

香港交易及結算所有限公司及香港聯合交易所有限公司對本公告之內容概不負責，對其準確性或完整性亦不發表任何聲明，並明確表示概不就因本公告全部或任何部份內容而產生或因倚賴該等內容而引致之任何損失承擔任何責任。



海外監管公告

本公告乃根據香港聯合交易所有限公司證券上市規則第 13.10B 條而做出。

茲載列中國神華能源股份有限公司於 2025 年 12 月 20 日在上海證券交易所網站 (www.sse.com.cn) 刊登的「內蒙古利民煤焦有限責任公司煤礦采礦權評估報告」等文件，僅供參閱。

承董事會命
中國神華能源股份有限公司
總會計師、董事會秘書
宋靜剛

北京，2025 年 12 月 19 日

於本公告日期，董事會成員包括執行董事張長岩先生，非執行董事康鳳偉先生及李新華先生，獨立非執行董事袁國強博士、陳漢文博士及王虹先生，職工董事焦蕾女士。

内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿
采矿权评估报告

中企华矿评报字[2025]第 1072 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:1102420250202064293

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: 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权

报告内部编号: 中企华矿评报字[2025]第1072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。

内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿

采矿权评估报告

目录

评估报告摘要	4
评估报告正文	7
一、评估机构	7
二、评估委托人和采矿权人	7
三、评估对象和范围	9
(一)评估对象和范围	9
(二)矿业权历史沿革	10
(三)矿业权价款/出让收益处置情况和评估史	11
四、评估目的	11
五、评估基准日	11
六、评估依据	11
(一)法规依据	11
(二)行为、产权和取价依据	13
七、评估实施过程	14
八、矿产资源勘查和开发概况	15
(一)矿区位置和交通	15
(二)自然地理及经济状况	15
(三)地质勘查工作概况及取得成果	16
(四)矿区地质概况	17
(五)矿产资源情况	19
(六)开采技术条件	23
(七)矿山开发利用现状	24
九、评估方法	25
十、评估指标和参数	25
(一)保有资源储量	26

(二)评估利用矿产资源储量	26
(三)开采、选煤方案	27
(四)产品方案	29
(五)采、选煤技术指标	29
(六)评估利用可采储量	30
(七)生产能力和服务年限	30
(八)销售收入	31
(九)投资估算	38
(十)成本估算	40
(十一)销售税金及附加	48
(十二)所得税	51
(十三)折现率	52
十一、评估假设	53
十二、评估结论	53
十三、评估基准日期后重大事项	53
十四、特别事项说明	54
十五、评估报告的使用限制	55
十六、评估报告日	56
十七、评估机构和评估责任人	56
十八、内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估报告附表	

目录

- 附表一 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估价值估算表
- 附表二 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估可采储量及矿山服务年限估算表
- 附表三 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估销售收入估算表
- 附表四 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估资产投资估算表
- 附表五 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估资产折旧

和摊销费用估算表

附表六 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估单位成本
估算表

附表七 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估总成本费
用估算表

附表八 内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估税费估算
表

十九、内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权评估报告附件
(另册装订)

内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿 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：内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权。

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。为此需对涉及国家能源集团乌海能源有限责任公司所持有的“内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权”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：评估基准日利民煤矿保有资源储量为9134.32万吨；评估利用资源储量为8285.04万吨；评估利用可采储量为3977.45万吨；评估确定生产能力为150.00万吨/年；评估计算年限为19.72年；产品方案为洗后的精煤和洗混煤；销售价格(不含税取整)：9、10#煤精煤销售价格1535.00元/吨、16#煤精煤销售价格1483.00元/吨、混煤销售价格294.00元/吨；固定资产投资原值118669.01万元，净值72512.74万元(含洗煤厂)，后续新增固定资产投资947.56万元(含税)；无形资产—土地使用权3432.03万元，其它无形资产1406.79万元。

以2029年为例：正常年份销售收入为85439.54万元；单位总成本费用为415.07元/吨、单位经营成本369.20元/吨；正常年份总成本费用62260.02万元、经营成本55379.34万元；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“内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权”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-16913.66 万元，则“内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权”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)内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权的采矿许可证有效期限至 2041 年 12 月 4 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 1998 年第 241 号令《矿产资源开采登记管理办法》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)本次评估未来成本费用的选取主要参考内蒙古利民煤焦有限责任公司 2024 年财务成本数据和企业财务预算经营情况表进行取值，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“开发利用方案”，设计可采煤层分别为 9-1、9-2、10、16 煤，目前利民煤矿安全生产许可证许可范围：煤炭开采(井工)9-1#、9-2#、16#，本次评估依据“开发利用方案”假设未来 10 煤可以取得合法的开采手续。

(四)利民煤矿 2022 年因扩产能由 150 万吨/年核增至 180 万吨/年，2023 年 10 月编制提交了《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿产资源开发利用方案》并通过审查，2024 年 7 月委托西北综合勘察设计研究院编制《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》，鄂尔多斯自然资源局于 2024 年 11 月进行公示。根据《关于进一步推进保供煤矿环评相关工作的通知》(环评函[2022]41 号)，2024 年一季度内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿未取得环评手续，核定产能退回 150.00 万吨/年。企业出具相关说明，表示最新编制的开发利用方案和环境治理与土地复垦方案仅服务于 180.00 万吨/年产能，上述资料电子版和纸质版均未提供，特此说明。

(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：

以上内容摘自内蒙古利民煤焦有限责任公司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。

法定代表人(权忠光):

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



内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿 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，对内蒙古利民煤焦有限责任公司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内蒙古利民煤焦有限责任公司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

成立日期：1995年10月23日

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：内蒙古利民煤焦有限责任公司；

住 所：内蒙古自治区鄂托克旗棋盘井镇五居委 1 街坊；

法定代表人：王富平；

企业类型：有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资)；

统一社会信用代码：911506937438932096；

成立日期：1999 年 09 月 20 日

经营范围：煤炭生产、销售；煤炭洗选；焦炭、焦粉、焦粒制造、销售；发电；机电设备安装、检修；机械设备安装、维修；零星金属配件加工；土石方施工；房屋零星维修服务；防腐、保温、防水工程；网络安装、维护；钢结构安装；普通道路货物运输；矿井建设；物业管理服务(依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动)。

内蒙古利民煤焦有限责任公司为国家能源集团乌海能源有限责任公司 100% 控股子公司。

三、评估对象和范围

(一) 评估对象和范围

本项目评估对象是内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权(以下简称“利民煤矿”)。

采矿许可证证号：C1500002011011120104723；矿山名称：内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿；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：7.9862 平方公里；有效期限：贰拾年，自 2021 年 12 月 4 日至 2041 年 12 月 4 日；发证机关：内蒙古自治区自然资源厅，矿区共有 8 个拐点圈定。拐点坐标如下(2000 国家大地坐标系)：

2000 国家大地坐标系(3°带)			2000 国家大地坐标系(3°带)		
拐点编号	X	Y	拐点编号	X	Y
1	4360139.6561	36418894.8752	5	4363083.7122	36420848.8924
2	4361984.6853	36418909.8643	6	4362688.7105	36421559.9057
3	4362223.6968	36419227.8757	7	4362562.7099	36421660.9062
4	4363409.7137	36420394.8903	8	4360099.6680	36422117.9190

开采标高：从 1377 ~ 855 米。矿区范围内涉及水源地，需按主管部门要求避让，未经批准不得在重叠区域开采。

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

利民煤矿由原内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权和内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿接续井采矿权整合而成。

原内蒙古利民煤焦有限责任公司 2005 年 1 月 8 日取得内蒙古利民煤矿有限责任公司煤矿采矿权，生产规模为 60.00 万吨/年，矿区面积为 2.0913km²，采矿证许可证号：C1500000520004，有效期为 2005 年 1 月 ~ 2011 年 1 月。

2006 年取的内蒙古利民煤焦有限责任公司接续井采矿权，矿区面积 5.8947km²，采矿证许可证号：C1500000510418，有效期为 2005 年 6 月 ~ 2015 年 6 月。

利民煤焦公司为了整合煤炭资源，扩大生产能力，申请对利民煤矿采矿权与接续井采矿权进行整合。内蒙古煤矿整改办于 2012 年 2 月 21 日以“内煤整办发[2012]1 号文”同意利民煤焦公司申请。内蒙古自治区国土资源厅于 2012 年 6 月 3 日以“国土资采划字[2012]073 号”文为利民炼焦公司下达划定矿区范围批复，即将原利民煤矿和原利民煤矿接续井进行了整合，矿山名称为内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿，整合后矿区面积约 7.986km²，开采标高为 1377 ~ 855 米，整合后矿区范围由 8 个拐点圈成，规划生产能力为 150 万吨/年。预留期 1 年。

2013 年划定范围批复申请延续，内蒙古自治区国土资源厅以“内国土资采划字[2013]061 号”颁发了延期后的“划定矿区范围批复”，矿区范围内 8 个拐点圈定，矿区面积 7.986km²，开采深度由 1377 ~ 855 米标高，生产规模 150 万吨/年。

2015 年 12 月 4 日鄂尔多斯市国土资源局颁发了整合后的采矿许可证，采矿许可证证号 C1500002011011120104723，采矿权人内蒙古利民煤焦有限责任公司，开采矿种为煤，开采方式为地下开采，生产规模 150 万吨/年，矿区面积 7.986km²，开采深度由 1377 ~ 855 米标高，有效期限 2015 年 12 月 04 日 ~ 2018 年 12 月 04 日。

2018 年，采矿权延续、变更，有效期限 2018 年 12 月 04 日至 2020 年 12 月 04 日，拐点坐标由 1980 西安坐标系变更为 2000 国家大地坐标系，其它均未变。

2020 年，采矿权延续，有效期限 2020 年 12 月 04 日～2021 年 12 月 04 日，其它均未变。

2021 年，采矿权延续，有效期限：贰拾年，自 2021 年 12 月 4 日～2041 年 12 月 4 日；其它均未变。

(三)矿业权价款/出让收益处置情况和评估史

2021 年，受鄂尔多斯市自然局委托，山西儒林资产评估事务所有限公司出具了《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿(新增资源)采矿权出让收益评估报告》(儒林矿评字[2021]第 044 号)，截止 2021 年 4 月 30 日利民煤矿新增资源储量 3187.58 万吨，评估可采储量 1912.55 万吨，新增资源储量出让收益评估价值为 19175.47 万元。截止本次评估基准日上述采矿权出让收益已全部缴纳。

除上述出让收益评估报告外，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。为此需对涉及国家能源集团乌海能源有限责任公司所持有的“内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权”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. 《矿产资源矿区块登记管理办法》(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》(国土资发[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二十一次会议通过);

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: C1500002011011120104723)和安全生产许可证

复印件；

4. 《关于<内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告>矿产资源储量评审备案证明》(内国资储备字[2013]101号)和《关于<内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告>矿产资源储量评审意见书》(中矿蒙储评字[2013]63号)；

5. 《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告》(神华地质勘查有限责任公司，2012年4月)；

6. 《内蒙古自治区鄂托克旗利民煤矿 2024 年储量年度报告》(霍林郭勒市三鼎测绘有限公司，2025年1月)及审查意见书、2025年1~7月利民煤矿分采区分煤层期末保有资源储量统计表；

7. 《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿产资源开发利用方案说明书》(内蒙古煤炭科学研究院有限责任公司，2013年8月)及审查意见书(内矿审字[2013]092号)；

8. 《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》(内蒙古中政地质矿产勘查开发有限公司，2021年6月)及其评审表；

9. 账务报表、财务预算经营情况表等资料；

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，对内蒙古利民煤焦有限责任公司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 2025 年 8 月 18 日 ~ 10 月 25 日赴内蒙古鄂托克旗棋盘井镇对评估对象的现状、地质、资源储量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、开发利用方案等，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，对内蒙古利民煤焦有限责任公司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

利民煤矿位于内蒙古自治区鄂尔多斯市鄂托克旗境内，行政区划隶属鄂托克旗棋盘井镇。煤矿地处鄂托克旗政府所在地乌兰镇的西北，直线距离约 85km。矿区西北距棋盘井镇 2km，西南距乌海—公乌素运煤专用铁路线上的公乌素站约 12km，沿该铁路线向北约 45km 至乌海站，可与包(头)—兰(州)铁路相接。109 国道从矿区中部由东南向北西通过，从矿区中心约 3km 到棋盘井镇，由棋盘井镇向西北 45km 至乌海市，向东 315km 至鄂尔多斯市东胜区，其间均有三级公路相通。交通较为便利。

(二)自然地理及经济状况

矿区属半荒漠低山丘陵地貌特征。地势南高北低，海拔标高 1423.20m ~ 1347.50m，相对高差 76.70m，一般相对高差 40m 左右。

区内属半干旱大陆性气候，年最高气温 39.4℃，年最低气温 -32.6℃。

年降水量 158.10mm，且集中在 7~9 三个月内，年蒸发量 3485.1mm。常年多风，冬春季节多刮西北风，夏秋季节多刮东南风，平均风速 3.1m/s，最大风速可达 24m/s。昼夜温差变化大，冻结期可达半年之久，最大冻土深度 1.24m。

依据《中国地震参数区划图》(GB-18306-2001)，矿区地震动峰值加速度为 0.20g，对照烈度为 VIII 度，属强震预测区。

区内人口较为集中，主要从事煤矿生产，区内煤炭资源丰富，矿业开发是当地经济的支柱产业。矿山用水取自奥陶系地下水，电源从利民煤焦公司电厂引接电源，矿内设变电所引入井下使用，可满足矿山生产、生活用电需要。

(三) 地质勘查工作概况及取得成果

1967 年 ~ 1970 年间，内蒙古煤田地质局 117 勘探队在阿尔巴斯、棋盘井一带进行了普查找煤工作，共在棋盘井矿区内施工钻孔 27 个，钻探工程量 10430.89m。

1974 年 9 月 ~ 1976 年 4 月，117 勘探队在棋盘井矿区进行详查工作，共施工钻孔 40 个，钻探工程量 13441.09m。并于 1976 年 5 月提交了《桌子山煤田棋盘井矿区详查勘探地质报告》，共获得煤炭资源储量 61498 万吨，其中 B 级储量 17423.10 万吨，C 级储量 18368.70 万吨，D 级储量 21111.80 万吨，洪水位及断层保安煤柱储量 4594.40 万吨。原内蒙古煤田地质勘探公司革命委员会以(76)蒙煤勘革字第 83 号文件批准该报告。

2002 年 7 月 1 日，内蒙古自治区煤田地质局 117 勘探队受内蒙古鄂托克旗棋盘井煤矿委托，编制了《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区棋盘井煤矿二号系统煤炭资源储量核实报告》，2002 年 8 月 28 日由内蒙古自治区矿产资源储量评审中心评审的内国资储审字[2002]37 号文批准通过该报告。以内国资认储字[2002]32 号备案。备案资源量 2485.20 万吨。其中探明的(预可研)经济基础储量(121b)2148.60 万吨，控制的经济基础储量(122b)336.60 万吨。

2005 年 1 月，中国建筑材料工业地质勘查中心内蒙古总队受内蒙古利民煤焦有限责任公司委托，编制了《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿接续井煤炭资源储量核实报告》，2005 年 3 月 12 日，

由内蒙古自治区矿产资源储量评审中心评审，以内国资储审字[2005]108号文批准通过该报告，并以内国资储备字[2005]123号文备案，备案资源量为7456万吨，其中控制的经济基础储量3967万吨，推断的内蕴经济资源量3489万吨。

2006年8月内蒙古煤田地质局117勘探队对桌子山煤田利民煤矿进行了勘探，并在12月底提交《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井详查区利民煤矿煤炭勘探报告》。报告于2007年1月4日通过了北京中矿联咨询中心的评审，2007年5月16日以内国资储备字[2007]102号文备案。备案的资源源量共计11168万吨，消耗的资源储量0万吨，保有的资源储量11168万吨，其中探明的内蕴经济资源量(331)1357万吨，控制的内蕴经济资源量(331)5291万吨，推断的内蕴经济资源量(333)4520万吨。首采区资源源量3176万吨，其中探明的内蕴经济资源量(331)1357万吨，控制的内蕴经济资源量(332)1506万吨，推断的内蕴经济资源量(333)313万吨。

根据神华地质勘查有限责任公司2012年4月编制完成的《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告》、北京中矿联咨询中心2013年5月9日下发的《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告评审意见书》(中矿蒙储评字[2013]63号)、内蒙古自治区国土资源厅2013年7月12日下发的“关于《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告》矿产资源储量评审备案证明”，截止2011年12月31日，矿区保有资源储量10824.00万吨，其中：探明的经济基础储量(111b)1036.00万吨，控制的经济基础储量(122b)5282.00万吨，推断的内蕴经济资源量(333)4506.00万吨。

(四)矿区地质概况

1. 地层

矿区内地层由老至新依次有奥陶系中下统马家沟组(O_{1-2m})；石炭系上统太原组(C_{2t})；二叠系下统山西组(P_{1s})、下统下石盒子组(P_{1x})、二叠上统上石盒子组(P_{2s})；新近系(N)；第四系(Q)。分述如下：

(1) 奥陶系(O)

中下统马家沟组(O_{1-2m}): 岩性为青灰色厚层状生物碎屑灰岩, 质地致密, 含动物化石, 见缝合线构造, 局部地段岩溶裂隙较发育, 充填方解石脉, 块状, 遇稀盐酸剧烈气泡, 为一套浅海相化学沉积建造与下伏三山子组呈整合接触。全组厚度 117~472m。

(2) 石炭系(C)

石炭系上统太原组下段(C_2t^1): 岩性为深灰色~灰色砂质泥岩、泥岩及灰白色细粒砂岩互层夹薄层粘土, 局部见煤线。与下伏奥陶系呈平行不整合接触, 岩段厚度 10.30~62.42m, 平均 34.79m。

石炭系上统太原组上段(C_2t^2): 按岩性组合分为第一与第二两个亚岩段; 第一亚岩段顶部岩性为黑色泥岩或钙质泥岩, 底部砂岩中夹 1~2 层深灰色粘土岩; 含 14、16 号煤层, 统称“丙煤组”, 其中 16 号煤层为主要可采煤层, 地层厚度为 34.54~52.22m, 平均 37.23m。第二亚岩段岩性主要为灰白色、浅灰色细粒砂岩、砂质泥岩、泥岩及煤线, 岩层厚度 0~18.26m, 平均 10.11m。

(3) 二叠系(P)

二叠系下统山西组(P_1s): 依据地质特征并与区域地层对比, 该统进一步分为 3 个岩段。第一岩段(P_1s^1)岩性为灰色、深灰色砂质泥岩、泥岩、粘土岩, 平均厚度 24.37m, 含 9-1、9-2 及 10 号煤层, 统称为“乙煤组”, 其中 9-1 号煤层层位稳定, 为主要可采煤层; 第二岩段(P_1s^2)岩性为灰白色中粗粒砂岩夹深灰色砂质泥岩, 平均厚度 15.24m, 含 5 号煤层, 不可采; 第三段(P_1s^3)岩性为黄绿色砂质页岩夹黑色页岩及煤线, 平均厚度 34.05m。山西组与下伏地层太原组呈整合接触。

二叠系上统上石盒子组(P_1s): 岩性为杂色紫红的砂质泥岩, 灰绿色粗砂岩为主, 局部夹有紫红色泥岩。该组地层在矿区大部遭到剥蚀, 仅在中、西部保存, 保存厚度 36.25~66.13m, 平均厚度 116.38m。与下伏石盒子组为连续沉积。

新近系(N): 岩性为半固结之杂色砂砾层, 中夹砖红色砂质粘土, 砾石成分为石英岩、花岗岩, 片麻岩、石灰岩等, 砾石呈次圆状或次棱角状, 砾径大小不等, 分选差, 呈半胶结或松散状。该地层在矿内较发育, 平均厚度 107.03m, 厚度变化较大, 由北向南厚度变大。与下

伏地层呈不整合接触。

第四系(Q): 岩性主要为风积沙残坡积物、冲洪积及黄土等。区内大面积分布, 钻孔揭露最大厚度为 14.52m, 平均 3.81m。

第四系不整合于老地层之上。

2. 构造

矿区主构造线呈南北向展布, 以压扭性构造为主。次一级构造线则呈东西向分布, 以张性断层为主。主要断裂有桌子山东麓大断裂、桌子山背斜、岗德尔—西来峰大断裂及岗德尔背斜。次一级构造大部分为高角度正断层, 断距不等, 小的仅数米, 大者可达 100m 以上。

3. 岩浆岩

利民煤矿区未见岩浆岩侵入体。

(五)矿产资源情况

1. 煤层

(1)含煤性

矿区内主要含煤地层为石炭系上统太原组(C_2t)和二叠系下统山西组(P_1s)。含煤地层总厚度 84.40 ~ 178.979m, 平均厚度 121.00m, 含煤 6 层, 编号为 5、9-1、9-2、10、14、16 煤层, 煤层平均总厚度为 12.37m, 含煤系数为 10.22%; 其中含可采煤层 4 层, 编号为 9-1、9-2、10 及 16 号煤层, 可采煤层平均总厚度为 11.35m, 可采含煤系数为 9.56%。

(2)可采煤层

可采煤层共 4 层, 自上而下为 9-1、9-2、10、16 煤层, 现将各可采煤层特征分述如下:

9-1 煤层: 是矿区的主要可采煤层之一, 位于二叠系下统山西组第一岩段(P_1s^1)中上部, 煤层自然厚度为 2.06 ~ 5.12m, 平均 3.22m, 煤层厚度变异系数为 24%, 可采厚度 1.72 ~ 3.90m, 平均 2.69m, 属中厚煤层。该煤层结构较简单, 含夹矸 0 ~ 5 层, 一般为 1 ~ 2 层, 夹矸岩性多为泥岩或炭质泥岩、砂质粘土岩。顶板岩性以泥岩、炭质泥岩为主, 有少量的粘土岩, 厚度为 0.15 ~ 20.45m。底板岩性多为泥岩、炭质泥岩, 有少量的粘土岩, 厚度为 0.26 ~ 4.63m。煤类为 1/3JM, 属全区可采的较稳定煤层。

9-2 煤层：是矿区的可采煤层之一，位于二叠系下统山西组第一岩段(P_1S1)中下部，与 9-1 号煤层间距 0.74~6.57 m，平均 2.63m；可采厚度 0.72~2.12m，平均 1.13m，属薄煤层；煤层厚度变异系数为 53%。该煤层一般含夹矸 0~2 层，在西部的 6、2、110 号钻孔中夹 4~5 层，夹矸岩性为泥岩、炭质泥岩。煤层顶板岩性以泥岩、砂质泥岩、为主，局部为粉砂岩及粘土岩，厚度为 0.22~4.31m；底板岩性以泥岩、砂质泥岩为主，局部为粉砂岩和细粒砂岩，厚度为 0.61~6.30 m。煤类为 1/3JM，属大部可采的较稳定煤层。

10 煤层：是矿区的可采煤层之一，位于二叠系下统山西组第一岩段(P_1S1)底部，距上部 9-2 号煤层间距 2.71~7.36m，平均间距 4.58m 可采厚度 0.70~1.69m，平均 0.98m；煤层厚度变异系数为 40%。煤层结构简单，基本不含夹矸，仅在 4、112 号两钻孔含泥岩夹矸 1 层；顶板岩性多为砂质泥岩或泥岩，局部为粉砂岩和细粒砂岩，厚度为 0.54~6.30m；底板岩性以灰黑色砂质泥岩，泥岩为主、局部为细粒砂岩和粉砂岩，0.16~18.63m。煤类为 1/3JM，属大部可采的较稳定煤层。

16 煤层：是矿区的主要可采煤层之一，位于石炭系上统太原组上段第一亚段(C_2t^{2-1})下部。可采厚度 3.34~8.67m，平均 5.16m；煤层结构复杂，含夹矸 0~9 层，一般 3~4 层，夹矸岩性为灰黑色泥岩、炭质泥岩；顶板岩性以灰黑色泥岩、砂质泥岩为主，局部为粉砂岩、细粒砂岩，厚度为 0.03~18.36m；底板岩性以泥岩、细粒砂岩为主，局部为砂质泥岩和粉砂岩，厚度为 0.16~7.23m。煤层结构复杂、煤类为 1/3JM 和 FM，属全区可采的较稳定煤层。

2. 煤质

(1) 煤的物理性质和煤岩特征

矿区内煤呈黑色，条痕为褐黑色，强沥青光泽，条带状结构，层状构造；棱角状及阶梯状断口。内生裂隙发育，充填方解石薄膜及片状黄铁矿。

宏观煤岩组分以亮煤为主，暗煤次之；宏观煤岩类型为半亮型。显微煤岩组分含量：镜质组 44.50%~65.19%，惰质组 21.86%~38.94%，壳质组 3.54%~6.38%。无微显微组分以粘土类为主，含量 8.2%~11.4%，硫化物 0.0%~0.5%，碳酸盐 0.0%~1.0%，氧化硅为 0，镜煤最大反射率

