%。本项目流动资金按销售收入的 22.00% 计。则，以 2029 年为例：

本项目所需流动资金为：

$$64500.00 \times 22.00\% = 14190.00(\text{万元})$$

流动资金依生产负荷均匀流出，在评估计算期末全部回收。

(十) 成本估算

1. 关于成本估算的原则与方法的说明

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

骆驼山煤矿为试运转矿山，2025 年 8~12 月计划原煤产量 66.82 万吨，2026 年达产，达产原煤产量 150.00 万吨。鉴于初步设计未对原煤开采成本进行估算，矿山根据当前经济水平编制了预算经营情况表；故本次评估矿山原煤生产成本根据企业预算经营情况表选取确定。个别参数依据《矿业权评估参数确定指导意见》及国家财税的有关规定确定，以此测算评估基准日后未来矿山生产年限内的采矿成本费用。本次评估成本归集与矿山实际保持一致采用“制造成本法”，各参数的取值说明如下：

2. 外购材料费

根据骆驼山煤矿“预算经营情况表”，2025 年 8~12 月原煤产量 66.82 万吨，发生材料费用 400.00 万元，折合原煤单位外购材料费 5.99 元/吨；达产年原煤产量 150.00 万吨，发生材料费用 3765.00 万元，折合原煤单位外购材料费 25.10 元/吨。则，本次评估未来正常生产年份单位外购材料费为 25.10 元/吨。

以 2029 年为例，下同。则：

$$\begin{aligned}\text{正常生产年份年外购材料费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购材料费} \\ &= 3765.00(\text{万元})\end{aligned}$$

3. 外购燃料及动力费

同“2. 外购材料费”，本次评估未来正常生产年份原煤单位外购材料费为 31.99 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年外购燃料及动力费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购燃料及动力费} \\ &= 4798.50(\text{万元})\end{aligned}$$

4. 职工薪酬

根据未来各年度人员定额以及工资计划，企业对 2025 年 8 月 ~ 2031 年各年职工薪酬进行了预测，2032 年后基本维持 2031 年水平不变。

根据企业提供的“预算经营情况表”，同“2. 外购材料费”，本次评估 2029 年职工薪酬总额为 18200.34 万元，单位职工薪酬为 121.34 元/吨。

5. 折旧费、固定资产更新和回收固定资产残(余)值

(1) 折旧费、固定资产更新

根据 2008 年 1 月 1 日实施的《中华人民共和国企业所得税法实施条例》第 60 条的规定，除国务院财政、税务主管部门另有规定外，固定资产计算折旧的最低年限如下：

房屋、建筑物：20 年；

飞机、火车、轮船、机器、机械和其他生产设备：10 年；

与生产经营活动有关的器具、工具、家具等：5 年；

飞机、火车、轮船以外的运输工具：4 年；

电子设备：3 年。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，矿业权评估固定资产折旧建议采用年限平均法，确定折旧年限应遵循上述规定，采用的折旧年限不应低于上述最低折旧年限，可按房屋建筑物、机器设备分类确定折旧年限。

依据《矿业权评估参数确定指导意见》，结合本项目的服务年限，本次评估房屋建筑物按 30.00 年折旧，机器设备按 12 年折旧，房屋建筑物及机器设备固定资产残值率取 5%。

根据财政部、税务总局《关于调整增值税税率的通知》(财税

[2018]32号), 纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物, 原适用17%和11%税率的, 税率分别调整为16%、10%。自2018年5月1日开始执行。根据财政部、税务总局、海关总署《关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部、税务总局、海关总署公告2019年第39号), 自2019年4月1日增值税一般纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物, 原适用16%税率的, 税率调整为13%; 原适用10%税率的, 税率调整为9%。因此, 本次评估将投资中涉及到的房屋建筑物投资额扣除进项税额(税率9%)后计入房屋建筑物, 机器设备投资额扣除进项税额(税率13%)后计入机器设备。

以2029年为例:

$$\begin{aligned}\text{房屋建筑物年折旧额} &= (15176.75 + 14787.40 \div 1.09) \times (1 - 5\%) \div 30.00 \\ &= 910.20(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{机器设备年折旧额} &= (20680.70 + 21663.05 \div 1.13) \times (1 - 5\%) \div 12 \\ &= 3154.91(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\text{年折旧额} = 910.20 + 3154.91 = 4065.11(\text{万元})$$

$$\text{单位折旧费} = 4065.11 \div 150.00 = 27.10(\text{元/吨})$$

根据《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800-2008), 房屋建筑物和设备采用不变价原则考虑更新资金投入, 即设备、房屋建筑物在其计提完折旧后的下一时点(下一年或下一月)投入等额初始投资。

