

浙江中企华资产评估有限公司

关于深圳证券交易所

《关于山东胜利股份有限公司发行股份及支付现金
购买资产并募集配套资金申请的审核问询函》

回复之核查意见

浙江中企华资产评估有限公司

二〇二六年七月

深圳证券交易所：

贵所于 2026 年 6 月 15 日下发了《关于山东胜利股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金申请的审核问询函》（审核函〔2026〕130011 号）（以下简称“审核问询函”），浙江中企华资产评估有限公司作为山东胜利股份有限公司发行股份购买资产暨关联交易的资产评估机构，对有关问题进行了认真分析，现就《审核问询函》中相关问题的核查回复如下，请予审核。

如无特别说明，本审核问询函回复（以下简称“本回复”）所述的词语或简称与重组报告书中“释义”所定义的词语或简称具有相关的含义。在本回复中，若合计数与各分项数值相加之和在尾数上存在差异，均为四舍五入所致。本回复所引用的财务数据和财务指标，如无特殊说明，指合并报表口径的财务数据和根据该类财务数据计算的财务指标。

目录

问题四.关于评估预测	4
一、在特许经营权存在有效期限的情况下，收益期按永续确定的合理性，与可比案例是否一致	6
二、标的资产预测期各年天然气销售业务各类用户数量、单用户平均用气量、销售单价，天然气代输业务主要客户及其用气量、销售单价，天然气工程安装服务费用，以及各业务成本的具体预测情况、预测过程、预测依据及其合理性。	7
三、区分各类业务，结合定价模式、报告期内销售单价及其变动原因、政府定价及指导价历史变化情况、行业最新价格机制政策影响等，说明预测期各年天然气销售及代输业务销售单价预测是否合理、谨慎、合规。	56
四、结合标的资产报告期内各类用户数量、单用户平均用气量等主要参数及其变动原因，客户合作稳定性及新客户开拓情况，特许经营区域内各类天然气用户及潜在用户数量、用气量及其主要影响因素、预期变化趋势等，说明天然气销售及代输业务销售数量的预测是否合理、谨慎。	87
五、结合上述情况，补充说明报告期内天达胜通、南通中油天然气销售业务收入下降情况下，预测相关销售收入持续增长的合理性。	120
六、结合报告期内各项业务毛利率变动的主要原因，同行业可比公司同类业务毛利率变动趋势，市场竞争情况，天然气市场价格变化趋势，行业最新价格机制政策影响，标的资产为维持毛利率稳定拟采取的措施及其有效性等，说明各业务毛利率预测是否合理、谨慎。	127
七、各项期间费用的具体预测情况、预测过程，并结合报告期内标的资产及同行业可比公司的期间费用率，分析期间费用预测是否合理、谨慎。	149
八、预测期内标的资产折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程、测算依据及其合理性。	166
九、折现率确定过程中选取的可比公司与市场法评估、财务分析中选取的可比公司不一致的原因及合理性，本次评估的折现率与可比交易是否存在较大差异，折现率的预测是否合理、谨慎。	199

十、税收优惠款项的可收回性，标的资产所处行业增值税即征即退政策是否具有可持续性，如否，补充说明对评估值的影响。	203
十一、庆云中油、兴化中油收益法、市场法评估的具体过程；参照问题（1）—（10），结合 3 家参股公司报告期内的经营情况、财务数据，评估市盈率、市净率与同行业可比公司及可比交易的对比情况及差异原因，补充说明其收益法评估是否合理、谨慎。	206
十二、标的资产市净率高于同行业上市公司及可比交易市净率的原因及合理性，标的资产及其参股公司最近三年股权转让价格与本次交易作价的存在差异的原因及合理性，并结合截至本核查意见出具日标的资产及其参股公司的实际经营与期后业绩情况，天然气行业政策变化对标的资产及其参股公司经营及估值的影响，港交所上市公司中油燃气的整体估值水平、标的资产占中油燃气资产比重情况、本次交易与中油燃气估值水平差异的合理性等，补充说明本次交易定价是否公允，是否符合《重组办法》第十一条的有关规定。	270
十三、评估机构核查程序和核查意见	288

问题四. 关于评估预测

申请文件显示：（1）本次交易采用资产基础法对中油珠海进行评估，中油珠海股东全部权益评估值为 0.65 亿元，增值率为 353.40%；采用收益法、市场法对天达胜通、南通中油、甘河中油进行评估，并选用收益法评估结果作为最终评估结论，天达胜通股东全部权益评估值为 10.16 亿元，增值率为 6.46%；南通中油股东全部权益评估值为 8.44 亿元，增值率为 491.11%；甘河中油股东全部权益评估值为 7.58 亿元，增值率为 584.41%。（2）2026 年至 2030 年（以下简称预测期），天达胜通天然气销售业务收入由 2.10 亿元逐年增长至 2.23 亿元；南通中油天然气销售业务收入由 5.50 亿元逐年增长至 5.86 亿元；甘河中油天然气销售业务收入由 1.92 亿元逐年增长至 1.98 亿元。（3）收益法评估中，天达胜通、南通中油、甘河中油的折现率均为 8.95%。（4）收益法评估中考虑了增值税即征即退政策相关的其他收益。（5）本次交易采用收益法对 3 家参股公司扬州中油、庆云中油、兴化中油对应长期股权投资价值进行评估。（5）标的资产市净率高于同行业上市公司市净率的中位值及平均值，高于可比交易市净率的中位值。（6）2023 年，中油燃气集团有限公司（以下简称中油燃气）将持有的扬州中油 26%的股权转让给中油珠海，转让价格为 4420 万元。2023 年，天达国际集团有限公司（以下简称天达国际）将其持有的南京洁宁 100%股权作价 1.68 亿元向天达胜通出资。（7）以 2026 年 6 月 12 日收盘价计算，港交所上市公司中油燃气的总市值为 7.45 亿元。

请上市公司补充说明：（1）在特许经营权存在有效期限的情况下，收益期按永续确定的合理性，与可比案例是否一致。（2）标的资产预测期各年天然气销售业务各类用户数量、单用户平均用气量、销售单价，天然气代输业务主要客户及其用气量、销售单价，天然气工程安装服务费用，以及各业务成本的具体预测情况、预测过程、预测依据及其合理性。（3）区分各类业务，结合定价模式、报告期内销售单价及其变动原因、政府定价及指导价历史变化情况、行业最新价格机制政策影响等，说明预测期各年天然气销售及代输业务销售单价预测是否合理、谨慎、合规。（4）结合标的资产报告期内各类用户数量、单用户平均用气量等主要参数及其变动原因，客户合作稳定性及新客户开拓情况，特许经营区域内各类天然气用户及潜在用户数量、用气量及其主要影响因素、

预期变化趋势等，说明天然气销售及代输业务销售数量的预测是否合理、谨慎。

（5）结合上述情况，补充说明报告期内天达胜通、南通中油天然气销售业务收入下降情况下，预测相关销售收入持续增长的合理性。（6）结合报告期内各项业务毛利率变动的主要原因，同行业可比公司同类业务毛利率变动趋势，市场竞争情况，天然气市场价格变化趋势，行业最新价格机制政策影响，标的资产为维持毛利率稳定拟采取的措施及其有效性等，说明各业务毛利率预测是否合理、谨慎。（7）各项期间费用的具体预测情况、预测过程，并结合报告期内标的资产及同行业可比公司的期间费用率，分析期间费用预测是否合理、谨慎。

（8）预测期内标的资产折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程、测算依据及其合理性。（9）折现率确定过程中选取的可比公司与市场法评估、财务分析中选取的可比公司不一致的原因及合理性，本次评估的折现率与可比交易是否存在较大差异，折现率的预测是否合理、谨慎。（10）税收优惠款项的可收回性，标的资产所处行业增值税即征即退政策是否具有可持续性，如否，补充说明对评估值的影响。（11）庆云中油、兴化中油收益法、市场法评估的具体过程；参照问题（1）—（10），结合3家参股公司报告期内的经营情况、财务数据，评估市盈率、市净率与同行业可比公司及可比交易的对比情况及差异原因，补充说明其收益法评估是否合理、谨慎。（12）标的资产市净率高于同行业上市公司及可比交易市净率的原因及合理性，标的资产及其参股公司最近三年股权转让价格与本次交易作价的存在差异的原因及合理性，并结合截至回函日标的资产及其参股公司的实际经营与期后业绩情况，天然气行业政策变化对标的资产及其参股公司经营及估值的影响，港交所上市公司中油燃气的整体估值水平、标的资产占中油燃气资产比重情况、本次交易与中油燃气估值水平差异的合理性等，补充说明本次交易定价是否公允，是否符合《重组办法》第十一条的有关规定。（13）本次重组相关披露信息、财务数据与在港交所披露信息是否存在重大差异，如是，说明差异产生的原因及其合规性、合理性。

请独立财务顾问核查并发表明确意见，请评估师核查（1）—（12）并发表明确意见。

回复：

一、在特许经营权存在有效期限的情况下，收益期按永续确定的合理性，与可比案例是否一致

标的资产拥有的城市燃气特许经营权存在有效期限，本次评估在采用收益法进行评估时，将收益期设定为永续期，主要基于以下法律政策、行业惯例及商业逻辑的综合考量，分析如下：

1、符合现行法规关于特许经营期限的延展性规定

根据 2024 年最新修订的《基础设施和公用事业特许经营管理办法》第八条规定，基础设施和公用事业特许经营期限应当根据行业特点、所提供公共产品或服务需求、项目生命周期、项目投资建设和运营成本、投资回收期等综合因素确定，充分保障特许经营者合法权益。特许经营期限原则上不超过 40 年，投资规模大、回报周期长的特许经营项目可以根据实际情况适当延长，法律法规另有规定的除外。此外，第四十三条明确规定，在特许经营权到期后，同等条件下原特许经营者享有优先选择权。这表明，燃气特许经营权在法律法规上具备到期后延续的制度基础。

2、符合燃气行业“到期优先续约”的商业惯例与历史实践

城市燃气属于涉及民生的公用事业，具有显著的自然垄断属性和极高的资产专用性。在实务操作中，只要企业在特许经营期内未出现重大违约、未发生严重安全事故且持续提供合格服务，地方政府出于保障城市运行安全和公共服务连续性的考量，在特许经营期满后通常会优先与原经营者续约。标的资产历史经营合规，且根据管理层判断及行业惯例，到期后继续取得特许经营权不存在实质性障碍。

3、同行业可比交易案例对比情况

将燃气特许经营权收益期按永续确定，与近年来 A 股上市公司在同类燃气资产收购案例中具有燃气特许经营权的评估实务保持一致，其中《山东胜利股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）》中可比交易案例评估的收益期确定情况如下：

序号	交易涉及上市公司	代码	标的公司	评估/估值方法	评估/估值基准日	收益期
1	新奥股份	600803	新奥能源控股有限公司	市场法	2025-3-18	不涉及
2	水发燃气	603318	鄂尔多斯水发燃气有限公司	收益法、资产基础法	2022-4-30	永续期
3	蓝天燃气	605368	长葛蓝天新能源有限公司	收益法、资产基础法	2021-12-31	永续期

注：序号 1 对应新奥股份通过增发收购新奥能源 65.89%股权的交易案例，该项目已于 2026 年 6 月 13 日发布公告，宣告终止。序号 2 对应的标的公司鄂尔多斯水发燃气有限公司不涉及燃气特许经营权，收益法收益期采用永续期评估。

此外，本次根据同花顺 iFinD 金融数据终端，查询了近年来 A 股上市公司收购案例中与标的资产同属于燃气行业的交易案例，选取了另外 2 个可比的交易案例，可比交易案例详情如下：

序号	交易涉及上市公司	代码	标的公司	评估方法	评估基准日	收益期
1	新疆火炬	603080	玉山县利泰天然气有限公司	收益法、资产基础法	2025-3-31	永续期
2	新疆火炬	603080	江西国能燃气有限公司	收益法、资产基础法	2023-5-31	永续期

综上所述，标的资产特许经营权虽存在有效期限，但基于法定优先续期权利、民生刚需行业属性、区域独家经营壁垒，其持续经营具备确定性；本次评估收益法采用永续收益期测算符合资产评估准则及行业评估逻辑，具备充分合理性。同时，本次评估收益期假设与同行业可比交易案例也一致，具备合理性与审慎性。

二、标的资产预测期各年天然气销售业务各类用户数量、单用户平均用气量、销售单价，天然气代输业务主要客户及其用气量、销售单价，天然气工程安装服务费用，以及各业务成本的具体预测情况、预测过程、预测依据及其合理性。

各标的资产预测期营业收入及营业成本相关预测过程、预测依据及合理性分析如下：

（一）南通中油

1、天然气销售业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气销售业务包括管输天然气销售业务、CNG 销售业务，其中管输天然气销售业务分为居民用户售气业务（含公福）、商业用户售气业务、工业用户售气业务及其他用户售气业务；CNG 销售业务为中石化和加油加气站等企业提供供气服务。

本次结合企业的经营计划，分别预计未来年度各类客户的用气量。具体测算方式如下：

天然气销售收入（元）=未来年度用气量（ m^3 ） $\times$ 销售单价（元/ m^3 ）

A.居民用户天然气销售收入（含公福）

居民用户收入主要为居民及学校、社会福利机构日常燃气使用产生的收入，对于居民用户天然气销售收入，采用“基准日现有用户数加预测期内新增用户数”来测算总用气户数，乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的居民用气销售单价从而确认销售收入。

居民用户 2026 年 4 月之后的售气单价根据如皋市发展和改革委员会于 2025 年 12 月 23 日发布的《关于调整优化居民生活用管道天然气阶梯气价政策的通知》（皋发改[2025]66 号）发布的第一阶梯价进行预测。文件通知如下：居民用气阶梯价格制度从 2026 年 4 月 1 日开始执行，第一阶梯销售价格为 2.92 元/立方米；第二阶梯销售价格为 3.36 元/立方米；第三阶梯销售价格为 4.09 元/立方米。学校、养老福利机构等执行居民气价的非居民用户价格调整为 2.92 元/立方米。

居民用户 2026 年 4 月之前的售气单价根据如皋市发展和改革委员会于 2022 年 12 月 15 日发布的《关于调整优化居民生活用管道天然气阶梯气价政策的通知》（皋发改[2022]124 号）发布的第一阶梯价进行预测。文件通知如下：居民用气阶梯价格制度从 2023 年 1 月 1 日开始执行，第一档执行价格为现行政府定价 2.66 元/立方米；第二档价格为 3.19 元/立方米，第三档价格为 3.99 元/立方米。

B.工业用户天然气销售收入

工业用户天然气销售收入是南通中油的核心业务，对工业客户实行大客户管理制度，由市场部对其逐一进行管理和服务。

南通中油工业用户天然气销售业务的销售价格由当地发展改革部门负责制定和调整。根据如皋市发展和改革委员会于 2026 年 1 月 27 日发布的《关于调整如皋市非居民管道天然气最高销售价格的通知》（皋发改[2026]3 号），非居民用管道天然气最高销售价格为 3.80 元/立方米，下浮不限，从 2025 年 12 月 1 日起执行。非居民管道天然气最高销售价格通常一季度一调整，截至报告出具日，

如皋市发展和改革委员会尚未发布最新的价格通知。根据对企业管理层的访谈，以及历史年度政府发布的历次价格通知，本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

被评估单位管理层基于现有客户构成、历史用气量、客户 2026 年的用气量的申报与对客户未来生产计划的了解编制了未来销量预测。本次评估结合主要客户的访谈情况、历史销量波动区间对被评估单位管理层的预测进行了核查与分析判断，认为该预测总体与历史数据及现有经营条件相匹配，据此确定未来年度销量预测。

C.商业用户天然气销售收入

商业用户主要为酒店、餐饮、食堂等。对于商业用户天然气销售收入，采用“基准日现有用户数加预测期内新增用户数”来测算总用气户数，乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的非居民用气销售单价从而确认销售收入。根据对企业管理层的访谈，以及历史年度政府发布的历次价格通知，本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

D.其他用户天然气销售收入

其他用户均为城市燃气经营企业，本次根据历史客户销售气量进行预测，预计其他用户销售气量基本维持稳定。销售单价结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

E. CNG 销售业务

企业 2025 年已暂停 CNG 销售业务，本次评估不予预测。

报告期和预测期的天然气销售业务收入情况具体如下：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	49,517	53,820	55,620	57,220	58,620	60,020	61,420
	其中：公福用户数	21	21	21	21	21	21	21
	净增加用户数（户）		4,303	1,800	1,600	1,400	1,400	1,400
	日均用气量（m³）	0.44	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
	销售气量（万立方米）	747.90	723.75	766.49	790.30	811.31	830.93	850.54

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
	其中：公福用户销售气量	102.26	96.16	-	-	-	-	-
	销售单价（元/m³）	2.4682	2.4755	2.6193	2.6789	2.6789	2.6789	2.6789
	收入小计	1,845.98	1,791.66	2,007.67	2,117.13	2,173.42	2,225.98	2,278.51
	其中：公福用户销售收入	249.87	234.59	-	-	-	-	-
非居民—商业用户	用户数（户）	199	212	220	227	233	239	245
	净增加用户数（户）		13	8	7	6	6	6
	日均用气量（m³）	32.43	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60
	销售气量（万立方米）	219.00	207.02	217.60	225.15	231.70	237.74	243.79
	销售单价（元/m³）	3.6308	3.5283	3.5283	3.5283	3.5283	3.5283	3.5283
	收入小计	795.15	730.42	767.76	794.40	817.51	838.82	860.16
非居民—工业用户	用户数（户）	213	238	258	274	286	294	300
	净增加用户数（户）		25	20	16	12	8	6
	日均用气量（m³）	2,086.69	1,823.97	1,663.46	1,588.59	1,536.22	1,503.65	1,479.28
	销售气量（万立方米）	15,232.87	15,012.66	15,057.63	15,423.63	15,700.13	15,916.13	16,036.13
	销售单价（元/m³）	3.3347	3.3313	3.3313	3.3313	3.3313	3.3313	3.3313
	收入小计	50,796.33	50,012.35	50,161.48	51,380.74	52,301.84	53,021.40	53,421.16
非居民—其他用户	用户数（户）	4	2	2	2	2	2	2
	销售气量（万立方米）	671.11	675.91	680.00	680.00	680.00	680.00	680.00
	销售单价（元/m³）	3.1572	3.0551	3.0551	3.0551	3.0551	3.0551	3.0551
	收入小计	2,118.85	2,064.95	2,077.47	2,077.47	2,077.47	2,077.47	2,077.47
其他—CNG用户	用户数（户）	2	-	-	-	-	-	-
	销售气量（万立方米）	175.01						
	销售单价（元/m³）	3.2914						
	收入小计	576.04	-	-	-	-	-	-
天然气销售业务销气量合计（万立方米）		17,045.89	16,619.33	16,721.72	17,119.08	17,423.14	17,664.80	17,810.46
天然气销售业务收入合计		56,132.35	54,599.38	55,014.38	56,369.74	57,370.24	58,163.67	58,637.30
增长率			-2.73%	0.76%	2.46%	1.77%	1.38%	0.81%

注：鉴于公福用户与居民用户的政府定价一致，本次评估将公福用户合并居民用户里预测。

由上表可见，南通中油报告期内 2025 年的天然气销售收入较 2024 年有所下滑，主要原因系其工业大客户江苏金桥油脂科技有限公司（简称“金桥油脂”）部分用气改用蒸汽，造成工业用户天然气销售收入减少，同时南通中油 2025 年暂停 CNG 售气业务，进一步拉低营收规模。预测期 2026 年已完整覆盖上述减收因素对全年用气减量的影响，叠加区域居民、工商业用户持续拓展，各类用气客户数量稳步提升，整体销气量将逐年增加，天然气销售收入随之呈逐年上升趋势。综上，本次对天然气销售业务收入的预测具备合理性与谨慎性。

2、天然气代输业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气代输业务为利用公司现有管网为其他城市燃气经营企业输送其在上游采购的天然气的代输业务以及通过管网供应其向公司购买的天然气的代输业务。

南通中油的天然气代输服务客户系城市燃气经营企业海安中油燃气有限责任公司，由于其一个终端客户海安新奥燃气有限公司（以下简称“海安新奥”）2025 年已建成自己的门站接口，可自行向上游购买管输天然气，与其相关的管道输送服务销气量随之减少，预计 2026 年较 2025 年明显下降。此外，海安中油燃气有限责任公司已与南通中油签订长期的合作协议，预计未来代输业务收入基本维持稳定，服务单价按南通中油与客户签订的合同约定的单价进行预测。

报告期和预测期的天然气代输业务收入情况具体如下：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
代输 1	销售气量（万立方米）	21,353.08	9,374.88	3,000.00	3,000.00	3,000.00	3,000.00	3,000.00
	销售单价（元/m ³ ）	0.0866	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826
	小计	1,850.17	774.07	247.80	247.80	247.80	247.80	247.80
代输 2	销售气量（万立方米）	9,844.80	8,160.59	7,122.49	7,122.49	7,122.49	7,122.49	7,122.49
	销售单价（元/m ³ ）	0.0917	0.0917	0.0917	0.0917	0.0917	0.0917	0.0917
	小计	903.19	748.68	653.13	653.13	653.13	653.13	653.13
天然气代输业务销气量合计（万立方米）		31,197.89	17,535.47	10,122.49	10,122.49	10,122.49	10,122.49	10,122.49
天然气代输业务收入合计		2,753.36	1,522.75	900.93	900.93	900.93	900.93	900.93
增长率			-44.69%	-40.84%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

由上表可见，本次 2026 年的预测已充分考量海安中油燃气有限责任公司的终端客户海安新奥燃气有限公司气量下滑带来的天然气代输业务收入减少，2027 年及以后年度相关预测规模维持 2026 年水平不变。综上，本次天然气代输业务收入预测具备谨慎性与合理性。

3、天然气工程安装服务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气工程安装服务业务是指公司根据城镇居民用户、工商业等各类用户的不同需求，提供的配套设施设备安装工程及售后服务。

根据当年居民、工业、商业配套预计新增用户，结合不同类型的收费标准进行预测。其中居民燃气工程安装费收费标准根据皋发改[2020]9号《关于规范燃气工程安装收费有关事项的通知》发布的如皋市居民燃气工程安装费统一为2,200.00元/户进行预测，工业配套工程和商业配套工程结合企业历史年度收费情况进行预测。

报告期和预测期的天然气工程安装服务业务收入情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
工业用户工程	491.77	350.47	183.49	146.79	110.09	73.39	55.05
居民用户工程	976.22	811.74	363.30	322.94	282.57	282.57	282.57
商业用户工程	110.87	118.23	20.55	17.98	15.41	15.41	15.41
天然气工程安装服务收入	1,578.86	1,280.44	567.34	487.71	408.07	371.37	353.03
增长率		-18.90%	-55.69%	-14.04%	-16.33%	-8.99%	-4.94%

本次评估对工程安装业务各类型用户工程量预测逐年下降，与预测期各类型新增用户数是匹配的，因此本次天然气工程安装服务业务收入预测具备谨慎性与合理性。

4、其他业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

历史年度其他业务收入为上海交易中心转让费、材料销售、蒸汽贸易业务。

蒸汽贸易业务为转供新能源蒸汽业务，为客户金桥油脂进行蒸汽贸易服务。南通中油2025年8月开始提供蒸汽贸易服务，根据企业管理层访谈，客户用气量较为稳定，预计未来年度新能源蒸汽业务量基本维持稳定。销售单价按南通中油与客户签订的合同约定的服务单价进行预测。

其他收入为不可预知的收入，本次预测不予以考虑。

报告期和预测期的其他业务收入情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
上海交易中心转让费	32.55	-	-	-	-	-	-
材料销售业务	-	3.66	-	-	-	-	-
蒸汽贸易业务	-	42.04	114.68	114.68	114.68	114.68	114.68

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
其他业务收入合计	32.55	45.70	114.68	114.68	114.68	114.68	114.68
增长率		40.40%	150.97%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

由上表可见，报告期内其他业务收入增加主要是因为 2025 年 8 月南通中油开始提供蒸汽贸易服务，预测期蒸汽业务基本维持稳定。综上，其他业务收入具备谨慎性与合理性。

5、天然气成本的预测过程、预测依据及合理性分析

对于天然气成本，由于企业 CNG 销售业务已暂停，故本次 CNG 成本不予预测；LNG 气源为应急储备使用，对于该气源的采购计划历史年度均为临时市场采购，本次从谨慎角度考虑，在天然气成本中考虑了 LNG 气源采购成本导致的单价差异。

考虑到南通中油对于天然气销售实行联动调整价格机制，未来年度的天然气的成本量按总销售量确定，成本单价主要参考 2025 年度综合成本单价进行预测。

报告期和预测期的天然气成本情况具体如下：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管输气	气量(万立方米)	16,840.75	16,380.23	16,721.72	17,119.08	17,423.14	17,664.80	17,810.46
	单价(元/m³)	2.5793	2.5576	2.5656	2.5656	2.5656	2.5656	2.5656
	小计	43,438.03	41,894.24	42,901.24	43,920.71	44,700.81	45,320.81	45,694.52
CNG	气量(万立方米)	175.01	-	-	-	-	-	-
	单价(元/m³)	2.7277						
	小计	477.38	-	-	-	-	-	-
LNG	气量(万立方米)	30.13	239.10	-	-	-	-	-
	单价(元/m³)	4.5872	3.1154	-	-	-	-	-
	小计	138.23	744.89	-	-	-	-	-
天然气成本合计		44,053.63	42,639.13	42,901.24	43,920.71	44,700.81	45,320.81	45,694.52
占天然气销售收入比率		78.48%	78.09%	77.98%	77.92%	77.92%	77.92%	77.93%

由上表可见，报告期内的天然气成本整体较平稳，波动幅度较小。企业的 LNG 气源主要用作应急调峰储备，历史采购价格随现货采购行情存在较大波动。预测期的天然气购买成本占天然气销售收入的比例与报告期内基本保持一致。故本次对天然气成本的预测具备谨慎性及合理性。

6、生产成本的预测过程、预测依据及合理性分析

生产成本主要包括职工薪酬、折旧摊销、修理及维护费、安全生产费、租赁费、其他直接材料等。

对于职工薪酬，包括工资、奖金、津贴、社会保险等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于折旧摊销，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产，根据未来投资计划测算年折旧摊销。详见本回复之“问题四、关于评估预测/八/（一）”。

对于安全生产费，参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测。

对于租赁费，在合同期内根据合同约定进行预测，合同期外根据已经履行完毕的合同情况，并结合未来的规划进行预测。

对于其他直接材料，结合历史年度占天然气工程安装服务收入比进行预测。

对于修理及维护费、办公费、燃料及动力费、车辆费用等其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的生产成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
职工薪酬	625.18	514.04	529.36	544.94	560.77	576.87	582.63
折旧费	1,435.90	1,004.00	1,068.69	1,071.48	1,108.78	1,132.62	1,146.25
摊销	15.78	15.78	121.74	198.54	198.54	198.54	198.54
租赁费	2.10	3.10	12.01	12.01	12.01	12.01	12.01
修理及维护费	411.56	280.24	280.00	280.00	280.00	280.00	280.00
燃料及动力	34.26	21.83	21.83	21.83	21.83	21.83	21.83
其他直接材料	343.27	247.19	116.44	100.10	83.75	76.22	72.45
安全生产费	461.36	131.41	305.07	302.27	306.48	309.52	312.02
车辆使用费	33.16	31.88	31.88	31.88	31.88	31.88	31.88
办公费	13.17	13.43	13.40	13.40	13.40	13.40	13.40
其他直接成本	35.18	17.32	17.30	17.30	17.30	17.30	17.30

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
生产成本合计	3,410.92	2,280.22	2,517.72	2,593.74	2,634.74	2,670.18	2,688.31
占（天然气销售收入+天然气代输收入）比率	5.79%	4.06%	4.50%	4.53%	4.52%	4.52%	4.52%

由上表可见，报告期 2025 年生产成本占收入比重较 2024 年有所回落，主要系 2025 年相关生产成本部分支出有所下降所致，一是固定资产折旧摊销减少，公司 2024 年管道沟槽类固定资产按 20 年计提折旧，2025 年调整折旧年限至 30 年，年折旧额相应降低；二是安全生产费计提金额下降，公司专项储备账面结余已超过规定应计提金额的 3 倍，依据相关政策规定当期可暂停计提；三是其他直接材料支出减少，系天然气工程安装业务收入同比下滑，配套表具等工程耗材投入同步减少；四是修理及维护费用在报告期内有所下降，主要系 2024 年因门站出站管道应急抢修产生大额维修支出，该支出具备偶发属性，不具备持续性。

预测期参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136 号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况对安全生产费用进行预测，故预测期内生产成本占天然气销售收入的比率略高于 2025 年水平，因此本次对生产成本的预测具备谨慎性与合理性。

7、天然气工程安装服务成本的预测过程、预测依据及合理性分析

未来年度的工程安装服务成本根据未来年度的工程安装服务收入与毛利率计算得出，其中未来年度的毛利率主要参考历史年度的毛利率水平。

报告期和预测期的天然气工程安装成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
工业用户工程	421.91	211.60	165.14	132.11	99.08	66.05	49.55
居民用户工程	707.44	440.65	236.15	209.91	183.67	183.67	183.67
商业用户工程	62.94	88.81	16.44	14.38	12.33	12.33	12.33
天然气工程安装服务成本	1,192.28	741.07	417.73	356.40	295.08	262.05	245.55
综合毛利率	24.48%	42.12%	26.37%	26.92%	27.69%	29.44%	30.45%

由上表可见，报告期内 2025 年天然气工程安装服务综合毛利率较 2024 年有所上升，主要系两年承接的工程项目结构、业务类型存在差异所致。预测期内，

公司分业务类型测算各类工程安装服务毛利，受居民、工商业等各类安装工程业务结构占比逐年变动影响，天然气工程安装服务毛利将呈现一定波动，相关预测逻辑具备合理性。

综上所述，本次收益预测过程中，针对南通中油预测期内天然气销售分各类用户规模、单户平均用气量、销售单价、天然气代输业务收入、工程安装服务收入及对应成本、天然气采购成本、生产成本等核心指标均结合历史经营情况、行业政策及区域用气发展趋势审慎测算，相关预测具备合理性与谨慎性。

（二）甘河中油

1、天然气销售业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气销售业务包括管输天然气销售业务和加气站业务，其中管输天然气销售业务分为居民用户售气业务、商业用户售气业务及工业用户售气业务。

管输天然气销售收入结合企业的经营计划，分别预计未来年度各类客户的用气量，销售价格由当地发展改革部门负责制定和调整。具体测算方式如下：

$$\text{天然气销售收入（元）} = \text{未来年度用气量（m}^3\text{）} \times \text{销售单价（元/m}^3\text{）}$$

A.居民用户天然气销售收入

甘河中油的经营范围为甘河工业园区，居民用户收入主要为甘河工业园区内的居民住户，截至 2025 年 12 月 31 日，已通气居民为 745 户，剩余居民户数较少，且历史年度一直未开通天然气，未来使用天然气的可能性较小，未来居民用户数预计保持不变。居民用户天然气销售收入根据总用气户数乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的居民用气销售单价确认。

根据西宁市湟中区发展和改革局于 2024 年 7 月 25 日发布的《关于理顺居民用管道天然气销售价格的通知》（湟发改价格[2024]164 号），居民用管道天然气销售价格调整至 1.66 元/立方米。根据西宁市湟中区发展和改革局于 2025 年 6 月 26 日发布的《关于建立湟中区居民用管道天然气阶梯价格制度的通知》（湟发改价格[2025]164 号），居民用气阶梯价格制度从 2025 年 1 月 1 日开始执行，第一档执行价格为现行政府定价 1.66 元/立方米；第二档价格为第一档价格的 1.2

倍，第三档价格为第一档价格的 1.5 倍。

B.商业用户天然气销售收入

商业用户主要为甘河工业园区的酒店、餐饮等，2024 年至 2025 年用户数量基本维持不变，共计 53 户，预计未来维持稳定。商业用户天然气销售收入根据总用气户数乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的非居民用气销售单价确认。

根据西宁市湟中区发展和改革局于 2023 年 12 月 15 日发布的《关于调整湟中区天然气价格的通知》（湟发改价格[2023]407 号），非居民用气（行政事业单位锅炉供暖用气、商业用气、公交 CNG 加气站购气、社会 CNG 加气站购气、工业用气）销售价格为 2.69 元/立方米，自 2023 年 12 月 15 日起执行。

C.工业用户天然气销售收入

甘河中油的经营范围为甘河工业园区，甘河工业园区是青海传统工业的聚集地，以有色金属冶炼及压延加工、盐湖化工等产业为主，工业用户天然气销售收入是甘河中油的核心业务。截至 2025 年 12 月 31 日，甘河中油的工业客户共计 40 户，甘河中油管理层基于现有客户构成、历史用气量、客户 2026 年的用气量的申报与对客户未来生产计划的了解编制了未来销量预测。本次评估结合主要客户的访谈情况、历史销量波动区间及园区供气特征对被评估单位管理层的预测进行了核查与分析判断，认为该预测总体与历史数据及现有经营条件相匹配，据此确定未来年度销量预测。

D.加气站业务

甘河中油经营的海鑫油气站位于甘河工业园区内，往来的车辆主要为园区内的货运重卡和企业办公车辆等，由于园区内的货运重卡主要为 LNG 货车，CNG 需求用车主要为办公或者私家车辆，故甘河中油管理层根据加气站目前客车的往来情况和周边企业的经营情况预计 LNG 销售量与 2025 年基本维持稳定，CNG 销售量因园区内 CNG 需求用车的减少而逐年下降。本次评估结合历史销量波动区间对预测数据进行分析，据此确定未来年度销量预测。

根据西宁市湟中区发展和改革局于 2023 年 12 月 15 日发布的《关于调整湟

中区天然气价格的通知》（湟发改价格[2023]407号），CNG 加气站销售价格仍执行原价格 3.81 元/立方米，不做调整。加气站 LNG 销售价格随市场定价变动，本次评估预测期按照 2025 年全年的平均单价进行预测。

报告期和预测期的天然气销售业务收入情况具体如下：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	735	745	745	745	745	745	745
	净增加用户数（户）		10	0	0	0	0	0
	日均用气量（m³）	3.40	4.17	4.14	4.14	4.14	4.14	4.14
	销售气量（万立方米）	91.20	112.66	112.64	112.64	112.64	112.64	112.64
	销售单价（元/m³）	1.4914	1.5229	1.5229	1.5229	1.5229	1.5229	1.5229
	小计	136.02	171.58	171.55	171.55	171.55	171.55	171.55
非居民—商业用户	用户数（户）	53	53	53	53	53	53	53
	净增加用户数（户）		0	0	0	0	0	0
	日均用气量（m³）	22.53	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19
	销售气量（万立方米）	43.58	42.91	42.93	42.93	42.93	42.93	42.93
	销售单价（元/m³）	2.4727	2.4679	2.4679	2.4679	2.4679	2.4679	2.4679
	小计	107.77	105.91	105.95	105.95	105.95	105.95	105.95
非居民—工业用户	用户数（户）	39	40	39	39	39	39	39
	净增加用户数（户）		1	-1	0	0	0	0
	日均用气量（m³）	4,759.97	5,323.43	5,408.66	5,530.16	5,603.22	5,603.22	5,603.22
	销售气量（万立方米）	6,775.81	7,772.20	7,699.23	7,872.18	7,976.18	7,976.18	7,976.18
	销售单价（元/m³）	2.4232	2.3849	2.4077	2.4090	2.4098	2.4098	2.4098
	小计	16,418.83	18,535.71	18,537.31	18,964.13	19,220.79	19,220.79	19,220.79
其他—CNG 业务	销售气量（万立方米）	41.54	34.28	30	25.00	20.00	20.00	20.00
	销售单价（元/m³）	3.4955	3.4954	3.4954	3.4954	3.4954	3.4954	3.4954
	小计	145.19	119.83	104.86	87.39	69.91	69.91	69.91
其他—LNG 业务	销售气量（万立方米）	120.86	97.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	销售单价（元/m³）	3.0820	2.7248	2.7248	2.7248	2.7248	2.7248	2.7248
	小计	372.47	264.32	272.48	272.48	272.48	272.48	272.48
天然气销售业务销气量合计（万立方米）		7,072.99	8,059.07	7,984.80	8,152.75	8,251.75	8,251.75	8,251.75
天然气销售业务收入合计		17,180.28	19,197.34	19,192.15	19,601.50	19,840.68	19,840.68	19,840.68
增长率			11.74%	-0.03%	2.13%	1.22%	0.00%	0.00%

由上表可见，甘河中油 2025 年的天然气销售收入较 2024 年有所上升，预测期内天然气销售收入增加，主要是由于部分工业大客户因生产需要，用气量增加所致。

综上，预测期随着销气量增加，天然气销售业务收入增加，本次对天然气销售业务收入的预测具备合理性与谨慎性。

2、天然气代输业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气代输业务为利用公司现有管网为其他公司输送其在上游采购的天然气的代输业务及通过管网供应其向公司购买的天然气的代输业务。

甘河中油的代输业务客户用气量较为稳定，甘河中油已与客户签订长期的合作协议，甘河中油管理层基于现有客户构成、历史用气量与对客户未来生产计划的了解，预计未来代输业务收入基本维持稳定。

报告期和预测期的天然气代输业务收入情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
代输气量（万立方米）	56,155.70	55,956.80	52,000.00	52,000.00	52,000.00	52,000.00	52,000.00
代输单价（元/m ³ ）	0.0414	0.0412	0.0413	0.0413	0.0413	0.0413	0.0413
天然气代输业务收入	2,327.24	2,305.73	2,146.42	2,146.42	2,146.42	2,146.42	2,146.42
增长率		-0.92%	-6.91%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

由上表可见，报告期内，企业的代输业务客户稳定，代输气量基本维持稳定，预测期代输气量下降主要是因为其中一个客户未来代输业务是否延续存在不确定性，故本次谨慎考虑未预测该客户未来的代输气量，其他客户代输量较为稳定，预计未来基本维持现有水平不变。综上，本次天然气代输业务收入预测具备谨慎性与合理性。

3、其他业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

其他业务主要包含技术服务收入和租赁收入等，技术服务业务是为客户提供管网维护或其他相关技术服务取得的收入，租赁服务收入是出租海鑫油气站部分动产和不动产取得的收入。甘河中油管理层根据已签订的技术服务合同并参考历史收入情况对技术服务收入进行预测，租赁服务收入根据已签订的租赁合同进行预测。

报告期和预测期的其他业务收入情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
技术服务收入	59.25	84.81	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00
租赁收入	59.52	62.93	62.93	62.93	62.93	62.93	62.93
其他收入	0.32	1.73					
其他业务收入合计	119.10	149.47	132.93	132.93	132.93	132.93	132.93
增长率		25.50%	-11.07%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

由上表可见，报告期内其他业务收入增加主要是因为 2025 年技术服务收入增加，预测期其他业务收入基本维持稳定，其他业务收入具备谨慎性与合理性。

4、天然气成本的预测过程、预测依据及合理性分析

考虑到甘河中油对天然气销售实行联动调整价格机制，未来年度的天然气总购气量按总销售量确定，成本单价参考企业经营计划以及与中国石油天然气股份有限公司天然气销售青海分公司约定的购气价格，主要根据 2025 年全年的管输天然气成本单价确定。

报告期和预测期的天然气成本情况具体如下：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管输气	气量（万立方米）	6,952.14	7,962.06	7,884.80	8,052.75	8,151.75	8,151.75	8,151.75
	单价（元/m³）	1.5742	1.5566	1.5566	1.5566	1.5566	1.5566	1.5566
	小计	10,943.82	12,393.47	12,273.49	12,534.92	12,689.02	12,689.02	12,689.02
LNG	气量（万立方米）	120.86	97.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	单价（元/m³）	3.0382	2.6738	2.6738	2.6738	2.6738	2.6738	2.6738
	小计	367.19	259.37	267.38	267.38	267.38	267.38	267.38
天然气成本合计		11,311.01	12,652.84	12,540.87	12,802.30	12,956.40	12,956.40	12,956.40
占天然气销售收入比率		65.84%	65.91%	65.34%	65.31%	65.30%	65.30%	65.30%

由上表可见，报告期内的管输天然气和 LNG 的成本整体较平稳，波动幅度较小。预测期的天然气购买成本占天然气销售收入的比例与报告期内基本保持一致。故本次对天然气成本的预测具备谨慎性及合理性。

5、生产成本的预测过程、预测依据及合理性分析

生产成本主要包括职工薪酬、折旧摊销、维护及修理费、安全生产费、燃料及动力、其他等。

对于职工薪酬，包括工资、奖金、津贴、社会保险等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量等因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于折旧，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产，根据未来投资计划测算年折旧。详见本回复之“问题四、关于评估预测/八/（二）”。

对于安全生产费，参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测。

对于燃料及动力、维护及修理费、办公费、业务招待费、车辆费用等其他费用结合公司历史年度的水平，根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的生产成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
职工薪酬	308.29	345.66	356.16	359.80	363.44	367.08	370.72
折旧费	561.42	279.13	341.17	364.48	381.97	321.60	292.40
安全生产费用	0.00	0.00	200.10	198.59	199.94	200.73	200.73
燃料及动力	15.16	14.30	12.04	12.29	12.44	12.44	12.44
维护及修理费	66.32	46.80	45.52	46.48	47.05	47.05	47.05
办公费	7.60	2.81	4.06	4.15	4.20	4.20	4.20
业务招待费	1.27	0.75	0.80	0.82	0.83	0.83	0.83
差旅费	0.07	1.68	0.79	0.81	0.81	0.81	0.81
车辆费用	12.32	10.92	9.47	9.67	9.78	9.78	9.78
技术服务费	7.83	13.16	13.16	13.16	13.16	13.16	13.16
物业管理费	3.32	5.70	5.76	5.76	5.76	5.76	5.76
物料消耗	1.09	1.03	0.87	0.88	0.89	0.89	0.89
其他	7.49	12.35	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
生产成本合计	992.18	734.29	999.90	1,026.89	1,050.27	994.33	968.77
占(天然气销售收入+天然气代输收入)比率	5.09%	3.41%	4.69%	4.72%	4.78%	4.52%	4.41%

由上表可见，报告期 2025 年生产成本占收入比重较 2024 年有所回落，主要原因是固定资产折旧减少，公司 2024 年管道沟槽类固定资产按 20 年计提折旧，2025 年调整折旧年限至 30 年，年折旧额相应降低。

预测期内生产成本占天然气销售收入的比率高于 2025 年水平，主要原因如下：一是安全生产费计提金额上升，报告期内公司专项储备账面结余已超过规定应计提金额的 3 倍，依据相关政策规定当期可暂停计提，预测期参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136 号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测；二是固定资产折旧增加，公司 2025 年年中新增固定资产导致预测期固定资产折旧高于 2025 年。综上，本次对生产成本的预测具备谨慎性与合理性。

6、其他业务成本的预测过程、预测依据及合理性分析

未来年度的其他业务成本为加气站租赁收入对应的固定资产折旧，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产，根据未来投资计划测算年折旧。详见本回复之“问题四、关于评估预测/八/（二）”。

报告期和预测期的其他业务成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
租赁业务成本-折旧	42.47	42.13	51.47	54.99	57.63	48.52	44.12

综上所述，本次收益预测过程中，针对甘河中油预测期内天然气销售分品类用户规模、单户平均耗气量、终端销售单价、天然气代输业务收入及对应成本、天然气采购成本、生产成本等核心指标均结合历史经营情况、行业政策及区域用气发展趋势审慎测算，相关预测具备合理性与谨慎性。

（三）中油珠海-扬州中油

1、天然气销售业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

扬州中油天然气销售业务客户类型以工业为主，民用、商业及其他用户的占比相对较少。本次综合考虑当前天然气市场整体环境、区域经济稳定及企业经营计划，对未来年度各类客户用气量分别进行预测。具体测算方式如下：

$$\text{天然气销售收入（元）} = \text{用气量（m}^3\text{）} \times \text{销售单价（元/m}^3\text{）}$$

A.居民用户天然气收入：

对于居民用户天然气收入，采用“基准日现有用户数加预测期内新增用户数”来测算总用气户数，乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的居民用气销售单价确认销售收入。

考虑到扬州中油特许经营范围所限，居民用户基数本身较小，同时近年来房地产行业增速放缓，导致每年新增居民用户呈下降趋势。因此，本次对居民用气户数的预测，将基于历史存量用户数，并综合企业根据其工程安装业务计划所预估的未来新增用户数进行确认。平均每户年用气量根据历史居民用气水平进行测算。扬州中油居民燃气销售单价执行政府定价。根据扬州市江都区发展和改革委员会《关于调整居民用管道天然气销售价格有关事项的通知》（扬江发改〔2024〕28号），现行居民用气实行阶梯价格制度，具体按文件公布的一、二、三档阶梯价格执行。本次在预测期居民销售单价测算过程中，统一参照最新政府定价文件，采用2025年居民综合平均销售单价作为后续年度测算标准。

B.商业用户天然气收入：

由于商业用气客户实际用气量差异较大，本次结合历史用气数据将商业用气客户划分为大客户与一般客户两类。大客户用气量结合企业经营计划、历史用气数据及市场实地走访情况单独测算；一般商业用户用气规模以用户数量乘以户均用气量估算。

价格层面，公司对商业用户实行一企一策差异化定价策略，同时燃气销售价格受物价主管部门监管并执行上下游价格联动机制，未来售价存在不确定性。本次评估未来年度销售单价取值如下：大客户销售单价参照其2025年度销售单价确定；存量一般客户及未来新增商业客户统一采用2025年平均销售单价测算。

C.其他用户天然气收入：

其他用户共4户，该类用户的用气量及销售单价根据历史市场销售情况结合企业的未来年度经营计划确认。

D.工业用户天然气收入

工业用户天然气收入作为扬州中油的核心业务，对工业客户实行大客户管理制度，由市场部对其逐一进行管理和服务。扬州中油对于工业用户采取一企一策

的价格优惠策略，由于用户对于天然气的需求及价格敏感度不同，市场部还根据《大用户管理制度》对用户制定不同的调价策略。

被评估单位管理层基于现有客户构成、历史用气量、客户 2026 年的用气量的申报与对客户未来生产计划的了解编制了未来销量预测。本次评估结合主要客户的访谈情况、历史销量波动区间对被评估单位管理层的预测进行了核查与分析判断，认为该预测总体与历史数据及现有经营条件相匹配，据此确定未来年度销量预测。销售单价预测结合企业 2025 年度销售单价进行预测。最终，通过加总所有客户的预测用气量×单价计算工业用户天然气总收入。

E、LNG 贸易业务

LNG（液化天然气）贸易业务主要为扬州中油销售给扬州市开达气体有限公司的偶发性业务，根据企业与客户的沟通，预计该类业务后续不会发生。未来不再预测。

报告期和预测期的天然气销售业务收入情况具体如下：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	12,976	13,685	13,985	14,285	14,585	14,885	15,185
	净增加用户数（户）		709	300	300	300	300	300
	日均用气量（m³）	0.43	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
	销售气量（万立方米）	206.00	211.63	213.95	218.59	223.23	227.87	232.51
	销售单价（元/m³）	2.5229	2.7355	2.7355	2.7355	2.7355	2.7355	2.7355
	小计（万元）	519.72	578.93	585.26	597.96	610.65	623.34	636.03
非居民—商业用户	用户数（户）	78	75	96	114	126	136	146
	净增加用户数（户）		-3	21	18	12	10	10
	日均用气量（m³）	27.49	29.41	23.51	20.63	19.17	18.08	17.15
	销售气量（万立方米）	78.27	80.51	82.39	85.82	88.15	89.75	91.40
	销售单价（元/m³）	3.8099	3.6721	3.6885	3.6881	3.6878	3.6876	3.6875
	小计（万元）	298.19	295.65	303.89	316.52	325.09	330.95	337.02
非居民—工业用户	用户数（户）	53	51	49	52	52	52	52
	净增加用户数（户）		-2	-2	3	0	0	0
	日均用气量（m³）	4,290.32	3,350.98	3,771.53	3,718.99	3,844.82	3,899.74	3,903.34
	销售气量（万立方米）	8,299.62	6,237.84	6,745.38	7,058.64	7,297.47	7,401.71	7,408.54
	销售单价（元/m³）	3.4585	3.4337	3.4337	3.4337	3.4337	3.4337	3.4337
	小计（万元）	28,704.21	21,418.60	23,161.61	24,237.26	25,057.31	25,415.27	25,438.71
非居	用户数（户）	4	4	4	4	4	4	4

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
民一 其他 用户	净增加用户数（户）		0	0	0	0	0	0
	销售气量（万立方米）	24.05	27.19	27.19	27.19	27.19	27.19	27.19
	销售单价（元/m³）	3.5023	3.6097	3.6097	3.6097	3.6097	3.6097	3.6097
	小计（万元）	84.25	98.17	98.16	98.16	98.16	98.16	98.16
天然气销售业务销气量合计（万立方米）		8,607.94	6,557.18	7,068.91	7,390.25	7,636.04	7,746.52	7,759.64
天然气销售业务收入合计		29,606.37	22,391.35	24,148.92	25,249.90	26,091.21	26,467.72	26,509.92
增长率			-24.37%	7.85%	4.56%	3.33%	1.44%	0.16%
LNG 贸易业务销气量合计（万立方米）		0.00	245.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LNG 贸易业务收入合计		0.00	144.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

由上表可见，公司 2024-2025 年的整体天然气销售收入呈现下降趋势，其中居民用气收入呈上升趋势，主要是居民用气的客户数量及销售单价上涨导致，对整体收入变动影响较小；对整体收入影响较大的是非居民用气收入，这一变化主要源于以下几方面因素：其一，重点大客户江苏华电扬州中燃能源有限公司受政策调整影响销户，该部分大额用气需求减少；其二，部分工业客户调整了自身能源结构，造成工业用户天然气销售收入减少；其三，扬州悦之达能源工程有限公司(终端客户为华伦化工)受环保管控要求临时性停产，导致收入减少。此外，由于当前天然气市场供应整体增加而需求增长放缓，扬州中油积极与上游天然气供应商协调，确保基础合同气量的落实，并同步寻求其他低价气源进行补充，以此降低综合天然气成本，从而为终端定价创造有利空间。

扬州中油通过多措并举实现经营策略的调整：一方面严格控制天然气成本，拓宽利润空间；另一方面根据客户结构与需求实施个性化的调价与顺价机制，并灵活拓展气源来源，以提升市场覆盖能力与销气规模。尽管上述举措导致销售单价有所下降，进而对整体营业收入产生一定程度的影响，但由于天然气成本的有效控制，公司的实际利润水平仍保持了相对稳定态势。随着客户流失风险的控制，评估基准日的存量客户结构趋于稳定，叠加区域各类用气客户的增加，整体销气量将逐渐增长，天然气销售收入随之呈逐年上升态势。综上，本次对天然气销售业务收入的预测具备合理性与谨慎性。

2、天然气代输业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气代输业务分管输业务和代输业务，其中管输业务为扬州中油为泰州

中石油昆仑燃气有限公司提供的天然气管输服务，按照合同约定的金额进行结算；
代输业务为扬州中油为部分客户代输的天然气并取得的收入。

报告期和预测期的天然气代输业务收入情况具体如下：

单位：万元

类别	客户名称	项目	报告期内		预测期				
			2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管输业务	泰州中石油昆仑燃气有限公司	收入小计(万元)	76.33	458.53	458.72	458.72	458.72	458.72	458.72
代输业务	扬州市开达气体有限公司（龙川钢管）	销售气量(万立方米)	556.47	-	-	-	-	-	-
		销售单价(元/m³)	0.0917						
		小计	51.05	-	-	-	-	-	-
	扬州悦之达能源工程有限公司（中天管桩）	销售气量(万立方米)	190.99	156.66	161.36	166.20	167.86	167.86	167.86
		销售单价(元/m³)	0.3211	0.3211	0.3074	0.3074	0.3074	0.3074	0.3074
		小计	61.33	50.30	49.61	51.09	51.60	51.60	51.60
	扬州悦之达能源工程有限公司（龙川钢管）	销售气量(万立方米)	1,219.17	2,278.40	2,346.76	2,417.16	2,441.33	2,441.33	2,441.33
		销售单价(元/m³)	0.0862	0.0917	0.0781	0.0781	0.0781	0.0781	0.0781
		小计	105.14	209.03	183.18	188.68	190.56	190.56	190.56
天然气代输业务收入合计			293.85	717.86	691.51	698.49	700.88	700.88	700.88
增长率				144.29%	-3.67%	1.01%	0.34%	0.00%	0.00%

管输业务：根据扬州中油和泰州中石油昆仑燃气有限公司签订的《天然气管输服务合同》，由扬州中油提供管输服务，根据合同约定按照固定管输费 500 万元/年（含税）进行结算，故预测期按照合同约定的金额进行预测。

代输业务：系公司为扬州市开达气体有限公司、扬州悦之达能源工程有限公司代输的天然气（终端客户为龙川钢管、中天管桩公司），2025 年起扬州市开达气体有限公司停止供气，所有代输气源切换至扬州悦之达能源工程有限公司。本次收入测算依托历史代输气量数据，结合下游企业用气需求预测。扬州中油对代输业务采用净额法确认收入，即以实际取得的价差作为营业收入确认金额。结合扬州悦之达能源工程有限公司及下游工业企业生产规划，代输业务规模整体小幅波动调整，2028 年起业务规模趋于平稳并保持稳定。综上，本次天然气代输业务收入预测具备谨慎性与合理性。

3、天然气工程安装服务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气工程安装服务主要包括居民小区和工商业客户工程安装。近年来，由于特许经营区域内客户趋于稳定，新增客户较少，叠加房地产行业整体低迷，该业务收入 2025 年较 2024 年下降明显。对于该部分收入的预测，主要依据历史年度居民与工商业新增天然气用户数及对应管道敷设的平均收入水平，并结合企业针对待开发居民用户的施工计划与收费标准进行综合测算。目前扬州中油根据客户类型确定工程安装费，其中商品住宅工程安装费收费标准根据“扬江发改[2020]33 号”《关于调整居民管道燃气工程安装费标准的通知》发布的燃气工程安装费统一为 2,200.00 元/户执行；针对乡镇自建、代建、统建等非商品住房燃气工程安装费按照当地政府（代建统建单位）、燃气经营企业、用户共同承担的原则商定资金筹措方案：其中由用户承担的燃气工程安装费 2200 元/户（不超过文件规定上限标准）；剩余 1500 元/户工程建设按多方协商机制另行确定分摊主体；目前部分在建项目剩余工程建设补差费 1500 元/户按大桥镇人民政府要求由扬州群悦物业服务有限公司负责资金筹措。工业配套工程和商业配套工程结合企业历史年度收费情况进行预测。

报告期和预测期的天然气工程安装服务业务收入情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
工业用户工程	7.05	33.19	237.54	183.49	-	-	-
居民用户工程	379.10	198.40	101.83	101.83	101.83	101.83	101.83
商业用户工程	25.31	4.83	36.26	31.27	18.50	16.87	16.87
天然气工程安装服务收入合计	411.46	236.41	375.63	316.59	120.33	118.70	118.70
增长率		-42.54%	58.89%	-15.72%	-61.99%	-1.35%	0.00%

由上表可见，本次对工程安装业务各类型用户天然气工程安装服务业务收入预测存在一定的波动，其中 2026 年较上年增长，主要原因是当期新增了部分工业用户工程，扬州中油目前建设中的工业用户项目共 4 项，预计 2026 年年底完工，2028 年以后基于谨慎性不再预测；对于居民用户及商业用户，根据企业工程计划逐年下滑预测，因此本次天然气工程安装服务业务收入预测具备谨慎性与合理性。

4、其他业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

其他业务（除天然气工程安装服务）主要包含燃气设备、改管服务、波纹管销售等增值业务，本次根据历史年度的经营数据结合企业的经营计划对其进行预测。

报告期和预测期的其他业务收入情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
增值业务	123.13	111.63	117.21	123.07	129.22	135.68	142.46
其他业务收入合计	123.13	111.63	117.21	123.07	129.22	135.68	142.46
增长率		-9.34%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%

由上表可见，报告期内其他业务收入减少主要是因为 2024 年扬州中油不再自行开展波纹管、燃气灶具终端零售业务，公司原有产品库存全部平价处置，故 2024 年收入较高。2025 年扬州中油主要依托新开发的管阀两件套、其他燃气产品、饮用水等销售及管线改造业务维持板块整体收入。根据扬州中油业务发展规划，公司后续将搭建增值业务团队，统筹产品销售与市场推广，分小区制定专项燃气产品营销方案，并常态化开展市场调研，持续拓展增值业务规模，故预测 2026 至 2030 年增值业务收入增长。综上，其他业务收入具备谨慎性与合理性。

5、天然气成本的预测过程、预测依据及合理性分析

根据扬州中油与中国石油天然气股份有限公司天然气销售江苏分公司签订的《2025-2026 年度天然气购销合同》，“管制气”不区分用气结构，用气价格按照国家发展改革委发布的该省天然气基准门站价格上浮 18.5% 执行；“非管制气”执行市场调节价格，用气价格按照合同约定的价格公式执行；线下额外气供气价格按照买方所在区域交易中心线上交易当月最高成交价格的 1.1 倍执行。

考虑到扬州中油对于天然气销售实行联动调整价格机制，未来年度的天然气的成本气量按总销售量及供气损耗确定，成本单价主要参考 2025 年度天然气成本单价。

报告期和预测期的天然气成本情况具体如下：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管输气	气量(万立方米)	8,641.80	6,600.52	7,102.82	7,425.70	7,672.67	7,783.68	7,796.86
	单价(元/m³)	2.8065	2.7289	2.7292	2.7292	2.7292	2.7292	2.7292
	小计	24,253.41	18,012.22	19,385.01	20,266.21	20,940.25	21,243.23	21,279.19
天然气成本合计		24,253.41	18,012.22	19,385.01	20,266.21	20,940.25	21,243.23	21,279.19
占天然气销售收入比率		81.92%	80.44%	80.27%	80.26%	80.26%	80.26%	80.27%

由上表可见：报告期内的天然气成本整体较平稳，波动幅度较小。预测期的天然气购买成本占天然气销售收入的比例与报告期内基本保持一致。故本次对天然气成本的预测具备谨慎性及合理性。

6、生产成本的预测过程、预测依据及合理性分析

生产成本主要包括其他材料成本、职工薪酬、折旧费、修理及维护费、安全生产费、业务招待费、其他等。

其他材料成本：其他材料成本主要为满足工业用户（船厂）切割用气需求而向天然气中添加的增效剂。该部分成本随客户实际天然气使用量的变化而相应变动。该部分成本根据客户（船厂）天然气用气量结合历史单位成本进行预测。

职工薪酬：对于工资，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

折旧：对于折旧，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产，根据未来投资计划测算年折旧，详见本回复之“问题四、关于评估预测/八/（三）”。

安全生产费：对于安全生产费，参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136号）的提取要求进行预测。

其他成本根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的生产成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
职工薪酬	337.88	350.59	361.20	372.00	375.60	379.50	379.50
折旧费	467.82	485.44	511.10	524.90	540.34	549.82	542.08
租赁费	0.10	6.02	4.38	4.51	4.65	4.79	4.93

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
修理及维护费	63.39	60.99	62.19	62.81	63.44	64.07	64.71
燃料及动力	11.67	13.51	12.59	12.72	12.85	12.98	13.11
其他材料	476.54	424.94	431.82	444.77	449.22	453.71	458.25
安全生产费	0.00	89.97	77.89	83.60	87.08	89.24	90.50
车辆使用费	10.10	9.37	9.73	9.83	9.93	10.03	10.13
办公费	8.39	9.37	8.88	8.97	9.06	9.15	9.24
业务招待费	46.70	63.30	55.00	55.55	56.11	56.67	57.24
其他直接成本	-10.63	15.52	29.50	17.64	17.79	17.94	18.09
生产成本合计	1,411.97	1,529.04	1,564.28	1,597.30	1,626.07	1,647.90	1,647.78
占（天然气销售收入+天然气代输收入）比率	4.72%	6.62%	6.30%	6.16%	6.07%	6.07%	6.06%

由上表可见，报告期 2025 年生产成本占收入比重较 2024 年有所增长，主要原因如下：一是高压管道新建工程完工转固导致年折旧额相应增加；二是安全生产费计提金额增加，2024 年公司专项储备账面结余已超过规定应计提金额的 3 倍，依据相关政策规定当期可暂停计提，2025 年恢复计提安全生产费。预测期生产成本 2026 年较 2025 年上升，主要原因为伴随用气规模增长对应材料耗用成本及部分费用同步增加。预测期内生产成本占天然气销售收入的比率略低于 2025 年水平，主要为生产成本多为固定支出、总额相对稳定，收入规模提升摊薄成本占比。因此本次对生产成本的预测具备谨慎性与合理性。

7、天然气工程安装服务成本的预测过程、预测依据及合理性分析

未来年度的工程安装服务成本根据未来年度的工程安装服务收入与毛利率计算得出，其中未来年度的毛利率主要参考历史年度的毛利率水平。

报告期和预测期的天然气工程安装成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
工业用户工程	4.48	23.64	217.61	165.14	-	-	-
居民用户工程	370.99	185.44	95.19	95.19	95.19	95.19	95.19
商业用户工程	14.64	3.84	28.55	24.99	14.75	13.39	13.39
天然气工程安装服务成本合计	390.11	212.92	341.35	285.32	109.94	108.58	108.58
综合毛利率	5.19%	9.93%	9.13%	9.88%	8.64%	8.53%	8.53%

由上表可见，2025 年综合毛利率呈上升趋势，波动较为明显，主要受工程

安装收入结构的影响。扬州中油工程安装业务以居民用户工程为主，且多为老旧小区改造项目，需对全小区进行管道敷设，敷设成本高，但老居民小区天然气的报装率存在差异，2025 年的报装率高于 2024 年报装率，导致 2025 年毛利率高于 2024 年，同时 2025 年新增工业用户安装，这部分毛利率较高，对整体毛利率有所提升。扬州中油老小区整体报装率偏低，在一定程度上拉低了公司毛利率水平。预测期公司分业务类型测算各类工程安装服务毛利，受居民、工商业等各类安装工程业务结构占比逐年变动影响，天然气工程安装服务毛利将呈现一定波动，相关预测逻辑具备合理性。

综上所述，本次收益预测过程中，针对扬州中油预测期内天然气销售分品类用户规模、单户平均耗气量、终端销售单价、天然气代输业务收入、工程安装服务收入及对应成本、天然气采购成本、生产成本等核心指标均结合历史经营情况、行业政策及区域用气发展趋势审慎测算，相关预测具备合理性与谨慎性。

（四）天达胜通-南京洁宁

1、天然气销售业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气销售业务为管输天然气销售业务，分为居民用户售气业务、商业用户售气业务、工业用户售气业务及公福用户售气业务。

本次结合企业的经营计划，分别预计未来年度各类客户的用气量。具体测算方式如下：

$$\text{天然气销售收入（元）} = \text{未来年度用气量（m}^3\text{）} \times \text{销售单价（元/m}^3\text{）}$$

A.居民用户天然气销售收入

对于居民用户天然气销售收入，采用“基准日现有用户数加预测期内新增用户数”来测算总用气户数，乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的居民用气销售单价从而确认销售收入。

考虑到南京洁宁特许经营范围所限，居民用户基数本身较小，同时近年来房地产行业增速放缓，导致每年新增居民用户呈下降趋势。因此，本次对居民用气户数的预测，将基于历史存量用户数，并综合企业根据其工程安装业务计划所预

估的未来新增用户数进行确认。平均每户年用气量根据历史居民用气水平进行测算。南京洁宁居民燃气销售单价执行政府定价。根据南京市发展和改革委员会《关于调整居民用管道天然气销售价格有关事项的通知》（宁发改价费字〔2023〕410号），现行居民用气实行阶梯价格制度，具体按文件公布的一、二、三档阶梯价格执行。具体执行价格如下：第一阶梯销售价格为 3.03 元/立方米；第二阶梯销售价格为 3.64 元/立方米；第三阶梯销售价格为 4.24 元/立方米。本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

B.工业用户天然气销售收入

工业用户天然气销售收入是南京洁宁的核心业务，对工业客户实行大客户管理制度，由市场部对其逐一进行管理和服务。

南京洁宁工业用户天然气销售业务的销售价格由当地发展改革部门负责制定和调整。根据南京市发展和改革委员会于 2024 年 4 月 28 日发布的《关于调整非居民用气销售价格有关事项的通知》（宁发改价费字[2024]311 号），为鼓励天然气经营企业积极组织气源保供，按照用户自愿委托的原则，对合同购气量以外的气量实行代购代销价格政策。作价公式为：代购代销销售价格=代购天然气实际采购价格+配气价格，其中，代购天然气实际采购价格按采购价格和采购量加权平均计算；配气价格为 0.80 元/立方米，最高上浮幅度 10%，下浮不限，价格政策自 2024 年 4 月 1 日起执行。截至报告出具日，南京市发展和改革委员会尚未发布最新的价格通知。根据对企业管理层的访谈，以及历史年度政府发布的历次价格通知，本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