1.0091% ~ 1.1513%，变质阶段为III阶段。

(2) 煤的化学性质

① 水分(M_{ad})

主要煤层原煤平均水分在0.69~0.92%之间，洗煤平均水分在0.75~1.00%之间，彼此相差不大。

② 灰分(A_d)

矿区内地主要可采煤层原煤平均灰分在24.35~28.37%之间，根据GB/T15224.1-2010标准，矿区煤层均属中灰煤。浮煤平均灰分在13.36~24.48%之间，原煤经过洗选后，平均灰分下降了3.89~12.92个百分点，脱灰率达13.7~48.4%。

③ 挥发分(V_{daf})

区内主要煤层的原煤挥发分平均在30.51~33.29%之间，浮煤平均挥发分在29.04~32.53%之间。按照GB/T849-2000标准，各煤层均为中高挥发分煤。

④ 固定碳(FC_{cd})

区内原煤平均固定碳在66.71~69.49%之间，按照MT/T561-1996标准，各煤层均为中高固定碳煤。浮煤固定碳平均在68.15~70.96%之间。

各可采煤层化学性质特征见下表。

煤层	水分		灰分		挥发分		固定碳	
	$M_{ad}(\%)$		$A_d(\%)$		$V_{daf}(\%)$		$FC_{cd}(\%)$	
	原煤	浮煤	原煤及其分类	浮煤	原煤及其分类	浮煤	原煤及其分类	浮煤
9-1	0.33~1.34 0.92(21)	0.36~1.73 1.00(21)	20.55~31.70 26.70(21)	中灰煤 13.78(21)	8.32~26.87 31.84(12)	29.21~37.75 31.36(7)	中高挥发分煤 28.73~36.74 31.85(21)	62.25~70.79 68.16(27)
9-2	0.51~1.33 0.90(7)	0.83~1.03 0.94(7)	15.59~34.86 24.35(7)	中灰煤 13.36(7)	7.58~19.01 33.29(7)	29.30~35.76 33.29(7)	中高挥发分煤 28.71~34.83 32.53(7)	64.24~70.70 66.71(7)
10	0.61~0.81 0.69(3)	0.72~0.89 0.82(3)	26.68~29.25 28.37(3)	中灰煤 24.48(3)	18.33~28.68 30.51 (3)	27.62~33.64 29.04(3)	中高挥发分煤 26.50~32.04 29.04(3)	66.36~72.38 69.49(3)
16	0.38~1.40 0.76(25)	0.40~1.14 0.75(25)	20.58~38.81 25.68(25)	中灰煤 13.54(25)	8.16~28.99 31.20(15)	27.76~34.24 31.20(15)	中高挥发分煤 26.29~32.49 30.26(25)	65.76~72.74 68.80(15)

⑤ 元素分析

碳(Cdaf): 浮煤平均含量在85.33~85.97%之间；氢(Hdaf): 浮煤平均含量在4.75~5.13%之间；氮(Ndaf): 浮煤平均含量在1.25~1.32%之间；

氧(Odaf): 浮煤平均含量在6.09~6.80%之间; 碳氢比为16.8~18.0, 碳氧比为64.6~68.7。

⑥有害元素分析

硫(St,d): 区内主要煤层原煤平均硫分(St.d)在0.86~1.81%之间, 依照GB/T152242-2010标准, 矿区煤层分别属低硫煤及中硫煤。浮煤平均硫分在0.77~1.71%之间, 洗后硫分普遍下降了0.07~0.21个百分点, 脱硫率5.5~21.4%。

综上, 矿区可采煤层为中灰、低一中硫、低一高磷、低氯、高氟、一级含砷煤。

(3)煤的工艺性能

①发热量($Q_{gr,d}$)

依据中华人民共和国国家标准《煤炭质量分级第3部分: 发热量》(GB/T15224.3-2010)进行分级: 利民煤矿10、16煤层原煤的平均干燥基高位发热量分别为24.16MJ/kg、23.52MJ/kg, 为中发热量煤; 9-1煤层原煤干燥基高位发热量24.67MJ/kg, 为中高发热量煤, 9-2煤层原煤平均干燥基高位高位发热量28.17MJ/kg, 为高发热量煤。

②粘结性、结焦性

利民煤矿主要煤层胶质层厚度(y)平均值在13~27mm之间, 粘结性指数(GRI)平均值9-1及16煤分别为83、87, 按照MT/T596-1996标准, 9-1煤层为强粘结煤, 16煤为特强粘结煤。焦渣类型5~7, 平均6。可作炼焦配煤。

③煤的活性

即对CO₂的化学反应性, 试验结果, 表明当温度达到950℃时, 煤层对CO₂的还原率平均为6.60%, 表明利民煤矿各煤层的活性都很差。

④灰成分、灰熔融性

根据煤灰成分测定结果, SiO₂含量平均值在38.13~47.41%之间; Al₂O₃含量平均值37.31~42.57%之间, 各煤层都比较高; TiO₂平均含量在1.30~1.48%之间; Fe₂O₃平均含量在2.74~5.18%之间; CaO平均含量在1.47~11.45%之间; MgO平均含量在0.53~1.11%之间, SO₃平均含量在0.55~2.43%之间。

上述煤灰成分中碱性氧化物(Fe₂O₃+CaO+MgO)平均含量在5.32~

16.31%之间，酸性氧化物($\text{SiO}_2+\text{Al}_2\text{O}_3+\text{TiO}_2$)平均含量在 76.92~91.32%之间，碱、酸比值在 0.06~0.21 之间。

灰熔融性：测试结果表明各煤层煤灰平均软化温度(ST)>1500℃，对照 MT/T853.1-2000 标准，应为高软化温度灰。若从煤灰的流动温度(FT)来看，各煤层煤灰流动温度>1500℃，对照 MT/T853.1-2000 标准，应为高流动温度灰。

⑤煤的可磨性

按照 MT/T852-2000 标准，利民煤矿可采煤层可磨性指数在 79~80 之间，均为中等可磨煤。

(4)煤的可选性

依照中国煤炭可选性评定方法及标准(GB/T16417-1996)，利民煤矿 16 煤层属难选，可选性差。

(5)煤类

根据《中国煤炭分类》(GB5751-2009)，9-1、9-2、10 号煤层浮煤胶质层最大厚度(y)一般 25mm 以下，煤类为 1/3JM。16 号煤层浮煤胶质层最大厚度(y)12~33mm，平均 27 mm，煤类以 FM(36)为主，有零星分布的 1/3JM。

(6)煤的工业用途

煤类为 1/3JM 及 FM，煤的粘结性较强、结焦性较好，可作炼焦配煤。但各煤层灰分和硫分高，洗选困难，且回收率较低。洗后中煤可作动力用煤，洗选后的矸石运往矸石发电厂。灰渣可作制砖和水泥添加剂。

(六)开采技术条件

1. 水文地质条件

矿区主要含水层有第四系松散岩类孔隙潜水含水岩组、碎屑岩类裂隙承压水含水岩组以及奥陶系灰岩岩溶裂隙承压水含水岩组。井田内直接充水含水层和间接充水含水层的含水空间以裂隙、岩溶为主，各含水带富水性均很微弱($q<0.1 \text{L/s}\cdot\text{m}$)，奥灰含水层在构造发育地段属强富水性($q<3.70 \text{L/s}\cdot\text{m}$)。

矿区位于桌子山煤田的南部，属于补给区，区内无地表水体，大

气降水又十分贫乏，对地下水补给量甚微；断层带具有一定的导富水性差，对含水层相互之间的水力联系有一定影响。矿井含水层正常涌水量为 $43.45\text{m}^3/\text{h}$ ，最大涌水量为 $183\text{m}^3/\text{h}$ ，最大突水量为 $70\text{m}^3/\text{h}$ 。依据含水层的性质、矿井和老空水分布、矿井涌水量等条件，矿区水文地质类型确定为复杂型，即裂隙、岩溶含水层充水为主的水文地质条件复杂类型。

2. 工程地质条件

矿区地形地貌简单，地质构造中等，地层岩性变化大，岩体结构多为互层状，可采煤层顶板多属于半坚硬层状砂质岩类，稳定性差一中等，煤层顶板抗压强度较低，煤层底板属软弱一半坚硬类底板，局部地段可能易发生矿山工程地质问题。根据《矿区水文地质工程地质勘查规范》，矿区工程地质类型可划分为三类二型，即为以层状岩类为主的中等类型矿床。

3. 环境地质条件

矿区为半荒漠地区，植被稀疏，水土流失严重，生态环境十分脆弱。随着煤矿的开采，矿山及周围的环境将受到不同程度的破坏和污染。环境地质为中等类型。

4. 其它开采技术条件

矿山为低瓦斯煤矿，煤尘具有爆炸性，属自燃煤层，矿区无地温异常。

综上所述，矿区开采技术条件勘查类型为III~1型，即为以水文地质问题为主的开采技术条件复杂类型。

(七)矿山开发利用现状

利民煤矿隶属于国家能源乌海能源有限责任公司。矿井始建于2005年，2009年投产，设计能力60.00万吨/年，2014年2月开始技改，2019年7月完成技改竣工验收，核定生产能力150.00万吨/年。

矿山主采9#、16#煤层。全井田划分1个主水平和1个辅助水平，主水平标高989.50米，开采16号煤层，辅助水平标高1057米，开采9号煤层。全井田划分8个采区，目前主水平II0116采区和辅助水平I0109采区已回采完闭，剩余辅助水平I0309采区和主水平II0316采区

工作面采用综合机械化采煤工艺进行回采；I 0209 采区、I 0409、II 0216、II 0416 采区因受断层、公路、天然气、光缆保护煤柱影响无法布置正规工作面，采用充填开采的方法进行回采。I 0109 采区、II 0116 采区已回采结束，现正在开采 I 0309 采区 I 030902 工作面。

九、评估方法

利民煤矿为正常生产的矿山，具有规范齐全的财务资料，编制的储量核实报告已经主管部门评审备案；并委托有资格的设计单位编制了开发利用方案。根据本次评估目的和采矿权的具体特点，委托评估的采矿权具有一定规模、具有独立获利能力并能被测算，其未来的收益及承担的风险能用货币计量，其资源开发利用主要技术经济参数可参考开发利用方案和企业实际资料等确定。因此，评估人员认为本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 2012 年 4 月神华地质勘查有限责任公司提交的《内蒙古自治区桌子山煤田棋盘井矿区利民煤矿煤炭资源储量核实报告》(以下简称“储量核实报告”)及其评审意见书及备案证明、《内蒙古自治区鄂托克旗利民煤矿 2024 年储量年度报告》(以下简称“2024 年储量年报”)。

技术参数主要依据内蒙古煤炭科学研究院有限责任公司 2013 年 8 月编写的《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿产资源开发利用方案说明书》(以下简称“开发利用方案”)及评审意见书、企业实际资料确定。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 2011 年 12 月 31 日，利民煤矿共获得资源储量 11168.00 万吨，其中已消耗资源量 344.00 万吨，保有资源储量 10824.00 万吨。其中：探明的(可研)经济基础储量(111b)1036.00 万吨，控制的经济基础储量(122b)5282.00 万吨，推断的内蕴经济资源量(333)4506.00 万吨。

矿区范围内的水源地压煤量、荣乌高速压煤量和 109 国道压煤量包括在保有资源量中

该矿自储量核实基准日至本次评估基准日累计查明资源储量无变化，“2024 年储量年报”与“储量核实报告”采用的工业指标、估算方法一致，并进行了资源储量的分类转换。故本次评估基准日保有资源储量参照“2024 年储量年报”的保有资源储量并扣除 2025 年 1~7 月动用量确定。

根据“2024 年储量年报”及审查意见书，截止到 2024 年 12 月 31 日，保有煤炭资源量 9249.60 万吨，其中探明资源量 322.90 万吨，控制资源量 4798.10 万吨，推断资源量 4128.60 万吨。

根据企业提供的“2025 年 1~7 月利民煤矿分采区分煤层期末保有资源储量统计表”，2025 年 1~7 月共动用控制资源量 115.28 万吨。故截止评估基准日保有资源储量为 9134.32 万吨，其中探明资源量 322.90 万吨，控制资源量 4682.82 万吨，推断资源量 4128.60 万吨。

(二)评估利用矿产资源储量

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

合后经皮带运至主厂房分选。

重介质旋流器溢流经弧形筛、直线振动筛脱介、脱水、脱泥后13mm以上物料作为精煤产品，5~13mm物料经立式离心脱水机二次脱水后，作为精煤产品。重介质旋流器中煤经弧形筛、直线振动筛脱介、脱水、脱泥后8mm以上物料作为中煤产品，5~8mm物料经卧式振动式离心脱水机二次脱水后，作为中煤产品。重介质旋流器底流经弧形筛、直线振动筛脱介、脱水、脱泥后作为矸石产品。

精煤弧形筛筛下合格介质经分流器分流后，一部分合格介质作为合格介循环使用，另一部分与精煤直线振动筛一段筛下液混合后经煤泥重介质旋流器分选，溢流经精煤磁选机分选，底流经中煤磁选机分选。精煤磁选尾矿及精煤立式离心机离心液经水力旋流器分选，溢流物料进入一次浮选系统分选，底流物料经高频振动叠筛接粗后筛下液与水力旋流器溢流物料混合进入一次浮选，筛上物料与一次浮选精矿经精煤卧式离心脱水机脱水、脱泥后掺入精煤产品。精煤卧式离心脱水机离心液、过滤液进入二次浮选，二次浮选精矿经精煤压滤机脱水后掺入精煤产品。一次、二次浮选尾矿进入煤泥水系统。

精煤、中煤弧形筛下合格介质、精煤直线振动筛二段及中煤卧式振动离心机离心液共同作为合格介质循环使用。中煤、矸石直线振动筛筛下稀介质、精煤直线振动筛三段筛下及煤泥重介质旋流器溢流和底流物料分别经磁选机磁选回收后作为合格介质循环使用。添加介质采用重介粉添加水配制浓介质，经泵打至原煤合介桶内。

中煤、矸石磁选尾矿经截粗筛截粗后筛上物经中煤直线振动筛处理，筛下物进入一段浓缩池与一次、二次浮选尾矿混合经一段浓缩池处理；一段浓缩池底流物料经中煤卧式沉降离心脱水机脱水、脱泥后掺入中煤产品，离心机离心液、过滤液返回一段浓缩池；一段浓缩池溢流经二段浓缩池处理，二段浓缩池底流物料经快开压滤机脱水处理掺入中煤产品，二段浓缩池溢流至循环水池内作为循环水使用。

经无压给料三产品重介质旋流器分选，选出精煤、中煤和矸石三种产品。

(四)产品方案

根据矿山生产实际销售，利民煤矿实际销售经洗选后的精煤、中煤。故本次评估产品方案确定为经洗选后的精煤和洗混煤(中煤)。

(五)采、选煤技术指标

1. 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%。

该矿井煤类为1/3焦煤和肥煤，地处鄂尔多斯境内，不属于《特殊和稀缺煤类开发利用管理暂行规定》中稀缺煤种的范畴。

利民煤矿9-2号煤、10号煤为薄煤层，9-1号煤为中厚煤层，16号煤为厚煤层。根据“开发利用方案”，设计9-1煤层采区回采率为80%，9-2、10煤层采区回采率为85%，16煤层采区回采率为75%。故本次评估9-1中厚煤层采区回采率确定为80.00%，9-2、10薄煤层采区回采率确定为85.00%，16煤层采用一次采全高采区回采率确定为80.00%。

2. 选煤技术指标

利民煤矿采出的原煤全部送往利民洗煤厂进行洗选，其中一部分煤与外购原煤进行配洗，一部分直接入洗，洗选后的产品分别为精煤、洗混煤(中煤)。近几年利民煤矿主采9(9-1、9-2)煤层，根据矿山提供的“2022年~2025年7月利民煤矿9煤单洗洗选平衡表”，利民煤矿9煤精煤和中煤的产率如下表：

年份	入洗原煤(吨)	精煤(吨)	中煤(吨)	精煤产率(%)	中煤产率(%)	综合回收率%
2022	325207	92018	94196	28.30	28.96	57.26
2023	207632	61784	68955	29.76	33.21	62.97
2024	112714	33962	37406	30.13	33.19	63.32
2025.1~7	64948	21263	19013	32.74	29.27	62.01
三年一期				30.23	31.16	

从上表可以看出，矿山近几年9煤实际洗煤产率相对平衡，故本次评估以评估基准日前三年一期平均值确定未来9煤洗后的精煤(1/3焦煤)和中煤产率。

矿山12煤一直未开采，无相关洗选指标，经乌海能源公司生产技

术科相关人员介绍，12煤与9煤原煤煤质相近，洗后的商品煤产品方案相同，故本次评估12煤洗选指标参照9煤选取。

根据“乌海能源原煤生产规划”，利民煤矿2025~2028年主采9煤，2029年及以后主采16煤层，16煤与9煤虽入洗煤工艺相同，但原煤煤质不同，洗后的精煤产品方案亦不同。矿山近几年一直主洗9煤，2020年及以前主洗16煤，考虑到洗煤厂工艺未发生变化，故16煤参考2020年以前年度16煤单洗洗煤产率确定。

根据矿山提供的“2017年~2020年利民煤矿16煤单洗矿井原煤统计表”，利民煤矿16煤精煤(中硫肥煤)和中煤的产率如下表：

年份	入洗原煤(吨)	精煤(吨)	中煤(吨)	精煤产率(%)	中煤产率(%)	综合回收率%
2017	83961	15984	34584	19.04	41.19	60.23
2018	1870743	544048	941405	29.08	50.32	79.40
2019	778284	236964	334417	30.45	42.97	73.42
2020	67281	19696	29317	29.27	43.57	72.85
三年平均				29.60	45.62	

从上表可以看出，矿山从2018年以后，洗煤产率相对稳定，故本次评估16煤以2018~2020年三年平均值确定未来矿山16煤洗后的精煤(中硫肥煤)和中煤产率。

综上，本次评估9、10煤层精煤产率确定为30.23%、16煤精煤产率确定为29.60%；9、10煤中煤(洗混煤)产率确定为31.16%、16煤中煤(洗混煤)产率确定为45.62%。

(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：

$$\text{评估利用可采储量} = \text{评估利用矿产资源储量} - \text{设计损失量} - \text{采矿损失量}$$

根据“开发利用方案”，设计矿井永久煤柱损失3127.55万吨；保护煤柱223.96万吨。

将有关参数代入上式，截止本次评估基准日评估利用可采储量为3977.45万吨。

(七)生产能力和服务年限

1. 生产能力

“利民煤矿”采矿许可证载明的生产规模为 150.00 万吨/年，“开发利用方案”设计生产规模为 150.00 万吨/年，企业实际亦达到设计规模。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。“开发利用方案”设计储量备用系数为 1.35，故本次评估参考“开发利用方案”确定储量备用系数 1.35。

则将有关参数代入上述公式得本次矿井服务年限为：

$$\begin{aligned} T &= [3977.45 - (51.12 \times 1.35)] \div (150.00 \times 1.35) + 5/12 \\ &\approx 19.72(\text{年}) \end{aligned}$$

矿井正常服务年限约为 19.72 年。则本次评估计算年限为 19.72 年，自 2025 年 8 月 ~ 2045 年 4 月。

(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 \times 各种产品的销售价格

2. 各种产品年销售量

根据乌海能源公司“2025~2031 年原煤生产规划”，利民煤矿未来年度生产规划详见下表：

单位：万吨

年度 煤层	2025~2028 年 (原煤产量)	2029 年	2030 年	2031 年(各煤层闭坑前参 照 2031 年)
年产量	150.00	150.00	150.00	150.00
9 煤	150.00	70.00	30.00	30.00
16 煤		80.00	120.00	120.00

本次评估参照上表年度计划分配各煤层的年生产规模。

评估中假设各煤层产品全部对外销售，各煤层商品煤的产量即为销售量。根据各商品煤产率，以 2030 为例，经计算：

$$\begin{aligned}\text{精煤年销售量} &= 30.00 \times 30.23\% + 120.00 \times 31.16\% \\ &= 44.59(\text{万吨})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{中煤(洗混煤)年销售量} &= 30.00 \times 29.60\% + 120.00 \times 45.62\% \\ &= 64.09(\text{万吨})\end{aligned}$$

产量即为销售量。

3. 商品煤销售价格

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

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 3.40%。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。

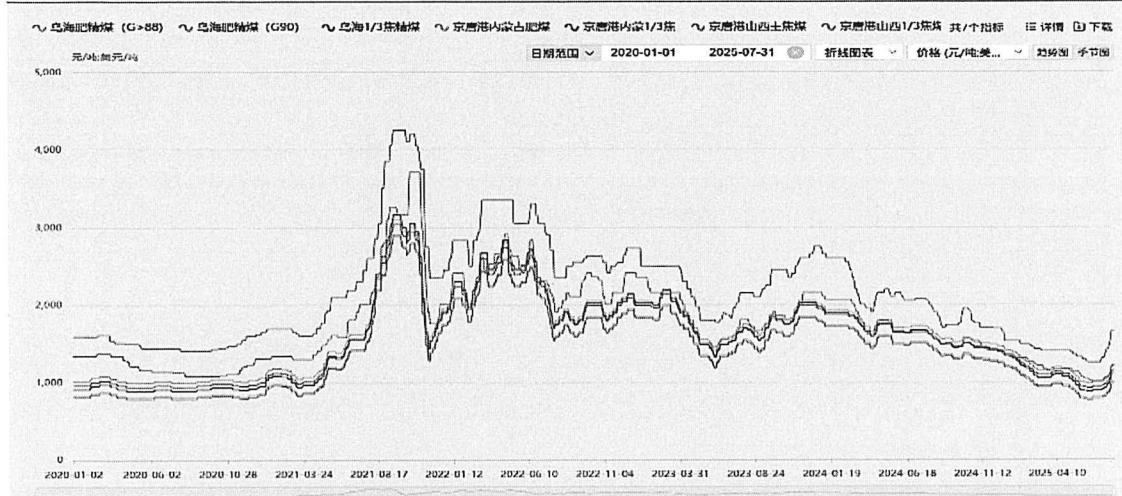
第四阶段(2023~2025年6月)：供需宽松下的价值回归。自2021年10月开始，政策端强调保供增产，煤炭产能应放尽放。供应端在经过两年的释放后，产量有明显恢复。需求方面，由于2021年下半年开始房地产销售逐步走弱，钢材利润逐步走低，原料维持偏低库存策略，压力逐步向上游传导。焦煤供需格局逐渐转为宽松，价格持续下行，山西低硫主焦煤产地价跌至1200元/吨以下。

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。

利民煤矿为正常生产，产品方案确定为洗后的商品煤，洗后的商品煤统一由国家能源集团乌海能源公司供销总公司销售，销售价格根据市场行情和客户协调确定，可作为本次评估选取销售价格的依据。

根据矿山提供的“2020~2025年7月煤炭销售收入明细表”和“2020~2025年7月开具全量发票查询数据”，经统计，洗后商品煤不含税销售价格如下(单位：元/吨)：

年度	煤层	精煤	中煤(洗混煤)	备注
2020 年	16 煤	756.61		
2021 年 1 月	16 煤	790.74		中硫肥煤、高灰 中硫肥煤
2021 年	9 煤	1473.59	422.70	
2022 年	9 煤	2,003.44	343.65	
2023 年	9 煤	1,568.82	292.59	
2024 年	9 煤	1,422.70	261.25	
2025 年 7 月	9 煤	865.02	265.73	
三年一期	9 煤	1,534.76	293.72	

从上表可以看出，2021年及以后为9煤洗后商品煤价格，2020年为16煤洗后商品煤价格。经统计，本次评估9煤精煤2025年1~7月销售均价为865.05元/吨，三年一期销售均价为1534.76元/吨。

考虑能获取16煤的精煤销售价格周期较短，且距离评估基准日较远，本次评估16煤精煤销售价格参照乌海能源对外销售精煤价格趋势推算出评估基准日前三年一期洗后精煤销售价格。乌海能源精煤销售价格统计如下：

时期	精煤结算量	精煤结算价	精煤收入	备注
2020 年	3,072,785.90	768.84	2,362,487,725.06	
2021 年	3,357,370.34	1,300.82	4,367,326,218.90	
2022 年	3,493,470.24	1,895.95	6,623,434,499.33	
2023 年	3,510,880.08	1,514.00	5,315,461,377.09	
2024 年	3,507,967.49	1,482.37	5,200,114,583.65	
2025 年 1~7 月	2,422,573.29	867.53	2,101,659,725.51	
三年一期均价		1,506.52		