(2)回收固定资产残(余)值

根据《矿业权评估参数确定指导意见》, 在回收固定资产残(余)值时不考虑固定资产的清理变现费用。该项目在评估计算期末回收房屋建筑物、机器设备和无形资产—土地使用权余值为14409.76万元。

6. 安全费用

根据2022年12月13日财政部办公厅应急部办公厅关于印发《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的通知(财资[2022]136号), 煤炭生产企业依据开采的原煤产量按月提取, 各类煤矿原煤单位产量安全费用提取标准如下: (一)煤(岩)与瓦斯(二氧化碳)突出矿井、冲击地压矿井吨煤50元; (二)高瓦斯矿井, 水文地质类型复杂、极复杂矿井、容易自燃煤层矿井, 安全费用标准为吨煤30元; (三)其他井工矿吨煤15元。骆驼山煤矿为煤与瓦斯突出、水文条件复杂矿井, 矿山实际安全费用

亦按 50.00 元/吨计提，因此，本次评估取单位安全费用为 50.00 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年安全费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位安全费用} \\ &= 7500.00(\text{万元})\end{aligned}$$

7. 维简费

根据《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800 - 2008)，维简费一般包含两个部分：一是已形成的采矿系统固定资产基本折旧(折旧性质的维简费)，二是维持简单再生产所需资金支出(更新性质的维简费)。

根据国家发展改革委、国家煤矿安全监察局文件“关于印发《煤炭安全费用提取和使用管理办法》和《关于规范为煤矿维简费管理问题的若干规定》的通知”(财建[2004]119号)，内蒙古自治区煤矿维简费按照 9.50 元/吨(含井巷费用 2.50 元)提取。企业实际按上述标准计提，故本次评估亦按上述标准计提。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》(CMVS30800 - 2008)，煤矿维简费(不含井巷工程基金)的 50%作为更新性质的维简费，计入经营成本。则更新性质的维简费为 $3.50 [= (9.50 - 2.50) \times 50\%]$ 元/吨，折旧性质的维简费为 3.50 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年维简费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位维简费} \\ &= 1050.00(\text{万元})\end{aligned}$$

8. 井巷工程基金

由上所述，本项目评估取单位井巷工程基金为 2.50 元。则：

$$\begin{aligned}\text{年井巷工程基金} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位井巷工程基金} \\ &= 375.00(\text{万元})\end{aligned}$$

9. 修理费

同“2. 外购材料费”，本项目试运转期评估单位修理费 2.14 元/吨，后续新增投资，根据《矿业权评估参数确定指导意见》，通常按固定资产原值的一定比例确定固定资产修理费用。修理费一般取机器设备的 2.5% ~ 5%。故后续新增投资修理费按评估选取的机器设备原值的 3.00% 重新估算。经计算，年修理费为 $575.13 (= 21663.05 \div 1.13 \times 3.00\%)$ 万元，折合单位修理费为 $3.83 (= 575.13 \div 150.00)$ 元/吨。综上，本项目评

估单位修理费为 5.98 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年修理费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位修理费} \\ &= 896.46(\text{万元})\end{aligned}$$

10. 矿务工程费

主要指搬家倒面发生的费用。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位矿务工程费 2.22 元/吨，年矿务工程费 333.33 万元。

11. 运输费

同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位运输费 1.60 元/吨，年运输费 240.00 万元。

12. 设备租赁费

设备租赁费为矿山向乌海能源公司租赁采掘设备等。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位设备租赁费为 31.84 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年设备租赁费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位设备租赁费} \\ &= 4776.00(\text{万元})\end{aligned}$$

13. 物业服务费

同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位物业服务费 2.35 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年物业服务费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位物业服务费} \\ &= 352.90(\text{万元})\end{aligned}$$

14. 检验检测费

主要用于原煤煤质化验费用等。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位检验检测费 1.50 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年检验检测费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位检验检测费} \\ &= 225.00(\text{万元})\end{aligned}$$