被评估单位管理层基于现有客户构成、历史用气量、客户 2026 年的用气量的申报与对客户未来生产计划的了解编制了未来销量预测。本次评估结合主要客户的访谈情况、历史销量波动区间对被评估单位管理层的预测进行了核查与分析判断，认为该预测总体与历史数据及现有经营条件相匹配，据此确定未来年度销量预测。

C.商业用户天然气销售收入

商业用户主要为商场、酒店、餐饮、银行等。对于商业用户天然气销售收入，

采用“基准日现有用户数加预测期内新增用户数”来测算总用气户数，乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的非居民用气销售单价从而确认销售收入。根据对企业管理层的访谈，以及历史年度政府发布的历次价格通知，本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

D.公福用户天然气销售收入

公福用户主要为学校、医院等用户，对于上述用户的用气量及销售单价根据历史市场销售情况结合企业的未来年度经营计划确认。

报告期和预测期的天然气销售业务收入情况具体如下：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	55,591	60,344	60,844	61,344	61,844	62,244	62,644
	净增加用户数（户）		4,753	500	500	500	400	400
	日均用气量（m³）	0.38	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	销售气量（万立方米）	731.50	743.92	777.62	784.04	790.46	796.23	801.36
	销售单价（元/m³）	2.8492	2.9631	2.9631	2.9631	2.9631	2.9631	2.9631
	小计	2,084.18	2,204.27	2,304.17	2,323.19	2,342.21	2,359.31	2,374.51
非居民—商业用户	用户数（户）	164	228	240	252	262	272	282
	净增加用户数（户）		64	12	12	10	10	10
	日均用气量（m³）	37.20	24.19	24.19	24.19	24.19	24.19	24.19
	销售气量（万立方米）	219.95	173.07	206.62	217.22	226.93	235.76	244.59
	销售单价（元/m³）	3.9020	4.0114	4.0114	4.0114	4.0114	4.0114	4.0114
	小计	858.25	694.25	828.84	871.36	910.31	945.73	981.15
非居民—工业用户	用户数（户）	126	128	130	132	134	136	138
	净增加用户数（户）		2	2	2	2	2	2
	日均用气量（m³）	731.44	673.53	616.77	616.59	613.15	604.94	596.97
	销售气量（万立方米）	3,363.88	3,146.72	2,926.59	2,970.73	2,998.92	3,002.92	3,006.92
	销售单价（元/m³）	4.0471	3.8735	3.8735	3.8735	3.8735	3.8735	3.8735
	小计	13,613.80	12,188.80	11,336.15	11,507.12	11,616.30	11,631.80	11,647.29
非居民—公福用户	用户数（户）	22	23	23	23	23	23	23
	净增加用户数（户）		1	0	0	0	0	0
	日均用气量（m³）	33.38	23.05	23.05	23.05	23.05	23.05	23.05
	销售气量（万立方米）	23.75	18.93	19.35	19.35	19.35	19.35	19.35
	销售单价（元/m³）	3.0971	2.7907	2.7907	2.7907	2.7907	2.7907	2.7907
	小计	73.57	52.83	54.00	54.00	54.00	54.00	54.00
天然气销售业务销气量合计（万立方米）		4,339.08	4,082.63	3,930.18	3,991.34	4,035.66	4,054.26	4,072.22
天然气销售业务收入合计		16,629.80	15,140.15	14,523.16	14,755.67	14,922.82	14,990.84	15,056.95

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
	增长率		-8.96%	-4.08%	1.60%	1.13%	0.46%	0.44%

由上表可见，南京洁宁报告期内 2025 年的天然气销售收入较 2024 年有所下滑，主要是工业用户售气量下降，2025 年较 2024 年工业用气量下降的主要原因系大客户南京市欣旺达新能源有限公司因 2025 年产品结构调整同时产量较 2024 年下降，从而减少使用 281 万立方气。本次预测期谨慎考虑 2026 年会有小幅下降，另外结合企业了解，大客户南京市欣旺达新能源有限公司承接华东储能大单，随着产能释放，用气量也会回升，叠加区域居民、工商业用户持续拓展，整体销气量将逐年增加，天然气销售收入随之呈逐年上升态势。综上，本次对天然气销售业务收入的预测具备合理性与谨慎性。

2、天然气工程安装服务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气工程安装服务业务是指公司根据城镇居民用户、工商业等各类用户的不同需求，提供的配套设施设备安装工程及售后服务。

根据当年居民、工业、商业配套预计新增用户结合不同类型的收费标准进行预测。其中居民配套工程收费标准根据宁发改价费字[2019]674 号《关于规范燃气工程安装收费有关事项的通知》发布的城镇新建商品住房（不含别墅，下同）燃气工程安装收费标准统一调整为 2,200.00 元/户，同时取消地下共用低压管延长米收费；城镇老旧居民住房（不含别墅，下同）燃气工程安装收费标准调整为 700 元/户。因溧水经济开发区目前没有城镇新建商品住房的开发项目，故居民配套增量主要考虑城镇老旧居民住房，南京市城镇老旧居民住房燃气工程安装费统一按照 700.00 元/户预测，工业配套工程和商业配套工程结合企业历史年度收费情况进行预测。

报告期和预测期的天然气工程安装服务业务收入情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户工程	2,178.24	1,462.04	32.11	32.11	32.11	25.69	25.69
工业用户工程	31.70	180.00	55.05	55.05	55.05	55.05	55.05
商业用户工程	83.32	274.36	15.14	12.84	14.68	14.68	14.68
其他用户工程	293.54	3.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
天然气工程安装服务收入合计	2,586.80	1,920.27	102.30	100.00	101.84	95.42	95.42
增长率		-25.77%	-94.67%	-2.25%	1.84%	-6.30%	0.00%

由上表可见，预测期居民工程逐年递减，工商业仅按零散小额项目保守测算。因此本次天然气工程安装服务业务收入预测具备谨慎性与合理性。

3、天然气成本的预测过程、预测依据及合理性分析

考虑到南京洁宁对于天然气销售实行联动调整价格机制，未来年度的天然气的成本量按总销售量确定，成本单价主要参考 2025 年度综合成本单价进行预测。

报告期和预测期的天然气成本情况具体如下：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管输气	气量（万立方米）	4,339.08	4,082.63	3,930.18	3,991.34	4,035.66	4,054.26	4,072.22
	单价（元/m ³ ）	3.2405	2.9448	2.9448	2.9448	2.9448	2.9448	2.9448
	小计	14,060.63	12,022.53	11,573.59	11,753.70	11,884.20	11,938.97	11,991.86
天然气成本合计		14,060.63	12,022.53	11,573.59	11,753.70	11,884.20	11,938.97	11,991.86
占天然气销售收入比率		84.55%	79.41%	79.69%	79.66%	79.64%	79.64%	79.64%

由上表可见，报告期天然气成本下降的原因主要是采购单价下降，与上游供应商签订的采购定价机制中，价格构成包含固定价差部分，本期上游下调采购定价中的固定价差水平，直接降低单位气源采购成本，进而带动整体天然气采购成本下行。预测期的天然气购买成本占天然气销售收入的比例与报告期 2025 年基本保持一致。故本次对天然气成本的预测具备谨慎性及合理性。

4、生产成本的预测过程、预测依据及合理性分析

生产成本主要包括职工薪酬、折旧摊销、修理及维护费、安全生产费、租赁费、其他等。

对于职工薪酬，包括工资、奖金、津贴、社会保险等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于折旧摊销，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投

入资金新增资产，根据未来投资计划测算年折旧摊销。详见本回复之“问题四、关于评估预测/八/（四）”。

对于安全生产费，参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测。

对于租赁费，在合同期内根据合同约定进行预测，合同期外根据已经履行完毕的合同情况，并结合未来的规划进行预测。

对于修理及维护费、办公费、燃料及动力费、车辆费用等其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的生产成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
职工薪酬	296.93	270.48	315.20	342.28	361.80	361.80	361.80
折旧费	505.58	341.42	329.51	332.80	337.96	335.64	337.89
摊销	4.12	4.00	0.32	0.32	0.32	0.29	0.00
租赁费	5.31	15.77	11.49	11.72	11.95	12.19	12.43
修理及维护费	56.29	26.73	27.27	27.82	28.38	28.95	29.53
燃料及动力	3.10	1.44	1.47	1.50	1.53	1.56	1.59
安全生产费	299.67	174.04	171.86	163.76	164.52	165.08	165.28
车辆使用费	0.48	2.46	2.51	2.56	2.61	2.66	2.71
办公费	6.31	8.92	9.10	9.28	9.47	9.66	9.85
其他直接成本	4.49	12.01	12.25	12.50	12.75	13.00	13.26
生产成本合计	1,182.28	857.28	880.98	904.53	931.30	930.84	934.35
占天然气销售收入比率	7.11%	5.66%	6.07%	6.13%	6.24%	6.21%	6.21%

由上表可见，报告期 2025 年生产成本占天然气销售收入比重较 2024 年有所回落，主要原因如下：一是固定资产折旧摊销减少，公司 2024 年管道沟槽类固定资产按 20 年计提折旧，2025 年调整折旧年限至 30 年，年折旧额相应降低；二是安全生产费计提金额下降，公司专项储备账面结余已超过规定应计提金额的 3 倍，依据相关政策规定当期可暂停计提。

预测期参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况对安全生产费用进行预测，故预测期内生产成本占天然气销售收入的比率略高于 2025 年水平，因此本次对

生产成本的预测具备谨慎性与合理性。

5、天然气工程安装服务成本的预测过程、预测依据及合理性分析

未来年度的工程安装服务成本根据未来年度的工程安装服务计划测算，其中未来年度的单位成本主要参考历史年度的单位成本水平情况确定。

报告期和预测期的天然气工程安装成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户工程	1,303.17	980.58	22.48	22.48	22.48	17.98	17.98
工业用户工程	19.49	111.62	38.53	38.53	38.53	38.53	38.53
商业用户工程	94.97	170.25	10.55	8.94	10.23	10.23	10.23
其他用户工程	240.78	2.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
天然气工程安装服务成本合计	1,658.41	1,264.53	71.56	69.95	71.24	66.74	66.74
综合毛利率	35.89%	34.15%	30.05%	30.05%	30.05%	30.05%	30.05%

预测期天然气工程安装业务毛利率参考报告期毛利率谨慎预测，因此本次对于天然气工程安装成本的预测具备谨慎性与合理性。

综上所述，本次收益预测过程中，针对南京洁宁预测期内天然气销售分品类用户规模、单户平均耗气量、终端销售单价、工程安装服务收入及对应成本、天然气采购成本、生产成本等核心指标均结合历史经营情况、行业政策及区域用气发展趋势审慎测算，相关预测具备合理性与谨慎性。

（五）天达胜通-南昌中油

1、天然气销售业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气销售业务主要为管输天然气销售业务，其中管输天然气销售业务分为居民用户售气业务、商业用户售气业务。

管输天然气销售收入结合企业的经营计划，分别预计未来年度各类客户的用气量，销售价格由当地发展改革部门负责制定和调整。具体测算方式如下：

天然气销售收入（元）=未来年度用气量（m³）×销售单价（元/m³）

A.居民用户天然气销售收入

南昌中油经营供气区域为南昌市红谷滩中心区，居民用气营收均来自片区内居民住户。截至 2025 年末，累计通气居民 41479 户，区域居民气化率 90%。片区开发趋于成熟，未来仅少量老旧小区改造可带来新增用户，居民新增开户量将持续回落。居民用户天然气销售收入根据总用气户数乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的居民用气销售单价确认。

根据南昌市发展和改革委员会于 2024 年 11 月 29 日发布的《关于联动调整我市管道天然气销售价格的通知》（洪发改价管字[2024]24 号）发布的第一阶梯价进行预测。文件通知如下：居民用气阶梯价格制度从 2024 年 12 月 1 日开始执行，第一阶梯气量基数为 420（含）立方米以下，销售价格为 3.21 元/立方米；第二阶梯气量基数为 420-660（含）立方米，销售价格为 3.53 元/立方米；第三阶梯气量基数为 660 立方米以上，销售价格为 4.17 元/立方米。本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

B.商业用户天然气销售收入

公司商业用气服务对象集中于南昌市红谷滩中心区范围内商场、酒店、餐饮商铺等经营主体。截至 2025 年末，累计通气商业用户 434 户。经过多年市场拓展，叠加区域“瓶改管”专项改造政策落地实施，辖区内优质商业用气客户已基本开发饱和，后续新增商业用气需求仅来自少量零散商户改造，未来商业新增开户数量将持续走低。商业用户天然气销售收入根据总用气户数乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的非居民用气销售单价确认。

根据南昌市发展和改革委员会于 2025 年 8 月 29 日发布的《关于继续执行我市现行非居民用天然气销售价格的通知》（洪发改价管字[2025]22 号）。文件通知如下：根据上游天然气采购价格变化情况，按照我市现行管道天然气上下游价格联动机制，非居民用天然气最高销售价格继续按 4.12 元/立方米（含税）执行。受气源供给、成本变动、历史价格疏导及政策调控等多重因素影响，未来销售单价将有所下降，本次预测商业用户用气综合销售单价按 4.05 元/立方米（含税）进行预测。

报告期和预测期的天然气销售业务收入情况具体如下：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	41,110	41,479	41,587	41,677	41,727	41,777	41,827
	净增加用户数（户）		369	108	90	50	50	50
	日均用气量（m³）	0.49	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
	销售气量（万立方米）	731.99	673.56	677.45	679.06	680.21	681.02	681.84
	销售单价（元/m³）	3.2490	3.1374	3.1374	3.1374	3.1374	3.1374	3.1374
	小计	2,378.26	2,113.22	2,125.43	2,130.48	2,134.09	2,136.63	2,139.20
非居民—商业用户	用户数（户）	390	434	456	474	490	506	522
	净增加用户数（户）		44	22	18	16	16	16
	日均用气量（m³）	95.67	72.82	72.82	72.82	72.82	72.82	72.82
	销售气量（万立方米）	1,201.29	1,095.10	1,182.82	1,235.98	1,281.17	1,323.69	1,366.22
	销售单价（元/m³）	3.9344	3.8111	3.7156	3.7156	3.7156	3.7156	3.7156
	小计	4,726.34	4,173.56	4,394.89	4,592.41	4,760.32	4,918.30	5,076.33
天然气销售业务销气量合计（万立方米）		1,933.27	1,768.66	1,860.27	1,915.04	1,961.38	2,004.71	2,048.06
天然气销售业务收入合计		7,104.60	6,286.78	6,520.32	6,722.89	6,894.41	7,054.93	7,215.53
增长率			-11.51%	3.71%	3.11%	2.55%	2.33%	2.28%

由上表可见，南昌中油 2025 年的天然气销售收入较 2024 年有所下降，主要是 2025 年受天气的影响造成用气量下降，造成用气量处于第一档的户数较多，造成整体收入的下降，而暖冬情况并非长久的因素；受整体经济环境的影响，区域商户的用气量需求也下降。预测期内天然气销售收入小幅增加，主要是由于南昌市持续深化商业领域“瓶改管”、清洁能源替代政策，公司经营区内仍有零星小型商业体、沿街商铺待开发，存量商业用户也存在用气扩容、业态升级带来的用气量提升空间，叠加居民用户取暖需求增加等因素导致用气量增加。综上，本次对天然气销售业务收入的预测具备合理性与谨慎性。

2、天然气工程安装服务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气工程安装服务业务是指公司根据城镇居民用户、商业等各类用户的不同需求，提供的配套设施设备安装工程及售后服务。

根据当年居民、商业配套预计新增用户结合不同类型的收费标准进行预测。其中，居民燃气工程安装费收费标准根据洪行审字(2019)176 号《南昌市行政审批局关于降低我市老住宅居民管道燃气安装费有关问题的通知》发布的居民燃气工程安装费统一为 2,350.00 元/户预测，商业配套工程结合企业历史年度收费情

况进行预测。

报告期和预测期的天然气工程安装服务业务收入情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户工程	58.94	265.90	59.43	21.15	11.75	11.75	11.75
工业用户工程	244.46	135.87	89.66	54.00	48.00	48.00	48.00
天然气工程安装服务收入合计	303.40	401.77	149.09	75.15	59.75	59.75	59.75
增长率		32.42%	-62.89%	-49.59%	-20.49%	0.00%	0.00%

由上表可见，本次对工程安装业务各类型用户工程量预测与未来年度新增用户数是匹配的，因此本次天然气工程安装服务业务收入预测具备谨慎性与合理性。

3、其他业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

其他业务主要包含租赁收入和其他收入等，租赁服务收入是出租红谷八路气站土地和滨江豪园的办公室取得的租赁收入。租赁服务收入根据已签订的租赁合同进行预测。

其他收入为不可预知的收入，本次预测不予以考虑。

报告期和预测期的其他业务收入情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
租赁收入	31.19	54.17	42.76	38.95	27.52	27.52	27.52
其他收入	18.63	4.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
其他业务收入合计	49.82	59.08	42.76	38.95	27.52	27.52	27.52
增长率		18.57%	-27.62%	-8.91%	-29.34%	0.00%	0.00%

由上表可见，报告期内其他业务收入增加主要是因为 2025 年租赁收入增加，预测期其他业务收入根据企业实际情况进行预测，其他业务收入具备谨慎性与合理性。

4、天然气成本的预测过程、预测依据及合理性分析

考虑到南昌中油对于天然气销售实行联动调整价格机制，未来年度的天然气的总购气量按总销售量确定，结合企业经营计划以及与南昌市燃气集团有限公司

约定的购气价格，本次预测期天然气成本单价主要参考 2025 年度综合购气成本单价略微下降进行谨慎预测。

报告期和预测期的天然气成本情况具体如下：

单位：万元

分类	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管输气	气量（万立方米）	1,933.27	1,768.66	1,860.27	1,915.04	1,961.38	2,004.71	2,048.06
	单价（元/m³）	3.0882	3.0417	3.0404	3.0404	3.0404	3.0404	3.0404
	小计	5,970.24	5,379.74	5,655.98	5,822.50	5,963.40	6,095.14	6,226.94
天然气成本合计		5,970.24	5,379.74	5,655.98	5,822.50	5,963.40	6,095.14	6,226.94
占天然气销售收入比率		84.03%	85.57%	86.74%	86.61%	86.50%	86.40%	86.30%

由上表可见：报告期内的天然气成本整体较平稳，波动幅度较小。预测期的天然气购买成本占天然气销售收入的比例与报告期内基本保持一致。故本次对天然气成本的预测具备谨慎性及合理性。

5、生产成本的预测过程、预测依据及合理性分析

生产成本主要包括职工薪酬、折旧摊销、维护及修理费、安全生产费、业务招待费、其他等。

对于职工薪酬，包括工资、奖金、津贴、社会保险等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于折旧，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产，根据未来投资计划测算年折旧。详见本回复之“问题四、关于评估预测/八/（四）”。

对于安全生产费，参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136 号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测。

对于维护及修理费、办公费、业务招待费、车辆费用等其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的生产成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
员工薪酬	93.88	83.23	84.90	86.60	88.33	90.10	91.90
折旧费	101.15	66.40	69.54	72.13	70.26	67.48	61.55
维护及修理费	33.40	25.31	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
安全生产费	0.00	0.00	104.59	104.11	105.80	107.75	109.92
车辆费用	1.11	0.98	1.50	1.50	1.50	2.00	2.00
差旅费	0.60	0.00	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
办公费	0.50	0.83	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
印刷费	3.83	3.83	4.00	4.00	4.50	4.80	5.00
业务招待费	0.00	0.11	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
其他	25.13	24.88	15.78	15.78	16.03	16.23	16.28
生产成本合计	259.60	205.59	312.41	316.22	318.52	320.46	318.75
占天然气销售收入比率	3.65%	3.27%	4.79%	4.70%	4.62%	4.54%	4.42%

由上表可见，报告期 2025 年生产成本占天然气销售收入比重较 2024 年有所回落，主要原因是固定资产折旧减少，公司 2024 年管道沟槽类固定资产按 20 年计提折旧，2025 年调整折旧年限至 30 年，年折旧额相应降低。

预测期内生产成本占天然气销售收入的比率高于 2025 年水平，主要原因如下：一是安全生产费计提金额上升，报告期内公司专项储备账面结余已超过规定应计提金额的 3 倍，依据相关政策规定当期可暂停计提，预测期参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136 号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测。

6、天然气工程安装服务成本的预测过程、预测依据及合理性分析

未来年度的工程安装服务成本根据未来年度的工程安装服务收入与毛利率计算得出，其中未来年度的毛利率主要参考历史年度的毛利率水平。

报告期和预测期的天然气工程安装成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户工程	4.50	98.14	41.60	14.81	8.23	8.23	8.23
商业用户工程	196.52	111.00	62.76	37.80	33.60	33.60	33.60
天然气工程安装服务成本合计	201.02	209.14	104.36	52.61	41.83	41.83	41.83
综合毛利率	33.74%	47.95%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%

由上表可见，报告期内 2025 年天然气工程安装服务毛利较 2024 年有所上升，主要系以前年度小区零散用户后缴费仅涉及表具及表配件安装费导致毛利率上升。预测期天然气工程安装业务毛利率参考报告期毛利率谨慎预测，因此本次对于天然气工程安装成本的预测具备谨慎性与合理性。

7、其他业务成本的预测过程、预测依据及合理性分析

未来年度的其他业务成本为红谷八路气站土地租赁和滨江豪园的办公室租赁收入对应的固定资产折旧，以后各年根据对应资产测算年折旧。详见本回复之“问题四、关于评估预测/八/（四）”。

报告期和预测期的其他业务成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
租赁业务成本-折旧	32.03	63.28	57.01	44.52	9.77	0.00	0.00

综上所述，本次收益预测过程中，针对南昌中油预测期内天然气销售分品类用户规模、单户平均耗气量、终端销售单价、天然气采购成本、生产成本等核心指标均结合历史经营情况、行业政策及区域用气发展趋势审慎测算，相关预测具备合理性与谨慎性。

（六）兴化中油

1、天然气销售业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气销售业务为管输天然气销售业务，可分为居民用户售气业务、商业用户售气业务及工业用户售气业务。

本次在天然气市场价格下降、当地经济复苏的背景下，结合企业的经营计划，分别预计未来年度各类客户的用气量。具体测算方式如下：

$$\text{天然气销售收入（元）} = \text{未来年度用气量（m}^3\text{）} \times \text{销售单价（元/m}^3\text{）}$$

A.居民用户天然气销售收入

兴化中油经营区域为兴化市辖区内的十一个乡镇，经营范围较大，居民用户较多，对于居民用户天然气销售收入，采用“基准日现有用户数加预测期内新增

用户数”来测算总用气户数，乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的居民用气销售单价从而确认销售收入。

兴化市发展和改革委员会于 2024 年 3 月 14 日发布的《关于调整我市居民用管道天然气销售价格的通知》（兴发改发[2024]14 号），居民用管道天然气销售价格调整为：第一阶梯（年用气量 $\leq$ 400 立方米）销售价格 3.03 元/立方米；第二阶梯（400 立方米 $<$ 年用气量 $\leq$ 1000 立方米）3.64 元/立方米；第三阶梯（年用气量 $>$ 1000 立方米）4.24 元/立方米。调整后的销售价格自 2024 年 4 月 1 日供（售）气量起执行。

B.商业用户天然气销售收入

由于商业用气客户实际用气量差异较大，本次结合历史用气数据将商业用气客户划分为大客户与一般客户两类。大客户用气量结合企业经营计划、历史用气数据情况单独测算；一般商业用户用气规模以用户数量乘以户均用气量估算。再乘以由政府定价的非居民用气销售单价从而确认销售收入。

兴化中油商业用户天然气销售业务的销售价格由当地发展改革部门负责制定和调整，非居民管道天然气最高销售价格一季度一调整。根据兴化市发展和改革委员会于 2025 年发布的《关于明确非居民用管道天然气销售价格的通知》（兴发改发[2025]34、54、70、91 号）文件，兴化中油金路燃气有限公司的非居民用管道天然气 2025 年第一季度至第四季度的最高销售价格分别为 4.34 元/立方米、4.08 元/立方米、4.08 元/立方米、4.25 元/立方米，下浮不限，执行时间为 2025 年 1 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日。根据对企业管理层的访谈，以及历史年度政府发布的历次价格通知，本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

C.工业用户天然气销售收入

工业用户天然气销售收入是兴化中油的核心业务，对工业客户实行大客户管理制度，由市场部对其逐一进行管理和服务。

被评估单位管理层基于现有客户构成、历史用气量与对客户未来生产计划的了解编制了未来销量预测。本次评估结合主要客户的访谈情况、历史销量波动区间对被评估单位管理层的预测进行了核查与分析判断，认为该预测总体与历史数

据及现有经营条件相匹配，据此确定未来年度销量预测。根据对企业管理层的访谈，以及历史年度政府发布的历次价格通知，本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

报告期和预测期的天然气销售业务收入情况具体如下：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	3,923	4,684	5,634	6,854	7,754	8,654	9,554
	净增加用户数（户）		761	950	1,220	900	900	900
	日均用气量（m³）	0.50	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
	销售气量（万立方米）	63.73	85.19	113.60	137.50	160.84	180.66	200.47
	销售单价（元/m³）	2.4948	2.7337	2.7337	2.7798	2.7798	2.7798	2.7798
	小计	158.98	232.89	310.55	382.22	447.10	502.20	557.27
非居民—商业用户	用户数（户）	84	101	112	118	124	130	136
	净增加用户数（户）		17	11	6	6	6	6
	日均用气量（m³）	20.86	15.82	14.50	14.32	13.96	13.64	13.35
	销售气量（万立方米）	63.96	58.31	59.27	61.68	63.20	64.72	66.25
	销售单价（元/m³）	4.0076	3.9004	3.8417	3.8417	3.8417	3.8417	3.8417
	小计	256.32	227.42	227.70	236.96	242.80	248.63	254.51
非居民—工业用户	用户数（户）	93	106	116	126	136	146	156
	净增加用户数（户）		13	10	10	10	10	10
	销售气量（万立方米）	1,133.51	1,175.77	1,237.83	1,275.05	1,302.83	1,308.28	1,313.74
	销售单价（元/m³）	3.5830	3.6402	3.6381	3.6371	3.6366	3.6368	3.6371
	小计	4,061.40	4,280.07	4,503.34	4,637.50	4,737.80	4,758	4,778.24
天然气销售业务销气量合计（万立方米）		1,261.19	1,319.27	1,410.70	1,474.23	1,526.87	1,553.66	1,580.46
天然气销售业务收入合计		4,476.70	4,740.38	5,041.59	5,256.68	5,427.70	5,508.83	5,590.02
增长率			5.89%	6.35%	4.27%	3.25%	1.49%	1.47%

由上表可见，兴化中油报告期内 2025 年的天然气销售收入较 2024 年有所上升，主要原因系其工业用户销气量增加所致。随着经营区域发展，预测期居民用户数量稳步提升、工商业用户持续拓展，整体销气量将逐年增加，天然气销售收入随之呈逐年上升态势。综上，本次对天然气销售业务收入的预测具备合理性与谨慎性。

2、天然气工程安装服务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气工程安装服务业务是指公司根据城镇居民用户、工商业等各类用户的不同需求，提供的配套设施设备安装工程及售后服务。

根据兴化市发展和改革委员会于 2020 年 5 月 14 日发布的《市发展改革委关于降低并规范管道燃气工程安装费有关事项的通知》（兴发改发[2020]74 号），兴化市范围内新建住宅商品房和老住宅小区管道燃气工程安装费实行政府指导价格。别墅、排屋、居民自建住房、营业房、办公用房以及其他非住宅商品房的燃气工程安装费实行市场调节价。城区新建住宅商品房单建 11 层以上的，燃气工程安装费基准收费标准调整为 2,200 元/户，单建 11 层及以下的和复式等商品房可在上述基准收费标准基础上浮 20%；城区老住宅小区管道燃气工程安装费标准按上述基准收费标准下浮 20%；对持有低保、特困证的居民家庭按标准减半收取；乡镇新建住宅商品房、老住宅小区，按照“同城同价”的原则，管道燃气工程安装收费标准参照城区执行。居民用户参照上述收费标准和对应安装户数进行预测，工商业配套工程结合企业历史年度收费情况进行预测。

报告期和预测期的天然气工程安装服务业务收入情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户工程	171.78	340.92	236.11	218.99	201.83	201.83	201.83
工商业用户工程	538.50	235.71	117.78	133.39	122.20	122.20	122.20
天然气工程安装服务收入合计	710.28	576.63	353.89	352.38	324.03	324.03	324.03
增长率		-18.82%	-38.63%	-0.42%	-8.05%	0.00%	0.00%

由上表可见，2026 年工程安装服务业务收入较报告期内大幅下降，主要是因为企业根据经营区域发展情况保守制定的工程安装计划，预测期工程安装业务各类型用户工程量预测基本与 2026 年保持一致水平，因此本次天然气工程安装服务业务收入预测具备谨慎性与合理性。

3、天然气成本的预测过程、预测依据及合理性分析

考虑到兴化中油对于天然气销售实行联动调整价格机制，未来年度的天然气的总购气量按总销售量确定，成本单价参考企业经营计划以及与中国石油天然气股份有限公司天然气销售江苏分公司约定的购气价格，主要根据 2025 年全年的管输天然气成本单价确定，LNG 气源为应急储备使用，采购价格随市场定价变动，本次按照 2025 年全年的平均单价对未来进行测算。

报告期和预测期的天然气成本情况具体如下：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管输气	气量（万立方米）	1,210.62	1,255.89	1,343.45	1,404.27	1,454.64	1,480.23	1,505.83
	购气单价（元/m ³ ）	2.7805	2.7253	2.7253	2.7253	2.7253	2.7253	2.7253
	管输单价（元/m ³ ）	0.1284	0.1284	0.1284	0.1284	0.1284	0.1284	0.1284
	管输成本	3,649.00	4,005.16	4,249.61	4,421.22	4,564.44	4,640.20	4,716.03
	新奥管输单价（元/m ³ ）	0.2294	0.2294	0.2294	0.2294	0.2294	0.2294	0.2294
	新奥管输成本	23.33	49.02	49.52	50.01	50.51	51.02	51.53
	小计	3,504.88	3,537.04	3,786.39	3,959.44	4,102.71	4,175.28	4,247.84
LNG	气量（万立方米）	50.57	63.38	67.25	69.96	72.23	73.43	74.63
	单价（元/m ³ ）	4.5143	3.9090	3.9090	3.9090	3.9090	3.9090	3.9090
	小计	228.29	247.75	262.87	273.49	282.35	287.04	291.73
天然气成本合计		3,733.17	3,784.79	4,049.26	4,232.93	4,385.06	4,462.32	4,539.57
占天然气销售收入比率		83.39%	79.84%	80.32%	80.52%	80.79%	81.00%	81.21%

由于兴化中油无高压管网，其所有从上游采购的管输天然气均需通过泰州中油管输天然气有限公司（简称“泰州中油”）的管网到达兴化中油的经营区域，故与泰州中油签订代输协议，管输费按照 0.14 元/立方米执行。由于兴化中油经营区域较大，部分客户通过兴化新奥燃气有限公司（简称“兴化新奥”）的管道输送天然气更为方便，故与兴化新奥签订协议，部分客户的管输天然气通过兴化新奥的管网代输并支付 0.25 元/立方米的管输费。故兴化中油的管输天然气成本由采购成本和管输成本构成。

由上表可见，报告期内的管输天然气和 LNG 的成本整体较平稳，波动幅度较小。预测期的天然气购买成本占天然气销售收入的比例与报告期内基本保持一致。故本次对天然气成本的预测具备谨慎性及合理性。

4、生产成本的预测过程、预测依据及合理性分析

生产成本主要包括职工薪酬、折旧摊销、维护及修理费、安全生产费、办公费、其他等。

对于职工薪酬，包括工资、奖金、津贴、社会保险等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于折旧摊销，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投

入资金新增资产，根据未来投资计划测算年折旧摊销。详见本回复之“问题四、关于评估预测/八/（五）”。

对于安全生产费，参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测。

对于维护及修理费、办公费、车辆费用等其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的生产成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
人工成本	93.82	97.11	95.48	95.48	95.48	95.48	95.48
折旧费	204.27	179.90	185.08	184.39	184.80	180.58	182.45
安全生产费用	91.62	-	85.28	86.34	89.22	91.15	92.24
维护及修理费	42.30	11.43	13.28	13.28	12.21	12.21	12.21
办公费	1.20	1.06	1.28	1.33	1.37	1.40	1.42
车辆费用	1.22	1.68	1.62	1.69	1.74	1.77	1.80
试验检验费	1.10	0.36	0.84	0.88	0.91	0.92	0.94
其他	2.61	2.12	2.68	2.79	2.88	2.93	2.98
生产成本合计	438.12	293.65	385.54	386.18	388.61	386.44	389.52
占天然气销售收入比率	9.79%	6.19%	7.65%	7.35%	7.16%	7.01%	6.97%

由上表可见，报告期 2025 年生产成本占天然气销售收入比重较 2024 年有所回落，主要原因如下：一是固定资产折旧摊销减少，公司 2024 年管道沟槽类固定资产按 20 年计提折旧，2025 年调整折旧年限至 30 年，年折旧额相应降低；二是安全生产费计提金额下降，公司专项储备账面结余已超过规定应计提金额的 3 倍，依据相关政策规定当期可暂停计提。

预测期参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况对安全生产费用进行预测，故预测期内生产成本占天然气销售收入的比率略高于 2025 年水平，因此本次对生产成本的预测具备谨慎性与合理性。

5、天然气工程安装服务成本的预测过程、预测依据及合理性分析

未来年度的工程安装服务成本根据未来年度的工程安装服务收入与毛利率

计算得出，其中未来年度的毛利率主要参考历史年度的平均毛利率水平。

报告期和预测期的天然气工程安装成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户工程	70.81	209.62	129.86	120.44	111.01	111.01	111.01
工商业用户工程	373.88	96.56	70.67	80.04	73.32	73.32	73.32
天然气工程安装服务成本合计	444.69	306.18	200.53	200.48	184.33	184.33	184.33
综合毛利率	37.39%	46.90%	43.34%	43.11%	43.11%	43.11%	43.11%

由上表可见，报告期内 2025 年用户工程毛利率较 2024 年有所上升，主要系业务结构优化所致，主要系 2024 年乡镇老旧用户、零散开户业务量高，单户管线距离长、单独开挖施工、无法批量集采，单位成本远高于市区批量项目；同时承接大量乡镇零散中压改造，管线短、配套多、报价低，毛利极薄，拉高了整体成本，随着低毛利零散业务的占比下降，以及区域内成片安置小区、工业园区配套项目等高质量工程收入占比提升，安装业务毛利率得以修复回升。由于兴化中油经营区域较广，乡镇业务、成片安置小区、工业园区等配套项目均有所涵盖，故预测期参考报告期内平均毛利率进行预测。

预测期内，公司分业务类型测算各类工程安装服务毛利，受居民、工商业等各类安装工程业务结构占比逐年变动影响，天然气工程安装服务毛利率与 2025 年基本一致，相关预测逻辑具备合理性。

综上所述，本次收益预测过程中，针对兴化中油预测期内天然气销售分品类用户规模、单户平均耗气量、终端销售单价、工程安装服务收入及对应成本、天然气采购成本、生产成本等核心指标均结合历史经营情况、行业政策及区域用气发展趋势审慎测算，相关预测具备合理性与谨慎性。

（七）庆云中油

1、天然气销售业务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气销售业务为管输天然气销售业务，分为居民用户售气业务、商业用户售气业务、工业用户售气业务及锅炉（采暖）用户售气业务。

本次在天然气市场价格下降、当地经济复苏的背景下，结合企业的经营计划，

分别预计未来年度各类客户的用气量。具体测算方式如下：

$$\text{天然气销售收入（元）} = \text{未来年度用气量（m}^3\text{）} \times \text{销售单价（元/m}^3\text{）}$$

A.居民用户天然气销售收入

对于居民用户天然气销售收入，采用“基准日现有用户数加预测期内新增用户数”来测算总用气户数，乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的居民用气销售单价从而确认销售收入。

考虑到庆云中油特许经营范围所限，区域居民前期开发体量较大，经过阶段性集中建设后，新增居民开发节奏明显放缓，同时近年来房地产行业增速放缓，导致每年新增居民用户呈下降趋势。因此，本次对居民用气户数的预测，将基于历史存量用户数，并综合企业根据其工程安装业务计划所预估的未来新增用户数进行确认。平均每户年用气量根据历史居民用气水平进行测算。庆云中油居民燃气销售单价执行政府定价。根据庆云发展和改革局 2025 年 10 月 29 日发布《关于公布我县取暖季天然气销售价格的通知》（庆发改价格[2025]85 号），自 2025 年 11 月 1 日起，现行居民用气实行阶梯价格制度，具体按文件公布的一、二、三档阶梯价格执行。具体执行价格表如下：第一阶梯销售价格为 3.05 元/立方米；第二阶梯销售价格为 3.53 元/立方米；第三阶梯销售价格为 4.24 元/立方米。本次在预测期居民销售单价测算过程中，统一依据最新政府定价文件规定的居民第一阶梯气价进行取值，未叠加、预判第二阶梯、第三阶梯增量用气销量带来的单价提升因素。

B.工业用户天然气销售收入

工业用户天然气销售收入是庆云中油的核心业务，对工业客户实行大客户管理制度，由市场部对其逐一进行管理和服务。

庆云中油工业用户天然气销售业务的销售价格由当地发展改革部门负责制定和调整。根据庆云发展和改革局 2025 年 10 月 29 日发布《关于公布我县取暖季天然气销售价格的通知》（庆发改价格[2025]85 号），依据天然气销售价格等于购进价格加配气价格的原则，考虑非居民用户承受能力，核定 2025-2026 年取暖季（自 2025 年 11 月 1 日至 2026 年 3 月 31 日）非居民天然气销售价格为不超

过 4.5 元/立方米。取暖季结束后，非居民用气价格政策停止执行，恢复执行非取暖季价格，即按照庆云发展和改革局 2025 年 3 月 27 日发布《关于稳定 2025 年非取暖季非居民天然气价格的通知》，从 2025 年 4 月 1 日起我县非居民天然气销售价格执行非取暖季价格为不超过 3.77 元/立方米。截至报告出具日，庆云发展和改革局尚未发布最新的价格通知。根据对企业管理层的访谈，以及历史年度政府发布的历次价格通知，本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

被评估单位管理层基于现有客户构成、历史用气量、客户 2026 年的用气量的申报与对客户未来生产计划的了解编制了未来销量预测。本次评估结合主要客户的访谈情况、历史销量波动区间对被评估单位管理层的预测进行了核查与分析判断，认为该预测总体与历史数据及现有经营条件相匹配，据此确定未来年度销量预测。

C.商业用户天然气销售收入

商业用户主要为酒店、餐饮等。对于商业用户天然气销售收入，采用“基准日现有用户数加预测期内新增用户数”来测算总用气户数，乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的非居民用气销售单价从而确认销售收入。根据对企业管理层的访谈，以及历史年度政府发布的历次价格通知，本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

D.锅炉（采暖）用户天然气销售收入

锅炉（采暖）用户主要为学校、医院等用户，对于上述用户的用气量及销售单价根据历史市场销售情况结合企业的未来年度经营计划确认。

报告期和预测期的天然气销售业务收入情况具体如下：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	59,916	63,217	63,717	64,117	64,417	64,417	64,417
	净增加用户数（户）		3,301	500	400	300	0	0
	日均用气量（m³）	0.61	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
	销售气量（万立方米）	1,310.53	1,239.91	1,278.19	1,287.25	1,294.30	1,297.32	1,297.32
	销售单价（元/m³）	2.8051	2.7839	2.7982	2.7982	2.7982	2.7982	2.7982
	小计	3,676.14	3,451.81	3,576.63	3,601.98	3,621.71	3,630.16	3,630.16

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
非居民 —商业 用户	用户数（户）	916	977	997	1017	1037	1037	1037
	净增加用户数（户）		61	20	20	20	0	0
	日均用气量（m³）	5.07	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92
	销售气量（万立方米）	168.15	169.91	177.19	180.78	184.37	186.16	186.16
	销售单价（元/m³）	3.7242	3.8306	3.8306	3.8306	3.8306	3.8306	3.8306
	小计	626.21	650.87	678.74	692.50	706.25	713.10	713.10
非居民 —工业 用户	用户数（户）	53	68	68	73	78	78	78
	净增加用户数（户）		15	5	5	5	0	0
	日均用气量（m³）	527.96	533.38	536.37	503.39	474.63	474.63	474.63
	销售气量（万立方米）	1,021.34	1,323.86	1,331.28	1,341.28	1,351.28	1,351.28	1,351.28
	销售单价（元/m³）	3.3205	3.3554	3.3554	3.3554	3.3554	3.3554	3.3554
	小计	3,391.35	4,442.07	4,466.98	4,500.53	4,534.08	4,534.08	4,534.08
非居民 —锅炉 （采暖） 用户	用户数（户）	31	32	32	32	32	32	32
	净增加用户数（户）		1	0	0	0	0	0
	日均用气量（m³）	101.37	71.78	71.78	71.78	71.78	71.78	71.78
	销售气量（万立方米）	114.70	83.84	83.84	83.84	83.84	83.84	83.84
	销售单价（元/m³）	4.0909	4.0915	4.0909	4.0909	4.0909	4.0909	4.0909
	小计	469.23	343.05	342.98	342.98	342.98	342.98	342.98
天然气销售业务 销气量合计（万立方米）		2,614.72	2,817.53	2,870.50	2,893.15	2,913.79	2,918.60	2,918.60
天然气销售业务收入合计		8,162.94	8,887.80	9,065.33	9,137.99	9,205.02	9,220.32	9,220.32
增长率			8.88%	2.00%	0.80%	0.73%	0.17%	0.00%

由上表可见，庆云中油报告期内 2025 年的天然气销售收入较 2024 年有所上升，主要是工业用户售气量上升。商业用户日均用气量有所下降，主要原因是 2025 年新增商业用户数量较多，新增用户初期用气量尚未充分释放，待用户用气习惯及经营状况稳定后，预计日均用气量可维持在当前水平；2025 年较 2024 年工业用气量上升的主要原因系大客户山东詮道科技有限公司因 2025 年订单量增加引起用气量使用增加，另一个原因是大客户山东滨庆新能源开发有限公司 2024 年下半年才启用天然气，2025 年为全年使用天然气，用气量翻倍。2025 年 11 月起居民执行新的价格文件，叠加区域居民、工商业用户持续拓展，整体销气量将逐年增加，天然气销售收入随之呈逐年上升态势。综上，本次对天然气销售业务收入的预测具备合理性与谨慎性。

2、天然气工程安装服务收入的预测过程、预测依据及合理性分析

天然气工程安装服务业务是指公司根据城镇居民用户、工商业等各类用户的

不同需求，提供的配套设施设备安装工程及售后服务。

根据当年居民、工业、商业配套预计新增用户结合不同类型的收费标准进行预测。其中居民配套工程收费标准根据《庆云县人民政府办公室关于印发庆云县城市基础设施配套费征收使用管理办法的通知》（庆政办发〔2025〕1号）发布的城市基础设施配套费和建设项目规划红线内供水、供气、供热等相关配套建设安装费用统一纳入房屋(工程)开发建设成本，建设项目规划红线内供水、供气、供热等相关配套设施，建设单位委托专营企业施工建设的，专营企业除正常建设安装费用外，不得收取其他不合理费用，目前（居民用户）按建筑面积每平方米27元征收。结合庆云县当地居民的居住喜好，单户按照2,000.00元进行测算，工业配套工程和商业配套工程结合企业历史年度收费情况进行预测。

报告期和预测期的天然气工程安装服务业务收入情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户工程	1,391.07	159.33	100.00	80.00	60.00	0.00	0.00
工业用户工程	61.01	0.00	7.50	9.00	10.50	0.00	0.00
商业用户工程	93.42	33.56	30.00	30.00	30.00	0.00	0.00
锅炉（采暖）用户工程	0.00	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
其他用户工程	0.00	0.00	200.00	200.00	200.00	230.00	230.00
天然气工程安装服务收入合计	1,545.50	194.07	337.50	319.00	300.50	230.00	230.00
增长率		-87.44%	73.91%	-5.48%	-5.80%	-23.46%	0.00%

由上表可见，本次对工程安装业务各类型用户工程量预测逐年下降，与未来年度新增用户数是匹配的。其中其他用户工程为2017年至2022年承接的庆云县农村“气代煤”改造工程，系落实国家及省、市清洁取暖政策的重要民生工程，对改善农村居民生活条件发挥了积极作用。该项目总投资7,528.6476万元，主要建设内容包括居民户内燃气设施安装、村内管网敷设、调压设施等。该项目已通过竣工验收通气并交付使用。经双方核对确认，截至2025年12月31日，庆云县住房和城乡建设局累计支付农村“气代煤”工程款3,728.95万元，剩余未拨付工程款3,799.6976万元，该笔款项为公司垫资完成工程的应收款，由于县财政出现短期困难，未能及时拨付，对于该工程款项，已谨慎考虑回收金额，因此本次天然气工程安装服务业务收入预测具备谨慎性与合理性。

3、天然气成本的预测过程、预测依据及合理性分析

考虑到庆云中油对于天然气销售实行联动调整价格机制，未来年度的天然气的成本量按总销售量确定，成本单价主要参考 2025 年度综合成本单价进行预测。

报告期和预测期的天然气成本情况具体如下：

单位：万元

项目	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管输气	气量（万立方米）	2,614.72	2,817.53	2,870.50	2,893.15	2,913.79	2,918.60	2,918.60
	单价（元/m³）	2.8562	2.8170	2.8170	2.8170	2.8170	2.8170	2.8170
	小计	7,468.16	7,936.91	8,086.20	8,150.00	8,208.15	8,221.70	8,221.70
天然气成本合计		7,468.16	7,936.91	8,086.20	8,150.00	8,208.15	8,221.70	8,221.70
占天然气销售收入比率		91.49%	89.30%	89.20%	89.19%	89.17%	89.17%	89.17%

由上表可见，报告期内的天然气成本整体较平稳，波动幅度较小。预测期的天然气购买成本占天然气销售收入的比例与报告期 2025 年基本保持一致。故本次对天然气成本的预测具备谨慎性及合理性。

4、生产成本的预测过程、预测依据及合理性分析

生产成本主要包括职工薪酬、折旧摊销、维护及修理费、安全生产费、办公费、燃料及动力费、其他等。

对于职工薪酬，包括工资、奖金、津贴、社会保险等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于折旧摊销，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产，根据未来投资计划测算年折旧摊销。详见本回复之“问题四、关于评估预测/八/（六）”。

对于安全生产费，参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136 号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测。

对于租赁费，在合同期内根据合同约定进行预测，合同期外根据已经履行完毕的合同情况，并结合未来的规划进行预测。

对于修理及维护费、办公费、燃料及动力费、车辆费用等其他费用结合公司

历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的生产成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
职工薪酬	353.21	400.64	360.72	360.72	360.72	360.72	360.72
折旧费	232.70	181.81	196.04	175.64	171.50	167.00	162.37
摊销	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96
租赁费	10.61	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42
修理及维护费	65.08	59.00	11.80	11.80	11.80	11.80	11.80
燃料及动力	4.74	4.28	4.37	4.46	4.55	4.64	4.73
安全生产费	270.30	82.47	136.82	140.44	141.17	141.82	141.08
车辆使用费	0.00	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
办公费	4.83	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16
其他直接成本	30.65	55.74	58.11	58.11	58.11	58.11	58.11
生产成本合计	974.07	794.62	778.53	761.84	758.52	754.76	749.47
占天然气销售收入比率	11.93%	8.94%	8.59%	8.34%	8.24%	8.19%	8.13%

由上表可见，报告期 2025 年生产成本占天然气销售收入比重较 2024 年有所回落，主要原因如下：一是固定资产折旧摊销减少，公司 2024 年管道沟槽类固定资产按 20 年计提折旧，2025 年调整折旧年限至 30 年，年折旧额相应降低；二是安全生产费计提金额下降，公司专项储备账面结余已超过规定应计提金额的 3 倍，依据相关政策规定当期可暂停计提。

预测期内生产成本占天然气销售收入的比率略低于 2025 年水平，因此本次对生产成本的预测具备谨慎性与合理性。

5、天然气工程安装服务成本的预测过程、预测依据及合理性分析

未来年度的工程安装服务成本根据未来年度的工程安装服务收入与毛利率计算得出，其中未来年度的毛利率主要参考历史年度的毛利率水平。

报告期和预测期的天然气工程安装成本情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
工业用户工程	483.26	108.80	69.88	55.91	41.93	0.00	0.00
居民用户工程	36.05	0.00	5.24	6.29	7.34	0.00	0.00
商业用户工程	34.61	26.54	20.96	20.96	20.96	0.00	0.00

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
锅炉（采暖）用户工程	0.00	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
其他用户工程	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
天然气工程安装服务成本合计	553.92	135.62	96.08	83.16	70.23	0.00	0.00
综合成本率	35.84%	69.88%	28.47%	26.07%	23.37%	0.00%	0.00%
综合毛利率	64.16%	30.12%	71.53%	73.93%	76.63%	100.00%	100.00%

预测期毛利率逐步上升是因为其他用户工程为2017年至2022年承接的庆云县农村“气代煤”改造工程，系落实国家及省、市清洁取暖政策的重要民生工程，该项目总投资7,528.6476万元，主要建设内容包括居民户内燃气设施安装、村内管网敷设、调压设施等。该项目已通过竣工验收通气并交付使用。经双方核对确认，截至2025年12月31日，庆云县住房和城乡建设局累计支付农村“气代煤”工程款3,728.95万元，剩余未拨付工程款3,799.6976万元，该笔款项为公司垫资完成工程的应收款，由于县财政出现短期困难，未能及时拨付，对于该工程款项预测期逐年确认收入，但对应工程施工已全额计提减值，无对应成本产生，故导致毛利率逐年上升。

综上所述，本次收益预测过程中，针对庆云中油预测期内天然气销售分各类用户规模、单户平均用气量、销售单价、工程安装服务收入及对应成本、天然气采购成本、生产成本等核心指标均结合历史经营情况、行业政策及区域用气发展趋势审慎测算，相关预测具备合理性与谨慎性。

三、区分各类业务，结合定价模式、报告期内销售单价及其变动原因、政府定价及指导价历史变化情况、行业最新价格机制政策影响等，说明预测期各年天然气销售及代输业务销售单价预测是否合理、谨慎、合规。

（一）南通中油

1、各类业务定价模式、报告期内销售单价及其变动原因、政府定价及指导价历史变化情况

对于天然气销售及天然气代输业务销售单价的预测过程和预测依据详见关于本回复之“问题四、关于评估预测/二/（一）”。

南通中油各类业务销售单价报告期及预测期情况见下表：

项目	单位	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	元/m ³	2.4682	2.4755	2.6193	2.6789	2.6789	2.6789	2.6789
商业用户	元/m ³	3.6308	3.5283	3.5283	3.5283	3.5283	3.5283	3.5283
工业用户	元/m ³	3.3347	3.3313	3.3313	3.3313	3.3313	3.3313	3.3313
其他用户	元/m ³	3.1572	3.0551	3.0551	3.0551	3.0551	3.0551	3.0551
代输 1	元/m ³	0.0866	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826	0.0826
代输 2	元/m ³	0.0917	0.0917	0.0917	0.0917	0.0917	0.0917	0.0917

（1）居民（含公福）用户：居民（含公福）的销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度。

报告期内的政府定价文件：如皋市发展和改革委员会于 2022 年 12 月 15 日发布的《关于调整优化居民生活用管道天然气阶梯气价政策的通知》（皋发改[2022]124 号）发布的第一阶梯价进行预测。文件通知如下：居民用气阶梯价格制度从 2023 年 1 月 1 日开始执行，第一档执行价格为现行政府定价 2.66 元/立方米；第二档价格为 3.19 元/立方米，第三档价格为 3.99 元/立方米。

预测期的政府定价文件：如皋市发展和改革委员会于 2025 年 12 月 23 日发布的《关于调整优化居民生活用管道天然气阶梯气价政策的通知》（皋发改[2025]66 号）发布的第一阶梯价进行预测。文件通知如下：居民用气阶梯价格制度从 2026 年 4 月 1 日开始执行，第一阶梯销售价格为 2.92 元/立方米；第二阶梯销售价格为 3.36 元/立方米；第三阶梯销售价格为 4.09 元/立方米。学校、养老福利机构等执行居民气价的非居民用户价格调整为 2.92 元/立方米。

报告期内，居民用户天然气销售单价存在波动，主要系居民用户第二、三阶梯用气销量占比变动所致，但销售单价变动幅度不大，整体较为稳定。

本次在预测期居民销售单价测算过程中，统一依据最新政府定价文件规定的居民第一阶梯气价进行取值，未叠加、预判第二阶梯、第三阶梯增量用气销量带来的单价提升因素，测算口径相对保守。因此，本次居民（含公福）用户销售单价预测具备充分的谨慎性与合理性。

（2）工商业用户：工商业用户的销售价格由当地政府价格主管部门负责制定和调整，制定最高销售价格，下浮不限。工业用气销售为南通中油核心经营业务。公司针对工业用气客户建立大客户专项管理机制，由市场部实行一户一策、

全流程跟踪服务；同时针对部分规模以上工业大客户执行差异化价格优惠政策。
商业用户一般不实施价格下浮。

报告期内及截至本核查意见出具日，如皋市发展和改革委员会发布的如皋市非居民用管道天然气最高销售价格文件情况详见下表：

政策依据	调整情况	发布单位	发布时间
《关于调整我市冬季月非居民用管道天然气最高销售价格的通知》	2023 年 11 月 1 日至 2024 年 3 月 31 日非居民用管道天然气最高销售价格调整为 4.45 元/m ³ ，下浮不限	如皋市发改委	2024 年 1 月 22 日
《关于调整我市非居民用管道天然气最高销售价格的通知》	2024 年 4 月 1 日至 2024 年 6 月 30 日非居民用管道天然气最高销售价格调整为 3.60 元/m ³ ，下浮不限	如皋市发改委	2024 年 7 月 5 日
《关于调整我市非居民用管道天然气最高销售价格的通知》	2024 年 7 月 1 日至 2024 年 9 月 30 日非居民用管道天然气最高销售价格调整为 3.63 元/m ³ ，下浮不限	如皋市发改委	2024 年 11 月 12 日
《关于调整我市非居民用管道天然气最高销售价格的通知》	2024 年 10 月 1 日至 2024 年 10 月 31 日非居民用管道天然气最高销售价格调整为 3.70 元/m ³ ，下浮不限	如皋市发改委	2024 年 11 月 18 日
《关于调整我市非居民用管道天然气最高销售价格的通知》	2024 年 11 月 1 日至 2024 年 11 月 30 日非居民用管道天然气最高销售价格调整为 3.77 元/m ³ ，下浮不限	如皋市发改委	2024 年 12 月 25 日
《关于调整我市非居民用管道天然气最高销售价格的通知》	2024 年 12 月 1 日至 2025 年 3 月 31 日非居民用管道天然气最高销售价格调整为 3.98 元/m ³ ，下浮不限	如皋市发改委	2025 年 2 月 20 日
《关于调整我市非居民用管道天然气最高销售价格的通知》	2025 年 4 月 1 日至 2025 年 6 月 30 日非居民用管道天然气最高销售价格调整为 3.95 元/m ³ ，下浮不限	如皋市发改委	2025 年 6 月 19 日
《关于调整我市非居民用管道天然气最高销售价格的通知》	2025 年 7 月 1 日至 2025 年 10 月 31 日非居民用管道天然气最高销售价格调整为 3.73 元/m ³ ，下浮不限	如皋市发改委	2025 年 8 月 26 日
《关于调整我市非居民用管道天然气最高销售价格的通知》	2025 年 12 月 1 日起执行非居民用管道天然气最高销售价格调整为 3.80 元/m ³ ，下浮不限	如皋市发改委	2026 年 1 月 27 日
《关于调整我市非居民用管道天然气最高销售价格的通知》	2026 年 4 月 1 日起执行非居民用管道天然气最高销售价格调整为 3.95 元/m ³ ，下浮不限	如皋市发改委	2026 年 5 月 27 日

报告期内，2025 年商业用户、工业用户天然气平均销售单价均较 2024 年略有波动，主要是因为非居民政府指导销售价格采暖季和非采暖季不同，采暖季和非采暖季销气量占比存在差异。

综上，本次对于工商业用户的销售单价按照 2025 年的平均销售单价预测是谨慎合理的。

（3）其他用户：其他用户均为同行业城市燃气经营企业该类客户天然气销售价格按照公司与其签署的供气合同约定条款执行，与南通中油的天然气综合采购单价是联动的。其他用户报告期的销售明细详见下表：

其他用户	2024 年			2025 年		
	销量（立方	单价（元	销售收入	销量（立	单价（元	销售收入

	米)	/立方米)	(万元)	方米)	/立方米)	(万元)
南通润宏燃气有限公司	184.65	3.1358	579.02	580.70	3.0325	1,760.98
如皋市益有管道燃气有限公司	195.99	3.0091	589.75	95.21	3.1927	303.97
南通鸿迪能源科技有限公司	228.46	3.1949	729.92			
靖江天力燃气有限公司	62.01	3.5505	220.16			
合计	671.11	3.1572	2,118.85	675.91	3.0551	2,064.95

报告期内其他用户销售单价存在波动，该类客户均按照各自与公司签订的供气合同约定价格结算，同一客户采暖季和非采暖季的定价不同形成销售单价差异；同时受合作客户数量减少影响，报告期综合平均销售单价发生变动。考虑到其他用户的销售单价与南通中油的综合采购单价是联动的。故本次预测按照 2025 年的销售单价预测。

本次预测期测算其他用户销售单价时，未调整客户结构，以 2025 年其他用户综合销售单价作为预测依据，相关销售单价预测具备谨慎合理性。

(4) 代输用户：南通中油的天然气代输服务客户系城市燃气经营企业，服务单价按南通中油与客户签订的合同约定的单价执行。代输用户的销售明细详见下表：

代输客户	2024 年			2025 年		
	销量（立方米）	单价（元/立方米）	销售收入（万元）	销量（立方米）	单价（元/立方米）	销售收入（万元）
海安中油燃气有限责任公司	20,490.28	0.0826	1,691.86	9,374.88	0.0826	774.07
泰兴中燃燃气发展有限公司	862.81	0.1835	158.31			
代输 1 合计	21,353.08	0.0866	1,850.17	9,374.88	0.0826	774.07
海安中油燃气有限责任公司	9,844.80	0.0917	903.19	8,160.59	0.0917	748.68
代输 2 合计	9,844.80	0.0917	903.19	8,160.59	0.0917	748.68

报告期内代输用户销售单价发生波动，主要系 2024 年合作的代输用户泰兴中燃燃气发展有限公司的结算单价存在差异导致，该客户自 2024 年 7 月后已停止代输服务。当前客户海安中油燃气有限责任公司报告期内的销售单价未发生变化，保持稳定。

本次预测代输用户的销售单价，依据海安中油燃气有限责任公司与南通中油签订的长期合同约定的服务单价确认，故本次对于代输业务销售单价的预测具备合理性。

2、行业最新价格机制政策影响

根据我国目前的天然气价格定价机制，上游天然气采购价格实行基准门站价格管理，由国家发改委发布，具体分为居民价格和非居民价格两类，居民价格由政府定价，非居民价格由供需双方在国家规定的基准门站价格浮动范围内协商确定，标的资产天然气采购价均按上述原则与上游供气单位协商确定。

标的资产南通中油经营区域为如皋市，当地天然气上下游价格联动机制依据如皋市发展和改革委员会 2024 年 9 月 12 日发布的《市发展改革委关于建立健全如皋市天然气上下游价格联动机制的实施意见》（皋发改〔2024〕62 号）执行，联动机制主要内容为：

（1）联动范围

终端销售价格与燃气企业采购价格（含通过管道、汽车、船舶等方式的运输费用）实施联动。采购价格原则上按照燃气企业采购的全部气源加权平均价格确定。当采购市场化气源对本地区非居民终端销售价格实行购销价差模式，其购销价差不得高于核定的配气价格。

（2）联动周期

非居民用气终端销售价格原则上按月度或季度联动，居民用气终端销售价格按半年或一年联动。

（3）联动方式

终端销售价格根据采购价格变动相应调整，与上期实际采购价格或当期预测采购价格进行联动。价格低的气源优先保障居民用气。

（4）联动公式

首次建立联动机制时，终端销售价格=加权平均采购价格+配气价格

联动机制建立后，按实际采购价格联动时，终端销售价格=上期终端销售价格+（本期加权平均采购价格-上期加权平均采购价格）/（1-供销差率）±上期应调未调金额/本期供气量

按预测采购价格联动时，终端销售价格=上期终端销售价格+（本期加权平均采购价格-上期加权平均采购价格）/（1-供销差率）±上期应调未调金额/本期供气量±偏差金额/本期供气量

供销差率按照上一年度燃气企业实际供销差量确定，最高不超过 4%。

（5）联动幅度限制

居民用气终端销售价格调整应坚持平稳从紧原则，设置上调幅度限制，避免过度增加居民用气负担。综合考虑我市居民承受能力及往年调价情况，设定上调金额或涨幅上限，原则上居民用气第一阶梯价格单次上调不得超过 0.50 元/立方米，下调幅度不限。当天然气市场价格持续大幅上涨，可能对居民正常生活和经济平稳运行产生严重不利影响时，应暂时中止联动。本期应调未调金额，可纳入后期联动统筹考虑或分期逐步实施。配气价格调整时，终端销售价格相应调整，不受联动机制限制。

如皋市的最新价格机制政策与报告期内执行政策一致，长期以来我国天然气行业一直受到政府或天然气供应商的价格管控，历史年度的定价模式可以为未来燃气定价提供参考。本次评估中对于预测期的销售单价按报告期 2025 年的销售单价预测是合理谨慎的。

综上，结合各类业务的定价模式，当地的政府定价文件，用户与南通中油签订的合同，行业最新价格机制政策影响，本次对于各业务类型的销售单价的预测是合理、谨慎、合规的。

（二）甘河中油

1、各类业务定价模式、报告期内销售单价及其变动原因、政府定价及指导价历史变化情况

对于天然气销售及天然气代输业务销售单价的预测过程和预测依据详见关于本回复之“问题四、关于评估预测/二/（二）”。

甘河中油各类业务销售单价报告期及预测期情况见下表：

项目	单位	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年

项目	单位	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	元/m ³	1.4914	1.5229	1.5229	1.5229	1.5229	1.5229	1.5229
商业用户	元/m ³	2.4727	2.4679	2.4679	2.4679	2.4679	2.4679	2.4679
工业用户	元/m ³	2.4232	2.3849	2.4077	2.4090	2.4098	2.4098	2.4098
加气站-CNG	元/m ³	3.4955	3.4954	3.4954	3.4954	3.4954	3.4954	3.4954
加气站-LNG	元/m ³	3.0820	2.7248	2.7248	2.7248	2.7248	2.7248	2.7248
代输业务	元/m ³	0.0414	0.0412	0.0413	0.0413	0.0413	0.0413	0.0413

（1）居民用户：居民用户销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度。

报告期内的政府定价文件：西宁市湟中区发展和改革局于 2023 年 12 月 15 日发布《关于调整湟中区天然气价格的通知》（湟发改价格[2023]407 号），居民用气销售价格仍执行原价格 1.59 元/立方米。

西宁市湟中区发展和改革局发布《关于理顺居民用管道天然气销售价格的通知》（湟发改价格[2024]164 号），居民用管道天然气销售价格调整至 1.66 元/立方米，该价格于 2024 年 7 月 25 日起执行。

西宁市湟中区发展和改革局于 2025 年 6 月 26 日发布的《关于建立湟中区居民用管道天然气阶梯价格制度的通知》（湟发改价格[2025]164 号），居民用气阶梯价格制度从 2025 年 1 月 1 日开始执行，第一档执行价格为现政府定价 1.66 元/立方米；第二档价格为第一档价格的 1.2 倍执行，第三档价格为第一档价格的 1.5 倍执行。截至本核查意见出具日，甘河中油仍执行上述价格文件，西宁市湟中区发展和改革局未发布新的定价文件。