经计算，16煤精煤2025年1~7月销售均价为853.73元/吨，三年一期销售均价为1482.55元/吨。

9煤、10煤和16煤洗后的中煤(洗混煤)煤质相近，均作为动力煤对外销售给电厂。故本次评估洗混煤销售价格参照利民煤矿评估基准日前三年一期销售均价选取。

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，本次评估2025年8月~2026年9煤精煤价格确定为865.00元/吨(取整，下同)、16煤精煤价格确定为854.00元/吨、洗混煤(中煤)价格确定为266.00元/吨；2027年9煤精煤价格确定为1088.00元/吨、16煤精煤价格确定为1064.00元/吨、洗混煤(中煤)价格确定为275.00元/吨；2028年9煤精煤价格确定为1311.00元/吨、16煤精煤价格确定为1274.00元/

吨、洗混煤(中煤)价格确定为 284.00 元/吨；2029 年及以后年度煤炭价格确定为 1535.00 元/吨、16 煤精煤价格确定为 1483.00 元/吨、洗混煤(中煤)价格确定为 294.00 元/吨。10 煤精煤销售价格参照 9 煤精煤价格选取。

4. 年销售收入计算

正常年份以 2030 年为例：

$$\begin{aligned} \text{正常年份销售收入} &= 9.07 \times 1535.00 + 35.52 \times 1483.00 + 64.09 \times 294.00 \\ &= 85439.54(\text{万元}) \end{aligned}$$

(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》，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。

1. 固定资产投资

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

序号	项目名称	评估基准日已投资评估值			
		矿井		洗煤厂	
		原值	净值	原值	净值
一	固定资产合计	100846.55	59660.48	20988.38	13036.07
1	井巷工程	28065.12	19263.46		
2	建筑工程	29334.84	17971.60	14498.17	10082.04
3	机器设备	43446.59	22425.42	6490.21	2954.03
二	在建工程	2309.06	2309.06	3833.07	3833.07
1	土建工程	1563.72	1563.72	150.46	150.46
2	机器设备	745.33	745.33	3682.61	3682.61

将在建工程合并到固定资产，本次评估矿山矿井固定资产原值为 103155.61 万元，净值 61969.54 万元。其中：井巷工程原值为 28065.12 万元、净值为 19263.46 万元；房屋构造物原值为 30898.56 万元、净值为 19535.32 万元；机器设备原值为 44191.92 万元、净值为 23170.75 万元。

根据企业提供的“选矿厂初步设计批复”，矿山选矿厂设计能力为240.00万吨/年。考虑固定资产规模相匹配原则，本次评估用固定资产投资采用生产规模指数法进行调整。

生产规模指数法公式：

$$I_1 = I_0 \times (S_1 / S_0)^n$$

式中：
 I_1 ——评估对象矿山估算固定资产投资；

I_0 ——参照矿山的固定资产投资；

S_1 ——评估对象矿山生产能力，150.00万吨/年；

S_0 ——参照矿山生产能力，240.00万吨/年；

n ——生产能力指数，取1.00；

则经生产规模指数调整后，本次评估矿山选矿厂固定资产原值为15513.40万元，净值为10543.21万元，其中：房屋建筑物原值为9155.39万元，净值为6395.31万元，机器设备原值为6358.01万元，净值为4147.90万元。

根据“利民煤矿后续投资计划表”，矿山于2025年8~12月尚有后续投资947.56万元(含税)，其中：房屋构筑物721.01万元，机器设备226.55万元，预计2026年6月转固。

本次评估将固定资产净值在评估基准日一次性全部投入，后续投资按计划投入。

(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”，利民煤矿现有土地

使用权评估结果为 3432.03 万元(剔除闲置土地使用权)，本次评估土地使用权为 3432.03 万元。

根据“无形资产—其他无形资产评估明细表”，其他无形资产为 1406.79 万元，按剩余平均年限 13.42 年摊销。

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 2030 年为例：

本项目所需流动资金为：

$$85439.54 \times 22.00\% = 18796.70(\text{万元})$$

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。

利民煤矿为正常生产矿山，其财务资料反映了矿山的生产经营情况。基于矿山从 2024 年 4 月起核定生产能力由原来的 180 万吨/年下调至 150 万吨/年，2025 年 7 月内蒙古开展煤炭行业电力用户价格联动调整导致燃料及动力费(电价)下降、2029 年开采煤层的变化等因素，企业结合 2022~2025 年 7 月实际生产成本编制了 2025 年 8~12 月、2026~2031 年度财务预算经营情况表。故本次评估生产成本费用参数依据 2024 年企业财务报表结合企业编制的财务预算经营情况表进行选取。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 2024 年利民煤矿“商品煤制造成本表、煤炭制造费用 - 其他支出明细表、商品煤洗煤加工成本明细表和商品煤洗煤加工其他支出明细表”和“财务预算经营情况表”，2024 年实际原煤产量 176.06 万吨，发生材料费用 3900.38 万元，其中包含 2023 年发生的煤岩加固材料 177.17 万元需剔除，剔除后发生材料费用 3723.24 万元，折合原煤单位外购材料费 21.74 元/吨；2024 年实际入选原煤量 176.06 万吨、发生材料费用 912.41 万元，折合洗煤单位外购材料费 5.18 元/吨。因自 2025 年起，土建维修外包改自营，导致材料费略有增加，企业预测未来年度原煤单位外购材料费 21.85 元/吨，洗煤单位外购材料费 5.18 元/吨。2024 年实际成本与企业预测成本基本一致，则本次评估采选外购材料费参照“财务预算经营情况表”成本选取。

综上，本次评估未来正常生产年份采选单位外购材料费为 27.03(= 21.85 + 5.18)元/吨。

以 2030 年为例，下同。则：

$$\begin{aligned} \text{正常生产年份年外购材料费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位采选外购材料费} \\ &= 4054.50(\text{万元}) \end{aligned}$$

3. 外购燃料及动力费

2025 年 6 月 27 日内蒙古交易中心发布了《关于开展煤炭行业电力用户价格联动参数及 7 月月度交易价格调整的通知》，对 2025 年 7~12 月年度合同中价格联动系数 K 进行协商调整，2025 年 7 月起 K 值下调 50%，后续月份(2025 年 7~12 月)联动价格将按照协商调整后的价格联动系数计算。利民煤矿从 2025 年 7 月起按上述文件缴纳电费，导致矿山实际发生的外购燃料及动力费成本下降，企业根据上述文件对外购燃料及动力费进行重新测算并编制了财务预算经营情况表。根据企业提供的“财务预算经营情况表”，2025 年 8~12 月原煤单位外购燃料及动力费 16.03 元/吨、洗煤单位外购燃料及动力费 3.62 元/吨；2026 年及以后原煤单位外购燃料及动力费 27.44 元/吨、洗煤单位外购燃料及动力费 4.93 元/吨。则，本次评估未来正常生产年份采选单位外购材料费为

32.37(= 27.44 + 4.93)元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年外购燃料及动力费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位采选外购燃料及动力费} \\ &= 4854.93(\text{万元})\end{aligned}$$

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 2030 年职工薪酬总额为 25471.50 万元，单位职工薪酬为 169.81 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 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。

$$\begin{aligned}\text{房屋建筑物年折旧额} &= (40053.96 + 721.01 \div 1.09) \times (1 - 5\%) \div 30 \\ &= 1289.32(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{机器设备年折旧额} &= (50549.94 + 226.55 \div 1.13) \times (1 - 5\%) \div 12 \\ &= 4017.74(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\text{年折旧额} = 1289.32 + 4017.74 = 5307.06(\text{万元})$$

$$\text{单位折旧费} = 5307.06 \div 150.00 = 35.38(\text{元/吨})$$

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。因此，本项目评估在 2031 年更新投入矿井机器设备(含进项税)49936.87 万元，在 2033 年更新投入机器设备(含进项税)7184.55 万元。

(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。在 2031 年回收矿井机器设备残值 2209.60 万元。在 2032 年回收洗煤厂机器设备残值 317.90 万元。

该项目在评估计算期末回收房屋建筑物和机器设备余值为 4858.97 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。利民煤矿为水文地质条件复杂、低瓦斯、易燃矿井，因此，本次评估取单位安全费用 30.00 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年安全费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位安全费用} \\ &= 4500.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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”，本项目未来正常生产年份取采选单位修理费10.06元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年修理费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位采选修理费} \\ &= 1508.58(\text{万元})\end{aligned}$$

10. 矿务工程费

矿务工程费主要用于搬家倒面和连采连充费用。根据企业提供的“关于生命周期内综采工作面回撤安装次数的说明”，截止2025年7月底，矿井生命周期内剩余8个综采工作面，涉及安装和回撤各8次，

每次费用约 600 万元。同“2. 外购材料费”，本项目未来正常生产年份取单位矿务工程费 3.85 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年矿务工程费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位矿务工程费} \\ &= 577.36(\text{万元})\end{aligned}$$

11. 装卸运输费(含矸石处置费)

同“2. 外购材料费”，本项目未来正常生产年份取采选单位装卸运输费 8.16 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年装卸运输费} &= \text{原煤年产量} \times \text{采选单位装卸运输费} \\ &= 1224.00(\text{万元})\end{aligned}$$

12. 公共事务费

主要指物业管理费用。根据 2025 年 4 月利民煤焦公司签订的“利民公司、救护大队公乌素中队 2025~2027 年度物业、餐饮服务合同”，年度计划服务费 3535119 元。折算单位公共事务费 2.36 元/吨。则，本项目未来正常生产年份取单位公共事务费 2.36 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年公共事务费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位公共事务费} \\ &= 353.51(\text{万元})\end{aligned}$$

13. 专业化服务费

主要指矿山救护费。根据乌海能源公司与利民煤焦公司签订的“救护协议书”，收取救护协议费用 150.00 万元(含税，税率 6%)。则，本项目未来正常生产年份取单位专业化服务费 0.94 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年专业化服务费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位专业化服务费} \\ &= 141.00(\text{万元})\end{aligned}$$

14. 水费、取暖费

同“2. 外购材料费”，本项目未来正常生产年份取单位水费、取暖费 4.04 元/吨。

$$\begin{aligned}\text{年水费、取暖费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位水费、取暖费} \\ &= 606.00(\text{万元})\end{aligned}$$

15. 环境恢复治理和土地复垦费

根据 2021 年 6 月编制的《内蒙古利民煤焦有限责任公司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 1426.01 万元、296.66 万元，不可预见费分别为

38.15 万元、8.46 万元，剩余规划开采期为 9.58 年(2021 年 6 月 ~ 2030 年 12 月)，折算单位环境恢复治理和土地复垦费为 1.17($= 1676.06 \div 9.58 \div 150.00$)元/吨，本项目评估假定 2032 年以后单位环境恢复治理和土地复垦费支出相同，则年环境恢复治理和土地复垦费为 174.95 万元。

16. 设备租赁费

主要用于矿山向乌海能源公司租赁采掘设备和胶轮车租赁费等。同“2. 外购材料费”，本项目未来正常生产年份取单位设备租赁费 4.99 元/吨。

$$\begin{aligned} \text{年设备租赁费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位设备租赁费} \\ &= 748.05(\text{万元}) \end{aligned}$$

17. 检验检测费

主要用于原煤和商品煤化验费用等。同“2. 外购材料费”，原煤单位检验检测费 1.68 元/吨，洗煤检验检测费按商品煤 1.50 元/吨(不含税)重新计算。则，本项目未来正常生产年份取单位采选检验检测费 2.77 元/吨。

$$\begin{aligned} \text{年检验检测费} &= \text{原煤年产量} \times \text{采选单位检验检测费} \\ &= 415.02(\text{万元}) \end{aligned}$$

18. 其他费用

其他支出费用中含连采连充服务费、技术服务费(报告编制费用)、差旅费等，同“2. 外购材料费”，本项目未来正常生产年份取单位其他费用 12.46 元/吨。

$$\begin{aligned} \text{年其他费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{采选单位其他费用} \\ &= 1868.37(\text{万元}) \end{aligned}$$

19. 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，水利建设基金在税金考虑，此处不再考虑；无形资产摊销、水土保持补偿费重新计算。同“2. 外购材料费”，则扣除上述费用后折合单位其他管理费用为 8.00 元。则：

$$\text{年其他管理费用} = \text{原煤年产量} \times \text{单位其他管理费用}$$

$$= 1200.01(\text{万元})$$

(2) 管理人员职工薪酬

同“4. 职工薪酬”，本项目取单位管理职工薪酬 39.10 元/吨。

年管理职工薪酬 = 原煤年产量 × 单位管理职工薪酬

$$= 5865.46(\text{万元})$$

(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；其他无形资产按账面剩余平均年限 13.42 进行摊销。

以 2030 年为例：

$$\text{年土地使用权摊销费} = 3432.03 \div 19.72 = 174.06(\text{万元})$$

$$\text{年其他无形资产摊销费} = 1406.79 \div 13.42 = 104.83(\text{万元})$$

年摊销费合计为 278.89 万元。

折合单位摊销费用为 1.86(= 278.89 ÷ 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，年水土保持补偿费 300.00 万元。

综上，年管理费用合计 7644.36(= 1200.01 + 5865.46 + 278.89 + 300.00)万元。

20. 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 2030 年为例，本项目年研发费用为 136.70 万元，单位研发费用为 0.91 元/吨。

21. 销售费用

根据企业提供的“2025 年代理销售合同补充协议”，利民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 2030 年为例，经计算，年销售费用 854.40 万元，折合单位费用 5.70 元/吨。

22. 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：

$$\begin{aligned}\text{年流动资金贷款利息} &= 18643.40 \times 70\% \times 3.00\% \\ &= 394.73(\text{万元})\end{aligned}$$

折合单位财务费用为 $2.63 (= 394.73 \div 150.00)$ 元/吨。

23. 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 2030 年为例，评估对象的采选单位总成本费用为 415.07 元/吨、采选单位经营成本 369.20 元/吨；年总成本费用 62260.02 万元、年经营成本 55379.34 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 × 销项税率

进项税额 = (外购材料费 + 外购燃料及动力费 + 修理费 + 矿务工程费 + 装卸运输费 + 公共事业费 + 专业化服务费 + 水费、取暖费 + 设备租赁费 + 检验检测费) × 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、矿务工程费、装卸运输费、公共事业费、专业化服务费、水费、取暖费、设备租赁费、检验检测费之和为税基, 公共事业费、专业化服务费、检验检测费税率为 6%, 装卸运输费、水费、取暖费税率为 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、矿务工程费、装卸运输费、公共事业费、专业化服务费、水费、取暖费、设备租赁费、检验检测费的进项税, 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 2030 年为例, 计算过程如下:

$$\begin{aligned} \text{年销项税额} &= \text{年销售收入} \times 13\% \\ &= 85439.54 \times 13\% \\ &= 11107.14 (\text{万元}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{年进项税额} &= (\text{年外购材料费} + \text{年外购燃料及动力费} + \text{年修理费} + \text{设备租赁费}) \times 13\% + (\text{矿务工程费} + \text{装卸运输费} + \text{水费、取暖费}) \times 9\% + (\text{公共事业费} + \text{专业化服务费} + \text{检验检测费}) \times 6\% \\ &= 1722.82 (\text{万元}) \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} &= 11107.14 - 1722.82 - 0 - 0 \\ &= 9384.32(\text{万元}) \end{aligned}$$

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鄂尔多斯市鄂托克前旗，企业实际按照 5% 缴纳，因此，本次评估城市维护建设税税率取 5%。则：

$$\begin{aligned} \text{年城市维护建设税} &= \text{年应纳增值税} \times 5\% \\ &= 9384.32 \times 5\% \\ &= 469.22(\text{万元}) \end{aligned}$$

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、外国企业和外籍个人)实际缴纳的增值税、营业税和消费税税额的 2%。则：

$$\begin{aligned} \text{年教育费附加} &= \text{年应纳增值税} \times (3\% + 2\%) \\ &= 9384.32 \times 5\% \\ &= 469.22(\text{万元}) \end{aligned}$$

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%、选矿的资源税适用税率为

9%，本项目产品销售为洗选后的商品煤，则本次评估资源税按销售收入的9%估算。

以2030年为例：

$$\begin{aligned}\text{年资源税} &= \text{年商品煤销售收入} \times \text{资源税税率} \\ &= 85439.54 \times 9\% \\ &= 7689.56(\text{万元})\end{aligned}$$

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2030年为例，本次评估确定正常年份水利建设基金费为46.92($= 9384.32 \times 0.50\%$)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。根据企业实际财务报表，利民煤矿2024年实际缴纳房产税和土地使用税712.98万元，除房产税和土地使用税其他税费为149.03万元，房产税折合单位其他税费为0.87元/吨，则本次评估未来正常生产年份其他税金为843.48($= 712.98 + 0.87 \times 150.00$)万元。

正常年份年销售税金及附加合计为9518.40($= 469.22 + 469.22 + 7689.56 + 46.92 + 843.48$)万元。

(十二)所得税

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。利民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 2030 年为例：

$$\begin{aligned} \text{企业所得税} &= (85439.54 - 62260.02 - 9518.40 - 109.36) \times 15\% \\ &= 2032.76(\text{万元}) \end{aligned}$$

(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：

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

无风险报酬率即安全报酬率，可选取政府发行的、评估基准日前 5 年发行的、截至评估基准日未到期的、与评估计算的服务年限相匹配的中长期国债，以票面利率的算术平均值作为无风险报酬率。本次评估无风险报酬率参考五年期凭证式国债年利率确定为 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、生产期、生产规模、产品结构、开发技术水平及预测经营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“内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权”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 -16913.66 万元，则“内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权”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)内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿采矿权的采矿许可证有效期限至 2041 年 12 月 4 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 1998 年第 241 号令《矿产资源开采登记管理办法》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)本次评估未来成本费用的选取主要参考了内蒙古利民煤焦有限责任公司 2024 年财务成本数据和企业财务预算经营情况表进行取值，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“开发利用方案”，设计可采煤层分别为 9-1、9-2、10、16 煤，目前利民煤矿安全生产许可证许可范围：煤炭开采(井工)9-1#、9-2#、16#，本次评估依据“开发利用方案”假设未来 10 煤可以取得合法的开采手续。

(四)利民煤矿 2022 年因扩产能由 150 万吨/年核增至 180 万吨/年，2023 年 10 月编制提交了《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿产资源开发利用方案》并通过审查，2024 年 7 月委托西北综合勘察设计研究院编制《内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿矿山地质环境保护与土地复垦方案》，鄂尔多斯自然资源局于 2024 年 11 月进行公示。根据《关于进一步推进保供煤矿环评相关工作的通知》(环评函[2022]41 号)，2024 年一季度内蒙古利民煤焦有限责任公司煤矿未取得环评手续，核定产能退回 150.00 万吨/年。企业出具相关说明，表示最新编制的开发利用方案和环境治理与土地复垦方案仅服务于 180.00 万吨/年产能，上述资料电子版和纸质版均未提供，特此说明。

(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、开发利用方案等)，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、开发利用方案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



神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿
三号井采矿权评估报告
中企华矿评报字[2025]第 1073 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



The stamp contains the company name in Chinese and English, and a serial number: 1701010069123.

中国矿业权评估师协会
评估报告统一编码回执单

译



报告编码:1102420250202064304

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公乌素煤矿三号井采矿权

报告内部编号: 中企华矿评报字[2025]第1073号

评估值: 80844.49(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公乌素煤矿 三号井采矿权评估报告

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	13
五、评估基准日	13
六、评估依据	14
(一)法规依据	14
(二)行为、产权和取价依据	16
七、评估实施过程	17
八、矿产资源勘查和开发概况	18
(一)矿区位置和交通	18
(二)自然地理及经济状况	18
(三)地质勘查工作概况及取得成果	19
(四)矿区地质概况	21
(五)矿产资源情况	23
(六)开采技术条件	31
(七)矿山开发利用现状	32
九、评估方法	33
十、评估指标和参数	34
(一)保有资源储量	35

(二)评估利用矿产资源储量	35
(三)开采、选煤方案	36
(四)产品方案	36
(五)采、选煤技术指标	36
(六)评估利用可采储量	37
(七)生产能力和服务年限	37
(八)销售收入	38
(九)投资估算	44
(十)成本估算	47
(十一)销售税金及附加	54
(十二)所得税	57
(十三)折现率	58
十一、评估假设	58
十二、评估结论	59
十三、评估基准日期后重大事项	59
十四、特别事项说明	59
十五、评估报告的使用限制	61
十六、评估报告日	62
十七、评估机构和评估责任人	62
十八、神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井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公乌素煤矿三号井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公乌素煤矿三号井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公乌素煤矿三号井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公乌素煤矿三号井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公乌素煤矿三号井采

神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿 三号井采矿权评估报告

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公乌素煤矿三号井采矿权。

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公乌素煤矿三号井采矿权”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：评估基准日公乌素煤矿保有资源储量为21135.38万吨；评估利用资源储量为17195.29万吨；评估利用可采储量为11249.78万吨；评估确定生产能力为270.00万吨/年；评估计算年限为31.36年(其中：技改期3.42年)；产品方案为原煤；固定资产投资原值72924.33万元，净值50730.87万元；扩建技改后续新增投资86015.87万元(含税)；无形资产—土地使用权2809.73万元，其它无形资产304.22万元。

以2029年为例：原煤不含税销售价格为443.00元/吨(取整)；正常年份销售收入为119610.00万元；单位总成本费用271.45元/吨、单位经营成本237.71元/吨；正常年份总成本费用73291.30万元、经营成本64180.55万元；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公乌素煤矿三号井采矿权”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 80844.49 万元，采矿权评估价值 80844.49 万元，大写人民币捌亿零捌佰肆拾肆万肆仟玖佰元整。

特殊事项说明：

(一) 神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权的采矿许可证有效期限至 2031 年 12 月 1 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) 本次评估矿山技改期和达产期成本费用的选取主要参考神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿预算经营情况表数据取值，技改期和达产期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《神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井改建项目(扩大开采标高)可行性研究报告》，为保障矿山技改期间的矿井生产能力，减少矿井生产“空档期”，在技改期间实施连采连充膏体充填开采技术项目。技改完成后正式生产时，不再使用该开采技术，待后期开采边角煤和压覆煤时再利用。企业关于“公乌素煤生产现状”表述矿山仅技改期 2028 年和 2029 年采用连采连充开采工艺，但未预测连采连充开采成本，也未制定后期连采连充开采计划。鉴于此，考虑连采连充还需增加相应的投资，对应的成本无法获取，本次评估矿山技改期不考虑连采连充开采工艺，亦不考虑连采连充投资及可享有的资源税优惠。

(四) 依据 2021 年 1 月 18 日，内蒙古自治区自然资源厅与神华集团海勃湾矿业有限责任公司签订的“内蒙古自治区采矿权出让合同(出让收益缴纳)”(合同编号：1500022021C006)，公乌素煤矿应缴纳出让收益 111769.25 万元，截止评估基准日已缴纳出让收益 58120.01 万元，剩余未缴纳出让收益 53649.24 万元，分别于 2026 年至 2031 年分期缴纳。

(五) 根据“可研报告”，设计可采煤层分别为 9、12、16、17 煤，目前安全生产许可证许可范围 9、12、16 煤，本次评估依据“可研报告”

假设未来17煤可以取得合法开采手续。

(六)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公乌素煤矿三号井采矿权评估报告，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公乌素煤矿三号井采矿权评估报告》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
二〇二五年十二月十六日



神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿 三号井采矿权评估报告

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公乌素煤矿三号井采矿权进行了评估。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公乌素煤矿三号井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

成立日期：1995年10月23日

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

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。

(四) 采矿权运营方

公乌素煤矿实际运营主体为乌海市公乌素煤业有限责任公司(以下简称“公乌素煤矿公司”), 其工商信息如下:

机构名称：乌海市公乌素煤业有限责任公司

住 所：内蒙古自治区海南区公乌素镇

法定代表人：张国庆;

企业类型：有限责任公司(自然人投资或控股);

统一社会信用代码：91150303761064287G;

成立日期：2004 年 04 月 22 日

经营范围：许可经营项目：无一般经营项目；销售：煤矿机械设备及配件、煤炭；工矿工程建筑、煤矿机械设备租赁、煤炭开采(井工)；煤炭的洗选加工及技术服务，兼营：煤炭及其制品的深加工。(依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动)

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公乌素煤矿三号井采矿权(以下简称“公乌素煤矿”)。

采矿许可证证号：C1000002012011140122379；矿山名称：神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井；开采矿种：煤；开采方式：地下开采；生产规模：270.00 万吨/年；矿区面积：14.7566 平方公