15. 取暖费

同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位取暖费 2.89 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年取暖费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位取暖费} \\ &= 433.20(\text{万元})\end{aligned}$$

16. 专业化服务费

主要用于无轨胶轮车和矿山救护费用等。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位专业化服务费 5.00 元/吨。

$$\text{年专业化服务费} = \text{原煤年产量} \times \text{单位专业化服务费}$$

$$= 750.00(\text{万元})$$

17. 技术服务费

主要用于矿山编制报告等费用。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位技术服务费 1.00 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年技术服务费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位技术服务费} \\ &= 150.00(\text{万元})\end{aligned}$$

18. 环境恢复治理和土地复垦费

根据 2024 年 1 编制的《神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》及评审表，设计环境恢复治理和土地复垦总投资支出分别为 198.59 万元、2210.41 万元，预备费分别为 5.50 万元、64.37 万元，对应的采出量为 $1546.43 (= 2165.00 \div 1.40)$ 万吨，折合单位环境恢复治理和土地复垦费为 1.51 元/吨。本次评估假定评估计算期内环境恢复治理和土地复垦费吨可采单位支出相同，则年环境恢复治理和土地复垦费为 226.50 万元。

19. 其他费用

同“2. 外购材料费”，本项目取单位其他费用 2.62 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年其他费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位其他费用} \\ &= 393.00(\text{万元})\end{aligned}$$

20. 管理费用

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，确定管理费用时，剔除上交上级单位的管理费和非经常性发生的费用。

(1) 管理费用中折旧费、修理费在生产成本中一并核算，此处不再考虑，无形资产摊销、水土保持补偿费重新计算。同“3. 外购燃料及动力费”，则扣除上述费用后折合单位其他管理费用为 2.15 元。则：

$$\begin{aligned}\text{年其他管理费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位其他管理费用} \\ &= 322.33(\text{万元})\end{aligned}$$

(2) 管理人员职工薪酬

同“4. 职工薪酬”，本项目取单位管理人员职工薪酬 25.68 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年管理职工薪酬} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位管理职工薪酬} \\ &= 3851.65(\text{万元})\end{aligned}$$

(3) 无形资产摊销

根据《收益途径评估方法规范》及《矿业权评估参数确定指导意见》，土地使用权摊销年限，应以土地使用权剩余使用年限确定。当土地使用权剩余使用年限大于评估计算年限时，以评估计算年限作为土地使用权摊销年限。其他无形资产可在矿山生产期内按 10 年或矿山受益期(矿山服务年限)或评估计算的服务年限计提摊销费。

则，土地使用权按评估计算年限进行摊销。

$$\text{年土地使用权摊销费} = 1279.11 \div 11.40 = 112.25(\text{万元})$$

年摊销费合计为 112.25 万元。

折合单位摊销费用为 $0.75 (= 112.25 \div 150.00)$ 元/吨。

(4) 水土保持补偿费

根据内蒙古自治区财政厅发展和改革委员会水利厅中国人民银行呼和浩特中心支行关于印发《内蒙古水土保持补偿费征收使用实施办法》的通知(内财非税规[2015]18 号)，开采期间，石油、天然气以外的矿产资源按照开采量计收费标准为每吨 2.00 元。则本项目取单位水土保持补偿费 2.00 元/吨，则年水土保持补偿费 300.00 万元。

则年管理费用合计为 $4586.23 (= 322.33 + 3851.65 + 112.25 + 300.00)$ 万元。

21. 研发费用

根据“乌海能源公司后续研发费用预计情况”，预计后续乌海能源公司研发费用支出根据销售收入 0.16% 计算。则以 2029 年为例，本项目年研发费用为 103.20 万元，单位研发费用为 0.69 元/吨。

22. 销售费用

根据企业提供的“2025 年代理销售合同补充协议”，骆驼山煤矿原煤由国家能源集团乌海能源有限责任公司供销中心统一销售，国家能源集团乌海能源有限责任公司收取代理费，代理费按照产品实际结算价款扣除铁路运杂费(不含税)的 1% 计算，故本次评估销售费用按销售收入的 1% 计算。以 2029 年为例，经计算，年销售费用 645.00 万元，折合单位费用 4.30 元/吨。