报告期内，居民用户天然气销售单价变动，系价格文件更新所致，2025 年居民用户价格均执行第一档政府定价 1.66 元/立方米。预测期居民销售单价统一依据最新政府定价文件规定的居民第一档气价进行取值，与报告期保持一致。因此，本次居民用户销售单价预测具备充分的谨慎性与合理性。

（2）工商业用户：非居民的销售定价由当地政府价格主管部门统一定价，无浮动空间。

西宁市湟中区发展和改革局于 2023 年 12 月 15 日发布的《关于调整湟中区天然气价格的通知》（湟发改价格[2023]407 号），非居民用气（行政事业等单

位锅炉供暖用气、商业用气、公交 CNG 加气站购气、社会 CNG 加气站购气、工业用气)销售价格为 2.69 元/立方米,从 2023 年 12 月 15 日执行。截至本核查意见出具日,甘河中油仍执行上述价格文件,西宁市湟中区发展和改革局未发布新的定价文件。

由于天然气商品的特殊性,当下游用户实际需求小于合同气量 97%时,需要支付给上游供应商差量气综合单价 30%的“照付不议”款项,为减少不必要的额外损失,若当月因客户生产经营原因出现剩余情况,甘河中油会将剩余气量以月度综合单价销售给个别工业客户(互联互通客户),同时可以确保下一年度合同存量气。该类用户报告期内的销售单价为 1.7633 元/立方米、1.6952 元/立方米,2026 年 1-5 月互联互通客户销售单价为 1.7927 元/立方米。

报告期内,工业用户天然气销售单价变动,系互联互通客户销售量占比变动所致。预测期内,互联互通客户按照 2025 年平均销售单价预测,其余工商业客户按照政府发布的执行价格预测。预测期内工业用户单价有微量波动,是因为工业大客户预测销量增加,导致互联互通客户销售量占比下降。综上,工商业用户预测期采用的销售单价是合理的。

(3) 加气站 CNG/LNG 销售单价

加气站 CNG 的销售定价由当地政府价格主管部门统一定价,无浮动空间。西宁市湟中区发展和改革局于 2023 年 12 月 15 日发布的《关于调整湟中区天然气价格的通知》(湟发改价格[2023]407 号),CNG 加气站销售价格仍执行原价格 3.81 元/立方米,不作调整。截至本核查意见出具日,甘河中油仍执行上述价格文件,西宁市湟中区发展和改革局未发布新的定价文件。

加气站 LNG 销售价格随市场定价变动,2025 年加气站 LNG 的平均销售单价为 2.7248 元/立方米,2026 年 1-5 月加气站 LNG 的平均销售单价为 2.8286 元/立方米,与 2025 年的平均销售单价接近。故本次评估采用 2025 年的加气站 LNG 的平均销售单价是谨慎合理的。

(4) 代输用户:甘河中油的代输业务客户较为稳定,服务单价按甘河中油与客户签订的合同约定的单价执行。

甘河中油与代输业务大客户云天化签署的协议约定：管道输送费用综合价（人民币）为：年输送量 2 亿立方米以下（含 2 亿立方米）按 0.045 元/立方米计算，年输送量 2 亿立方米以上按 0.04 元/立方米计算。管道输送费用综合价包括管道、调压计量站及附属设施维护、管理以及气损等费用，预测期内仍执行该合同约定单价。由于云天化代输量占代输业务约 85%，故报告期内平均销售单价轻微浮动是因为云天化代输量超过了 2 亿立方米，年代输量变动引起。甘河中油与其余客户签署的协议约定管道运输费为 0.06 元/立方米，预测期内仍执行该合同约定单价。

本次预测代输用户的销售单价，未假设新增代输客户带来结构变动，依据代输客户与甘河中油签订的长期合同约定的服务单价确认，故本次对于代输业务销售单价的预测具备合理性。

2、行业最新价格机制政策影响

根据我国目前的天然气价格定价机制，上游天然气采购价格实行基准门站价格管理，由国家发改委发布，具体分为居民价格和非居民价格两类，居民价格由政府定价，非居民价格由供需双方在国家规定的基准门站价格浮动范围内协商确定，标的资产天然气采购价均按上述原则与上游供气单位协商确定。

甘河中油经营区域位于西宁市湟中区，其天然气价格联动执行西宁市级统一机制，并依据青海省省级政策框架实施。

根据湟发改价格[2023]407 号、湟发改价格[2024]164 号和湟发改价格[2025]164 号等现行价格文件，甘河中油的天然气销售价格实行政府定价与上下游联动相结合的机制，企业不具有自主定价权。企业终端销售价格由两部分构成：一是由政府按“准许成本加合理收益”原则核定的固定配气价格（居民用气配气价格为 0.40 元/立方米，非居民用气配气价格为 0.55 元/立方米，CNG 加气站配气价格为 1.03 元/立方米）；二是随上游购气成本变动而同步调整的购气价格，二者相加形成终端销售价格，其中非居民用气销售价格为 2.69 元/立方米（自 2023 年 12 月 15 日起执行）。在居民用气方面，自 2025 年 1 月 1 日起已全面实施阶梯价格制度，其中居民生活用气第一档气量为 260 立方米以内、执行现行政府定价，第二档气量为 261-360 立方米、按第一档价格的 1.2 倍执行，第三档气量为

361 立方米以上、按第一档价格的 1.5 倍执行。

西宁市湟中区的最新价格机制政策与报告期内执行政策一致，长期以来我国天然气行业一直受到政府或天然气供应商的价格管控，历史年度的定价模式可以为未来燃气定价提供参考。本次评估中对于预测期的销售单价按报告期 2025 年的销售单价预测是合理谨慎的。

综上，结合各类业务的定价模式，当地的政府定价文件，用户与甘河中油签订的合同，行业最新价格机制政策影响，本次对于各业务类型的销售单价的预测是合理的。

（三）中油珠海-扬州中油

1、各类业务定价模式、报告期内销售单价及其变动原因、政府定价及指导价历史变化情况

对于天然气销售及天然气代输业务销售单价的预测过程和预测依据详见关于本回复之“问题四、关于评估预测/二/（三）”。

扬州中油各类业务销售单价报告期及预测期情况见下表：

项目	单位	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	元/m ³	2.5229	2.7355	2.7355	2.7355	2.7355	2.7355	2.7355
商业用户	元/m ³	3.8099	3.6721	3.6885	3.6881	3.6878	3.6876	3.6875
工业用户	元/m ³	3.4585	3.4337	3.4337	3.4337	3.4337	3.4337	3.4337
其他用户	元/m ³	3.5023	3.6097	3.6097	3.6097	3.6097	3.6097	3.6097
代输	元/m ³	0.1106	0.1065	0.0928	0.0928	0.0928	0.0928	0.0928

（1）居民用户：居民用户销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度。

报告期内 2024 年 4 月之前政府定价文件：根据扬州市江都区发展和改革委员会《关于调整居民生活用管道天然气销售价格的通知》（扬江发改[2019]73 号）：自 2019 年 4 月 1 日起，居民用气一档、二档、三档价格分别为 2.70 元/立方米、2.94 元/立方米、3.67 元/立方米；学校、养老福利机构等执行居民气价的非居民用户价格调整为 2.82 元/立方米。

报告期内 2024 年 4 月之后及预测期的政府定价文件一致：根据扬州市江都

区发展和改革委员会《关于调整居民用管道天然气销售价格有关事项的通知》（扬江发改〔2024〕28号），现行居民用气实行阶梯价格制度，按文件公布的一、二、三档阶梯价格执行：自2024年4月1日起，居民用户第一、二、三阶梯销售价格分别调整为2.98元/立方米、3.58元/立方米、4.17元/立方米；学校、养老福利机构等执行居民气价的非居民用户价格调整为3.28元/立方米。

报告期内，居民用户天然气销售单价变动，系价格文件更新所致。本次在预测期居民销售单价测算过程中，统一参照政府定价文件，采用2025年居民综合平均单价作为后续年度测算标准，未考虑居民阶梯用气结构变化带来的均价上浮影响，测算口径相对保守，本次居民用户销售单价预测具备充分的谨慎性与合理性。

（2）工商业用户：非居民用气销售价格由发改委核定中石油天然气销售公司江苏分公司固定价格气量的销售价格，燃气公司每月向发改委备案采购单价，采购单价加配气价格为顺价最高价格；上游门站价格发生变动时，主管部门将按照价格联动机制同步调整非居民用气最高销售指导价，公司结合市场行情在限价区间内自主进行优惠调整，工业用户一般在最高指导价格范围内协商下浮，商业用户一般不实施价格下浮。

扬州中油工商业用气执行两类定价政策，分别为固定价格气量销售、购销差价顺价销售：最高限价只是固定价格，其余是每月顺价（按固定价格气量以外的采购加权平均单价+配气价格为0.79元/立方米）。工业用气销售为扬州中油核心经营业务。公司针对工业用气客户建立大客户专项管理机制，由市场部实行一户一策、全流程跟踪服务；同时针对部分规模以上工业大客户执行差异化价格优惠政策。商业用户整体实行最高限价内协商定价模式。

报告期内及截至本核查意见出具日，扬州市江都区发展和改革委员会发布的江都区非居民用管道天然气最高销售价格文件情况详见下表：

政策依据	调整情况	发布时间
关于调整居民生活用管道天然气销售价格的通知（扬江发改[2019]73号）	自2019年4月1日起执行：民用户一档、二档、三档价格分别为2.70元/立方米、2.94元/立方米、3.67元/立方米，学校食堂、福利院(养老院)等执行居民用气类别的价格为2.82元/立方米，其他相关政策保持不变。	2019年4月28日
关于调整居民用管道	自2024年4月1日起执行：	2024年3

政策依据	调整情况	发布时间
天然气销售价格有关事项的通知(扬江发改〔2024〕28号)	1、居民用户第一、二、三阶梯销售价格分别调整为2.98元/立方米、3.58元/立方米、4.17元/立方米，阶梯价差比例调整为1:1.2:1.4。学校、养老福利机构等执行居民气价的非居民用户价格调整为3.28元/立方米。 2、户籍4人以上家庭，每户每增加1人，一、二档年用气量上限分别增加100立方米、200立方米。 3、对民政部门确认的城乡低保户和“五保户”、农业农村部门确认的“建档立卡”低收入农户、区总工会确认的特困职工家庭，由原每月每户免5立方米优惠，调整为每月每户免8立方米，同时，采取淡季月指标可结转至旺季月使用的措施，即一年不超过96立方米。	月13日
关于疏导2023年采暖季工商业管道天然气销售价格的通知(扬江发改〔2024〕21号)	2023年11月至2024年3月： 1、中石油江苏分公司、中海油江苏分公司、泰州昆仑燃气公司上游供气企业合同（固定价格气量）供应的管道天然气，销售价格为4.30元/立方米。 2、中石油江苏分公司供应的浮动价格气量以及中海油江苏分公司、泰州昆仑燃气公司外其他供应商供应的天然气，实行购销差价模式顺价销售，其购销差价不得高于固定气量部分加价水平。鼓励燃气经营企业与天然气大用户之间直接协商，合同约定结算价格。	2024年2月27日
关于疏导2024年非采暖季工商业管道天然气销售价格的通知(扬江发改〔2024〕50号)	2024年4月至2024年10月： 1、中石油天然气销售公司江苏分公司供应的工商业管道天然气（固定价格气量）销售价格为3.54元/立方米。 2、中石油天然气销售公司江苏分公司供应的浮动价格气量以及其他供应商供应的天然气，实行购销差价模式顺价销售，其购销差价不得高于固定价格气量部分加价水平。鼓励燃气经营企业与天然气大用户之间直接协商，合同约定结算价格。	2024年5月8日
关于疏导2024年采暖季工商业管道天然气销售价格的通知(扬江发改〔2024〕124号)	2024年11月至2025年3月： 1、中石油天然气销售公司江苏分公司供应的工商业管道天然气（固定价格气量）销售价格为3.69元/立方米。 2、中石油天然气销售公司江苏分公司供应的浮动价格气量以及其他供应商供应的天然气，实行购销差价模式顺价销售，其购销差价不得高于固定价格气量部分加价水平。鼓励燃气经营企业与天然气大用户之间直接协商，合同约定结算价格。	2024年12月30日
关于疏导2025年非采暖季工商业管道天然气销售价格的通知(扬江发改〔2025〕34号)	2025年4月至2025年10月： 1、中石油天然气销售公司江苏分公司供应的工商业管道天然气（固定价格气量）销售价格为3.57元/立方米。 2、中石油天然气销售公司江苏分公司供应的浮动价格气量以及其他供应商供应的天然气，实行购销差价模式顺价销售，其购销差价不得高于固定价格气量部分加价水平。鼓励燃气经营企业与天然气大用户之间直接协商，合同约定结算价格。	2025年5月8日
关于疏导2025年采暖季工商业管道天然气销售价格的通知(扬江发改〔2026〕3号)	2025年11月至2026年3月： 1、中石油天然气销售公司江苏分公司供应的工商业管道天然气（固定价格气量）销售价格为3.72元/立方米。 2、中石油天然气销售公司江苏分公司供应的浮动价格气量以及其他供应商供应的天然气，实行购销差价模式顺价销售，其购销差价不得高于固定价格气量部分加价水平。鼓励燃气经营企业与天然气大用户之间直接协商，合同约定结算价格。	2026年1月4日

报告期内，2025 年工商业用户天然气平均销售单价较 2024 年略有回落，主

要因 2024 年 1-3 月执行的政府基准气价处于较高水平抬升了全年均价。

对于工业用户，执行差异化价格优惠政策，销售单价整体较为稳定，本次预测期对于工业用户的销售单价按照 2025 年的平均销售单价预测。

对于商业用户，主要为商业用户以餐饮、零散中小商铺为主，执行限价内协商定价，单户气量小、优惠空间有限，2025 年销售价格下调，因商业用户缺少大额折扣缓冲，气价变动影响更敏感，故 2025 年平均销售单价较 2024 年下降明显。商业用户气价预测思路：对规模较大的大型餐饮、酒店等核心商业客户，以其 2025 年实际销售均价作为后续年度测算单价；其余存量零散商铺统一按 2025 年商业综合平均单价测算；未来新增商业商户均为小型餐馆，本次结合瓶改气商户台账、配套资料以及企业现场走访获取的用气预估数据综合测算，新增用气客户以乡镇小型餐馆、小吃店为主，此类小微商业业态经营规模有限，单户日均耗气量整体偏低，新增商户销售单价按 2025 年存量零散商户的综合平均单价测算。上述商业用户预测单价基准存在差异，后续年度各类客户用气占比发生变化，因此 2026 年及以后各年度商业综合平均气价会呈现一定波动。

综上，工商业用户预测期采用的销售单价是合理的。

（3）其他用户：其他用户共 4 户。报告期内其他用户销售单价存在波动，该类客户均按照各自与公司签订的供气合同约定价格结算。本次预测期测算其他用户销售单价时，未调整客户结构，以 2025 年实际平均销售单价作为预测依据，相关销售单价预测具备谨慎合理性。

（4）代输用户：扬州中油的天然气代输服务客户系城市燃气经营企业，服务单价按扬州中油与客户签订的合同约定的单价执行。代输用户的销售明细详见下表：

代输客户	2024 年			2025 年		
	销量（万立方米）	单价（元/立方米）	销售收入（万元）	销量（万立方米）	单价（元/立方米）	销售收入（万元）
扬州市开达气体有限公司（龙川钢管）	556.47	0.0917	51.05	-	-	-
扬州悦之达能源工程有限公司（中天管桩）	190.99	0.3211	61.33	156.66	0.3211	50.30
扬州悦之达能源工程有限公司（龙川钢管）	1,219.17	0.0862	105.14	2,278.40	0.0917	209.03
合计	1,966.63	0.1106	217.52	2,435.07	0.1065	259.33

代输业务系公司为扬州市开达气体有限公司、扬州悦之达能源工程有限公司代输的天然气（终端客户为龙川钢管、中天管桩公司），2025年起扬州市开达气体有限公司停止供气，全部代输气源切换至扬州悦之达能源工程有限公司。扬州中油对代输业务采用净额法确认收入，即以实际取得的价差作为营业收入确认金额。

报告期内代输用户为固定单价（价差固定），当前客户报告期内的销售单价未发生变化，保持稳定。

本次预测代输用户的销售单价，未假设新增代输客户带来结构变动，依据扬州悦之达能源工程有限公司与扬州中油签订的长期合同约定的服务单价确认，故本次对于代输业务销售单价的预测具备合理性。

2、行业最新价格机制政策影响

根据我国目前的天然气价格定价机制，上游天然气采购价格实行基准门站价格管理，由国家发改委发布，具体分为居民价格和非居民价格两类，居民价格由政府定价，非居民价格由供需双方在国家规定的基准门站价格浮动范围内协商确定，标的资产天然气采购价均按上述原则与上游供气单位协商确定。

标的资产扬州中油经营区域为扬州市江都区，当地天然气上下游价格联动机制依据扬州市江都区发展和改革委员会 2024 年 3 月 20 日发布的《扬州市江都区管道天然气上下游价格联动机制》执行，联动机制主要内容为：

（1）联动范围

终端销售价格与燃气企业采购价格（含通过管道、汽车、船舶等方式的运输费用）实施联动。采购价格原则上按照燃气企业采购的全部气源加权平均价格确定。当采购市场化气源对本地区非居民终端销售价格影响较大时，可按照用户自愿委托的原则，对非居民终端销售价格实行购销价差模式，其购销价差不得高于本地区配气价格。

（2）联动周期

非居民用气终端销售价格原则上按季度或月度联动。居民用气终端销售价格

可按半年或一年联动。

（3）联动方式

终端销售价格根据采购价格变动相应调整，价格低的气源优先保障居民用气。终端销售价格与上期实际采购价格，条件成熟时可与当期预测采购价格进行联动。

按实际采购价格联动的，应严格审核燃气企业购气合同和发票，根据企业实际发生的采购成本计算采购价格。

按预测采购价格联动的，要根据燃气企业已签订合同明确的未来天然气购进数量、价格和往年同期用气需求情况等，对采购价格进行合理预测。同时建立偏差校核机制，对预测价格与实际采购价格的差异部分，纳入后期联动统筹考虑。

（4）联动公式

按实际采购价格联动的，终端销售价格=上期终端销售价格+（本期加权平均采购价格—上期加权平均采购价格）/（1-供销差率）±上期应调未调金额/本期供气量。

按预测采购价格联动的，终端销售价格=上期终端销售价格+（本期加权平均采购价格-上期加权平均采购价格）/（1-供销差率）±上期应调未调金额/本期供气量±偏差金额/本期供气量。

供销差率按照上一年度燃气企业实际供销差量确定，最高不超过 4%。

（5）联动幅度限制

居民用气终端销售价格调整应坚持平稳从紧原则，设置上调幅度限制，避免过度增加居民用气负担。综合考虑当地居民承受能力并参考往年调价情况，设定上调金额或幅度上限，原则上居民用气第一阶梯价格单次上调不得超过 0.50 元，下调幅度不限。当天然气市场价格持续大幅上涨，可能对居民正常生活和经济平稳运行产生严重不利影响时，应暂时中止联动。本期应调未调金额，可纳入后期联动统筹考虑或分期逐步实施。配气价格调整时，终端销售价格相应调整，不受联动机制限制。

（6）联动程序

首次建立居民用气终端销售价格联动机制的，要依法履行听证等程序。依据已经生效实施的联动机制调整具体价格水平时，可以不再开展定价听证，但应当对联动机制进行完善，广泛征求意见，综合考虑本地气源特点、用户结构和市场情况，严格、规范、科学、合理设置联动程序并报区人民政府同意。联动程序可分为一般程序、简易程序。适用一般程序的价格联动，报区政府审定后实施。适用简易程序的价格联动，由价格主管部门按联动机制调整终端销售价格，提高联动时效。天然气价格下调、居民用气第一阶梯价格单次上调不超过 0.50 元、非居民用气单次上调不超过 1.00 元时，适用简易程序。居民用气第一阶梯价格单次上调超过 0.50 元、非居民用气单次上调超过 1.00 元时，适用一般程序。

扬州市江都区的最新价格机制政策与报告期内执行政策一致，故本次预测期的销售单价按报告期 2025 年的销售单价预测是合理谨慎的。

综上，结合各类业务的定价模式，当地的政府定价文件，用户与扬州中油签订的合同，行业最新价格机制政策影响，本次对于各业务类型的销售单价的预测是合理、谨慎、合规的。

（四）天达胜通-南京洁宁

1、各类业务定价模式、报告期内销售单价及其变动原因、政府定价及指导价历史变化情况

对于天然气销售业务销售单价的预测过程和预测依据详见关于本回复之“问题四、关于评估预测/二/（四）”。

南京洁宁各类业务销售单价报告期及预测期情况见下表：

项目	单位	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	元/m ³	2.8492	2.9631	2.9631	2.9631	2.9631	2.9631	2.9631
商业用户	元/m ³	3.9020	4.0114	4.0114	4.0114	4.0114	4.0114	4.0114
工业用户	元/m ³	4.0471	3.8735	3.8735	3.8735	3.8735	3.8735	3.8735
公福用户	元/m ³	3.0971	2.7907	2.7907	2.7907	2.7907	2.7907	2.7907

（1）居民用户：居民用户销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度。

报告期及预测期的政府定价文件：根据南京市发展和改革委员会《关于调整

居民用管道天然气销售价格有关事项的通知》（宁发改价费字[2023]410号），现行居民用气实行阶梯价格制度，具体按文件公布的一、二、三档阶梯价格执行。具体执行价格表如下：第一阶梯销售价格为 3.03 元/立方米；第二阶梯销售价格为 3.64 元/立方米；第三阶梯销售价格为 4.24 元/立方米。

报告期内，居民用户天然气销售单价存在波动，主要系居民用户第一、二阶梯用气销量占比变动所致。

本次结合企业 2025 年销售单价进行预测。本次居民用户销售单价预测具备充分的谨慎性与合理性。

（2）工商业用户：工商业用户的销售价格由当地政府价格主管部门负责制定和调整，按照用户自愿委托的原则，对合同购气量以外的气量实行代购代销价格政策。工业用气销售为南京洁宁核心经营业务。公司针对工业用气客户建立大客户专项管理机制，由市场部实行一户一策、全流程跟踪服务；同时针对部分规模以上工业大客户执行差异化价格优惠政策。商业用户一般不实施价格下浮。

报告期内及截至本核查意见出具日，南京市发展和改革委员会发布的南京市非居民用管道天然气最高销售价格文件情况详见下表：

政策依据	调整情况	发布单位	发布时间
《市发展改革委关于调整非居民用气销售价格有关事项的通知》	作价公式为：代购代销销售价格=代购天然气实际采购价格+配气价格其中，代购天然气实际采购价格按采购价格和采购量加权平均计算；配气基准价格为 0.80 元/立方米，最高上浮幅度为 10%，下浮不限。	南京市发展和改革委员会	2023 年 11 月 17 日
《关于调整非居民用气销售价格有关事项的通知》	作价公式为：代购代销销售价格=代购天然气实际采购价格+配气价格其中，代购天然气实际采购价格按采购价格和采购量加权平均计算；配气基准价格为 0.80 元/立方米，最高上浮幅度为 10%，下浮不限。	南京市发展和改革委员会	2024 年 4 月 28 日

报告期内，2025 年商业用户天然气平均销售单价较 2024 年有所上升，主要系财务确认口径差异对价格变动有影响，剔除该因素影响，2024 年商业用户销售单价为 4.14 元，2025 年销售单价较 2024 年单价下降，主要系采购单价下降导致销售单价下浮。

报告期内 2025 年工业用户天然气平均销售单价较 2024 年有所下降，主要系南京洁宁工业第一大客户蜂巢能源科技（南京）有限公司 2025 年开始实行一企

一策的价格优惠政策且采购单价下降导致销售单价下降。

综上，本次对于工商业用户的销售单价按照 2025 年的销售单价预测是谨慎合理的。

（3）公福用户：公福用户的销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度，价格调整需要履行听证程序。

报告期的政府定价文件：根据南京市发展和改革委员会《关于调整居民用管道天然气销售价格有关事项的通知》（宁发改价费字[2023]410 号），执行居民气价的非居民用户，包括学校、社会福利机构等非居民用户不执行分档气量，销售价格为 3.34 元/立方米。

报告期内，公福用户天然气销售单价存在波动，主要系报告期内存在财务确认口径差异，本次公福用户销售单价按照 2025 年的销售单价谨慎预测。

2、行业最新价格机制政策影响

根据我国目前的天然气价格定价机制，上游天然气采购价格实行基准门站价格管理，由国家发改委发布，具体分为居民价格和非居民价格两类，居民价格由政府定价，非居民价格由供需双方在国家规定的基准门站价格浮动范围内协商确定，标的资产天然气采购价均按上述原则与上游供气单位协商确定。

标的资产南京洁宁经营区域为溧水区经济开发区，当地天然气上下游价格联动机制依据江苏省发展改革委 2023 年 9 月 19 日发布的《省发展改革委关于建立健全天然气上下游价格联动机制的实施意见》（苏发改价格发〔2023〕989 号）执行，联动机制主要内容为：

（1）联动范围

终端销售价格与燃气企业采购价格（含通过管道、汽车、船舶等方式的运输费用）实施联动。采购价格原则上按照燃气企业采购的全部气源加权平均价格确定。当采购市场化气源对本地区非居民终端销售价格影响较大时，可按照用户自愿委托的原则，对非居民终端销售价格实行购销价差模式，其购销价差不得高于本地区配气价格。

（2）联动周期

非居民用气终端销售价格原则上按季度或月度联动，目前联动周期为半年及以上的，到 2025 年逐步过渡到按季度联动，有条件的地区可按月联动。居民用气终端销售价格可按半年或一年联动。

（3）联动方式

终端销售价格根据采购价格变动相应调整，价格低的气源优先保障居民用气。各地可结合实际情况，明确终端销售价格与上期实际采购价格或当期预测采购价格进行联动。

按实际采购价格联动的，应严格审核燃气企业购气合同和发票，根据企业实际发生的采购成本计算采购价格。

按预测采购价格联动的，要根据燃气企业已签订合同明确的未来天然气购进数量、价格和往年同期用气需求情况等，对采购价格进行合理预测。同时建立偏差校核机制，对预测价格与实际采购价格的差异部分，纳入后期联动统筹考虑。

（4）联动公式

首次建立联动机制时，终端销售价格=加权平均采购价格+配气价格

联动机制建立后，按实际采购价格联动时，终端销售价格=上期终端销售价格+（本期加权平均采购价格-上期加权平均采购价格）/（1-供销差率）±上期应调未调金额/本期供气量

按预测采购价格联动时，终端销售价格=上期终端销售价格+（本期加权平均采购价格-上期加权平均采购价格）/（1-供销差率）±上期应调未调金额/本期供气量±偏差金额/本期供气量

供销差率按照上一年度燃气企业实际供销差量确定，最高不超过 4%。

（5）联动幅度限制

居民用气终端销售价格调整应坚持平稳从紧原则，设置上调幅度限制，避免过度增加居民用气负担。各地可考虑当地居民承受能力并参考往年调价情况，设

定上调金额或幅度上限，原则上居民用气第一阶梯价格单次上调不得超过 0.50 元，下调幅度不限。当天然气市场价格持续大幅上涨，可能对居民正常生活和经济平稳运行产生严重不利影响时，应暂时中止联动。本期应调未调金额，可纳入后期联动统筹考虑或分期逐步实施。配气价格调整时，终端销售价格相应调整，不受联动机制限制。

南京市的最新价格机制政策与报告期内执行政策一致，故本次预测期的销售单价按报告期 2025 年的销售单价预测是合理谨慎的。

综上，结合各类业务的定价模式，当地的政府定价文件，用户与南京洁宁签订的合同，行业最新价格机制政策影响，本次对于各业务类型的销售单价的预测是合理的。

（五）天达胜通-南昌中油

1、各类业务定价模式、报告期内销售单价及其变动原因、政府定价及指导价历史变化情况

对于天然气销售业务销售单价的预测过程和预测依据详见关于本回复之“问题四、关于评估预测/二/（五）”。

南昌中油各类业务销售单价报告期及预测期情况见下表：

项目	单位	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	元/m ³	3.2490	3.1374	3.1374	3.1374	3.1374	3.1374	3.1374
商业用户	元/m ³	3.9344	3.8111	3.7156	3.7156	3.7156	3.7156	3.7156

（1）居民用户：居民用户销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度。

报告期内的政府定价文件：南昌市发展和改革委员会于 2024 年 11 月 29 日发布的《关于联动调整我市管道天然气销售价格的通知》（洪发改价管字[2024]24 号）发布的第一阶梯价进行预测。文件通知如下：居民用气阶梯价格制度从 2024 年 12 月 1 日开始执行，第一阶梯气量基数为 420（含）立方米以下，销售价格为 3.21 元/立方米；第二阶梯气量基数为 420-660（含）立方米，销售价格为 3.53 元/立方米；第三阶梯气量基数为 660 立方米以上，销售价格为 4.17 元/立方米。

截至本核查意见出具日，南昌中油仍执行上述价格文件。

报告期内，居民用户天然气销售单价变动主要系居民用户第二、三阶梯用气销量占比变动所致。

本次在预测期居民销售单价测算过程中，统一参照政府定价文件，采用 2025 年居民综合平均单价作为后续年度测算标准，未考虑居民阶梯用气结构变化带来的均价上浮影响，测算口径相对保守，本次居民用户销售单价预测具备充分的谨慎性与合理性。

(2) 商业用户：商业用户的销售价格由当地政府价格主管部门负责制定和调整，制定最高销售价格，下浮不限。报告期内及截至本核查意见出具日，南昌市发展和改革委员会发布的南昌市非居民用管道天然气最高销售价格文件情况详见下表：

政策依据	调整情况	发布单位	发布时间
《关于调整我市非居民用管道天然气销售价格的通知》	2024 年 1 月 1 日至 2024 年 3 月 31 日非居民用天然气最高销售价调整为 4.43 元/立方米(含税)，下浮不限。	南昌市发改委	2023 年 12 月 20 日
《关于调整我市非居民用管道天然气销售价格的通知》	2024 年 9 月 1 日至 2024 年 11 月 30 日非居民用天然气最高销售价调整为 4.12 元/立方米(含税)，下浮不限。	南昌市发改委	2024 年 8 月 28 日
《关于联动调整我市管道天然气销售价格的通知》	2024 年 12 月 1 日至 2025 年 2 月 28 日非居民用管道天然气最高销售价格调整为 4.17 元/m ³ ，下浮不限	南昌市发改委	2024 年 11 月 29 日
《关于联动调整我市管道天然气销售价格的通知》	2025 年 6 月 1 日至 2025 年 8 月 31 日非居民用管道天然气最高销售价格调整为 4.12 元/m ³ ，下浮不限	南昌市发改委	2025 年 5 月 26 日
《关于继续执行我市现行非居民用天然气销售价格的通知》	非居民用天然气最高销售价格继续按 4.12 元/立方米（含税）执行。	南昌市发改委	2025 年 8 月 29 日
《关于继续执行我市现行非居民用天然气销售价格的通知》	非居民用天然气最高销售价格继续按 4.12 元/立方米（含税）执行。价格执行期为 2026 年 6 月 1 日至 2026 年 8 月 31 日。	南昌市发改委	2026 年 5 月 25 日

报告期内，2025 年商业用户天然气平均销售单价较 2024 年有所回落，主要因 2024 年执行的政府基准气价处于较高水平抬升了全年均价。未来预测考虑气源供应、成本变化、历史价格疏导及政策调控，未来销售单价较 2025 年将有所下降，原因一是 2025 年天然气资源供应充裕，上游综合购进价格下降，带动当年政府定价从上半年 4.17 元/方下调至下半年 4.12 元/方，且南昌非居气价高于周边市县，也受区域资源与定价差异影响；二是疫情期间资源短缺推高采购成本，

居民气价关乎民生无法调价，导致城燃企业购销倒挂亏损严重，2023年起上调非居气价至4元以上，以此弥补居民端长期倒挂亏损，而随着居民倒挂疏导逐步推进，非居价格回归合理区间；三是结合市场资源行情，定价部门统筹企业经营与用户承受能力，严控调价波动幅度，因此2026年非居气价预测有所下调。综上，本次对于商业用户的销售单价预测是谨慎合理的。

2、行业最新价格机制政策影响

根据我国目前的天然气价格定价机制，上游天然气采购价格实行基准门站价格管理，由国家发改委发布，具体分为居民价格和非居民价格两类，居民价格由政府定价，非居民价格由供需双方在国家规定的基准门站价格浮动范围内协商确定，标的资产天然气采购价均按上述原则与上游供气单位协商确定。

标的资产南昌中油经营区域为南昌市红谷滩区核心区，当地管道天然气上下游价格联动机制依据南昌市发展和改革委员会2024年8月26日发布的关于印发《南昌市管道天然气上下游价格联动机制的实施办法》的通知执行，联动机制主要内容为：

（1）联动范围

天然气终端销售价格与城镇燃气企业采购价格（含运输费用）实行联动。采购价格原则上按照同一市县内城镇燃气企业采购的全部气源含税加权平均价格确定，包括管道天然气、液化天然气（LNG）、压缩天然气（CNG）等。当采购价格明显高于市场公允价格时，可不予联动或降低联动标准。

（2）联动周期

居民用气终端销售价格原则上联动调整周期不超过12个月，调整次数最多1次；非居民用气终端销售价格按3个月为一个联动调整周期。

（3）联动方式

终端销售价格根据采购价格变动相应调整，与上期实际采购价格或当期预测采购价格进行联动。价格低的气源优先保障居民用气。

（4）联动公式

首次建立联动机制时，终端销售价格可按如下公式确定：

终端销售价格=加权平均采购价格+配气价格。

机制建立后，调整终端销售价格按以下公式确定：终端销售价格=上期终端销售价格+价格联动调整额度。

价格联动调整额度=（本期预测加权平均采购价格-上期加权平均采购价格）/（1-供销差率）±上期累计应调未调金额及偏差金额。

供销差率最高不超过 4%，低于 4%的，据实计算。

（5）联动幅度限制

为保持居民用气终端销售价格相对平稳，避免过度增加居民用户负担，考虑当地居民承受能力等因素，设置居民用气价格单次上调幅度上限，原则上不超过每立方米 0.5 元。当市场价格持续大幅上涨，可能对居民生活和经济平稳运行产生严重不利影响时，可暂时中止联动。应调未调金额纳入后期统筹考虑。

居民用气价格下调及非居民用气价格调整可不设幅度限制。省管输价格和城镇燃气企业配气价格调整时，终端销售价格相应调整，不受联动机制限制；国家和省政策性调整天然气价格，不受联动机制限制。

南昌市的最新价格机制政策与报告期内执行政策一致，故本次预测期的销售单价参考报告期 2025 年的销售单价预测是合理谨慎的。

综上，结合各类业务的定价模式，当地的政府定价文件，用户与南昌中油签订的合同，行业最新价格机制政策影响，本次对于各业务类型的销售单价的预测是合理的。

（六）兴化中油

1、各类业务定价模式、报告期内销售单价及其变动原因、政府定价及指导价历史变化情况

对于天然气销售单价的预测过程和预测依据详见关于本回复之“问题四、关于评估预测/二/（六）”。

兴化中油各类业务销售单价报告期及预测期情况见下表：

项目	单位	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	元/m ³	2.4948	2.7337	2.7337	2.7798	2.7798	2.7798	2.7798
商业用户	元/m ³	4.0076	3.9004	3.8417	3.8417	3.8417	3.8417	3.8417
工业用户	元/m ³	3.5830	3.6402	3.6381	3.6371	3.6366	3.6368	3.6371

（1）居民用户：居民用户销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度。

报告期内的政府定价文件：兴化市发展和改革委员会于 2019 年 6 月 21 日发布的《市发展改革委关于优化调整居民阶梯气价政策有关事项的通知》(兴发改发[2019]73 号)，于 2022 年 5 月 17 日发布的《市发展改革委关于优化调整居民阶梯气价政策有关事项的通知》(兴发改发[2022]71 号)，居民用管道天然气销售价格及分档气量调整为：第一阶梯（年用气量≤400 立方米）销售价格 2.83 元/立方米；第二阶梯（400 立方米<年用气量≤1000 立方米）3.40 元/立方米；第三阶梯（年用气量>1000 立方米）4.25 元/立方米。调整后的销售价格自 2023 年 1 月 1 日起执行。

兴化市发展和改革委员会于 2024 年 3 月 14 日发布的《关于调整我市居民用管道天然气销售价格的通知》（兴发改发[2024]14 号），居民用管道天然气销售价格调整为：第一阶梯（年用气量≤400 立方米）销售价格 3.03 元/立方米；第二阶梯（400 立方米<年用气量≤1000 立方米）3.64 元/立方米；第三阶梯（年用气量>1000 立方米）4.24 元/立方米。调整后的销售价格自 2024 年 4 月 1 日供（售）气量起执行。截至本核查意见出具日，兴化中油仍执行上述价格文件，兴化市发展和改革委员会未发布新的居民用气定价文件。

报告期内，居民用户天然气用气量均处于第一阶梯，居民用气销售单价存在波动，主要原因如下：一是报告期内政府指导价格变动；二是 2024 年因经营原因兴化中油为部分居民用户提供了少量购气优惠券，导致销售单价低于第一阶梯销售价格。

由于上述优惠券企业经营中处理的偶发性事件引起，后续不会发放，经企业统计剩余居民优惠券较少，出于谨慎原则，本次预测期测算过程中，2026 年采

用 2025 年的平均销售单价，2027 年以后采用价格文件中规定的第一阶梯销售价格。因此，本次居民用户销售单价预测具备充分的谨慎性与合理性。

（2）工商业用户：工商业用户的销售价格由当地政府价格主管部门负责制定和调整，制定最高销售价格，下浮不限。工业用气销售为兴化中油核心经营业务。公司针对工业用气客户建立大客户专项管理机制，由市场部实行一户一策、全流程跟踪服务；同时针对部分规模以上工业大客户执行差异化价格优惠政策。

报告期内及截至本核查意见出具日，兴化市发展和改革委员会发布的非居民用管道天然气最高销售价格文件情况详见下表：

政策依据	调整情况	执行年份	发布时间
《关于明确我市 2023 年-2024 年冬供期非居民用管道天然气销售价格的通知》（兴发改发[2024]15 号）	结合天然气上游价格采购情况，合同内非居民用天然气销售基准价格调整为 4.14 元/立方米（气源成本 3.22 元/立方米、配气价格 0.78 元/立方米、管输价格 0.14 元/立方米）。销售价格最高浮动幅度 9%，最高不超过 4.51 元/立方米，下浮不限。	2023.11.1-2024.3.31	2024 年 3 月 14 日
《关于明确兴化中油金路燃气有限公司非居民用管道天然气销售价格的通知》（兴发改发[2024]48 号）	非居民用管道天然气最高销售价格 4.16 元/立方米，下浮不限。	2024.4.1-2024.9.30	2024 年 8 月 16 日
《关于明确非居民用管道天然气销售价格的通知》（兴发改发[2025]6 号）	非居民用管道天然气最高销售价格 4.34 元/立方米，下浮不限。	2024.10.1-2024.12.31	2025 年 1 月 17 日
《关于明确非居民用管道天然气销售价格的通知》（兴发改发[2025]34 号）	非居民用管道天然气最高销售价格 4.34 元/立方米，下浮不限。	2025.1.1-2025.3.31	2025 年 4 月 22 日
《关于明确非居民用管道天然气销售价格的通知》（兴发改发[2025]54 号）	非居民用管道天然气最高销售价格 4.08 元/立方米，下浮不限。	2025.4.1-2025.6.30	2025 年 7 月 3 日
《关于明确非居民用管道天然气销售价格的通知》（兴发改发[2025]70 号）	非居民用管道天然气最高销售价格 4.08 元/立方米，下浮不限。	2025.7.1-2025.9.30	2025 年 9 月 15 日
《关于明确非居民用管道天然气销售价格的通知》（兴发改发[2025]91 号）	非居民用管道天然气最高销售价格 4.25 元/立方米，下浮不限。	2025.10.1-2025.12.31	2025 年 11 月 26 日
《关于明确非居民用管道天然气销售价格的通知》（兴发改发[2026]23 号）	非居民用管道天然气最高销售价格 4.27 元/立方米，下浮不限。	2026.1.1-2026.3.31	2026 年 3 月 20 日

报告期内，商业用户平均销售单价微量下降，主要是因为政府指导价格变动，由于非居民政府指导销售价格一个季度一变，商业用户每个季度销气量占比存在差异，本次评估出于谨慎原则，预测期销售单价采用 2025 年价格文件的平均销售单价进行测算。报告期内工业用户平均销售单价基本稳定，本次采用 2025 年的平均销售单价进行测算，预测期工业用户平均销售单价微量波动，主要是由于净额法调整收入占比波动所致。

综上，本次对于工商业用户的销售单价预测是谨慎合理的。

2、行业最新价格机制政策影响

根据我国目前的天然气价格定价机制，上游天然气采购价格实行基准门站价格管理，由国家发改委发布，具体分为居民价格和非居民价格两类，居民价格由政府定价，非居民价格由供需双方在国家规定的基准门站价格浮动范围内协商确定，标的资产天然气采购价均按上述原则与上游供气单位协商确定。

标的资产兴化中油经营区域为兴化市，当地天然气上下游价格联动机制依据《省发展改革委关于建立健全天然气上下游价格联动机制的实施意见》（苏发改价格发〔2023〕989号）和《关于转发泰州市发展改革委〈关于完善泰州市主城区天然气上下游价格联动机制的通知〉的通知》（兴发改发〔2024〕34号）执行，联动机制主要内容为：

（1）联动范围

终端销售价格与燃气企业采购价格（含通过管道、汽车、船舶等方式的运输费用）实施联动。采购价格原则上按照燃气企业采购的全部气源加权平均价格确定。当采购市场化气源对本地区非居民终端销售价格影响较大时，可按照用户自愿委托的原则，对非居民终端销售价格实行购销价差模式，其购销价差不得高于本地区配气价格。

（2）联动周期

非居民用气终端销售价格原则上按月度或季度联动，居民用气终端销售价格按半年或一年联动。

（3）联动方式

终端销售价格根据采购价格变动相应调整，与上期实际采购价格或当期预测采购价格进行联动。价格低的气源优先保障居民用气。

按实际采购价格联动的，应严格审核燃气企业购气合同和发票，根据企业实际发生的采购成本计算采购价格。

按预测采购价格联动的，要根据燃气企业已签订合同明确的未来天然气购进数量、价格和往年同期用气需求情况等，对采购价格进行合理预测。同时建立偏差校核机制，对预测价格与实际采购价格的差异部分，纳入后期联动统筹考虑。

（4）联动公式

按实际采购价格联动时，终端销售价格=上期终端销售价格+（本期加权平均采购价格-上期加权平均采购价格）/（1-供销差率）±上期应调未调金额/本期供气量

按预测采购价格联动时，终端销售价格=上期终端销售价格+（本期加权平均采购价格-上期加权平均采购价格）/（1-供销差率）±上期应调未调金额/本期供气量±偏差金额/本期供气量

供销差率按照上一年度燃气企业实际供销差量确定，最高不超过 4%。

（5）联动幅度限制

居民用气第一阶梯价格单次上调不得超过 0.50 元/立方米，下调幅度不限。当天然气市场价格持续大幅上涨，可能对居民正常生活和经济平稳运行产生严重不利影响时，应暂时中止联动。本期应调未调金额，可纳入后期联动统筹考虑或分期逐步实施。配气价格调整时，终端销售价格相应调整，不受联动机制限制。

（6）联动程序。

居民用气第一阶梯价格单次上调超过 0.30 元、非居民用气单次上调超过 1.00 元时，适用一般程序，报当地政府审定后实施。天然气价格下调、居民用气第一阶梯价格单次上调不超过 0.30 元、非居民用气单次上调不超过 1.00 元时，适用简易程序，由价格主管部门按联动机制调整终端销售价格，提高联动时效。

兴化市的最新价格机制政策与报告期内执行政策一致，故本次预测期的销售单价按报告期 2025 年的销售单价预测是合理谨慎的。

综上，结合各类业务的定价模式，当地的政府定价文件，用户与兴化中油签订的合同，行业最新价格机制政策影响，本次对于各业务类型的销售单价的预测是合理的。

（七）庆云中油

1、各类业务定价模式、报告期内销售单价及其变动原因、政府定价及指导价历史变化情况

对于天然气销售业务销售单价的预测过程和预测依据详见关于本回复之“问题四、关于评估预测/二/（七）”。

庆云中油各类业务销售单价报告期及预测期情况见下表：

项目	单位	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	元/m ³	2.8051	2.7839	2.7982	2.7982	2.7982	2.7982	2.7982
商业用户	元/m ³	3.7242	3.8306	3.8306	3.8306	3.8306	3.8306	3.8306
工业用户	元/m ³	3.3205	3.3554	3.3554	3.3554	3.3554	3.3554	3.3554
锅炉采暖用户	元/m ³	4.0909	4.0915	4.0909	4.0909	4.0909	4.0909	4.0909

（1）居民用户：居民用户销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度。

报告期内的政府定价文件：根据庆云发展和改革局 2023 年 11 月 1 日发布《关于公布我县取暖季天然气销售价格的通知》（庆发改价格[2023]105 号），自 2023 年 11 月 1 日，现行居民用气实行阶梯价格制度，具体按文件公布的一、二、三档阶梯价格执行。具体执行价格表如下：第一阶梯销售价格为 2.95 元/立方米；第二阶梯销售价格为 3.41 元/立方米；第三阶梯销售价格为 4.09 元/立方米。

根据庆云发展和改革局 2025 年 10 月 29 日发布《关于公布我县取暖季天然气销售价格的通知》（庆发改价格[2025]85 号），自 2025 年 11 月 1 日，现行居民用气实行阶梯价格制度，具体按文件公布的一、二、三档阶梯价格执行。具体执行价格表如下：第一阶梯销售价格为 3.05 元/立方米；第二阶梯销售价格为 3.53 元/立方米；第三阶梯销售价格为 4.24 元/立方米。

预测期的政府定价文件：根据庆云发展和改革局 2025 年 10 月 29 日发布《关于公布我县取暖季天然气销售价格的通知》（庆发改价格[2025]85 号），自 2025 年 11 月 1 日，现行居民用气实行阶梯价格制度，具体按文件公布的一、二、三档阶梯价格执行。具体执行价格表如下：第一阶梯销售价格为 3.05 元/立方米；第二阶梯销售价格为 3.53 元/立方米；第三阶梯销售价格为 4.24 元/立方米。

报告期内，居民用户天然气销售单价存在波动，主要系居民用户第一、二阶梯用气销量占比变动所致。

本次在预测期居民销售单价测算过程中，统一依据最新政府定价文件规定的居民第一阶梯气价进行取值，未叠加、预判第二阶梯、第三阶梯增量用气销量带来的单价提升因素，测算口径相对保守。因此，本次居民用户销售单价预测具备充分的谨慎性与合理性。

（2）工商业用户：工商业用户的销售价格由当地政府价格主管部门负责制定和调整，制定最高销售价格，下浮不限。工业用气销售为庆云中油的主要经营业务。公司针对工业用气客户建立大客户专项管理机制，由市场部实行一户一策、全流程跟踪服务；同时针对部分规模以上工业大客户执行差异化价格优惠政策。

报告期内及截至本核查意见出具日，庆云县发展和改革局发布的庆云县非居民用管道天然气最高销售价格文件情况详见下表：

政策依据	调整情况	发布单位	发布时间
《关于公布我县取暖季天然气销售价格的通知》	依据天然气销售价格等于购进价格加配气价格的原则，考虑非居民用户承受能力，核定 2023-2024 年取暖季(自 2023 年 11 月 1 日至 2024 年 3 月 31 日)非居民天然气销售价格为不超过 4.5 元/立方米。	庆云县发展和改革局	2023 年 11 月 1 日
《关于稳定我县取暖季天然气销售价格的通知》	取暖季天然气销售价格继续执行《关于公布我县取暖季天然气销售价格的通知(庆发改价格[2023] 105 号)》文件规定的价格	庆云县发展和改革局	2024 年 10 月 15 日
《关于稳定 2025 年非取暖季非居民天然气价格的通知》	从 2025 年 4 月 1 日起我县非居民天然气销售价格执行非取暖季价格为不超过 3.77 元/立方米。	庆云县发展和改革局	2025 年 3 月 27 日
《关于公布我县取暖季天然气销售价格的通知》	依据天然气销售价格等于购进价格加配气价格的原则，核定 2025-2026 年取暖季(自 2025 年 11 月 1 日至 2026 年 3 月 31 日)非居民天	庆云县发展和改革局	2025 年 10 月 29 日

政策依据	调整情况	发布单位	发布时间
	然气销售价格为不超过 4.5 元/立方米。		

报告期内，2025 年商业用户、工业用户天然气平均销售单价均较 2024 年有所上升，主要是因为非居民政府指导销售价格取暖季和非取暖季不同，取暖季和非取暖季销气量占比存在差异，导致 2024 年和 2025 年的平均销售单价略有波动。

综上，本次对于工商业用户的销售单价按照 2025 年的平均销售单价预测是谨慎合理的。

（3）锅炉采暖用户：锅炉采暖用户的销售定价同工商业用户。报告期内，单价基本维持稳定，本次对于锅炉采暖用户的销售单价按照历史年度平均销售单价预测是谨慎合理的。

2、行业最新价格机制政策影响

根据我国目前的天然气价格定价机制，上游天然气采购价格实行基准门站价格管理，由国家发改委发布，具体分为居民价格和非居民价格两类，居民价格由政府定价，非居民价格由供需双方在国家规定的基准门站价格浮动范围内协商确定，标的资产天然气采购价均按上述原则与上游供气单位协商确定。

标的资产庆云中油经营区域为庆云县东环路外延 800 米以内、南环路外延 1000 米以内、西环路外延 800 米以内、北四环路外延 500 米以内及严务乡和崔口镇所辖区域，当地天然气上下游价格联动机制依据德州市发展和改革委员会 2020 年 9 月 10 日发布的《德州市管道天然气价格上下游联动办法》（德发改价格〔2020〕502 号）执行，联动机制主要内容为：

（1）联动范围

城镇天然气城市门站价格、销售价格。

（2）联动周期

原则上居民用气销售价格联动周期不少于 1 年，非居民用气销售价格不少于 3 个月。

（3）联动方式

居民用气销售价格与城市门站价格涨跌同向调整，非居民用气销售价格与当地天然气综合城市门站价格涨跌同向调整。

（4）联动公式

居民用气联动价格幅度按下列公式测算：联动价格幅度=（计算期居民天然气城市门站价格-基期居民天然气城市门站价格）÷（1-供销差率）。

居民用气联动价格=基期天然气城市门站价格+居民联动价格幅度+城镇配气价格。

非居民用气联动价格幅度按照下列公式测算：联动价格幅度=（计算期非居民天然气综合城市门站价格-基期非居民天然气综合城市门站价格）÷（1-供销差率）。非居民用气联动价格=基期天然气综合城市门站价格+非居民联动价格幅度+城镇配气价格。

公式用于计算天然气购气价格变动后，居民、非居民用气销售价格联动调整水平。供销差率（管网损耗率）不高于 5%。

（5）联动幅度限制

在联动周期内居民城市门站价格或非居民当地天然气综合城市门站价格变动幅度达到或超过 8%时，销售价格根据购气价格变动情况进行相应调整，未达到 8%时，销售价格不作调整，其加权平均购气价格增减额纳入下一周期累计计算。国家另有规定的，从其规定。

庆云县的最新价格机制政策与报告期内执行政策一致，故本次预测期的销售单价按报告期 2025 年的销售单价预测是合理谨慎的。

综上，结合各类业务的定价模式，当地的政府定价文件，用户与庆云中油签订的合同，行业最新价格机制政策影响，本次对于各业务类型的销售单价的预测是合理的。

四、结合标的资产报告期内各类用户数量、单用户平均用气量等主要参数及其变动原因，客户合作稳定性及新客户开拓情况，特许经营区域内各类天然气用户及潜在用户数量、用气量及其主要影响因素、预期变化趋势等，说明天然气销售及代输业务销售数量的预测是否合理、谨慎。

各标的资产天然气销售数量及天然气代输业务销售数量合理性分析如下：

（一）南通中油

1、报告期内各类用户数量、单用户平均用气量等主要参数及其变动原因

对于天然气销售及天然气代输业务销售数量的预测过程和预测依据详见关于本回复“问题四、关于评估预测/二/（一）”。

南通中油天然气销售和天然气代输销售数量报告期及预测期情况见下表：

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户（含公福）	用户数（户）	49,517	53,820	55,620	57,220	58,620	60,020	61,420
	净增加用户数（户）		4,303	1,800	1,600	1,400	1,400	1,400
	日均用气量（m ³ /户）	0.44	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
	销售气量（万立方米）	747.90	723.75	766.49	790.30	811.31	830.93	850.54
商业用户	用户数（户）	199	212	220	227	233	239	245
	净增加用户数（户）		13	8	7	6	6	6
	日均用气量（m ³ /户）	32.43	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60
	销售气量（万立方米）	219.00	207.02	217.60	225.15	231.70	237.74	243.79
工业用户	用户数（户）	213	238	258	274	286	294	300
	净增加用户数（户）		25	20	16	12	8	6
	日均用气量（m ³ /户）	2,086.69	1,823.97	1,663.46	1,588.59	1,536.22	1,503.65	1,479.28
	销售气量（万立方米）	15,232.87	15,012.66	15,057.63	15,423.63	15,700.13	15,916.13	16,036.13
其他用户	用户数（户）	4	2	2	2	2	2	2
	净增加用户数（户）		-2	0	0	0	0	0
	销售气量（万立方米）	671.11	675.91	680.00	680.00	680.00	680.00	680.00
CNG	用户数（户）	2	0					
	净增加用户数（户）		-2					
	销售气量（万立方米）	175.01	0.00					
代输 1	用户数（户）	2	1	1	1	1	1	1
	净增加用户数（户）		-1	0	0	0	0	0
	销售气量（万立方米）	21,353.08	9,374.88	3,000.00	3,000.00	3,000.00	3,000.00	3,000.00
代输 2	用户数（户）	1	1	1	1	1	1	1
	净增加用户数（户）		0	0	0	0	0	0
	销售气量（万立方米）	9,844.80	8,160.59	7,122.49	7,122.49	7,122.49	7,122.49	7,122.49

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
销售量合计（万立方米）		48,243.78	34,154.80	26,844.21	27,241.57	27,545.63	27,787.29	27,932.95
销量增长率			-29.02%	-21.40%	1.48%	1.12%	0.88%	0.52%

南通中油报告期和预测期天然气销售量变动情况见下表：

单位：万立方米

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	销量变动量	-	-24.15	42.74	23.81	21.01	19.62	19.61
商业用户	销量变动量	-	-11.98	10.58	7.55	6.55	6.04	6.05
工业用户	销量变动量	-	-220.21	44.97	366.00	276.50	216.00	120.00
其他用户	销量变动量	-	4.80	4.09	-	-	-	-
CNG	销量变动量	-	-175.01	-	-	-	-	-
销量变动合计		-	-426.56	102.39	397.36	304.06	241.66	145.66

注：企业 2025 年已暂停 CNG 销售业务，本次评估不予预测。

（1）居民（含公福）用户

2025 年较 2024 年居民用户数净增加 4303 户，受区域城镇化建设、政府老旧小区燃气改造等城市建设红利，叠加公司管网配套完善等内部经营举措共同作用。

2025 年较 2024 年日均用气量下降，主要是当年冬季平均气温偏高，采暖用气需求同比大幅减少。

2025 年居民用气量 723.75 万方，较 2024 年居民用气量 747.90 万方同比减少 24.15 万方，气量下降主要受当年气候因素影响。

（2）工业用户

2025 年较 2024 年工业用户数净增加 25 户，工业客户规模实现稳步扩容。外部层面，属地持续深化清洁能源替代政策，大力推进辖区企业煤改气、油改气改造，同时产业园区招商引资落地一批企业，工业用气市场需求持续释放；内部经营层面，公司持续完善产业园区、城郊工业片区市政管网敷设与延伸配套，打通工业项目供气硬件条件，并组建专项市场开拓团队，提前对接企业，提供用气方案定制等配套服务。在外部产业及政策利好、内部管网建设与市场拓客举措的

双重推动下，2025 年新增工业开户用户，扣除少量关停搬迁销户后，全年工业用户实现净增 25 户。

2025 年较 2024 年日均用气量下降，主要系两方面因素共同影响：一是 2025 年新增工业用户对全年日均用气量形成摊薄效应；二是大客户金桥油脂调整了用气结构，日均用气量同比下降，拉低了整体日均用气水平。两项因素叠加，导致报告期整体日均用气量同比回落。

2025 年工业用气量 15,012.66 万方，较 2024 年工业用气量 15,232.87 万方减少了 220.21 万方，主要系大客户金桥油脂部分用气改用蒸汽替代天然气，对应的天然气销量减少了 627.57 万方。

（3）商业用户

2025 年较 2024 年商业用户数净增加 13 户，主要受商户煤改气改造带动，叠加公司管网配套与便民拓客服务加持，新增开户户数超过当期销户数量，实现净增长。

2025 年较 2024 年日均用气量下降，主要系两方面因素共同影响：一是 2025 年新增商业用户对全年日均用气量形成摊薄效应；二是商业大客户如皋丽禧酒店更换经营主体停业装修影响，日均用气量同比下降，拉低了整体日均用气水平。两项因素叠加，导致报告期整体日均用气量同比回落。

2025 年商业用户用气量较 2024 年减少 11.98 万方，主要受商业大客户如皋丽禧酒店更换经营主体停业装修影响，该客户 2024 年用气量为 20.11 万方，2025 年的用气量为 5.17 万方，气量同比减少约 15 万方。

（4）其他用户

报告期内的其他用户销量详见下表：

客户名称	项目	2024 年	2025 年
南通润宏燃气有限公司	气量(万立方米)	184.65	580.70
如皋市益有管道燃气有限公司	气量(万立方米)	195.99	95.21
南通鸿迪能源科技有限公司	气量(万立方米)	228.46	
靖江天力燃气有限公司	气量(万立方米)	62.01	
合计		671.11	675.91

由上表可见，其他用户均为城市燃气经营企业，报告期内该类用户整体销气量 2025 年较 2024 年略有上升，合作用户数量由 4 户减少至 2 户。其中，客户南通润宏燃气有限公司报告期内购气规模呈大幅增长态势；客户如皋市益有管道燃气有限公司的用气需求受季节因素影响较大，冬季用气波动明显、需求稳定性较弱；客户南通鸿迪能源科技有限公司已于 2024 年 10 月注销，故此无业务发生；客户靖江天力燃气有限公司 2024 年 1 月存在少量购气需求，后续未再开展合作。

(5) 代输用户

报告期内的代输用户销量详见下表：

客户名称	项目	2024 年	2025 年
海安中油燃气有限责任公司	气量(万立方米)	20,490.28	9,374.88
泰兴中燃燃气发展有限公司	气量(万立方米)	862.81	
代输 1 合计	气量(万立方米)	21,353.08	9,374.88
海安中油燃气有限责任公司	气量(万立方米)	9,844.80	8,160.59
代输 2 合计		9,844.80	8,160.59

报告期内代输用户由 2 户减少至 1 户，主要原因为泰兴中燃燃气发展有限公司自 2024 年 7 月后已停止代输服务。

2、客户合作稳定性及新客户开拓情况、特许经营区域内各类天然气用户及潜在用户数量、用气量及其主要影响因素、预期变化趋势，及天然气销售及代输业务销售数量的预测合理性分析

南通中油的经营区域如皋市辖 3 个街道、11 个镇：如城街道、城南街道、城北街道、东陈镇、丁堰镇、白蒲镇、下原镇、九华镇、石庄镇、吴窑镇、江安镇、搬经镇、磨头镇、长江镇，除了如城街道是如皋市益友燃气有限责任公司的经营区域，其他乡镇均为南通中油的经营区域。

(1) 居民用户

经营区域居民用气属于刚性民生需求，客户整体稳定性较强。公司通过持续完善区域燃气管网配套、优化线上线下便民服务、常态化开展入户安检与安全宣传，持续提升居民用气黏性；同时依托成片老旧小区以及农村自建房燃气改造持续开发新增居民用户，新增开户量可充分覆盖少量销户减量。居民用户用气金额较小、气费履约情况良好，存量居民客群留存基础扎实，客户规模具备持续增长

的稳定支撑。

截至本核查意见出具日，居民用户新增工程安装合同涉及的户数为 1667 户，其中工程项目未通气涉及的用户 1274 户，区域内潜在用户尚有 7000 余户，潜在用气量约 100 万方。现阶段新房开发量不足，居民用户数新增主要依靠老旧小区改造、农村自建房通气，随着老旧小区燃气配套改造稳步推进，叠加乡村通气工程落地，居民用户将逐步转化，居民用气保持缓慢稳步增长，增长节奏受老旧小区改造、农村管网敷设进度影响较大。本次预测已结合报告期居民用户净新增规模予以审慎考量。

综上，结合公司新增用户安装规划及当前在建配套管网工程进度，预测期居民用户数量将保持增长，本次评估预测期依据 2025 年日均用气量系数作为测算标准，故预测期居民天然气销售气量逐年增长具备合理性与谨慎性。

（2）工业用户

公司工业用户整体合作稳定，存量重点工业客户均签订长期供气协议，天然气为企业生产刚需能源，合作关系稳固，报告期内无核心大客户终止供气合作情况。年度少量销户主要系小企业关停等客观因素，不存在批量客户因供气服务、价格问题流失情形。公司实行工业客户专人对接服务，实时跟踪企业生产及用能规划，同步持续完善园区管网配套。部分大客户虽调整生产用气结构、日均耗气量有所下降，但用气主体持续留存。结合本次评估对工业用户的前十大客户逐一开展了访谈，其中部分客户存在新增锅炉、二期扩建建厂等扩产用气规划，其余存量大客户暂无用气增量计划，但用气规模可维持报告期现有水平。整体工业用户客群留存基础扎实，稳定性良好。

截至本核查意见出具日，工业用户新增客户 16 户，其中未通气工业用户 11 户，区域内潜在工业用户约 90 个，潜在用气量约 2700 万方，是未来工业用气规模增长核心储备来源。潜在用户转化及气量释放主要受区域招商引资落地进度、企业投资投产计划、天然气与替代能源比价、环保政策执行力度等外部因素，以及工业片区管网配套建设节奏、市场拓客服务推进效率等内部因素共同影响。从预期变化趋势来看，短期年内根据项目建设进度分批次逐步通气投产，潜在气量平稳分批释放；中长期随着园区项目持续落地、管网配套持续完善、清洁能源替

代政策持续推行，储备潜在工业用户将逐步完成全部转化，潜在用气规模持续兑现，有效支撑公司未来工业用气规模稳步提升。若宏观经济、能源价格出现大幅波动，可能延缓客户新增及气量释放节奏。本次预测已结合报告期工业用户净新增规模予以审慎考量。

因工业大客户金桥油脂自 2025 年 8 月起改变用气结构，仅对当年工业销售气量形成阶段性的影响，本次 2026 年预测已完整覆盖该客户全年用气减量的影响，叠加新增工业用户增量后，2026 年预测的工业用户销售气量较 2025 年仅小幅回升。2027 年及以后年度工业气量增长，一方面来源于存量大客户扩产带来的用气增量，另一方面依托新增工业用户贡献气量。预测期工业销售气量随用户数量扩容持续增长是合理的。

综上，本次对于工业用户销售气量的预测 2026 年小幅回升，2027 年实现小幅增长，后续年度增速逐步放缓，整体测算具备合理性与谨慎性。

（3）商业用户

经营区域内商业用户整体合作稳定，存量商业客户主要以企业食堂、餐饮、酒店为主，商业业态均存在持续用气刚需，管道燃气综合使用优势明显，客户主动弃用燃气情况较少。年度少量销户主要系商铺转让、个体门店经营关停等服务业正常迭代，不存在因供气服务、气源供应问题导致的批量客户流失。针对商业大客户，公司实行常态化上门对接服务，及时跟进商户经营及设备改造需求，维系长期合作；同时新增沿街商铺持续落地带来新增开户，新增客户规模可对冲存量门店自然关停减量，商业用户整体客群留存平稳。

截至本核查意见出具日，商业用户新增客户 14 户，其中未通气商业用户 3 户，区域内潜在商业用户大约 55 个，潜在用气量约 55 万方。伴随政府瓶改管政策持续加码，小型商铺用气需求将持续释放，企业食堂管道改造潜力充足，为潜在商业客户进一步带来增量，整体商业用气长期呈稳步增长态势，仅受餐饮经营行情小幅扰动。本次预测已结合报告期商业用户净新增规模予以审慎考量。