里；有效期限：柒年壹拾月，自 2024 年 2 月 4 日至 2031 年 12 月 1 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 37 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	4356684.64	36410010.01	20	4351239.45	36406614.83
2	4356939.63	36408989.98	21	4351309.45	36406074.83
3	4356489.63	36408844.99	22	4351194.45	36406054.83
4	4355974.51	36408809.82	23	4350968.05	36406391.24
5	4355604.50	36407894.82	24	4351409.46	36406759.83
6	4355439.50	36407934.82	25	4351159.46	36407034.83
7	4355319.50	36408148.82	26	4350809.45	36406684.83
8	4354859.50	36408174.82	27	4350694.45	36406794.83
9	4354881.50	36407934.82	28	4351009.46	36406984.83
10	4354829.50	36407934.82	29	4350359.45	36407814.85
11	4354759.48	36407534.82	30	4350209.45	36407519.85
12	4354084.48	36407214.82	31	4350124.45	36407659.85
13	4353154.47	36407044.82	32	4350294.45	36408254.85
14	4352744.47	36406754.82	33	4352019.47	36409209.85
15	4352789.47	36407264.82	34	4352060.94	36409292.04
16	4352519.46	36407164.82	35	4352306.33	36409299.96
17	4351799.46	36406814.83	36	4353636.44	36410433.49
18	4351909.46	36406724.83	37	4354669.50	36410524.85
19	4351304.45	36406659.83	开采深度：由 1300 米至 400 米标高		

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

1992 年 12 月 2 日，乌海市海南区人民政府批准了内蒙古煤炭厅海勃湾矿务局提出的《内蒙古自治区国营矿山企业矿区范围意见书》。意见书中公乌素煤矿三号井范围为：南、北以 17 煤露头为界，东以西来峰断层和 16 煤+600m 标高为界，西以 16 煤+1120m、+1150m 和小窑区为界。

1996 年 3 月 6 日，中华人民共和国地质矿产部颁发了海勃湾矿务局公乌素煤矿采矿许可证，证号：内蒙采证煤字[1996]第 0101 号。1997 年 1 月 10 日，中华人民共和国煤炭工业部批准了公乌素煤矿三号井《国有重点煤矿煤炭生产许可证申请书》(统一编号：G050302002)。

2005 年 11 月 23 日，国土资源部颁发采矿许可证，证号 C1000002012011140122379，有效期自 2001 年 12 月 1 日 ~ 2031 年 12 月 1

日，采矿权人为神华集团海勃湾矿业有限责任公司，矿山名称为神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井，开采方式为地下开采，开采深度自+1300 ~ +1000m 标高，面积 15.3106km²。

2012 年 1 月 11 日，采矿权变更，公乌素煤矿三号井西南与万源露天矿存在矿权重合情况(23 号拐点)，为调整 23 号拐点，原国土资源部重新颁发了公乌素煤矿三号井采矿许可证，生产规模为 120.00 万吨/年，矿区面积缩减为 15.3087km²，有效期自 2001 年 12 月 1 日 ~ 2031 年 12 月 1 日，开采标高+1300m ~ +1000m，矿区范围坐标系变更为 1980 西安坐标系，其它均未变。

2018 年 9 月 13 日，内蒙古自治区环境保护厅《内蒙古自治区环境保护厅关于神华集团海勃湾矿业有限责任公司平沟煤矿等三个矿区范围与西鄂尔多斯国家级自然保护区关系的函》(内环函[2018]370 号)，公乌素煤矿三号井占西鄂尔多斯国家级自然保护区 0.491km²，依据国家有关自然保护区的法律法规，公乌素煤矿三号井需退出保护区范围，退出保护区后公乌素煤矿三号井范围由 37 个拐点组成，面积 14.8177km²。

2018 年 12 月 29 日，内蒙古自治区自然资源厅下发了“关于神华乌海能源有限责任公司黄白茨煤矿等四宗采矿权协议出让深部及上部煤炭资源公示结果的报告”，公乌素煤矿采矿许可证开采深度变更为 1300 米 ~ 400 米标高。

2024 年 2 月，采矿权人取得内蒙古自治区自然资源厅和乌海市自然资源局颁发的变更后采矿许可证，生产规模为 270.00 万吨/年，矿区面积为 14.7566km²，开采深度由 1300 米 ~ 400 米标高，共 37 个拐点坐标圈定(2000 国家大地坐标系)，有效期限：柒年壹拾月，自 2024 年 2 月 4 日 ~ 2031 年 12 月 1 日，其它均未变。

(三) 矿业权价款/出让收益处置情况和评估史

1. 矿业权价款/出让收益处置情况

根据 2009 年 3 月 30 日内蒙古自治区国土资源厅出具的“采矿权评估报告备案证明”(内国资采矿评备[2009]12 号)，中联资产评估有限公司提交的《神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权评估报告》，评估结果：采矿许可证范围内采矿权价值 19907.29 万

元。评估保有资源储量 18302 万吨，评估利用资源储量 15817.7 万吨，评估可采储量 11371.14 万吨。上述采矿权价款于 2009 年全部缴纳。

2020 年 10 月，受内蒙古自治区自然资源厅委托，北京中宝信资产评估有限公司对“神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井采矿权”进行出让收益评估，并于 2020 年 12 月 19 日以“中宝信矿评字[2020]第 222 号”出具了该采矿权出让收益评估报告。评估基准日 2020 年 11 月 30 日，截止 2018 年 12 月 31 日评估保有资源储量 21937.04 万吨，评估利用可采储量 13050.52 万吨，评估价值 130924.03 万元。全矿区需缴纳出让收益评估价值合计 111769.25 万元(对应可采储量 11141.17 万吨，氧化煤 203 万吨未参与此次评估计算)。

2021 年 1 月 18 日，内蒙古自治区自然资源厅与神华集团海勃湾矿业有限责任公司签订的“内蒙古自治区采矿权出让合同(出让收益缴纳)”(合同编号：1500022021C006)，出让采矿权经评估(中宝信矿评字[2020]第 222 号的采矿权出让收益评估价值 111769.25 万元)。合同签订后于 2021 年 1 月 20 日缴纳不低于 20% 的出让收益 22353.85 万元，剩余部分在采矿权有效期内(2022 年 12 月 1 日至 2031 年 12 月 1 日)共十年分期缴纳 8941.54 万元。截止评估基准日已缴纳出让收益 58120.01 万元，剩余出让收益 53649.24 万元分别于 2026 年～2031 年缴纳。

2. 评估史

除上述出让收益评估报告外，本次未收集到其他评估报告。

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公乌素煤矿三号井采矿权”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: C1000002012011140122379)和安全生产许可证复印件;
4. 《关于<内蒙古自治区桌子山煤田公乌素煤矿三号井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[2020]60号)和《关于<内蒙古自治区桌子山煤田公乌素煤矿三号井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[2020]38号);
5. 《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素煤矿三号井煤炭资源储量核实报告》(神华地质勘查有限责任公司, 2019年2月);
6. 《内蒙古自治区神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井2024年储量年度报告》(霍林郭勒市三鼎测绘有限公司, 2025年1月)及审查意见;
7. 《国家能源集团乌海能源有限责任公司公乌素煤矿技术改造项目可行性研究报告》(中煤科工集团武汉设计研究院有限公司, 2025年8月)及专家审查意见;
8. 《国家能源集团乌海能源有限责任公司公乌素煤矿三号井北区辅助运输系统安全改造初步设计说明书》(中煤科工集团武汉设计研究院有限公司, 2022年10月)及相关批复;
9. 《公乌素煤矿三号井北区辅运系统改造初步设计》的批复(国乌发[2023]65号)和《公乌素煤矿三号井北区辅运系统改造项目井巷工程合同一建设工程施工合同》;
10. 《内蒙古自治区神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井矿山地质环境保护与土地复垦方案》(内蒙古中核实业有限公司, 2021年1月)及其评审表;
11. 账务报表、预算经营情况表资料;
12. 采矿权价款(或出让收益)资料;

13. 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公乌素煤矿三号井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 2025 年 8 月 18 日 ~ 10 月 25 日赴内蒙古乌海市海南区及鄂托克旗对评估对象的现状、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、可研报告等，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公乌素煤矿三号井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

公乌素煤矿距内蒙古自治区乌海市海南区直距 16km，方位角 350°，行政区划属乌海市海南区及鄂托克旗。

矿区西距包(头)兰(州)铁路 15km；东(胜)乌(海)铁路从矿区东部穿过，矿区铁路专线，通过海拉铁路支线相接。京藏高速公路 G6 从矿区以西约 14km 通过(海南区有出口)，荣乌高速公路、G18 和 G109 国道从矿区北边界通过。矿区与乌海市直线距离 45km。距乌海机场直线距离 60km。西南距离荣乌高速公路海南出口 8.7km，西北距公乌素站(铁路)4.4km。乌海市铁路、公路交汇，形成了铁路、公路、航空的立体交通网络，也是我国西北地区重要交通枢纽，交通十分便利。

(二)自然地理及经济状况

矿区位于桌子山煤田南部，地貌以半沙漠丘陵为主。区内地势总体东南部地形最高，最高点 1326.20m 工业广场以南约 500m 处的自然沙沟河床为最低点，区内标高 1210 ~ 1326.20m，相对高差 116.20m；中南部地形高差变化较大，西北及北部地形比较平坦。

乌海地区居内陆深处，干旱少雨，四季多风，冬季寒冷漫长、夏季炎热干燥，春秋季节少雨多风，昼夜温差大，属典型的中温带半干旱高原大陆性气候。矿区降水量稀少，据乌海气象站 2009 ~ 2018 年资料，年降水量 77.8 ~ 257.5mm，平均 138.80mm，雨季多集中在 7、8、9 三个月，常以暴雨(2018 年 8 月 31 日最大暴雨 137.5mm)形成突发间歇性洪流为特征，年蒸发量 1827.6 ~ 3919.3mm。最高气温 41.1℃(2017 年 7 月 12 日)，最低气温 -25.2℃，平均 4.8℃。主要风向，夏秋季节为东南风，冬春季节为西北风，最大风速 32m/s，一般 3.2m/s。年内风大沙多，8 级以上大风 15 ~ 32 天，最高 52 天，扬沙天气平均 41 ~ 52 天，最多可达 80 天，其中沙暴天气 23 ~ 26 天，最多 50 天。霜冻期较长，为半年左右，最大冻结深度 1.32m。

矿区处于干燥的半沙漠丘陵地带，无常年地表径流及地表水体。中部有公乌素沙沟从井田南采区地表穿过，由东往西流入拉僧庙沟，注入黄河，区内西距黄河 12km(直线距离)，该河沟一般季节干涸，遇暴

雨时形成暂时性流水，虽持续时间短，但流量较大，暴雨时对开采有一定影响。

根据《中国地震动参数区划图》(GB 18306-2015)，区域地震动峰加速度值 0.20g，对照裂度为VIII，属强震预测区。历史上该区外围曾有多次地震发生，近年来地震仍在不断发生，但大的地震并不多见，多在 4 级以下。矿区未发生滑坡、崩塌、泥石流等地质灾害，雨季偶有山洪发生。因矿井开发，地下煤层采空后，地表局部区域出现了地面开裂、水土流失、地表沉降和塌陷等地质灾害问题。

矿区人口稀少，劳动力匮乏，经济基础薄弱，周边仅有少量牧民从事牧业生产。自上世纪 80 年代以来，随着国民经济的发展，矿区及周边经济得以迅速发展，乌海市已成为内蒙古自治区西部新兴的工业城市，是重要的煤炭能源基地之一，大中型煤矿、焦化厂、水泥厂、玻璃厂、灰砖厂、机修厂、中小型化工厂及发电厂等厂矿企业，相继诞生，经济面貌发生了重大变化。

公乌素煤矿三号井位于乌海市海南区，经济以煤炭开采、洗选、加工利用为主，化工、建材等行业也较为发达，当地的道路及电力设施已见规模，投资环境较为优越。

矿区供电是从公乌素镇变电站引接 3.5KV 电源，矿内设变电所引入井下使用。供水水源取自华源物业公司奥灰岩溶水源井，位于矿区西侧 9km 处的拉僧庙。

(三) 地质勘查工作概况及取得成果

1960~1965年，贺兰山煤炭工业公司内蒙古自治区分公司地质勘探公司 117 勘探队，提交了矿区普、详查报告，因年代久远，普、详查报告评审、备案情况无从查阅。

1965 年 11 月，贺兰山煤炭工业公司内蒙古自治区分公司地质勘探公司 117 勘探队提交了《内蒙古自治区伊克昭盟桌子山煤田公乌素矿区精查地质报告》。1968 年 5 月 6 日，原煤炭部内蒙古自治区煤炭工业生产领导小组颁发了《关于公乌素地质精查报告审批决议书》(文号：[68]蒙煤中批字第 7 号)。报告分为露天区和矿井区(主要位于现三号井范围)，提交露天区地质储量 13383.10 万吨，矿井区地质储量 24959.70 万吨，合

计 38342.80 万吨，该报告地质储量估算最低标高+600m。

2002 年该矿进行了瞬变电磁物探工作、井下探放水等矿井地质工作。利用瞬变电磁法结合老井调查圈定了矿井周围小井开采范围和老空积水区，划定了积水边界和警戒线。

2005年1月，内蒙古东乌铁路有限责任公司委托内蒙古自治区国土资源信息院依据“地质勘查报告中获批准的上表煤炭资源量”编制了《内蒙古自治区新建东胜至乌海地方铁路建设项目用地压覆矿产资源调查核实评估报告》，2005年1月27日，内蒙古自治区国土资源厅在呼和浩特市组织专家对该报告进行了评审，2月5日，经专家复核形成了初审意见，3月29日，内蒙古自治区国土资源厅将初审意见报送国土资源部(内国资字[2005]168号)，2005年4月18日，国土资源部给予复函，即《关于内蒙古东胜至乌海铁路建设工程压覆矿产资源的复函》(国资厅函[2005]288号)，同意该工程压覆用地范围的煤炭资源，其中，压覆公乌素煤矿三号井资源量 1628.04 万吨。

2007 年，乌海市天元地质勘探有限公司受公乌素煤矿委托对三号井采矿许可证范围内的煤炭资源储量进行了核实，于 2007 年 9 月编制完成了《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素精查区公乌素煤矿三号井煤炭资源储量核实报告》，2008 年 9 月 1 日北京中矿联咨询中心以“中矿蒙储评字[2008]163 号”文通过了报告评审。2008 年 12 月 2 日内蒙古自治区国土资源厅以内国资储备字[2008]232 号文备案。截止 2006 年 12 月 31 日，查明资源储量为 21633 万吨，其中消耗 3331 万吨，保有 18302 万吨，另有高硫煤 311 万吨，资源储量标高为 +1300~+600m。

2010 年 10 月 ~ 2011 年 12 月神华地质勘查有限责任公司对公乌素煤矿三号井采矿许可证范围内深部(600 ~ 1000m 水平)煤炭资源进行了补充勘探。2013 年 7 月提交了《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素煤矿三号井深部补充勘探地质报告》，2014 年 4 月 22 日，国土资源部矿产资源储量评审中心以国资矿评咨[2014]7 号文通过评审，因 +600m 以深资源储量为采矿许可证外资源储量，且无国土部门相关出让文件，故该报告未备案。

2016 年 4 月中煤科工集团西安研究院有限公司提交了《神华乌海能源有限责任公司公乌素煤矿水文地质类型划分报告》。该报告研究了

矿井充水条件、井田周边老窑水分布状况，评价了矿井开采受水害影响程度和防治水工作难易程度，划分公乌素煤矿水文地质类型是中等型，为矿井防治水提供了依据。2016年4月12日该报告通过神华乌海能源有限责任公司组织的评审。

2019年2月神华地质勘查有限责任公司提交了《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素煤矿三号井煤炭资源储量核实报告》，内蒙古自治区矿产资源储量评审中心以“内自然资储评字[2020]38号”评审通过该报告，内蒙古自治区自然资源厅以“内自然资储备字[2020]60号”对该报告进行了备案。截止2018年12月31日备案通过的保有资源储量21937.04万吨(其中：非压覆区19694万吨，拟建东乌铁路压覆1628.04万吨，西鄂保护区压覆615万吨)，矿区内累计查明资源量26743.04万吨，其中消耗资源储量4806万吨。

(四)矿区地质概况

1. 地层

矿区内基岩大都被新生界地层覆盖，仅在西部有较完整基岩和含煤地层出露，为半隐伏式矿田。根据填图和钻孔揭露，地层自下而上发育有：古生界奥陶系、古生界石炭系上统太原组、二叠系下统山西组、二叠系中统石盒子组、二叠系上统孙家沟组、新生界新近系及第四系。各地层叙述如下：

(1)古生界奥陶系

该系为矿区煤系的沉积基底，地表未出露。岩性以青灰色隐晶质灰岩为主，局部过渡为泥灰岩，块状，遇稀盐酸微起泡，为一套浅海相化学沉积建造。区内有3个钻孔揭露和井下1个孔揭露最大厚度189.88m，未穿透该系，区域厚度约205~722m。

(2)石炭上统太原组

矿区的主要含煤地层，依据岩性、岩相组合特征及含煤性，自下而上可划分为2段。

① 太原组下岩段

底部以灰黑色泥岩、煤层为主，夹薄层灰白色硅质胶结细砂岩，含14、15、16、17、18号煤层。顶部以灰黑色泥岩为主，15煤底界上

8m 左右，夹灰岩薄层，厚度 28.34~54.17m，平均 40.40m，层位稳定。与下伏奥陶系地层平行不整合接触。

(2) 太原组上岩段

矿井浅部和露天采矿坑中均有出露。岩性下部以泥岩为主，局部含少量植物化石和腕足类化石；中部为 12 号煤层，全区分布；上部以粉砂岩和浅灰色中砂岩为主，地层厚度 40.34~69.89m，平均 52.10m。

(3) 二叠系下统山西组

矿区内地层广泛出露。岩性以浅灰色、灰白色粗砂岩为主，夹灰黑色泥岩、粉砂岩，顶部一般夹有 1~2 薄层灰绿色粘土岩。钻孔揭露厚度 83.54m~105.62m，平均 96.50m，发育有 1、3、5、7、8、9 煤层，与下伏地层整合接触。

(4) 二叠系中统石盒子组

二叠系中统石盒子组分为上下两个岩段。

石盒子组上岩段：岩性以浅灰色、灰白色含砾粗砂岩为主，夹紫红色泥岩、灰绿色斑状粉砂岩。揭露厚度 104.40m~182.96m，平均 156.35m。

石盒子组下岩段：区内西侧沿含煤地层露头出露。岩性以灰绿色、黄绿色砂质泥岩为主，夹泥岩和细砂岩薄层，上部砂岩逐渐加厚、颗粒变粗。钻孔揭露厚度 20.64~53.10m，平均 31.84m，与下伏地层整合接触。

(5) 二叠系上统孙家沟组

全区分布，仅在沟谷出露。岩性以紫红、灰绿和黄绿色、杂色砂质泥岩为主，中部夹灰白色砂岩，上部有砾岩层出露。钻孔揭露最大厚度 432.59m。

(6) 新近系

分布在矿区东南部丘陵地带和山丘上部。岩性为砂砾岩。钻孔揭露最大厚度为 61.04m。与下伏地层不整合接触。

(7) 第四系

以河床砂砾石层及冲洪积物为主，局部坡积粘土。厚度 0.00~30.00m。

2. 构造和岩浆岩

矿区地层总体为向南东倾斜的单斜构造，地层走向为 N~NE30°，倾角一般为 10°~30°，最大倾角 40°。发育有褶曲和断层，未发现岩浆岩，构造复杂程度属中等构造类型。

(五) 矿产资源情况

1. 煤层

(1) 含煤性

矿区含煤地层为石炭系太原组和二叠系山西组，含编号煤层 12 层，自上而下编号为 1、3、5、7、8、9、12、14、15、16、17、18 煤，其中，全区可采煤层 3 层：9、12、16 煤，大部可采煤层 1 层：17 煤，局部可采煤层 2 层：5、7 煤，不可采煤层 6 层：1、3、8、14、15、18 煤。太原组含煤地层总厚平均 92.50m，煤层总厚度平均 11.45m，含煤系数 12.38%，山西组含煤地层总厚平均 111.32m，煤层总厚度平均 6.43m，含煤系数 5.78%。

(2) 可采煤层

矿区内可采煤层共 6 层，分别为 5、7、9、12、16、17 号煤层，其中，5、7 号煤层为局部可采煤层，17 号煤层为大部可采煤层，9、12、16 号煤层为全区可采煤层。现将各煤层分述如下：

5 煤层：埋藏深度 0~540m，位于山西组第二段顶部，上距 3 煤 19.05~37.17m，平均 26.96m，为矿区最上部的可采煤层。全区 66 个见煤点，其中，25 个可采点，可采性指数 38%，为局部可采煤层。煤层厚度 0.09~1.29m，平均 0.66m；可采厚度 0.70~1.29m，平均 0.84m，属薄煤层，煤厚变异系数为 4.19%。结构简单，一般含 0~1 层夹矸，偶为两层夹矸，夹矸厚度 0.02~0.14m，平均 0.09m，岩性以泥岩为主，偶为炭质泥岩。煤层顶板以砂质泥岩、泥岩为主，次为粉砂岩，偶为粘土岩，顶板厚度 0.06~8.87m，平均 2.43m；煤层底板以砂质泥岩、泥岩为主，含少量的粉砂岩，底板厚度 0.12~19.66m，平均厚度 2.21m。煤层位不稳定，煤厚变化不大。主要可采区位于矿区北部 F11 断层以北。煤类单一(1/3JM)，属局部可采的不稳定煤层。

7 煤层：埋藏深度 0~570m，位于山西组中部，上距 5 煤层 19.75~

42.26m，平均30.20m。全区见煤点74个，可采点38个，可采性指数57%。煤层厚度0.15~2.44m，平均0.95m；可采厚度0.70~2.09m，平均1.05m。煤厚由西向东变薄。结构简单，一般含0~1层夹矸，偶为2~4层，夹矸厚度0.03~0.78m，平均0.17m，岩性以泥岩为主，偶见炭质泥岩。煤层顶板以砂质泥岩、泥岩为主，次为粉砂岩，局部炭质泥岩，厚度0.13~18.42m，平均1.85m；底板以砂质泥岩、泥岩为主，偶为粉砂岩和粘土岩，厚度0.04~10.35m，平均2.01m。煤层层位不稳定，对比基本可靠；煤厚由浅向深、由西向东变薄，结构简单；以1/3JM为主，FM次之，属不稳定型的局部可采薄煤层。

9煤层：埋藏深度0~720m，位于山西组底部，上距7煤层12.20~33.84m，平均18.77m。全区见煤点77个，可采点76个，属全区可采煤层。煤层厚度0.65~8.52m，平均3.38m。可采厚度0.76~6.39m，平均2.71m。总体上北薄南厚、东薄西厚。煤层结构复杂，一般含1~4层夹矸，偶为5~11层夹矸，夹矸厚度0.04~0.67m，平均0.26m，夹矸岩性以泥岩为主，偶为炭质泥岩。煤层顶板以砂质泥岩、泥岩为主，次为粘土岩，局部因古河床冲刷偶为粗砂岩，厚度0.10~14.70m，平均2.45m；底板以砂质泥岩、泥岩为主，偶为粉砂岩和细砂岩，厚度0.12~14.30m，平均2.21m。煤层层位稳定；对比可靠；煤厚有一定变化，总体上呈北薄南厚、西厚东薄的趋势，北端顶板砂岩厚度较大，对煤层有冲刷现象，结构复杂，煤类较单一(以1/3JM为主，FM、JM次之)，属全区可采较稳定的中厚煤层。

12煤层：埋藏深度0~755m，位于太原组第二段中部，上距9煤层20.47~58.20m，平均37.69m。全区均发育，层位稳定。全区见煤点73个，除BK1201、BK1204号钻孔受断层影响不可采外，其余71个点均可采，属全区可采煤层。煤层厚度0.62~1.54m，平均1.03m，可采厚度0.74~1.54m，平均1.01m。属薄煤层。结构简单，一般不含夹矸，局部1层，厚度0.02~0.14m，平均0.10m，夹矸以泥岩为主，偶为炭质泥岩。煤层顶板以砂质泥岩、泥岩为主，厚度0.20~16.27m，平均3.84m；底板以砂质泥岩、泥岩为主，少量细砂岩，厚度0.10~13.84m，平均厚度3.28m。煤层层位稳定，对比可靠，煤层厚度变化小，结构简单，煤类以1/3JM为主，FM次之，煤质变化中等，属较稳定全区可采薄煤层。