23. 财务费用

根据《中国矿业权评估准则》，财务费用按有关规定重新计算。根据《矿业权评估参数确定指导意见》，矿业权评估时财务费用根据

流动资金的贷款利息计算。假定未来生产年份评估对象流动资金的 70% 为银行贷款，贷款利率按估值基准日执行的一年期贷款市场报价利率(LPR)3.00%，单利计息，则：

$$\begin{aligned}\text{年流动资金贷款利息} &= 14190.00 \times 70\% \times 3.00\% \\ &= 297.99(\text{万元})\end{aligned}$$

折合单位财务费用为 1.99(= 297.99 ÷ 150.00)元/吨。

24. 总成本费用及经营成本

总成本费用是指各项成本费用之和。经营成本是指总成本费用扣除折旧费、折旧性质的维简费、井巷工程基金、摊销费和财务费用后的全部费用。

以 2029 年为例，评估对象的单位总成本费用为 361.09 元/吨、单位经营成本 325.25 元/吨；年总成本费用 54162.76 万元、年经营成本 48787.41 万元。

(十一) 销售税金及附加

产品销售税金及附加指矿山企业销售产品应负担的城市维护建设税、资源税及教育费附加。城市维护建设税和教育费附加以纳税人实际缴纳的增值税为计税依据。

1. 应纳增值税

年应纳增值税额 = 当期销项税额 - 当期进项税额 - 不动产进项税额抵扣 - 当期机器设备进项税额抵扣

销项税额 = 销售收入 × 销项税税率

进项税额 = (外购材料费 + 外购燃料及动力费 + 修理费 + 运输费 + 设备租赁费 + 公共事业费 + 检验检测费 + 取暖费 + 专业化服务费 + 技术服务费) × 进项税税率

根据财政部、税务总局《关于调整增值税税率的通知》(财税[2018]32号)，纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 17% 和 11% 税率的，税率分别调整为 16%、10%。自 2018 年 5 月 1 日开始执行。根据财政部、税务总局、海关总署《关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部、税务总局、海关总署公告 2019 年第 39 号)，自 2019 年 4 月 1 日，增值税一般纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，

原适用 16% 税率的，税率调整为 13%；原适用 10% 税率的，税率调整为 9%，纳税人取得不动产或者不动产在建工程的进项税额不再分 2 年抵扣。

故 2019 年 4 月 1 日后，销项税税率取 13%。为简化计算，进项税额以外购材料费、外购燃料及动力费、修理费、运输费、设备租赁费、公共事业费、检验检测费、取暖费、专业化服务费、技术服务费之和为税基，公共事业费、检验检测费、取暖费、专业化服务费—矿山救护费、技术服务费税率为 6%，运输费税率为 9%，其余税率为 13%。机器设备进项税税率为 13%，房屋建筑物进项税税率为 9%。

进项税额抵扣的顺序为先抵扣外购材料费、外购燃料及动力费、修理费、运输费、设备租赁费、公共事业费、检验检测费、取暖费、专业化服务费、技术服务费的进项税，后抵扣采矿工程、房屋建筑物等不动产的进项税，再抵扣机器设备的进项税，当年未抵扣完的，可延至下一年抵扣，直至将进项税额抵扣完毕。

正常年份以 2029 年为例，计算过程如下：

$$\begin{aligned} \text{年销项税额} &= \text{年销售收入} \times 13\% \\ &= 64500.00 \times 13\% \\ &= 8385.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{年进项税额} &= (\text{年外购材料费} + \text{年外购燃料及动力费} + \text{年修理费} + \\ &\quad \text{设备租赁费} + \text{专业化服务费—无轨胶轮车}) \times 13\% + \text{运输费} \times 9\% + (\text{公共} \\ &\quad \text{事业费} + \text{检验检测费} + \text{专业化服务费—矿山救护费} + \text{取暖费} + \text{技术服} \\ &\quad \text{务费}) \times 6\% \\ &= 2098.69(\text{万元}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{年应纳增值税} &= \text{销项税额} - \text{进项税额} - \text{不动产进项税额抵扣} - \text{机} \\ &\quad \text{器设备进项税额抵扣} \\ &= 8385.00 - 2098.69 - 0 - 0 \\ &= 6286.31(\text{万元}) \end{aligned}$$