综上，综合存量商业客户用气需求及预测期新增商户拓展计划，预测期商业用户的销售气量随着新增用户数实现稳步增长是合理的。

（4）其他用户

其他用户亦是城市燃气经营企业，其终端客户亦是居民用户、工商业用户，用气需求具备长期持续性，短期波动仅为季节性特征，双方合作不存在终止的实质性风险，依托下游稳定终端用气刚需，南通中油与南通润宏燃气有限公司和如皋市益有管道燃气有限公司的合作持续性具备充分支撑。

本次预测期对其他用户的销售气量维持 2025 年水平稳定预测，未考虑新用户的增加，亦未考虑存量用户的购气需求增长，因此本次其他用户销售气量预测具备谨慎性与合理性。

（5）代输用户

代输客户海安中油燃气有限责任公司亦是城市燃气经营企业，其终端客户亦是居民用户、工商业用户及其他用户，用气需求具备长期持续性，双方合作不存在终止的实质性风险，依托下游稳定终端用气刚需，海安中油作为批发客户的合作持续性具备充分支撑。

报告期内代输用户的销售气量大幅度减少主要原因系其一个终端客户海安新奥燃气有限公司 2025 年已建成自己的门站接口，可自行向上游购买管输天然气，与其相关的管道输送服务销气量随之减少。

本次 2026 年预测已充分考量海安中油燃气有限责任公司的终端客户海安新奥燃气有限公司气量下滑，2027 年及以后年度相关预测规模维持 2026 年水平不变，故本次对于天然气代输业务销量的预测是谨慎合理的。

（二）甘河中油

1、报告期内各类用户数量、单用户平均用气量等主要参数及其变动原因

对于天然气销售及天然气代输业务销售数量的预测过程和预测依据详见关于本回复“问题四、关于评估预测/二/（二）”。

甘河中油各类业务销售数量报告期及预测期情况见下表：

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	735	745	745	745	745	745	745

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
	净增加用户数		10	0	0	0	0	0
	日均用气量 (m³/户)	3.40	4.17	4.14	4.14	4.14	4.14	4.14
	销售气量 (万立方米)	91.20	112.66	112.64	112.64	112.64	112.64	112.64
商业用户	用户数 (户)	53	53	53	53	53	53	53
	净增加用户数		0	0	0	0	0	0
	日均用气量 (m³/户)	22.53	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19	22.19
	销售气量 (万立方米)	43.58	42.91	42.93	42.93	42.93	42.93	42.93
工业用户	用户数 (户)	39	40	39	39	39	39	39
	净增加用户数		1	-1	0	0	0	0
	日均用气量 (m³/户)	4,759.97	5,323.43	5,408.66	5,530.16	5,603.22	5,603.22	5,603.22
	销售气量 (万立方米)	6,775.81	7,772.20	7,699.23	7,872.18	7,976.18	7,976.18	7,976.18
加气站-CNG	销售气量 (万立方米)	41.54	34.28	30.00	25.00	20.00	20.00	20.00
加气站-LNG	销售气量 (万立方米)	120.86	97.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
天然气销售量 (万立方米)		7,072.99	8,059.07	7,984.80	8,152.75	8,251.75	8,251.75	8,251.75
天然气代输量 (万立方米)		56,155.70	55,956.80	52,000.00	52,000.00	52,000.00	52,000.00	52,000.00

(1) 居民用户

2025 年较 2024 年居民用户数净增加 10 户，为尚未通气的存量居民开通用气。2025 年较 2024 年单户用气量增加，主要因为居民增加壁挂炉等导致用气量增加。2025 年居民用气量 112.66 万方，较 2024 年居民用气量 91.20 万方同比增加 21.46 万方，主要是因为单户用气量增加以及用户数增加导致。

(2) 商业用户

2025 年较 2024 年商业用户未发生变动，2025 年单户用气量较 2024 年减少，属于商户正常经营波动，2025 年商业用气量 43.58 万方，较 2024 年商业用气量 42.91 万方同比减少 0.67 万方，变动较小，属于正常经营用气波动。

(3) 工业用户

2025 年工业用气量 7,772.20 万方，较 2024 年工业用气量 6,775.81 万方增加了 996.39 万方，主要原因为部分大客户因生产需要导致用气量增加，而工业用户较为稳定，2025 年较 2024 年工业用户数仅增加 1 户，故平均单户用气量增加。

(4) 加气站-CNG

2025 年加气站 CNG 销量 34.28 万方，较 2024 年加气站 CNG 销量 41.54 万

方下降了 7.25 万方，主要系甘河工业园区内 CNG 需求用车减少所致。甘河工业园区内 CNG 需求用车主要为办公或者私家车辆，受新能源汽车快速发展和 CNG 汽车市场萎缩的影响，园区内 CNG 需求用车减少，加气站 CNG 销量下降。

（5）加气站-LNG

2025 年加气站 LNG 销量 97.00 万方，较 2024 年加气站 LNG 销量 120.86 万方下降了 23.85 万方，主要系甘河工业园区内工业景气度短暂下行，园区内从事工业产品及原料运输的 LNG 重卡及货运车辆需求减少所致。

（6）代输用户

报告期内，甘河中油的代输业务客户未发生变化，2025 年代输气量增加主要是客户的产量增加导致耗能增加，故代输气量增加。

2、客户合作稳定性及新客户开拓情况，特许经营区域内各类天然气用户及潜在用户数量、用气量及其主要影响因素、预期变化趋势等，及天然气销售及代输业务销售数量的预测合理性分析

（1）居民用户及商业用户

甘河中油经营区域为甘河工业园区，园区以电解铝、锌铜冶炼、大型复合肥化工等企业为主体，辅以部分商业服务业及公共服务类企事业单位，园区内居民生活及商业经营区域稳定，故居民用户及商业用户稳定，截至本核查意见出具日，甘河中油居民用户及商业用户均未发生变动。

园区内居民用户及商业用户市场已经饱和，居民生活及商业经营稳定，故预测期内居民用户及商业用户与报告期保持一致，总用气量参考 2025 年单用户平均用气量进行预测。

综上，结合园区内居民及商业市场的饱和及稳定情况，预测期居民及商业用户天然气销售气量维持稳定具备合理性与谨慎性。

（2）工业用户及代输用户

甘河工业园区燃气经营权由甘河中油和华润燃气共同取得，甘河中油的经营区域与管道敷设集中在园区东区，园区东区工商业总用气户数 130 余家，甘河中

油约占 70%，园区现有市场已接近饱和。

“十四五”期间，甘河工业园区规模以上工业总产值累计达 3539 亿元，年均增长率达 17.83%。在产业体系日趋成熟、企业生产运营稳定的背景下，现有客户用气需求具备较强刚性，客户黏性较高，流失风险极低。甘河中油与大客户签订的燃气供应合同周期为五年，长期合同模式进一步锁定了客户关系，客户持续签约率达 100%，充分体现了客户对供气服务的高度认可。截至本核查意见出具日，甘河中油工业用户及代输客户均未发生变动，无新增客户，亦无客户流失。

2026 年，甘河工业园区聚焦合金新材料、氟化工、碳纤维应用等高附加值领域，持续强化招商引资。上半年，园区已储备年度重点招商项目 32 项，总投资约 260 亿元；同时储备“十五五”招商项目百余项，总投资规模达 605 亿元。2026 年 1 月，园区成功引进青海硅基新材料科技有限公司硅碳高性能纳米新材料一体化项目（总投资 19 亿元）及成都蜀虹装备制造股份有限公司低氧铜杆连铸连轧项目（总投资 3 亿元），合计总投资 22 亿元。目前，硅基公司项目已完成备案，正全力推进用地等前期工作；蜀虹公司项目已完成企业注册，为完善产业链条、提升产业集聚效应注入了新活力。

本次评估已对工业用户的大客户进行了访谈，其中部分客户 2026 年-2027 年产量增加达到满产，部分客户计划增加生产工序预计用气量增加，其余存量大客户暂无用气增量计划，但用气规模可维持报告期现有水平。

2026 年工业气量下降主要是因为其中一个工业客户未来存在不确定性，本次出于谨慎原则预测期未将该销气量纳入，2027 年及 2028 年工业气量少量增长，主要因为存量大客户扩产带来的用气增量。同时，出于谨慎考虑，本次评估测算仅基于园区现有客户进行预测，未将后续尚未明确入驻工业园区的新企业所带来的用气增量纳入考量，故预测期工业销气量整体测算具备合理性与谨慎性。对于代输客户，参考报告期输气量情况，测算仅基于园区现有客户进行预测，预测期保守按照 2024 年的输气量进行预测，具备合理性与谨慎性。

（3）加气站 CNG 业务

甘河工业园区内 CNG 需求用车主要为办公或者私家车辆，2026 年 1-5 月，

加气站 CNG 销量为 14.69 万方，2025 年 1-5 月加气站 CNG 销量为 14.52 万方，两年同比基本保持稳定。

预测期加气站 CNG 销量考虑了新能源汽车保有量持续增长对 CNG 汽车的替代效应、CNG 汽车“油改气”政策收紧导致的新增车辆减少、油气价差收窄带来的 CNG 经济性优势减弱，以及园区内办公及私家车辆电动化转型趋势等因素，结合报告期加气站 CNG 销量的走势情况，预计预测期内加气站 CNG 销量将持续下降并达到稳定水平，结合 2026 年 CNG 实际销售情况，加气站 CNG 销量预测具备谨慎性与合理性。

（4）加气站 LNG 业务

甘河工业园区内 LNG 需求用车主要为从事工业产品及原料运输的 LNG 重卡及货运车辆，2026 年 1-5 月，加气站 LNG 销量为 40.09 万方，2025 年 1-5 月加气站 LNG 销量为 36.64 万方，2026 年同比增加 9.42%。

随着经济逐步复苏向好，园区内工业企业生产经营情况有所改善，货运需求预计将随之回暖，LNG 重卡及货运车辆的用气需求较 2025 年止跌企稳。结合报告期加气站 LNG 销量的走势情况及园区经济复苏预期，预计预测期内加气站 LNG 销量将趋于稳定。

本次预测期加气站 LNG 销量考虑了园区工业经济复苏带动的货运需求恢复、LNG 重卡保有量在当前市场环境下的稳态水平，以及经济逐步好转对物流运输需求的支撑作用等因素，预计未来加气站 LNG 销量将维持在 2025 年的水平，因此本次加气站 LNG 销量预测具备谨慎性与合理性。

（三）中油珠海-扬州中油

1、报告期内各类用户数量、单用户平均用气量等主要参数及其变动原因

对于天然气销售及天然气代输业务销售数量的预测过程和预测依据详见关于本回复“问题四、关于评估预测/二/（三）”。

扬州中油各类业务销售数量报告期及预测期情况见下表：

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	12,976	13,685	13,985	14,285	14,585	14,885	15,185
	净增加用户数（户）	/	709	300	300	300	300	300
	日均用气量（m³/户）	0.43	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
	销售气量（万立方米）	206.00	211.63	213.95	218.59	223.23	227.87	232.51
商业用户	用户数（户）	78	75	96	114	126	136	146
	净增加用户数（户）	/	-3	21	18	12	10	10
	日均用气量（m³/户）	27.49	29.41	23.51	20.63	19.17	18.08	17.15
	销售气量（万立方米）	78.27	80.51	82.39	85.82	88.15	89.75	91.40
工业用户	用户数（户）	53	51	49	52	52	52	52
	净增加用户数（户）	/	-2	-2	3	0	0	0
	日均用气量（m³/户）	4,290.32	3,350.98	3,771.53	3,718.99	3,844.82	3,899.74	3,903.34
	销售气量（万立方米）	8,299.62	6,237.84	6,745.38	7,058.64	7,297.47	7,401.71	7,408.54
其他用户	用户数（户）	4	4	4	4	4	4	4
	净增加用户数（户）	/	0	0	0	0	0	0
	销售气量（万立方米）	24.05	27.19	27.19	27.19	27.19	27.19	27.19
代输 1	用户数（户）	3	2	2	2	2	2	2
	净增加用户数（户）	/	-1	0	0	0	0	0
	销售气量（万立方米）	1,966.63	2,435.07	2,508.12	2,583.36	2,609.19	2,609.19	2,609.19
天然气销售量合计（万立方米）		10,574.57	8,992.24	9,577.03	9,973.61	10,245.23	10,355.71	10,368.83
销量增长率			-14.96%	6.50%	4.14%	2.72%	1.08%	0.13%

扬州中油报告期和预测期天然气销售量变动情况见下表：

单位：万立方米

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	销量变动量	-	5.63	2.32	4.64	4.64	4.64	4.64
商业用户	销量变动量	-	2.24	1.88	3.44	2.33	1.59	1.65
工业用户	销量变动量	-	-2,061.78	507.54	313.26	238.82	104.25	6.83
其他用户	销量变动量	-	3.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
非居民-代输	销量变动量	-	468.43	73.05	75.24	25.83	0.00	0.00
销量变动合计		-	-1,582.33	584.79	396.58	271.62	110.48	13.12

（1）居民用户：2025 年居民用气量 211.63 万方，较 2024 年居民用气量 206.00 万方同比增加 5.63 万方，报告期居民用气总量上升主要由于新增用户数的增长；报告期内日均用气量总体较为稳定。2025 年居民平均用气量较 2024 年存在一定的下降，主要原因为当地 2025 年冬季气温整体偏高，采暖用气需求较 2024 年明显减少。

（2）工业用户：2025 年工业用户数量较 2024 年净减少 2 户，用户流失主

要源于相关产业政策调整与企业自身经营困难而停止用气；本次销户中，江苏华电扬州中燃能源有限公司作为重点大客户，受政策调整影响销户，该部分大额用气需求减少，其余新增及销户用户均为体量偏小的工业企业，头部核心工业客户群体保持稳定，未出现批量重点客户流失情况。

2025 年工业用气量 6,237.84 万方，较 2024 年工业用气量 8,299.62 万方减少了 2,061.78 万方，主要系大客户江苏华电扬州中燃能源有限公司因产业规划调整，将原有天然气锅炉蒸汽设备扩建为分布式能源热电联产并申请了发电天然气指标，导致直接供气方式于 2025 年变更为管道代输模式而减少用气 1,143.04 万方；江汉纺织及马力纺织等客户部分用气改用蒸汽，造成工业用户天然气销量减少 247.85 万方。上述客户供气结构的变化仅对当年销售气量形成阶段性影响。

2025 年公司日均用气量较 2024 年出现明显下滑，核心受多家长期稳定用气客户气量收缩、停止供气影响：一是重点大客户江苏华电扬州中燃能源有限公司受政策调整影响销户，该部分大额用气需求减少；二是扬州悦之达能源工程有限公司（终端客户为华伦化工）因环保管控要求存在临时性停产，用气规模大幅缩减；三是江汉纺织、马力纺织等纺织类企业调整了自身能源结构，直接减少燃气消耗。多重大额用气客户气量减量叠加，最终造成全年日均用气量同比显著下降。

（3）商业用户：2025 年商业用户数量较 2024 年净减少 3 户，本次销户流失的均为片区中小型餐饮、沿街零散商铺，不存在大型酒店、餐馆等核心用气客户流失；片区持续有新增零散商铺开户补充客源，整体核心商业客群基础稳定。

2025 年商业用户总用气量较 2024 年增加 2.24 万方，日均用气量由 27.4914 方提升至 29.4111 方；其中前六大核心商业用户 2025 年用气量同比减少 0.75 万方，主要原因综合如下：大型酒店、餐馆等头部商业客户受消费行情波动、自身经营等因素影响，用气总量有所下滑；片区大量中小餐饮、沿街商铺经营回暖，单户用气需求提升，另一方面年度持续新增零散商业商户形成稳定用气增量，最终实现全年商业总用气量、日均用气量同比同步上涨，整体商业用气规模保持增长态势。

（4）其他用户：报告期内其他用户销气量的变动主要是扬州市江都沿江开发有限公司用气数量的增长所致，其用气需求受季节因素影响较大，冬季用气波

动明显、需求稳定性较强。本次预测期对其他用户的销售气量维持 2025 年水平稳定预测，未考虑增长，因此本次其他用户销气量预测具备谨慎性与合理性。

（5）代输用户：扬州中油代输用户分为管输及代输，其中管输业务为扬州中油为泰州中石油昆仑燃气有限公司提供的天然气管输服务，根据合同约定的金额结算；代输业务为扬州中油为部分客户代输的天然气并取得的收入。

代输客户	2024 年	2025 年
	销量（万立方米）	销量（万立方米）
扬州市开达气体有限公司（龙川钢管）	556.47	0.00
扬州悦之达能源工程有限公司（中天管桩）	190.99	156.66
扬州悦之达能源工程有限公司（龙川钢管）	1,219.17	2,278.40
合计	1,966.63	2,435.07

报告期内扬州市开达气体有限公司 2025 年不再供气，其客户均转为扬州悦之达能源工程有限公司。代输用户的销气量增长主要原因系扬州悦之达能源工程有限公司终端客户龙川钢管经营情况较好，2025 年扩产及新厂房投入使用导致相关用气量增长。

2、客户合作稳定性及新客户开拓情况、特许经营区域内各类天然气用户及潜在用户数量、用气量及其主要影响因素、预期变化趋势等，及天然气销售及代输业务销售数量的预测合理性分析

扬州中油已取得了扬州市江都区住房和城乡建设局颁发的《燃气经营许可证》（许可证编号：苏 202210030007G），特许经营权行使地域范围为扬州市江都区现行行政管辖区域内沿江开发区范围，东至泰州引江河，南至长江、夹江，西与仙女镇接壤，北至老宁通高速（除仙女镇段）。江都区沿江开发区位于大桥镇，是省级经济开发区及重要的沿江工业重镇，已形成特种材料、特种船舶、特种医化 3 个百亿级产业集群，主导产业为船舶制造及配套件、特钢生产加工。

（1）居民用户

经营区域当前以工业产业为核心功能，现有居民用户体量有限，历史居民用气量偏低，居民用气仅占公司总气量约 3%，存量居民用户基数小、单户用气规模平稳，短期对整体供气规模贡献有限。居民用气属于刚性民生需求，客户整体稳定性较强。当前居民新客户开拓主要依托新建产业项目配套员工宿舍、人才公

寓，中长期受益于片区产城融合规划下沿江产业居住组团、商品住宅地块持续出让，存在稳定的潜在居民开户增量，但片区以工业发展为核心，居住用地供给节奏受限、生活配套尚在完善，会约束居民用户增长速度；同时依托成片老小区以及农村自建房燃气改造持续开发新增居民用户；受产业导入带来的需求，中长期居民用户将保持一定的增长，但居民用气始终作为工业供气的补充板块，整体占比仍维持在较低水平。

截至本核查意见出具日，短期内居民用户新增涉及的户数为 650 户，潜在用气量 7 万方，主要是大桥镇长江社区、嘶马村等居民用户，未来 5 年内存量小区潜在用户尚有 1500 余户。现阶段新房开发量不足，居民用户数新增主要依靠老旧小区改造、农村自建房通气，随着老旧小区燃气配套改造稳步推进，叠加乡村通气工程落地，居民用户将逐步转化，居民用气保持缓慢稳步增长，增长节奏受老旧小区改造、农村管网敷设进度影响较大。本次预测已结合报告期居民用户净新增规模予以审慎考量。

综上，结合公司新增用户安装规划及当前在建配套管网工程进度，预测期居民用户数量将保持持续增长，本次评估预测期依据 2025 年日均用气量系数作为测算标准，故预测期居民天然气销售气量逐年增长具备合理性与谨慎性。

（2）工业用户

公司工业用户整体合作基础扎实，存量重点工业客户均签订长期供气协议，天然气为企业生产刚需能源，合作关系整体稳固；报告期内仅少部分客户因产业政策调整、生产端能源转型等客观原因终止供气合作，未出现批量客户因供气服务、气价问题流失情形。公司实行工业客户专人对接服务，实时跟踪企业生产及用能规划，同步持续完善园区管网配套。部分存续大客户虽调整生产用气结构、日均耗气量有所波动，但用气主体持续留存。结合本次评估对工业用户部分大客户开展了访谈，其中部分客户存在新增锅炉、二期扩建、厂区搬迁等扩产用气规划；其他客户结合自身实际产能及用气安排，在现有产能规划框架内，其天然气消耗量预计呈小幅增减或基本维持报告期现有水平。整体工业用户客群留存稳定，抗流失能力较强。

目前全球天然气市场正从“卖方市场”转向“买方市场”，供应将趋于宽松，

这意味着扬州中油未来采购成本可能获得更多优化空间，同时下游工业用户（尤其是大客户）的议价能力也可能增强。国内天然气消费进入“减速但优化”的增长期，虽然“煤改气”等一次性红利见顶，但高端制造等新质生产力领域，正成为工业用气新的、稳定的增长点，同时扬州中油特许经营范围内造船企业、钢管制造上下游企业等传统制造业近年来效益趋好，整体用气量增长明显。

截至本核查意见出具日，工业用户尚在开发用户 3 户，潜在用气量约 80 万方，长期来看区域内潜在工业用户大约 9 个，潜在用气量约 1000 余万方，是未来工业用气规模增长核心储备来源。潜在用户转化及气量释放主要受区域招商引资落地进度、企业投资投产计划、天然气与替代能源比价、环保政策执行力度等外部因素，以及工业片区管网配套建设节奏、市场拓客服务推进效率等内部因素共同影响。从预期变化趋势来看，短期年内根据项目建设进度分批次逐步通气投产，潜在气量平稳分批释放；中长期片区新增产业项目尚处于招商引资前期阶段，暂未实现落地投产，结合客户访谈情况，此类远期项目实际落地投产、转化为用气客户存在较强不确定性；出于评估审慎性原则，本次测算未纳入该类远期招商项目对应的工业用气增量。本次预测已结合报告期工业用户净新增规模予以审慎考量。

2026 年及以后年度工业气量增长，一方面来源于存量大客户扩产带来的用气增量及新厂区投入使用，另一方面依托新增工业用户贡献气量。同时，本次新增工业用户测算仅基于现有潜在意向客户预估，未纳入后续招商引资引入新企业带来的用气增量，预测期工业销气量随用户数量扩容持续增长是合理的。

综上，本次对于工业用户销气量的预测 2026 年实现小幅增长，后续年度增速逐步放缓，整体测算具备合理性与谨慎性。

（3）商业用户

经营区域内商业用户整体合作稳定，存量商业客户主要以企业食堂、餐饮、酒店为主，商业业态均存在持续用气刚需，管道燃气综合使用优势明显，客户主动弃用燃气情况较少。年度少量销户主要系商铺转让、个体门店经营关停等服务业正常迭代，不存在因供气服务、气源供应问题导致的批量客户流失。针对商业大客户，公司实行常态化上门对接服务，及时跟进商户经营及设备改造需求，维

系长期合作；同时新增沿街商铺持续落地带来新增客户，新增客户规模可对冲存量门店自然关停减量，商业用户整体客群留存平稳。

截至本核查意见出具日，尚未存在商业用户的变动，根据扬州市住房和城乡建设局发布的《关于持续推进餐饮等公共场所“瓶改管”、“气改电”的实施方案》，结合瓶改气商户统计表及相关资料，2026 年计划开发用户预计 30 户，潜在用气量为 1 万方；区域内整体潜在商业用户 200 余户，根据走访存在改造意愿的商户约 110 户。伴随政府“瓶改管”、“气改电”政策持续加码，结合商户统计表及相关资料，小型商铺用气需求将持续释放，为潜在商业客户进一步带来增量，整体商业用气长期呈稳步增长态势，仅受餐饮经营行情小幅扰动。本次新增商业用户的预测，结合瓶改气商户台账、配套资料以及企业现场走访获取的用气预估数据综合测算，新增用气客户以乡镇小型餐馆、小吃店为主，此类小微商业业态经营规模有限，单户日均耗气量整体偏低，因此商业用户预测期整体日均用气量将呈现下行趋势。本次预测已结合报告期商业用户及用气量净新增规模予以审慎考量。

综上，综合存量商业客户用气需求及预测期新增商户拓展计划，预测期商业用户的销售气量随着新增用户数实现稳步增长是合理的。

（4）其他用户

其他用户为政府机关单位等，用气需求具备长期持续性及稳定性，短期波动仅为季节性特征，双方合作不存在终止的实质性风险。

本次预测期对其他用户的销售气量维持 2025 年水平稳定预测，未考虑新用户的增加，亦未考虑存量用户的购气需求增长，因此本次其他用户销售气量预测具备谨慎性与合理性。

（5）代输用户

扬州中油的天然气代输服务客户系城市燃气经营企业，服务单价按扬州中油与客户签订的合同约定的单价执行。其终端客户亦是工业用户，用气需求具备长期持续性，双方合作不存在终止的实质性风险，依托下游稳定终端用气刚需，扬州悦之达能源工程有限公司作为批发客户的合作持续性具备充分支撑。

本次 2026 年预测已充分考量扬州悦之达能源工程有限公司的终端客户气量增长，2028 年及以后年度相关预测规模维持 2028 年水平不变，故本次对于天然气代输业务销量的预测是谨慎合理的。

（四）天达胜通-南京洁宁

1、报告期内各类用户数量、单用户平均用气量等主要参数及其变动原因

对于天然气销售数量的预测过程和预测依据详见关于本回复“问题四、关于评估预测/二/（四）”。

南京洁宁各类业务销售数量报告期及预测期情况见下表：

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	55,591	60,344	60,844	61,344	61,844	62,244	62,644
	净增加用户数（户）		4,753	500	500	500	400	400
	日均用气量（m³）	0.38	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	销售气量（万立方米）	731.50	743.92	777.62	784.04	790.46	796.23	801.36
商业用户	用户数（户）	164	228	240	252	262	272	282
	净增加用户数（户）		64	12	12	10	10	10
	日均用气量（m³）	37.20	24.19	24.19	24.19	24.19	24.19	24.19
	销售气量（万立方米）	219.95	173.07	206.62	217.22	226.93	235.76	244.59
工业用户	用户数（户）	126	128	130	132	134	136	138
	净增加用户数（户）		2	2	2	2	2	2
	日均用气量（m³）	731.44	673.53	616.77	616.59	613.15	604.94	596.97
	销售气量（万立方米）	3,363.88	3,146.72	2,926.59	2,970.73	2,998.92	3,002.92	3,006.92
公福用户	用户数（户）	22	23	23	23	23	23	23
	净增加用户数（户）		1	0	0	0	0	0
	日均用气量（m³）	33.38	23.05	23.05	23.05	23.05	23.05	23.05
	销售气量（万立方米）	23.75	18.93	19.35	19.35	19.35	19.35	19.35
天然气销售业务销气量合计（万立方米）		4,339.08	4,082.63	3,930.18	3,991.34	4,035.66	4,054.26	4,072.22

（1）居民用户

2025 年较 2024 年居民用户数净增加 4753 户，受区域城镇化建设、政府老旧小区燃气改造等城市建设红利，叠加公司管网配套完善等内部经营举措共同作用。

2025 年较 2024 年日均用气量下降，主要原因系新增用户初期用气量尚未充

分释放,待用户用气习惯及经营状况稳定后,预计日均用气量可维持在当前水平。

2025 年居民用气量 743.92 万方,较 2024 年居民用气量 731.50 万方同比增加 12.42 万方,报告期居民用气总量上升主要系居民用户数增加。

(2) 工业用户

2025 年较 2024 年工业用户数净增加 2 户,工业客户规模实现稳步扩容。南京洁宁的特许经营区域为南京市溧水经济开发区,园区以制造业为主、服务业为辅,集聚形成以新能源汽车、智能制造装备、智能家居、新医药与生命健康为特色的主导产业,招商引资落地一批企业,工业用气市场需求持续释放;内部经营层面,公司持续完善产业园区、城郊工业片区市政管网敷设与延伸配套,打通工业项目供气硬件条件,并组建专项市场开拓团队,提前对接企业、技改项目,提供用气方案定制等配套服务。2025 年全年工业用户实现净增 2 户。

2025 年较 2024 年日均用气量下降,主要系两方面因素共同影响:一是 2025 年新增工业用户对全年日均用气量形成摊薄效应;二是大客户南京市欣旺达新能源有限公司调整了产品结构同时产量下降,日均用气量同比下降,拉低了整体日均用气水平。两项因素叠加,导致报告期整体日均用气量同比回落。

2025 年工业用气量 3,146.72 万方,较 2024 年工业用气量 3,363.88 万方减少了 217.16 万方,主要原因系大客户南京市欣旺达新能源有限公司因 2025 年产品结构调整同时产量较 2024 年下降,从而用气量减少 281 万方。

(3) 商业用户

2025 年较 2024 年商业用户数净增加 64 户,主要受商户煤改气改造带动,叠加公司管网配套与便民拓客服务加持。

2025 年较 2024 年日均用气量下降,主要系两方面因素共同影响:一是 2025 年新增商业用户对全年日均用气量形成摊薄效应;二是部分商业用户的部分用气更换供热方式,天然气用气量出现不同程度缩减,该类客户日均用气量同比下滑。两项因素叠加,导致报告期整体日均用气量同比回落。

2025 年商业用户用气量较 2024 年减少 46.89 万方,主要原因是南京蒙迪塞

罗酒店管理有限公司、南京市溧水区皓为大酒店、溧水区爱琴故事酒店、溧水区海之星洗浴休闲中心等商业客户更换了部分供热方式，导致减少用气量 17.87 万方；南京市溧水区柘塘中心卫生院因 2025 年受天气暖冬的影响导致减少用气量 5.93 万方；2024 年财务确认口径差异导致减少用气量 14.82 万方。

（4）公福用户

2025 年较 2024 年公福用户数净增加 1 户，主要受煤改气改造带动新增。

2025 年较 2024 年日均用气量下降，主要系两方面因素共同影响：一是 2025 年新增公福用户对全年日均用气量形成摊薄效应；二是部分用户更换了供热方式，减少了天然气用气量，拉低了整体日均用气水平。两项因素叠加，导致报告期整体日均用气量同比回落。

2025 年公福用气量 52.83 万方，较 2024 年公福用气量 73.57 万方同比减少 20.74 万方，主要系区域部分学校更换了供热方式，用气量较同期减少。

2、客户合作稳定性及新客户开拓情况、特许经营区域内各类天然气用户及潜在用户数量、用气量及其主要影响因素、预期变化趋势等，及天然气销售数量的预测合理性分析

南京洁宁燃气有限公司特许经营区域为南京市溧水经济开发区，区域行政面积 138 平方公里，公司市政管网超 160 公里，管网覆盖率约 85%，区域城镇化率达 82%，城镇化发展成熟、基础设施配套完善。区域常住人口基础稳固、产业规划明确、清洁能源替代政策持续落地，公司依托独家特许经营优势，下游各类用气客户刚需属性突出、合作稳定性较强，存量用户底盘扎实、增量储备清晰。结合区域人口基数、用户渗透率、产业投资规划、替代能源竞争格局，对公司居民、工业、商业、其他用户经营稳定性、潜在增量、影响因素及预测期气量变化趋势分析如下：

（1）居民用户

公司经营区域常住人口基数稳定，截至 2026 年 5 月底，区域常住居民约 15 万人，叠加商业、办公流动人口，区域日均总人口约 17.5 万人，居民用气属于刚性民生需求，客户整体稳定性极强。公司依托区域完善的市政管网体系，持续

推进网格化安全运维、常态化入户安检与燃气安全宣传，联动小区物业开展通气推广与用户服务优化，持续强化居民用户用气黏性；同时持续推进老旧小区改造、零散住户瓶改气工程，稳步挖掘存量未通气用户潜力，存量用户销户减量规模极小，新增开户可充分覆盖自然减量，居民客群留存基础稳固。

截至本核查意见出具日，居民用户新增工程安装合同涉及的户数为 58 户，潜在用气量约 0.74 万方。剩余未通气用户主要为长期空置房源、零散出租住户、户型老旧住宅及少量瓶装液化气用户，无大规模未开发空白住宅资源。根据溧水经开区最新规划，该区域不再布局大型商品住宅，新增居住配套以产业租赁型公寓、企业自建宿舍为主，规划租赁公寓合计 3000 套，为未来居民气量小幅增长提供有限增量支撑。本次预测已结合报告期居民用户净新增规模予以审慎考量。

综上，结合公司新增用户安装规划及当前在建配套管网工程进度，预测期居民用户数量将保持增长，本次评估预测期依据 2025 年日均用气量系数作为测算标准，故预测期居民天然气销售气量逐年增长具备合理性与谨慎性。

（2）工业用户

公司经营区域产业基础雄厚、工业底盘扎实，溧水经开区聚焦四大制造业集群，产业定位高端、企业质量优质，工业用气为企业生产刚需，整体客户合作稳定性良好。区域内现有工业企业 620 余户，存量规上工业客户均建立常态化专属对接服务机制，实时跟踪企业生产经营、产能规划及用能调整情况，持续完善工业园区管网配套，保障企业稳定供气。报告期内公司无核心工业大客户终止合作、批量流失情形，少量用户气量波动主要源于企业产能调整、生产线优化等正常生产经营变动，不存在因供气服务、气源价格、供应稳定性问题导致的客户流失。

受区域集中供热替代影响，2021 年大唐南京热电投产后，部分大型食品、制造企业改用管道蒸汽替代自建燃气锅炉，2022 年工业气量减量影响达到峰值，2024 年后存量替代减量已充分出清，2025 年区域工业用气市场已企稳回升，替代带来的业绩下行压力已基本消除。虽然部分存量大客户阶段性调整用气结构、日均耗气量小幅回落，但核心生产主体持续留存，合作关系稳固。

截至本核查意见出具日，工业用户新增客户 2 户，潜在用气量约 49 万方，

长期区域内潜在工业用户大约 10 个，为未来工业用气增量的核心储备来源。潜在用户转化及气量释放主要受区域招商引资落地进度、企业投资投产计划、天然气与替代能源比价、环保政策执行力度等外部因素，以及工业片区管网配套建设节奏、市场拓客服务推进效率等内部因素共同影响。从预期变化趋势来看，短期内根据项目建设进度分批次逐步通气投产，潜在气量平稳分批释放；中长期随着园区项目持续落地、管网配套持续完善、清洁能源替代政策持续推行，储备潜在工业用户将逐步完成全部转化，潜在用气规模持续兑现，有效支撑公司未来工业用气规模稳步提升。若宏观经济、能源价格出现大幅波动，可能延缓客户新增及气量释放节奏。本次预测已结合报告期工业用户净新增规模予以审慎考量。

本次预测谨慎考虑 2026 年会有小幅下降，结合企业了解，大客户南京市欣旺达新能源有限公司承接华东储能大单，随着产能释放，用气量也会回升，叠加工业用户持续拓展，2027 年后整体销气量将逐年小幅上升。

（3）商业用户

公司经营区域商业业态丰富、用气需求稳定，存量商业用户主要为连锁餐饮、大中型酒店、企业食堂等，均具备持续稳定的经营与用气刚需，管道燃气相较瓶装气、电气化设备具备安全、稳定、经济的综合优势，客户主动弃用管道燃气的概率极低。区域商业用户年度少量销户仅为个体商铺转让、小微门店正常经营迭代，不存在因供气服务、气源供应、价格问题引发的批量客户流失，整体客群留存平稳。

截至本核查意见出具日，商业用户尚在开发用户 15 户，潜在用气量约 13.24 万方，长期区域内潜在商业用户大约 54 个。截至 2026 年 1-5 月，商业用户的销气量已达 155 万方，占 2026 年全年预测商业用气量的 75.40%。伴随政府瓶改管政策持续加码，小型商铺用气需求将持续释放，企业食堂管道改造潜力充足，为潜在商业客户进一步带来增量，整体商业用气长期呈稳步增长态势，仅受餐饮经营行情小幅扰动。本次预测已结合存量商业用户规模、历史新增情况及潜在储备体量审慎考量。

综上，综合存量商业客户用气需求及预测期新增商户拓展计划，预测期商业用户的销售气量随着新增用户数实现稳步增长是合理的。

（4）公福用户

公福用户主要为区域内学校、社区居委会、养老服务中心等，用气需求具备长期持续性及稳定性，短期波动仅为季节性特征，双方合作不存在终止的实质性风险。

本次预测期对公福用户销售气量采取保守测算口径，维持 2025 年现有用气规模稳定预测，未新增假设新用户拓展及存量用户用气增量，因此本次公福用户销售气量预测具备谨慎性与合理性。

（五）天达胜通-南昌中油

1、报告期内各类用户数量、单用户平均用气量等主要参数及其变动原因

对于天然气销售数量的预测过程和预测依据详见关于本回复“问题四、关于评估预测/二/（五）”。

南昌中油各类业务销售数量报告期及预测期情况见下表：

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	41,110	41,479	41,587	41,677	41,727	41,777	41,827
	净增加用户数（户）		369	108	90	50	50	50
	日均用气量（m ³ /户）	0.49	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
	销售气量（万立方米）	731.99	673.56	677.45	679.06	680.21	681.02	681.84
商业用户	用户数（户）	390	434	456	474	490	506	522
	净增加用户数（户）		44	22	18	16	16	16
	日均用气量（m ³ /户）	95.67	72.82	72.82	72.82	72.82	72.82	72.82
	销售气量（万立方米）	1,201.29	1,095.10	1,182.82	1,235.98	1,281.17	1,323.69	1,366.22
天然气销售量（万立方米）		1,933.27	1,768.66	1,860.27	1,915.04	1,961.38	2,004.71	2,048.06

（1）居民用户：报告期内，公司居民用户数量小幅增长，但单户日均用气量明显下降，共同带动居民总销售气量同比回落。具体来看，居民用户数由 2024 年 41110 户增至 2025 年 41479 户，全年新增 369 户，保持低速增长，主要原因是区域居民燃气配套设施已较为成熟，城区住宅通气覆盖率处于高位，暂无大规模新建住宅配套通气增量，用户增长仅依靠少量新建小区交付及老旧小区通气改造，增长空间有限。用气效率方面，居民单户日均用气量由 2024 年 0.4882m³/户回落至 2025 年 0.4469m³/户，核心影响因素为 2025 年冬季气温偏高、暖冬特

征明显，居民冬季采暖、热水保温用气需求显著减少，而日常炊事等基础用气需求保持稳定。受以上两项参数综合影响，尽管用户户数小幅增长，但单户用气降幅更为突出，增量无法抵消气候带来的用气减量，使得居民年度销售气量由 2024 年 731.99 万立方米下降至 2025 年 673.56 万立方米，同比减少 58.43 万立方米。

（2）商业用户：报告期内，商业用户数量稳步增长，但单户日均用气量大幅下滑，最终造成商业总销售气量同比回落，存量用气下滑幅度远超新增用户气量贡献。用户层面，商业用户数从 2024 年 390 户增至 2025 年 434 户，年度新增 44 户，用户规模持续扩容，主要得益于区域商业配套持续完善，新增小微商业、餐饮服务类主体持续通气落地，公司通气配套服务持续优化，即便整体商业经营承压，仍保持正向增长。用气强度方面，商业单户日均用气量由 2024 年 $95.67\text{m}^3/\text{户}$ 大幅降至 2025 年 $72.82\text{m}^3/\text{户}$ ，下滑幅度显著，系多重因素叠加导致：一是暖冬气候减少商业场所采暖、生活热水用气需求；二是辖区中小商铺、餐饮经营压力较大，部分商户收缩经营、缩短营业时间甚至闭店，活跃用气主体经营强度下降；三是商业领域“气改电”节能改造持续推进，电厨具、空气能等设备替代效应明显，分流大量燃气需求；四是线下消费复苏偏弱，商户经营活跃度不足。受单户用气大幅下行主导，2025 年新增商业用户带来的气量增量有限，无法对冲存量商户用气规模萎缩，商业总销售气量由 2024 年 1,201.29 万立方米降至 1,095.10 万立方米，同比减少 106.18 万立方米。

2、客户合作稳定性及新客户开拓情况、特许经营区域内各类天然气用户及潜在用户数量、用气量及其主要影响因素、预期变化趋势等，及天然气销售数量的预测合理性分析

（1）居民用户

根据住建部“十四五”城镇燃气规划统计口径，“十三五”末南昌市城市燃气普及率（含瓶装液化气）已达 97.9%，主城区燃气需求基本实现全覆盖；结合红谷滩区经营区域为红谷滩核心建成区、燃气管网全域覆盖的实际情况，推算区域居民管道燃气渗透率约为 85%-90%。剩余未通气用户主要为长期空置房源、零散出租住户、特殊户型老旧住宅及少量瓶装液化石油气用户，通过网格化扫楼攻坚、老旧小区改造同步配套、租房群体精准推广、安全用气宣传引导等方式，

可稳步推进未通气用户转化，持续扩大居民用户覆盖规模，夯实居民用气基本盘。

截至本核查意见出具日，2026 年居民新增开户 45 户，新增用户开发进度与年度既定开发计划保持一致。综上，结合公司居民用户开发计划，预测期居民用户数量将保持小幅增长。

(2) 商业用户

当前南昌中油辖区燃气市场发展趋于成熟，未来业务增量主要依托环保能源替代、城市更新两大渠道释放用气需求，包括商业楼宇升级、存量物业改造配套新增大型锅炉用气及各类商业用气场景。截至本核查意见出具日，2026 年商业用户新增开户稳步推进，已完成签约通气 8 户、合同签订待通气 5 户、审批中 2 户。随着存量用户积累及新增用户的持续转化，商业用气量和销售收入均保持增长；但预计后续新增用户数量将逐步回落并趋于稳定，销售收入增长率将随之呈下行态势。

总体来看，南昌中油经营区域内用户数量及用气量均有望保持稳步上升态势。本次评估测算基于南昌中油现有客户及已签约工程施工用户进行预测，未高估新增需求，数据趋势符合经营区域实际发展节奏，预测期内销气量整体测算具备合理性与谨慎性。

(六) 兴化中油

1、报告期内各类用户数量、单用户平均用气量等主要参数及其变动原因

对于天然气销售数量的预测过程和预测依据详见关于本回复“问题四、关于评估预测/二/（六）”。

兴化中油各类业务销售数量报告期及预测期情况见下表：

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	3,923	4,684	5,634	6,854	7,754	8,654	9,554
	净增加用户数		761	950	1,220	900	900	900
	日均用气量（m³/户）	0.50	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
	销售气量（万立方米）	63.73	85.19	113.60	137.50	160.84	180.66	200.47
商业用户	用户数（户）	84	101	112	118	124	130	136
	净增加用户数		17	11	6	6	6	6

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
	日均用气量（m³/户）	20.86	15.82	14.50	14.32	13.96	13.64	13.35
	销售气量（万立方米）	63.96	58.31	59.27	61.68	63.20	64.72	66.25
工业 用户	用户数（户）	93	106	116	126	136	146	156
	净增加用户数		13	10	10	10	10	10
	日均用气量（m³/户）	333.92	303.89	292.36	277.25	262.46	245.50	230.72
	销售气量（万立方米）	1,133.51	1,175.77	1,237.83	1,275.05	1,302.83	1,308.28	1,313.74
天然气销售 销量合计（万立方米）		1,261.19	1,319.27	1,410.70	1,474.23	1,526.87	1,553.66	1,580.46

（1）居民用户

2025 年较 2024 年居民用户数净增加 761 户，受区域城镇化建设叠加公司管网配套完善等内部经营举措共同作用。2025 年较 2024 年单用户平均用气量微量上涨，系居民生活正常用气波动。2025 年居民用气量 85.19 万方，较 2024 年居民用气量 63.73 万方同比增加 21.47 万方，报告期居民用气总量增加系总用户数增加导致。

（2）商业用户

2025 年较 2024 年商业用户数净增加 17 户，主要受经营区域内经济发展带动，叠加公司管网配套与便民拓客服务加持，新增开户户数超过当期销户数量，实现净增长。2025 年较 2024 年单用户平均用气量下降，主要系 2025 年新增商业用户对全年单用户平均用气量形成摊薄效应。2025 年商业用户用气量较 2024 年减少 5.65 万方，主要因为部分商业于 2024 年末关停，2025 年新增商业用户大部分为下半年入住，导致新增用户用气量低于关停用户用气量。

（3）工业用户

兴化中油经营区域内持续深化清洁能源替代政策，大力推进辖区企业煤改气、油改气改造，同时兴化经济开发区招商引资落地一批企业，工业用气市场需求持续释放；另外，兴化中油持续完善经营区域内管网敷设与延伸配套，打通工业项目供气硬件条件。在产业及政策利好与公司管网建设的双重推动下，2025 年较 2024 年工业用户数净增加 13 户，工业客户规模实现稳步扩容。

2025 年较 2024 年单用户平均用气量下降，主要系 2025 年新增工业用户对

全年单用户平均用气量形成摊薄效应。2025 年工业用户用气量较 2024 年增加 42.26 万方，主要因为存量工业用户用气量较 2024 年有所上升，又新增了工业用户，导致 2025 年工业用气量增加。

2、客户合作稳定性及新客户开拓情况，特许经营区域内各类天然气用户及潜在用户数量、用气量及其主要影响因素、预期变化趋势等，及天然气销售数量的预测合理性分析

兴化中油特许经营区域为江苏省兴化经济开发区及原沙沟镇、原周奋乡、原李中镇、原缸顾乡、中堡镇、大邹镇、钓鱼镇、海南镇、林湖乡、原西鲍乡等十一个乡镇行政区域，经营区域覆盖范围较广，既包含以工业经济为主导的兴化经济开发区，也包含多个以农业和乡镇居民生活为主的乡镇区域。兴化经济开发区以健康食品、装备制造等工业为主导，集聚美乐肥料、东华链条、特味浓等大客户，属于稳定用气刚需工业主体，下辖乡镇配套餐饮、民宿、商超等商业业态，农村集中安置区持续推进管道燃气配套改造，民生用气需求稳定可持续。存量工业、商业企业生产经营具备持续性，天然气作为清洁生产燃料、民生炊事采暖基础能源，客户用气刚性较强。

(1) 居民用户

经营区域居民用气属于刚性民生需求，客户整体稳定性较强。公司通过持续完善区域燃气管网配套、优化线上线下便民服务、常态化开展入户安检与安全宣传，持续提升居民用气黏性；同时依托区域城镇化建设以及农村自建房燃气改造持续开发新增居民用户。居民用户用气金额较小、气费履约情况良好，存量居民客群留存基础扎实，客户规模具备持续增长的稳定支撑。截至本核查意见出具日，居民燃气配套工程施工签约 364 户，居民用气总户数 5120 户，较 2025 年净增 436 户，增量已完成全年预测新增户数的 46%。

居民潜在用户主要为兴化中油经营区域内十一个乡镇中尚未接通管道天然气的居民住户，随着燃气基础设施的持续完善和管网覆盖面的扩大，经营区域内各乡镇居民用户的管道燃气接入率持续提升。本次预测已结合报告期居民用户净新增规模予以审慎考量。

综上，本次评估预测期依据 2025 年单户平均用气量作为测算标准，结合公司新增用户安装规划及当前在建配套管网工程进度，预测期居民用户数量将保持增长，故预测期居民天然气销售气量逐年增长具备合理性与谨慎性。

（2）商业用户

经营区域内商业用户整体合作稳定，存量商业客户主要以企业食堂、餐饮、酒店为主，商业业态均存在持续用气刚需，管道燃气综合使用优势明显，客户主动弃用燃气情况较少。年度少量销户主要系商铺转让、个体门店经营关停等服务业正常迭代，不存在因供气服务、气源供应问题导致的批量客户流失。针对商业大客户，公司实行常态化上门对接服务，及时跟进商户经营及设备改造需求，维系长期合作；同时新增沿街商铺持续落地带来新增开户，新增客户规模可对冲存量门店自然关停减量，商业用户整体客群留存平稳。

截至本核查意见出具日，商业用户新增客户 6 户，伴随政府瓶改管政策持续加码，小型商铺用气需求将持续释放，企业食堂管道改造潜力充足，为潜在商业客户进一步带来增量，整体商业用气长期呈稳步增长态势，仅受餐饮经营行情小幅扰动。本次预测已结合报告期商业用户净新增规模予以审慎考量。

综上，综合存量商业客户用气需求及预测期新增商户拓展计划，预测期商业用户的销售气量随着新增用户数实现稳步增长是合理的。

（3）工业用户

公司工业用户整体合作稳定，与规模工业客户签订中长期供气协议，配套定期上门安检、管线维保、用气方案优化等增值服务，客户黏性较强，工业客户均签订长期供气协议，存量客户流失风险较低，整体工业用户客群留存基础扎实，稳定性良好。截至本核查意见出具日，新增工业用气用户 3 户，另有 4 户工业用户燃气管网配套工程正在施工建设，待完工通气后将形成稳定新增用气负荷，整体新客户开拓节奏有序、增量来源清晰。

2026 年是“十五五”开局之年，兴化经济开发区正全力推动“1+6”特色产业片区建设，力争 2026 年项目签约数量同比增长 16%，5 亿元以上项目占比超 50%。2026 年一季度，已有 20 个亿元以上增资扩产项目落地兴化经济开发区，3

月春季经贸洽谈会完成 15 个项目集中交地，涵盖金属新材料、健康食品等领域。上述项目的陆续落地和投产，将为兴化中油带来持续的工商业用户增量。

根据区域经济发展情况和企业未来规划，对于 2025 年新增用户以及 2026 年计划增加新设备、投建新厂房的客户或增加产量的客户，参考客户 2026 年的用气计划进行测算，其余存量客户保守估计无用气增量计划，但用气规模可维持报告期现有水平。2027 年及以后年度工业气量增长依托新增工业用户贡献气量。出于谨慎考虑，预测期新增用户的体量较小，故预测期月均用气量逐年下降，预测期销气量增长幅度亦逐年下降，故预测期工业销气量整体测算具备合理性与谨慎性。

总体来看，兴化中油经营区域内用户数量及用气量均有望保持稳步上升态势。本次评估测算基于兴化中油现有客户及已签约工程施工用户进行预测，未高估新增需求，数据趋势符合经营区域实际发展节奏，预测期内销气量整体测算具备合理性与谨慎性。

（七）庆云中油

1、报告期内各类用户数量、单用户平均用气量等主要参数及其变动原因

对于天然气销售数量的预测过程和预测依据详见关于本回复“问题四、关于评估预测/二/（七）”。

庆云中油各类业务销售数量报告期及预测期情况见下表：

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	59,916	63,217	63,717	64,117	64,417	64,417	64,417
	净增加用户数（户）		3,301	500	400	300	0	0
	日均用气量（m ³ ）	0.61	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
	销售气量（万立方米）	1,310.53	1,239.91	1,278.19	1,287.25	1,294.30	1,297.32	1,297.32
商业用户	用户数（户）	916	977	997	1017	1037	1037	1037
	净增加用户数（户）		61	20	20	20	0	0
	日均用气量（m ³ ）	5.07	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92
	销售气量（万立方米）	168.15	169.91	177.19	180.78	184.37	186.16	186.16
工业用户	用户数（户）	53	68	68	73	78	78	78
	净增加用户数（户）		15	5	5	5	0	0
	日均用气量（m ³ ）	527.96	533.38	536.37	503.39	474.63	474.63	474.63
	销售气量（万立方米）	1,021.34	1,323.86	1,331.28	1,341.28	1,351.28	1,351.28	1,351.28

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
锅炉 (采 暖)用 户	用户数 (户)	31	32	32	32	32	32	32
	净增加用户数 (户)		1	0	0	0	0	0
	日均用气量 (m³)	101.37	71.78	71.78	71.78	71.78	71.78	71.78
	销售气量 (万立方米)	114.70	83.84	83.84	83.84	83.84	83.84	83.84
天然气销售业务销气量合计 (万立方米)		2,614.72	2,817.53	2,870.50	2,893.15	2,913.79	2,918.60	2,918.60

(1) 居民用户

2025 年较 2024 年居民用户数净增加 3301 户，受区域城镇化建设、政府老旧小区燃气改造等城市建设红利，叠加公司管网配套完善等内部经营举措共同作用。

2025 年公司居民用气量 1,239.91 万方，较 2024 年 1,310.53 万方同比减少 70.62 万方，全年日均用气量同比有所下降。主要原因系公司存量分户壁挂炉采暖居民约 2.5 万余户，2025 年采暖季整体气温偏高，居民采暖用气需求降低，带动居民销气量回落。

(2) 工业用户

2025 年较 2024 年工业用户净增加 15 户，工业客户规模稳步扩容。外部层面，当地持续推行清洁能源替代政策，积极引导辖区制造企业实施煤改气改造，区域产业园区招商引资引进多家生产型企业，工业用气潜在需求持续释放；内部经营层面，公司持续完善工业园区、城郊工业片区燃气管网延伸敷设，补齐工业项目供气配套硬件，同时依托现有业务渠道主动对接园区企业及技改项目，为企业定制供气配套方案，稳步挖掘工业用气增量。在地方清洁能源政策、园区招商的外部利好，以及管网配套完善、主动对接拓客的内部举措共同作用下，2025 年工业用户全年净增 15 户。

2025 年较 2024 年日均用气量上升，受益于地方煤改气政策推进、园区招商新增企业，叠加公司主动拓客开发，2025 年工业用户净增 15 户。新增投产企业及存量企业清洁能源改造形成稳定用气增量，用气基数显著扩大，推动工业用户日均用气量同比上升。

2025 年工业用气量 1,323.86 万方，较 2024 年工业用气量 1,021.34 万方增加

了 302.52 万方，2025 年较 2024 年工业用气量上升的主要原因系大客户山东詮道科技有限公司因 2025 年订单量增加引起用气量使用增加，另一个原因是大客户山东滨庆新能源开发有限公司 2024 年下半年才启用天然气，2025 年为全年使用天然气，用气量翻倍。

（3）商业用户

2025 年较 2024 年商业用户数净增加 61 户，主要受商户煤改气改造带动，叠加公司管网配套与便民拓客服务加持。

2025 年较 2024 年日均用气量下降，主要原因是 2025 年新增商业用户数量较多，新增用户初期用气量尚未充分释放，待用户用气习惯及经营状况稳定后，预计日均用气量可维持在当前水平。

2025 年商业用户用气量较 2024 年增加约 1.76 万方，主要原因是 2025 年新增商业用户带来的增量；另外 2025 年新增商业用户数量较多，新增用户初期用气量尚未充分释放，待用户用气习惯及经营状况稳定后，预计日均用气量可维持在当前水平，能形成稳定的商业用气存量。

（4）锅炉（采暖）用户

2025 年较 2024 年锅炉（采暖）用户数净增加 1 户，主要受煤改气改造带动，叠加公司管网配套与便民拓客服务加持，新增开户户数超过当期销户数量，实现净增长。

2025 年公司锅炉（采暖）用气量 83.84 万方，较 2024 年 114.70 万方同比减少 30.86 万方，带动全年日均用气量较 2024 年有所下滑。下滑核心原因为 2025 年采暖季气温偏高，采暖用户用气需求减弱，采暖类销气量随之回落；短期内不存在大规模替代能源冲击、极端政策调整或用气结构颠覆性变化，锅炉（采暖）用气需求整体平稳，因此维持 2025 年日均用气量具备现实可实现性。

2、客户合作稳定性及新客户开拓情况、特许经营区域内各类天然气用户及潜在用户数量、用气量及其主要影响因素、预期变化趋势等，及天然气销售数量的预测合理性分析

庆云中油特许经营区域覆盖庆云县东环路外延 800 米以内、南环路外延 1000 米以内、西环路外延 800 米以内、北四环路外延 500 米以内及严务乡和崔口镇所辖区域，拥有合法、独立的区域管道燃气独家经营权，经营区域边界清晰、无同业竞争。依托稳定的城乡居民刚需用气、区域工商业存量企业稳定生产用气及常态化市场开发，公司存量客户合作稳定、经营基本面稳健，潜在用户增量清晰可控，各类用户用气规模及未来增长趋势具备合理依据，具体分析如下：

（1）居民用户

经营区域居民用气属于刚性民生需求，客户整体稳定性较强。公司通过持续完善县域及乡镇燃气管网配套、优化线上线下便民服务、常态化开展入户安检与安全宣传，持续提升居民用气黏性；同时依托乡镇老旧村居改造、散户用气改造持续挖掘存量市场，新增开户量可覆盖日常少量销户、停气减量，存量居民客群留存基础扎实，整体用户结构稳定。

截至本核查意见出具日，短期内居民用户新增涉及的户数为 216 户，潜在用气量 4.4 万方，未来 5 年内存量小区潜在用户尚有 1200 余户。现阶段区域成熟小区燃气配套率已处于较高水平，新房集中开发规模有限，居民用户新增主要依靠老旧村居改造、零散散户通气改造实现，居民用气整体呈现平稳、低速增长特征，增长节奏主要受区域村居改造进度、零散用户改造意愿、末端管网完善进度影响。本次预测已结合报告期居民用户存量规模、历史净新增情况及区域开发节奏予以审慎考量，未高估居民增量空间。

综上，结合公司存量居民用户稳定特征及区域潜在用户储备规模较小的现状，预测期居民用户数量保持平稳小幅增长，本次评估依据历史日均用气量系数审慎测算，预测期居民天然气销售气量平稳变动具备合理性与谨慎性。

（2）工业用户

公司工业用户整体合作稳定，存量重点工业客户均为区域长期经营的生产型

企业，天然气为企业生产刚需能源，合作关系稳固，报告期内无核心大客户终止供气合作情形。年度少量用气波动主要系企业产能调节、季节性开工波动等正常经营因素，不存在批量客户因供气服务、气源价格、保供能力问题流失情形。公司对重点工业客户实行专人对接、动态跟进，实时掌握企业生产规划与用能调整情况，持续完善乡镇及园区管网配套，保障存量客户稳定用气。

截至本核查意见出具日，工业用户新增用户 3 户，已通气 1 户，潜在用气量约 58 万方，长期来看区域内潜在工业用户大约 15 个，为未来工业用气增量的核心储备来源。潜在工业用户气量释放主要受区域招商引资落地进度、企业投产节奏、天然气与替代能源比价、区域环保及能耗政策、片区管网配套落地进度等内外部因素共同影响。整体来看，区域新增工业储备项目体量有限，短期将根据企业建设、投产进度分批释放气量；中长期无大规模新增工业项目储备，工业用气增长以存量稳量、小幅增量为主，整体增长空间相对有限。本次预测已充分结合存量工业用户稳定性、潜在用户储备体量及区域产业现状审慎测算。

综上，区域工业潜在用户储备规模偏小、增量有限，预测期工业气量以存量稳定为主、小幅增量为辅，整体测算审慎、增速可控，具备合理性与谨慎性。

（3）商业用户

经营区域内商业用户整体合作稳定，存量商业客户主要以乡镇沿街餐饮、商铺、小型企业食堂、本地服务业商户为主，用气具备持续刚需，管道燃气使用便捷、安全稳定，客户主动弃用燃气比例较低。年度少量销户主要系商铺转让、个体门店经营关停等服务业正常迭代，不存在因供气服务、气源供应、价格问题导致的批量客户流失。公司常态化跟进重点商业商户经营动态及设备改造需求，持续维系存量客户稳定合作。

截至本核查意见出具日，商业用户新增用户 5 户，已通气 4 户，潜在用气量约 0.9 万方，长期区域内潜在商业用户大约 60 个。区域商业用户增量主要依托乡镇零散商铺改造、瓶改气推广落地实现，整体潜在储备体量较小，对整体商业气量拉动有限，商业用气整体以存量稳定运行为主，仅受本地消费行情、小微商户迭代小幅扰动。本次预测已结合存量商业用户规模、历史新增情况及潜在储备体量审慎考量。

综上，区域商业潜在用户储备有限，存量商业用气需求稳定，预测期商业销售气量保持平稳运行，小幅稳步变动，预测逻辑具备合理性与谨慎性。

综上，本次天然气销售预测，已充分结合各标的资产报告期存量用户规模、单用户用气量历史波动逻辑、存量客户合作存续稳定性、新增客户拓展落地节奏，同时覆盖特许经营区域现有各类用气群体基数、潜在可开发用户储备及区域用气需求，各项参数取值均匹配历史经营数据、区域产业及民生用气客观发展规律，整体测算具备合理性与谨慎性。

五、结合上述情况，补充说明报告期内天达胜通、南通中油天然气销售业务收入下降情况下，预测相关销售收入持续增长的合理性。

（一）南通中油天然气销售业务收入下降情况下，预测相关销售收入持续增长的合理性分析

南通中油报告期和预测期天然气销售收入见下表：

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民 (含公福)	用户数	49,517	53,820	55,620	57,220	58,620	60,020	61,420
	净增加用户数		4,303	1,800	1,600	1,400	1,400	1,400
	日均用气量 (m³/户)	0.44	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
	销售气量 (万立方米)	747.90	723.75	766.49	790.30	811.31	830.93	850.54
	销售单价 (元/m³)	2.4682	2.4755	2.6193	2.6789	2.6789	2.6789	2.6789
	小计	1,845.98	1,791.66	2,007.67	2,117.13	2,173.42	2,225.98	2,278.51
商业	用户数	199	212	220	227	233	239	245
	净增加用户数		13	8	7	6	6	6
	日均用气量 (m³/户)	32.43	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60	27.60
	销售气量 (万立方米)	219.00	207.02	217.60	225.15	231.70	237.74	243.79
	销售单价 (元/m³)	3.6308	3.5283	3.5283	3.5283	3.5283	3.5283	3.5283
	小计	795.15	730.42	767.76	794.40	817.51	838.82	860.16
工业	用户数	213	238	258	274	286	294	300
	净增加用户数		25	20	16	12	8	6
	日均用气量 (m³/户)	2,086.69	1,823.97	1,663.46	1,588.59	1,536.22	1,503.65	1,479.28
	销售气量 (万立方米)	15,232.87	15,012.66	15,057.63	15,423.63	15,700.13	15,916.13	16,036.13
	销售单价 (元/m³)	3.3347	3.3313	3.3313	3.3313	3.3313	3.3313	3.3313
	小计	50,796.33	50,012.35	50,161.48	51,380.74	52,301.84	53,021.40	53,421.16
其他	用户数	4	2	2	2	2	2	2
	销售气量 (万立方米)	671.11	675.91	680.00	680.00	680.00	680.00	680.00
	销售单价 (元/m³)	3.1572	3.0551	3.0551	3.0551	3.0551	3.0551	3.0551

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
	小计	2,118.85	2,064.95	2,077.47	2,077.47	2,077.47	2,077.47	2,077.47
CNG	销售气量（万立方米）	175.01	-	-	-	-	-	-
	销售单价（元/m³）	3.2914						
	小计	576.04	-	-	-	-	-	-
天然气销售业务销气量合计		17,045.89	16,619.33	16,721.72	17,119.08	17,423.14	17,664.80	17,810.46
天然气销售业务收入合计		56,132.35	54,599.38	55,014.38	56,369.74	57,370.24	58,163.67	58,637.30
增长率			-2.73%	0.76%	2.46%	1.77%	1.38%	0.81%

南通中油报告期和预测期天然气销售量和销售收入变动情况见下表：

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	销量变动量（万立方米）	-	-24.15	42.74	23.81	21.01	19.62	19.61
	销售收入变动量（万元）	-	-54.32	216.01	109.46	56.29	52.56	52.53
商业用户	销量变动量（万立方米）	-	-11.98	10.58	7.55	6.55	6.04	6.05
	销售收入变动量（万元）	-	-64.73	37.34	26.64	23.11	21.31	21.34
工业用户	销量变动量（万立方米）	-	-220.21	44.97	366.00	276.50	216.00	120.00
	销售收入变动量（万元）	-	-783.98	149.13	1,219.26	921.10	719.56	399.76
其他用户	销量变动量（万立方米）	-	4.80	4.09	-	-	-	-
	销售收入变动量（万元）	-	-53.90	12.52	-	-	-	-
CNG	销量变动量（万立方米）	-	-175.01	-	-	-	-	-
	销售收入变动量（万元）	-	-576.04	-	-	-	-	-
销量变动合计		-	-426.56	102.39	397.36	304.06	241.66	145.66
天然气销售收入变动合计		-	-1,532.98	415.00	1,355.36	1,000.50	793.43	473.63

报告期内天然气销售收入下降的原因分析如下：

- 1.居民用户（含公福）：2025 年居民用气量 723.75 万方，较 2024 年居民用气量 747.90 万方同比减少 24.15 万方，气量下降主要受当年气候因素影响。继而导致居民用户天然气销售收入的减少。
- 2.商业用户：2025 年商业用户用气量较 2024 年减少 11.98 万方，主要受商业大客户如皋丽禧酒店更换经营主体停业装修影响，该客户 2024 年用气量为 20.11 万方，2025 年的用气量为 5.17 万方，气量同比减少约 15 万方，其相应销售收入同比减少了 57.49 万元。叠加 2024 年 1-3 月的政府定价高于 2025 年同期的因素，拉低了 2025 年商业用户的整体天然气销售收入。
- 3.工业用户：2025 年工业用气量较 2024 年下降了 220.21 万方，主要系大客