16 煤层：埋藏深度 0~790m，位于太原组第一段上部，上距 12 煤层 21.60~48.71m，平均 31.26m。全区发育，层位稳定。区内见煤点 78 个，均可采，属全区可采煤层。煤层厚度 4.90~11.15m，平均 8.30m，可采厚度 3.78~10.75m，平均 7.03m。呈西北厚东南薄之变化趋势。结构复杂，一般含 3~6 层夹矸，偶为 7~10 层，夹矸厚度 0.05~1.05m，平均 0.20m，夹矸岩性以泥岩为主，偶为炭质泥岩。煤层顶板以泥岩为主，次为砂质泥岩，厚度 0.14~10.56m，平均 1.67m；煤层底板以泥岩为主，少量砂质泥岩和细砂岩，厚度 0.04~4.35m，平均厚度 1.55m。煤层层位稳定，对比可靠，结构复杂，煤类以 1/3JM 为主，FM 次之，煤质变化中等，属较稳定的全区可采特厚煤层。

17 煤层：埋藏深度 0~800m，位于太原组第一段上部，上距 16 煤层 2.51~12.11m，平均 4.18m。全区发育，层位较稳定。全区见煤点 75 个，可采点 63 个，可采性指数 84%，属大部可采煤层。煤层厚度 0.36~2.43m，平均 0.95m，可采厚度 0.70~2.38m，平均 0.98m，煤厚变异系数为 4.04%，自西北至东南煤厚变薄。结构简单，一般含 0~1 层夹矸，偶为 2 层，夹矸厚度 0.03~0.35m，平均 0.08m，夹矸岩性以泥岩为主，偶为炭质泥岩。煤层顶板以泥岩为主，次为砂质泥岩，厚度 0.10~6.47m，平均 1.47m；底板以泥岩为主，少量砂质泥岩和粘土岩，厚度 0.13~12.42m，平均厚度 1.76m。煤层层位稳定，对比可靠，结构简单，煤类以 1/3JM 为主，FM 次之，有零星的 JM 和 QM 点，煤质变化中等，属较稳定的大部可采薄煤层。

2. 煤质

(1) 煤的物理性质和煤岩特征

煤层均为黑色，条痕棕黑色，沥青光泽，线理状、条带状结构、层状构造，断口平坦或参差状，内生裂隙中充填有方解石及结核状的黄铁矿包裹体。各煤层真密度平均值在 1.52~1.58g/cm³ 之间，视密度平均值在 1.44~1.52g/cm³ 之间。

煤的宏观煤岩成分均以暗煤为主，次为亮煤、镜煤、丝炭微量。显微煤岩组分以镜质组、惰质组为主，属微镜惰煤。可采煤层镜质组最大反射率(R°_{max})在 1.05~1.10% 之间。

(2) 煤的化学性质

①水分(M_{ad})

各煤层原煤平均水分0.69% ~ 1.11%。浮煤平均水分0.74% ~ 1.11%，

②灰分(Ad)

各煤层原煤平均灰分(Ad)21.84% ~ 28.56%，浮煤平均灰分9.25% ~ 11.57%，按照《煤炭质量分级灰分》(GB/T152241-2018)标准，均为中灰煤。

5煤层：原煤灰分两极值在12.71% ~ 49.62%之间，平均灰分28.56%，为中灰煤；浮煤灰分在7.67% ~ 10.99%之间，平均灰分9.25%。

7煤层：原煤灰分两极值在12.76% ~ 48.84%之间，平均灰分27.19%，为中灰煤；浮煤灰分在6.81% ~ 15.46%之间，平均灰分9.45%。

9煤层：原煤灰分两极值在19.76% ~ 40.58%之间，平均灰分27.81%，为中灰煤；浮煤灰分在6.81% ~ 15.46%之间，平均灰分11.57%。

12煤层：原煤灰分两极值在7.07% ~ 48.38%之间，平均灰分21.84%，为中灰煤；浮煤灰分在6.90% ~ 14.26%之间，平均灰分9.4%。

16煤层：原煤灰分两极值在16.79% ~ 40.77%之间，平均灰分26.72%，为中灰煤。浮煤灰分在7.72% ~ 15.43%之间，平均灰分10.19%。

17煤层：原煤灰分两极值在12.51% ~ 46.86%之间，平均灰分23.89%，为中灰煤；浮煤灰分在6.89% ~ 18.59%之间，平均灰分10.41%。

③挥发分(V_{daf})

各可采煤层原煤平均挥发分29.40% ~ 34.05%，浮煤挥发分28.35% ~ 33.32%，按照《煤炭质量挥发分分级》(GB/T849-2000)标准，各煤层均为中高挥发分煤。

5煤层：原煤挥发分含量为25.94% ~ 39.12%，平均为33.32%；洗煤原煤挥发分含量为25.94% ~ 39.12%，平均为33.32%。为中高挥发分煤。

7煤层：原煤挥发分含量为27.43% ~ 39.43%，平均为34.05%；洗煤原煤挥发分含量为27.87% ~ 36.76%，平均为32.13%。为中高挥发分煤。

9煤层：原煤挥发分含量为25.05% ~ 43.72%，平均为32.35%；洗煤原煤挥发分含量为27.73% ~ 34.81%，平均为31.04%。为中高挥发分煤。

12煤层：原煤挥发分含量为23.80% ~ 44.23%，平均为33.50%；洗煤原煤挥发分含量为26.22% ~ 38.46%，平均为32.14%。为中高挥发分煤。

16煤层：原煤挥发分含量为24.57% ~ 38.25%，平均为29.40%；洗煤

原煤挥发分含量为23.22% ~ 33.14%，平均为28.35%。为中高发分煤。

17煤层：原煤挥发分含量为23.39% ~ 40.09%，平均为31.58%；洗煤原煤挥发分含量为25.74% ~ 41.62%，平均为30.48%。为中高挥发分煤。

③ 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。

④ 元素分析

碳(Cdaf)：原煤碳含量79.03% ~ 83.01%，浮煤84.68% ~ 87.64%，浮煤高于原煤3.71 ~ 6.12个百分点。

氢(Hdaf)：原煤氢含量5.15% ~ 5.40%，浮煤4.85% ~ 5.31%，浮煤略低于原煤0.07% ~ 0.27%个百分点。

氮(Ndaf)：原煤氮含量1.24% ~ 1.37%，浮煤1.20% ~ 1.44%，7煤层原煤高于浮煤，12、16及17煤原煤低于浮煤，9煤层原煤与浮煤持平。

氧(Odaf)：原煤氧含量6.47% ~ 9.30%，浮煤4.36% ~ 8.42%，原煤高于浮煤0.58% ~ 3.73%个百分点。

⑤ 有害元素分析

硫(St,d)：5、7、9、12煤层原煤平均硫分1.25% ~ 1.97%，依照《煤炭质量分级硫分》(GB/T15224.2-2010)标准，均为中硫煤；16、17煤层原煤平均硫分2.95% ~ 2.98%，为中高硫煤。各煤层浮煤平均硫分1.12% ~ 2.08%，洗后硫分普遍下降0.09 ~ 1.05个百分点，脱硫率5.6% ~ 35.2%。

5煤层原煤平均硫分1.96%，为中硫煤；7煤层原煤平均硫分1.25%，为中硫煤；9煤层原煤平均硫分1.31%，为中硫煤；12煤层原煤平均硫分1.97%，为中硫煤；16煤层原煤平均硫分2.95%，为中高硫煤；17煤原煤硫平均硫分2.98%，为中高硫煤。

氯(Cl_d)：各开采煤层原煤氯含量在0.077% ~ 0.099%之间，对照《煤中有害元素含量分级·氯》(GB/T20475.2-2006)标准，均为低氯煤。

磷(Pd)：各可采煤层原煤平均磷含量0.012% ~ 0.060%，对照《煤中有害元素含量分级·磷》(GB/T20475.1-2006)标准，5、7、9、12、16及17煤层为低磷煤；9煤层为中磷煤。

氟(Fd): 5、12、16及17煤层原煤中的氟含量平均 $144 \mu\text{g/g} \sim 153 \mu\text{g/g}$, 《煤中氟含量分级》(MT/T966-2005)标准, 为中氟煤; 7、9煤原煤氟含量 $203 \mu\text{g/g} \sim 225 \mu\text{g/g}$, 为高氟煤。

砷(Asd): 各可采煤层原煤的砷含量极少, 平均 $2 \sim 6 \mu\text{g/g}$, 对照《煤中有害元素含量分级·砷》(GB/T20475.3-2012)标准, 12、17煤层为低砷煤, 5、7、9、16煤层为特低砷煤。

(3) 煤的工艺性能

①发热量($Q_{gr,d}$)

依照《煤炭质量分级发热量》(GB/T 15224.3-2010)标准, 9煤层原煤的干燥基高位发热量平均值为 24.16 MJ/kg , 属于中发热量煤; 5、7、12、16、17煤层原煤干燥基高位发热量 $24.34 \text{ MJ/kg} \sim 25.84 \text{ MJ/kg}$, 属中高发热量煤。

5煤层: 原煤($Q_{gr,d}$)平均 24.34 MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 23.59 MJ/kg , 属于中高发热量煤; 浮煤($Q_{gr,d}$)平均 32.17 MJ/kg 、($Q_{net,d}$)两极值 31.75 MJ/kg 。

7煤层: 原煤($Q_{gr,d}$)平均 24.56 MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 23.12 MJ/kg , 属于中高发热量煤; 浮煤($Q_{gr,d}$)平均 33.21 MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 32.22 MJ/kg 。

9煤层: 原煤($Q_{gr,d}$)平均 24.16 MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 22.88 MJ/kg , 属中发热量煤; 浮煤($Q_{gr,d}$)平均 32.65 MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 31.72 MJ/kg 。

12煤层: 原煤($Q_{gr,d}$)平均 25.82 MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 23.81 MJ/kg , 属中高发热量煤; 浮煤($Q_{gr,d}$)平均 32.54 MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 31.54 MJ/kg 。

16煤层: 原煤($Q_{gr,d}$)平均 24.37 MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 23.11 MJ/kg , 属中高发热量煤; 浮煤($Q_{gr,d}$)平均 31.89 MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 31.56 MJ/kg 。

17煤层: 原煤($Q_{gr,d}$)平均 25.84 MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 24.95 MJ/kg , 属中高发热量煤; 浮煤($Q_{gr,d}$)平均 31.96 MJ/kg 、($Q_{net,d}$)平均 31.65 MJ/kg 。

②粘结性和结焦性

各可采煤层浮煤的粘结性指数(GR.I)两极值为 $67 \sim 101$, 平均值为 $91 \sim 94$, 按照《烟煤黏结指数分级》(MT/T596-2008)标准, 各煤层均为强粘结煤。煤层的胶质层厚度(Y)两极值为 $11 \text{ mm} \sim 41 \text{ mm}$, 平均值 $21 \text{ mm} \sim 27 \text{ mm}$ 。

各煤层的奥亚膨胀度($b\%$)平均值为 $148\% \sim 213\%$, 按现行标准进行分类, 均为强结焦煤。

③煤的化学活性

当温度在 950℃ 时, CO₂ 的还原率(α %)仅为 5.4% ~ 9.6%, 各煤层活性都很差。

④煤的热稳定性

各可采煤层的热稳定性测定结果显示大于 6.00mm 残焦产率 (T_{s+6}) 82.10% ~ 93.30%, 依照《煤的热稳定性分级》(MT/T560-2008) 标准, 各主要煤层均为高热稳定性煤。

⑤煤的低温干馏及焦油产率

主要煤层经低温干馏后, 分析基的焦油产率(Tar,d)平均 4.0% ~ 6.5%, 按目前的现行《煤的焦油产率分级》标准, 分类均为含油煤。

⑥煤灰成分、灰熔融性、灰粘度及熔渣指数

灰成分: 主要煤层的煤灰成分 SiO₂ 平均含量 41.18% ~ 43.97%, Al₂O₃ 平均含量 33.40% ~ 38.96%, TiO₂ 平均含量 0.99% ~ 1.54%, Fe₂O₃ 平均含量 5.12% ~ 13.46%, CaO 平均含量 1.48% ~ 3.91%, MgO 平均含量 0.59% ~ 1.48%, K₂O 平均含量 0.31 ~ 0.47%, Na₂O 平均含量 0.19 ~ 0.34%, SO₃ 平均含量 0.29 ~ 1.42%。

煤灰成分中碱性氧化物总量(Fe₂O₃+CaO+MgO+K₂O+Na₂O)为 11.12% ~ 17.38%, 酸性氧化物总量为 77.30% ~ 82.66%, 碱酸比值为 0.13 ~ 0.21。

5 煤层煤灰软化温度(ST) > 1500℃, 对照《煤灰软化温度分级》(MT/T853.1-2000) 标准, 属高软化温度灰; 其他各煤层煤灰软化温度(ST) 平均为 > 1446℃ ~ > 1484℃, 为较高软化温度灰; 煤灰流动温度(FT) 7 煤层 > 1493℃、9 煤层 > 1492℃, 应为较高流动温度灰, 其他煤层煤灰流动温度都 > 1500℃, 均为高流动温度灰。

煤灰粘度: 各可采煤层在弱还原环境中, 5、7、12、16 及 17 煤层在 1520 ~ 1590℃ 时, 煤灰粘度为 25Pa.s ~ 9Pa.s, 9 煤层在 1610 ~ 1650℃ 时, 煤灰粘度为 25Pa.s ~ 9Pa.s。属特强粘结性煤。

熔渣指数: 各可采煤层熔渣指数 Rs 在 0.16-0.51, 属低度熔渣。沾污指数: 沾污指数(Rf)0.02-0.14, 各煤层均属低度沾污。

⑦煤灰结渣性

各可采煤层按照《煤的结渣性评定》均为弱结渣性煤。

⑧煤的可磨性、抗碎性

各可采煤层的哈氏可磨性指数(HGI)平均值为 81~96, 按照《煤的哈氏可磨性指数分级》(MT/T852-2000)标准, 主要煤层为易磨煤。

7 煤层的抗碎性强度平均 47.53%, 按现行《煤的抗碎强度级别》标准, 为低强度煤; 5、9、12、16 及 17 煤层的抗碎性强度平均 56.24%~63.43%, 为中强度煤。

(4) 煤的可选性

7 煤层拟定选后灰分 9% 时, 分选密度 1.47kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 14.7%, 属中等可选; 拟定选后灰分 10% 时, 分选密度 1.56kg/L, 扣除沉矸 $\delta \pm 0.1$ 含量 6.6%, 属易选。

9 煤层拟定选后灰分 12% 时, 分选密度 1.44kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 38.2%, 属难选; 拟定选后灰分 13% 时, 分选密度 1.5kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 13.1%, 属中等可选。

12 煤层拟定选后灰分 12% 时, 分选密度 1.45kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 34.4%, 属难选; 拟定选后灰分 13% 时, 分选密度 1.51kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 10%, 属易选。

16 煤层拟定选后灰分 12% 时, 分选密度 1.56 kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 28.5%, 属较难选; 拟定选后灰分 13% 时, 分选密度 1.58 kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 11.4%, 属中等可选。

17 煤层拟定选后灰分 14% 时, 分选密度 1.45 kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 50.7%, 属极难选; 拟定选后灰分 15% 时, 分选密度 1.49 kg/L, 扣除沉矸, $\delta \pm 0.1$ 含量最终值 38.7%, 属难选。

总之, 按照《煤炭可选性评定方法》(GB/T16417-2011)可采煤层可选性为易选~极难选。

(5) 煤类

根据《中国煤炭分类》(GB5751-2009), 公乌素煤矿三号井可采煤层煤类主要有 1/3JM 为主, JM、FM 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酒钢、包钢、唐山地区焦化厂。混煤供应给国电电力集团宁夏分公司电厂。

(六)开采技术条件

1. 水文地质条件

矿区无地表水体，大气降水稀少，对地下水补给量甚微。本矿生产过程中，受采掘破坏或影响的主要有碎屑岩类孔隙裂隙含水层、采空区积水、松散岩类孔隙含水层及大气降水和奥灰岩溶含水层。碎屑岩类含水层富水性和导水性不均，单位涌水量 $0.00005665 \sim 0.152 \text{L/s.m}$ ，渗透系数 $0.00004645 \sim 0.319 \text{m/d}$ ，富水性弱～中等，井下涌水以消耗静储量为主，第III、IV含水层段向矿井平均涌水量 $45.55 \text{m}^3/\text{h}$ ，约占矿井平均涌水量的65%。采空区积水主要以自身的采空区积水为主，其采空区范围清晰，积水量清楚，其向矿井平均涌水量 $24.4 \text{m}^3/\text{h}$ ，占矿井平均涌水量的35%，对露天采坑和小窑采空区积水留设了防水煤柱、进行了探放水。松散岩类孔隙水及大气降水主要通过地表沉陷带和裂缝进入矿井，矿方定期对地表塌陷坑和裂缝进行巡查、黄土填埋等处理，当前影响较小。本矿区大部分地区17煤至奥灰间距 $187 \sim 229 \text{m}$ ，两者间泥质岩类隔水性能良好，在不存在导水构造的正常情况下，奥灰水对煤层开采无影响。

矿井正常涌水量为 $92.0 \text{m}^3/\text{h}$ ，最大涌水量为 $315 \text{m}^3/\text{h}$ ，最大突水量为 $80 \text{m}^3/\text{h}$ 。依据含水层的性质、矿井和老空水分布、矿井涌水量等条件，按照《煤矿床水文地质、工程地质及环境地质勘查评价标准》(MT/T1091-2008)、《煤矿防治水细则》(煤安监调查[2018]14号)，公乌素煤矿三号井水文地质类型为中等型，即以裂隙充水为主的水文地质条件中等类型。

2. 工程地质条件

矿区地层由奥陶系、石炭系、二叠系、第三系和第四系组成，碳酸盐岩和碎屑岩厚度较大，松散层较薄，属第三类层状岩类。地形为丘陵地带，不利于大气降水渗入补给，地层岩性变化较大，岩体结构多为互层状；核实区为向南东倾斜的单斜构造，褶皱、断层较发育，构造复杂程度中等；地层产状 $10 \sim 30^\circ$ ，风化作用强，岩溶裂隙发育不均；可采煤层顶底板多属于半坚硬层状砂泥质岩类，抗压强度较低，煤层顶底板属软弱类顶底板；岩体完整性为差～较完整，岩体质量中

等III级；在采空区、断裂破碎带易发生矿山工程问题。

依据《煤矿床水文地质、工程地质及环境地质勘查评价标准》(MT/T1091-2008)，核实区工程地质类型为第III类第二型，即层状岩类中等型矿床。

3. 环境地质条件

区内无重大污染源及严重地质灾害，虽煤矸石排放对环境有一定影响，但破坏程度不大。但矿区地质环境现状一般，地下水以V类为主，生态环境比较脆弱，煤矿开采后可能产生地表开裂及塌陷。综合各种主要因素衡量，依据《煤矿床水文地质、工程地质及环境地质勘查评价标准》(MT/T1091-2008)，矿区地质环境类型为第二类，中等型。

4. 其它开采技术条件

矿山为低瓦斯煤矿，煤尘均具爆炸性，煤层有自燃倾向，地温正常，无放射性危害。

综上所述，矿区开采技术条件类型为II-4型，即以水文地质、工程地质、环境地质问题为主，复杂程度中等的复合类型。

(七)矿山开发利用现状

公乌素煤矿始建于1978年，设计能力1.20Mt/a，1988年12月建成投产。由于外运受限，1990~1999年矿井停产，2000年开始恢复一采区生产，矿井生产能力为0.6Mt/a。2004年下半年开始恢复二采区生产，矿井生产能力达到设计能力1.20Mt/a。

2005年由神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿技术部和神华集团海勃湾矿业有限责任公司进行技术改造，设计技改规划生产能力实际为1.60Mt/a。后经过多期技术改造，生产能力不断提高，2010年3月经国家发展和改革委员会审查颁发生产许可证，证号为101503031025，核准生产能力为2.70Mt/a。

矿山受采矿证标高(+1300米~+1000米)限制，采掘活动均在标高+1000米水平以上，截止2025年7月31日，矿井标高+1000米以上的9煤、12煤、16煤资源已基本开采完。

2024年2月，公乌素煤矿取得了深部资源(开采标高1000m~400m)。根据《内蒙古自治区矿山安全监管局内蒙古自治区能源局关于进一步

规范煤矿建设项目初步设计和安全设施设计审查工作的通知》(内矿安字[2025]3号)要求,公乌素煤矿属于改扩建矿山,需按照文件要求履行项目核准、备案,委托相应资质的设计单位编制煤矿项目初步设计、安全设施设计,并按照相关要求履行审批手续及开工备案、联合试运转、竣工验收程序。

2024年7月15日,经乌海能源公司董事长专题会议研究议定,同意公乌素煤矿三号井技术改造项目立项,7月18日获得立项批复。

2024年12月26日,公乌素煤矿技术改造项目投资决策阶段评估意见通过国家能源集团技经院专题会议及总经理办公会议审查。

2025年3月19日,乌海能源公司对《神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井改建项目(扩大开采标高)初步设计》和《神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井改建项目(扩大开采标高)安全设施设计》进行了审查(国家能源集团乌海能源有限责任公司会议纪要[2025]35号和36号)。

2025年5月7日乌海市矿山安全监管局组织专家对《神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井改建项目(扩大开采标高)安全设施设计》进行了审查。

原可研报告设计为主斜井和16#主斜井两套出煤生产系统,根据《中共中央办公厅国务院办公厅关于进一步加强矿山安全生产工作的意见》第一款第(三)条提出1个采矿权范围内原则上只能设置1个生产系统,根据上述要求,设计院对可研报告进行优化修改,2025年8月,中煤科工集团武汉设计研究院有限公司提交了《国家能源集团乌海能源有限责任公司公乌素煤矿技术改造项目可行性研究报告》,并经专家评审通过。

根据乌海能源提供的“乌海能源公司2025~2031年原煤生产规划”,规划公乌素煤矿2025年生产原煤30万吨,2026年生产原煤100万吨,2027年生产原煤180万吨,2028年生产原煤205万吨,2029年达产,生产原煤270万吨。

九、评估方法

公乌素煤矿为改扩建生产矿山,采矿权范围内的矿产资源储量已

经主管部门评审备案，并编制了可行性研究报告，其设计资料中有关技术经济指标比较齐全，未来开发经济、技术参数可根据可研报告选取；其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公乌素煤矿三号井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、《内蒙古自治区神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井 2024 年储量年度报告》(以下简称“2024 年储量年报”)。技术参数主要依据中煤科工集团武汉设计研究院有限公司 2025 年 8 月提交的《国家能源集团乌海能源有限责任公司公乌素煤矿技术改造项目可行性研究报告》(以下简称“可研报告”)及其专家审查意见、关于“乌海能源公司《公乌素煤矿三号井北区辅运系统改造初步设计》的批复”(国乌发[2023]65 号)、企业财务资料确定。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2018年12月31日，采矿许可证范围内保有资源储量21937.04万吨(非压覆区19694万吨，拟建东乌铁路压覆1628.04万吨，西鄂保护区压覆615万吨)，其中：探明的经济基础储量(121b)7918万吨，控制的经济基础储量(122b)6265万吨，推断的内蕴经济资源量(333)为7551.04万吨，氧化煤203万吨。

根据矿山提供的“公乌素煤矿历年动用量情况说明”，2019年1月至2025年7月公乌素煤矿共动用16煤层资源量801.66万吨，其中探明资源量506.57万吨、控制资源量249.33万吨、推断资源量45.76万吨。

则，截至评估基准日保有资源储量21135.38万吨，其中探明资源量7411.43万吨，控制资源量6015.67万吨，推断资源量7505.28万吨，氧化带资源量203.00万吨。

(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“可研报告”，5煤和7煤东部资源因东乌铁路穿过，按要求留设了压覆煤柱，无法开采；因可采区分布范围、可采性、上下煤层的压茬关系，下部煤层的开采对这两层煤造成了破坏，剩余资源的大部分区域无法进行开采，造成剩下的资源为零星赋存，工作面布置困难，开采经济效益不高，因此设计暂划归为次边际经济资源量，不计入工业资源量中。其余煤层氧化带保有资源量203.00万吨，“可研报告”未纳入可利用资源量。

综上，本次评估依据“可研报告”，5煤、7煤和其余煤层氧化带资源量暂不利用。

根据“可研报告”推断资源量可信度系数为0.80。本次评估依据

“可研报告”选取。

扣除东乌铁路和西鄂保护区压覆资源量及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 17195.29 万吨。

(三)开采方案

(1)采煤方法和采煤工艺

矿井采用斜井开拓方式，现有两个工业场地，分别位于井田北部及南部。在南区风井场地新建南区回风立井，利用已有的主斜井、副斜井、进风井、北区回风井和缓坡副斜井，原煤出井口后经皮带栈桥及原煤仓直接进入矿井地面生产系统。利用已有的南区辅运大巷，并将原运输大巷改造为回风大巷，联通 221 采区回风上山与北区回风斜井，在运输下山与主斜井之间布置南区胶运大巷。