2. 城市维护建设税

城市维护建设税以应纳增值税额为税基计算。《中华人民共和国城市维护建设税法》。城市维护建设税以应纳增值税额为税基计算。《中华人民共和国城市维护建设税法》规定的税率以纳税人所在地不

同而实行三种不同税率。纳税义务人所在地为城市，税率 7%；县城、镇的，税率 5%；不在市区、县城或镇的，税率 1%。矿山所在地为内蒙古自治区乌海市海南区，企业实际按照 7% 缴纳，因此，本次评估城市维护建设税税率取 7%。则：

$$\begin{aligned}\text{年城市维护建设税} &= \text{年应纳增值税} \times 7\% \\ &= 6286.31 \times 7\% \\ &= 440.04(\text{万元})\end{aligned}$$

3. 教育费附加

依据《中华人民共和国城市征收教育费附加的暂行规定》(国务院令[1990]第 60 号)和《国务院关于修改<征收教育费附加的暂行规定>的决定》(国务院令[2005]第 448 号)，教育费附加以应纳增值税额为税基，国家教育费附加率为 3%。根据《关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》(财政部财综[2010]98 号)，2011 年及以后地方教育附加征收标准统一为单位和个人(包括外商投资企业、外国企业及外籍个人)实际缴纳的增值税、营业税和消费税税额的 2%。则：

$$\begin{aligned}\text{年教育费附加} &= \text{年应纳增值税} \times (3\% + 2\%) \\ &= 6286.31 \times 5\% \\ &= 314.32(\text{万元})\end{aligned}$$

4. 资源税

根据内蒙古自治区人民代表大会常务委员会《关于内蒙古自治区矿产资源税适用税率等税法授权事项的决定》(2020 年 7 月 23 日内蒙古自治区第十三届人民代表大会常务委员会第二十次会议通过)，内蒙古自治区煤炭原煤的资源税适用税率为 10%，本项目产品销售为原煤，则本次评估资源税按销售收入的 10% 估算。

以 2029 年为例：

$$\begin{aligned}\text{年资源税} &= \text{年原煤销售收入} \times \text{资源税税率} \\ &= 64500.00 \times 10\% \\ &= 6450.00(\text{万元})\end{aligned}$$

5. 水利建设基金

根据《内蒙古自治区水利建设基金筹集和使用管理实施细则》(内政发[2023]1055 号)，2022 年 1 月 1 日起，自治区行政区域内以纳税人依

法实际缴纳的增值税、消费税税额(以下简称两税税额)为计费依据，乘以具体适用费率计征地方水利建设基金，与增值税、消费税同时缴纳。其中，2022年具体适用费率为1.00%；2024年起具体适用费率为0.50%。则以2029年为例，本次评估确定正常年份水利建设基金费为 $31.43(=6286.31 \times 0.50\%)$ 万元。

6. 其他税金

主要包括水资源税、环保税、房产税、车船税、印花税和土地使用税等，本次评估列入销售税金及附加估算。根据企业实际财务报表，骆驼山煤矿正常年份缴纳房产税和土地使用税264.62万元，除房产税土地使用税外2025年1~7月其他税金789.18万元，折合单位其他税费5.26元/吨，则本次评估未来正常生产年份其他税金为 $1053.62(=264.62 + 150.00 \times 5.26)$ 万元。

正常年份年销售税金及附加合计为 $8289.41(=440.04 + 314.32 + 6450.00 + 31.43 + 1053.62)$ 万元。

(十二)所得稅

根据2007年3月16日颁布的《中华人民共和国企业所得税法》，企业所得税税率为25%，自2008年1月1日起施行。

根据财政部税务总局国家发展改革委《关于延续西部大开发企业所得税政策》(公告2020年第23号)，自2021年1月1日至2030年12月31日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按15%的税率征收企业所得税。骆驼山煤矿按西部大开发政策享受15%税收优惠。

故，本次评估确定2030年以前所得税税率为15%，2031年以后所得税税率为25%。

另外，根据《财政部税务总局关于进一步完善研发费用税前加计扣除政策的公告》(财政部税务总局公告2023年第7号)：“一、企业开展研发活动中实际发生的研发费用，未形成无形资产计入当期损益的，在按规定据实扣除的基础上，自2023年1月1日起，再按照实际发生额的100%在税前加计扣除；形成无形资产的，自2023年1月1日起，按照无形资产成本的200%在税前摊销。矿山目前研发费用所得税前加计扣除率为80%，故本次评估研发费用所得税前加计扣除率按80%计算。