户金桥油脂部分用气改用蒸汽替代天然气，其对应的天然气销量减少了 627.57 万方，其相应销售收入下降了 1,876.09 万元，造成工业用户的天然气销售收入规模阶段性缩减。

4.其他用户：2025 年其他用户销售气量较 2024 年略有提升，但全年销售收入同比小幅下降，主要系该类客户均按照各自与公司签订的供气合同约定价格结算，各合作客户均严格按照双方签署的供气合同约定价格结算，同一客户采暖季、非采暖季执行差异化供气价格，不同客户购气量占比发生变动致使 2025 年气量小幅增长的情况下销售收入略有下滑。

5.CNG 销售业务：企业 2024 年 CNG 的销售收入为 576.04 万元，企业 2025 年当期暂停 CNG 售气业务，进一步拉低营收规模。

预测期天然气销售收入增长合理性分析如下：

1.居民用户：销售单价方面：2026 年政府发布新的定价文件，4 月 1 日之后第一阶梯价为 2.92 元，较历史年度的第一阶梯价 2.66 元，增长了 10%左右。销售量方面：结合公司新增用户安装规划及当前在建配套管网工程进度，预测期居民用户数量将保持持续增长，本次评估预测期依据 2025 年日均用气量作为测算依据，预测期居民天然气销售气量随着居民用户数量增长逐年增长，随之居民用户天然气销售收入逐步增长，但随着居民用户新增用户数逐年下降，增长率呈下降趋势。

2.商业用户：商业大客户如皋丽禧酒店 2025 年 11-12 月的月均用气量是 5000 立方，恢复至 2024 年同期月均 7500 立方的 67%，结合 2026 年 1-5 月的用气规模测算较 2025 年是上升的，故预测期 2026 年该客户停业装修带来的气量下滑影响已缓解。本次评估预测期依据 2025 年日均用气量作为测算依据，预测期商业用户的销售气量随着客户新增有所增长，随之商业用户天然气销售收入亦稳步增长，但随着商业用户新增用户数逐年下降，增长率呈下降趋势。

3.工业用户：大客户金桥油脂是 2025 年 8 月起更改用气结构，仅对当年工业销售气量形成阶段性的影响，本次 2026 年预测已完整覆盖该客户全年用气减量的影响，叠加新增工业用户增量后，2026 年预测的工业用户销售气量较 2025

年仅小幅回升。2027 年及以后年度工业气量增长，一方面来源于存量大客户扩产带来的用气增量，另一方面依托新增工业用户贡献气量。预测期工业销气量随用户数量扩容持续增长，工业用户天然气销售收入亦稳步增长，但随着工业用户新增用户数逐年下降，增长率是下降趋势。本次对于工业用户销售收入的预测 2026 年小幅回升，2027 年实现小幅增长，后续年度增速逐步放缓，整体测算具备合理性与谨慎性。

4.其他用户：客户南通润宏燃气有限公司报告期内呈大幅增长态势，客户如皋市益有管道燃气有限公司的用气需求受季节因素影响较大，冬季用气波动明显、需求稳定性较弱。本次预测期对其他用户销售收入维持 2025 年水平稳定预测，未考虑增长，亦是谨慎合理的。

综上，南通中油报告期内影响收入的阶段性减收因素已消除，结合公司经营发展规划及未来新增用户拓展情况，预测期天然气销售收入实现持续增长的预测具备合理性与审慎性。

（二）天达胜通天然气销售业务收入下降情况下，预测相关销售收入持续增长的合理性分析

天达胜通的天然气销售收入预测数据由南京洁宁和南昌中油构成。故本题回复分别对南京洁宁、南昌中油的销售收入的合理性进行分析。

1、南京洁宁

南京洁宁报告期和预测期天然气销售收入见下表：

单位：万元

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	用户数（户）	55,591	60,344	60,844	61,344	61,844	62,244	62,644
	净增加用户数（户）		4,753	500	500	500	400	400
	日均用气量（m³）	0.38	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	销售气量（万立方米）	731.50	743.92	777.62	784.04	790.46	796.23	801.36
	销售单价（元/m³）	2.8492	2.9631	2.9631	2.9631	2.9631	2.9631	2.9631
	小计	2,084.18	2,204.27	2,304.17	2,323.19	2,342.21	2,359.31	2,374.51
商业用户	用户数（户）	164	228	240	252	262	272	282
	净增加用户数（户）		64	12	12	10	10	10
	日均用气量（m³）	37.20	24.19	24.19	24.19	24.19	24.19	24.19

类别	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
	销售气量(万立方米)	219.95	173.07	206.62	217.22	226.93	235.76	244.59
	销售单价(元/m³)	3.9020	4.0114	4.0114	4.0114	4.0114	4.0114	4.0114
	小计	858.25	694.25	828.84	871.36	910.31	945.73	981.15
工业用户	用户数(户)	126	128	130	132	134	136	138
	净增加用户数(户)		2	2	2	2	2	2
	日均用气量(m³)	731.44	673.53	616.77	616.59	613.15	604.94	596.97
	销售气量(万立方米)	3,363.88	3,146.72	2,926.59	2,970.73	2,998.92	3,002.92	3,006.92
	销售单价(元/m³)	4.0471	3.8735	3.8735	3.8735	3.8735	3.8735	3.8735
	小计	13,613.80	12,188.80	11,336.15	11,507.12	11,616.30	11,631.80	11,647.29
公福用户	用户数(户)	22	23	23	23	23	23	23
	净增加用户数(户)		1	0	0	0	0	0
	日均用气量(m³)	33.38	23.05	23.05	23.05	23.05	23.05	23.05
	销售气量(万立方米)	23.75	18.93	19.35	19.35	19.35	19.35	19.35
	销售单价(元/m³)	3.0971	2.7907	2.7907	2.7907	2.7907	2.7907	2.7907
	小计	73.57	52.83	54.00	54.00	54.00	54.00	54.00
天然气销售业务销气量合计(万立方米)		4,339.08	4,082.63	3,930.18	3,991.34	4,035.66	4,054.26	4,072.22
天然气销售业务收入合计		16,629.80	15,140.15	14,523.16	14,755.67	14,922.82	14,990.84	15,056.95
增长率			-8.96%	-4.08%	1.60%	1.13%	0.46%	0.44%

南京洁宁报告期和预测期商业、工业用户天然气销售量变动情况见下表：

项目	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
商业用户	销量变动量(万立方米)	-	-46.89	33.55	10.60	9.71	8.83	8.83
	销售收入变动量(万元)	-	-164.01	134.59	42.52	38.95	35.42	35.42
工业用户	销量变动量(万立方米)	-	-217.16	-220.13	44.14	28.19	4.00	4.00
	销售收入变动量(万元)	-	-1,425.00	-852.65	170.97	109.18	15.50	15.49
销量变动合计		-	-264.05	-186.58	54.74	37.90	12.83	12.83
天然气销售收入变动合计		-	-1,589.01	-718.06	213.49	148.13	50.92	50.91

报告期内商业、工业用户天然气销售收入下降的原因分析如下：

①商业用户：2025 年商业用户用气量较 2024 年减少 46.89 万方，主要原因南京蒙迪塞罗酒店管理有限公司、南京市溧水区皓为大酒店、溧水区爱琴故事酒店、溧水区海之星洗浴休闲中心等商业客户更换了部分供热方式，导致减少用气量 17.87 万方；南京市溧水区柘塘中心卫生院因 2025 年受天气暖冬的影响导致减少用气量 5.93 万方；2024 年财务确认口径差异导致减少用气量 14.82 万方；另外 2025 年新增商业用户数量较多，新增用户初期用气量尚未充分释放，待用户用气习惯及经营状况稳定后，预计日均用气量可维持在当前水平。

②工业用户：2025 年工业用气量 3,146.72 万方，较 2024 年工业用气量 3,363.88 万方减少了 217.16 万方，主要原因系大客户南京市欣旺达新能源有限公司因 2025 年产品结构调整同时产量较 2024 年下降，从而用气量减少 281 万方。

预测期天然气销售收入增长的合理性分析如下：

①商业用户：商业用户的销售气量随着预测期客户新增有所增长，商业用户天然气销售收入亦稳步增长，但随着商业用户新增用户数下降而趋于稳定。截至 2026 年 1-5 月，商业用户的销气量已达 155 万方，占 2026 年全年预测商业用气量的 75.40%。

②工业用户：南京洁宁 2025 年工业用气量 3,146.72 万方，较 2024 年工业用气量 3,363.88 万方减少了 217.16 万方，主要原因系大客户南京市欣旺达新能源有限公司因 2025 年产品结构调整同时产量较 2024 年下降，从而减少使用 281 万立方气，若剔除该大客户减产带来的用气减量影响，南京洁宁 2025 年其余工业客户合计用气量实际呈增长态势，本次预测谨慎考虑 2026 年会有小幅下降，结合企业了解，南京市欣旺达新能源有限公司已落地华东区域储能大额订单，储能电池生产属于企业核心产能板块，随着储能电池产量持续扩张，能够对冲、抵消前期产品结构调整、原有品类产量下滑带来的负面影响，企业整体生产负荷回升，生产热力、工艺用气需求随之增长，长期将拉动上游天然气消耗量回升，叠加南京洁宁对工业用户持续拓展，2027 年后整体销气量将逐年小幅上升。

综上，南京洁宁报告期内影响收入的阶段性减收因素已消除，结合公司经营发展规划及未来新增用户拓展情况，预测期天然气销售收入实现持续增长的预测具备合理性与审慎性。

2、南昌中油

南昌中油报告期和预测期天然气销售收入见下表：

单位：万元

项目	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民	用户数（户）	41,110	41,479	41,587	41,677	41,727	41,777	41,827
	净增加用户数（户）		369	108	90	50	50	50
	日均用气量（m ³ /户）	0.49	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45

项目	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
	销售气量（万立方米）	731.99	673.56	677.45	679.06	680.21	681.02	681.84
	销售单价（元/m³）	3.2490	3.1374	3.1374	3.1374	3.1374	3.1374	3.1374
	小计	2,378.26	2,113.22	2,125.43	2,130.48	2,134.09	2,136.63	2,139.20
商业	用户数（户）	390	434	456	474	490	506	522
	净增加用户数（户）		44	22	18	16	16	16
	日均用气量（m³/户）	95.67	72.82	72.82	72.82	72.82	72.82	72.82
	销售气量（万立方米）	1,201.29	1,095.10	1,182.82	1,235.98	1,281.17	1,323.69	1,366.22
	销售单价（元/m³）	3.9344	3.8111	3.7156	3.7156	3.7156	3.7156	3.7156
	小计	4,726.34	4,173.56	4,394.89	4,592.41	4,760.32	4,918.30	5,076.33
天然气销售业务销气量合计（万立方米）		1,933.27	1,768.66	1,860.27	1,915.04	1,961.38	2,004.71	2,048.06
天然气销售业务收入合计		7,104.60	6,286.78	6,520.32	6,722.89	6,894.41	7,054.93	7,215.53
增长率			-11.51%	3.71%	3.11%	2.55%	2.33%	2.28%

南昌中油报告期和预测期天然气销售量变动情况见下表：

项目	项目	报告期内		预测期				
		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
居民用户	销量变动量（万立方米）	-	-58.43	3.89	1.61	1.15	0.81	0.82
	销售收入变动量（万元）	-	-265.04	12.21	5.05	3.61	2.54	2.57
商业用户	销量变动量（万立方米）	-	-106.18	87.72	53.16	45.19	42.52	42.53
	销售收入变动量（万元）	-	-552.78	221.33	197.52	167.91	157.98	158.03
销量变动合计		-	-164.61	91.61	54.77	46.34	43.33	43.35
天然气销售收入变动合计		-	-817.82	233.54	202.57	171.52	160.52	160.60

报告期内天然气销售收入下降的原因分析如下：

①居民用户：2025 年居民用气总量 673.56 万立方米，较 2024 年 731.99 万立方米同比减少 58.43 万立方米，气量下滑主要系 2025 年冬季气温偏高、暖冬效应导致采暖用气需求降低。继而导致居民用户天然气销售收入的减少。

②商业用户：2025 年商业用户用气量较 2024 年减少 106.18 万方，系多重因素综合影响：一是全年暖冬大幅减少酒店、商场、餐饮冬季采暖及热水用气需求；二是辖区中小型餐饮、商铺经营承压，部分商户收缩经营或闭店，存量稳定用气主体减少；三是“气改电”节能改造持续推进，空气能、电厨具分流大量商业用

气负荷；四是商业地产交付放缓，新增通气商户增量不足以对冲存量气量下滑，叠加线下餐饮消费复苏偏弱，商户日均用气强度降低，最终形成全年商业用气总量同比回落。继而影响了商业用户的天然气销售收入。

预测期天然气销售收入增长的合理性分析如下：

①居民用户：销售量方面：结合公司新增用户安装规划及当前在建配套管网工程进度，截至本核查意见出具日，2026 年居民新增开户 45 户，预测期居民用户数量将保持持续增长，本次评估预测期依据 2025 年日均用气量系数作为测算标准，故预测期居民天然气销售气量逐年增长，随之居民用户天然气销售收入逐步增长，但随着居民用户新增用户数下降并趋于稳定，增长率呈下降趋势。

②商业用户：当前辖区燃气市场发展趋于成熟，未来业务增量主要依托环保能源替代、城市更新两大渠道释放用气需求，包括商业楼宇升级、存量物业改造配套新增大型锅炉用气及各类商业用气场景。截至本核查意见出具日，2026 年商业用户新增开户稳步推进，已完成签约通气 8 户、合同签订待通气 5 户、审批中 2 户。随着存量用户积累及新增用户的持续转化，商业用气量和销售收入均保持增长；但预计后续新增用户数量将逐步回落并趋于稳定，销售收入增长率将随之呈下行态势。

综上，结合公司经营发展规划及未来新增用户拓展情况，预测期天然气销售收入实现持续增长的预测具备合理性与审慎性。

六、结合报告期内各项业务毛利率变动的主要原因，同行业可比公司同类业务毛利率变动趋势，市场竞争情况，天然气市场价格变化趋势，行业最新价格机制政策影响，标的资产为维持毛利率稳定拟采取的措施及其有效性等，说明各业务毛利率预测是否合理、谨慎。

（一）各标的资产预测期毛利率变动原因、毛利率预测合理性分析如下：

1、南通中油

南通中油各业务类型毛利率变动情况见下表：

单位：万元

业务	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
天然气销售业务收入	56,132.35	54,599.38	55,014.38	56,369.74	57,370.24	58,163.67	58,637.30
天然气销售业务成本	46,838.84	44,664.68	45,244.66	46,339.41	47,160.63	47,815.96	48,207.88
天然气销售业务毛利率	16.56%	18.20%	17.76%	17.79%	17.80%	17.79%	17.79%
天然气代输业务收入	2,753.36	1,522.75	900.93	900.93	900.93	900.93	900.93
天然气代输业务成本	625.72	254.68	174.30	175.04	174.92	175.04	174.95
天然气代输业务毛利率	77.27%	83.28%	80.65%	80.57%	80.58%	80.57%	80.58%
天然气销售综合毛利率	19.40%	19.96%	18.77%	18.78%	18.77%	18.75%	18.74%
天然气工程安装收入	1,578.86	1,280.44	567.34	487.71	408.07	371.37	353.03
天然气工程安装成本	1,192.28	741.07	417.73	356.40	295.08	262.05	245.55
天然气工程安装毛利率	24.48%	42.12%	26.37%	26.92%	27.69%	29.44%	30.45%

南通中油毛利率变动原因及合理性分析如下：

报告期 2025 年公司天然气销售、天然气代输业务毛利率较 2024 年均有所提升，主要系天然气采购单价下降及相关生产成本部分支出有所下降所致。生产成本下降主要原因如下：一是固定资产折旧摊销减少，公司 2024 年管道沟槽类固定资产按 20 年计提折旧，2025 年调整折旧年限至 30 年，年折旧额相应降低；二是安全生产费计提金额下降，公司专项储备账面结余已超过规定应计提金额的 3 倍，依据相关政策规定当期可暂停计提；三是其他直接材料支出减少，系天然气工程安装业务收入同比下滑，配套表具等工程耗材投入同步减少；四是修理及维护费用报告期内有所下降，主要系 2024 年因门站出站管道应急抢修产生大额维修支出，该支出具备偶发属性，不具备持续性。本次预测期对安全生产费参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136 号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测。故预测期的天然气销售业务和天然气代输业务的毛利率较报告期有所下降。

报告期内 2025 年天然气工程安装服务综合毛利率较 2024 年有所上升，主要系 2024 年南通中油天然气工程安装业务承接乡镇老旧用户、零散开户业务量高，单户管线距离长、单独开挖施工、无法批量集采，单位成本远高于市区批量项目；同时承接了大量乡镇零散中压管道改造，管线短、配套多、报价低，毛利极薄，拉高了业务成本。2025 年南通中油缩减零散小微工业改造项目，优先承接标准化园区配套、中型规上企业成套接驳及成片安置小区项目，项目单体规模、施工标准化程度提升，低毛利零散业务占比大幅下降，毛利率提升。预测期分业务类

型测算各类工程安装服务毛利，受居民、工商业等各类安装工程业务结构占比逐年变动影响，天然气工程安装服务毛利将呈现一定波动是合理的。

2、甘河中油

甘河中油各业务毛利率变动情况见下表：

单位：万元

业务	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
天然气销售业务收入	17,180.28	19,197.34	19,192.15	19,601.50	19,840.68	19,840.68	19,840.68
天然气销售业务成本	11,576.27	12,855.99	12,817.51	13,086.40	13,246.97	13,231.50	13,224.42
天然气销售业务毛利率	32.62%	33.03%	33.21%	33.24%	33.23%	33.31%	33.35%
天然气代输业务收入	2,327.24	2,305.73	2,146.42	2,146.42	2,146.42	2,146.42	2,146.42
天然气代输业务成本	726.92	531.14	723.26	742.79	759.70	719.24	700.75
天然气代输业务毛利率	68.76%	76.96%	66.30%	65.39%	64.61%	66.49%	67.35%
天然气销售综合毛利率	36.93%	37.74%	36.54%	36.41%	36.30%	36.55%	36.67%

甘河中油毛利率变动原因及合理性分析如下：

报告期内毛利率增加主要原因为一是天然气采购单价下降，二是固定资产折旧减少，公司 2024 年管道沟槽类固定资产按 20 年计提折旧，2025 年调整折旧年限至 30 年，年折旧额相应降低。

预测期毛利率较 2025 年下降主要原因如下：一是安全生产费计提金额上升，报告期内公司专项储备账面结余已超过规定应计提金额的 3 倍，依据相关政策规定当期可暂停计提；本次预测期对安全生产费参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136 号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测。二是固定资产折旧增加，公司 2025 年年中新增固定资产导致预测期固定资产折旧高于 2025 年。故预测期的毛利率较报告期有所下降。

从甘河中油的毛利率变动表可以看出，报告期内天然气销售综合毛利率分别为 36.93%和 37.74%，预测期综合毛利率在 36.30%至 36.67%之间波动，预测期与报告期的综合毛利率整体保持平稳。报告期及预测期，甘河中油天然气销售业务占总营收比重均维持在 90%左右，是决定甘河中油整体综合毛利率的核心因素；天然气代输业务营收占比仅 10%左右，但该业务毛利率远高于天然气销售业务，起到拉高整体综合毛利率的作用，两大业务结构稳定，为毛利率平稳预测提供了

经营基础。

3、中油珠海-扬州中油

扬州中油各业务毛利率变动情况见下表：

单位：万元

业务	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
天然气销售业务收入	29,606.37	22,391.35	24,148.92	25,249.90	26,091.21	26,467.72	26,509.92
天然气销售业务成本	25,589.89	19,287.66	20,776.14	21,691.30	22,394.89	22,719.26	22,755.28
天然气销售业务毛利率	13.57%	13.86%	13.97%	14.09%	14.17%	14.16%	14.16%
天然气代输业务收入	293.85	717.86	691.51	698.49	700.88	700.88	700.88
天然气代输业务成本	75.48	218.76	173.15	172.21	171.43	171.86	171.70
天然气代输业务毛利率	74.31%	69.53%	74.96%	75.34%	75.54%	75.48%	75.50%
LNG 贸易业务收入	0.00	144.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LNG 贸易业务成本	0.00	34.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LNG 贸易业务毛利率	0.00%	75.92%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
天然气销售综合毛利率	14.16%	15.97%	15.66%	15.74%	15.77%	15.74%	15.74%
天然气工程安装收入	411.46	236.41	375.63	316.59	120.33	118.70	118.70
天然气工程安装成本	390.11	212.92	341.35	285.32	109.94	108.58	108.58
天然气工程安装毛利率	5.19%	9.93%	9.13%	9.88%	8.64%	8.53%	8.53%

扬州中油毛利率变动原因及合理性分析如下：

报告期内天然气销售业务毛利率及天然气代输业务毛利率下降主要原因：一是天然气采购单价下降；二是高压管道新建工程完工转固导致年折旧额相应增加；三是安全生产费计提金额增加，2024 年公司专项储备账面结余已超过规定应计提金额的 3 倍，依据相关政策规定当期可暂停计提，2025 年恢复计提安全生产费。预测期毛利率呈先降后升趋势，主要原因系 2026 年 LNG 贸易业务不再发生，导致毛利率阶段性下行；后续随着用户用气量持续提升，供气业务规模不断扩大，带动毛利率稳步回升。

报告期内天然气工程安装服务毛利率呈上升趋势，波动较为明显，主要受工程安装收入结构的影响。扬州中油工程安装业务以居民用户工程为主，且多为老旧小区改造项目，需对全小区进行管道敷设，敷设成本高，但老居民小区天然气的报装率存在差异，2025 年的报装率高于 2024 年报装率，导致 2025 年毛利率高于 2024 年，同时 2025 年新增工业用户安装，这部分毛利率较高，对整体毛利

率有所提升。扬州中油老小区整体报装率偏低，在一定程度上拉低了公司毛利率水平。预测期公司分业务类型测算各类工程安装服务毛利，受居民、工商业等各类安装工程业务结构占比逐年变动影响，天然气工程安装服务毛利将呈现一定波动。

4、天达胜通-南京洁宁

南京洁宁各业务毛利率变动情况见下表：

单位：万元

业务	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
天然气销售业务收入	16,629.80	15,140.15	14,523.16	14,755.67	14,922.82	14,990.84	15,056.95
天然气销售业务成本	15,243.56	12,879.81	12,454.57	12,658.23	12,815.50	12,869.81	12,926.21
天然气销售业务毛利率	8.34%	14.93%	14.24%	14.21%	14.12%	14.15%	14.15%
天然气工程安装服务收入	2,586.80	1,920.27	102.30	100.00	101.84	95.42	95.42
天然气工程安装服务成本	1,658.41	1,264.53	71.56	69.95	71.24	66.74	66.74
天然气工程安装服务毛利率	35.89%	34.15%	30.05%	30.05%	30.05%	30.05%	30.05%

南京洁宁毛利率变动原因及合理性分析如下：

报告期内天然气销售业务的毛利率增加主要原因如下：一是天然气采购单价下降，与上游供应商签订的采购定价机制中，价格构成包含固定价差部分，本期上游下调采购定价中的固定价差水平，直接降低单位气源采购成本，进而带动整体天然气采购成本下行；二是是固定资产折旧摊销减少，公司 2024 年管道沟槽类固定资产按 20 年计提折旧，2025 年调整折旧年限至 30 年，年折旧额相应降低；三是安全生产费计提金额下降，公司专项储备账面结余已超过规定应计提金额的 3 倍，依据相关政策规定当期可暂停计提。本次预测期对安全生产费参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136 号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测。故预测期的天然气销售业务的毛利率较报告期有所下降。

报告期内 2025 年天然气工程安装服务毛利较 2024 年略有下降，主要是受居民、工商业等各类安装工程业务结构占比变动影响。考虑工程分布较分散等因素，因此预测期毛利率参考报告期毛利率谨慎预测。

5、天达胜通-南昌中油

南昌中油各业务毛利率变动情况见下表：

单位：万元

业务	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
天然气销售业务收入	7,104.60	6,286.78	6,520.32	6,722.89	6,894.41	7,054.93	7,215.53
天然气销售业务成本	6,229.84	5,585.34	5,968.39	6,138.72	6,281.92	6,415.60	6,545.69
天然气销售业务毛利率	12.31%	11.16%	8.46%	8.69%	8.88%	9.06%	9.28%
天然气工程安装服务收入	303.40	401.77	149.09	75.15	59.75	59.75	59.75
天然气工程安装服务成本	201.02	209.14	104.36	52.61	41.83	41.83	41.83
天然气工程安装毛利率	33.74%	47.95%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%

南昌中油毛利率变动原因及合理性分析如下：

报告期内，公司 2024 年、2025 年天然气销售毛利率分别为 12.31%和 11.16%，略有下降。该变化是多重因素叠加的结果：2025 年上游气源短缺，公司被动增加 LNG 补充采购，导致综合采购价格提高。由于公司无上游直采渠道，依赖本地燃气龙头的二次转供，采购成本较一级采购主体具有天然劣势。同时 2025 年受暖冬气候、商业经营承压及能源替代改造推进影响，高毛利的商业用气量下降，而低毛利的居民用气占比上升，拉低了整体盈利水平。

报告期内 2025 年天然气工程安装毛利率较 2024 年有所上升，主要系以前年度小区零散用户后缴费仅涉及表具及表配件安装费导致毛利率上升。

从长期经营基本面来看，区域房地产新增需求持续走弱，新建楼盘燃气配套大额订单稀缺，预测期业务以零散存量改造、小额散户安装业务为主，难以持续承接规模化高毛利项目，2025 年高毛利水平不具备可持续基础。因此预测期毛利率有所下降是合理谨慎的。

6、兴化中油

兴化中油各业务毛利率变动情况见下表：

业务	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
天然气销售业务收入	4,476.70	4,740.38	5,041.59	5,256.68	5,427.70	5,508.83	5,590.02
天然气销售业务成本	4,171.29	4,078.45	4,434.80	4,619.11	4,773.67	4,848.76	4,929.09
天然气销售业务毛利率	6.82%	13.96%	12.04%	12.13%	12.05%	11.98%	11.82%

业务	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
天然气工程安装收入	710.28	576.63	353.89	352.38	324.03	324.03	324.03
天然气工程安装成本	444.69	306.18	200.53	200.48	184.33	184.33	184.33
天然气工程安装毛利率	37.39%	46.90%	43.34%	43.11%	43.11%	43.11%	43.11%

兴化中油毛利率变动原因及合理性分析如下：

报告期内天然气销售业务毛利率增加主要原因：一是天然气采购单价下降；二是固定资产折旧摊销减少，公司 2024 年管道沟槽类固定资产按 20 年计提折旧，2025 年调整折旧年限至 30 年，年折旧额相应降低；三是安全生产费计提金额下降，公司专项储备账面结余已超过规定应计提金额的 3 倍，依据相关政策规定当期可暂停计提。本次预测期对安全生产费参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136 号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测。故预测期的天然气销售业务毛利率较报告期有所下降。

报告期内 2025 年用户工程毛利率较 2024 年有所上升，主要系业务结构优化所致，2024 年乡镇老旧用户、零散开户业务量高，单户管线距离长、单独开挖施工、无法批量集采，单位成本远高于市区批量项目；同时承接大量乡镇零散中压改造，管线短、配套多、报价低，毛利极薄，拉高了整体成本，随着低毛利零散业务的占比下降，以及区域内成片安置小区、工业园区配套项目等高质量工程收入占比提升，安装业务毛利率得以修复回升。由于兴化中油经营区域较广，乡镇业务、成片安置小区、工业园区配套项目均有涵盖，故未来参考报告期内平均毛利率进行预测。

7、庆云中油

庆云中油各业务毛利率变动情况见下表：

单位：万元

业务	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
天然气销售收入	8,162.93	8,887.80	9,065.33	9,137.99	9,205.02	9,220.32	9,220.32
天然气销售成本	8,442.23	8,731.52	8,864.73	8,911.84	8,966.67	8,976.46	8,971.17
天然气销售业务毛利率	-3.42%	1.76%	2.21%	2.47%	2.59%	2.64%	2.70%

业务	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
天然气工程安装收入	1,545.50	194.07	337.50	319.00	300.50	230.00	230.00
天然气工程安装成本	553.92	135.62	96.08	83.16	70.23	0.00	0.00
天然气工程安装毛利率	64.16%	30.12%	71.53%	73.93%	76.63%	100.00%	100.00%

庆云中油毛利率变动原因及合理性分析如下：

报告期内天然气销售业务的毛利率增加主要原因如下：一是天然气采购单价下降；二是固定资产折旧摊销减少，公司 2024 年管道沟槽类固定资产按 20 年计提折旧，2025 年调整折旧年限至 30 年，年折旧额相应降低；三是安全生产费计提金额下降，公司专项储备账面结余已超过规定应计提金额的 3 倍，依据相关政策规定当期可暂停计提；四是 2025 年 11 月庆云县居民用气开始实行新的阶梯价格制度，根据庆云发展和改革局 2025 年 10 月 29 日发布《关于公布我县取暖季天然气销售价格的通知》(庆发改价格[2025]85 号)，自 2025 年 11 月 1 日，现行居民用气实行阶梯价格制度，具体按文件公布的一、二、三档阶梯价格执行。具体执行价格表如下：第一阶梯销售价格为 3.05 元/立方米；第二阶梯销售价格为 3.53 元/立方米；第三阶梯销售价格为 4.24 元/立方米。相较庆云发展和改革局 2023 年 11 月 1 日发布《关于公布我县取暖季天然气销售价格的通知》（庆发改价格[2023]105 号），自 2023 年 11 月 1 日，具体执行价格表如下：第一阶梯销售价格为 2.95 元/立方米；第二阶梯销售价格为 3.41 元/立方米；第三阶梯销售价格为 4.09 元/立方米；居民销售价格有所上升。预测期居民销售单价测算过程中，统一依据最新政府定价文件规定的居民第一阶梯气价进行取值。故预测期的天然气销售业务的毛利率较报告期有所上升。

报告期内 2025 年天然气工程安装服务毛利较 2024 年有所下降，主要是受居民、工商业等各类安装工程业务结构占比逐年变动影响，毛利波动幅度较大，主要原因为：庆云中油以居民工程安装为主，为房地产开发公司开发的商品房、政府建设主管单位或集体开发的房产以及个人住宅等提供入户安装服务，2024 年房地产公司新增开发楼盘导致居民安装工程较多，同时存在相对较大工商业安装工程，使得收入较多，毛利较高；2025 年随着房地产行业的下行趋势，导致居民安装业务规模大幅缩减，居民安装收入下降，随之毛利下降。预测期公司分业

务类型测算各类工程安装服务毛利，毛利率逐步上升。主要系其他用户工程为 2017 年至 2022 年承接的庆云县农村“气代煤”改造工程，系落实国家及省、市清洁取暖政策的重要民生工程，该项目总投资 7,528.6476 万元，主要建设内容包括居民户内燃气设施安装、村内管网敷设、调压设施等，该项目已通过竣工验收通气并交付使用。经双方核对确认，截至 2025 年 12 月 31 日，庆云县住房和城乡建设局累计支付农村“气代煤”工程款 3,728.95 万元，剩余未拨付工程款 3,799.6976 万元，该笔款项为公司垫资完成工程的应收款，由于县财政出现短期困难，未能及时拨付，对于该工程款项预测期逐年确认收入，但对应工程施工已全额计提减值，无对应成本产生，故导致毛利率逐年上升。

(二) 同行业可比上市公司同类业务毛利率变动趋势比较

1、天然气销售毛利率与同行业可比上市公司对比及合理性分析

鉴于同行业可比上市公司未单独区分管道运输（即代输业务）的毛利率，本次分析将部分标的资产的天然气销售和天然气代输业务合并计算天然气销售毛利率。

报告期内及预测期各标的资产的天然气销售毛利率水平详见下表：

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
南通中油	19.40%	19.96%	18.77%	18.78%	18.77%	18.75%	18.74%
甘河中油	36.93%	37.74%	36.54%	36.41%	36.30%	36.55%	36.67%
中油珠海-扬州中油	14.16%	15.97%	15.66%	15.74%	15.77%	15.74%	15.74%
天达胜通-南京洁宁	8.34%	14.93%	14.24%	14.21%	14.12%	14.15%	14.15%
天达胜通-南昌中油	12.31%	11.16%	8.46%	8.69%	8.88%	9.06%	9.28%
兴化中油	6.82%	13.96%	12.04%	12.13%	12.05%	11.98%	11.82%
庆云中油	-3.42%	1.76%	2.21%	2.47%	2.59%	2.64%	2.70%

各标的资产与同行业可比上市公司的天然气销售毛利率对比情况如下：

可比公司简称	2024 年度	2025 年度
百川能源	7.17%	5.97%
美能能源	13.33%	14.94%
陕天然气	9.75%	7.55%
新奥股份	9.86%	9.54%
重庆燃气	3.09%	0.34%

可比公司简称	2024 年度	2025 年度
深圳燃气	14.43%	13.73%
新疆火炬	20.09%	20.56%
新天然气	22.26%	9.58%
可比公司平均值	12.50%	10.28%
南通中油	19.40%	19.96%
甘河油	36.93%	37.74%
中油珠海-扬州中油	14.16%	15.97%
天达胜通-南京洁宁	8.34%	14.93%
天达胜通-南昌中油	12.31%	11.16%
兴化中油	6.82%	13.96%
庆云中油	-3.42%	1.76%

可比公司间指标分化明显，各上市公司天然气销售毛利率存在差异，具备客观行业与区域合理性，主要受多重因素共同影响：一是气源采购成本存在分化，企业气源渠道分为长协管道气、LNG 现货、低成本非常规气等，采购规模、输送管输费用、冬季保供高价 LNG 采购量不同，形成单位购气成本差距；二是各地终端气价监管及顺价机制不一，居民用气实行刚性政府定价，调价周期长，非居民用气市场化传导空间各省存在明显区别；三是终端用户结构差异显著，居民、工商业、供暖、对外批发售气单立方毛利水平不同，各类气量占比变化直接影响综合毛利率，大型工业客户议价让利会进一步压缩单位价差；四是保供调峰、管网损耗成本不同，自有储气设施、管网运维水平决定气损与调峰成本，采暖季高价气源采购会摊薄全年毛利；五是各公司天然气批发、加气站、管道零售业务配比不同，薄利批发业务占比越高综合毛利越低；同时不同企业管网折旧、运维费用归集、政府补助核算等会计口径存在差异，进一步拉大同行毛利率区间。

各标的资产与同行业可比上市公司毛利率对比分析如下：

（1）南通中油

南通中油 2024 年及 2025 年天然气销售毛利率分别为 19.40%、19.96%，高于同行业可比公司平均水平（12.50%、10.28%），主要得益于其工业用户主导的业务结构所带来的多重经营优势，具体分析如下：

①工业用户占比高，配气价格及单位毛利空间更大

南通中油工业用户占比超过 90%，业务结构以工业用气为主导。城燃企业的用户结构中，工业用气配气价格通常高于居民用气，且工业用户用气量大、用气负荷稳定，单位毛利空间更大。工业用气占比高的城燃企业普遍具备更强的盈利能力，南通中油凭借工业用户主导的业务结构，在配气价格和单位毛利空间上均优于以居民用户为主的城燃企业，是其毛利率高于行业均值的基础原因。

②工业用户顺价能力强，成本传导更为通畅

工业用气价格采用市场化方式，顺价机制更为灵活。南通中油所在地如皋市已建立天然气上下游价格联动机制，非居民用管道天然气最高销售价格定期调整。在联动机制下，当上游购气成本变动时，工业用气销售价格可及时同向调整，成本传导时滞较短。相比之下，居民用气价格调整需经听证等程序，频次较低、周期较长，居民用户占比较高的城燃企业往往面临成本传导滞后导致的毛利压缩。南通中油以工业用户为主的业务结构使其在联动机制下能够更及时地将上游成本变化传导至终端，保障了毛利率的稳定性。

③工业用户用气量大且稳定，管网负荷率高，单位固定成本摊薄

工业用户用气规模大、用气规律稳定，使得供气管网始终保持较高负荷率。较高的管网负荷率有效摊薄了管网折旧、维护等固定成本，降低了单位供气成本。同时，工业客户集中于各个工业园区，管网敷设密度高、服务半径小，无需像服务分散的居民用户那样投入大量管网建设和维护资源，进一步降低了单位配送成本。

综上，南通中油天然气销售毛利率高于同行业可比公司平均水平，主要系其工业用户占比超过 90%的业务结构所决定的，工业用气配气价格更高、顺价能力更强、管网负荷率更高、单位固定成本更低，多重因素共同作用，但处于同行业合理区间。

（2）甘河中油

甘河中油报告期及预测期销售毛利率显著高于同行业可比公司平均水平，主要得益于其在经营区域、业务结构、客户构成及资产配置等方面的差异化优势，

具体原因如下：

①经营区域集中，业务模式精简

甘河中油经营区域集中于甘河工业园区，服务范围相对集中，管网敷设密度高、长度较短，无需大范围敷设长距离输配管道，有效降低了管网建设投入和后续维护成本。同时，公司业务结构以天然气销售为主，代输业务占比较小，无需承担多元化业务带来的额外管理成本和资金占用，整体经营模式较为精简。

②工业客户占比高，客户集中度优势显著

甘河中油工业客户占比接近 90%，客户结构以园区内大型工业企业为主，客户集中度高。工业客户用气量大且用气规律稳定，使得公司无需配置大量销售人员和服务网点进行市场开拓与用户维护，降低了销售费用和服务成本。工业园区内工业客户由园区管委会统一招商引资进驻，企业无需投入营销推广费用即可获得稳定的大客户资源。

③气源采购成本较低，资产结构较为优化

甘河中油地处青海省，气源主要来自青海油田等本地及周边气源，运输距离短、管输费用低，综合采购成本天然优于依赖进口 LNG 或长距离管输的内地城燃企业。同时，公司管网等主要固定资产建设较早，部分资产已提足折旧或进入折旧后期，单位固定成本分摊压力较小，进一步降低了单位供气成本。客户集中于工业园区，管道及配套设施使用效率高、负荷饱满，进一步摊薄了单位固定成本。

④综合成本控制有力，盈利能力稳定

由于销售价格受政府定价管理，公司无法通过提价扩大利润空间，但在成本端的上述多重优势支撑下，毛利率得以保持在高于行业平均水平的合理区间。

综上，甘河中油凭借工业园区集中供气的经营模式、高比例的工业客户结构、低成本的气源优势及优化的资产配置，获取高于行业平均的毛利率，符合行业个体差异的客观规律，其报告期及预测期毛利率水平具备合理性。

（3）中油珠海-扬州中油、天达胜通-南京洁宁、天达胜通-南昌中油、兴化

中油

中油珠海—扬州中油、天达胜通—南京洁宁、天达胜通—南昌中油及兴化中油四家公司 2024 年及 2025 年天然气销售毛利率均围绕行业平均水平波动，处于合理区间内。

（4）庆云中油

庆云中油报告期及预测期销售毛利率显著低于同行业可比公司平均水平，主要受其经营区域禀赋、客户结构特征、气源采购条件及资产运营模式等方面的差异化因素影响，具体原因如下：

①经营区域分散，管网固定成本分摊压力大

庆云中油经营区域覆盖城区、乡镇及农村散户，管网敷设范围广、战线长，相较于园区集中供气模式，管网建设投入及后期巡检、维保等运维成本更高。同时，业务覆盖城乡全域需配套完善的基层服务站点与运维人员，刚性运营成本显著高于园区型城燃企业，固定成本摊销压力持续压低单位供气毛利。

②居民用气占比偏高，高毛利工商业客户体量有限

公司客户结构中居民用户占比偏高，大型稳定工商业用气客户体量不足。居民用气具备单户用气量低、运维成本高的特点；且居民气价受严格民生管控，调价流程长、顺价滞后性强，气源成本上涨时无法及时疏导，易出现阶段性购销价差收窄甚至毛利为负的情形，持续压制整体毛利率水平。

③气源采购成本偏高，无区域低成本气源优势

庆云中油地处华北区域，本地无自产油气资源，气源高度依赖外部长距离管道气及冬季调峰 LNG 采购，管输路径长、中转费用高、冬季现货溢价显著。对比新疆、青海等具备本地低价气源的区域燃气企业，综合采购成本天然偏高；华北冬季采暖季用气缺口大，需大量采购合同外高价管道气或市场化 LNG 补缺口，进一步推高年度加权采购成本，压缩购销毛利空间。

④管网负荷率偏低，成本传导存在刚性约束

公司城乡管网覆盖面广，但乡镇及农村居民用气负荷分散、户均用气量低，

整体管网资产利用饱和度不足，单位气量分摊的折旧及运维固定成本更高。叠加居民气价联动调价存在审批周期，成本无法及时、足额向下游传导，多重因素叠加导致毛利率持续处于行业偏低水平。

综上，庆云中油受县域城乡分散经营、居民低毛利业务占比高、无本地低价气源、管网固定成本偏高及负荷率不足等因素综合影响，毛利率整体低于行业平均水平，符合县域普通城燃企业的经营现状与行业差异化规律，毛利率水平具备合理性与客观性。

综上，各标的资产的毛利率水平与同行业可比公司对比是合理的，变动趋势与同行业各可比公司差异具有合理性。

2、天然气工程安装毛利率与同行业可比上市公司对比及合理性分析

报告期内及预测期各标的资产的天然气工程安装综合毛利率水平详见下表：

公司名称	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
南通中油	24.48%	42.12%	26.37%	26.92%	27.69%	29.44%	30.45%
甘河中油	-	-	-	-	-	-	-
中油珠海-扬州中油	5.19%	9.93%	9.13%	9.88%	8.64%	8.53%	8.53%
天达胜通-南京洁宁	35.89%	34.15%	30.05%	30.05%	30.05%	30.05%	30.05%
天达胜通-南昌中油	33.74%	47.95%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%
兴化中油	37.39%	46.90%	43.34%	43.11%	43.11%	43.11%	43.11%
庆云中油	64.16%	30.12%	71.53%	73.93%	76.63%	100.00%	100.00%

各标的资产与同行业可比上市公司的天然气工程安装综合毛利率对比情况
见下表：

可比公司简称	2024 年度	2025 年度
百川能源	69.56%	68.70%
美能能源	49.72%	51.96%
陕天然气	45.21%	49.88%
新奥股份	38.88%	44.22%
重庆燃气	40.75%	47.69%
深圳燃气	46.18%	46.65%
新疆火炬	57.87%	58.97%
新天然气	39.12%	37.96%

可比公司简称	2024 年度	2025 年度
可比公司平均值	48.41%	50.75%
南通中油	24.48%	42.12%
甘河中油	-	-
中油珠海-扬州中油	5.19%	9.93%
天达胜通-南京洁宁	35.89%	34.15%
天达胜通-南昌中油	33.74%	47.95%
兴化中油	37.39%	46.90%
庆云中油	64.16%	30.12%

可比上市公司天然气工程安装毛利率存在差异，系多重内外部因素共同作用所致：一是各地燃气安装收费监管政策、居民工程安装费政府限价标准不同，工商业项目区域市场竞争程度分化，直接决定项目定价空间；二是企业业务结构存在区别，居民安装与工商业工程、新建配套项目与老旧改造项目收入占比不同，带来综合毛利率分化；三是材料集采规模、区域施工条件、人工成本、施工管理水平形成成本端差距；四是各公司工程成本归集、费用分摊等会计核算口径存在差异；此外房地产开工周期、大宗商品价格波动、政府惠民改造硬性任务等阶段性因素，会进一步拉大同行间毛利率差距。整体来看，毛利率差异具备行业与区域客观合理性。

（1）南通中油

报告期内，南通中油天然气工程安装毛利率分别为 24.48%和 42.12%，呈上升趋势，受项目特征影响毛利率水平低于可比公司均值。南通中油天然气工程安装毛利率低于同行业可比公司，2025 年差距大幅收窄，改善趋势明显，差异处于行业合理区间。南通中油天然气工程安装毛利率波动主要原因系两年承接的工程项目结构、业务类型存在差异所致。2024 年南通中油天然气工程安装业务承接乡镇老旧用户、零散开户业务量高，单户管线距离长、单独开挖施工、无法批量集采，单位成本远高于市区批量项目；同时承接了大量乡镇零散中压管道改造，管线短、配套多、报价低，毛利极薄，拉高了业务成本。2025 年南通中油缩减零散小微工业改造项目，优先承接标准化园区配套、中型规上企业成套接驳及成片安置小区项目，项目单体规模、施工标准化程度提升，低毛利零散业务占比大幅下降，毛利率提升。南通中油天然气工程安装毛利率水平及变化趋势与可比公

司差异具有合理性。

南通中油报告期内和预测期的天然气工程安装毛利率低于可比上市公司平均水平，南通中油的毛利率预测具有合理性。

（2）甘河中油

甘河中油报告期内无天然气工程安装业务，故未对其进行分析。

（3）中油珠海-扬州中油

报告期内，扬州中油天然气工程安装毛利率分别为 5.19%和 9.93%，呈上升趋势，波动较为明显，主要受工程安装收入结构的影响。扬州中油工程安装业务以居民用户工程为主，且多为老旧小区改造项目，需对全小区进行管道敷设，敷设成本高，但老居民小区天然气的报装率存在差异，2025 年的报装率高于 2024 年报装率，导致 2025 年毛利率高于 2024 年，同时 2025 年新增工业用户安装，这部分毛利率较高，对整体毛利率有所提升。扬州中油老小区整体报装率偏低，在一定程度上拉低了公司毛利率水平，使其低于同行业可比公司均值。故扬州中油天然气工程安装毛利率水平及变化趋势与可比公司差异具有合理性。预测期公司分业务类型测算各类工程安装服务毛利，受居民、工商业等各类安装工程业务结构占比逐年变动影响，天然气工程安装服务毛利将呈现一定波动，相关预测逻辑具备合理性。

综上，扬州中油报告期内和预测期的天然气工程安装毛利率低于可比上市公司平均水平，扬州中油的毛利率预测具有合理性。

（4）天达胜通-南京洁宁

报告期内，南京洁宁天然气工程安装毛利率分别为 35.89%和 34.15%，两年毛利率水平基本一致，整体较为稳定，与同行业可比公司均值变动趋势一致。南京洁宁毛利率水平低于可比公司均值，主要受项目类型特征影响，南京洁宁项目主要为居民小区建设项目，毛利率特征呈现为偏低的水平，毛利率水平低于可比公司均值具有合理性。

南京洁宁报告期内和预测期的天然气工程安装毛利率低于可比上市公司平

均水平，南京洁宁的毛利率预测具有合理性。

（5）天达胜通-南昌中油

报告期内，南昌中油天然气工程安装毛利率分别为 33.74%和 47.95%，呈上升趋势，主要系以前年度小区零散用户后缴费仅涉及表具及表配件安装费导致毛利率上升。南昌中油天然气工程安装毛利率低于行业平均水平，差异处于行业合理区间，因其项目主要为小而分散的商业，毛利率特征呈现为偏低的水平，南昌中油天然气工程安装毛利率水平及变化趋势与可比公司差异具有合理性。

南昌中油报告期内和预测期的天然气工程安装毛利率低于可比上市公司平均水平，南昌中油的毛利率预测具有合理性。

（6）兴化中油

报告期内，兴化中油天然气工程安装毛利率分别为 37.39%和 46.90%，2025 年毛利率增幅较为显著，主要系业务结构优化所致，受项目特征影响毛利率水平低于可比公司均值，2025 年差距大幅收窄，改善趋势明显，差异处于行业合理区间。兴化中油 2025 年安装毛利率较 2024 年提升，主要系 2024 年乡镇老旧用户、零散开户业务量高，单户管线距离长、单独开挖施工、无法批量集采，单位成本远高于市区批量项目；同时承接大量乡镇零散中压改造，管线短、配套多、报价低，毛利极薄，拉高了板块整体成本，导致 2024 年毛利率处于同行业较低水平。2025 年，随着低毛利零散业务的占比下降，以及区域内成片安置小区、工业园区配套项目等高质量工程收入占比提升，安装业务毛利率得以修复回升。兴化中油天然气工程安装毛利率水平及变化趋势与可比公司差异具有合理性。

兴化中油报告期内和预测期的天然气工程安装毛利率低于可比上市公司平均水平，兴化中油的毛利率预测具有合理性。

（7）庆云中油

报告期内，庆云中油天然气工程安装毛利率分别为 64.16%和 30.12%，毛利波动幅度较大，主要原因为庆云中油以居民工程安装为主，为房地产开发公司开发的商品房、政府建设主管单位或集体开发的房产以及个人住宅等提供入户安装服务，2024 年房地产公司新增开发楼盘导致居民安装工程较多，同时存在相对

较大工商业安装工程，使得收入较多，毛利较高；2025 年随着房地产行业的下行趋势，导致居民安装业务规模大幅缩减，居民安装收入下降，导致毛利下降。庆云中油天然气工程安装毛利率水平及变化趋势与可比公司差异具有合理性。

预测期毛利率逐步上升是因为其他用户工程为 2017 年至 2022 年承接的庆云县农村“气代煤”改造工程，系落实国家及省、市清洁取暖政策的重要民生工程，该项目总投资 7528.6476 万元，主要建设内容包括居民户内燃气设施安装、村内管网敷设、调压设施等。该项目已通过竣工验收通气并交付使用。经双方核对确认，截至 2025 年 12 月 31 日，庆云县住房和城乡建设局累计支付农村“气代煤”工程款 3,728.95 万元，剩余未拨付工程款 3,799.6976 万元，该笔款项为公司垫资完成工程的应收款，由于县财政出现短期困难，未能及时拨付，对于该工程款项预测期逐年确认收入，但对应工程施工已全额计提减值，无对应成本产生，故导致毛利率逐年上升。

综上，报告期内各燃气公司各类业务毛利率水平及其变化趋势与同行业可比公司同类业务相比，受各公司经营区域、客户类型、定价政策及成本管控等方面不同，导致存在一定差异，具备合理性。本次预测基于谨慎性原则，对预测期各标的资产的工程安装毛利率是合理的。

（三）市场竞争情况

1、核心竞争格局：特许经营权形成区域排他壁垒，直接同业竞争极小

各标的资产均持有当地政府核发的管道燃气特许经营协议，经营区域内享有管道燃气独家建设、运营、供气权利，区域内不允许其他企业重复敷设市政管道管网开展居民、工商业管道供气业务，不存在其他管道燃气经营主体的直接同业竞争。

存量用户锁定稳定，无恶性价格竞争压力，区域居民用户管网入户改造成本高、切换替代能源成本较高，客户黏性强；存量工商业用户均配套专属管线，长期签署年度供气框架协议，合作周期稳定。不存在同区域燃气企业低价抢客、大幅压缩购销价差的情形，终端销售定价严格执行地方发改部门核定的政府指导价、配气价格标准，企业自主调价空间有限，购销价差具备政策刚性支撑，不会因同

业竞争出现毛利率大幅下滑。

区域外燃气企业无法跨区渗透，其他区域城燃企业仅可在自身特许范围内经营，受行政区划、管网资产、特许协议约束，不能跨区域开展管道零售业务，不存在外来燃气主体分流核心存量用气、挤压毛利空间的情形。

综上，由于标的资产所处的行业具有一定程度的区域排他性和自然垄断性，各标的资产在其经营区域内已取得特许经营权，其他竞争者短时间内很难再次进入。

2、其他能源的替代竞争

在特许经营区域终端用气市场，标的资产管道天然气主要面临电力（热泵/电锅炉/光伏直供）、LNG 点供、煤炭、生物质、氢能五类能源替代竞争，不同能源适用场景、分流压力、对公司气量与毛利冲击存在显著差异，中低温工商业、零散小型工业客户存在持续分流压力；但高温工业、长期稳定用气存量客户存在场景刚性，替代冲击可控。

综上，虽然市场存在电力、LNG 点供、生物质等其他能源替代竞争，但该类竞争仅对零散小众用气需求形成小幅分流，公司核心存量居民、大型连续生产工业刚需客户用气具备不可替代性，竞争未造成购销价差持续收窄，对公司整体毛利率不存在实质性不利影响。

本次对于各标的资产的毛利率预测已结合特许经营壁垒、稳定气源成本及能源竞争客观现状，毛利率预测具备合理性与审慎性。

（四）天然气市场价格变化趋势

报告期内及期后，天然气市场价格走势分析详见“问题一.关于经营情况及持续经营能力/七/（一）”。

各标的资产气源采购主要向中石油采购，中石油自产气及管道进口气合计供气占比达 95%，气源供给受国际地缘局势扰动程度较低，为国内天然气供应核心稳定保障。近年来，中石油持续优化气源供给结构，供气规模与采购价格稳定性持续提升，天然气价格波动对各燃气公司采购成本、综合用气成本、毛利率及整

体盈利水平影响有限。基于上述气源稳定、成本波动可控的客观情况，本次毛利率预测具备合理性。

（五）行业最新价格机制政策影响

根据我国目前的天然气价格定价机制，上游天然气采购价格实行基准门站价格管理，由国家发改委发布，具体分为居民价格和非居民价格两类，居民价格由政府定价，非居民价格由供需双方在国家规定的基准门站价格浮动范围内协商确定，标的资产天然气采购价均按上述原则与上游供气单位协商确定。

南通中油对下游各类用户执行不同的天然气销售价格，其中居民用户销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度，价格调整需要履行听证程序；对于工业、商业用户等非居民用户通常以当地政府价格主管部门制定的销售指导价格为上限协商定价。

甘河中油对下游各类用户执行不同的天然气销售价格，销售价格由地方政府价格主管部门统一定价。

扬州中油对下游各类用户执行不同的天然气销售价格，其中居民用户销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度，价格调整需要履行听证程序；对于工业、商业用户等非居民用户实行固定价格气量和购销差价顺价气量两类定价模式。发改委核定中石油天然气销售江苏分公司固定价格气量售价，该部分气量适用最高限价；超出额度的气量按月顺价，燃气公司按月向发改委备案采购单价，采购单价加配气价格为顺价最高价格。扬州中油对非居民用户在相应最高限价内协商确定实际销售价格。

南京洁宁对下游各类用户执行不同的天然气销售价格，其中居民用户销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度，价格调整需要履行听证程序；对于工业、商业用户等非居民用户通常以当地政府价格主管部门制定的销售指导价格为上限协商定价。

南昌中油对下游各类用户执行不同的天然气销售价格，其中居民用户销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度，价格调整需要履行听证程序；对于商业用户等非居民用户通常以当地政府价格主管部门制定的销售指导价

格为上限协商定价。

兴化中油对下游各类用户执行不同的天然气销售价格，其中居民用户销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度，价格调整需要履行听证程序；对于工业、商业用户等非居民用户通常以当地政府价格主管部门制定的销售指导价格为上限协商定价。

庆云中油对下游各类用户执行不同的天然气销售价格，其中居民用户销售价格采取当地政府定价的方式，一般实行阶梯价格制度，价格调整需要履行听证程序；对于工业、商业用户等非居民用户通常以当地政府价格主管部门制定的销售指导价格为上限协商定价。

综上，各标的资产所在经营区域的最新价格机制政策与行业的最新价格机制政策是一致的，故本次预测期的毛利率是合理谨慎的。

（六）标的资产拟采取的措施及其有效性

1、进一步保障上游天然气源稳定

标的资产依托国家管网和中石油合同气源，在气源获取的量与价上具备行业竞争力，成本控制能力较强，可在价格竞争中占据一定优势。因此，公司产品在量和价方面具备优势，能够保障燃气供应的稳定性和可靠性。

2、完善天然气管网，加强下游客户关系管理

在特许经营区域内，各标的资产已建成各层级管线。目前的管网条件可以保障现有业务运营。标的资产会进一步加强管网的日常检修和维护，保障天然气管网及相关设备的正常运行，使得气损率继续维持在较低水平，同时根据未来业务发展需要投资敷设新的管网。

依靠品牌及管理优势，部分标的资产在特许经营区域内工业用户饱和度较高，与客户之间建立了关于生产安排和用气需求的高效、及时沟通渠道，合作关系融洽，这有利于对下游客户的用气量把握，安排采购计划。未来标的资产将继续加强与下游客户的日常工作，提高对下游用气量的管控精准度。同时，标的资产将发挥既有优势积极开拓特许经营区域内的新增产业用户，提高营收规模。

3、加强安全生产管理

天然气属于易燃、易爆气体，一旦发生泄漏，极易引起火灾、爆炸等安全事故，因此安全经营历来是燃气经营企业的工作重点。公司制定了一系列较为健全的安全经营管理制度，按照内部管理制度执行安全经营相关措施，从安全生产的制度化、规范化、加强员工培训及考核机制等方面进一步强化对安全生产的重视程度，从而将安全生产风险尽可能降低。

4、提高管理团队能力，提高内控管理水平

各标的资产将持续强化团队管理效能，全面提升内部管控规范化水平，持续优化内部组织架构体系，进一步厘清各层级管理人员岗位职责、工作边界与权责划分，理顺管理流程，推动各岗位权责清晰、分工明确，夯实高效管理与内控落地的组织基础。

5、根据产业政策要求，及时优化经营战略

天然气作为一种可持续发展的清洁能源，受到产业政策支持与鼓励。2021年3月，“十四五”规划纲要提出，“落实2030年应对气候变化国家自主贡献目标，制定2030年前碳排放达峰行动方案。完善能源消费总量和强度双控制度，重点控制化石能源消费。实施以碳强度控制为主、碳排放总量控制为辅的制度，支持有条件的地方和重点行业、重点企业率先达到碳排放峰值。推动能源清洁低碳安全高效利用，深入推进工业、建筑、交通等领域低碳转型。”

产业政策或相关法律法规的变动将会对燃气行业的市场需求产生一定程度的影响，从而影响公司的业务。各标的资产将积极关注我国天然气产业政策的变化，深入贯彻国家对于天然气产业健康发展的要求，配合相关部门对燃气公司的管控要求，预计产业政策发生变化时，提前有针对性地优化公司经营策略，争取将产业政策的不利影响降到最低程度。

综上，标的资产从气源保障、管网建设与客户运营、安全生产、内部治理、政策适配五大维度制定完善经营保障举措，各项措施贴合自身经营实际、落地路径清晰可行，能够有效对冲气源波动、管网运营、安全风险及政策变动等各类经营不确定性，持续巩固区域燃气经营核心竞争力，保障经营业绩稳定可持续。故

本次预测期的毛利率是合理谨慎的。

七、各项期间费用的具体预测情况、预测过程，并结合报告期内标的资产及同行业可比公司的期间费用率，分析期间费用预测是否合理、谨慎。

（一）各标的资产预测期期间费用相关预测过程、预测依据

1、南通中油

（1）管理费用的具体预测过程、测算依据及合理性

管理费用主要包括职工薪酬、固定资产折旧、业务招待费、车辆费用、租赁费、信息系统维护费、其他等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。

对于租赁费，在合同期内根据合同约定进行预测，合同期外根据已经履行完毕的合同情况，并结合未来的规划进行预测。

其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的管理费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管理费用合计	1,021.08	1,041.84	1,024.69	1,030.02	1,048.47	1,054.37	1,060.16
管理费用率	1.69%	1.81%	1.81%	1.78%	1.79%	1.77%	1.77%
平均管理费用率	1.75%		1.79%				

南通中油报告期的平均管理费用率为 1.75%，预测期的平均管理费用率为 1.79%，预测期管理费用率与报告期管理费用率相近。

（2）销售费用的具体预测过程、测算依据及合理性

销售费用主要包括职工薪酬、固定资产折旧、租赁费、信息系统维护费和其他等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。

对于租赁费，在合同期内根据合同约定进行预测，合同期外根据已经履行完毕的合同情况，并结合未来的规划进行预测。

其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的销售费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
销售费用合计	399.63	382.13	299.27	297.28	299.54	301.60	303.52
销售费用率	0.66%	0.67%	0.53%	0.51%	0.51%	0.51%	0.51%
平均销售费用率	0.66%		0.51%				

南通中油报告期的平均销售费用率为 0.66%，预测期的平均销售费用率为 0.51%，预测期销售费用率与报告期销售费用率相比有所下降是由于信息系统维护费下降及租赁费下降导致，对于信息系统维护费，由于报告期内为信息系统前期阶段，收取费用较高，预测期之后维护费用有所下降，本次评估根据新签合同预测。对于租赁费，由于长江营业厅到期将不续租，会搬迁至企业自购的商铺开展营业，故预测期对搬迁涉及的租赁费未预测。

（3）财务费用的具体预测过程、测算依据及合理性

历史年度财务费用主要为利息收入、利息支出和手续费支出等。

对于利息收入，由于已在溢余资产中考虑相应的资产价值，故不在财务费用中对其进行预测。

对于利息支出，由于南通中油已在评估基准日后报告出具日前偿还长期借款，本次仅预测评估基准日至偿还债务期间的利息支出，之后不予预测相关支出。

对于手续费支出和其他，经资产评估专业人员分析及与企业相关人员沟通了解，根据历史年度手续费和收入的比例关系进行预测。

报告期和预测期的财务费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
财务费用合计	133.90	153.78	78.46	16.09	16.34	16.56	16.68
财务费用率	0.22%	0.27%	0.14%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%
平均财务费用率	0.24%		0.05%				

南通中油报告期的平均财务费用率为 0.24%，预测期的平均财务费用率为 0.05%，预测期财务费用率相较于报告期财务费用率下降是由于南通中油已在评估基准日后报告出具日前偿还长期借款，故导致财务费用中利息支出下降。

2、甘河中油

（1）管理费用的具体预测过程、测算依据及合理性

管理费用主要包括职工薪酬、折旧摊销、业务招待费、车辆费用、租赁费、信息系统维护费和物业管理费等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。

对于租赁费，在合同期内根据合同约定进行预测，合同期外根据已经履行完毕的合同情况，并结合未来的规划进行预测。

其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的管理费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管理费用合计	468.57	440.63	430.29	427.82	431.75	427.88	427.17
管理费用率	2.40%	2.05%	2.02%	1.97%	1.96%	1.95%	1.94%
平均管理费用率	2.22%		1.97%				

甘河中油报告期的平均管理费用率为 2.22%，预测期的平均管理费用率为 1.97%，预测期管理费用率下降主要原因如下：一是主营业务收入逐年增加；二是办公地点租赁合同于 2025 年底到期，2026 年签订新的租赁合同，合同约定的年租金较 2025 年下降所致。

（2）销售费用的具体预测过程、测算依据及合理性

销售费用主要包括职工薪酬、固定资产折旧、车辆费用、技术服务费、水电费和其他等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。

其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的销售费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
销售费用合计	75.47	51.80	53.88	54.34	54.77	54.74	54.91
销售费用率	0.39%	0.24%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%
平均销售费用率	0.31%		0.25%				

甘河中油 2025 年销售费用率 0.24%，较 2024 年销售费用率 0.39%有所下降，主要是因为 2024 年支付了一笔不具延续性的仓储费用，2025 年开始企业仅有零

星运输装卸费用，预测期延续 2025 年企业的经营需求情况预测，预测期的平均销售费用率为 0.25%，与 2025 年销售费用率基本一致。

(3) 财务费用的具体预测过程、测算依据及合理性

历史年度财务费用主要为利息收入和手续费支出等。

对于利息收入，由于已在溢余资产中考虑相应的资产价值，故不在财务费用中对其进行预测。

对于手续费支出，经资产评估专业人员分析及与企业相关人员沟通了解，根据历史年度手续费和收入的比例关系进行预测。

报告期和预测期的财务费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
财务费用合计	-140.35	-143.16	2.39	2.44	2.46	2.46	2.46
手续费	2.23	2.35	2.39	2.44	2.46	2.46	2.46
财务费用率	-0.72%	-0.67%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
手续费率	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
平均财务费用率	-0.69%		0.01%				

甘河中油报告期的平均财务费用率为-0.69%，主要是因为甘河中油无有息负债，报告期内账面留存的货币资金产生的利息收入大于经营需要的手续费支出。预测期平均财务费用率为 0.01%，主要是因为财务费用中不预测利息收入，手续费与报告期内基本一致。

3、中油珠海-扬州中油

(1) 管理费用的具体预测过程、测算依据及合理性

管理费用主要包括工资、折旧费、咨询审计费、摊销费和技术服务费等。

对于差旅费、广告宣传费、业务招待费，本次根据其历史年度占收入的比例确定。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。其余费用根据未来年度业务量的增加每年保持适当增长。