全井田划分 2 个水平采用上下山开拓，水平标高分别为 +1000m 水平和 +730m 水平；+1000m 水平为已有开拓水平，该水平以上已开采结束；+730m 水平(深部)采用上下山开拓。

矿井划分为 5 个采区，其中上煤组(9 煤和 12 煤)划分为 2 个采区，分别为 111 采区、121 采区，下煤组(16 煤和 17 煤)划分为 3 个采区，分别为 211 采区、221 采区和 222 采区。

采用长壁式综合机械化放顶煤采煤法。

(2)矿井运输

井下主运输采用带式输送机，辅助运输采用无轨胶轮车。

(3)矿井通风

矿井通风采用分区式通风方式，机械抽出式通风方法。

(四)产品方案

根据矿山生产销售实际，公乌素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》，内蒙乌海焦煤

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“可研报告”，设计薄煤层采区回采率为88%，中厚煤层采区回采率为83%，厚煤层采区回采率为78%，故本次评估采区回采率参照“可研报告”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“可研报告”，设计矿井永久煤柱损失2625.00万吨；保护煤柱618.00万吨。

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11249.78万吨。

(七)生产能力和服务年限

1. 生产能力

“公乌素煤矿”采矿许可证和安全许可证载明的生产规模为270.00万吨/年，“可研报告”设计生产规模亦为270.00万吨/年，故本次评估确定矿山未来生产年限内的生产规模为270.00万吨/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。“可研报告”设计储量备用系数为1.40，故本次评估参考“可研报告”确定储量备用系数1.40。

矿山属于改扩建生产矿山，根据乌海能源提供的“乌海能源公司

2025~2031年原煤生产规划”，改扩建期公乌素煤矿2025年生产规模30万吨/年、2026年生产规模100万吨/年、2027年生产规模180万吨/吨、2028年生产规模205万吨/年、2029年达产生产规模270万吨/年。

则将有关参数代入上述公式得本次矿井服务年限为：

$$T = [11249.78 - (5.05 + 100 + 180 + 205) \times 1.40] \div (270.00 \times 1.40) + 3 + 5/12 \\ \approx 31.36(\text{年})$$

则本次评估计算年限为31.36年，自2025年8月~2056年12月。其中：2025年8月至2028年12月为改扩建期，2029年达产。

(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 \times 各种产品的销售价格

2. 各种产品年销售量

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270.00万吨。

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 3.40%。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 70.20%，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。

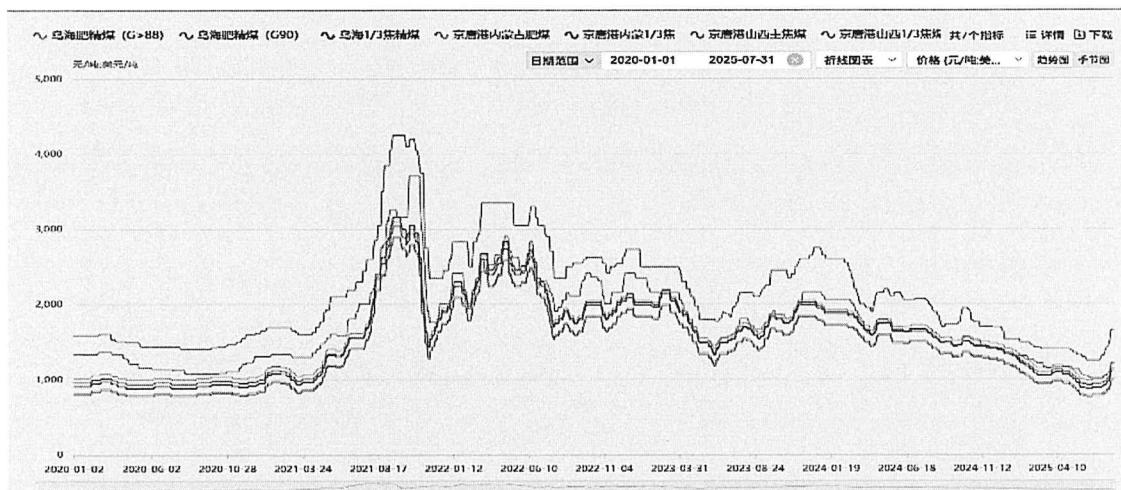
第四阶段(2023~2025 年 6 月)：供需宽松下的价值回归。自 2021 年 10 月开始，政策端强调保供增产，煤炭产能应放尽放。供应端在经过两年的释放后，产量有明显恢复。需求方面，由于 2021 年下半年开始房地产销售逐步走弱，钢材利润逐步走低，原料维持偏低库存策略，压力逐步向上游传导。焦煤供需格局逐渐转为宽松，价格持续下行，山西低硫主焦煤产地价跌至 1200 元/吨以下。

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。

公乌素煤矿为改扩建矿山，原建设有配套洗煤厂。根据乌海能源公司综合管理部下发相关会议纪要，2025 年 1 月神华集团海勃湾矿业有

限责任公司公乌素洗煤厂从矿山剥离，与老石旦煤矿配套洗煤厂重组为国能乌海能源海南煤炭加工有限公司(以下简称“海南加工厂”)独立经营。自此之后公乌素煤矿采出原煤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。公乌素煤矿目前仅有16煤销售价格，根据销售数据，2025年3~7月16煤原煤不含税销售价格为232.94元/吨。

考虑到公乌素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。苏海图煤矿与公乌素煤矿距离较近，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。根据统计近三年一期商品煤不含税价格及推算的16煤价格如下：

时期	苏海图原煤不含税价格(元/吨)	公乌素16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3~7月	427.73	232.94	
当期	441.37	240.37	
三年一期	800.93	436.19	

鉴于公乌素煤矿除16煤外，可采煤层还有9、12、17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	12煤层	比价系数	16煤层	比价系数	17煤层	比价系数
灰分比价	27.81	90.40	21.84	106.00	26.72	92.80	23.89	100.00
煤种比价	1/3焦煤	118.00	1/3焦煤	118.00	1/3焦煤	118.00	1/3焦煤	118.00
品种比较	原煤	108.00	原煤	108.00	原煤	108.00	原煤	108.00
水分比价	0.91	100.00	1.03	100.00	0.71	100.00	0.69	100.00
硫分比价	1.31	100.00	1.97	100.00	2.95	100.00	2.98	100.00
比价系数		115.21		135.09		118.26		127.44

参照上述文件，根据16煤实际销售价格，利用各煤层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综合价预

测未来年度煤价，经计算，公乌素煤矿 2025 年 1~7 月综合煤层不含税价格为 243.89 元/吨，三年一期综合不含税价格为 442.57 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 244.00 元/吨(取整，下同)，2027 年销售价格确定为 310.00 元/吨、2028 年销售价格确定为 376.00 元/吨，2029 年及以后年度煤炭销售价格确定为 443.00 元/吨。

4. 年销售收入计算

正常年份以 2029 年为例：

$$\text{正常年份销售收入} = 270.00 \times 443.00 = 119610.00(\text{万元})$$

(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》，公乌素煤矿为改扩建矿山，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，评估基准日公乌素煤矿已投固定资产如下表(单位：万元)：

序号	项目名称	评估基准日已投资评估值		评估利用固定资产	
		原值	净值	原值	净值
一	固定资产合计	71827.90	49634.44	72924.33	50730.87
1	井巷工程	4264.22	1701.33	5209.30	2646.41
2	建筑工程	26040.41	19822.91	26050.64	19833.14
3	机器设备	41523.27	28110.20	41664.39	28251.32

二	在建工程	1096.43	1096.43		
1	井巷工程	850.08	850.08		
2	机器设备	60.90	60.90		
3	其他费用	185.45	185.45		

注：与产品价格口径保持一致，固定资产中涉及洗煤厂相关资产予以剔除；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

①根据“可研报告”，矿山技术改造(矿井)建设项目总造价为94108.37万元，其中：矿建工程37037.18万元、土建工程3988.88万元、设备及工器具购置17850.27万元、安装工程13425.16万元、工程建设其他费用9051.02万元、工程预备费8135.25万元、建设期利息4620.61万元。

根据“在建工程一后续支出情况表”，矿山技术改造项目已投入其他费用(前期编制可研费用)185.45万元(含税，税率6%)。

本次评估将建设工程投资中的矿建工程归入井巷工程、土建工程归类房屋构筑物，机电设备购置、安装工程归为机器设备，其他费用中将土地使用费归入无形资产，剔除财务费用后按比例分摊至三类资产中，工程预备费、建设期利息等不纳入评估计算。扣减已投资产，经计算，2026年8月~2028年12月还需投资81167.06万元。

②根据关于“乌海能源公司《公乌素煤矿三号井北区辅运系统改造初步设计》的批复”(国鸟发[2023]65号)，缓坡斜井工程总运输系统改造除建设项目建设总造价为7316.83万元，其中：矿建工程4278.33万元、土建工程529.82万元、机电设备工程446.79万元、安装工程506.72万元、工程建设其他费用912.98万元、工程预备费467.22万元，建设期利息174.98万元。

根据“公乌素煤矿三号井北区辅运系统改造项目井巷工程合同一建设工程施工合同”，合同固定总价3396.37万元(含税)。“在建工程一后续支出情况表”，井巷工程已投资850.08万元(不含税，税率9%)。则，辅运系统改造项目于2025年8月~2027年还需投资4848.81万元(含税)。

综上，本次评估后续新增固定资产合计86015.87万元，其中：井巷

工程 44671.86 万元，房屋建筑物 5105.07 万元，机器设备 36238.94 万元。

本次评估后续新增矿井技改固定资产根据“可研报告”和“开采情况说明”中投资计划表按比例分别于 2026 年 8 月 ~ 2028 年 12 月投入，其他后续新增固定资产根据“在建工程—后续支出情况表”分别投入。

(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”，公乌素煤矿现有土地使用权评估结果为 2809.73 万元。故本次评估土地使用权费为 2809.73 万元。

根据“无形资产—其他无形资产评估明细表”，其他无形资产(软件、专利)评估结果为 304.22 万元。

本次评估将无形资产在评估基准日一次性全部投入。

4. 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：

$$119610.00 \times 22.00\% = 26314.20(\text{万元})$$

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。

公乌素煤矿为拟扩建生产矿山，2025年计划原煤产量30.00万吨、2026年计划原煤产量100.00万吨、2027年计划原煤产量180.00万吨、2028年计划原煤产量205.00万吨、2029年计划达产，达产年原煤产量270.00万吨。改扩建期至达产期企业根据当前经济水平合理编制了预算经营情况表。“可研报告”中设计的达产年总成本为“费用要素法”与“预算经营情况表”中达产年总成本(制造成本法)相近，考虑成本归集的统一性，本次评估改扩建期至达产期均依据企业预测成本选取。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

根据公乌素煤矿“预算经营情况表”，2025年8~12月原煤产量5.05万吨，发生材料费用934.43万元，折合原煤单位外购材料费185.04元/吨；2026年原煤产量100.00万吨，发生材料费用3545.49万元，折合原煤单位外购材料费35.45元/吨；2027年原煤产量180.00万吨，发生材料费用5637.60万元，折合原煤单位外购材料费31.32元/吨；2028年原煤产量205.00万吨，发生材料费用6420.60万元，折合原煤单位外购材料费31.32元/吨；2029年即达产年原煤产量270.00万吨，发生材料费用8456.40万元，折合单位外购材料费31.32元/吨。则，本次评估未来正常生产年份单位外购材料费为31.32元/吨。

以2029年为例，下同。则：

$$\begin{aligned} \text{正常生产年份年外购材料费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购材料费} \\ &= 8456.40(\text{万元}) \end{aligned}$$

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 36.49 元/吨。

$$\begin{aligned} \text{年外购燃料及动力费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位外购燃料及动力费} \\ &= 9851.82(\text{万元}) \end{aligned}$$

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 22838.96 万元，单位职工薪酬为 84.59 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 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:

$$\begin{aligned}\text{房屋建筑物年折旧额} &= (26050.64 + 5105.07 \div 1.09) \times (1 - 5\%) \div 30 \\ &= 973.25(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{机器设备年折旧额} &= (41664.39 + 36238.94 \div 1.13) \times (1 - 5\%) \div 12 \\ &= 5837.29(\text{万元})\end{aligned}$$

$$\text{年折旧额} = 973.25 + 5837.29 = 6810.54(\text{万元})$$

$$\text{单位折旧费} = 6810.54 \div 270.00 = 25.22(\text{元/吨})$$

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。因此,本项目评估在2033年、2045年更新投入原有机器设备(含进项税)47080.76万元,在2041年更新新增机器设备(含进项税)36238.94万元。

(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。在2033年、2045年回收原有机器设备残值2083.22万元,在2040年回收新增机器设备残值1603.49万元。

该项目在评估计算期末回收房屋建筑物和机器设备余值为44897.64万元。

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。

公乌素煤矿为低瓦斯矿井，矿山实际安全费用按 15.00 元/吨计提，因此，本次评估取单位安全费用为 15.00 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年安全费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位安全费用} \\ &= 4050.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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 $3.50 [= (9.50 - 675.00) \times 50\%]$ 元/吨，折旧性质的维简费为 3.50 元/吨。则：

$$\begin{aligned}\text{年维简费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位维简费} \\ &= 1890.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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：

$$\begin{aligned}\text{年井巷工程基金} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位井巷工程基金} \\ &= 675.00(\text{万元})\end{aligned}$$

9. 修理费

同“2. 外购材料费”，本项目评估改扩建期取单位修理费 0.51 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，新增投资年修理费为 $962.10 (= 36238.94 \div 1.13 \times 3.00\%)$ 万元，折合单位修理费为 $3.56 (= 962.10 \div 270.00)$ 元/吨，则未

来达产年修理费为 $4.08 (= 0.51 + 3.56)$ 元/吨。本项目评估单位修理费为 4.08 元/吨。

$$\begin{aligned} \text{年修理费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位修理费} \\ &= 1101.10(\text{万元}) \end{aligned}$$

10. 装卸运输费

同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位装卸运输费 4.09 元/吨。

$$\begin{aligned} \text{年装卸运输费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位装卸运输费} \\ &= 1104.45(\text{万元}) \end{aligned}$$

11. 公共事业费

公共事业费为矿山物业费用。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位公共事业费 1.55 元/吨。

$$\begin{aligned} \text{年公共事业费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位公共事业费} \\ &= 417.24(\text{万元}) \end{aligned}$$

12. 取暖费、水费、检验检测费

取暖费主要为冬季取暖费用，水费主要用于矿山正常生产用水费用，检验检测费主要为原煤煤质化验费等。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位取暖费、水费、检验检测费分别为 1.16 元/吨、0.44 元/吨、1.61 元/吨。则年取暖费、水费、检验检测费为 865.00 万元。

13. 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 16.26 元/吨。

$$\begin{aligned} \text{年设备租赁费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位设备租赁费} \\ &= 4389.51(\text{万元}) \end{aligned}$$

14. 专业化服务费

专业化服务费为材料服务费、矿山救护费等。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位专业化服务费 5.34 元/吨。

$$\begin{aligned} \text{年专业化服务费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位专业化服务费} \\ &= 1441.80(\text{万元}) \end{aligned}$$

15. 环境恢复治理和土地复垦费

根据 2021 年 1 月煤炭科学技术研究院有限公司编制的《内蒙古自治区神华集团海勃湾矿业有限责任公司乌素煤矿三号井矿山地质环

境保护与土地复垦方案》及审查表，设计环境恢复治理和土地复垦总投资支出分别为 314.99 万元、10255.24 万元，预备费分别为 1.30 万元、293.76 万元，对应的采出量为 $8647.14 (= 12106.00 \div 1.40)$ 万吨，折合单位环境恢复治理和土地复垦费为 1.19 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 321.30 万元。

16. 技术服务费

主要用于矿山委托第三方编制各种设计报告的费用等。同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位技术服务费 3.61 元/吨。

$$\begin{aligned} \text{年技术服务费} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位技术服务费} \\ &= 974.70(\text{万元}) \end{aligned}$$

17. 其他费用

同“3. 外购燃料及动力费”，本项目取单位其他费用 2.33 元/吨。

$$\begin{aligned} \text{年其他费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位其他费用} \\ &= 630.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

18. 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，水土保持补偿费、无形资产摊销重新计算。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 4.20 元。则：

$$\begin{aligned} \text{年其他管理费用} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位其他管理费用} \\ &= 1134.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

(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 13.82 元/吨。

$$\begin{aligned} \text{年管理职工薪酬} &= \text{原煤年产量} \times \text{单位管理职工薪酬} \\ &= 3731.79(\text{万元}) \end{aligned}$$

(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，原有土地使用权按评估计算年限进行摊销；后续新增土地使用权按矿山剩余计算年限进行摊销，其他无形资产按账面剩余平均年限 6.67 年进行摊销。

以 2029 年为例：

$$\text{年土地使用权摊销费} = 2809.73 \div 31.36 = 89.59(\text{万元})$$

$$\text{年其他无形资产摊销费} = 304.22 \div 6.67 = 38.03(\text{万元})$$

年摊销费合计为 127.61 万元。

折合单位摊销费用为 0.47(= 127.61 ÷ 270.00)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，年水土保持补偿费 540.00 万元。

则管理费用合计为 5533.40(= 1134.00 + 3731.79 + 127.61 + 540.00)万元。

19. 研发费用

根据“鸟海能源公司后续研发费用预计情况”，预计后续鸟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 191.38 万元，单位研发费用为 0.71 元/吨。

20. 销售费用

根据企业提供的“2025 年代理销售合同补充协议”，公乌素煤矿原煤由国家能源集团鸟海能源有限责任公司供销中心统一销售，国家能源集团鸟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 1196.10 万元，折合单位费用 4.43 元/吨。

21. 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：

$$\begin{aligned} \text{年流动资金贷款利息} &= 26314.20 \times 70\% \times 3.00\% \\ &= 552.60(\text{万元}) \end{aligned}$$

折合单位财务费用为 2.05(= 552.60 ÷ 270.00)元/吨。

22. 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 271.45 元/吨、单位经营成本 237.71 元/吨；年总成本费用 73291.30 万元、年经营成本 64180.55 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 + + 装卸、运输费 + 公共事业费 + 检验检测费 + 取暖费 + 水电费 + 设备租赁费 + 专业化服务费) × 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、装卸、运输费、公共事业费、检验检测费、取暖费、水费、设备租赁费、专业化服务费之和为税基，装卸、运输费、取暖费、水费税率为 9%，公共事业费、检验检测费、专业化服务费税率为 6%，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、外委服务费、装卸、运输费、公共事业费、化验、设计费、取暖费、水费、设备租赁费的进项税，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：

$$\begin{aligned} \text{年销项税额} &= \text{年销售收入} \times 13\% \\ &= 119610.00 \times 13\% \\ &= 15549.30(\text{万元}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{年进项税额} &= (\text{年外购材料费} + \text{年外购燃料及动力费} + \text{年修理费} + \\ &\quad \text{设备租赁费}) \times 13\% + (\text{装卸、运输费} + \text{取暖费} + \text{水费}) \times 9\% + (\text{专业化服} \\ &\quad \text{务费} + \text{公共事业费} + \text{化验、设计费}) \times 6\% \\ &= 3394.94(\text{万元}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{年应纳增值税} &= \text{销项税额} - \text{进项税额} - \text{不动产进项税额抵扣} - \text{机} \\ &\quad \text{器设备进项税额抵扣} \\ &= 15549.30 - 3394.94 - 0 - 0 \\ &= 12154.36(\text{万元}) \end{aligned}$$

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 5% 缴纳，因此，本次评估城市维护建设税税率取 5%。则：

$$\begin{aligned}\text{年城市维护建设税} &= \text{年应纳增值税} \times 5\% \\ &= 12154.36 \times 5\% \\ &= 607.72(\text{万元})\end{aligned}$$

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、外国企业和外籍个人)实际缴纳的增值税、营业税和消费税税额的 2%。则：

$$\begin{aligned}\text{年教育费附加} &= \text{年应纳增值税} \times (3\% + 2\%) \\ &= 12154.36 \times 5\% \\ &= 607.72(\text{万元})\end{aligned}$$

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二十一次会议通过)，内蒙古自治区煤炭原煤的资源税适用税率为 10%、选矿的资源税适用税率为 9%，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：

$$\begin{aligned}\text{年资源税} &= \text{年原煤销售收入} \times \text{资源税税率} \\ &= 119610.00 \times 10\% \\ &= 11961.00(\text{万元})\end{aligned}$$

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2034年为例，本次评估确定正常年份水利建设基金费为 $60.77(=12154.36 \times 0.50\%)$ 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，公乌素煤矿2024实际缴纳房产税和土地使用税分别为151.13万元、135.86万元；除房产税和土地使用税实际缴纳其他税费为359.57万元，折合单位其他税费为2.37元/吨，则本次评估未来正常生产年份其他税金为 $926.89(=151.13 + 135.86 + 2.37 \times 270.00)$ 万元。

正常年份年销售税金及附加合计为 $14164.10(=607.72 + 607.72 + 11961.00 + 60.77 + 926.89)$ 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。公乌素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：

$$\begin{aligned}\text{企业所得税} &= (119610.00 - 73291.30 - 14164.10 - 153.10) \times 15\% \\ &= 4800.22(\text{万元})\end{aligned}$$

(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、建设期、生产规模、产品结构、开发技术水平及预测经营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公乌素煤矿三号井采矿权”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80844.49万元，采矿权评估价值80844.49万元，大写人民币捌亿零捌佰肆拾肆万肆仟玖佰元整。

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公乌素煤矿三号井采矿权的采矿许可证有效期限至2031年12月1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)本次评估矿山技改期和达产期成本费用的选取主要参考神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿预算经营情况表数据取值，技改期和达产期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《神华集团海勃湾矿业有限责任公司公乌素煤矿三号井改建项目(扩大开采标高)可行性研究报告》，为保障矿山技改期间的矿井生产能力，减少矿井生产“空档期”，在技改期间实施连采连充膏体充填开采技术项目。技改完成后正式生产时，不再使用该开采技术，待后期开采边角煤和压覆煤时再利用。企业关于“公乌素煤生产现状”表述矿山仅技改期 2028 年和 2029 年采用连采连充开采工艺，但未预测连采连充开采成本，也未制定后期连采连充开采计划。鉴于此，考虑连采连充还需增加相应的投资，对应的成本无法获取，本次评估矿山技改期不考虑连采连充开采工艺，亦不考虑连采连充投资及可享有的资源税优惠。

(四)依据 2021 年 1 月 18 日，内蒙古自治区自然资源厅与神华集团海勃湾矿业有限责任公司签订的“内蒙古自治区采矿权出让合同(出让收益缴纳)”(合同编号：1500022021C006)，公乌素煤矿应缴纳出让收益 111769.25 万元，截止评估基准日已缴纳出让收益 58120.01 万元，剩余未缴纳出让收益 53649.24 万元，分别于 2026 年至 2031 年分期缴纳。

(五)根据“可研报告”，设计可采煤层分别为 9、12、16、17 煤，目前安全生产许可证许可范围 9、12、16 煤，本次评估依据“可研报告”假设未来 17 煤可以取得合法开采手续。

(六)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。

(七)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。

(八)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、可研报告等),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、可研报告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。

(九)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。

(十)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。

(十一)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



神华集团海勃湾矿业有限责任公司

露天煤矿采矿权评估报告

中企华矿评报字[2025]第 1071 号

(共二册，第一册)

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:1102420250202064418

评估委托方: 国家能源投资集团有限责任公司、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露天煤矿采矿权评估报告

报告内部编号: 中企华矿评报字[2025]第1071号

评估值: 533.10(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露天煤矿 采矿权评估报告

目录

评估报告摘要.....	3
评估报告正文.....	6
一、评估机构.....	6
二、委托人及采矿权人.....	6
三、评估对象和范围.....	9
(一)评估对象和范围.....	9
(二)矿业权历史沿革和矿业权价款处置情况	10
四、评估目的	11
五、评估基准日	11
六、评估依据.....	11
(一)法律、法规依据.....	11
(二)行为、产权和取价依据	12
七、评估实施过程	13
八、矿产资源勘查和开发概况.....	14
(一)矿区位置和交通.....	14
(二)自然地理.....	14
(三)以往地质工作	15
(四)矿区地质概况.....	16
(五)煤层与煤质	20
(六)开采技术条件.....	24
(七)矿山开发利用现状	26
九、评估方法	26
十、评估指标和参数	26
(一)保有资源储量	27
(二)评估利用矿产资源储量	27