以 2029 年为例：

$$\begin{aligned}\text{企业所得税} &= (64500.00 - 54162.76 - 8289.41 - 82.56) \times 15\% \\ &= 294.79(\text{万元})\end{aligned}$$

(十三)折现率

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，折现率是指将预期收益折算成现值的比率，折现率的基本构成为：

$$\text{折现率} = \text{无风险报酬率} + \text{风险报酬率}$$

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，无风险报酬率即安全报酬率，通常可以参考政府发行的中长期国债利率或同期银行存款利率来确定。本次评估无风险报酬率参考评估基准日 WIND 资讯系统所披露 10 年期国债到期年收益率确定为 1.70%。

风险报酬率采用“风险累加法”估算。“风险累加法”是将各种风险对风险报酬率的要求加以量化并予以累加。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，风险报酬率采用“风险累加法”估算。“风险累加法”是将各种风险对风险报酬率的要求加以量化并予以累加。矿产勘查开发行业，面临的主要风险有很多种，其主要风险有：勘查开发阶段风险、行业风险、财务经营风险、社会风险。本矿为生产矿山，勘查开发阶段风险报酬率取值范围 0.15 ~ 0.65%，本次评估勘查开发阶段风险报酬率取值为 0.60%。行业风险报酬率取值范围 1.00 ~ 2.00%。本次评估行业风险报酬率取 2.00%。财务经营风险报酬率取值范围 1.00 ~ 1.50%，本次评估财务经营风险报酬率取值为 1.50%。另外参照资产评估准则，本次评估考虑其他个别风险，结合矿山实际情况，其他个别风险报酬率取值为 2.00%。

综合折现率取值区间和矿山开发程度，本项目折现率确定为 7.80%。

十一、评估假设

本报告所称采矿权评估值是基于所列评估目的、评估基准日及下列基本假设而提出的市场价值意见：

(1) 以采矿许可证内已评审的资源储量为基础，且营业执照、采矿许可证到期可以顺利延续；

(2) 以设定的生产方式、生产规模、产品结构、开发技术水平及财

务预算成本为基准且持续经营；

(3)假设未来年度生产、销售能达到产销平衡；

(4)所遵循的有关政策、法律、制度仍如现状而无重大变化，所遵循的有关社会、政治、经济环境以及开发技术和条件等仍如现状而无重大变化；

(5)不考虑将来可能承担的抵押、担保等他项权利或其他对产权的任何限制因素以及特殊交易方可能追加付出的价格等对其评估价值的影响；

(6)无其它不可抗力及不可预见因素造成重大影响。

十二、评估结论

本评估机构在充分调查、了解和分析评估对象的基础上，依据科学的评估程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算得“神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权”于评估基准日 2025 年 7 月 31 日评估计算期内持续经营条件下累计净现金流量现值为 -107394.55 万元，则“神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日采矿权评估价值为 0.00 万元，大写人民币零元整。

评估结论使用的有效期为一年，即从评估基准日起一年内有效。超过一年使用此评估结论无效，需重新进行评估。

十三、评估基准日期后重大事项

评估报告评估基准日后发生的影响委托评估对象价值的期后事项，包括国家和地方的法规和经济政策的出台，利率的变动、矿产品市场价值的巨大波动等。本次评估在评估基准日后出具评估报告日期之前，未发生重大事项。若评估基准日后评估结论使用有效期以内储量等数量发生变化，在实际作价时应根据原评估方法对评估对象价值进行相应调整；当生产规模和价格标准发生重大变化而对评估结果产生明显影响时，评估委托人应及时聘请评估机构重新确定评估对象评估价值。

十四、特别事项说明

(一)神华集团海勃湾矿业有限责任公司骆驼山煤矿采矿权的采矿许可证有效期限至 2036 年 10 月 24 日，评估计算年限已经超过了目前采矿

许可证的有效期，本次评估假设采矿权人会根据国务院第 241 号令、国务院令第 653 号《矿产资源开采登记管理办法(2014 修订)》，在采矿许可证有效期届满 30 日前，到登记机关办理延续登记手续并能顺利取得延续的新采矿许可证。