报告期和预测期的管理费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管理费用合计	581.96	555.56	567.16	582.08	590.28	597.53	598.99
管理费用率	1.95%	2.39%	2.28%	2.24%	2.20%	2.20%	2.20%
平均管理费用率	2.17%		2.23%				

扬州中油报告期的平均管理费用率为 2.17%，预测期的平均管理费用率为 2.23%，预测期管理费用率与报告期管理费用率相近。

(2) 销售费用的具体预测过程、测算依据及合理性

销售费用主要包括折旧、工资、信息系统维护费、业务招待费和办公费等。

对于业务招待费，本次根据其历史年度占收入的比例确定。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。其余费用根据未来年度业务量的增加每年保持适当增长。

报告期和预测期的销售费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
销售费用合计	103.31	125.79	132.01	134.79	136.33	137.72	138.38
销售费用率	0.35%	0.54%	0.53%	0.52%	0.51%	0.51%	0.51%
平均销售费用率	0.44%		0.52%				

扬州中油报告期销售费用率由 2024 年 0.35%增加至 2025 年 0.54%，主要是销售人员扩编、营收下滑共同作用的客观经营结果。预测期销售费用率与报告期销售费用率相比有所上升，主要是预测期以 2025 年常态化销售团队配置为基础测算，0.52%的平均费率略高于两年历史均值，符合公司维持现有销售人员规模的经营规划，取值贴合实际经营现状，具备合理性。

（3）财务费用的具体预测过程、测算依据及合理性

历史年度财务费用主要为利息收入、利息支出和手续费支出等。

对于利息收入，由于已在溢余资产中考虑相应的资产价值，故不在财务费用中对其进行预测。

对于利息支出，本次根据企业未来年度的资本结构和平均债务成本进行预测。

对于手续费支出和其他，经资产评估专业人员分析及与企业相关人员沟通了解，根据历史年度手续费和收入的比例关系进行预测。

报告期和预测期的财务费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
财务费用合计	-76.33	-42.94	27.75	27.84	27.92	27.95	27.95
财务费用率	-0.26%	-0.14%	0.09%	0.09%	0.09%	0.09%	0.09%
平均财务费用率	-0.20%		0.09%				

扬州中油报告期的平均财务费用率为-0.20%，预测期的平均财务费用率为0.09%，预测期财务费用率相较于报告期财务费用率增长主要是预测期未考虑利息收入的预测。

4、天达胜通

鉴于天达胜通的期间费用数据由天达胜通、南京洁宁、高佳物流、珠海投资、南昌中油合并预测。故本题回复按天达胜通合并数据作为基础。

（1）管理费用的具体预测过程、测算依据及合理性

管理费用主要包括职工薪酬、折旧费、租赁费、信息系统维护费、业务招待

费、咨询审计费、车辆费用和其他等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。

对于租赁费，在合同期内根据合同约定进行预测，合同期外根据已经履行完毕的合同情况，并结合未来的规划进行预测。

其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的管理费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管理费用合计	959.93	817.20	912.48	935.34	967.78	970.96	972.49
管理费用率	3.61%	3.44%	4.28%	4.32%	4.40%	4.37%	4.34%
平均管理费用率	3.52%		4.34%				

天达胜通报告期的平均管理费用率为 3.52%，预测期的平均管理费用率为 4.34%，预测期管理费用率高于报告期管理费用率，主要是预测期增加考虑了天达胜通平台公司的职工薪酬。

（2）销售费用的具体预测过程、测算依据及合理性

销售费用主要包括职工薪酬、固定资产折旧、信息系统维护费、办公费、其他等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据

企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。

其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的销售费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
销售费用合计	191.21	178.33	132.24	133.29	134.51	135.60	136.58
销售费用率	0.72%	0.75%	0.62%	0.62%	0.61%	0.61%	0.61%
平均销售费用率	0.73%		0.61%				

天达胜通报告期的平均销售费用率为 0.73%，预测期的平均销售费用率为 0.61%，预测期销售费用率与报告期销售费用率相比有所降低是由于信息系统维护费下降导致，对于信息系统维护费，由于报告期内为信息系统前期阶段，收取费用较高，预测期之后维护费用有所下降，本次评估根据新签合同预测。

（3）财务费用的具体预测过程、测算依据及合理性

历史年度财务费用主要为利息收入和手续费支出等。

对于利息收入，由于已在溢余资产中考虑相应的资产价值，故不在财务费用中对其进行预测。对于手续费支出和其他，经资产评估专业人员分析及与企业相关人员沟通了解，根据历史年度手续费和收入的比例关系进行预测。

报告期和预测期的财务费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
财务费用合计	-230.46	-396.76	12.19	12.41	12.63	12.83	13.02
财务费用率	-0.87%	-1.67%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%	0.06%
平均财务费用率	-1.27%		0.06%				

天达胜通报告期的平均财务费用率为-1.27%，预测期的平均财务费用率为 0.06%，预测期财务费用率相较于报告期财务费用率上升是由于本次评估未对利

息收入进行预测。

5、兴化中油

(1) 管理费用的具体预测过程、测算依据及合理性

管理费用主要包括职工薪酬、折旧摊销、业务招待费、车辆费用、租赁费、信息系统维护费、其他等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。

对于租赁费，在合同期内根据合同约定进行预测，合同期外根据已经履行完毕的合同情况，并结合未来的规划进行预测。

其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的管理费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管理费用合计	351.55	311.76	323.21	323.17	343.83	343.58	343.69
管理费用率	6.74%	5.86%	5.99%	5.76%	5.98%	5.89%	5.81%
平均管理费用率	6.30%		5.89%				

兴化中油 2025 年管理费用率 5.86%，较 2024 年管理费用率 6.74%有所下降，主要是因为 2025 年管理人员减少导致人工成本减少，人员减少的管理岗位为经营必备的岗位，预计 2026 年需补充管理人员，故 2026 年管理费用率较 2025 年上升。兴化中油报告期的平均管理费用率为 6.30%，预测期的平均管理费用率为 5.89%，预测期管理费用率与报告期管理费用率相近，具备合理性。

(2) 销售费用的具体预测过程、测算依据及合理性

销售费用主要包括职工薪酬、固定资产折旧、租赁费、信息系统维护费和其

他等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。

对于租赁费，在合同期内根据合同约定进行预测，合同期外根据已经履行完毕的合同情况，并结合未来的规划进行预测。

其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的销售费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
销售费用合计	28.24	26.69	27.82	27.82	27.82	27.82	27.82
销售费用率	0.54%	0.50%	0.52%	0.50%	0.48%	0.48%	0.47%
平均销售费用率	0.52%		0.49%				

兴化中油报告期的平均销售费用率为 0.52%，预测期的平均销售费用率为 0.49%，预测期销售费用率与报告期销售费用率基本一致，预测期销售费用率微量下降系营业收入增加引起，故预测期销售费用率具备合理性。

（3）财务费用的具体预测过程、测算依据及合理性

历史年度财务费用主要为利息收入和手续费支出等。

对于利息收入，由于已在溢余资产中考虑相应的资产价值，故不在财务费用中对其进行预测。

对于手续费支出和其他，经资产评估专业人员分析及与企业相关人员沟通了解，根据历史年度手续费和收入的比例关系进行预测。

报告期和预测期的财务费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
财务费用合计	-2.08	-0.73	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
手续费	0.47	0.43	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
财务费用率	-0.04%	-0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
手续费率	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
平均财务费用率	-0.03%		0.01%				

兴化中油报告期的平均财务费用率为-0.03%，主要是因为兴化中油无有息负债，报告期内账面留存的货币资金产生的利息收入大于经营需要的手续费支出。预测期平均财务费用率为 0.01%，主要是因为财务费用中不预测利息收入，手续费与报告期内基本一致。

6、庆云中油

（1）管理费用的具体预测过程、测算依据及合理性

管理费用主要包括职工薪酬、固定资产折旧、业务招待费、车辆费用、水费、电费等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。

其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的管理费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管理费用合计	345.18	323.87	320.87	314.48	313.18	311.77	310.32
管理费用率	3.56%	3.57%	3.41%	3.33%	3.29%	3.30%	3.28%
平均管理费用率	3.56%		3.32%				

庆云中油报告期的平均管理费用率为 3.56%，预测期的平均管理费用率为 3.32%，预测期管理费用率与报告期管理费用率相近。

(2) 销售费用的具体预测过程、测算依据及合理性

销售费用主要包括职工薪酬、固定资产折旧、水费、电费和车辆费用等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。

其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

报告期和预测期的销售费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
销售费用合计	36.08	48.18	48.24	48.17	48.15	48.14	48.12
销售费用率	0.37%	0.53%	0.51%	0.51%	0.51%	0.51%	0.51%
平均销售费用率	0.45%		0.51%				

庆云中油报告期的平均销售费用率为 0.45%，预测期的平均销售费用率为 0.51%，预测期销售费用率与报告期销售费用率相近。

(3) 财务费用的具体预测过程、测算依据及合理性

历史年度财务费用主要为利息收入、利息支出和手续费支出等。

对于利息收入，由于已在溢余资产中考虑相应的资产价值，故不在财务费用中对其进行预测。

对于利息支出，由于庆云中油在评估基准日后报告出具日前无长期借款，故不予预测相关支出。

对于手续费支出和其他，经资产评估专业人员分析及与企业相关人员沟通了

解，根据历史年度手续费和收入的比例关系进行预测。

报告期和预测期的财务费用情况具体如下：

单位：万元

项目	报告期内		预测期				
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
财务费用合计	-29.83	-17.22	9.80	9.86	9.91	9.85	9.85
财务费用率	-0.31%	-0.19%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%
平均财务费用率	-0.25%		0.10%				

庆云中油报告期的平均财务费用率为-0.25%，预测期的平均财务费用率为0.10%，预测期财务费用率相较于报告期财务费用率上升是由于本次评估未对利息收入进行预测。

（二）各标的资产与同行业可比公司期间费用率对比及合理性分析

1、管理费用率对比分析

各标的资产与同行业可比上市公司的管理费用率对比情况如下：

可比公司简称	2024 年度	2025 年度
百川能源	2.92%	2.91%
美能能源	5.93%	5.97%
陕天然气	2.92%	3.31%
新奥股份	2.91%	3.07%
重庆燃气	2.91%	3.08%
深圳燃气	1.32%	1.32%
新疆火炬	4.26%	4.37%
新天然气	7.73%	7.25%
平均值	3.86%	3.91%
标的资产	报告期平均值	预测期平均值
南通中油	1.75%	1.79%
甘河中油	2.22%	1.97%
中油珠海-扬州中油	2.17%	2.23%
天达胜通	3.52%	4.34%

可比公司简称	2024 年度	2025 年度
兴化中油	6.30%	5.89%
庆云中油	3.56%	3.32%

从同行业可比公司数据来看，2024 年、2025 年可比公司管理费用率区间分别为 1.32%-7.73%、1.32%-7.25%之间，可比公司间指标分化明显。该差异由业务业态、资产规模、人员架构、区域管理模式及费用核算等因素影响。

标的资产南通中油、甘河中油、扬州中油经营区域单一，供气客户中工业客户占比 90%以上，管理费用成本相对较低，与同行业相比，标的资产南通中油、甘河中油、扬州中油报告期与预测期的管理费用率均低于可比公司平均水平，但处于合理区间范围内。

标的资产天达胜通、庆云中油的报告期与预测期的管理费用率与同行业可比公司平均水平相匹配。

标的资产兴化中油的报告期与预测期的管理费用率高于同行业可比公司平均水平，兴化地处县级市，主营业务收入规模有限远小于同行业上市公司体量。城燃企业的管理费用中，管理人员薪酬、办公场所及车辆费用、信息系统运维费用等均为相对固定的刚性支出，不会随收入规模的扩大而同比例增加。当收入基数较小时，上述固定管理成本分摊至单位收入的比率即被抬高，导致管理费用率高于行业均值。兴化中油自身无高压管网资产，从上游采购的管输气均需通过第三方高压管网输送，需额外支付管输费用。该部分管输费用虽在会计准则中计入主营业务成本，但管输协调、气量调度、计量交接及与上游供气方的对接管理工作量较大，相关的管理人员成本及协调管理费用无法通过收入规模的扩张而充分摊薄，进一步推高了管理费用率，兴化中油的管理费用率虽高于行业均值，处于个体差异范围内，具备合理性。

综上所述，各标的资产的管理费用预测与行业发展特征及自身实际经营情况相符，管理费用的预测具有合理性。

2、销售费用率对比分析

各标的资产与同行业可比上市公司的销售费用率对比情况如下：

可比公司简称	2024 年度	2025 年度
百川能源	0.96%	0.92%
美能能源	1.66%	1.52%
陕天然气	0.49%	0.56%
新奥股份	1.11%	1.18%
重庆燃气	2.10%	2.17%
深圳燃气	5.63%	5.28%
新疆火炬	6.74%	5.84%
新天然气	1.00%	1.01%
平均值	2.46%	2.31%
标的资产	报告期平均值	预测期平均值
南通中油	0.66%	0.51%
甘河中油	0.31%	0.25%
中油珠海-扬州中油	0.44%	0.52%
天达胜通	0.73%	0.61%
兴化中油	0.52%	0.49%
庆云中油	0.37%	0.53%

从同行业可比公司数据来看，2024 年、2025 年可比公司销售费用率区间分别为 0.49%-6.74%、0.56%-5.84%之间，可比公司间指标分化明显。该差异充分反映，各地城市燃气企业主要由业务布局、客户结构、市场拓展投入、区域运营模式四类核心因素影响，其中主营天然气长输管道批发，下游客户均为城燃企业，不直接面向居民、商户开展终端零售，无需发生入户推广、灶具配套、客户维保等终端销售支出，销售相关投入较少；工商业大客户占比较高，客户合作稳定，终端市场拓客、售后运维投入可控；以居民零售用气业务为核心，需持续投入小区通气推广、入户安检、灶具置换补贴、线下客户服务等开支；同时整体营收规模相对偏小，收入端摊薄效应较弱，推高自身销售费用率。

标的资产中南通中油、甘河中油、扬州中油、兴化中油经营区域均为单一区域，供气客户中工业客户占比 90%以上，故其销售费用率较低，报告期与预测期的销售费用率均低于可比公司平均水平，但处于合理区间范围内。在同行业企业个体差异的大背景下，属于合理的个体水平，差异具备客观经营基础。预测期内，上述标的资产的工业客户占比仍保持在报告期的水平，销售费用率维持在与报告

期一致的水平是合理的。

标的资产天达胜通下属子公司南京洁宁业务结构以工业用户为主、南昌中油以居民用户为主，其中南京洁宁营收规模占比更高，综合子公司客户结构，公司整体销售费用率仍低于可比公司平均水平具备合理性。

标的资产庆云中油主营区域集中，客户群体稳定，公司居民客户依托住建局配套名单获取，配套款项由住建局统一结算，无需大额拓客推广支出，存量居民、工业用气客户黏性强，无需大规模广告、渠道推广、异地市场拓展等营销开支，销售费用与公司经营范围、拓客模式相符，在同行业企业个体差异的大背景下，属于合理的个体水平，差异具备客观经营基础。公司整体销售费用率仍低于可比公司平均水平具备合理性。

综上所述，各标的资产的销售费用预测与行业发展特征及自身实际经营情况相符，销售费用的预测具有合理性。

3、财务费用率对比分析

各标的资产与同行业可比上市公司的财务费用率对比情况如下：

可比公司简称	2024 年度	2025 年度
百川能源	1.48%	1.24%
美能能源	-1.18%	-0.49%
陕天然气	0.85%	1.14%
新奥股份	0.82%	0.36%
重庆燃气	0.12%	0.20%
深圳燃气	1.05%	0.97%
新疆火炬	0.19%	0.06%
新天然气	3.70%	6.17%
平均值	0.88%	1.21%
标的资产	报告期平均值	预测期平均值
南通中油	0.24%	0.05%
甘河中油	-0.69%	0.01%
中油珠海-扬州中油	-0.20%	0.09%
天达胜通	-1.27%	0.03%

可比公司简称	2024 年度	2025 年度
兴化中油	-0.03%	0.01%
庆云中油	-0.25%	0.10%

从同行业可比公司数据来看，2024 年、2025 年可比公司财务费用率区间分别为-1.18%-3.70%、-0.49%-6.17%之间，可比公司间指标分化明显。该差异主要受各主体融资规模、债务结构、融资成本、资金使用安排、项目投资节奏、自有资金充裕程度等多重客观因素综合影响。

各标的资产报告期和预测期财务费用率均显著低于可比上市公司平均水平，差异为标的资产均为单一区域经营、无大规模扩张计划、有息负债规模低、经营性现金流充裕，各标的资产的财务费用率均处于同行业可比公司的合理区间范围内。本次对于各标的资产财务费用的预测主要考虑其现有资本结构、现金流，后续在维持现有规模下无需大规模借款等，故取值具备客观合理性。

综上所述，各标的资产的财务费用预测与企业历史年度情况及未来规划相符，财务费用的预测具有合理性。

综上所述，结合预测期内期间费用率与报告期内期间费用率、同行业可比公司期间费用率对比情况，标的资产的期间费用预测与企业历史年度情况及未来规划情况相符，标的资产各项期间费用预测具有合理性。

八、预测期内标的资产折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程、测算依据及其合理性。

各标的资产预测期折旧与摊销、资本性支出、营运资金相关预测过程、预测依据及合理性分析如下：

（一）南通中油

预测期及永续期南通中油折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程及测算依据如下：

1、折旧与摊销预测过程及测算依据

根据企业计提折旧和摊销的政策，对存量、增量资产，按照企业现行的折旧（摊销）年限、残值率和已计提折旧（摊销）的金额进行测算。并根据原有资产的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。

折旧分摊测算过程如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	房屋建筑物	43.30	47.78	69.57	67.53	64.66	58.36
2	构筑物	38.58	36.97	34.88	34.72	33.38	18.16
3	管道沟槽	821.37	861.82	891.72	920.69	941.82	871.70
4	机器设备	156.26	95.95	84.12	80.96	73.76	190.15
5	运输设备	8.04	7.38	7.38	7.73	7.75	3.20
6	电子设备	35.79	56.31	57.05	57.70	62.04	94.45
折旧小计		1,103.34	1,106.21	1,144.72	1,169.34	1,183.41	1,236.02

摊销分摊测算过程如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	长期待摊费用	105.96	182.76	182.76	182.76	182.76	48.35
2	土地使用权	15.78	15.78	15.78	15.78	15.78	19.95
摊销小计		121.74	198.54	198.54	198.54	198.54	68.30

根据以上资产的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。未来折旧与摊销的预测如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	主营业务成本	1,068.69	1,071.48	1,108.78	1,132.62	1,146.25	1,197.21
2	销售费用	16.99	17.04	17.63	18.01	18.22	19.03
3	管理费用	17.65	17.70	18.32	18.71	18.93	19.78
折旧小计		1,103.34	1,106.21	1,144.72	1,169.34	1,183.41	1,236.02
1	主营业务成本	121.74	198.54	198.54	198.54	198.54	68.30
摊销小计		121.74	198.54	198.54	198.54	198.54	68.30

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
	折旧摊销合计	1,225.08	1,304.75	1,343.26	1,367.88	1,381.95	1,304.32

2、资本性支出预测过程及测算依据

根据企业的发展规划及目前实际执行情况，并结合企业业务的发展情况，对需要投入的存量及增量资本性支出进行预测。

南通中油存量资产的更新支出具体如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	房屋建筑物		917.43				3.03	LNG 综合办公楼改造，企业现有房屋建筑物、存量资产更新
2	构筑物						26.91	企业现有构筑物、存量资产更新
3	管道沟槽						592.10	企业现有管道沟槽、存量资产更新
4	机器设备						286.41	企业现有设备、存量资产更新
5	运输设备	20.00			20.00		1.67	企业现有设备、存量资产更新
6	电子设备	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	93.86	企业现有设备、存量资产更新
7	长期待摊费用						0.00	
8	其他无形资产						0.00	
9	土地使用权						8.90	企业现有土地、存量资产更新
合计		22.00	919.43	2.00	22.00	2.00	1,012.88	

南通中油增量资产的更新支出具体如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	管道沟槽	918.16	902.83	985.95	843.50	491.05		根据安装计划敷设管道
2	电子设备	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00		表具更新
3	长期待摊费用	62.39						长江营业厅装修费
合计		1,020.54	942.83	1,025.95	883.50	531.05		

南通中油在建工程后续资本性支出的更新明细具体如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	管道沟槽	42.43						在建管道沟槽后续支出

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
2	长期待摊费用	229.68						在建国债项目后续支出
	合计	272.10	-	-	-	-	-	

根据上述预测，未来资本性支出的预测具体如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
存量资产的资本性支出							
1	房屋建筑物		917.43				3.03
2	构筑物						26.91
3	管道沟槽						592.10
4	机器设备						286.41
5	车辆	20.00			20.00		1.67
6	电子设备	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	93.86
7	长期待摊费用						0.00
8	其他无形资产						0.00
9	土地使用权						8.90
	小计	22.00	919.43	2.00	22.00	2.00	1,012.88
增量资产的资本性支出							
1	房屋建筑物						
2	构筑物						
3	管道沟槽	918.16	902.83	985.95	843.50	491.05	-
4	机器设备						
5	车辆						
6	电子设备	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	-
7	长期待摊费用	62.39					
8	其他无形资产						
9	土地使用权						
	小计	1,020.54	942.83	1,025.95	883.50	531.05	0.00
在建工程后续资本性支出							
1	管道沟槽	42.43	-	-	-	-	-
2	土地使用权	229.68	-	-	-	-	-
	小计	272.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
存量资产的资本性支出							
	资本性支出合计	1,314.64	1,862.26	1,027.95	905.50	533.05	1,012.88

3、永续期折旧摊销和资本性支出的测算过程

对于永续期折旧与摊销和永续期资本性支出的测算，本次评估的总体思路为，在标的资产进入永续期后，将每年不同的资本性支出和折旧摊销数额，在折现值相同的基础上，估算出每年的资本性支出和折旧摊销数额，使得上述两个现金流的折现值趋同。上述思路对应的模型公式如下：

$$P = R_t \times r \times \frac{(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} \times (1+r)^{-t}$$

上述公式中：P 为永续期年资本性支出额，R_t 为资产预计的重置价值，t 为资产 2026 年 1 月至资产更新的年限，m 为资产的平均使用年限，r 为折现率。

本次评估，对永续期资本性支出和折旧摊销年金化金额，采用永续年金资本化模型测算。对于标的资产的各项资产（不包括溢余资产及非经营性资产），根据其购置成本、经济寿命年限、尚可使用年限等因素分别代入上述公式，将永续期内各更新时点的资产更新支出现值在永续期年金化，并进行汇总，得到本次评估的永续期折旧摊销和永续期资本性支出金额。

4、营运资金增加额预测过程

营运资金的追加是指随着企业经营活动的变化，因提供商业信用而占用的现金，正常经营所需保持的现金等；同时，在经济活动中，获取他人提供的商业信用，相应可以减少现金的即时支付。通常其他应收款、应付职工薪酬、其他应付款、一年内到期的非流动负债、合同资产、预收款项等科目因核算内容多为关联方的经营性往来或周转快、拖欠时间较短及金额相对较小，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。所以计算营运资金的增加需考虑正常经营所需保持的现金、应收账款、预付款项、存货、其他流动资产、应付账款、合同负债、其他流动负债等几个因素。

（1）基准日营运资金的确定

基准日营运资金根据流动资产和流动负债评估值进行调整，剔除溢余资产、非经营性资产及负债后确定。经计算评估基准日的营运资金为-7,216.80 万元。

(2) 未来年度最低现金保有量的预测

一般情况下，企业要维持正常运营，通常需要一定数量的现金保有量。通过对南通中油营运资金的现金持有量与付现成本情况进行分析，南通中油营运资金中现金持有量约为 1 个月的付现成本费用。预测期各年日常现金保有量测算过程如下表：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	备注
1	年付现成本	5,538.27	5,558.43	5,567.34	5,587.25	5,604.17	根据除天然气成本、折旧摊销外的成本费用、税金及附加、企业所得税加计确定
2	月付现成本	461.52	463.20	463.95	465.60	467.01	
3	周转月数	1	1	1	1	1	
4	付现周转现金保有量	461.52	463.20	463.95	465.60	467.01	
5	现金保有量	461.52	463.20	463.95	465.60	467.01	

(3) 未来年度营运资金的预测

在参考 2025 年各科目周转天数的基础上并结合企业访谈、行业平均水平情况，综合确定未来年度周转天数按 2025 年的周转天数进行预测，并结合未来年度营业收入和营业成本的预测来确定未来年度的营运资金情况。对于周转快，且金额相对较小的其他营运资金科目，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。

报告期和预测期营运资金周转天数情况如下：

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
应收账款周转天数	10	10	10	10	10	10
预付款项周转天数	16	16	16	16	16	16
合同负债周转天数	22	22	22	22	22	22

营运资金预测如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	备注
1	货币资金	461.52	463.20	463.95	465.60	467.01	根据现金保有量测算
2	应收账款	2,229.29	2,264.24	2,289.47	2,310.20	2,322.68	根据周转天数测算
3	预付款项	3,095.16	3,140.50	3,173.80	3,201.09	3,217.54	根据周转天数测算
4	其他应收款	55.56	55.56	55.56	55.56	55.56	保持基准日余额
5	存货	159.08	150.73	142.06	137.66	135.55	根据各业务类型周转天数测算
6	其他流动资产	6.24	6.24	6.24	6.24	6.24	保持基准日余额
一	营运资产合计	6,006.86	6,080.47	6,131.07	6,176.35	6,204.58	
1	应付账款	2,010.58	1,911.60	1,821.23	1,775.07	1,753.21	根据各业务类型周转天数测算
2	合同负债	4,904.44	4,981.33	5,036.83	5,082.44	5,109.89	根据周转天数测算
3	应付职工薪酬	355.04	355.04	355.04	355.04	355.04	保持基准日余额
4	应交税费	610.02	628.28	636.06	643.74	647.96	根据当期所得税/4+基准日其他税费余额确定
5	其他应付款	776.80	776.80	776.80	776.80	776.80	保持基准日余额
6	其他流动负债	441.40	448.32	453.32	457.42	459.89	根据合同负债测算
二	营运负债合计	9,098.28	9,101.37	9,079.28	9,090.53	9,102.79	
三	营运资金	-3,091.42	-3,020.90	-2,948.21	-2,914.18	-2,898.22	
四	营运资金的变动	4,125.38	70.52	72.69	34.03	15.96	

由于永续期收入、成本、付现成本等不再变动，故相应的营运资金需求净增加为 0。

综上所述，预测期及永续期标的资产折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程具有合理性。

（二）甘河中油

预测期及永续期甘河中油折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程及测算依据如下：

1、折旧与摊销预测过程及测算依据

根据企业计提折旧和摊销的政策，对存量、增量资产，按照企业现行的折旧

（摊销）年限、残值率和已计提折旧（摊销）的金额进行测算。并根据原有资产
的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。

折旧分摊测算过程如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	房屋建筑物	71.97	71.97	71.97	71.97	71.97	19.54
2	构筑物	39.58	39.58	39.58	39.58	39.58	33.99
3	管道沟槽	246.00	278.10	302.80	228.30	206.79	283.81
4	机器设备	51.19	49.74	49.59	49.42	42.57	113.53
5	运输设备	11.07	10.02	7.60	7.24	4.33	6.31
6	电子设备	9.50	9.23	9.12	8.18	2.71	22.47
折旧小计		429.31	458.64	480.65	404.68	367.94	479.65

摊销分摊测算过程如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	土地使用权	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.20
摊销小计		9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.20

根据以上资产的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。未来折
旧与摊销的预测如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	主营业务成本	341.17	364.48	381.97	321.60	292.40	381.18
2	销售费用	2.06	2.20	2.31	1.94	1.77	2.30
3	管理费用	34.60	36.97	38.74	32.62	29.66	38.66
4	其他业务成本	51.47	54.99	57.63	48.52	44.12	57.51
折旧小计		429.31	458.64	480.65	404.68	367.94	479.65
1	管理费用	9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.20
摊销小计		9.31	9.31	9.31	9.31	9.31	9.20
折旧摊销合计		438.62	467.95	489.96	413.99	377.25	488.85

2、资本性支出预测过程及测算依据

根据企业的发展规划及目前实际执行情况，并结合企业业务的发展情况，对

需要投入的存量及增量资本性支出进行预测。

甘河中油存量资产的更新支出具体如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	房屋建筑物						6.51	企业现有房屋建筑物、存量资产更新
2	构筑物						61.69	企业现有构筑物、存量资产更新
3	管道沟槽						367.98	企业现有管道沟槽、存量资产更新
4	机器设备					2.53	182.69	企业现有设备、存量资产更新
5	运输设备	24.00					7.89	企业现有设备、存量资产更新
6	电子设备	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	29.52	企业现有设备、存量资产更新
7	长期待摊费用						0.00	
8	其他无形资产						0.00	
9	土地使用权						2.48	企业现有土地、存量资产更新
合计		25.00	1.00	1.00	1.00	3.53	658.76	

甘河中油增量资产的更新支出具体如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	管道沟槽		779.82	779.82				建设管道哨兵

甘河中油在建工程后续资本性支出的更新明细具体如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	管道沟槽	466.06						在建管道沟槽后续支出

根据上述预测，未来资本性支出的预测具体如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
存量资产的资本性支出							
1	房屋建筑物						6.51
2	构筑物						61.69
3	管道沟槽						367.98
4	机器设备					2.53	182.69
5	车辆	24.00					7.89
6	电子设备	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	29.52

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
存量资产的资本性支出							
7	长期待摊费用						0.00
8	其他无形资产						0.00
9	土地使用权						2.48
小计		25.00	1.00	1.00	1.00	3.53	658.76
增量资产的资本性支出							
1	房屋建筑物						
2	构筑物						
3	管道沟槽		779.82	779.82			
4	机器设备						
5	车辆						
6	电子设备						
7	长期待摊费用						
8	其他无形资产						
9	土地使用权						
小计		0.00	779.82	779.82	0.00	0.00	0.00
在建工程后续资本性支出							
1	管道沟槽	466.06					
小计		466.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资本性支出合计		491.06	780.82	780.82	1.00	3.53	658.76

3、永续期折旧摊销和资本性支出的测算过程

对于永续期折旧与摊销和永续期资本性支出的测算，本次评估的总体思路为，在标的资产进入永续期后，将每年不同的资本性支出和折旧摊销数额，在折现值相同的基础上，估算出每年的资本性支出和折旧摊销数额，使得上述两个现金流的折现值趋同。上述思路对应的模型公式如下：

$$P = R_t \times r \times \frac{(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} \times (1+r)^{-t}$$

上述公式中：P 为永续期年资本性支出额，R_t 为资产预计的重置价值，t 为资产 2026 年 1 月至资产更新的年限，m 为资产的平均使用年限，r 为折现率。

本次评估，对永续期资本性支出和折旧摊销年金化金额，采用永续年金资本化模型测算。对于标的资产的各项资产（不包括溢余资产及非经营性资产），根据其购置成本、经济寿命年限、尚可使用年限等因素分别代入上述公式，将永续

期内各更新时点的资产更新支出现值在永续期年金化，并进行汇总，得到本次评估的永续期折旧摊销和永续期资本性支出金额。

4、营运资金增加额预测过程

营运资金的追加是指随着企业经营活动的变化，因提供商业信用而占用的现金，正常经营所需保持的现金等；同时，在经济活动中，获取他人提供的商业信用，相应可以减少现金的即时支付。通常其他应付款、应付职工薪酬、存货、其他应收款等科目因核算内容多为关联方的经营性往来或周转快、拖欠时间较短及金额相对较小，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。所以计算营运资金的增加需考虑正常经营所需保持的现金、其他流动负债、合同负债、应付账款、预付款项、应收账款等几个因素。

（1）基准日营运资金的确定

基准日营运资金根据流动资产和流动负债评估值进行调整，剔除溢余资产、非经营性资产及负债后确定。经计算评估基准日的营运资金为-3,089.88 万元。

（2）未来年度最低现金保有量的预测

一般情况下，企业要维持正常运营，通常需要一定数量的现金保有量。通过对甘河中油营运资金的现金持有量与付现成本情况进行分析，甘河中油营运资金中现金持有量约为 1 个月的付现成本费用。预测期各年日常现金保有量测算过程如下表：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	备注
1	年付现成本	2,303.29	2,334.33	2,350.90	2,377.55	2,388.18	根据除天然气成本、折旧摊销外的成本费用、税金及附加、企业所得税加计确定
2	月付现成本	191.94	194.53	195.91	198.13	199.02	
3	周转月数	1	1	1	1	1	
4	付现周转现金保有量	191.94	194.53	195.91	198.13	199.02	
5	现金保有量	191.94	194.53	195.91	198.13	199.02	

（3）未来年度营运资金的预测

在参考 2025 年各科目周转天数的基础上并结合企业访谈、行业平均水平情

况，综合确定未来年度周转天数按 2025 年的周转天数进行预测，并结合未来年度营业收入和营业成本的预测来确定未来年度的营运资金情况。对于周转快，且金额相对较小的其他营运资金科目，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。

报告期和预测期营运资金周转天数情况如下：

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
应收账款周转天数	4	4	4	4	4	4
预付款项周转天数	17	17	17	17	17	17
应付账款周转天数	54	54	54	54	54	54
合同负债周转天数	27	27	27	27	27	27

营运资金预测如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	备注
1	货币资金	191.94	194.53	195.91	198.13	199.02	根据现金保有量测算
2	应收账款	235.30	239.79	242.41	242.41	242.41	根据周转天数测算
3	预付款项	633.06	646.66	655.05	652.02	650.62	根据周转天数测算
4	其他应收款	30.34	30.34	30.34	30.34	30.34	保持基准日余额
5	存货	4.99	4.99	4.99	4.99	4.99	保持基准日余额
一	营运资产合计	1,095.64	1,116.31	1,128.70	1,127.89	1,127.38	
1	应付账款	2,010.91	2,054.10	2,080.75	2,071.12	2,066.69	根据周转天数测算
2	合同负债	1,588.30	1,618.58	1,636.28	1,636.28	1,636.28	根据周转天数测算
3	应付职工薪酬	117.71	117.71	117.71	117.71	117.71	保持基准日余额
4	应交税费	343.61	351.65	353.44	356.25	357.36	根据当期所得税/4+基准日其他税费余额确定
5	其他应付款	125.86	125.86	125.86	125.86	125.86	保持基准日余额
6	其他流动负债	142.95	145.67	147.26	147.26	147.26	根据合同负债测算
二	营运负债合计	4,329.33	4,413.57	4,461.29	4,454.47	4,451.15	
三	营运资金	-3,233.69	-3,297.26	-3,332.58	-3,326.58	-3,323.76	
四	营运资金的变动	-143.81	-63.57	-35.33	6.01	2.81	

由于永续期收入、成本、付现成本等不再变动，故相应的营运资金需求净增加为 0。

综上所述，预测期及永续期标的资产折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程具有合理性。

（三）中油珠海-扬州中油

预测期及永续期扬州中油折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程及测算依据如下：

1、折旧与摊销预测过程及测算依据

根据企业计提折旧和摊销的政策，对存量、增量资产，按照企业现行的折旧（摊销）年限、残值率和已计提折旧（摊销）的金额逐一进行了测算。并根据原有资产的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。

折旧分摊测算过程如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	房屋建筑物	39.85	39.85	39.85	39.85	21.33	3.55
2	构筑物	54.82	54.82	54.60	51.12	51.12	28.45
3	管道沟槽	434.26	439.76	442.73	444.77	446.75	408.63
4	机器设备	33.96	43.72	50.55	57.05	63.57	63.27
5	运输设备	6.29	4.55	4.14	1.11	0.80	1.18
6	电子设备	4.38	6.35	14.49	23.11	24.76	23.50
折旧小计		573.56	589.05	606.38	617.02	608.33	528.58

摊销分摊测算过程如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	长期待摊费用	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.53
2	土地使用权	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.27
摊销小计		5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	14.80

根据以上资产的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。未来折旧与摊销的预测如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	主营业务成本	511.10	524.90	540.34	549.82	542.08	471.02
2	管理费用	62.46	64.15	66.03	67.19	66.25	57.56
小计		573.56	589.05	606.38	617.02	608.33	528.58
1	管理费用	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	14.80
小计		5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	14.80

折旧摊销合计	578.65	594.13	611.46	622.10	613.41	543.38
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

2、资本性支出预测过程及测算依据

根据企业的发展规划及目前实际执行情况，并结合企业业务的发展情况，对需要投入的存量及增量资本性支出进行预测。

扬州中油存量资产的更新支出具体如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	房屋建筑物						3.77	企业现有房屋建筑物、存量资产更新
2	构筑物						17.43	企业现有构筑物、存量资产更新
3	管道沟槽						225.80	企业现有管道沟槽、存量资产更新
4	机器设备	22.06	7.69	2.05	2.52	0.00	58.60	企业现有设备、存量资产更新
5	车辆			1.50			1.60	企业现有设备、存量资产更新
6	电子设备	0.91	26.87	67.58	27.41	7.55	23.86	企业现有设备、存量资产更新
7	长期待摊费用						11.26	企业现有装修、存量资产更新
8	土地使用权						2.30	企业现有土地、存量资产更新
合计		22.97	34.56	71.14	29.93	7.55	344.62	

扬州中油增量资产的更新支出具体如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	管道沟槽	135.78	121.88	65.96	62.61	62.61	0.00	根据安装计划敷设管道
2	机器设备	84.88	54.90	53.91	53.63	53.63	0.00	表具及设备更新
合计		220.66	176.78	119.87	116.24	116.24	0.00	

扬州中油在建工程后续资本性支出的更新明细具体如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	管道沟槽	136.51						在建管道沟槽后续支出

根据上述预测，未来资本性支出的预测具体如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
存量资产的资本性支出							
1	房屋建筑物						3.77

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
2	构筑物						17.43
3	管道沟槽						225.80
4	机器设备	22.06	7.69	2.05	2.52	0.00	58.60
5	车辆			1.50			1.60
6	电子设备	0.91	26.87	67.58	27.41	7.55	23.86
7	长期待摊费用						11.26
8	土地使用权						2.30
小计		22.97	34.56	71.14	29.93	7.55	344.62
增量资产的资本性支出							
1	管道沟槽	135.78	121.88	65.96	62.61	62.61	0.00
2	机器设备	84.88	54.90	53.91	53.63	53.63	0.00
小计		220.66	176.78	119.87	116.24	116.24	0.00
在建工程后续资本性支出							
1	管道沟槽	136.51					
小计		136.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资本性支出合计		380.15	211.34	191.01	146.17	123.79	344.62

3、永续期折旧摊销和资本性支出的测算过程

对于永续期折旧与摊销和永续期资本性支出的测算，本次评估的总体思路为，在标的资产进入永续期后，将每年不同的资本性支出和折旧摊销数额，在折现值相同的基础上，估算出每年的资本性支出和折旧摊销数额，使得上述两个现金流的折现值趋同。上述思路对应的模型公式如下：

$$P = R_t \times r \times \frac{(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} \times (1+r)^{-t}$$

上述公式中：P 为永续期年资本性支出额，R_t 为资产预计的重置价值，t 为资产 2026 年 1 月至资产更新的年限，m 为资产的平均使用年限，r 为折现率。

本次评估，对永续期资本性支出和折旧摊销年金化金额，采用永续年金资本化模型测算。对于标的资产的各项资产（不包括溢余资产及非经营性资产），根据其购置成本、经济寿命年限、尚可使用年限等因素分别代入上述公式，将永续期内各更新时点的资产更新支出现值在永续期年金化，并进行汇总，得到本次评估的永续期折旧摊销和永续期资本性支出金额。

4、营运资金增加额预测过程

营运资金的追加是指随着企业经营活动的变化，因提供商业信用而占用的现

金，正常经营所需保持的现金等；同时，在经济活动中，获取他人提供的商业信用，相应可以减少现金的即时支付。通常其他应收款、应付职工薪酬、应付股利、其他应付款等科目因核算内容多为关联方的经营性往来或周转快、拖欠时间较短及金额相对较小，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。所以计算营运资金的增加需考虑正常经营所需保持的现金、应收票据、应收账款、预付款项、存货、其他流动资产、应付账款、应交税费、一年内到期的非流动负债、合同负债、工程物资等几个因素。

（1）基准日营运资金的确定

企业基准日营运资金根据基准日相关科目明细进行调整，剔除溢余资产、非经营性资产及负债后确定，调整后评估基准日的营运资金为 2,395.99 万元。

（2）未来年度最低现金保有量的预测

一般情况下，企业要维持正常运营，通常需要一定数量的现金保有量。通过对扬州中油燃气有限责任公司营运资金的现金持有量与付现成本情况进行分析，扬州中油燃气有限责任公司营运资金中现金持有量约为 1 个月的付现成本费用。预测期各年日常现金保有量测算过程如下表：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	备注
1	年付现成本	2,558.12	2,641.96	2,692.22	2,723.97	2,736.20	根据除天然气成本、折旧摊销外的成本费用、税金及附加、企业所得税加计确定
2	月付现成本	213.18	220.16	224.35	227.00	228.02	
3	周转月数	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
4	付现周转现金保有量	213.18	220.16	224.35	227.00	228.02	
5	现金保有量	213.18	220.16	224.35	227.00	228.02	

（3）未来年度营运资金的预测

在参考 2025 年各科目周转天数的基础上并结合企业访谈、行业平均水平情况，综合确定未来年度周转天数按 2025 年的周转天数进行预测，并结合未来年度营业收入和营业成本的预测来确定未来年度的营运资金情况。对于周转快，且金额相对较小的其他营运资金科目，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。

报告期和预测期营运资金周转天数情况如下：

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
应收票据周转天数	18	18	18	18	18	18
应收账款周转天数	41	41	41	41	41	41
预付款项周转天数	10	10	10	10	10	10
应付账款周转天数	22	22	22	22	22	22
合同负债周转天数	17	17	17	17	17	17

营运资金预测如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	备注
1	货币资金	213.18	220.16	224.35	227.00	228.02	根据现金保有量测算
2	应收票据	1,579.59	1,644.87	1,690.13	1,708.70	1,710.78	根据周转天数测算
3	应收账款	3,597.97	3,746.65	3,849.74	3,892.03	3,896.77	根据周转天数测算
4	预付款项	770.95	801.90	823.19	832.09	833.07	根据周转天数测算
5	其他应收款	116.87	116.87	116.87	116.87	116.87	保持基准日余额
6	存货	308.38	320.76	329.27	332.83	333.23	根据周转天数测算
7	工程物资	77.09	80.19	82.32	83.21	83.31	根据周转天数测算
一	营运资产合计	6,664.03	6,931.41	7,115.87	7,192.73	7,202.04	
1	应付账款	1,696.08	1,764.19	1,811.01	1,830.59	1,832.75	根据周转天数测算
2	应付职工薪酬	216.40	216.40	216.40	216.40	216.40	保持基准日余额
3	应交税费	209.55	219.99	226.83	229.48	229.78	保持基准日余额
4	其他应付款	17.03	17.03	17.03	17.03	17.03	保持基准日余额
5	合同负债	1,491.84	1,553.49	1,596.23	1,613.77	1,615.74	根据周转天数测算
二	营运负债合计	3,630.91	3,771.10	3,867.51	3,907.27	3,911.70	
三	营运资金	3,033.12	3,160.31	3,248.36	3,285.45	3,290.34	
四	营运资金的变动	637.12	127.19	88.05	37.09	4.88	

由于永续期收入、成本、付现成本等不再变动，故相应的营运资金需求净增加为 0。

综上所述，预测期及永续期标的资产折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程具有合理性。

（四）天达胜通

预测期及永续期天达胜通折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程及测算依据如下：

1、折旧与摊销预测过程及测算依据

根据企业计提折旧和摊销的政策，对存量、增量资产，按照企业现行的折旧（摊销）年限、残值率和已计提折旧（摊销）的金额进行测算。并根据原有资产的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。

折旧分摊测算过程如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	房屋建筑物	37.05	37.05	18.52	-	-	2.32
2	构筑物	3.01	3.01	3.01	1.80	0.94	1.89
3	管道沟槽	387.09	392.73	398.05	403.37	390.48	385.44
4	机器设备	2.52	3.47	4.42	5.37	5.52	2.55
5	运输设备	1.45	1.45	1.45	0.36	-	1.19
6	电子设备	60.68	61.85	66.98	64.77	71.68	98.46
折旧小计		491.80	499.56	492.44	475.68	468.62	491.85

摊销分摊测算过程如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	长期待摊费用	0.32	0.32	0.32	0.30	0.00	0.00
2	其他无形资产	8.36	8.36	8.36	8.36	8.36	3.88
3	土地使用权	56.20	56.20	56.20	56.20	56.20	56.32
摊销小计		64.89	64.89	64.89	64.86	64.56	60.20

根据以上资产的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。未来折旧与摊销的预测如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	主营业务成本	399.05	404.93	408.22	403.13	399.44	413.55
2	销售费用	0.72	0.75	0.73	0.70	0.64	0.80
3	管理费用	72.49	74.34	73.72	71.85	68.54	77.50
4	其他业务成本	19.54	19.54	9.77	-	-	-
折旧小计		491.80	499.56	492.44	475.68	468.62	491.85

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	主营业务成本	0.32	0.32	0.32	0.29	-	-
2	销售费用	-	-	-	-	-	-
3	管理费用	27.10	39.59	64.57	64.57	64.56	60.20
4	其他业务成本	37.47	24.98	-	-	-	-
摊销小计		64.89	64.89	64.89	64.86	64.56	60.20
折旧摊销合计		556.69	564.45	557.33	540.54	533.19	552.05

2、资本性支出预测过程及测算依据

根据企业的发展规划及目前实际执行情况，并结合企业业务的发展情况，对需要投入的存量及增量资本性支出进行预测。

天达胜通存量资产的更新支出具体如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	房屋建筑物						5.07	LNG 综合办公楼改造，企业现有房屋建筑物、存量资产更新
2	构筑物						2.40	企业现有构筑物、存量资产更新
3	管道沟槽	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	291.06	企业现有管道沟槽、存量资产更新
4	机器设备	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	0.57	企业现有设备、存量资产更新
5	运输设备						1.72	企业现有设备、存量资产更新
6	电子设备	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	114.39	企业现有设备、存量资产更新
7	长期待摊费用						-	
8	其他无形资产						-	
9	土地使用权						14.26	企业现有土地、存量资产更新
合计		62.00	62.00	62.00	62.00	62.00	429.47	

天达胜通增量资产的更新支出具体如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	管道沟槽	138.00	118.00	118.00	118.00	118.00	-	根据安装计划敷设管道
2	电子设备	33.69	33.21	54.93	93.10	74.73		表具更新
合计		171.69	151.21	172.93	211.10	192.73		

根据上述预测，未来资本性支出的预测具体如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
存量资产的资本性支出							
1	房屋建筑物						5.07
2	构筑物						2.40
3	管道沟槽	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	291.06
4	机器设备	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	0.57
5	车辆						1.72
6	电子设备	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	114.39
7	长期待摊费用						-
8	其他无形资产						-
9	土地使用权						14.26
小计		62.00	62.00	62.00	62.00	62.00	429.47
增量资产的资本性支出							
1	房屋建筑物						
2	构筑物						
3	管道沟槽	38.00	118.00	118.00	118.00	118.00	-
4	机器设备						
5	车辆						
6	电子设备	33.69	33.21	54.93	93.10	74.73	-
7	长期待摊费用						
8	其他无形资产						
9	土地使用权						
小计		171.69	151.21	172.93	211.10	192.73	0.00
在建工程后续资本性支出							
1	管道沟槽	-	-	-	-	-	-
小计		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资本性支出合计		233.69	213.21	234.93	273.1	254.73	429.47

3、永续期折旧摊销和资本性支出的测算过程

对于永续期折旧与摊销和永续期资本性支出的测算，本次评估的总体思路为，在标的资产进入永续期后，将每年不同的资本性支出和折旧摊销数额，在折现值

相同的基础上，估算出每年的资本性支出和折旧摊销数额，使得上述两个现金流的折现值趋同。上述思路对应的模型公式如下：

$$P = R_t \times r \times \frac{(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} \times (1+r)^{-t}$$

上述公式中：P 为永续期年资本性支出额，R_t 为资产预计的重置价值，t 为资产 2026 年 1 月至资产更新的年限，m 为资产的平均使用年限，r 为折现率。

本次评估，对永续期资本性支出和折旧摊销年金化金额，采用永续年金资本化模型测算。对于标的资产的各项资产（不包括溢余资产及非经营性资产），根据其购置成本、经济寿命年限、尚可使用年限等因素分别代入上述公式，将永续期内各更新时点的资产更新支出现值在永续期年金化，并进行汇总，得到本次评估的永续期折旧摊销和永续期资本性支出金额。

4、营运资金增加额预测过程

营运资金的追加是指随着企业经营活动的变化，因提供商业信用而占用的现金，正常经营所需保持的现金等；同时，在经济活动中，获取他人提供的商业信用，相应可以减少现金的即时支付。通常其他应收款、应付职工薪酬、其他应付款、一年内到期的非流动负债、合同资产、预收款项等科目因核算内容多为关联方的经营性往来或周转快、拖欠时间较短及金额相对较小，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。所以计算营运资金的增加需考虑正常经营所需保持的现金、应收账款、预付款项、存货、其他流动资产、应付账款、合同负债、其他流动负债等几个因素。

（1）基准日营运资金的确定

基准日营运资金根据流动资产和流动负债评估值进行调整，剔除溢余资产、非经营性资产及负债后确定。经计算评估基准日的营运资金为-2,360.35 万元。

（2）未来年度最低现金保有量的预测

一般情况下，企业要维持正常运营，通常需要一定数量的现金保有量。通过对天达胜通营运资金的现金持有量与付现成本情况进行分析，天达胜通营运资金

中现金持有量约为 1 个月的付现成本费用。预测期各年日常现金保有量测算过程如下表：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	备注
1	年付现成本	2,371.70	2,374.36	2,406.29	2,425.67	2,447.50	根据除天然气成本、折旧摊销外的成本费用、税金及附加、企业所得税加计确定
2	月付现成本	197.64	197.86	200.52	202.14	203.96	
3	周转月数	1	1	1	1	1	
4	付现周转现金保有量	197.64	197.86	200.52	202.14	203.96	
5	现金保有量	197.64	197.86	200.52	202.14	203.96	

（3）未来年度营运资金的预测

在参考 2025 年各科目周转天数的基础上并结合企业访谈、行业平均水平情况，综合确定未来年度周转天数按 2025 年的周转天数进行预测，并结合未来年度营业收入和营业成本的预测来确定未来年度的营运资金情况。对于周转快，且金额相对较小的其他营运资金科目，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。本次预测将南京洁宁和南昌中油分别预测后相加求得天达胜通的未来年度营运资金。

南京洁宁报告期和预测期营运资金周转天数情况如下：

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
应收账款周转天数	2	2	2	2	2	2
预付款项周转天数	36	36	36	36	36	16
合同负债周转天数	57	57	57	57	57	57

南昌中油报告期和预测期营运资金周转天数情况如下：

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
应收账款周转天数	1	1	1	1	1	1
预付款项周转天数	25	25	25	25	25	25
合同负债周转天数	101	101	101	101	101	101

营运资金预测如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	备注
1	货币资金	197.64	197.86	200.52	202.14	203.96	根据现金保有量测算
2	应收票据	138.26	138.26	138.26	138.26	138.26	保持基准日余额
3	应收账款	3,223.85	3,274.66	3,312.13	3,326.07	3,341.00	根据周转天数测算
4	预付款项	1,285.37	1,306.27	1,323.00	1,329.01	1,335.64	根据周转天数测算
5	其他应收款	49.20	49.20	49.20	49.20	49.20	保持基准日余额
6	存货	184.92	184.54	187.64	189.12	191.69	根据各业务类型周转天数测算
7	其他流动资产	21.76	21.76	21.76	21.76	21.76	保持基准日余额
一	营运资产合计	5,100.99	5,172.55	5,232.50	5,255.55	5,281.50	
1	应付账款	1,524.19	1,095.65	1,112.21	1,120.68	1,132.81	根据各业务类型周转天数测算
2	合同负债	4,129.48	4,201.03	4,270.62	4,324.66	4,379.42	根据周转天数测算
3	应付职工薪酬	112.52	112.52	112.52	112.52	112.52	保持基准日余额
4	应交税费	110.46	110.46	110.46	110.46	110.46	根据当期所得税/4+基准日其他税费余额确定
5	其他应付款	221.45	221.45	221.45	221.45	221.45	保持基准日余额
6	其他流动负债	371.65	378.09	384.36	389.22	394.15	根据合同负债测算
二	营运负债合计	6,469.76	6,119.20	6,211.61	6,278.98	6,350.81	
三	营运资金	-1,368.77	-946.65	-979.11	-1,023.43	-1,069.31	
四	营运资金的变动	991.58	422.11	-32.46	-44.32	-45.87	

由于永续期收入、成本、付现成本等不再变动，故相应的营运资金需求净增加为 0。

综上所述，预测期及永续期标的资产折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程具有合理性。

（五）兴化中油

预测期及永续期兴化中油折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程及测算依据如下：

1、折旧与摊销预测过程及测算依据

根据企业计提折旧和摊销的政策，对存量、增量资产，按照企业现行的折旧（摊销）年限、残值率和已计提折旧（摊销）的金额进行测算。并根据原有资产的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。

折旧分摊测算过程如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	房屋建筑物	10.26	10.26	10.26	10.26	10.26	6.06
2	构筑物	18.07	18.07	18.07	18.07	18.07	17.70
3	管道沟槽	108.50	112.55	116.32	119.83	123.35	121.40
4	机器设备	55.52	51.30	48.20	40.77	39.91	56.24
5	运输设备	2.61	2.11	2.11	1.47	0.82	3.06
6	电子设备	0.98	0.93	0.70	0.79	0.76	2.07
折旧小计		195.94	195.21	195.65	191.18	193.17	206.53

摊销分摊测算过程如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	土地使用权	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.72
摊销小计		6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.72

根据以上资产的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。未来折旧与摊销的预测如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	主营业务成本	185.08	184.39	184.80	180.58	182.45	195.08
2	管理费用	10.87	10.83	10.85	10.60	10.71	11.45
小计		195.94	195.21	195.65	191.18	193.17	206.53
1	管理费用	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.72
小计		6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.72
折旧摊销合计		202.57	201.84	202.27	197.81	199.79	213.25

2、资本性支出预测过程及测算依据

根据企业的发展规划及目前实际执行情况，并结合企业业务的发展情况，对

需要投入的存量及增量资本性支出进行预测。

兴化中油存量资产的更新支出具体如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	房屋建筑物						0.79	企业现有房屋建筑物、存量资产更新
2	构筑物						19.29	企业现有构筑物、存量资产更新
3	管道沟槽						57.03	企业现有管道沟槽、存量资产更新
4	机器设备						81.02	企业现有设备、存量资产更新
5	运输设备						4.21	企业现有设备、存量资产更新
6	电子设备	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	2.50	企业现有设备、存量资产更新
7	长期待摊费用						0.00	
8	其他无形资产						0.00	
9	土地使用权						1.84	企业现有土地、存量资产更新
合计		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	166.68	

兴化中油增量资产的更新支出具体如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	管道沟槽	105.00	127.00	111.00	111.00	111.00		根据安装计划敷设管道

兴化中油在建工程后续资本性支出的更新明细具体如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	管道沟槽	20.34						在建管道沟槽后续支出

根据上述预测，未来资本性支出的预测具体如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
存量资产的资本性支出							
1	房屋建筑物						0.79
2	构筑物						19.29
3	管道沟槽						57.03
4	机器设备						81.02

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
5	车辆						4.21
6	电子设备	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	2.50
7	长期待摊费用						0.00
8	其他无形资产						0.00
9	土地使用权						1.84
小计		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	166.68
增量资产的资本性支出							
1	房屋建筑物						
2	构筑物						
3	管道沟槽	105.00	127.00	111.00	111.00	111.00	
4	机器设备						
5	车辆						
6	电子设备						
7	长期待摊费用						
8	其他无形资产						
9	土地使用权						
小计		105.00	127.00	111.00	111.00	111.00	
在建工程后续资本性支出							
1	管道沟槽	20.34					
小计		20.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资本性支出合计		126.34	128.00	112.00	112.00	112.00	166.68

3、永续期折旧摊销和资本性支出的测算过程

对于永续期折旧与摊销和永续期资本性支出的测算，本次评估的总体思路为，在标的资产进入永续期后，将每年不同的资本性支出和折旧摊销数额，在折现值相同的基础上，估算出每年的资本性支出和折旧摊销数额，使得上述两个现金流的折现值趋同。上述思路对应的模型公式如下：

$$P = R_t \times r \times \frac{(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} \times (1+r)^{-t}$$

上述公式中：P 为永续期年资本性支出额，R_t 为资产预计的重置价值，t 为资产 2026 年 1 月至资产更新的年限，m 为资产的平均使用年限，r 为折现率。

本次评估，对永续期资本性支出和折旧摊销年金化金额，采用永续年金资本化模型测算。对于标的资产的各项资产（不包括溢余资产及非经营性资产），根

据其购置成本、经济寿命年限、尚可使用年限等因素分别代入上述公式，将永续期内各更新时点的资产更新支出现值在永续期年金化，并进行汇总，得到本次评估的永续期折旧摊销和永续期资本性支出金额。

4、营运资金增加额预测过程

营运资金的追加是指随着企业经营活动的变化，因提供商业信用而占用的现金，正常经营所需保持的现金等；同时，在经济活动中，获取他人提供的商业信用，相应可以减少现金的即时支付。通常其他应付款、应付职工薪酬、其他应收款等科目因核算内容多为关联方的经营性往来或周转快、拖欠时间较短及金额相对较小，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。所以计算营运资金的增加需考虑正常经营所需保持的现金、存货、其他流动负债、合同负债、应付账款、预付款项、应收账款等几个因素。

（1）基准日营运资金的确定

基准日营运资金根据流动资产和流动负债评估值进行调整，剔除溢余资产、非经营性资产及负债后确定。经计算评估基准日的营运资金为-2,298.14 万元。

（2）未来年度最低现金保有量的预测

一般情况下，企业要维持正常运营，通常需要一定数量的现金保有量。通过对兴化中油营运资金的现金持有量与付现成本情况进行分析，兴化中油营运资金中现金持有量约为 1 个月的付现成本费用。预测期各年日常现金保有量测算过程如下表：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	备注
1	年付现成本	854.54	863.48	866.12	869.81	871.28	根据除天然气成本、折旧摊销外的成本费用、税金及附加、企业所得税加计确定
2	月付现成本	71.21	71.96	72.18	72.48	72.61	
3	周转月数	1	1	1	1	1	
4	付现周转现金保有量	71.21	71.96	72.18	72.48	72.61	
5	现金保有量	71.21	71.96	72.18	72.48	72.61	

(3) 未来年度营运资金的预测

在参考 2025 年各科目周转天数的基础上并结合企业访谈、行业平均水平情况，综合确定未来年度周转天数按 2025 年的周转天数进行预测，并结合未来年度营业收入和营业成本的预测来确定未来年度的营运资金情况。对于周转快，且金额相对较小的其他营运资金科目，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。

报告期和预测期营运资金周转天数情况如下：

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
应收账款周转天数	4	4	4	4	4	4
预付款项周转天数	4	4	4	4	4	4
存货周转天数	12	12	12	12	12	12
合同负债周转天数	53	53	53	53	53	53

营运资金预测如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	备注
1	货币资金	71.21	71.96	72.18	72.48	72.61	根据现金保有量测算
2	应收账款	66.94	69.36	71.00	71.97	72.94	根据周转天数测算
3	预付款项	58.61	60.71	62.30	63.21	64.17	根据周转天数测算
4	其他应收款	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	保持基准日余额
5	存货	175.83	182.13	186.91	189.62	192.50	根据周转天数测算
一	营运资产合计	384.17	395.73	403.97	408.85	413.80	
1	应付账款	1,237.16	1,240.45	1,214.45	1,211.00	1,218.16	根据各类型业务周转天数测算
2	合同负债	886.98	919.03	940.79	953.63	966.48	根据周转天数测算
3	应付职工薪酬	63.49	63.49	63.49	63.49	63.49	保持基准日余额
4	应交税费	30.48	32.29	31.24	31.63	31.67	根据当期所得税/4+基准日其他税费余额确定
5	其他应付款	205.12	205.12	205.12	205.12	205.12	保持基准日余额
6	其他流动负债	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	根据合同负债测算
二	营运负债合计	2,423.73	2,460.88	2,455.59	2,465.36	2,485.42	
三	营运资金	-2,039.56	-2,065.15	-2,051.62	-2,056.51	-2,071.63	
四	营运资金的变动	258.59	-25.60	13.53	-4.89	-15.11	

由于永续期收入、成本、付现成本等不再变动，故相应的营运资金需求净增加为 0。

综上所述，预测期及永续期标的资产折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程具有合理性。

（六）庆云中油

预测期及永续期庆云中油折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程及测算依据如下：

1、折旧与摊销预测过程及测算依据

根据企业计提折旧和摊销的政策，对存量、增量资产，按照企业现行的折旧（摊销）年限、残值率和已计提折旧（摊销）的金额进行测算。并根据原有资产的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。

折旧分摊测算过程如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	房屋建筑物	77.93	76.95	76.95	76.95	76.95	34.59
2	构筑物	12.33	12.33	8.35	6.21	6.16	11.89
3	管道沟槽	90.20	81.58	79.90	80.53	81.15	79.18
4	机器设备	44.12	36.08	36.08	36.01	35.88	45.98
5	运输设备	10.15	8.91	8.91	7.10	1.08	2.39
6	电子设备	23.32	15.35	15.56	13.02	12.51	20.99
折旧小计		258.06	231.21	225.76	219.83	213.73	195.02

摊销分摊测算过程如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	土地使用权	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43	12.83
摊销小计		12.43	12.43	12.43	12.43	12.43	12.83

根据以上资产的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。未来折旧与摊销的预测如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
----	----	--------	--------	--------	--------	--------	-----

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
1	主营业务成本	196.04	175.64	171.50	167.00	162.37	148.15
2	销售费用	0.65	0.58	0.56	0.55	0.53	0.49
3	管理费用	61.37	54.99	53.69	52.28	50.83	46.38
小计		258.06	231.21	225.76	219.83	213.73	195.02
1	主营业务成本	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	2.02
2	管理费用	10.47	10.47	10.47	10.47	10.47	10.81
小计		12.43	12.43	12.43	12.43	12.43	12.83
折旧摊销合计		270.49	243.64	238.18	232.26	226.16	207.85

2、资本性支出预测过程及测算依据

根据企业的发展规划及目前实际执行情况，并结合企业业务的发展情况，对需要投入的存量及增量资本性支出进行预测。

庆云中油存量资产的更新支出具体如下：

单位：万元

序号	科目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期	备注
1	房屋建筑物						9.91	企业现有房屋建筑物、存量资产更新
2	构筑物						22.50	企业现有构筑物、存量资产更新
3	管道沟槽	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	61.10	企业现有管道沟槽、存量资产更新
4	机器设备						56.99	企业现有设备、存量资产更新
5	运输设备						3.39	企业现有设备、存量资产更新
6	电子设备	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	25.26	企业现有设备、存量资产更新
7	长期待摊费用							
8	其他无形资产							
9	土地使用权						4.40	企业现有土地、存量资产更新
合计		22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	183.55	

庆云中油无增量资产的更新支出。

庆云中油无在建工程后续资本性支出的更新。

根据上述预测，未来资本性支出的预测具体如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
存量资产的资本性支出							
1	房屋建筑物						9.91
2	构筑物						22.50
3	管道沟槽	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	61.10
4	机器设备						56.99
5	车辆						3.39
6	电子设备	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	25.26
7	长期待摊费用						
8	其他无形资产						
9	土地使用权						4.40
小计		22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	183.55

3、永续期折旧摊销和资本性支出的测算过程

对于永续期折旧与摊销和永续期资本性支出的测算，本次评估的总体思路为，在标的资产进入永续期后，将每年不同的资本性支出和折旧摊销数额，在折现值相同的基础上，估算出每年的资本性支出和折旧摊销数额，使得上述两个现金流的折现值趋同。上述思路对应的模型公式如下：

$$P = R_t \times r \times \frac{(1+r)^m}{(1+r)^m - 1} \times (1+r)^{-t}$$

上述公式中：P 为永续期年资本性支出额，Rt 为资产预计的重置价值，t 为资产 2026 年 1 月至资产更新的年限，m 为资产的平均使用年限，r 为折现率。

本次评估，对永续期资本性支出和折旧摊销年金化金额，采用永续年金资本化模型测算。对于标的资产的各项资产（不包括溢余资产及非经营性资产），根据其购置成本、经济寿命年限、尚可使用年限等因素分别代入上述公式，将永续期内各更新时点的资产更新支出现值在永续期年金化，并进行汇总，得到本次评估的永续期折旧摊销和永续期资本性支出金额。