(三)采矿工艺	28
(四)产品方案	28
(五)采、选煤技术指标	28
(六)评估利用可采储量	28
(七)生产能力和服务年限	29
(八)销售收入	29
(九)折现率	35
(十)采矿权权益系数	35
十一、评估假设	36
十二、评估结论	36
十三、评估基准日期后重大事项	36
十四、特别事项说明	37
十五、评估报告的使用限制	38
十六、矿业权评估报告日	38
十七、评估机构和评估责任人	39
十八、神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天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露天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露天煤矿采矿权评估可采储量和矿井服务年限估算表

十九、神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天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露天煤矿 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、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露天煤矿采矿权。

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“神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天煤矿采矿权”进行价值评估，本次评估即为该经济行为提供参考意见。

评估基准日：2025年7月31日。

评估方法：收入权益法。

评估主要参数：采矿权评估范围内截止2025年7月31日保有资源储量776.64万吨，评估利用资源储量为653.96万吨。评估计算年限3.42年。产品方案为原煤，以2026年为例，正常年份销售价格(坑口不含税)为202.00元/吨。年销售收入3030.00万元。折现率为7.80%，采矿权权益系数为3.90%。

评估结论：经评估人员对该矿业权尽职调查和当地煤炭市场的调查分析，按照矿业权评估的原则和程序，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露天煤矿采矿权”于2025年7月31日评估价值533.10万元，大写人民币伍佰叁拾叁万壹仟元整。

特殊事项说明：

1.本次评估确定可采储量时，对于TD资源量的扣减，是根据资源量的可靠程度，按照评估准则要求的专业判断，并不是评估范围的调整或扣减，也并不是评估结论的遗漏。

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事宜使用，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；委托人国家能源投资集团有限责任公司、中国神华能源股份有限公司以及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露天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。

(以下无正文，为《神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天煤矿
采矿权评估报告》签字盖章页)

法定代表人(权忠光):

权忠光

项目负责人(胡宏源):



矿业权评估师(胡宏源、宋益红):



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露天煤矿 有限责任公司采矿权评估报告

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、中国神华能源股份有限公司的委托，根据国家有关矿业权评估的规定，本着独立、客观、公正的原则，按照恰当的矿业权评估方法，对神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天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露天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作出了公允反映，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、委托人及采矿权人

1. 委托人

本次评估的委托人为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，工商信息分述如下：

(1) 委托人之一

本次评估委托方之一为国家能源投资集团有限责任公司(以下简称“国能集团”)

名称：国家能源投资集团有限责任公司

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

成立日期：1995 年 10 月 23 日

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。)

(2)委托人之二

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

注册资本：1,986,851.9955 万元

类型：其他股份有限公司(上市)

统一社会信用代码：91110000710933024J

成立日期：2004 年 11 月 8 日

营业期限：2004 年 11 月 8 日至无固定期限

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。)

2.采矿权人

本次评估采矿权人为神华集团海勃湾矿业有限责任公司(以下简称“海勃湾公司”)，公司简介如下：

名称：神华集团海勃湾矿业有限责任公司；

类型：有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资)；

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；

注册资本：24,786 万(元)；

营业期限：2001 年 09 月 19 日至 2099 年 12 月 31 日；

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

3.采矿权运营方

露天煤矿实际运营主体为乌海市路天矿业有限责任公司(以下简称“路天公司”)简介如下：

名称：乌海市路天矿业有限责任公司；

类型：其他有限责任公司；

住所：内蒙古自治区海南区公乌素镇；

法定代表人：肖波；

注册资本：7,826.47 万(元)；

成立日期：2004 年 04 月 22 日；

营业期限：2004 年 04 月 22 日至 2035 年 05 月 21 日；

经营范围：许可经营项目：无一般经营项目：煤炭开采、洗选、土石方剥离、运输、提供劳务服务、矿山安全技术服务

海勃湾公司为国家能源集团乌海能源有限责任公司全资子公司；

路天公司为国家能源集团乌海能源有限责任公司控股子公司。

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露天煤矿(以下简称“露天煤矿”)采矿权。

采矿权人: 神华集团海勃湾矿业有限责任公司; 采矿许可证证号: C150000201110120120203; 开采矿种: 煤; 开采方式: 露天/地下开采; 生产规模: 120.00 万吨/年; 矿区面积: 6.7532 平方公里。有效期限: 柒年, 自 2022 年 12 月 25 日至 2029 年 12 月 25 日; 发证机关: 内蒙古自治区自然资源厅; 开采深度由 1235 米至 1024 米标高, 共由 43 个拐点圈定。矿区拐点坐标如下(2000 国家大地坐标系):

拐点编号	2000 大地坐标系		拐点编号	2000 大地坐标系	
	X	Y		X	Y
1	4355374.488	36406599.8	23	4352939.456	36405234.8
2	4355559.499	36407472.82	24	4354009.471	36405204.8
3	4355439.498	36407934.82	25	4354199.472	36405324.8
4	4355319.498	36408148.82	26	4354199.472	36405324.8
5	4354859.495	36408174.82	27	4354589.474	36405484.81
6	4354881.496	36407934.82	28	4355139.477	36405594.8
7	4354829.495	36407934.82	29	4355584.489	36405914.8
8	4354759.485	36407534.82	30	4355584.489	36405834.8
9	4354084.482	36407214.82	31	4355959.49	36405954.8
10	4353154.467	36407044.82	32	4355959.49	36405934.8
11	4352809.466	36406669.82	33	4356459.593	36406164.95
12	4353259.468	36406684.82	34	4357309.616	36406784.95
13	4353459.469	36406734.82	35	4357349.616	36406834.95
14	4353709.47	36406614.82	36	4357299.616	36407224.95
15	4353794.47	36406484.81	37	4357184.616	36407334.96
16	4353734.47	36406399.81	38	4357004.625	36407634.97
17	4353559.469	36406334.82	39	4356679.614	36407314.96
18	4353234.468	36406119.82	40	4356703.614	36407274.96
19	4352469.464	36406034.82	41	4356459.503	36407214.8

拐点编号	2000 大地坐标系		拐点编号	2000 大地坐标系	
	X	Y		X	Y
20	4352249.453	36405784.82	42	4356094.501	36407034.8
21	4352509.454	36405704.82	43	4355689.489	36406744.8
22	4353059.467	36405764.82			

(二) 矿业权历史沿革和矿业权价款处置情况

1. 矿业权历史沿革

露天煤矿为整合矿井，由原露天煤矿、原新达煤矿三号井、原神海四号井、原神海五号井、原海神七号井、原福源煤矿、原公乌素办事处煤矿、原张翠兰煤矿等八个煤矿整合而来。2008年10月15日取得采矿许可证，证号为1500000820635，采矿权人为神华集团海渤湾矿业有限责任公司，矿山名称：神华集团海渤湾矿业有限责任公司露天煤矿；开采方式：露天/地下开采；生产规模120.00万吨/年；矿区面积6.753km²，有效期期限为2008年12月至2013年12月。

2011年换发采矿许可证，证号变更为C1500002011101120120203，矿区面积为6.753平方公里，有效期限自2011年10月8日至2013年12月15日。

2013年换发采矿许可证，矿区面积为6.753平方公里，有效期限自2013年12月15日至2016年12月15日。

2016年换发采矿许可证，矿区面积为6.753平方公里，有效期限自2016年12月16日至2017年12月16日。

2017年换发采矿许可证，证号C1500002011101120120203，面积6.7531平方公里，有效期自2017年12月15日至2020年12月15日。

2020年换发采矿许可证，证号C1500002011101120120203，面积6.7531平方公里，有效期自2020年12月15日至2022年12月15日。

2022年换发采矿许可证，矿区面积6.7532平方公里。有效期限：柒年，自2022年12月25日至2029年12月25日。

2. 矿业权价款处置情况

根据采矿权评估报告备案证明(内国资采矿评备[2008]32号)，核实保有资源储量2934万吨，评估利用资源储量2829.70万吨，可采储量1909.92万吨，评估结果为11976.49万元。根据企业提供的缴款凭

证，该价款已经缴纳完毕。

经查询采矿权价款对应储量报告，截至 2006 年底，露天煤矿采矿权范围内累计查明资源量 9520 万吨，保有资源量 2934 万吨。根据查询“2024 年储量年报”，截至 2024 年底累计查明量为 10014.40 万吨，则新增资源量 494.40 万吨未有偿处置，未来需缴纳出让收益金。

3. 评估史

本次评估未收集到以往评估报告。

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“神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天煤矿采矿权”进行价值评估，本次评估即为该经济行为提供参考意见。

五、评估基准日

本次采矿权评估基准日为 2025 年 7 月 31 日。

六、评估依据

(一) 法律、法规依据

1. 《中华人民共和国矿产资源法》(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. 《矿产资源开采登记管理办法(2014 修订)》(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);
5. 《探矿权采矿权转让管理办法(2014 修订)》(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. 《矿业权评估管理办法(试行)》(国土资源部国土资发[2008]174 号);

7. 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);
8. 《中国矿业权评估准则》(中国矿业权评估师协会, 2008年8月);
9. 《中国矿业权评估准则》(二)(中国矿业权评估师协会, 2010年9月);
10. 《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);
11. 国家市场监督管理总局、国家标准化管理委员会发布的《固体矿产地质勘查规范总则》(GBT13908-2020);
12. 《矿产地地质勘查规范煤》(DZ/T0215-2020);
13. 国家市场监督管理总局、国家标准化管理委员会2020年发布的《固体矿产资源储量分类》(GB/T17766-2020);
14. 《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. 矿业权人承诺函;
2. 评估委托人和采矿权人营业执照;
3. 采矿许可证(证号: C1500002011101120120203);
4. 关于《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素精查区神华集团海勃湾矿业公司露天煤矿煤炭资源储量核实报告》矿产资源储量评审备案证明(内国资储备字[2013]109号)及其评审意见书(中矿蒙储评字[2013]48号);
5. 《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素精查区神华集团海勃湾矿业公司露天煤矿煤炭资源储量核实报告》(神华地质勘查有限责任公司, 2012年4月);
6. 《神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天煤矿2024年储量年度报告》(霍林郭勒市三鼎测绘有限公司, 2025年1月)及其审查意见;
7. 《神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天煤矿(整合)资源开发利用方案说明书》(山西华能设计工程有限公司, 2008年6月)及其审

查意见书(内矿审字[2008]084号);

- 8.企业提供的财务资料;
- 9.采矿权价款相关资料;
- 10.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月中旬至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露天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

2025年8月18日至2025年10月25日,评估人员赴乌海市对露天煤矿的现状、地质、煤层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,包括核实报告、采矿许可证、开发利用方案等,同时对资料存在的问题交换了意见。

(四)评定估算阶段

2025年10月26日至2025年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露天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日至12月6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

露天煤矿位于内蒙古自治区乌海市东南 45km，处于桌子山煤田公鸟素精查区 2~18 号勘探线之间，行政区划隶属于乌海市海南区公鸟素镇管辖。地理坐标：东经：106°53'45"~106°55'37"; 北纬：39°17'55"~39°20'37"。

露天煤矿位于内蒙古自治区乌海市东南 45km 处，核实区专用铁路线与包兰铁路支线海勃湾~拉僧庙相接，109 国道从矿区南侧约 30km 处通过，与煤矿有简易公路相通，交通十分方便。

(二)自然地理

1. 地形地貌特征

矿区地形为丘陵地带，东南稍高，西北较平缓。海拔标高为 1194~1260(m)，最高点位于矿区东南部，标高为 1260.48m，最低点位于矿区的中西部，标高为 1194.34m，高差为 66.14m。矿区内地表大部分被第四系风积沙覆盖，具有高原荒漠地貌特征，存在风蚀的沙土残丘。矿区内无明显地表水系，公鸟素沟横贯矿区中部，一般情况下没有流水，仅在雨季形成洪水从东向西汇集到拉僧庙沟而注入黄河。

2. 气象水系

矿区属半沙漠干旱高原大陆性气候，冬季寒冷，夏季炎热，春秋干燥，日温差大。最高气温 36.2℃，最低气温-30.4℃，年平均降水量 247.7mm，降水多集中在 7、8、9 三个月内，年蒸发量 3132.1mm~3919.3mm，平均 3486.1mm。常年以西北风为主，平均风速 3.2m/s，最大风速 24m/s。最大冻土深度 1.24m。。

3. 社会经济状况

乌海市是以煤炭为主导产业的中型工业城市，公鸟素矿区位于桌子山煤田的南端，煤炭资源丰富，经济较为发达，主产业除煤炭生产外，还有水泥、化工、建材、炼焦工业。

矿区电力资源丰富，主要来源于公鸟素 35KV 变电站，矿区水源取自地下水，取水方式为深井，利用勘探中 105 号、106 号生产勘探

孔为本区永久水源井。

总之，该区水电供应可以满足生产需要。

(三)以往地质工作

矿区地质工作始于 1960 年，先后经过普查、详查、精查、补充地质勘探和资源储量核实工作。主要地质成果如下：

1960 年开始公乌素矿区地质勘查，地勘单位先后提交该区的普、详查地质报告。1965 年，贺兰山煤炭工业公司内蒙古自治区分公司地质勘探公司 117 勘探队在该区进行了精查地质工作。于 1965 年 11 月提交了《内蒙古自治区伊克昭盟桌子山煤田公乌素矿区精查地质报告》，该报告经内蒙古煤炭工业领导小组于 1968 年以“(68)蒙煤中批字第 7 号”文批准该报告的储量，总计 35920.6 万吨。其中露天 11448.3 万吨(可靠储量 7385.4 万吨，较可靠储量 4062.9 万吨)；矿井 24472.3 万吨(可靠储量 13480.2 万吨，较可靠储量 10992.1 万吨)。

露天煤矿于 1989 年由海勃湾矿务局生产勘探队进行了补充地质勘探，原公乌素矿区精查报告把矿井区和露天区写在一个报告里，使露天矿区高级储量所占比例不足，通过补勘，露天煤矿高级储量 A+B 级由原来的 59.8% 增加到 73.4%，满足了生产需要。补勘报告在原报告的基础上编制，1989 年 10 月 2 日提交了《内蒙古自治区海勃湾矿务局公乌素露天煤矿生产地质补充勘探报告》，该报告经内蒙古自治区煤炭厅以“内煤地测字(1989)第 30 号”文批复。批准储量 A+B：7563.2 万吨，A+B+C：10299.4 万吨。

2005 年 3 月露天煤矿委托乌海市天元地质勘探有限公司编制《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素精查区神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天煤矿煤炭资源储量核实报告》。于 2005 年 11 月 30 日送交北京中矿联咨询中心申报评审，经专家评审通过，并以“内国土资源储备[2006]275 号文”下达备案证明。批准煤炭资源总量为 7713 万吨，消耗资源储量 4442 万吨；划为限采的高硫煤资源储量 662 万吨；保有资源储量 2611 万吨，其中探明的经济基础储量(121b)877 万吨、控制的经济基础储量(122b)1641 万吨、推断的内蕴经济资源量(333)93 万吨。

2006 年神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天煤矿委托乌海市

天元地质勘探有限公司编制了《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素精查区神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天煤矿(整合)煤炭资源储量核实报告》，该报告根据 2007 年 4 月 24 日内蒙古自治区国土资源厅划定矿区范围的批复(内国土资采划字[2007]0092 号)，对原露天煤矿、原新达煤矿三号井、原神海四号井、原神海五号井、原神海七号井、原福源煤矿、原公乌素办事处煤矿、原张翠兰煤矿等八个煤矿整合后的矿区资源储量进行了核实，并于 2008 年 4 月 15 日由内蒙古自治区国土资源厅以国资储备字[2008]071 号文评审备案(评审基准日：2006 年 12 月 31 日)。查明煤炭资源总量为 9692 万吨，截止 2006 年 12 月 31 日消耗资源储量 6096 万吨；划为限采的高硫煤资源储量 662 万吨；保有资源储量 2934 万吨，其中探明的经济基础储量(121b)880 万吨，控制的经济基础储量(122b)1707 万吨，推断的内蕴经济资源量(333)347 万吨。

2012 年神华地质勘查有限责任公司对矿区进行了储量核实，并编制了《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素精查区神华集团海勃湾矿业公司露天煤矿煤炭资源储量核实报告》，截至 2011 年底露天煤矿采矿权范围内获得资源储量 9520 万吨，其中已消耗 7556 万吨，保有资源量 1964 万吨(包括高硫煤 867 万吨)，其中：(121b)级资源量 721 万吨；(122b)级资源量 438 万吨(含高硫煤 151 万吨)；(333)级资源量 805 万吨(含高硫煤 716 万吨)。该报告经北京中矿联咨询中心以“中矿蒙储评字[2013]48 号”评审通过，并于 2013 年经内蒙古国土资源厅以“内国资储备字[2013]109 号”文备案。

2025 年，霍林郭勒市三鼎测绘有限公司对露天煤矿进行了 2024 年储量动检，并出具了《神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天煤矿 2024 年储量年度报告》，截至 2024 年底，露天煤矿采矿权范围内保有资源储量 790.59 万吨(储量年报合计数为 792.59 万吨，与分项合计数不一致，经咨询企业，为年报编制单位计算错误)；其中，控制资源量 163.24 万吨，推断资源量 627.35 万吨。

(四) 矿区地质概况

1. 地层

矿区内地表大部为第四系风积砂覆盖，只在局部地区零星出露石炭系上统太原组、二叠系下统山西组地层。根据钻孔揭露及区域地层资料，矿区地层由老至新有：

(1) 奥陶系中统(O₂):

仅上岩段出露于矿区北侧，岩性以灰绿色、绿色砂岩及泥岩为主，富含钙质，中夹泥灰岩，为本矿区含煤地层的基底。出露厚度仅数米，含腕足类及笔石化石，属浅海相沉积。与上覆地层呈平行不整合接触。

(2) 石炭系上统太原组(C₂f):

为矿区主要含煤地层之一，含 8 层煤，总厚度 228m。依据其岩性组合及沉积旋回特征，太原组划分为三个岩段。

第一岩段(C₃f¹)：矿区广泛发育，全层厚 110m，岩性以深灰色、灰色砂质泥岩与泥岩互层，底部为灰白色粗粒砂岩。与下伏奥陶系呈平行不整合接触。

第二岩段(C₃f²)：该岩段从太原组底界至 14 号煤层顶板泥灰岩底界，厚度平均 38m，岩性以深灰色、灰白色砂质泥岩为主，夹细砂岩及粘土质泥岩。含 14、15、16、17、18、19 号煤层，称为丙煤组。其中 16 号煤层厚度大，较稳定，全区可采，结构复杂，含 3—7 层夹矸，厚度一般为 8.5m；17 号煤层厚度不大，但大部可采；15 号煤层局部可采。其它煤层无工业开采价值。

第三岩段(C₃f³)：该岩段从 14 号煤层顶板泥灰岩底界至太原组顶界，厚度平均 80m，岩性主要以灰色细砂岩、砂质泥岩、泥岩为主，夹薄层泥灰岩，含 12、13 号煤层。12 号煤层为局部可采，13 号极不稳定且不可采。

(3) 山西组(P₁s)

为矿区主要含煤地层之一，总厚度 140m。含 1、2、3、5、6、7、9 号煤层，主要可采煤层为 9 号煤层，7 号煤层为局部可采煤层。根据岩性组合特征及煤层发育情况将山西组划分为四个岩段。

第一岩段(P₁s¹)：该岩段从山西组底界至 7 号煤层顶板砂岩为界，厚度约 32m 左右，岩性以深灰色砂质泥岩及灰白色砂岩为主，夹粘土

质泥岩。含 7、9 号煤层，其中 7 号煤层为局部可采煤层，9 号煤层全区可采。

第二岩段(P_1S^2)：该岩段从 7 号煤层顶板砂岩底界至 5 号煤层上部粗粒砂岩底界，平均厚度 48m，岩性为灰白色砂岩夹深灰色砂质泥岩及粘土质泥岩，局部为黄绿色。含 5、6 号煤层。5 号煤层在桌子山煤田为局部可采煤层，核实区内已变薄尖灭。6 号煤层为一煤线极不稳定，不可采。

第三岩段(P_1S^3)：该岩段从 5 号煤层上部粗粒砂岩底界至 2 号煤层顶板砂岩底界，平均厚度 11m。岩性为灰、黄绿色砂质泥岩夹灰色粘土质泥岩，局部为细砂岩，含 2、3 号煤层，核实区内均不可采。

第四岩段(P_1S^4)：该岩段从 2 号煤层顶板砂岩底界至山西组顶界，平均厚度 49m，岩性以灰色砂岩为主，局部相变为泥岩。本岩段偶夹煤线一层，为 1 号煤层层位，无经济价值，不可采。

(4) 第四系(Q)

岩性为风积砂、残坡积物及冲洪积层，由砂土、亚砂土及砂砾组成，厚度 0~22m，一般为 5m。不整合于各老地层之上。

2. 构造

矿区位于拉僧仲背斜向南倾没部分，次一级的褶曲为矿区基本构造形态，断层也比较发育，主要构造线方向为北北东向。区内无火成岩活动，根据地质勘探及矿区揭露的资料，现将影响矿区的主要构造分述如下：

(1) 褶曲

褶曲自西向东分述如下：

公乌素向斜：位于公乌素背斜之东与其相邻，向斜轴北北东向，全长 6.5km，东翼被公乌素逆断层所破坏，西翼倾角 15°~18°，开阔平缓适于露天开采。

S3 向斜：位于矿区南部公乌素向斜南侧，全长 2.2km，西翼倾角 4°~9°，东翼倾角 5°~10°。

公乌素背斜：位于矿区中部，走向北北东向，自南向北倾没，矿

区出露 3km。西翼倾角 $10^{\circ} \sim 15^{\circ}$, 东翼倾角 $15^{\circ} \sim 18^{\circ}$, 其轴部煤层赋存较浅, 有利于露天开采。

S1 向斜: 位于公鸟素背斜与 A1 背斜之间, 轴向为 NNW, 全长 2Km, 仅影响到煤层浅部, 为核实区内主要构造。

A1 背斜: 位于矿区东侧外围, 轴向近 SN 向, 土度部均被剥蚀公残自北向南倾伏, 并受 F10 断层破坏, 未延伸至矿区深部, 矿区内长 1km, 西翼倾角 $36^{\circ} \sim 41^{\circ}$, 东翼倾角 20°

(2)断层

本区断层发育, 按其走向分为两类, 一类是北北东向, 多为逆断层, 落差较大, 另一类为北东向或东西向, 多为正断层, 倾角比较大, 但落差不大。落差大于 30m 的断层共计 5 条, 落差大于 15m 的断层共计 13 条, 但互相切割交叉不多。主要断层特征如下表:

序号	断层名称	断层性质	倾向	倾角(度)	落差(m)	电磁法报告落差	位置
1.	F1	逆断层	南东	27~35	30—90	25-30	三采区中部
2.	F16	逆断层	南东东	30~65	30—50	5-15	三、四采区中部
3.	F35	逆断层	西	40~50	21—60	21-60	三采区中部
4.	F56	逆断层	西	51~60	30	30-50	三采区中部
5.	F 公	逆断层	东	30~90	50—100	30-90	中部二、四采区分界线
6.	F10	逆断层	东	75	40		
7.	F2	正断层	北	50	15—125	50-100	矿区北部界线
8.	F8	正断层	南东	60	15~20	2-15	一、二采区北部
9.	F24	正断层	北北西	70	8~15	8-15	三采区中北部
10.	F23	正断层	北北西	70	15~20	15-20	一采区中部
11.	F37	正断层	北西	50	8~15	8-15	一、二采区中部

序号	断层名称	断层性质	倾向	倾角(度)	落差(m)	电磁法报告落差	位置
12.	F11	正断层	北西	70~83	15~125	15~125	南部界线
13.	F14	逆断层	东	50		30	一、二采区南部

3. 岩浆岩

矿区未见岩浆岩。

矿区基本为宽缓的褶曲构造形态，地层倾角介于 $5^{\circ} \sim 25^{\circ}$ 之间，平均 15° ；断层较发育，但规律性明显，分为北北东向和东西向两组，分布均匀，相互切割交插不多；未见岩浆岩，其地质构造复杂程度为中等类型。

(五)煤层与煤质

1. 含煤性

矿区含煤地层为石炭系太原组及二叠系山西组，太原组厚度 228m，山西组厚度 140m，含煤地层总厚度 368m。含煤 6 层，煤层平均总厚 16.68m，含煤系数 4.53%，可采煤层平均总厚 15.15m，可采煤层含煤系数 4.12%。

2. 可采煤层

矿区含可采煤层 6 层，编号为：7、9、12、15、16、17 号煤层，其中主要可采煤层 3 层，即 9、16、17 号煤层，次要可采煤层 3 层，即 7、12、15 号煤层。现分述如下：