(二) 骆驼山煤矿目前处于联合试运转期，基于 2025 年 8 月编制提交的“初步设计”未对原煤开采成本进行估算，2005 年编制提交的“可行性研究报告”距离本次评估基准日时间较长。则本次评估主要经济参数依据**神华集团海勃湾矿业有限责任公司**骆驼山煤矿预算经营情况表数据取值，并不保证各项成本费用的必然实现，与未来实际成本费用可能会有差异。

(三) 根据 2013 年 8 月 22 日国家煤矿安全监察局文件(煤安监函[2013]10 号)“关于神华乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿安全设施设计的批复”和 2020 年 1 月 21 日内蒙古煤矿安全监察局文件“关于国家能源集团乌海能源有限责任公司骆驼山煤矿安全设施设计修改的批复”(内煤安字[2020]6 号)，骆驼山矿井只限开采上组煤 9-2、10 号煤层，下组煤 16-1、16-2 煤层开采前应另行设计并履行审批手续。“初步设计”设计中 16-1、16-2、17 煤层的资源量为暂不利用资源，故本次评估根据“初步设计”选取亦暂不利用(16-1、16-2 煤层保有资源储量 8041.60 万吨，17 煤高硫煤 255.10 万吨)。

(四) 根据 2006 年 4 月 17 日内蒙古自治区国土资源厅出具的“采矿权评估结果确认书”(国资采矿评认[2006]153 号),“海勃湾矿区骆驼山井田采矿权”，采矿权价款为 19490.12 万元人民币，评估期内拟动用可采储量 5590.00 万吨。上述采矿权价款于 2009 年全部缴纳。

(五) 在本评估报告提交后的评估报告有效期内，如矿山提交新的储量核实报告、提交新的设计资料，委托方应及时委托本公司对评估结论进行修正。

(六) 本次评估结果是在独立、客观、公正的原则下做出的，本公司及参加本次评估的工作人员与评估委托人及采矿权人之间无任何利害关系。

(七) 评估工作中评估委托人及采矿权人所提供的有关文件材料(包括产权证明、储量核实报告、初步设计等)，相关文件材料提供方对其

真实性、完整性和合法性负责并承担相关的法律责任。

本次评估结果依据了采矿权人提供的储量核实报告、初步设计及现有财务资料等作出。除此外，委托人及相关当事人未提供其他类似专业报告，本评估机构和执行本项目的评估人员，也未获得、并依据其他类似专业报告，也不知悉存在其他专业报告。如果存在其他类似专业报告，并依据其得出其他不同于本评估报告的评估结论，本机构不承担相应责任。

(八)本评估报告含有附表、附件，附表及附件构成本报告的重要组成部分，与本报告正文具有同等法律效力。

(九)对存在的可能影响评估结论的瑕疵事项，在评估委托人及矿业权人未做特殊说明而评估人员已履行评估程序仍无法获知的情况下，评估机构和矿业权评估师不承担相关责任。

(十)评估报告使用者应根据国家法律法规的有关规定，正确理解并合理使用矿业权评估报告，否则，评估机构和矿业权评估师不承担相应的法律责任。

提请本报告使用者注意上述事项。

十五、评估报告的使用限制

(一)本评估报告只能由在委托合同中载明的矿业权评估报告使用者使用或由评估管理机关或其授权的单位审查评估报告和检查评估时使用；

(二)本评估报告仅供评估委托人在评估报告所述评估目的下使用，以及矿业权评估委托合同中约定的其他评估报告使用人和法律、行政法规规定的评估报告使用人使用；除此之外，其它任何机构和个人不能成为评估报告使用人；

(三)委托人以及矿业权评估委托合同中约定的其他评估报告使用人，只能按照本报告披露的评估目的，在披露的时间范围内使用本评估报告，除此之外，不得用于任何其他目的；

(四)除法律法规规定以及相关当事方另有约定外，未征得本评估机构同意，评估报告的全部或部分内容不得提供给其他任何单位和个人，也不得被摘抄、引用或披露于公开媒体。

十六、评估报告日

本矿业权评估报告日为 2025 年 12 月 16 日。

十七、评估机构和评估责任人

法定代表人(权忠光):



项目负责人(宋益红):



矿业权评估师(宋益红、胡宏源):



北京中企华资产评估有限责任公司

二〇二五年十二月十六日