4、营运资金增加额预测过程

营运资金的追加是指随着企业经营活动的变化，因提供商业信用而占用的现金，正常经营所需保持的现金等；同时，在经济活动中，获取他人提供的商业信用，相应可以减少现金的即时支付。通常其他应收款、应付职工薪酬、其他应付款、其他流动负债等科目因核算内容多为关联方的经营性往来或周转快、拖欠时间较短及金额相对较小，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。所以计算营运资金的增加需考虑正常经营所需保持的现金、预付款项、存货、其他流动资产、应付账款、合同负债等几个因素。

（1）基准日营运资金的确定

基准日营运资金根据流动资产和流动负债评估值进行调整，剔除溢余资产、非经营性资产及负债后确定。经计算评估基准日的营运资金为-3,231.09 万元。

（2）未来年度最低现金保有量的预测

一般情况下，企业要维持正常运营，通常需要一定数量的现金保有量。通过对庆云中油营运资金的现金持有量与付现成本情况进行分析，庆云中油营运资金中现金持有量约为 1 个月的付现成本费用。预测期各年日常现金保有量测算过程如下表：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	备注
1	年付现成本	1,018.21	1,009.41	1,001.90	944.98	946.01	根据除天然气成本、折旧摊销外的成本费用、税金及附加、企业所得税加计确定
2	月付现成本	84.85	84.12	83.49	78.75	78.83	
3	周转月数	1	1	1	1	1	
4	付现周转现金保有量	84.85	84.12	83.49	78.75	78.83	
5	现金保有量	84.85	84.12	83.49	78.75	78.83	

（3）未来年度营运资金的预测

在参考 2025 年各科目周转天数的基础上并结合企业访谈、行业平均水平情

况，综合确定未来年度周转天数按 2025 年的周转天数进行预测，并结合未来年度营业收入和营业成本的预测来确定未来年度的营运资金情况。对于周转快，且金额相对较小的其他营运资金科目，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。

报告期和预测期营运资金周转天数情况如下：

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
预付款项周转天数	41	41	41	41	41	41
合同负债周转天数	152	152	152	152	152	152

营运资金预测如下：

单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	备注
1	货币资金	84.85	84.12	83.49	78.75	78.83	根据现金保有量测算
3	预付款项	1,006.56	1,010.40	1,015.10	1,008.31	1,007.72	根据周转天数测算
4	其他应收款	2.97	2.97	2.97	2.97	2.97	保持基准日余额
5	存货	311.56	302.48	290.53	222.00	221.35	根据各业务类型周转天数测算
一	营运资产合计	1,405.94	1,399.97	1,392.10	1,312.04	1,310.88	
1	应付账款	501.96	487.32	468.08	357.67	356.63	根据各业务类型周转天数测算
2	合同负债	3,915.70	3,938.25	3,958.46	3,935.48	3,935.48	根据周转天数测算
3	应付职工薪酬	133.19	133.19	133.19	133.19	133.19	保持基准日余额
4	应交税费	38.31	38.31	38.31	38.31	38.31	根据当期所得税/4+基准日其他税费余额确定
5	其他应付款	5.76	5.76	5.76	5.76	5.76	保持基准日余额
6	其他流动负债	42.11	42.11	42.11	42.11	42.11	根据合同负债测算
二	营运负债合计	4,637.03	4,644.95	4,645.92	4,512.52	4,511.48	
三	营运资金	-3,231.09	-3,244.98	-3,253.82	-3,200.48	-3,200.60	
四	营运资金的变动	708.72	-13.89	-8.83	53.34	-0.12	

由于永续期收入、成本、付现成本等不再变动，故相应的营运资金需求净增加为 0。

综上所述，预测期及永续期标的资产折旧与摊销、资本性支出、营运资金的

具体测算过程具有合理性。

九、折现率确定过程中选取的可比公司与市场法评估、财务分析中选取的可比公司不一致的原因及合理性，本次评估的折现率与可比交易是否存在较大差异，折现率的预测是否合理、谨慎。

（一）折现率确定过程中选取的可比公司与市场法评估、财务分析中选取的可比公司不一致的原因及合理性

1.收益法评估场景下可比公司的选取原则

本次收益法评估对于折现率计算时可比上市公司的确定过程如下：

报告期内，标的资产的主营业务收入主要来自天然气销售业务、天然气代输业务和天然气工程安装服务，故本次 β 系数选取细分行业为公用事业--燃气II--燃气III的可比上市公司。

本次根据同花顺 iFinD 金融数据终端查询沪深 A 股中所属申万行业名称为“公用事业--燃气II--燃气III”的上市公司共有 29 家，收益法评估确定的可比公司选择原则如下：①可比公司上市时间不少于两年，确保有足够的交易数据可供 β 值测算；②评估基准日前两年内，可比公司未发生因重大重组、负面事件、信息披露等导致的股价剧烈异常波动；③近三年经营情况稳定，成长性可比，盈利能力相当，财务信息完备的可比公司；④与标的资产处于同一细分行业，主营业务相同或相似，业务结构和经营模式类似的可比公司。筛选后符合条件的上市公司如下：

证券代码	证券简称	上市日期	β_U
600681.SH	百川能源	1993-10-18	0.6529
600803.SH	新奥股份	1994-01-03	0.3512
600917.SH	重庆燃气	2014-09-30	0.5465
601139.SH	深圳燃气	2009-12-25	0.6462
603080.SH	新疆火炬	2018-01-03	0.7970
603393.SH	新天然气	2016-09-12	0.7085
001299.SZ	美能能源	2022-10-31	0.6991
002267.SZ	陕天然气	2008-08-13	0.6769

2.市场法评估场景下可比公司的选取原则

在上述 8 家收益法可比公司的基础上，市场法评估进一步筛选出与标的资产在主营业务结构、经营模式、企业规模、盈利能力、成长性等方面最为接近的上市公司。筛选后符合条件的上市公司共 3 家，具体如下：

序号	股票代码	股票简称	主营业务	主营收入构成-2025 年报 —按产品
1	603080.SH	新疆火炬	城市燃气供应、加油加气站运营管理、燃气设施设备安装服务、城市热力供应	天然气销售：75.75%；安装业务：15.46%；供热业务：3.26%；其他业务：5.53%
2	600917.SH	重庆燃气	管道燃气供应及燃气设施、设备的安装服务，综合服务、综合能源服务	天然气销售：82.87%；天然气安装业务：9.43%；其他业务：7.70%
3	600681.SH	百川能源	城市管道燃气销售、燃气工程安装、燃气具销售	天然气销售：85.20%；天然气安装业务：7.78%；其他业务：7.02%

3.财务分析场景下可比公司的选取原则

财务分析场景是在沪深 A 股同行业的 29 家上市公司中筛选与标的资产处于同一细分行业，主营业务相同或相似，业务结构、营收规模和毛利率类比的可比公司。筛选后符合条件的上市公司共 5 家，具体如下：

序号	股票代码	股票简称	营业收入（万元）	主营收入构成-2025 年报 —按产品	毛利率
1	603080.SH	新疆火炬	162,928.35	天然气销售：75.75%；安装业务：15.46%；供热业务：3.26%；其他业务：5.53%	25.13%
2	600333.SH	长春燃气	246,180.00	天然气销售：68.87%；天然气安装业务：18.97%；其他业务：12.16%	17.24%
3	603318.SH	水发燃气	255,037.97	天然气销售：50.21%；LNG 业务：28.33%；燃气设备：14.32%；分布式能源：6.53%；其他业务：0.61%	17.61%
4	600917.SH	重庆燃气	1,030,518.00	天然气销售：82.87%；天然气安装业务：	9.27%

序号	股票代码	股票简称	营业收入（万元）	主营收入构成-2025年报 —按产品	毛利率
				9.43%；其他业务：7.70%	
5	600681.SH	百川能源	520,536.13	天然气销售：85.20%； 天然气安装业务：7.78%；其他业务：7.02%	15.34%

4.不同场景使用不同可比公司的原因

本次收益法评估选取的可比公司是用于测算折现率中的 β 系数，以量化系统性风险，需要足够多的样本来平滑个体差异，确保计算出的 β 系数能准确反映行业整体的平均风险水平，符合《监管规则适用指引——评估类第1号》中关于应“充分考虑可比公司数量与可比性的平衡”的要求。

本次市场法评估选取可比公司是通过比较分析，确定标的资产的市场价值或对比标的资产的财务指标，侧重于个体间的直接可比性。评估过程中，从收益法选取可比公司样本中筛选出在主营业务、经营规模、盈利能力、经营阶段及财务特征上与标的资产最为接近的可比公司进行深度比较。在本次评估中，部分收益法层面的可比公司未被市场法所采用，是由于这些公司业务规模和细分业务规模结构与标的资产存在一定差异。

财务分析场景选取可比公司，主要目的是为标的资产的各项财务指标提供行业参照基准，通过横向对比，判断标的资产财务状况的合理性。与市场法评估通过可比公司市场交易价格推算标的资产价值不同，财务分析侧重于财务指标的比较分析，而非直接估值，因此对可比公司的选取标准存在差异。财务分析中的可比公司，是在综合考量同行业上市公司业务结构、经营模式、资产规模、收入规模等因素后，选取主营业务与标的资产具有较高相似度的公司，其选取侧重于主营业务、财务指标的可比性。

综上所述，本次收益法评估选取的可比公司样本覆盖了标的资产所处的天然气销售行业，虽然个别公司在细分产品类型上存在差异，但是需要足够多的样本来平滑个体差异，以确保计算出的 β 系数能准确反映行业整体的平均风险水平；在市场法评估和财务分析可比公司选取时，则需要选择与标的资产具有高度可比性的公司进行深度比较，所以不同场景使用不同的可比公司具有合理性。

(二) 折现率与可比交易是否存在较大差异，折现率的预测是否合理、谨慎

经查找同行业相关案例，近年来同行业交易案例的折现率具体如下：

序号	公司简称	标的简称	评估基准日	折现率	无风险收益率	备注
1	新奥股份	新奥能源	2025/3/18	/	/	该案例为市场法定价，未采用收益法
2	水发燃气	鄂尔多斯水发	2022/4/30	9.64%	2.84%	
3	蓝天燃气	长葛蓝天	2021/12/31	10.29%	2.78%	
4	新疆火炬	玉山利泰	2025/3/31	7.96%	2.09%	
5	新疆火炬	国能燃气	2023/5/31	9.61%	3.15%	
平均数				9.38%	2.72%	
1	本次交易	甘河中油	2025/12/31	8.95%	1.85%	
2		南通中油		8.95%		
3		扬州中油		8.83%		
4		南京中油		8.95%		
5		南昌中油		8.95%		
6		兴化中油		8.95%		
7		庆云中油		8.95%		

注：序号 1 对应新奥股份通过增发收购新奥能源 65.89%股权的交易案例，该项目已于 2026 年 6 月 13 日发布公告，宣告终止。

由上表可知，交易案例的折现率普遍高于本次评估的折现率，主要是因为本次评估时无风险收益率受降息等因素影响整体较低。在无风险利率更低的情况下，本次评估折现率高于基准日最为接近的交易案例，表明本次评估在风险溢价等参数选取上更为审慎。

本次评估基准日的无风险收益率低于历次交易案例的平均数，本次折现率亦略低于历次交易案例的平均数，折现率与同时期同类交易案例折现率不存在较大差异，故本次折现率的预测较为谨慎，具有合理性。

十、税收优惠款项的可收回性，标的资产所处行业增值税即征即退政策是否具有可持续性，如否，补充说明对评估值的影响。

（一）增值税即征即退款项的可收回性分析

1.政策适用资质合规性

根据财政部、国家税务总局于 2016 年 3 月 23 日发布《财政部国家税务总局关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》（财税〔2016〕36 号），在附件 3《营业税改征增值税试点过渡政策的规定》第二条第（一）项中规定：“一般纳税人提供管道运输服务，对其增值税实际税负超过 3%的部分实行增值税即征即退政策。” 2026 年《中华人民共和国增值税法》施行后，财政部、国家税务总局于 2026 年 1 月 30 日发布《关于增值税法施行后增值税优惠政策衔接事项的公告》（2026 年第 10 号公告），在第五条第（一）项中明确：“自 2026 年 1 月 1 日至 2027 年 12 月 31 日，一般纳税人提供管道运输服务，对其增值税实际税负超过 3%的部分实行增值税即征即退政策。”

甘河中油作为一般纳税人，主营业务为天然气管道运输及销售，且其管道运输业务与销售业务实现了财务核算独立，符合政策适用条件。企业已取得燃气经营许可证等相关经营资质，在可预见的未来将持续满足政策适用条件。甘河中油往期已合规完成纳税申报、退税资料备案，并于 2023 年至 2024 年取得 2020 年至 2021 年相关收入的即征即退税收优惠共计 185.42 万元。

2.回款延迟的原因及可收回性分析

2025 年甘河中油未能持续取得 2022 年及以后年度税收优惠，主要原因系青海省地方财政阶段性资金紧张，财政退税拨付周期延长所致，而非企业不符合政策条件或政策本身发生变化。即征即退款项属于法定税收优惠，其退还义务由税务机关依法承担，具有明确的法律依据和制度保障。地方财政的阶段性紧张属于暂时的支付延迟，仅影响退税款项的到账时间，不影响退税权利的成立。

3.退税申报最新进展情况

甘河中油已于 2026 年 6 月初与甘河工业园税务部门确认可正常办理退税事宜。企业已备齐全套退税申报材料，并于 2026 年 6 月正式提交甘河工业园税务

部门办理退税手续。目前退税款项尚未收到，但退税申请已进入税务机关正常审核拨付流程，进一步佐证了该等退税款项的法定可收回性。

（二）关于增值税即征即退政策的可持续性

1.政策现状与执行期限

管道运输服务增值税即征即退政策最早规定源于财政部、国家税务总局于2016年3月23日发布的《财政部国家税务总局关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》（财税〔2016〕36号），2026年《中华人民共和国增值税法》施行后，财政部、国家税务总局发布《关于增值税法施行后增值税优惠政策衔接事项的公告》（2026年第10号公告），在第五条第（一）项中明确：“自2026年1月1日至2027年12月31日，一般纳税人提供管道运输服务，对其增值税实际税负超过3%的部分实行增值税即征即退政策。”该公告为增值税法施行后的衔接性规定，现行政策有效期明确截至2027年12月31日。即征即退政策是否到期后继续执行，取决于届时国家财政状况和政策评估结果，因此，2027年之后该政策存在较大的不确定性。

2.评估测算对应处理口径

本次评估已在甘河中油的收益法预测中对即征即退政策作出如下处理：

经与企业访谈了解，由于地方财政紧张，企业预计2027年开始可以取得2022年及以后年度的即征即退税收优惠。本次评估假设2027年至2030年可持续取得即征即退税收优惠。考虑到目前没有任何政策文件规定2027年12月31日之后该即征即退政策是否继续执行，出于谨慎原则，本次评估永续期不预测即征即退税收优惠。

（三）关于对评估值的影响

1.本次评估已纳入税收优惠影响

本次甘河中油收益法评估中，2027年至2030年的企业自由现金流量预测已包含管道运输服务增值税即征即退带来的现金流贡献。该部分税收优惠直接增加了预测期内的经营活动现金流入，进而影响评估结论，本次评估甘河中油最终选

取收益法结果作为结论值 75,757.00 万元。

2.若预测期退税收入无法实现对评估值的影响

本次评估在永续期并未对即征即退税优惠进行预测，因此评估结论并未考虑该政策在 2027 年之后的持续享受问题。评估预测期所预测的退税收入，系依据现行有效政策规定的退税执行期间内，企业应取得的法定退税优惠。

若因地方财政拨付等客观原因，导致甘河中油在预测期内实际未能收到上述退税款项，维持原有折现率、营收增速、成本费用、用气需求等全部参数不变，仅剔除对应年度增值税即征即退现金流，则甘河中油收益法评估值为 75,499.00 万元，较调整前变动-258.00 万元，变动率为-0.34%。

（四）结论

综上所述：

1. 税收优惠款项的可收回性：即征即退款项系法定税收优惠，虽因地方财政紧张出现阶段性延迟，但款项的法定可收回性不存在实质性障碍。2022 年至 2027 年期间已发生的管道运输服务对应的退税权利已依法成立，支付延迟不影响权利实质。甘河中油已于 2026 年 6 月提交全套退税资料至甘河工业园税务部门，退税办理正在正常推进中。

2. 税收优惠政策的可持续性：管道运输服务增值税即征即退政策目前已明确延续至 2027 年 12 月 31 日，2027 年之后是否继续执行存在较大不确定性。

3. 税收优惠对评估值的影响：本次评估甘河中油收益法预测期考虑了该税收优惠，评估值为 75,757.00 万元；假设预测期内甘河中油实际未能收到退税收入，评估值为 75,499.00 万元，较调整前变动-258.00 万元，变动率为-0.34%。

十一、庆云中油、兴化中油收益法、市场法评估的具体过程；参照问题（1）一（10），结合3家参股公司报告期内的经营情况、财务数据，评估市盈率、市净率与同行业可比公司及可比交易的对比情况及差异原因，补充说明其收益法评估是否合理、谨慎。

（一）兴化中油收益法、市场法评估的具体过程

1、收益法计算及分析过程

（1）主营业务收入的预测

①历史主营业务收入分析

本次评估对于公司未来主营业务收入的预测是根据公司目前的经营状况、竞争情况及市场销售情况等因素综合分析的基础上进行的。公司历史主营业务收入情况如下：

金额单位：万元

序号	项目	2024 年	2025 年
1	天然气销售业务	4,476.70	4,740.38
2	工程安装服务业务	710.28	576.63
3	其他业务	26.63	0.00
主营业务收入合计		5,213.61	5,317.01

兴化中油的主营业务具体为天然气销售业务、工程安装服务业务和其他业务。其中天然气销售业务分为居民、商业和工业管道气售气业务；天然气工程安装服务业务是指公司根据城镇居民用户、工商业等各类用户的不同需求，提供的配套设施设备安装工程及售后服务；其他业务为企业的零星收入。2024 年度-2025 年的主营业务收入明细统计情况如下表：

金额单位：万元

序号	项目	2024 年	2025 年
1	天然气销售业务	4,476.70	4,740.38
	总用气量（万方）：	1,261.19	1,319.27
	销售单价（元/m³）：	3.5496	3.5932
1-1	居民	158.98	232.89

金额单位：万元

序号	项目	2024 年	2025 年
	总用气量（万方）：	63.73	85.19
	销售单价（元/m³）：	2.4948	2.7337
1-2	商业	256.32	227.42
	总用气量（万方）：	63.96	58.31
	销售单价（元/m³）：	4.0076	3.9004
1-3	工业	4,061.40	4,280.07
	总用气量（万方）：	1,133.51	1,175.77
	销售单价（元/m³）：	3.5830	3.6402
2	工程安装服务业务	710.28	576.63
3	其他业务	26.63	0.00

从上表可以看出,2025 年企业的主营业务收入和销售量较 2024 年有所增加,主要因为天然气销售业务增加导致。

②未来年度主营业务收入预测

A.天然气销售业务

结合企业的经营计划，分别预计未来年度各类客户的用气量。具体测算方式如下：

天然气销售收入（元）=未来年度用气量（m³）×销售单价（元/m³）

a.居民用户天然气销售收入

对于居民用户天然气销售收入，采用“基准日现有用户数加预测期内新增用户数”来测算总用气户数，乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的居民用气销售单价从而确认销售收入。

本次对居民用气户数的预测，将基于历史存量用户数，并综合企业根据其工程安装业务计划所预估的未来新增用户数进行确认。平均每户年用气量根据历史居民用气水平进行测算。兴化中油居民燃气销售价格由当地发展改革部门负责制定和调整。根据兴化市发展和改革委员会于 2024 年 3 月 14 日发布的《关于调整我市居民用管道天然气销售价格的通知》（兴发改发[2024]14 号），居民用管道

天然气销售价格调整为：第一阶梯（年用气量 ≤ 400 立方米）销售价格 3.03 元/立方米；第二阶梯（ 400 立方米 $<$ 年用气量 ≤ 1000 立方米）3.64 元/立方米；第三阶梯（年用气量 > 1000 立方米）4.24 元/立方米。调整后的销售价格自 2024 年 4 月 1 日供（售）气量起执行。本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

b.商业用户天然气销售收入

由于商业用气客户实际用气量差异较大，本次结合历史用气数据将商业用气客户划分为大客户与一般客户两类。大客户用气量结合企业经营计划、历史用气数据情况单独测算；一般商业用户用气规模以用户数量乘以户均用气量估算。再乘以由政府定价的非居民用气销售单价从而确认销售收入。

兴化中油商业用户天然气销售业务的销售价格由当地发展改革部门负责制定和调整，非居民管道天然气最高销售价格一季度一调整。根据兴化市发展和改革委员会于 2025 年发布的《关于明确非居民用管道天然气销售价格的通知》（兴发改发[2025]34、54、70、91 号）文件，兴化中油金路燃气有限公司的非居民用管道天然气 2025 年第一季度至第四季度的最高销售价格分别为 4.34 元/立方米、4.08 元/立方米、4.08 元/立方米、4.25 元/立方米，下浮不限，执行时间为 2025 年 1 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日。根据对企业管理层的访谈，以及历史年度政府发布的历次价格通知，本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

c.工业用户天然气销售收入

工业用户天然气销售收入是兴化中油的核心业务，对工业客户实行大客户管理制度，由市场部对其逐一进行管理和服务。

被评估单位管理层基于现有客户构成、历史用气量与对客户未来生产计划的了解编制了未来销量预测。本次评估结合主要客户的访谈情况、历史销量波动区间对被评估单位管理层的预测进行了核查与分析判断，认为该预测总体与历史数据及现有经营条件相匹配，据此确定未来年度销量预测。根据对企业管理层的访谈，以及历史年度政府发布的历次价格通知，本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

B.工程安装服务业务

根据兴化市发展和改革委员会于 2020 年 5 月 14 日发布的《市发展改革委关于降低并规范管道燃气工程安装费有关事项的通知》（兴发改发[2020]74 号），兴化市范围内新建住宅商品房和老住宅小区管道燃气工程安装费实行政府指导价。别墅、排屋、居民自建住房、营业房、办公用房以及其他非住宅商品房的燃气工程安装费实行市场调节价。城区新建住宅商品房单建 11 层以上的，燃气工程安装费基准收费标准调整为 2,200.00 元/户，单建 11 层及以下的和复式等商品房可在上述基准收费标准基础上浮 20%；城区老住宅小区管道燃气工程安装费标准按上述基准收费标准下浮 20%；对持有低保、特困证的居民家庭按标准减半收取；乡镇新建住宅商品房、老住宅小区，按照“同城同价”的原则，管道燃气工程安装收费标准参照城区执行。居民用户参照上述收费标准和对应安装户数进行预测，工商业配套工程结合企业历史年度收费情况进行预测。

C.其他业务

其他业务为零星材料收入，为偶发性业务，未来不做预测。

综上，未来年度主营业务收入预测如下：

金额单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
1	天然气销售业务	5,041.59	5,256.68	5,427.70	5,508.83	5,590.02
2	工程安装服务业务	353.89	352.38	324.03	324.03	324.03
3	其他业务	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
主营业务收入合计		5,395.48	5,609.06	5,751.73	5,832.86	5,914.05

（2）主营业务成本的预测

①主营业务成本分析

按照生产要素口径，企业主营业务成本如下：

金额单位：万元

序号	项目	2024 年	2025 年
1	天然气成本	3,733.17	3,784.79
1-1	管输天然气成本	3,504.88	3,537.04

序号	项目	2024 年	2025 年
	气量（万方）：	1,312.36	1,469.62
	成本单价（元/m³）：	2.6707	2.4068
1-2	LNG 成本	228.29	247.75
	气量（万方）：	50.57	63.38
	成本单价（元/m³）：	4.5143	3.9090
2	生产成本	438.12	293.65
3	工程安装成本	444.69	306.18
4	其他业务成本	5.78	0.00
主营业务成本合计		4,621.76	4,384.62

天然气成本单价的变动主要与天然气市场价格有关，主营业务成本下降主要是因为平均成本单价下降导致。由于兴化中油无高压管线，兴化中油采购的管输气需通过泰州中油管输天然气有限公司的管网并缴纳 0.14 元/方管输费；部分管输气需再次通过兴化新奥燃气有限公司的管网并缴纳 0.25 元/方管输费，故上述管输气成本包含管输成本与采购成本并包含净额法核算的影响。

生产成本由人工成本、安全生产经费、办公费、维护及修理费、折旧、车辆费用、试验检验费等组成。工程安装服务成本根据实际的工程成本进行核算，分为居民用户工程和工商业用户工程等。

②未来主营业务成本预测

A.天然气成本

根据兴化中油与中国石油天然气股份有限公司天然气销售江苏分公司签订的《2025-2026 年度天然气购销合同》，“管制气”不区分用气结构，用气价格按照国家发展改革委发布的该省天然气基准门站价格上浮 18.5%执行，为 2.3937 元/方，“非管制气”执行市场调节价格。考虑到兴化中油对于天然气销售实行联动调整价格机制，未来年度的天然气的总购气量按总销售量确定，采购成本单价主要参考 2025 年度综合采购成本单价进行预测，并考虑相应的管输成本。

企业的 LNG 气源为应急储备使用，采购价格随市场定价变动，本次按照 2025 年全年的平均单价对未来进行测算。

B.生产成本

对于职工薪酬，包括工资、奖金、津贴、社会保险等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于折旧摊销，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产，根据未来投资计划测算年折旧摊销，详见折旧摊销计算表。

对于安全生产费，参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测。

对于修理及维护费、办公费、试验检验费、车辆费用等其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

C.工程安装服务成本

未来年度的工程安装服务成本根据未来年度的工程安装服务收入与毛利率计算得出，其中未来年度的毛利率主要参考历史年度的平均毛利率水平。

D.其他业务成本

其他业务成本为零星材料成本，为偶发性业务，未来不做预测。

综上，未来年度主营业务成本预测如下：

金额单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
1	购气成本	4,049.26	4,232.93	4,385.06	4,462.32	4,539.57
2	生产成本	385.54	386.18	388.61	386.44	389.52
3	工程安装成本	200.53	200.48	184.33	184.33	184.33
4	其他业务成本	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
主营业务成本合计		4,635.32	4,819.59	4,957.99	5,033.09	5,113.42

（3）税金及附加的预测

税金及附加包括城建税、教育费附加、地方教育费附加、房产税、土地使用税、印花税、车船使用税。

地方教育费附加按增值税的 2.00%计缴；教育费附加按增值税的 3.00%计缴；城建税按增值税的 7.00%计缴。

应交流转税根据增值税销项抵扣进项税后的余额确定，其中销项税按不含税销售收入的 13%、9%，进项税按照不含税材料 13%、9%、6%，能耗及固定资产的 13%、5%、6%、9%确定。

印花税按占收入的比重进行预测；房产税、土地使用税结合目前公司缴纳的基数进行预测；车船使用税按照企业历史情况水平预测。

税金及附加的预测数据详见下表：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
税金及附加合计	23.14	23.57	23.89	23.98	24.07

（4）销售费用的预测

销售费用主要包括工资及奖金、业务招待费、车辆费用、办公费和差旅费等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

其余费用根据历史情况及未来年度业务量的增加情况进行预测。

销售费用的预测数据详见下表：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
销售费用合计	27.82	27.82	27.82	27.82	27.82

（5）管理费用的预测

管理费用主要包括工资及奖金、租赁费、信息系统维护费、折旧和业务招待费等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。

对于租赁费，在合同期内根据合同约定进行预测，合同期外根据已经履行完毕的合同情况，并结合未来的规划进行预测。

其余费用根据历史情况及未来年度业务量的增加情况进行预测。

管理费用的预测数据详见下表：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管理费用合计	323.21	323.17	343.83	343.58	343.69

（6）财务费用的预测

历史年度财务费用主要为利息收入和手续费支出等。

对于利息收入，由于已在溢余资产中考虑相应的资产价值，故不在财务费用中对其进行预测。对于手续费支出和其他，经资产评估专业人员分析及与企业相关人员沟通了解，根据历史年度手续费和收入的比例关系进行预测。

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
财务费用合计	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50

（7）其他收益的预测

企业其他收益包括个人手续费退回、稳岗补贴。其他收益均为不可预知的收入，故本次不予考虑。

其他收益预测见下表：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
其他收益合计	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

（8）信用减值损失的预测

企业往来款周转较快，根据公司的收款政策及历史情况进行分析，货款收不回从而形成损失的情况较少。故本次对于信用减值损失不进行预测。

（9）营业外收支的预测

兴化中油金路燃气有限公司营业外收入为其他收入；营业外支出包括罚款支出和其他支出。

由于营业外收入、支出均为不可预知的收支，故本次不予考虑。

（10）所得税的预测

兴化中油金路燃气有限公司的所得税率为 25%。

未来年度所得税预测情况如下：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
所得税	96.37	103.60	99.42	100.97	101.14

（11）折旧与摊销的预测

①预测期折旧与摊销

根据企业计提折旧和摊销的政策，对存量、增量资产，按照企业现行的折旧（摊销）年限、残值率和已计提折旧（摊销）的金额逐一进行了测算。并根据原有资产的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。

②永续期折旧与摊销

根据企业计提折旧和摊销的政策、企业预测期资产的折旧摊销余额及预测期后资本性支出金额，测算预测期后未来年度的折旧摊销金额并折现至预测期末年，将其年金化处理后得出永续期折旧摊销金额。

预测期企业的折旧摊销预测数据详见下表：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
折旧合计	195.94	195.21	195.65	191.18	193.17	206.53
摊销合计	6.63	6.63	6.63	6.63	6.63	6.72
折旧摊销合计	202.57	201.84	202.27	197.81	199.79	213.25

（12）资本性支出的预测

①预测期资本性支出

根据企业的发展规划及目前实际执行情况，并结合企业业务的发展情况，对需要投入的资本性支出进行预测。

②永续期资本性支出

为了保持企业持续生产经营，永续期仍需对各类资产进行更新改造。不同类别的资产更新周期是不同的，本次评估根据企业的资产类别确定其更新周期。按照资产的更新周期预测未来资本性支出金额并折现至预测期末年，将其年金化处理后得出永续期资本性支出金额。

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
资本性支出合计	126.34	128.00	112.00	112.00	112.00	166.68

（13）营运资金增加额的预测

营运资金的追加是指随着企业经营活动的变化，因提供商业信用而占用的现金，正常经营所需保持的现金等；同时，在经济活动中，获取他人提供的商业信用，相应可以减少现金的即时支付。通常其他应付款、应付职工薪酬、其他应收款等科目因核算内容多为关联方的经营性往来或周转快、拖欠时间较短及金额相对较小，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。所以计算营运资金的增加需考虑正常经营所需保持的现金、存货、其他流动负债、合同负债、应付账款、预付款项、应收账款等几个因素。

①基准日营运资金的确定

企业基准日营运资金根据基准日相关科目明细进行调整，剔除溢余资产、非经营性资产及负债后确定，调整后评估基准日的营运资金为-2,298.14 万元。

②最低现金保有量的预测

一般情况下，企业要维持正常运营，通常需要一定数量的现金保有量。通过对兴化中油金路燃气有限公司营运资金的现金持有量与付现成本情况进行分析，兴化中油金路燃气有限公司营运资金中现金持有量约为 1 个月的付现成本费用。预测期内各年日常现金保有量如下表：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
现金保有量	71.21	71.96	72.18	72.48	72.61

③非现金营运资金的预测

评估人员分析历史年度应收账款、预付款项、应付账款、合同负债的周转情况，综合分析评估基准日以上科目内容及金额的构成情况及历史年度的周转情况，预测了未来周转天数。则：

预测年度应收账款=当年销售收入×该年预测应收账款周转天数/365

预测年度预付款项=当年销售成本×该年预测预付款项周转天数/365

预测年度存货=当年销售成本×该年预测存货周转天数/365

预测年度应付账款=当年销售成本×该年预测应付账款周转天数/365

预测年度合同负债=当年销售收入×该年预测合同负债周转天数/365

根据以上思路对未来营运资金预测如下：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
营运资金的变动	258.59	-25.60	13.53	-4.89	-15.11

（14）折现率的确定

①折现率计算模型

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为企业自由现金流量，则折现率选取加权平均资本成本（WACC）。

公式： $WACC=K_e \times E/(D+E)+K_d \times D/(D+E) \times (1-T)$

式中： K_e ：权益资本成本；

K_d ：债务资本成本；

T ：所得税率；

$E/(D+E)$ ：股权占总资本比率；

$D/(D+E)$ ：债务占总资本比率；

其中： $K_e=R_f+\beta \times MRP+R_c$

R_f =无风险报酬率；

β =企业风险系数；

MRP =市场风险溢价；

R_c =企业特定风险调整系数。

②相关参数计算过程

A.无风险收益率的确定

根据同花顺 iFinD 金融数据终端查询评估基准日银行间固定利率国债收益率（10 年期）的平均收益率确定，因此本次无风险报酬率 R_f 取 1.85%。

B.权益系统风险系数的确定

被评估单位的权益系统风险系数计算公式如下：

$$\beta_L=[1+(1-t) \times D/E] \times \beta_U$$

式中： β_L ：有财务杠杆的权益系统风险系数；

β_U ：无财务杠杆的权益系统风险系数；

t ：被评估单位的所得税税率；

D/E ：被评估单位的资本结构。

本次根据同花顺 iFinD 金融数据终端查询的 A 股可比上市公司 100 周 β_L 值、资本结构和所得税率计算确定可比上市公司的 β_U 值，并取其平均值作为被评估单位的 β_U 值，经计算 β_U 值为 0.5236。具体情况如下：

序号	股票代码	股票简称	Beta（无财务杠杆）
1	603393	新天然气	0.4861
2	603080	新疆火炬	0.7965
3	601139	深圳燃气	0.4091
4	600917	重庆燃气	0.5070
5	600803	新奥股份	0.2945
6	600681	百川能源	0.5064
7	002267	陕天然气	0.4903
8	001299	美能能源	0.6987
平均			0.5236

根据被评估单位预测期的所得税税率及资本结构测算被评估单位的 β_L 值。企业无有息负债，本次资本结构确定为零。则被评估单位的 β_L 值如下表：

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
可比上市公司平均 β_U 值	0.5236	0.5236	0.5236	0.5236	0.5236
资本结构（D/E）	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
综合所得税率（T）	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
被评估单位 β_L 值	0.5236	0.5236	0.5236	0.5236	0.5236

C. 市场风险溢价的确定

市场风险溢价是市场投资报酬率与无风险报酬率之差。其中，市场投资报酬率以上海证券交易所和深圳证券交易所股票交易价格指数为基础，选取 1992 年至评估基准日的年化周收益率加权平均值，经计算市场投资报酬率为 8.72%，无风险报酬率取评估基准日 10 年期国债的到期收益率 1.85%，即市场风险溢价为 6.87%。

D. 企业特定风险调整系数的确定

企业特定风险调整系数是对被评估单位与所选择的可比上市公司在经营环境、企业规模、经营管理、抗风险能力、特殊因素等方面的差异进行的调整。

a.区域集中度

由于城市燃气行业实行由地方政府垄断的进入管制，在对管道燃气实施特许经营制度中，设置市场准入的边界条件。公司目前的燃气经营市场局限在兴化市十一个乡镇，客户的发展受乡镇发展、招商引资政策等条件的制约。

b.安全生产

天然气为危险化学品，尽管公司整个生产过程处于受控状态，发生安全事故的可能性很小，但也不排除因燃气输送管道腐蚀、故障或其他不可预测因素造成天然气泄漏、爆炸等事故可能导致的环境污染和人员伤亡等风险。在公司规模扩大、业务快速发展过程中，可能存在安全管理措施不到位，员工违章作业，安全生产得不到有力保障的现象，如果公司发生重大安全事故，可能对公司的业务经营造成负面影响并带来经济和声誉损失。

c.客户集中度

公司的前十大工业客户的用气量占比已超过公司总销气量的 65%，这种高度集中的客户结构，使得公司经营业绩与个别客户的用气需求和生产稳定性深度绑定。一旦主要客户因自身经营问题、能源替代或搬迁而减少用气量，公司的营收和利润便会遭受直接、剧烈的冲击，业务缺乏缓冲和分散性，经营波动性极大。

d.政策/价格管制

燃气行业受政府价格管制影响深，目前公司的销售价格几乎完全受政府价格政策文件调控，导致公司在面对上游气源成本上涨时，向下游传导成本的能力较弱，尤其在居民用气等受严格调控的领域，容易形成“价格倒挂”导致亏损。同时，行业“管住中间、放开两头”的改革趋势，将持续压缩管输等环节的利润，对规模小、议价能力弱的非上市公司构成持续的盈利压力。

e.规模与融资

相对同类型的上市公司，公司的规模较小，业务局限于特定区域，且融资渠

道有限，高度依赖银行贷款和股东借款，限制了其进行管网投资、市场扩张和抵御行业周期性波动的能力，抗风险能力相对较弱。

根据以上分析，企业特定风险调整系数 R_c 取 3.50%。

E. 债务资本成本的确定

由于企业无有息负债，故本次债务资本成本取 0。

F. 预测期折现率的确定

a. 计算权益资本成本

将上述参数代入权益资本成本计算公式，计算得出被评估单位权益资本成本，详见如下：

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
无风险报酬率 (R_f)	1.85%	1.85%	1.85%	1.85%	1.85%
市场风险溢价 (MRP)	6.87%	6.87%	6.87%	6.87%	6.87%
被评估单位 β_L 值	0.5236	0.5236	0.5236	0.5236	0.5236
企业特定风险调整系数 (R_c)	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%
权益资本成本 (K_e)	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%

b. 计算加权平均资本成本

将上述参数代入加权平均资本成本计算公式，计算得出被评估单位加权平均资本成本，详见如下：

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
资本结构 (D/E)	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
综合所得税率 (T)	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
权益资本成本 (K_e)	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%
平均债务成本 (K_d)	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
$WACC = K_e \times [E/(E+D)] + K_d \times [D/(E+D)] \times (1-T)$	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%

③预测期后的价值确定

因收益期按永续确定，预测期后经营按稳定预测，故永续经营期年自由现金流，按预测末年自由现金流调整确定。主要调整包括：

资本性支出：按企业未来规划，若确保企业能够正常地稳定地持续地运营下去，结合目前企业资产的状况和更新投入资产的情况，确定预测期后每年的资本性支出金额为 166.68 万元；

折旧摊销费：根据企业预测期后的年资本性支出，结合企业的固定资产折旧政策，确定预测期后每年的折旧摊销费为 213.25 万元；

安全生产费：根据企业预测期后的年安全生产支出，结合《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136 号）的提取要求，确定预测期后每年的安全生产费为 62.50 万元；

主营业务成本：由于折旧摊销费用和安全生产费发生变化，企业主营业务成本也相应变化，折旧摊销和安全生产费的变化额，就是主营业务成本的调整数，故确定预测期后的主营业务成本为 5,005.05 万元；

管理费用：由于折旧摊销发生变化，企业管理费用也相应变化，折旧摊销的变化额，就是管理费用的调整数，故确定预测期后的管理费用为 344.52 万元；

则预测期后按上述调整后的年自由现金流为 189.62 万元。

（15）测算过程和结果

①未来年度企业自由现金流量

根据上述各项预测，未来年度企业自由现金流量预测如下：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
一、主营业务收入	5,395.48	5,609.06	5,751.73	5,832.86	5,914.05	5,590.02
加：其他业务利润	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
减：主营业务成本	4,635.32	4,819.59	4,957.99	5,033.09	5,113.42	5,005.05
税金及附加	23.14	23.57	23.89	23.98	24.07	21.39

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
销售费用	27.82	27.82	27.82	27.82	27.82	27.82
管理费用	323.21	323.17	343.83	343.58	343.69	344.52
研发费用	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
财务费用	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
加：投资收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资产减值损失	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
公允价值变动损益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
信用减值损失	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资产处置收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
其他收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
二、营业利润	385.48	414.41	397.70	403.89	404.55	190.74
加：营业外收入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
减：营业外支出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
三、利润总额	385.48	414.41	397.70	403.89	404.55	190.74
减：所得税费用	96.37	103.60	99.42	100.97	101.14	47.68
四、净利润	289.11	310.81	298.27	302.92	303.41	143.05
扣税后财务费用	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
五、息前税后净利润	289.11	310.81	298.27	302.92	303.41	143.05
加：折旧及摊销	202.57	201.84	202.27	197.81	199.79	213.25
减：资本性支出	126.34	128.00	112.00	112.00	112.00	166.68
营运资金需求净增加	258.59	-25.60	13.53	-4.89	-15.11	0.00
六、企业自由现金流量	106.75	410.24	375.01	393.62	406.32	189.62

②企业的经营性资产价值

收益期内各年预测自由现金流量折现，从而得出企业的经营性资产价值。计算结果详见下表：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
一、企业自由现金流量	106.75	410.24	375.01	393.62	406.32	189.62
折现期	0.5000	1.5000	2.5000	3.5000	4.5000	
二、折现率	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%
折现系数	0.9580	0.8793	0.8071	0.7408	0.6800	7.5978

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
三、各年企业自由现金流量折现值	102.27	360.73	302.67	291.59	276.30	1,440.72
四、经营性资产价值	2,774.28					

(16) 其他资产和负债的评估

①非经营性资产和负债的评估

非经营性资产、负债是指与被评估单位生产经营无关的，评估基准日后自由现金流量预测不涉及的资产与负债。

非经营性资产具体如下：

非经营性资产按科目披露汇总表

金额单位：元

序号	资产负债表科目	账面价值	评估价值	评估方法
1	应收账款	32,578.79	32,578.79	成本法
2	递延所得税资产	4,115.33	4,115.33	成本法
合计		36,694.12	36,694.12	

非经营性负债具体如下：

非经营性负债按科目披露汇总表

金额单位：元

序号	资产负债表科目	账面价值	评估价值	评估方法
1	应付账款	809,562.82	809,562.82	成本法
2	其他应付款	1,200.00	1,200.00	成本法
合计		810,762.82	810,762.82	

②溢余资产的评估

溢余资产是指评估基准日超过企业生产经营所需，评估基准日后自由现金流量预测不涉及的货币资金。

被评估单位评估基准日溢余资产采用成本法评估，评估值为 1,771.39 万元。

③有息负债的评估

有息负债是指评估基准日被评估单位需要支付利息的负债，被评估单位无有息负债。

（17）收益法评估结果

金额单位：万元

项目	评估价值
一、经营性资产价值	2,774.28
加：溢余资产	1,771.39
非经营性资产	3.67
长期股权价值	0.00
减：非经营性负债	81.08
二、企业整体价值	4,468.26
减：有息负债	0.00
三、股东全部权益价值（取整）	4,468.00

2、市场法评估计算和分析过程

（1）可比公司的筛选

根据可比公司筛选的原则，我们利用同花顺 iFinD 金融数据终端对和被评估单位处于同一行业的可比上市公司进行了筛选。最终选取了符合选取原则的 3 家上市公司作为对比公司：

序号	股票代码	股票简称
1	603080	新疆火炬
2	600917	重庆燃气
3	600681	百川能源

（2）可比公司基本情况

①新疆火炬燃气股份有限公司(证券名称：新疆火炬，股票代码：603080)

A.可比公司简介

新疆火炬燃气股份有限公司的主营业务是城市燃气供应、加油加气站运营管理、城市热力供应、燃气设施设备安装服务。公司的主要产品是城市燃气业务、加油加气站运营管理、燃气设施、设备的安装业务、城市热力供应。

公司城市燃气业务模式主要是经营下游终端的燃气销售业务，销售对象包括居民用户、工商业用户。经营模式是公司向中石油天然气销售新疆分公司、塔西南、新捷公司、中石油天然气销售江西分公司等上游气源方采购天然气，通过公司自有管网体系，充分发挥区域中压环网优势，科学规划、互联互通，精准对接下游用户，向公司特许经营区域内的用户提供服务。

加油加气站运营管理业务模式依托公司遍布在喀什地区、克州地区、图木舒克市部分区域的在建及建成投产的 40 余座加气站或油气合建站，形成网状布局，向私家车、公交车、运输车等社会车辆提供经济、安全、环保的天然气燃料及汽油柴油等燃料。

B.财务及经营状况

新疆火炬近年财务与经营状况如下：

金额单位：万元

名称	2023 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2025 年 09 月 30 日
资产总计	233,236.60	240,299.87	238,016.34
负债总计	78,643.75	74,229.58	71,270.88
净资产	154,592.85	166,070.29	166,745.46
名称	2023 年	2024 年	2025 年 1-9 月
营业总收入	109,077.20	147,785.84	111,735.94
营业利润	15,291.07	19,111.20	19,655.57
净利润	13,685.62	16,992.52	16,541.87

新疆火炬主营业务占全部经营业务的比重及相关数据：

类型	名称	2023 年	2024 年	2025 年 1-6 月
天然气销售	营业收入（万元）	84,085.37	108,080.11	61,697.67
	收入构成	77.09%	73.13%	78.84%
	毛利率	24.57%	20.09%	19.51%
安装业务	营业收入（万元）	16,580.83	28,131.90	10,325.16
	收入构成	15.20%	19.04%	13.19%
	毛利率	55.44%	57.87%	64.26%
供热业务	营业收入（万元）	4,088.30	5,877.46	3,318.61
	收入构成	3.75%	3.98%	4.24%
	毛利率	-27.38%	-31.76%	-13.29%

②重庆燃气集团股份有限公司(证券名称：重庆燃气，股票代码：600917)

A.可比公司简介

重庆燃气集团股份有限公司的主营业务是重庆市管道燃气供应及燃气设施、设备的安装服务，综合服务、综合能源等。公司的主要产品是天然气销售、天然气工程安装。

B.财务及经营状况

重庆燃气近年来财务与经营状况如下：

金额单位：万元

名称	2023 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2025 年 9 月 30 日
资产总计	1,034,690.92	1,107,514.10	1,109,284.55
负债总计	456,328.47	485,935.53	476,621.57
净资产	578,362.45	621,578.57	632,662.98
名称	2023 年	2024 年	2025 年 1-9 月
营业总收入	1,020,451.25	1,016,185.77	738,382.11
营业利润	56,664.74	47,870.20	20,397.20
净利润	51,650.24	40,366.32	16,237.10

重庆燃气主营业务占全部经营业务的比重及相关数据：

类型	名称	2023 年	2024 年	2025 年 1-6 月
天然气销售	营业收入（万元）	823,824.27	829,046.95	463,458.51
	收入构成	80.73%	81.58%	88.71%
	毛利率	1.18%	3.09%	
天然气安装	营业收入（万元）	136,794.39	115,619.69	41,238.38
	收入构成	13.41%	11.38%	7.89%
	毛利率	45.58%	40.75%	

③百川能源股份有限公司（证券名称：百川能源，股票代码：600681）

A.可比公司简介

百川能源股份有限公司的主营业务是城市管道燃气销售、燃气工程安装、燃气具销售。

截至 2025 年 6 月，公司已在河北省廊坊市、张家口市、沧州市、保定市以

及天津市武清区、湖北省荆州市、安徽省阜阳市、辽宁省葫芦岛市等地区进行燃气经营。公司气源主要为管道天然气，公司从中石油等上游气源方采购天然气后，通过所属城镇门站后再经由管道、CNG 加气站等方式向下游用户销售。在采购定价方面，管道天然气上游气源方根据市场供需情况，在国家发改委制定的基准门站价格基础上进行上下浮动。在销售价格方面，居民用户销售价格采取政府定价，工商业用户销售价格采取政府指导价，目前终端天然气销售价格已基本建立起上下游价格联动调整机制。

B.财务及经营状况

百川能源近年来财务与经营状况如下：

金额单位：万元

名称	2023 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2025 年 09 月 30 日
资产总计	787,115.04	770,799.07	786,482.30
负债总计	407,078.17	388,628.92	421,207.11
净资产	380,036.87	382,170.15	365,275.19
名称	2023 年	2024 年	2025 年 1-9 月
营业总收入	522,330.32	509,070.48	368,848.76
营业利润	53,927.26	46,134.91	28,984.32
净利润	38,655.35	32,599.00	19,659.24

百川能源主营业务占全部经营业务的比重及相关数据：

类型	名称	2023 年	2024 年	2025 年 1-6 月
燃气分部	营业收入（万元）	505,237.97	492,352.03	287,741.31
	收入构成	96.73%	96.72%	98.93%
	毛利率	13.49%	13.57%	

（3）价值比率的选择

价值比率是指企业整体价值或股权价值与其自身某一密切相关、能反映经营特点的参数之间的比值。即：被评估单位与可比公司进行对比分析的参数。价值比率通常包括盈利价值比率、收入价值比率、资产价值比率和其他特定价值比率。

盈利价值比率主要包括：市盈率（P/E）、企业价值/息税前利润（EV/EBIT）、企业价值/息税折旧及摊销前利润（EV/EBITDA）、企业价值/税后现金流

(EV/NOIAT)、企业价值/税后净营业利润 (EV/NOPAT) 等指标。

收入价值比率主要包括：市销率 (P/S) 和企业价值/销售收入 (EV/S)。

资产价值比率主要包括：市净率 (P/B)、企业价值/总资产或有形资产净值 (EV/TBVIC)、企业价值/重置成本等指标。

为进一步判断不同价值比率对于被评估单位所属行业的适用性,对上述价值比率对应数据的相关性进行了回归分析。为加强分析有效性,统计中去除了数据不全的公司后,共有 19 家上市公司。资产评估专业人员选取自评估基准日前两年平均净利润与前两年区间日均总市值、平均净资产与区间日均总市值、平均营业收入与区间日均总市值,以及平均 EBITDA 与平均 EV、平均 EBIT 与平均 EV,五组计算价值比率的数据,进行回归分析,情况如下:

序号	自变量\因变量	市场价值 (P) E	市场价值 (P) S	市场价值 (P) B	企业价值 (EV) EBIT	企业价值 (EV) EBITDA
1	相关性 MultipleR	0.9839	0.9815	0.9471	0.9900	0.9932
2	拟合优度 RSquare	0.9680	0.9634	0.8970	0.9801	0.9864
3	样本拟合优度 AdjustedRSquare	0.9677	0.9631	0.8962	0.9799	0.9863

由上可知,被评估单位所处行业 EBIT、EBITDA 作为自变量与企业价值之间,E、B、S 作为自变量与股东权益价值之间相关性均比较显著。考虑到被评估单位和可比公司目前所处的经营阶段已是能比较稳定产生盈利的阶段,且经营现金流均较为稳定,而企业价值倍数 EV/EBITDA 不受各公司资本结构、税收政策和折旧摊销等差异的影响,故本次采用 EV/EBITDA 估值模型进行测算。

(4) 市场法评估公式

被评估单位股东全部权益价值 (P) =被评估单位企业价值 EV-有息负债-少数股东权益价值+溢余资产+非经营性资产、负债净额+长期股权投资价值

其中:被评估单位企业价值 EV=比准企业价值倍数 EV/EBITDA×被评估单位 EBITDA

比准企业价值倍数 EV/EBITDA=修正后可比公司 EV/EBITDA (考虑流通折

扣)的算术平均值

修正后可比公司 $EV/EBITDA = (\text{可比公司总市值} \times (1 - \text{缺少流通性折扣率}) + \text{可比公司付息债务} + \text{可比公司少数股东权益} - \text{可比公司溢余资产} - \text{可比公司非经营性资产、负债净额}) / \text{可比公司 EBITDA} \times \text{可比公司修正系数}$

(5) 缺少流通性折扣的确定

流通性修正就是将可比公司价格修正为与被评估单位流通性一致的过程。

本次评估选用可比上市公司比较法,而被评估单位属于非上市公司,其股东权益缺乏市场流通性,因此需要考虑评估对象流通性影响因素,即需进行缺少流通性折扣的修正。

缺少流通性折扣定义为:在资产或权益价值基础上扣除一定数量或一定比例,以体现该资产或权益缺少流通性。

股权的自由流通性是对其价值有重要影响的。由于本次评估的企业是非上市公司,其股权是不可以在股票交易市场上交易的,这种不可流通性对其价值存在一定的影响。

借鉴国际上定量研究缺少流通性折扣率的方式,本次评估我们结合国内实际情况采用非上市公司并购市盈率与上市公司市盈率对比方式估算缺少流通性折扣率。其基本思路是收集分析非上市公司并购案例的市盈率(P/E),然后与同期的上市公司市盈率进行对比分析,通过上述两类市盈率的差异来估算缺少流通性折扣率。

本次评估采用非上市公司并购市盈率与上市公司市盈率比较所估算的缺少流通性折扣率,确定本次评估缺少流通性折扣率为 21.8%。

(6) 价值比率的计算

本次评估基准日为 2025 年 12 月 31 日,各可比上市公司财务数据未公告,但距基准日较近的 2025 年 9 月 30 日财务数据已公告,因此以可比公司公告的 2025 年 9 月 30 日的财务数据作为基准日的财务数据进行计算、调整,以确定可比上市公司各财务指标及价值比率。

①可比价值的确定

本次评估根据可比上市公司 20 日均总市值（考虑流通性折扣）确定可比公司的权益价值。另外考虑到各可比公司存在溢余资产、非经营性资产（含长期股权投资）、非经营性负债、付息债务和少数股东权益的情况，为便于各公司之间的比较，在信息可以获取的前提下，将溢余资产、非经营性资产（含长期股权投资）、非经营性负债、付息债务和少数股东权益对可比价值的影响进行调整，调整后的可比价值的公式如下：

调整后企业价值=可比公司总市值×（1-缺少流通性折扣率）-可比公司溢余资产-可比公司非经营性资产、负债净额+可比公司付息债务+可比公司少数股东权益

调整后可比公司的企业价值的具体情况见下表：

序号	内容	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
1	基准日市值（考虑流通性折扣）	257,932.14	678,727.60	432,001.97
2	减：溢余资金	13,315.89	8,360.99	19,175.69
3	减：非经营性资产	12,567.58	207,947.08	23,255.73
4	加：非经营性负债	7,506.00	17,169.61	57,811.65
5	调整后股权价值	239,554.67	479,589.14	447,382.20
6	加：少数股东权益	14,402.01	60,602.60	14,048.06
7	加：有息负债	226.92	85,098.03	230,603.20
8	调整后企业价值 EV	254,183.60	625,289.77	692,033.47

②可比公司 EBITDA 的确定

本次评估可比公司价值因子 EBITDA 采用 2025 年年化 EBITDA 进行测算。根据可比公司财务报表调整情况对可比公司 EBITDA 进行调整，调整后 EBITDA 公式为：

调整后 EBITDA=EBITDA-非经营性收入+非经营性支出

③价值比率的计算

经可比价值调整后计算的各可比公司价值比率结果如下：

金额单位：万元

序号	内容	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
1	调整后企业价值 EV	254,183.60	625,289.77	692,033.47
2	EBITDA	36,592.44	78,263.26	87,447.62
3	减：非经收入	1,649.53	17,490.48	8,488.45
4	加：非经支出	-195.06	1,890.53	2,187.00
5	调整后 EBITDA	34,747.86	62,663.31	81,146.17
6	EV/EBITDA	7.32	9.98	8.53

注：经同花顺 iFinD 导出数据计算调整。

(7) 价值比率影响因素修正系数的确定

通过对比分析，考虑到评估对象和各可比公司各项指标间仍有差异，我们采取对相关指标进行评价，并对价值比率进行调整的方式，以消除这些差异。本次评估考虑的修正因素如下：

①交易日期修正

本次评估取上市公司比较法，故无需对交易日期进行修正，交易日期修正系数为 1。

②资产规模修正

由于可比公司和被评估单位的体量有一定差异，通过对被评估单位和可比公司的分析，选取总资产作为资产规模修正指标。以被评估单位指标为基准，具体评分和相应修正系数情况见下表：

序号	内容	兴化中油	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
1	资产规模（万元）	5,924.60	238,016.34	1,109,284.55	786,482.30
2	分值	99.00	100.00	105.00	103.00
3	资产规模修正系数		0.99	0.94	0.96

③营收规模修正

由于可比公司和被评估单位的营收规模有一定的差异，通过对被评估单位和可比公司的分析，选取公司营业收入作为营收规模修正指标。具体评分结果和相应修正系数情况见下表：

序号	内容	兴化中油	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
1	营收规模（万元）	5,317.01	145,641.22	1,139,478.56	613,418.85
2	分值	99.00	100.00	105.00	102.00
3	营收规模修正系数		0.99	0.94	0.97

④财务指标修正

由于可比公司和被评估单位在财务指标方面具备一定差异，故需对其进行修正调整。为使可比公司与被评估单位更加可比，本次选取多维度财务指标进行修正。

A.财务指标的计算

根据各项可比指标的内涵，本次评估搜集了被评估单位及各可比公司财务数据。根据财务数据计算得到被评估单位及可比公司的各项指标数据，计算结果如下表：

财务指标	兴化中油	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
盈利能力状况				
净资产收益率	4.67%	10.64%	6.91%	8.73%
总资产报酬率	3.77%	8.10%	4.73%	6.78%
主营业务利润率	11.01%	24.54%	8.78%	14.85%
成本费用利润率	3.99%	14.88%	5.00%	9.88%
营运能力状况				
总资产周转率（次）	0.9914	0.6242	0.9487	0.6535
应收账款周转率（次）	41.3049	10.0177	13.7884	22.5760
流动资产周转率（次）	2.9259	2.6045	3.7360	3.7684
存货周转率（次）	23.1610	13.0521	149.5564	15.7604
偿债能力状况				
资产负债率	44.70%	30.89%	43.88%	50.42%
速动比率	63.80%	66.51%	59.19%	31.44%
流动比率	71.74%	93.45%	73.44%	47.88%
发展能力状况				
销售增长率	3.52%	35.49%	-0.42%	-2.54%
资本保值增值率	104.64%	110.99%	106.98%	108.58%

财务指标	兴化中油	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
销售利润增长率	-9.17%	26.35%	5.65%	-4.02%
总资产增长率	13.80%	3.03%	7.04%	-2.07%
其他指标状况				
EBITDA 利润率	8.03%	20.52%	7.84%	15.30%
成本费用率	8.17%	14.94%	5.70%	6.41%

注：总资产周转率=主营业务收入/[（期初资产总额+期末资产总额）/2]

应收账款周转率=主营业务收入/[（期初应收账款净额+期末应收账款净额）/2]

存货周转率=主营业务成本/[（期初存货净额+期末存货净额）/2]

速动比率=（流动资产合计-存货-预付款项-一年内到期的非流动资产-其他流动资产）/流动负债合计

B.财务指标修正标准

为与被评估单位口径财务指标相匹配，本次评估采用同行业上市公司财务数据，并剔除不可用的样本，以上市公司各指标的行业平均数为基准，对各指标进行档次划分并打分，档次划分表如下：

财务指标	优秀	良好	平均	较低	较差
盈利能力状况					
净资产收益率	12.89%	10.74%	8.95%	7.16%	5.73%
总资产报酬率	8.89%	7.41%	6.17%	4.94%	3.95%
主营业务利润率	23.08%	19.23%	16.03%	12.82%	10.26%
成本费用利润率	17.22%	14.35%	11.96%	9.57%	7.65%
营运能力状况					
总资产周转率（次）	1.0833	0.9027	0.7523	0.6018	0.4815
应收账款周转率（次）	42.6485	35.5404	29.6170	23.6936	18.9549
流动资产周转率（次）	3.3520	2.7934	2.3278	1.8622	1.4898
存货周转率（次）	50.5628	42.1357	35.1131	28.0905	22.4724
偿债能力状况					
资产负债率	29.49%	36.86%	46.08%	55.29%	66.35%
速动比率	159.14%	132.62%	110.51%	88.41%	70.73%

财务指标	优秀	良好	平均	较低	较差
流动比率	197.39%	164.49%	137.07%	109.66%	87.73%
发展能力状况					
销售增长率	21.08%	17.56%	14.64%	11.71%	9.37%
资本保值增值率	153.33%	127.77%	106.48%	85.18%	68.15%
销售利润增长率	17.30%	14.41%	12.01%	9.61%	7.69%
总资产增长率	10.67%	8.89%	7.41%	5.93%	4.74%
其他指标状况					
EBITDA 利润率	22.55%	18.79%	15.66%	12.53%	10.02%
成本费用率	6.74%	8.43%	10.53%	12.64%	15.17%

C.财务指标修正结果

根据评分参照表列示的优秀、良好、平均、较低、较差、差六个档次分别对被评估单位及可比公司打分，评分结果见下表：

财务指标	兴化中油	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
盈利能力状况				
净资产收益率	85.00	100.00	90.00	95.00
总资产报酬率	85.00	105.00	90.00	100.00
主营业务利润率	90.00	110.00	85.00	95.00
成本费用利润率	85.00	105.00	85.00	95.00
营运能力状况				
总资产周转率（次）	105.00	95.00	105.00	95.00
应收账款周转率（次）	105.00	85.00	85.00	90.00
流动资产周转率（次）	105.00	100.00	110.00	110.00
存货周转率（次）	90.00	85.00	110.00	85.00
偿债能力状况				
资产负债率	100.00	105.00	100.00	95.00
速动比率	85.00	85.00	85.00	85.00
流动比率	85.00	90.00	85.00	85.00
发展能力状况				
销售增长率	85.00	110.00	85.00	85.00
资本保值增值率	95.00	100.00	100.00	100.00
销售利润增长率	85.00	110.00	85.00	85.00

财务指标	兴化中油	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
总资产增长率	110.00	85.00	95.00	85.00
其他指标状况				
EBITDA 利润率	85.00	105.00	85.00	95.00
成本费用率	105.00	90.00	110.00	110.00

根据计算得出的可比公司及被评估单位财务指标各维度得分，采用被评估单位各维度财务指标得分÷可比公司各维度财务指标得分，具体情况如下表：

财务指标	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
盈利能力状况			
净资产收益率	0.85	0.94	0.89
总资产报酬率	0.81	0.94	0.85
主营业务利润率	0.82	1.06	0.95
成本费用利润率	0.81	1.00	0.89
营运能力状况			
总资产周转率（次）	1.11	1.00	1.11
应收账款周转率（次）	1.24	1.24	1.17
流动资产周转率（次）	1.05	0.95	0.95
存货周转率（次）	1.06	0.82	1.06
偿债能力状况			
资产负债率	0.95	1.00	1.05
速动比率	1.00	1.00	1.00
流动比率	0.94	1.00	1.00
发展能力状况			
销售增长率	0.77	1.00	1.00
资本保值增值率	0.95	0.95	0.95
销售利润增长率	0.77	1.00	1.00
总资产增长率	1.29	1.16	1.29
其他指标状况			
EBITDA 利润率	0.81	1.00	0.89
成本费用率	1.17	0.95	0.95

经加权平均计算得出财务指标修正系数，具体情况如下表：

财务指标	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
盈利能力状况	0.82	0.99	0.90
营运能力状况	1.12	1.00	1.07
偿债能力状况	0.96	1.00	1.02
发展能力状况	0.95	1.03	1.06
其他指标状况	0.99	0.98	0.92
财务指标修正系数	0.97	1.00	0.99

⑤编制因素修正系数表

根据上述对影响因素的描述及修正系数确定的方法，计算得到各影响因素的修正系数，从而计算得出可比公司修正系数，具体情况如下表：

内容	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
交易日期修正	1.00	1.00	1.00
资产规模修正	0.99	0.94	0.96
营收规模修正	0.99	0.94	0.97
财务指标修正	0.97	1.00	0.99
修正系数	0.95	0.88	0.92

（8）经营性资产价值的确定

以修正后的可比公司的价值比率的算术平均值作为比准价值比率，结合被评估单位的财务数据，确定被评估单位经营性资产价值。

价值比率为 EV/EBITDA 时对应的被评估单位企业经营性资产价值如下表：

金额单位：万元

序号	内容	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
1	EV/EBITDA	7.32	9.98	8.53
2	比率乘数修正系数	0.95	0.88	0.92
3	调整后 EV/EBITDA	6.95	8.78	7.85
4	权重	0.33	0.33	0.33
5	比准 EV/EBITDA	7.86		
6	被评估单位 EBITDA	591.24		
7	经营性资产价值	4,647.17		