(1)7 号煤层

位于二叠系下统山西组第一岩段(P_1s^1)中下部，煤层自然厚度 $0.20 \sim 4.01m$ ，平均 $1.23m$ ，煤层采用厚度 $0.20 \sim 3.38m$ ，平均 $1.05m$ 。发育较差，煤层厚度变化大，浅部一般可采，深部多不可采，煤层结构简单～复杂，含夹矸 $0 \sim 3$ 层，夹矸最大厚度 $0.65m$ 。为对比可靠、局部可采的较稳定煤层。距下部 9 煤层 $7.65 \sim 34.43m$ ，平均 $17.19m$ 。煤层埋藏深度 $2.57 \sim 80.87m$ ，平均 $26.49m$ 。

(2)9 号煤层

位于二叠系下统山西组第一岩段(P_1s^1)中下部，煤层自然厚度

0.61~7.98m, 平均3.88m, 煤层采用厚度0.61~6.27m, 平均3.47m。煤层结构简单~复杂, 含夹矸0~5层, 夹矸最大累计厚度2.74m。与下部12号煤层间距1.77~84.35m, 平均37.19m。为对比可靠、全区发育并可采的较稳定煤层。埋藏深度4.22~91.35m, 平均36.40m。

(3)12号煤层

位于石炭系上统太原组第二岩段(C_3t^3), 煤层自然厚度0.47~1.31m, 平均0.96m, 煤层采用厚度0.47~1.31m平均0.96m, 结构简单, 距下部15号煤层间距为19.69~95.07m, 平均间距37.13m。为对比可靠、全区发育局部可采的较稳定煤层。埋藏深度5.37~136.50m, 平均55.56m。

(4)15号煤层

位于石炭系太原组第一岩段(C_3t^2), 煤层自然厚度0.16~3.17m, 平均0.93m, 煤层采用厚度0.16~2.31m, 平均0.88m; 含夹矸0-2层, 夹矸最大厚度0.86m。与下部16号煤层间距0.42~7.32m, 平均3.03m。为对比可靠、局部可采的较稳定煤层。埋藏深度1.19~172.37m, 平均68.76m。

(5)16号煤层

位于石炭系上统太原组第一岩段(C_3t^2), 全区发育并可采, 煤层自然厚度2.94~14.31m, 平均8.52m, 煤层采用厚度2.94~11.71m, 平均厚度7.63m, 煤层结构复杂, 含矸0~10层, 夹矸最大累计厚度3.63m。与下部17号煤层间距1.63~14.81m, 平均间距5.42m。为对比可靠、全区可采的较稳定煤层。埋藏深度3.28~176.24m, 平均73.18m。

(6)17号煤层

位于石炭系上统太原组第一岩段(C_3t^2)下部, 全区发育并可采, 煤层自然厚度0.30~1.97m, 平均1.16m, 煤层采用厚度0.30~1.97m, 平均1.16m, 煤层结构简单, 为对比可靠、全区可采的较稳定煤层。埋藏深度8.32~189.22m, 平均83.34m。

3. 物理性质及煤岩特征

区内煤呈黑色、条痕褐黑色, 弱玻璃一玻璃光泽, 局部见弱沥青

光泽，硬度中等。线理状，条带状结构，块状、层状构造，参差状及阶梯状断口。内外生裂隙发育，裂隙中充填少量泥质物。

区内宏观煤岩类型为半亮一半暗型，煤岩显微组分以凝胶化基质为主，以丝炭、半凝胶化基质、角质等为辅。煤中杂质主要为同生期的泥质物、黄铁矿等，含量较少。

7号、12号和15号煤层视密度值为1.35t/m³，17号煤层视密度值为1.40t/m³，16号煤层视密度值为1.45t/m³，9号煤层视密度值为1.50t/m³。

4. 化学性质与工艺性能

各煤层煤质特征如下表：

煤层名称	洗选情况	Mt(%)	Ad(%)最小~最大平均	Vdaf(%)最小~最大平均	St,d(%)	Pd(%)	Qb,ad(MJ/kg)最小~最大平均	Qb,daf(MJ/kg)最小~最大平均	胶质层厚度Y(mm)	膨胀曲线形状
7	原煤	0.63-5. 94 1.56(18))	12.79-35.96 20. 73(17)	32.32-33.51 34. 33(18)	0.38-1.14 0.7 1(17)	0.01 42	24.6(1)			大之
	浮煤	0.84-5. 14 1.50(18))	6.00-16.73 10.1 2(17)	29.42-34.22 32. 16(18)	0.47-1.10 0.6 9(18)	0.02 63		32.9-35.63 4.7(5))	12-2117(14)	
9	原煤	0.76-7. 53 1.64(26))	15.24-33.92 27. 00(26)	29.26-36.89 31. 91(26)	0.32-1.87 0.8 2(26)	0.09 66	25.6(1)			之山
	浮煤	0.79-5. 05	10.01-18.32 14. 12(26)	26.86-34.26 30. 22	0.06-0.92 0.6 9(26)	0.06 64		32.6-34.23 3.8(4))	6-2114(20)	
	煤	1.48(26))								
12	原煤	0.35-11. .21 1.34	10.60-37.47 21. 43(53)	29.88-37.60 33. 38(50)	0.63-2.40 1.9 4(52)	0.00 78	22.4-31.63 27. 06(8)			之山
	浮煤	0.49-9. .24	3.01-19.20 12.2 1(52)	27.91-37.51 32. 55(52)	0.55-1.76 1.0 6(48)	0.00 99		34.79-35.99 35. 35(8)	16-4424(44)	
	煤									

煤层名称	洗选情况	Mt(%)	Ad(%)最小~最	Vdaf(%)最小~	St,d(%)	Pd(%)	Qb,ad(MJ/kg)	Qb,daf(MJ/kg)	胶质层厚度Y(mm)	膨胀曲线形状
			大平均	最大平均			最小~最大平均	均		
1	原煤 1.33(68))	1.39(52)								山
5	浮煤 1.09(66))	<u>0.40-19</u> <u>.18</u> 9.99-38.7220.0 6(67)	<u>26.23-38.2832.</u> 83(66)	<u>0.06-9.944.8</u> 2(67)	0.01	25.38-32.3928 .97(7)				之山
1	原煤 0.95(86))	<u>0.37-4.</u> <u>.09</u> 10.42-37.0424. 04(86)	<u>26.57-33.7529.</u> 96(85)	<u>0.48-4.522.6</u> 4(85)	0.02	<u>25.35-27.0925</u> .4(10)				山
6	浮煤 0.92(84))	<u>0.49-3.</u> <u>.56</u> 0.89-22.2711.3 9(84)	<u>24.29-31.9827.</u> 73(84)	<u>0.68-3.241.9</u> 9(82)	0.02		<u>32.70-36.4135.</u> 18(17)	<u>14-3621(</u> 83)		山之
1	原煤 0.84(89))	<u>0.32-4.</u> <u>.20</u> 10.46-37.6221. 96(88)	<u>27.12-37.2232.</u> 05(88)	<u>0.73-6.413.1</u> 6(87)	0.00	<u>23.45-29.2227</u> .11(9)				山之
7	浮煤 0.89(86))	<u>0.32-2.</u> <u>.97</u> 0.94-22.0111.6 7(86)	<u>24.68-32.9029.</u> 85(86)	<u>0.91-2.791.6</u> 5(83)	0.00		<u>33.27-36.5635.</u> 53(12)	<u>14-4826(</u> 77)		

5. 煤的可选性

各可采煤层中仅 7、12、17 号可选性为良等~优等；9 号煤层可选性为低等~良等，15 号煤层为良等；16 号煤层中上部及底部为优等，顶部及中下部为中低等~中等。精煤回收率 7、12、17 号煤层最好，其它各煤层均为低等。

6. 煤类及工业用途

按《中国煤炭分类(GB/T5751-2009)》划分，矿区内各煤层煤质及煤类如下表：

煤层 编号	灰分	硫分	挥发分	磷分	煤类
7	中灰煤	低硫煤	中高挥发分煤	低磷分煤	1/3JM
9	中灰煤	低硫煤	中高挥发分煤	中磷分煤	1/3JM
12	中灰煤	中硫煤	中高挥发分煤	特低磷分煤	1/3JM
15	中灰煤	高硫煤	中高挥发分煤	低磷分煤	FM
16	中灰煤	中硫煤	中等挥发分煤	低磷分煤	JM
17	中灰煤	高硫煤	中高挥发分煤	特低磷分煤	FM

矿区内可采煤层均可作为炼焦用煤或配煤；对高硫分的煤(15、17号)除考虑分别开采供化工用焦外，也可考虑与低硫煤搭配开采，混合洗选供冶金焦使用。此外，各煤层煤及氧化带煤均可作动力用煤。

7. 共(伴)生有益矿产

锗元素的分析化验结果为 $0.00064 \sim 0.00088\text{ (}64\text{-}88 \mu\text{g/g}\text{)}$ ，含量低，无经济价值。

该矿井瓦斯含量达不到工业利用品位，无开采价值。

(六)开采技术条件

1. 水文地质条件

16号煤层采掘影响到的顶板主要含水层有坚硬岩第一含水带和第二含水带，第一含水带岩性为白色砂岩，厚度为38.74m， $q=0.00865\text{L/s} \cdot \text{m} < q=0.1\text{L/s} \cdot \text{m}$ 第二含水带岩性为砂岩和石灰岩，厚31.04m， $q=0.0369\text{L/s} \cdot \text{m} < q=0.1\text{L/s} \cdot \text{m}$ ，由于公乌素逆断层基本条件不清，16号煤层开采时布置的1603工作面沿公乌素逆断层布置，断层隔水煤柱控制程度较低，可能形成奥灰突水。奥灰含水层的赋存条件没有准确资料，水文地质条件不清，根据“奥灰富水性强”的结论，受采掘影响的含水层的补给量不清，上部老空积水与下部煤层间隔水

层不稳定等特征，因此将矿区水文地质类型划分为第一~第二类第二型，即孔隙~裂隙充水矿床水文地质条件中等类型。

2. 工程地质条件

矿区各煤层顶底板均以软弱~半坚硬岩石为主，再加上断层的破坏，因此区内煤层顶底板岩石的稳固性较差，特别是在断层带附近岩石的稳固性更差。

如果按剥离岩层的岩性和物理力学性质划分，应为第三类硬岩类，即：岩层的抗压强度值一般均在 15Mpa 以上，露天开采不能采用连续开采工艺。

综合上述，矿区工程地质勘探类型为三类二型，即以层状岩类为主，工程地质条件中等类型。

3. 环境地质条件

区内在自然状态下没有规模较大的地质灾害和较为严重的污染环境问题，地下潜水水质良好，达到了 GB3838—88 的 I、II 类标准，区域稳定性好。未来煤矿开采会引起区域地下水位下降，局部或大面积的地面变形、地下水污染等地质灾害和环境污染问题，但对地质环境破坏不大，其它环境地质隐患主要是矿区水土流失较为严重。因此，矿区地质环境类型为第二类，即矿区地质环境质量中等。

4. 其他开采条件

瓦斯：该矿井为低瓦斯矿井。

煤尘爆炸性：16 号煤层煤样火焰长度 45mm，抑制煤尘爆炸最低岩粉量为 80%，具有煤尘爆炸危险性。

煤的自然倾向性：该煤层的自然倾向性等级为 II 类，属于自燃煤层。

地温：矿区地温在正常地温梯度内，无热害异常。

综上所述，矿区水文地质条件中导、工程地质条件中等、环境地质条件中等，开采技术条件勘探类型确定为以复合问题为主的中等复杂类型矿床(II 类四型)。

(七)矿山开发利用现状

露天煤矿为枯竭矿山，目前为井工开采方式，矿区范围内7号、9号、12号和15号煤层已经开采完毕，仅17号煤层剩余部分可采储量。

九、评估方法

露天煤矿的露天开采部分尚未编制开发方案，井工开采部分剩余资源量较少，剩余服务年限不足5年。鉴于露天煤矿为资源枯竭矿井，服务年限较短，根据《中国矿业权评估准则—收益途径评估方法规范》(CMVS12100—2008)及《中国矿业权评估准则》，本次评估采用收入权益法进行评估。其计算公式为：

$$P = \sum_{t=1}^n \left[SI_t \cdot \frac{1}{(1+i)^t} \right] \cdot K$$

式中：P——矿业权评估价值；

SI_t——年销售收入；

K——采矿权权益系数；

i——折现率；

t——年序号(i=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及可采储量计算依据2012年4月神华地质勘查有限责任公司编制的《内蒙古自治区桌子山煤田公乌素精查区神华集团海勃湾矿业公司露天煤矿煤炭资源储量核实报告》(以下简称“储量核实报告”)及其评审意见书(以下简称“评审意见书”)和备案证明，山西华能设计工程有限公司于2008年6月编制的《神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天煤矿(整合)资源开发利用方案说明书》(以下简称“开发利用方案”)及其审查意见书(内矿审字[2008]084号)，霍林郭勒市三鼎测绘有限公司于2025年1月编制的《神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天煤矿2024年储量年度报告》(以下简称

“2024 年储量年报”)、企业提供的可采储量统计表等。其他参数的选取参考《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”，截至 2011 年底，露天煤矿采矿权范围内保有资源量 1964.00 万吨，其中：121b 级资源量 721.00 万吨；122b 级资源量 438.00 万吨；333 级资源量 805.00 万吨。

根据“2024 年储量年报”，截至 2024 年底，露天煤矿采矿权范围内保有资源储量 790.59 万吨(储量年报合计数为 792.59 万吨，与分项合计数不一致，经咨询企业，为年报编制单位计算错误，故本次以分项合计数为准)，其中：KZ 资源量为 163.24 万吨；TD 资源量为 627.35 万吨。

根据企业提供可采储量统计表，截至 2025 年 7 月底，露天煤矿采矿权范围内保有资源储量 776.64 万吨，详见下表：

煤层	评估基准日保有资源储量			
	TM	KZ	TD	合计
15				
16		163.24	0.00	619.04
17			157.60	157.60
合计		163.24	613.40	776.64

(二)评估利用矿产资源储量

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

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：探明的或控制的内蕴经济资源量(331)和(332)，可信度系数取 1.0；推断的内蕴经济资源量(333)可参考矿山设计文件或设计规范的规定确定可信度系数。本次评估参照《矿业权评估利用矿产资源

储量指导意见》，(KZ)视同(331)和(332)处理，(TD)参照(333)处理。

根据“开发利用方案”，推断的内蕴经济资源量(333)可信度系数设计为0.8。则本次评估参照方案确定TD资源量可信度系数确定为0.80。

综上，评估基准日利用资源储量为 $653.96 (=163.24 + 613.40 \times 0.80)$ 万吨。

(三)采矿工艺

露天煤矿采用斜井开拓，共布置3个井筒，分别为主斜井、副斜井和回风斜井。井下煤炭采用胶带输送机运输，采煤方法为综合机械化放顶煤开采。

(四)产品方案

露天煤矿原煤直接对外销售，故本次评估确定产品方案为原煤。

(五)采、选煤技术指标

1.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》(GB50215-2015)，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%。

根据《特殊和稀缺煤类开发利用管理暂行规定》，乌海地区肥煤、焦煤属于稀缺煤类，薄煤层不低于88%，中厚煤层不低于83%，厚煤层不低于78%。

17号煤层均属于薄煤层，采区回采率取88%，本次评估17号煤层回采率取88.00%。

(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》(CMVS30300~2010)，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

根据企业提供的煤柱统计表，矿井永久煤柱损失为281.79万吨；

保护煤柱损失为 273.62 万吨。则将前述指标代入上式，则，评估基准日可采储量为 86.72 万吨，其中：

16 号煤层可采储量=(527.88 -270.46 -257.42) × 85.00 % =0.00 (万吨);

17 号煤层可采储量=(126.08 -11.33 -16.20) × 88.00 % =86.72 (万吨)

详见表二。

(七) 生产能力和服务年限

1. 生产能力

露天煤矿采矿许可证证载生产能力为 120 万吨/年，核定生产能力为 160 万吨/年，根据企业生产计划，本次评估确定 2025 年 8-12 月、2026 年、2027 年和 2028 年产量分别为 2.16 万吨、15.00 万吨、15.00 万吨和 29.78 万吨。

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》，矿井开采的煤矿储量备用系数的取值范围为 1.3 ~ 1.5。露天煤矿矿井地质构造和开采技术条件均属中等类型，本次评估储量备用系数取 1.4。

根据企业提供的生产计划 2025 年 8-12 月、2026 年、2027 年和 2028 年产量分别为 2.16 万吨、15.00 万吨、15.00 万吨和 29.78 万吨。。

则本次评估计算服务年限约为 3.42 年，从 2025 年 8 月至 2028 年 12 月。

(八) 销售收入

1. 计算公式

年销售收入 = 年产品的销售量 × 产品的销售价格

2. 产品年销售量

评估中假设采出原煤全部对外销售，则年生产量即为销售量；正常年份年产量为 15.00 万吨。

3. 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。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。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年~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，山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 年至 2025 年，焦煤价格大致可分为 4 个阶段。

第一阶段(2012 年~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 年~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。

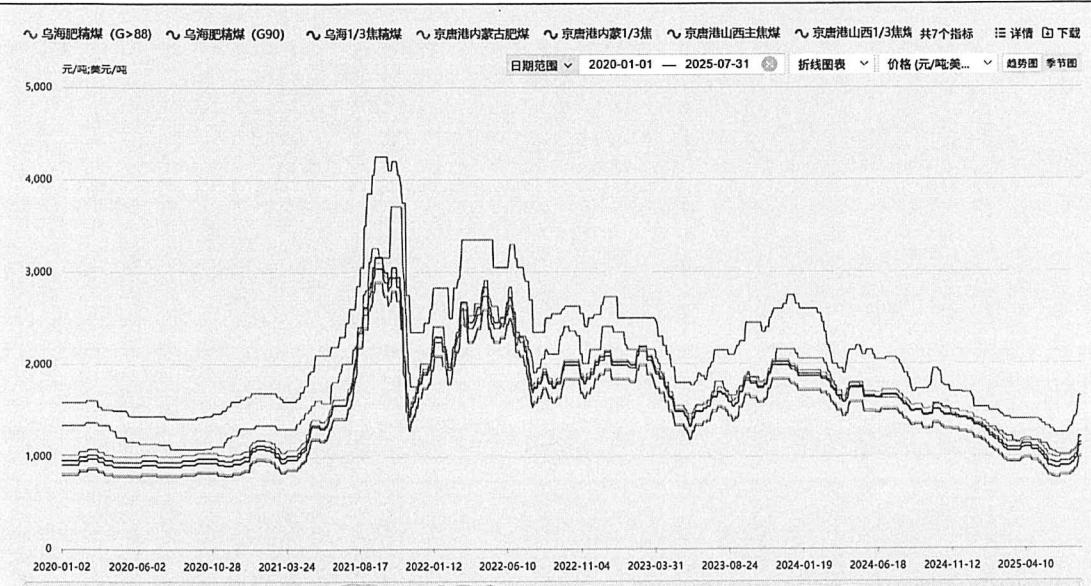
第三阶段(2021年~2022年)：“能耗双控”与能源危机。2021年，供应端经历了结构性危机。2020年10月，焦煤主力进口来源国之一的澳洲被中国非正式限制进口。2021年，发改委印发《完善能源消费强度和总量双控制度方案》，地方面临“能耗双控”考核压力，煤矿安监趋严，主产地产能释放受限。而需求端，公共卫生事件后，海外产能尚未恢复，中国出口向好，发电量及钢铁产量均同比高增，供需矛盾逐步凸显，煤价出现极端上涨，期间主产地坑口焦煤价格同比增幅197%。随着煤炭产能逐步释放，煤价高位回落。2022年年初，国际冲突致全球能源出现阶段性紧缺，煤炭等能源价格再度上涨。

第四阶段(2023年~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 7 月底价格开始上涨。

综上，结合当前国家政策要求、炼焦煤的稀缺性及近几年煤炭价格趋势，本次评估未来年度长期价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。

露天煤矿为生产矿山，根据企业提供的销售数据，17 号煤 2022 年~2025 年 7 月各年不含税销售价格分别为 443.78 元/吨、427.15 元/吨、342.86 元/吨和 201.64 元/吨。则经计算，本次评估取 2025 年 8 月~2026 年价格为 202.00(取整，下同)元/吨，2027 年价格为 259.00 元/吨，2028 年价格为 316.00 元/吨。

4. 年销售收入计算

正常年份以 2026 年为例：

$$\begin{aligned} \text{正常年份年销售收入} &= 15.00 \times 202.00 \\ &= 3030.00(\text{万元}) \end{aligned}$$

(九)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：

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

无风险报酬率即安全报酬率，可选取政府发行的、评估基准日前5年发行的、截至评估基准日未到期的、与评估计算的服务年限相匹配的中长期国债，以票面利率的算术平均值作为无风险报酬率。本次评估无风险报酬率参考基准日近期10年期限国债收益率1.70%确定。

根据《矿业权评估参数确定指导意见》，生产阶段的勘查开发阶段风险报酬率取值范围0.15~0.65%，评估对象为生产矿山，本次评估勘查开发阶段风险报酬率取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1.50%。本次评估取其他风险为2.00%。

综上所述，本次评估折现率取值计算如下：

$$\begin{aligned}\text{折现率} &= 1.70\% + 0.60\% + 2.00\% + 1.50\% + 2.00\% \\ &= 7.80\%\end{aligned}$$

(十)采矿权权益系数

采矿权权益系数主要反映矿山成本因素，其取值应依据矿体埋藏深度、地质构造复杂程度、矿石选冶性能、开采方式、水文工程地质条件及其他开采技术条件等选取。

依据《矿业权评估参数确定指导意见》，煤矿原矿，对应的采矿权权益系数(折现率为8%)原矿取值范围为3.5%~4.5%，本项目评估折现率取值为7.80%。则需利用调整系数调整采矿权权益系数的取值范围，计算公式如下：

$$\text{调整系数} \frac{(P/A, 8\%, n)}{(P/A, r, n)} = \frac{\frac{(1+8\%)^n - 1}{8\% \times (1+8\%)^n}}{\frac{(1+r)^n - 1}{r \times (1+r)^n}} = \frac{[(1+8\%)^n - 1] \times r \times (1+r)^n}{[(1+r)^n - 1] \times 8\% \times (1+8\%)^n}$$

式中：r为折现率，n为评估计算年限。

由上式可得，当折现率为7.8%时，调整系数为0.9960，采矿权

权益系数的取值范围调整为 3.49% ~ 4.48%。该矿矿体埋深较深，开采技术条件中等。总体看，其采矿权权益系数宜在取值范围内取中低值。本次评估采矿权权益系数取 3.90%。

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)以本次评估利用资源储量为基础；
- (2)以设定的生产方式、生产规模、产品结构及开发技术水平为基准且持续经营；
- (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

经评估人员对该采矿权尽职调查和当地煤炭市场的调查分析，按照采矿权评估的原则和程序，选取恰当的评估方法和评估参数，经估算“神华集团海勃湾矿业有限责任公司露天煤矿采矿权”于 2025 年 7 月 31 日评估价值为 533.10 万元，大写人民币伍佰叁拾叁万壹仟元整。

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)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。

(二)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、核实报告、开发利用方案、财务资料等)，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矿业权人提供的地质资料、设计资料及现有财务资料作出。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评估项目的评估人员，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。

本次评估确定可采储量时，对于TD资源量的扣减，是根据资源量的可靠程度，按照评估准则要求的专业判断，并不是评估范围的调整或扣减，也并不是评估结论的遗漏。

(三)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。

(四)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。

(五)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。

(六)根据采矿权评估报告备案证明(内国资采矿评备[2008]32

号), 评估利用资源储量 2829.70 万吨, 可采储量 1909.92 万吨, 评估结果为 11976.49 万元, 根据企业提供的价款缴纳凭证, 该资源价款已缴纳完毕。根据储量核实报告。价款处置对应基准日与 2024 年底累计查明量增加 494.40 万吨, 该部分资源未来开采时需要缴纳出让收益金, 本次评估在权益系数中综合考虑了未来需要缴纳的出让收益金。

(七)露天煤矿采矿许可证载采矿权人为神华集团海勃湾矿业有限公司露天煤矿, 但目前海勃湾公司无实际业务, 由乌海能源集团管理, 乌海能源集团与乌海市路天矿业有限责任公司签订了煤炭资源使用费收取协议, 本次评估未考虑该事项对评估结论的影响。

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了解矿权在评估条件下评估结果使用, 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、矿业权评估报告日

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(胡宏源):



矿业权评估师(胡宏源、宋益红):



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

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征收费标准为每吨 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