（9）其他调整因素的确定

①溢余资产价值的确定

企业的溢余资产主要为评估基准日非正常需要的货币资金，计算得出溢余资金为 1,771.39 万元，具体测算过程参见收益法相关内容。

②非经营性资产、负债的确定

根据企业提供的评估基准日经审计的资产负债表，资产评估专业人员对被评估单位提供的财务报表进行了必要的审查，对其资产和收益项目根据评估的需要进行分类和调整，经测算，非经营性资产及负债净额为-77.41 万元。有关对非经营性资产、负债的确定，参见收益法相关内容。

③未纳入合并口径的长期股权投资价值的确定

本次评估不存在未纳入合并口径的长期股权投资。

④有息负债的确定

被评估单位有息负债主要为向金融机构等借入的款项。截至评估基准日，被评估单位有息负债价值为 0.00 万元。

（10）市场法评估结果

市场法计算结果如下表：

金额单位：万元

序号	内容	金额
1	被评估单位 EBITDA	591.24
2	比准 EV/EBITDA	7.86
3	经营性资产价值	4,647.17
4	减：有息负债	0.00
5	少数股东权益	0.00
6	核心股权价值	4,647.17
7	加：溢余资产	1,771.39
8	非经营性资产、负债净额	0.00
9	未纳入合并范围的长期股权价值	0.00

序号	内容	金额
10	股东全部权益价值（取整）	6,341.00
11	基准日账面净资产	3,225.06
12	评估增值	3,115.94
13	评估增值率（%）	96.62

经市场法评估，被评估单位股东全部权益账面价值为 3,225.06 万元，股东全部权益评估值为 6,341.00 万元，评估增值 3,115.94 万元，增值率为 96.62%。

本次评估考虑了股权流动性对股权价值的影响。

（二）庆云中油收益法、市场法评估的具体过程

1、收益法计算及分析过程

（1）主营业务收入的预测

①历史主营业务收入分析

本次评估对于公司未来主营业务收入的预测是根据公司目前的经营状况、竞争情况及市场销售情况等因素综合分析的基础上进行的。公司历史主营业务收入情况如下：

金额单位：万元

序号	项目	2024 年	2025 年
1	天然气销售业务	8,162.94	8,887.80
2	工程安装服务业务	1,545.50	194.07
主营业务收入合计		9,708.44	9,081.87

庆云中油的主营业务具体为天然气销售业务和工程安装服务业务。其中天然气销售业务分为居民、商业、工业和锅炉采暖管道气售气业务；天然气工程安装服务业务是指公司根据城镇居民用户、工商业等各类用户的不同需求，提供的配套设施设备安装工程及售后服务。2024 年度-2025 年的主营业务收入明细统计情况如下表：

金额单位：人民币万元

序号	项目	2024 年	2025 年
1	管输天然气销售业务	8,162.94	8,887.80

金额单位：人民币万元

序号	项目	2024 年	2025 年
1-1	居民	3,676.14	3,451.81
	总用气量（万方）：	1,310.53	1,239.91
	销售单价（元/m³）：	2.8051	2.7839
1-2	工业	3,391.35	4,442.07
	总用气量（万方）：	1,021.34	1,323.86
	销售单价（元/m³）：	3.3205	3.3554
1-3	商业	626.21	650.87
	总用气量（万方）：	168.15	169.91
	销售单价（元/m³）：	3.7242	3.8306
1-4	锅炉采暖	469.23	343.05
	总用气量（万方）：	114.70	83.84
	销售单价（元/m³）：	4.0909	4.0915
2	工程安装服务业务	1,545.50	194.07
合计		9,708.44	9,081.87

从上表可以看出，2025 年企业的主营业务收入和销售量较 2024 年有所减少，主要因为工程安装服务业务减少导致。

②未来年度主营业务收入预测

A.天然气销售业务

结合企业的经营计划，分别预计未来年度各类客户的用气量。具体测算方式如下：

天然气销售收入（元）=未来年度用气量（m³）×销售单价（元/m³）

a.居民用户天然气销售收入

对于居民用户天然气销售收入，采用“基准日现有用户数加预测期内新增用户数”来测算总用气户数，乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的居民用气销售单价从而确认销售收入。

本次对居民用气户数的预测，将基于历史存量用户数，并综合企业根据其工程安装业务计划所预估的未来新增用户数进行确认。平均每户年用气量根据历史居民用气水平进行测算。庆云中油居民燃气销售价格由当地发展改革部门负责制定和调整。庆云中油居民燃气销售单价执行政府定价。根据庆云发展和改革局

2025 年 10 月 29 日发布《关于公布我县取暖季天然气销售价格的通知》（庆发改价格〔2025〕85 号），自 2025 年 11 月 1 日，现行居民用气实行阶梯价格制度，具体按文件公布的一、二、三档阶梯价格执行。具体执行价格表如下：第一阶梯销售价格为 3.05 元/立方米；第二阶梯销售价格为 3.53 元/立方米；第三阶梯销售价格为 4.24 元/立方米。本次在预测期居民销售单价测算过程中，统一依据最新政府定价文件规定的居民第一阶梯气价进行取值，未叠加、预判第二阶梯、第三阶梯增量用气销量带来的单价提升因素。

b.商业用户天然气销售收入

商业用户主要为商场、酒店、餐饮、银行等。对于商业用户天然气销售收入，采用“基准日现有用户数加预测期内新增用户数”来测算总用气户数，乘以单户平均用气量得到总用气量，再乘以由政府定价的非居民用气销售单价从而确认销售收入。根据对企业管理层的访谈，以及历史年度政府发布的历次价格通知，本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

c.工业用户天然气销售收入

工业用户天然气销售收入是庆云中油的核心业务，对工业客户实行大客户管理制度，由市场部对其逐一进行管理和服务。

庆云中油工业用户天然气销售业务的销售价格由当地发展改革部门负责制定和调整。根据庆云发展和改革局 2025 年 10 月 29 日发布《关于公布我县取暖季天然气销售价格的通知》（庆发改价格〔2025〕85 号），依据天然气销售价格等于购进价格加配气价格的原则，考虑非居民用户承受能力，核定 2025-2026 年取暖季（自 2025 年 11 月 1 日至 2026 年 3 月 31 日）非居民天然气销售价格为不超过 4.5 元/立方米。取暖季结束后，非居民用气价格政策停止执行，恢复执行非取暖季价格，即按照庆云发展和改革局 2025 年 3 月 27 日发布《关于稳定 2025 年非取暖季非居民天然气价格的通知》，从 2025 年 4 月 1 日起我县非居民天然气销售价格执行非取暖季价格为不超过 3.77 元/立方米。根据对企业管理层的访谈，以及历史年度政府发布的历次价格通知，本次结合企业 2025 年度销售单价进行预测。

被评估单位管理层基于现有客户构成、历史用气量与对客户未来生产计划的了解编制了未来销量预测。本次评估结合主要客户的访谈情况、历史销量波动区间对被评估单位管理层的预测进行了核查与分析判断，认为该预测总体与历史数据及现有经营条件相匹配，据此确定未来年度销量预测。

d.锅炉（采暖）用户天然气销售收入

锅炉（采暖）用户主要为学校、医院等用户，对于上述用户的用气量及销售单价根据历史市场销售情况结合企业的未来年度经营计划确认。

B.工程安装服务业务

根据当年居民、工业、商业配套预计新增用户结合不同类型的收费标准进行预测。其中居民配套工程收费标准根据《庆云县人民政府办公室关于印发庆云县城市基础设施配套费征收使用管理办法的通知》（庆政办发〔2025〕1号）发布的城市基础设施配套费和建设项目规划红线内供水、供气、供热等相关配套建设安装费用统一纳入房屋(工程)开发建设成本，建设项目规划红线内供水、供气、供热等相关配套设施，建设单位委托专营企业施工建设的，专营企业除正常建设安装费用外，不得收取其他不合理费用，目前（居民用户）按建筑面积每平方米27元征收。结合庆云县当地居民的居住喜好，单户按照2,000.00元进行测算，工业配套工程和商业配套工程结合企业历史年度收费情况进行预测。

综上，未来年度主营业务收入预测如下：

金额单位：万元						
序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
1	天然气销售业务	9,065.33	9,065.33	9,065.33	9,065.33	9,065.33
2	工程安装服务业务	337.5	337.5	337.5	337.5	337.5
主营业务收入合计		9,402.83	9,402.83	9,402.83	9,402.83	9,402.83

(2)主营业务成本的预测

①主营业务成本分析

按照生产要素口径，企业主营业务成本如下：

金额单位：万元

序号	项目	2024 年	2025 年
1	天然气成本	7,468.16	7,936.91
1-1	管输天然气成本	7,468.16	7,936.91
	气量（万方）：	2,614.72	2,817.53
	成本单价（元/m³）：	2.8257	2.8170
2	生产成本	974.07	794.62
3	工程安装成本	553.92	135.62
主营业务成本合计		8,996.16	8,867.14

天然气成本单价的变动主要与天然气市场价格有关。生产成本由人工成本、安全生产经费、办公费、维护及修理费、折旧、车辆费用、试验检验费等组成。工程安装服务成本根据实际的工程成本进行核算，分为居民用户工程和工商业用户工程等。

②未来主营业务成本预测

A.天然气成本

考虑到庆云中油对于天然气销售实行联动调整价格机制，未来年度的天然气的总购气量按总销售量确定，采购成本单价主要参考 2025 年度综合采购成本单价进行预测。

B.生产成本

对于职工薪酬，包括工资、奖金、津贴、社会保险等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于折旧摊销，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产，根据未来投资计划测算年折旧摊销。

对于安全生产费，参考《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136 号）的提取要求，结合企业安全生产费的实际发生情况进行预测。

对于租赁费，在合同期内根据合同约定进行预测，合同期外根据已经履行完毕的合同情况，并结合未来的规划进行预测。

对于修理及维护费、办公费、燃料及动力费、车辆费用等其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

C.工程安装服务成本

未来年度的工程安装服务成本根据未来年度的工程安装服务收入与毛利率计算得出，其中未来年度的毛利率主要参考历史年度的毛利率水平。

综上，未来年度主营业务成本预测如下：

金额单位：万元

序号	项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
1	购气成本	8,086.20	8,150.00	8,208.15	8,221.70	8,221.70
2	生产成本	778.53	761.84	758.52	754.76	749.47
3	工程安装成本	96.08	83.16	70.23	0.00	0.00
主营业务成本合计		8,960.81	8,995.00	9,036.90	8,976.46	8,971.17

（3）税金及附加的预测

税金及附加包括城建税、教育费附加、地方教育费附加、房产税、土地使用税、印花税、车船使用税。

地方教育费附加按增值税的 2.00%计缴；教育费附加按增值税的 3.00%计缴；城建税按增值税的 5.00%计缴。

应交流转税根据增值税销项抵扣进项税后的余额确定，其中销项税按不含税销售收入的 13%、9%，进项税按照不含税材料 13%、9%、6%，能耗及固定资产的 13%、5%、6%、9%确定。

印花税按占收入的比重进行预测；房产税、土地使用税结合目前公司缴纳的基数进行预测；车船使用税按照企业历史情况水平预测。

税金及附加的预测数据详见下表：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
税金及附加合计	35.19	35.54	35.59	35.59	35.58

（4）销售费用的预测

销售费用主要包括职工薪酬、固定资产折旧、水费、电费和车辆费用等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。

其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

销售费用的预测数据详见下表：

金额单位：万元					
项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
销售费用合计	48.24	48.17	48.15	48.14	48.12

（5）管理费用的预测

管理费用主要包括职工薪酬、固定资产折旧、业务招待费、车辆费用、水费、电费等。

对于人工工资等，参考人事部门提供的未来年度人工需求量因素，并考虑近几年当地社会平均工资的增长水平，预测未来年度员工人数、工资总额。

对于累计折旧摊销的测算，除了现有存量资产外，以后各年为了维持正常经营，随着业务的增长，需要每年投入资金新增资产或对原有资产进行更新，根据企业的资本性支出情况，来测算年折旧摊销。

其他费用结合公司历史年度的水平根据具体情况进行预测。

管理费用的预测数据详见下表：

金额单位：万元					
项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
管理费用合计	320.87	314.48	313.18	311.77	310.32

（6）财务费用的预测

历史年度财务费用主要为利息收入、利息支出和手续费支出等。

对于利息收入，由于已在溢余资产中考虑相应的资产价值，故不在财务费用中对其进行预测。

对于利息支出，由于庆云中油在评估基准日后报告出具日前无长期借款，故不予预测相关支出。

对于手续费支出和其他，经资产评估专业人员分析及与企业相关人员沟通了解，根据历史年度手续费和收入的比例关系进行预测。

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
财务费用合计	9.80	9.86	9.91	9.85	9.85

（7）其他收益的预测

企业其他收益包括政府补助。其他收益均为不可预知的收入，故本次不予考虑。

其他收益预测见下表：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
其他收益合计	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

（8）信用减值损失的预测

企业往来款周转较快，根据公司的收款政策及历史情况进行分析，货款收不回从而形成损失的情况较少。故本次对于信用减值损失不进行预测。

（9）营业外收支的预测

庆云中油燃气有限责任公司营业外收入为其他收入；营业外支出为非流动资产处置损失。

由于营业外收入、支出均为不可预知的收支，故本次不予考虑。

（10）所得税的预测

庆云中油燃气有限责任公司的所得税率为 25%。

根据《中华人民共和国企业所得税法》相关规定：纳税人发生年度亏损的，可以用下一纳税年度的所得弥补；下一纳税年度的所得不足弥补的，可以逐年延续弥补，但是延续弥补期最长不得超过五年。本次评估考虑以前年度亏损弥补对未来年度的所得税金额的影响。

未来年度所得税预测情况如下：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
所得税	0.00	0.00	4.50	17.13	18.82

（11）折旧与摊销的预测

①预测期折旧与摊销

根据企业计提折旧和摊销的政策，对存量、增量资产，按照企业现行的折旧（摊销）年限、残值率和已计提折旧（摊销）的金额逐一进行了测算。并根据原有资产的分类，将测算的折旧及摊销分摊至对应的成本费用。

②永续期折旧与摊销

根据企业计提折旧和摊销的政策、企业预测期资产的折旧摊销余额及预测期后资本性支出金额，测算预测期后未来年度的折旧摊销金额并折现至预测期末年，将其年金化处理后得出永续期折旧摊销金额。

预测期企业的折旧摊销预测数据详见下表：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
折旧合计	258.06	231.21	225.76	219.83	213.73	195.02
摊销合计	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43	12.83
折旧摊销合计	270.49	243.64	238.18	232.26	226.16	207.85

（12）资本性支出的预测

①预测期资本性支出

根据企业的发展规划及目前实际执行情况，并结合企业业务的发展情况，对需要投入的资本性支出进行预测。

②永续期资本性支出

为了保持企业持续生产经营，永续期仍需对各类资产进行更新改造。不同类别的资产更新周期是不同的，本次评估根据企业的资产类别确定其更新周期。按照资产的更新周期预测未来资本性支出金额并折现至预测期末年，将其年金化处理得出永续期资本性支出金额。

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
资本性支出合计	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	183.55

（13）营运资金增加额的预测

营运资金的追加是指随着企业经营活动的变化，因提供商业信用而占用的现金，正常经营所需保持的现金等；同时，在经济活动中，获取他人提供的商业信用，相应可以减少现金的即时支付。通常其他应收款、应付职工薪酬、其他应付款、其他流动负债等科目因核算内容多为关联方的经营性往来或周转快、拖欠时间较短及金额相对较小，预测时假定其保持基准日余额持续稳定。所以计算营运资金的增加需考虑正常经营所需保持的现金、预付款项、存货、其他流动资产、应付账款、合同负债等几个因素。

①基准日营运资金的确定

企业基准日营运资金根据基准日相关科目明细进行调整，剔除溢余资产、非经营性资产及负债后确定，调整后评估基准日的营运资金为-3,231.09 万元。

②最低现金保有量的预测

一般情况下，企业要维持正常运营，通常需要一定数量的现金保有量。通过对庆云中油燃气有限责任公司营运资金的现金持有量与付现成本情况进行的分析，庆云中油燃气有限责任公司营运资金中现金持有量约为 1 个月的付现成本费用。预测期内各年日常现金保有量如下表：

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
现金保有量	84.85	84.12	83.49	78.75	78.83

③非现金营运资金的预测

评估人员分析历史年度应收账款、预付款项、应付账款、合同负债的周转情况，综合分析评估基准日以上科目内容及金额的构成情况及历史年度的周转情况，预测了未来周转天数。则：

预测年度应收账款=当年销售收入×该年预测应收账款周转天数/365

预测年度预付款项=当年销售成本×该年预测预付款项周转天数/365

预测年度存货=当年销售成本×该年预测存货周转天数/365

预测年度应付账款=当年销售成本×该年预测应付账款周转天数/365

预测年度合同负债=当年销售收入×该年预测合同负债周转天数/365

根据以上思路对未来营运资金预测如下：

金额单位：万元					
项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
营运资金的变动	708.72	-13.89	-8.83	53.34	-0.12

（14）折现率的确定

①折现率计算模型

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为企业自由现金流量，则折现率选取加权平均资本成本（WACC）。

公式： $WACC=K_e \times E/(D+E)+K_d \times D/(D+E) \times (1-T)$

式中： K_e ：权益资本成本；

K_d ：债务资本成本；

T ：所得税率；

$E/(D+E)$ ：股权占总资本比率；

$D/(D+E)$ ：债务占总资本比率；

其中： $K_e=R_f+\beta \times MRP+R_c$

Rf=无风险报酬率；

β =企业风险系数；

MRP=市场风险溢价；

Rc=企业特定风险调整系数。

②相关参数计算过程

A.无风险收益率的确定

根据同花顺 iFinD 金融数据终端查询评估基准日银行间固定利率国债收益率（10 年期）的平均收益率确定，因此本次无风险报酬率 Rf 取 1.85%。

B.权益系统风险系数的确定

被评估单位的权益系统风险系数计算公式如下：

$$\beta L=[1+(1-t)\times D/E]\times \beta U$$

式中： βL ：有财务杠杆的权益系统风险系数；

βU ：无财务杠杆的权益系统风险系数；

t：被评估单位的所得税税率；

D/E：被评估单位的资本结构。

本次根据同花顺 iFinD 金融数据终端查询的 A 股可比上市公司 100 周 βL 值、资本结构和所得税率计算确定可比上市公司的 βU 值，并取其平均值作为被评估单位的 βU 值，经计算 βU 值为 0.5236。具体情况如下：

序号	股票代码	股票简称	Beta（无财务杠杆）
1	603393	新天然气	0.4861
2	603080	新疆火炬	0.7965
3	601139	深圳燃气	0.4091
4	600917	重庆燃气	0.5070
5	600803	新奥股份	0.2945
6	600681	百川能源	0.5064

序号	股票代码	股票简称	Beta（无财务杠杆）
7	002267	陕天然气	0.4903
8	001299	美能能源	0.6987
平均			0.5236

根据被评估单位预测期的所得税税率及资本结构测算被评估单位的 β_L 值。企业无有息负债，本次资本结构确定为零。则被评估单位的 β_L 值如下表：

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
可比上市公司平均 β_U 值	0.5236	0.5236	0.5236	0.5236	0.5236
资本结构（D/E）	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
综合所得税率（T）	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
被评估单位 β_L 值	0.5236	0.5236	0.5236	0.5236	0.5236

C.市场风险溢价的确定

市场风险溢价是市场投资报酬率与无风险报酬率之差。其中，市场投资报酬率以上海证券交易所和深圳证券交易所股票交易价格指数为基础，选取 1992 年至评估基准日的年化周收益率加权平均值，经计算市场投资报酬率为 8.72%，无风险报酬率取评估基准日 10 年期国债的到期收益率 1.85%，即市场风险溢价为 6.87%。

D.企业特定风险调整系数的确定

企业特定风险调整系数是对被评估单位与所选择的可比上市公司在经营环境、企业规模、经营管理、抗风险能力、特殊因素等方面的差异进行的调整。

a.区域集中度

由于城市燃气行业实行由地方政府垄断的进入管制，在对管道燃气实施特许经营制度中，设置市场准入的边界条件。公司目前的燃气经营市场局限在庆云县东环路外延 800 米以内、南环路外延 1000 米以内、西环路外延 800 米以内、北四环路外延 500 米以内及严务乡和崔口镇所辖区域，客户的发展受乡镇发展、招商引资政策等条件的制约。

b.安全生产

天然气为危险化学品，尽管公司整个生产过程处于受控状态，发生安全事故的可能性很小，但也不排除因燃气输送管道腐蚀、故障或其他不可预测因素造成天然气泄漏、爆炸等事故可能导致的环境污染和人员伤亡等风险。在公司规模扩大、业务快速发展过程中，可能存在安全管理措施不到位，员工违章作业，安全生产得不到有力保障的现象，如果公司发生重大安全事故，可能对公司的业务经营造成负面影响并带来经济和声誉损失。

c.客户集中度

公司的前十大工业客户的用气量占比已超过公司总销气量的 75%，这种高度集中的客户结构，使得公司经营业绩与个别客户的用气需求和生产稳定性深度绑定。一旦主要客户因自身经营问题、能源替代或搬迁而减少用气量，公司的营收和利润便会遭受直接、剧烈的冲击，业务缺乏缓冲和分散性，经营波动性极大。

d.政策/价格管制

燃气行业受政府价格管制影响深，目前公司的销售价格几乎完全受政府价格政策文件调控，导致公司在面对上游气源成本上涨时，向下游传导成本的能力较弱，尤其在居民用气等受严格调控的领域，容易形成“价格倒挂”导致亏损。同时，行业“管住中间、放开两头”的改革趋势，将持续压缩管输等环节的利润，对规模小、议价能力弱的非上市公司构成持续的盈利压力。

e.规模与融资

相对同类型的上市公司，公司的规模较小，业务局限于特定区域，且融资渠道有限，高度依赖银行贷款和股东借款，限制了其进行管网投资、市场扩张和抵御行业周期性波动的能力，抗风险能力相对较弱。

根据以上分析，企业特定风险调整系数 R_c 取 3.50%。

E.债务资本成本的确定

由于企业无有息负债，故本次债务资本成本取 0。

F.预测期折现率的确定

a.计算权益资本成本

将上述参数代入权益资本成本计算公式，计算得出被评估单位权益资本成本，详见如下：

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
无风险报酬率 (Rf)	1.85%	1.85%	1.85%	1.85%	1.85%
市场风险溢价 (MRP)	6.87%	6.87%	6.87%	6.87%	6.87%
被评估单位 β_L 值	0.5236	0.5236	0.5236	0.5236	0.5236
企业特定风险调整系数 (Rc)	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%
权益资本成本 (Ke)	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%

b. 计算加权平均资本成本

将上述参数代入加权平均资本成本计算公式，计算得出被评估单位加权平均资本成本，详见如下：

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
资本结构 (D/E)	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
综合所得税率 (T)	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
权益资本成本 (Ke)	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%
平均债务成本 (Kd)	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
$WACC=Ke \times [E/(E+D)] + Kd \times [D/(E+D)] \times (1-T)$	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%

③ 预测期后的价值确定

因收益期按永续确定，预测期后经营按稳定预测，故永续经营期年自由现金流，按预测末年自由现金流调整确定。主要调整包括：

资本性支出：按企业未来规划，确保企业能够正常地稳定地持续地运营下去，结合目前企业资产的状况和更新投入资产的情况，确定预测期后每年的资本性支出金额为 183.55 万元；

折旧摊销费：根据企业预测期后的年资本性支出，结合企业的固定资产折旧政策，确定预测期后每年的折旧摊销费为 207.85 万元；

安全生产费：根据企业预测期后的年安全生产支出，结合《企业安全生产费

用提取和使用管理办法》（财企〔2022〕136号）的提取要求，确定预测期后每年的安全生产费为235.13万元；

主营业务成本：由于折旧摊销费用和安全生产费发生变化，企业主营业务成本也相应变化，折旧摊销和安全生产费的变化额，就是主营业务成本的调整数，故确定预测期后的主营业务成本为9,051.07万元；

销售费用：由于折旧摊销发生变化，企业销售费用也相应变化，折旧摊销的变化额，就是销售费用的调整数，故确定预测期后的销售费用为48.08万元；

管理费用：由于折旧摊销发生变化，企业管理费用也相应变化，折旧摊销的变化额，就是管理费用的调整数，故确定预测期后的管理费用为306.21万元；

则预测期后按上述调整后的年自由现金流为-20.88万元。

（15）测算过程和结果

①未来年度企业自由现金流量

根据上述各项预测，未来年度企业自由现金流量预测如下：

金额单位：万元

项目	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	永续期
一、主营业务收入	9,402.83	9,456.99	9,505.52	9,450.32	9,450.32	9,405.61
加：其他业务利润	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
减：主营业务成本	8,960.81	8,995.00	9,036.90	8,976.46	8,971.17	9,051.07
税金及附加	35.19	35.54	35.59	35.59	35.58	35.58
销售费用	48.24	48.17	48.15	48.14	48.12	48.08
管理费用	320.87	314.48	313.18	311.77	310.32	306.21
研发费用	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
财务费用	9.80	9.86	9.91	9.85	9.85	9.85
加：投资收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资产减值损失	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
公允价值变动损益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
信用减值损失	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资产处置收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
其他收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
二、营业利润	27.93	53.94	61.78	68.51	75.26	-45.18
加：营业外收入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
减：营业外支出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
三、利润总额	27.93	53.94	61.78	68.51	75.26	-45.18
减：所得税费用	0.00	0.00	4.50	17.13	18.82	0.00
四、净利润	27.93	53.94	57.28	51.38	56.45	-45.18
扣税后财务费用	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
五、息前税后净利润	27.93	53.94	57.28	51.38	56.45	-45.18
加：折旧及摊销	270.49	243.64	238.18	232.26	226.16	207.85
减：资本性支出	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	183.55
营运资金需求净增加	708.72	-13.89	-8.83	53.34	-0.12	0.00
六、企业自由现金流量	-432.30	289.47	282.30	208.30	260.73	-20.88

②企业的经营性资产价值

收益期内各年预测自由现金流量折现，从而得出企业的经营性资产价值。计算结果详见下表：

经营性资产价值测算表

金额单位：万元

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	永续期
一、企业自由现金流量	-432.30	289.47	282.30	208.30	260.73	-20.88
折现期	0.5000	1.5000	2.5000	3.5000	4.5000	
二、折现率	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%	8.95%
折现系数	0.9580	0.8793	0.8071	0.7408	0.6800	7.5978
三、各年企业自由现金流量折现值	-414.15	254.53	227.85	154.31	177.30	-158.68
四、经营性资产价值	241.16					

(16) 其他资产和负债的评估

①非经营性资产和负债的评估

非经营性资产、负债是指与被评估单位生产经营无关的，评估基准日后自由现金流量预测不涉及的资产与负债。

非经营性资产具体如下：

非经营性资产按科目披露汇总表

金额单位：万元

序号	资产负债表科目	账面价值	评估价值	评估方法
1	其他应收款	3,242.34	3,242.34	成本法
2	递延所得税资产	653.46	653.46	成本法
3	固定资产	20.63	51.39	成本法
合计		3,916.42	3,947.18	

非经营性负债具体如下：

非经营性负债按科目披露汇总表

金额单位：万元

序号	资产负债表科目	账面价值	评估价值	评估方法
1	应付账款	589.34	589.34	成本法
2	其他应付款	98.08	98.08	成本法
合计		687.42	687.42	

②溢余资产的评估

溢余资产是指评估基准日超过企业生产经营所需，评估基准日后自由现金流量预测不涉及的货币资金。

被评估单位评估基准日溢余资产采用成本法评估，评估值为 23.98 万元。

③有息负债的评估

有息负债是指评估基准日被评估单位需要支付利息的负债，被评估单位无有息负债。

(17) 收益法评估结果

金额单位：万元

项目	评估价值
一、经营性资产价值	241.16
加：溢余资产	23.98
非经营性资产	3,947.18
长期股权价值	0.00
减：非经营性负债	687.42
二、企业整体价值	3,524.91

项目	评估价值
减：有息负债	0.00
三、股东全部权益价值（取整）	3,525.00

2、市场法评估计算和分析过程

（1）可比公司的筛选

根据可比公司筛选的原则，我们利用同花顺 iFinD 金融数据终端对和被评估单位处于同一行业的可比上市公司进行了筛选。最终选取了符合选取原则的 3 家上市公司作为对比公司：

序号	股票代码	股票简称
1	603080	新疆火炬
2	600917	重庆燃气
3	600681	百川能源

（2）可比公司基本情况

①新疆火炬燃气股份有限公司（证券名称：新疆火炬，股票代码：603080）

A.可比公司简介

新疆火炬燃气股份有限公司的主营业务是城市燃气供应、加油加气站运营管理、城市热力供应、燃气设施设备安装服务。公司的主要产品是城市燃气业务、加油加气站运营管理、燃气设施、设备的安装业务、城市热力供应。

公司城市燃气业务模式主要是经营下游终端的燃气销售业务，销售对象包括居民用户、工商业用户。经营模式是公司向中石油天然气销售新疆分公司、塔西南、新捷公司、中石油天然气销售江西分公司等上游气源方采购天然气，通过公司自有管网体系，充分发挥区域中压环网优势，科学规划、互联互通，精准对接下游用户，向公司特许经营区域内的用户提供服务。

加油加气站运营管理业务模式依托公司遍布在喀什地区、克州地区、图木舒克市部分区域的在建及建成投产的 40 余座加气站或油气合建站，形成网状布局，向私家车、公交车、运输车等社会车辆提供经济、安全、环保的天然气燃料及汽油柴油等燃料。

B.财务及经营状况

新疆火炬近年财务与经营状况如下：

金额单位：万元

名称	2023 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2025 年 09 月 30 日
资产总计	233,236.60	240,299.87	238,016.34
负债总计	78,643.75	74,229.58	71,270.88
净资产	154,592.85	166,070.29	166,745.46
名称	2023 年	2024 年	2025 年 1-9 月
营业总收入	109,077.20	147,785.84	111,735.94
营业利润	15,291.07	19,111.20	19,655.57
净利润	13,685.62	16,992.52	16,541.87

新疆火炬主营业务占全部经营业务的比重及相关数据：

类型	名称	2023 年	2024 年	2025 年 1-6 月
天然气销售	营业收入（万元）	84,085.37	108,080.11	61,697.67
	收入构成	77.09%	73.13%	78.84%
	毛利率	24.57%	20.09%	19.51%
安装业务	营业收入（万元）	16,580.83	28,131.90	10,325.16
	收入构成	15.20%	19.04%	13.19%
	毛利率	55.44%	57.87%	64.26%
供热业务	营业收入（万元）	4,088.30	5,877.46	3,318.61
	收入构成	3.75%	3.98%	4.24%
	毛利率	-27.38%	-31.76%	-13.29%

②重庆燃气集团股份有限公司（证券名称：重庆燃气，股票代码：600917）

A.可比公司简介

重庆燃气集团股份有限公司的主营业务是重庆市管道燃气供应及燃气设施、设备的安装服务，综合服务、综合能源等。公司的主要产品是天然气销售、天然气工程安装。

B.财务及经营状况

重庆燃气近年来财务与经营状况如下：

金额单位：万元

名称	2023 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2025 年 9 月 30 日
----	------------------	------------------	-----------------

名称	2023 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2025 年 9 月 30 日
资产总计	1,034,690.92	1,107,514.10	1,109,284.55
负债总计	456,328.47	485,935.53	476,621.57
净资产	578,362.45	621,578.57	632,662.98
名称	2023 年	2024 年	2025 年 1-9 月
营业总收入	1,020,451.25	1,016,185.77	738,382.11
营业利润	56,664.74	47,870.20	20,397.20
净利润	51,650.24	40,366.32	16,237.10

重庆燃气主营业务占全部经营业务的比重及相关数据：

类型	名称	2023 年	2024 年	2025 年 1-6 月
天然气销售	营业收入（万元）	823,824.27	829,046.95	463,458.51
	收入构成	80.73%	81.58%	88.71%
	毛利率	1.18%	3.09%	
天然气安装	营业收入（万元）	136,794.39	115,619.69	41,238.38
	收入构成	13.41%	11.38%	7.89%
	毛利率	45.58%	40.75%	

③百川能源股份有限公司（证券名称：百川能源，股票代码：600681）

A.可比公司简介

百川能源股份有限公司的主营业务是城市管道燃气销售、燃气工程安装、燃气具销售。

截至 2025 年 6 月，公司已在河北省廊坊市、张家口市、沧州市、保定市以及天津市武清区、湖北省荆州市、安徽省阜阳市、辽宁省葫芦岛市等地区进行燃气经营。公司气源主要为管道天然气，公司从中石油等上游气源方采购天然气后，通过所属城镇门站后再经由管道、CNG 加气站等方式向下游用户销售。在采购定价方面，管道天然气上游气源方根据市场供需情况，在国家发改委制定的基准门站价格基础上进行上下浮动。在销售价格方面，居民用户销售价格采取政府定价，工商业用户销售价格采取政府指导价，目前终端天然气销售价格已基本建立起上下游价格联动调整机制。

B.财务及经营状况

百川能源近年来财务与经营状况如下：

金额单位：万元

名称	2023 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2025 年 09 月 30 日
资产总计	787,115.04	770,799.07	786,482.30
负债总计	407,078.17	388,628.92	421,207.11
净资产	380,036.87	382,170.15	365,275.19
名称	2023 年	2024 年	2025 年 1-9 月
营业总收入	522,330.32	509,070.48	368,848.76
营业利润	53,927.26	46,134.91	28,984.32
净利润	38,655.35	32,599.00	19,659.24

百川能源主营业务占全部经营业务的比重及相关数据：

类型	名称	2023 年	2024 年	2025 年 1-6 月
燃气分部	营业收入（万元）	505,237.97	492,352.03	287,741.31
	收入构成	96.73%	96.72%	98.93%
	毛利率	13.49%	13.57%	

（3）价值比率的选择

价值比率是指企业整体价值或股权价值与其自身某一密切相关、能反映经营特点的参数之间的比值。即：被评估单位与可比公司进行对比分析的参数。价值比率通常包括盈利价值比率、收入价值比率、资产价值比率和其他特定价值比率。

盈利价值比率主要包括：市盈率（P/E）、企业价值/息税前利润（EV/EBIT）、企业价值/息税折旧及摊销前利润（EV/EBITDA）、企业价值/税后现金流（EV/NOIAT）、企业价值/税后净营业利润（EV/NOPAT）等指标。

收入价值比率主要包括：市销率（P/S）和企业价值/销售收入（EV/S）。

资产价值比率主要包括：市净率（P/B）、企业价值/总资产或有形资产净值（EV/TBVIC）、企业价值/重置成本等指标。

为进一步判断不同价值比率对于被评估单位所属行业的适用性，对上述价值比率对应数据的相关性进行了回归分析。为加强分析有效性，统计中去除了数据不全的公司后，共有 19 家上市公司。资产评估专业人员选取自评估基准日前两年平均净利润与前两年区间日均总市值、平均净资产与区间日均总市值、平均营业收入与区间日均总市值，以及平均 EBITDA 与平均 EV、平均 EBIT 与平均 EV，五组计算价值比率的数据，进行回归分析，情况如下：

序号	自变量\因变量	市场价值 (P) E	市场价值 (P) S	市场价值 (P) B	企业价值 (EV) EBIT	企业价值 (EV) EBITDA
1	相关性 MultipleR	0.9839	0.9815	0.9471	0.9900	0.9932
2	拟合优度 RSquare	0.9680	0.9634	0.8970	0.9801	0.9864
3	样本拟合优度 AdjustedRSquare	0.9677	0.9631	0.8962	0.9799	0.9863

由上可知，被评估单位所处行业 EBIT、EBITDA 作为自变量与企业价值之间，E、B、S 作为自变量与股东权益价值之间相关性均比较显著。考虑到被评估单位和可比公司目前所处的经营阶段已是能比较稳定产生盈利的阶段，且经营现金流均较为稳定，而企业价值倍数 EV/EBITDA 不受各公司资本结构、税收政策和折旧摊销等差异的影响，故本次采用 EV/EBITDA 估值模型进行测算。

(4) 市场法评估公式

被评估单位股东全部权益价值 (P) = 被评估单位企业价值 EV - 有息负债 - 少数股东权益价值 + 溢余资产 + 非经营性资产、负债净额 + 长期股权投资价值

其中：被评估单位企业价值 EV = 比准企业价值倍数 EV/EBITDA × 被评估单位 EBITDA

比准企业价值倍数 EV/EBITDA = 修正后可比公司 EV/EBITDA（考虑流通折扣）的算术平均值

修正后可比公司 EV/EBITDA = (可比公司总市值 × (1 - 缺少流通性折扣率) + 可比公司付息债务 + 可比公司少数股东权益 - 可比公司溢余资产 - 可比公司非经营性资产、负债净额) / 可比公司 EBITDA × 可比公司修正系数

(5) 缺少流通性折扣的确定

流通性修正就是将可比公司价格修正为与被评估单位流通性一致的过程。

本次评估选用可比上市公司比较法，而被评估单位属于非上市公司，其股东权益缺乏市场流通性，因此需要考虑评估对象流通性影响因素，即需进行缺少流通性折扣的修正。

缺少流通性折扣定义为：在资产或权益价值基础上扣除一定数量或一定比例，

以体现该资产或权益缺少流通性。

股权的自由流通性是对其价值有重要影响的。由于本次评估的企业是非上市公司，其股权是不可以在股票交易市场上交易的，这种不可流通性对其价值存在一定的影响。

借鉴国际上定量研究缺少流通性折扣率的方式，本次评估我们结合国内实际情况采用非上市公司并购市盈率与上市公司市盈率对比方式估算缺少流通性折扣率。其基本思路是收集分析非上市公司并购案例的市盈率（P/E），然后与同期的上市公司市盈率进行对比分析，通过上述两类市盈率的差异来估算缺少流通性折扣率。

本次评估采用非上市公司并购市盈率与上市公司市盈率比较所估算的缺少流通性折扣率，确定本次评估缺少流通性折扣率为 21.8%。

（6）价值比率的计算

本次评估基准日为 2025 年 12 月 31 日，各可比上市公司财务数据未公告，但距基准日较近的 2025 年 9 月 30 日财务数据已公告，因此以可比公司公告的 2025 年 9 月 30 日的财务数据作为基准日的财务数据进行计算、调整，以确定可比上市公司各财务指标及价值比率。

①可比价值的确定

本次评估根据可比上市公司 20 日均总市值（考虑流通性折扣）确定可比公司的权益价值。另外考虑到各可比公司存在溢余资产、非经营性资产（含长期股权投资）、非经营性负债、付息债务和少数股东权益的情况，为便于各公司之间的比较，在信息可以获取的前提下，将溢余资产、非经营性资产（含长期股权投资）、非经营性负债、付息债务和少数股东权益对可比价值的影响进行调整，调整后的可比价值的公式如下：

调整后企业价值=可比公司总市值×（1-缺少流通性折扣率）-可比公司溢余资产-可比公司非经营性资产、负债净额+可比公司付息债务+可比公司少数股东权益

调整后可比公司的企业价值的具体情况见下表：

序号	内容	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
1	基准日市值（考虑流通性折扣）	257,932.14	678,727.60	432,001.97
2	减：溢余资金	13,315.89	8,360.99	19,175.69
3	减：非经营性资产	12,567.58	207,947.08	23,255.73
4	加：非经营性负债	7,506.00	17,169.61	57,811.65
5	调整后股权价值	239,554.67	479,589.14	447,382.20
6	加：少数股东权益	14,402.01	60,602.60	14,048.06
7	加：有息负债	226.92	85,098.03	230,603.20
8	调整后企业价值 EV	254,183.60	625,289.77	692,033.47

②可比公司 EBITDA 的确定

本次评估可比公司价值因子 EBITDA 采用 2025 年年化 EBITDA 进行测算。根据可比公司财务报表调整情况对可比公司 EBITDA 进行调整，调整后 EBITDA 公式为：

调整后 EBITDA=EBITDA-非经营性收入+非经营性支出

③价值比率的计算

经可比价值调整后计算的各可比公司价值比率结果如下：

金额单位：万元

序号	内容	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
1	调整后企业价值 EV	254,183.60	625,289.77	692,033.47
2	EBITDA	36,592.44	78,263.26	87,447.62
3	减：非经收入	1,649.53	17,490.48	8,488.45
4	加：非经支出	-195.06	1,890.53	2,187.00
5	调整后 EBITDA	34,747.86	62,663.31	81,146.17
6	EV/EBITDA	7.32	9.98	8.53

注：经同花顺 iFinD 导出数据计算调整。

（7）价值比率影响因素修正系数的确定

通过对比分析，考虑到评估对象和各可比公司各项指标间仍有差异，我们采

取对相关指标进行评价，并对价值比率进行调整的方式，以消除这些差异。本次评估考虑的修正因素如下：

①交易日期修正

本次评估取上市公司比较法，故无需对交易日期进行修正，交易日期修正系数为 1。

②资产规模修正

由于可比公司和被评估单位的体量有一定差异，通过对被评估单位和可比公司的分析，选取总资产作为资产规模修正指标。以被评估单位指标为基准，具体评分和相应修正系数情况见下表：

序号	内容	庆云中油	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
1	资产规模（万元）	9,172.40	238,016.34	1,109,284.55	786,482.30
2	分值	99.00	100.00	105.00	103.00
3	资产规模修正系数		0.99	0.94	0.96

③营收规模修正

由于可比公司和被评估单位的营收规模有一定的差异，通过对被评估单位和可比公司的分析，选取公司营业收入作为营收规模修正指标。具体评分结果和相应修正系数情况见下表：

序号	内容	庆云中油	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
1	营收规模（万元）	9,134.72	145,641.22	1,139,478.56	613,418.85
2	分值	99.00	100.00	105.00	102.00
3	营收规模修正系数		0.99	0.94	0.97

④财务指标修正

由于可比公司和被评估单位在财务指标方面具备一定差异，故需对其进行修正调整。为使可比公司与被评估单位更加可比，本次选取多维度财务指标进行修正。

A.财务指标的计算

根据各项可比指标的内涵，本次评估搜集了被评估单位及各可比公司财务数据。根据财务数据计算得到被评估单位及可比公司的各项指标数据，计算结果如下表：

财务指标	庆云中油	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
盈利能力状况				
净资产收益率	5.91%	10.64%	6.91%	8.73%
总资产报酬率	3.66%	8.10%	4.73%	6.78%
主营业务利润率	7.05%	24.54%	8.78%	14.85%
成本费用利润率	4.29%	14.88%	5.00%	9.88%
营运能力状况				
总资产周转率（次）	0.9537	0.6242	0.9487	0.6535
应收账款周转率（次）	77,527.3144	10.0177	13.7884	22.5760
流动资产周转率（次）	1.7537	2.6045	3.7360	3.7684
存货周转率（次）	27.9968	13.0521	149.5564	15.7604
偿债能力状况				
资产负债率	62.55%	30.89%	43.88%	50.42%
速动比率	60.86%	66.51%	59.19%	31.44%
流动比率	84.28%	93.45%	73.44%	47.88%
发展能力状况				
销售增长率	-28.33%	35.49%	-0.42%	-2.54%
资本保值增值率	105.98%	110.99%	106.98%	108.58%
销售利润增长率	-77.63%	26.35%	5.65%	-4.02%
总资产增长率	-9.44%	3.03%	7.04%	-2.07%
其他指标状况				
EBITDA 利润率	6.90%	20.52%	7.84%	15.30%
成本费用率	3.91%	14.94%	5.70%	6.41%

注：总资产周转率=主营业务收入/[（期初资产总额+期末资产总额）/2]

应收账款周转率=主营业务收入/[（期初应收账款净额+期末应收账款净额）/2]

存货周转率=主营业务成本/[（期初存货净额+期末存货净额）/2]

速动比率=（流动资产合计-存货-预付款项-一年内到期的非流动资产-其他流动资产）/流动负债合计

B.财务指标修正标准

为与被评估单位口径财务指标相匹配，本次评估采用同行业上市公司财务数据，并剔除不可用的样本，以上市公司各指标的行业平均数为基准，对各指标进行档次划分并打分，档次划分表如下：

财务指标	优秀	良好	平均	较低	较差
盈利能力状况					
净资产收益率	12.89%	10.74%	8.95%	7.16%	5.73%
总资产报酬率	8.89%	7.41%	6.17%	4.94%	3.95%
主营业务利润率	23.08%	19.23%	16.03%	12.82%	10.26%
成本费用利润率	17.22%	14.35%	11.96%	9.57%	7.65%
营运能力状况					
总资产周转率（次）	1.0833	0.9027	0.7523	0.6018	0.4815
应收账款周转率（次）	42.6485	35.5404	29.6170	23.6936	18.9549
流动资产周转率（次）	3.3520	2.7934	2.3278	1.8622	1.4898
存货周转率（次）	50.5628	42.1357	35.1131	28.0905	22.4724
偿债能力状况					
资产负债率	29.49%	36.86%	46.08%	55.29%	66.35%
速动比率	159.14%	132.62%	110.51%	88.41%	70.73%
流动比率	197.39%	164.49%	137.07%	109.66%	87.73%
发展能力状况					
销售增长率	21.08%	17.56%	14.64%	11.71%	9.37%
资本保值增值率	153.33%	127.77%	106.48%	85.18%	68.15%
销售利润增长率	17.30%	14.41%	12.01%	9.61%	7.69%
总资产增长率	10.67%	8.89%	7.41%	5.93%	4.74%
其他指标状况					
EBITDA 利润率	22.55%	18.79%	15.66%	12.53%	10.02%
成本费用率	6.74%	8.43%	10.53%	12.64%	15.17%

C.财务指标修正结果

根据评分参照表列示的优秀、良好、平均、较低、较差、差六个档次分别对被评估单位及可比公司打分，评分结果见下表：

财务指标	庆云中油	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
盈利能力状况				
净资产收益率	90.00	100.00	90.00	95.00
总资产报酬率	85.00	105.00	90.00	100.00
主营业务利润率	85.00	110.00	85.00	95.00
成本费用利润率	85.00	105.00	85.00	95.00
营运能力状况				
总资产周转率（次）	105.00	95.00	105.00	95.00
应收账款周转率（次）	110.00	85.00	85.00	90.00
流动资产周转率（次）	90.00	100.00	110.00	110.00
存货周转率（次）	90.00	85.00	110.00	85.00
偿债能力状况				
资产负债率	90.00	105.00	100.00	95.00
速动比率	85.00	85.00	85.00	85.00
流动比率	85.00	90.00	85.00	85.00
发展能力状况				
销售增长率	85.00	110.00	85.00	85.00
资本保值增值率	95.00	100.00	100.00	100.00
销售利润增长率	85.00	110.00	85.00	85.00
总资产增长率	85.00	85.00	95.00	85.00
其他指标状况				
EBITDA 利润率	85.00	105.00	85.00	95.00
成本费用率	110.00	90.00	110.00	110.00

根据计算得出的可比公司及被评估单位财务指标各维度得分，采用被评估单位各维度财务指标得分÷可比公司各维度财务指标得分，具体情况如下表：

财务指标	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
盈利能力状况			
净资产收益率	0.90	1.00	0.95
总资产报酬率	0.81	0.94	0.85
主营业务利润率	0.77	1.00	0.89
成本费用利润率	0.81	1.00	0.89
营运能力状况			

财务指标	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
总资产周转率（次）	1.11	1.00	1.11
应收账款周转率（次）	1.29	1.29	1.22
流动资产周转率（次）	0.90	0.82	0.82
存货周转率（次）	1.06	0.82	1.06
偿债能力状况			
资产负债率	0.86	0.90	0.95
速动比率	1.00	1.00	1.00
流动比率	0.94	1.00	1.00
发展能力状况			
销售增长率	0.77	1.00	1.00
资本保值增值率	0.95	0.95	0.95
销售利润增长率	0.77	1.00	1.00
总资产增长率	1.00	0.89	1.00
其他指标状况			
EBITDA 利润率	0.81	1.00	0.89
成本费用率	1.22	1.00	1.00

经加权平均计算得出财务指标修正系数，具体情况如下表：

财务指标	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
盈利能力状况	0.82	0.99	0.90
营运能力状况	1.09	0.98	1.05
偿债能力状况	0.93	0.97	0.98
发展能力状况	0.87	0.96	0.99
其他指标状况	1.02	1.00	0.95
财务指标修正系数	0.95	0.98	0.97

⑤编制因素修正系数表

根据上述对影响因素的描述及修正系数确定的方法，计算得到各影响因素的修正系数，从而计算得出可比公司修正系数，具体情况如下表：

内容	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
交易日期修正	1.00	1.00	1.00
资产规模修正	0.99	0.94	0.96

内容	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
营收规模修正	0.99	0.94	0.97
财务指标修正	0.95	0.98	0.97
修正系数	0.93	0.87	0.90

(8) 经营性资产价值的确定

以修正后的可比公司的价值比率的算术平均值作为比准价值比率，结合被评估单位的财务数据，确定被评估单位经营性资产价值。

价值比率为 EV/EBITDA 时对应的被评估单位企业经营性资产价值如下表：

金额单位：万元

序号	内容	新疆火炬	重庆燃气	百川能源
1	EV/EBITDA	7.32	9.98	8.53
2	比率乘数修正系数	0.93	0.87	0.90
3	调整后 EV/EBITDA	6.81	8.68	7.68
4	权重	0.33	0.33	0.33
5	比准 EV/EBITDA	7.72		
6	被评估单位 EBITDA	105.63		
7	经营性资产价值	815.50		

(9) 其他调整因素的确定

①溢余资产价值的确定

企业的溢余资产主要为评估基准日非正常需要的货币资金，计算得出溢余资金为 23.98 万元，具体测算过程参见收益法相关内容。

②非经营性资产、负债的确定

根据企业提供的评估基准日经审计的资产负债表，资产评估专业人员对被评估单位提供的财务报表进行了必要的审查，对其资产和收益项目根据评估的需要进行必要的分类和调整，经测算，非经营性资产及负债净额为 3,259.77 万元。有关对非经营性资产、负债的确定，参见收益法相关内容。

③未纳入合并口径的长期股权投资价值的确定

本次评估不存在未纳入合并口径的长期股权投资。

④有息负债的确定

被评估单位有息负债主要为向金融机构等借入的款项。截至评估基准日，被评估单位有息负债价值为 0.00 万元。

（10）市场法评估结果

市场法计算结果如下表：

金额单位：万元

序号	内容	金额
1	被评估单位 EBITDA	105.63
2	比准 EV/EBITDA	7.22
3	经营性资产价值	815.50
4	减：有息负债	0.00
5	少数股东权益	0.00
6	核心股权价值	815.50
7	加：溢余资产	23.98
8	非经营性资产、负债净额	3,259.77
9	未纳入合并范围的长期股权价值	0.00
10	股东全部权益价值（取整）	4,099.00
11	基准日账面净资产	3,737.63
12	评估增值	361.31
13	评估增值率（%）	9.67

经市场法评估，被评估单位股东全部权益账面价值为 3,737.63 万元，股东全部权益评估值为 4,099.00 万元，评估增值 361.31 万元，增值率为 9.67%。

本次评估考虑了股权流动性对股权价值的影响。

（三）参照问题（1）-（10），结合 3 家参股公司报告期内的经营情况、财务数据，评估市盈率、市净率与同行业可比公司及可比交易的对比情况及差异原因，补充说明其收益法评估是否合理、谨慎

庆云中油、兴化中油、扬州中油报告期内的经营情况、财务数据，评估市盈率、市净率与同行业可比公司及可比交易的对比情况及差异原因，及其收益法评估的合理性分析详见本回复之“问题四、关于评估预测/二、三、四、六、七、

八”。

十二、标的资产市净率高于同行业上市公司及可比交易市净率的原因及合理性，标的资产及其参股公司最近三年股权转让价格与本次交易作价的存在差异的原因及合理性，并结合截至本核查意见出具日标的资产及其参股公司的实际经营与期后业绩情况，天然气行业政策变化对标的资产及其参股公司经营及估值的影响，港交所上市公司中油燃气的整体估值水平、标的资产占中油燃气资产比重情况、本次交易与中油燃气估值水平差异的合理性等，补充说明本次交易定价是否公允，是否符合《重组办法》第十一条的有关规定。

（一）标的资产市净率高于同行业上市公司及可比交易市净率的原因及合理性

1、与同行业可比交易公司平均市盈率、市净率对比分析

根据同花顺 iFinD 金融数据终端，查询了近年 A 股上市公司收购案例中与标的资产同属于燃气行业的交易案例。可比交易公司的市净率统计如下表：

序号	上市公司	代码	交易标的公司	评估/估值 基准日	市盈率	市净率
1	新奥股份	600803	新奥能源控股有限公司	2025-3-18	13.69	1.93
2	水发燃气	603318	鄂尔多斯水发燃气有限公司	2022-4-30	34.45	1.15
3	蓝天燃气	605368	长葛蓝天新能源有限公司	2021-12-31	12.27	10.37
4	新疆火炬	603080	玉山县利泰天然气有限公司	2025-3-31	11.77	3.03
5	新疆火炬	603080	江西国能燃气有限公司	2023-5-31	12.38	5.44
平均值					12.14	6.28
南通中油				2025-12-31	11.27	5.91
甘河中油				2025-12-31	11.48	6.84
天达胜通				2025-12-31	11.35	2.86
中油珠海				2025-12-31	10.77	4.53
兴化中油				2025-12-31	10.36	1.39
庆云中油				2025-12-31	-26.22	0.94
平均值					11.04	3.75

注：数据来源于同花顺。①可比交易市盈率=评估值/最近一年归母净利润，标的资产市盈率=标的资产 100%股权评估结果/2025 年度归属于母公司股东的净利润；②可比交易市净率=评估值/评估基准日归母净资产，标的资产市净率=评估基准日 2025 年 12 月 31 日评估值/2025 年 12 月 31 日归属于母公司所有者权益；③序号 1 对应新奥股份通过增发收购新奥能源 65.89%股权的

交易案例，该项目已于 2026 年 6 月 13 日发布公告，宣告终止，本次对比予以剔除；④序号 2 交易标的公司鄂尔多斯水发燃气有限公司评估值包含 8.4 亿元的非经营性资产，且主营业务为 LNG 的生产销售，本次对比予以剔除；⑤标的资产天达胜通的评估值包含了本次标的资产南通中油、甘河中油的长期股权投资价值；⑥平均值已剔除负值。

如上表所示，标的资产的平均市盈率 11.04 低于可比交易案例的平均市盈率 12.14，标的资产平均市净率 3.75 低于可比交易案例的平均市净率 6.28，故本次评估标的资产的定价是合理的。

可比交易案例公司的业务和资产结构情况见下表：

公司名称	鄂尔多斯水发	长葛蓝天	玉山利泰	江西国能
业务结构	LNG 生产销售	天然气销售、天然气安装，工商业占比 95%	天然气销售、天然气安装，贸易量占比 30%左右，工业占比 50%左右	天然气销售、天然气安装，工业占比 60%
主要资产结构	其他应收款中关联方借款比重极高，固定资产账面约 5.3 亿元	管道资产约 206 公里，账面原值约 3000 万元	管道资产账面原值余约 6000 万元	管道资产约 350 公里，账面原值约 1.36 亿元

标的资产的业务和资产结构情况见下表：

标的资产	南通中油	甘河中油	天达胜通	中油珠海	兴化中油	庆云中油
业务结构	天然气销售、天然气安装，工业占比 90%左右	天然气销售，天然气代输，工业占比 95%左右	天然气销售、天然气安装，工业占比 60%左右	天然气销售、天然气安装，工业占比 90%左右	天然气销售、天然气安装，工业占比 85%左右	天然气销售、天然气安装，工业占比 50%左右，居民占比 40%
主要资产结构	管道资产约 560 公里	管道资产约 74 公里	南京洁宁 200 公里，南昌中油管道资产 47 公里及办公用房地产	管道资产约 135 公里	管道资产约 100 公里	管道资产约 174 公里

其中可比交易案例公司鄂尔多斯水发燃气有限公司的市净率显著偏低，主要原因系鄂尔多斯水发燃气有限公司主营 LNG 生产销售，LNG 业务指从上游客户采购管道气，通过自建的 LNG 工厂液化后再销售给下游客户，LNG 液化工厂项目固定资产投资规模大、建设投资总额高，一方面公司 LNG 液化工厂为重资产项目，大额资本投入推高账面净资产，另一方面公司业务包含低毛利贸易商渠道，

盈利水平较弱。净资产基数高、净利润偏弱双重因素叠加，致使鄂尔多斯水发燃气有限公司市净率水平低于同行业可比公司。

标的资产与可比公司均以管道燃气配售业务为主，客户集中、管网敷设里程短、固定资产投入及账面净资产规模相对有限，依托较轻的资产体量，其资产盈利效率更高、净资产收益率相对优异，因此市净率水平相对更高。而工业用气客户占比较高的公司，供气负荷集中、管网配套投入更少，资产周转及盈利效率更优，对应市净率水平整体高于工业用户占比偏低的公司。

2、与同行业可比上市公司市盈率、市净率对比分析

根据标的主营业务，通过同花顺 iFinD 金融数据终端查询了属于“电力、热力、燃气及水生产和供应业--燃气生产和供应业”行业在沪深交易所上市的企业，剔除部分业务结构及风险因素明显差异的公司（详见本回复之问题四、关于评估预测/十二），以 2025 年 12 月 31 日进行计算，同行业可比上市公司市盈率、市净率情况如下：

序号	证券代码	证券简称	市盈率	市净率
1	600681	百川能源	24.42	1.63
2	001299	美能能源	34.83	2.94
3	002267	陕天然气	14.34	1.27
4	600803	新奥股份	13.73	2.61
5	600917	重庆燃气	40.70	1.45
6	601139	深圳燃气	13.48	1.17
7	603080	新疆火炬	15.85	2.12
8	603393	新天然气	13.97	1.23
平均值			21.42	1.80
标的资产				
南通中油			11.27	5.91
甘河中油			11.48	6.84
天达胜通			11.35	2.86
中油珠海			10.77	4.53
兴化中油			10.36	1.39

庆云中油	-26.22	0.94
平均值	11.04	3.75

注：数据来源同花顺，可比公司的市盈率=2025 年 12 月 31 日收盘市值/2025 年 12 月 31 日归属于母公司所有者的净利润；可比公司的市净率=2025 年 12 月 31 日收盘市值/2025 年 12 月 31 日归属于母公司所有者权益。

由上表可知，同行业可比上市公司的平均市盈率为 21.42 倍，根据标的资产本次评估值计算的市盈率为 11.04 倍，显著低于同行业可比上市公司的市盈率平均值，同行业可比上市公司的平均市净率为 1.80 倍，根据标的资产本次评估值计算的市净率为 3.75 倍。

本次测算标的资产南通中油、甘河中油及中油珠海的市净率均高于各可比上市公司，具体分析如下：

1.相较于上市企业，标的资产经营周期较短、资本积累有限，账面净资产规模本身偏小；部分标的（如南通中油）在评估基准日前实施大额现金分红，大幅减少基准日未分配利润，直接压低账面净资产，在同等估值水平下推高市净率。

2.可比上市企业过往多开展跨区域并购整合，账面沉淀大额并购商誉；同时上市主体经营年限久、持续盈利滚存形成高额未分配利润，双重因素抬升账面净资产规模，拉低自身市净率水平，与标的不具备直接可比基础。

3.南通中油、甘河中油、中油珠海以工业客户为主，一方面工业客户购销价差较大，导致标的资产盈利能力较强，标的资产净资产收益率、总资产报酬率均高于可比上市公司平均水平；另一方面，标的资产经营区域内集聚多处工业园区，工业用气客户集中度较高。公司依托集中的用气负荷，在实现较大供气规模的前提下，所需配套燃气管网敷设里程较短，固定资产投入相对有限，账面净资产规模因此偏低。

综上，标的资产市盈率低于同行可比上市公司平均值，说明本次评估定价具备合理性；市净率偏高系净资产规模、分红行为、企业资产结构及自身高盈利水平等多重客观因素共同作用，估值差异具备合理依据。

（二）截至本核查意见出具日标的资产及其参股公司的实际经营与期后业绩情况

各标的资产的实际经营与期后业绩与上年同期对比情况见下表：

单位：万元

年份	项目	南通中油	甘河中油	中油珠海 扬州中油	天达胜通 南京洁宁	天达胜通 南昌中油	兴化中油	庆云中油
2025 年 1-5 月	主营业务收入	23,883.85	8,853.45	9,053.28	6,880.62	3,603.85	1,986.95	4,347.32
	净利润	3,092.06	2,675.43	930.13	673.52	54.26	172.88	-132.45
2025 年	主营业务收入	57,402.56	21,503.08	23,253.81	17,060.42	6,688.56	5,317.01	9,081.87
	净利润	7,491.10	6,601.12	2,336.20	1535.55	425.88	431.23	-134.44
占全年比	主营业务收入（%）	41.61%	41.17%	38.93%	40.33%	53.88%	37.37%	47.87%
	净利润（%）	41.28%	40.53%	39.81%	43.86%	12.74%	40.09%	98.52%
2026 年 1-5 月	主营业务收入	22,096.50	9,207.62	10,144.00	7,303.81	3,357.91	2,323.31	4,200.25
	净利润	2,954.91	2,632.65	986.76	711.45	211.85	181.82	51.01
2026 年 预测数	主营业务收入	56,482.65	21,338.57	24,840.43	14,625.46	6,669.41	5,395.48	9,402.83
	净利润	6,967.51	6,188.71	2,369.42	1060.17	175.40	289.11	27.93
占全年比	主营业务收入（%）	39.12%	43.15%	40.84%	49.94%	50.35%	43.06%	44.67%
	净利润（%）	42.41%	42.54%	41.65%	67.11%	120.78%	62.89%	182.66%
同比变动 额	主营业务收入	-1,787.35	354.17	1,090.72	423.19	-245.94	336.35	-147.07
	净利润	-137.15	-42.78	56.63	37.93	157.59	8.94	183.46

注：各标的资产的 2025 年 1-5 月及 2026 年 1-5 月财务数据均未经审计。

各标的资产期后经营业绩同期对比及预测合理性分析：

1、南通中油

南通中油 2026 年 1-5 月主营业务收入和净利润占全年预测数分别为 39.12%、42.41%，其中净利润较 2025 年同期小幅增长，主营业务收入较 2025 年同期有所下滑，主要原因系工业客户金桥油脂自 2025 年 8 月受政府协议约束能源使用方式而调整了用气结构，以蒸汽替代部分天然气，导致了南通中油 2025 年全年营业收入规模缩减，而 2025 年 1-5 月尚未受客户能源结构调整影响，当期营收基数较高，因此本期营收同比出现回落。

根据南通中油自身实际用气销售数据统计，天然气销售业务全年销气量呈现“前四后六”的刚性分布规律，每年 1-5 月销气量占全年总销气量比重约 40%，6-12 月销气量占全年总销气量比重约 60%，下半年包含夏季工业满产、冬季采暖

两大用气高峰，用气规模天然高于上半年，业绩释放主要集中于下半年。故本次 2026 年 1-5 月的经营数据是符合预期的。

南通中油目前新增客户储备超额完成预期，为下半年业绩提供坚实增量。截至本核查意见出具日，2026 年新增签约客户数量情况见下表：

序号	类别	新增签约客户数	已通气户数	未通气户数	评估预测 2026 年新增户数	客户新增完成率
1	居民用户	1667	393	1274	1800	92.67%
2	工业用户	16	5	11	20	80%
3	商业用户	14	11	3	8	175%

由上表数据可见，公司新增签约工商业用户、居民用户数量占本次评估预测的完成率远超预期。客户拓展成果充分印证，公司市场获客、供气保供、客户运维服务等核心经营竞争力未发生弱化，业务稳定增长的底层逻辑保持不变。

综上，南通中油 2026 年 1-5 月主营业务收入较同期回落，系大客户阶段性波动，公司自身核心经营能力、基本面未发生任何不利变化。目前南通中油新增客户储备充足、成本管控成效显著，下半年业绩增长基本面扎实，全年主营业务收入、净利润预测具备充分的可实现性。

2、甘河中油

甘河中油 2026 年 1-5 月主营业务收入和净利润占全年预测数分别为 43.15% 和 42.54%，均高于 2025 年同期占比，天然气行业季节性较强，第四季度的用气量占全年比重较大，1-5 月时间跨度为全年 41.67%，收入和净利润完成度均高于时间进度，说明甘河中油 2026 年 1-5 月经营业绩整体达成情况良好。

3、扬州中油

扬州中油 2026 年 1-5 月主营业务收入、净利润分别完成全年预测值的 40.84%、41.65%，均高于 2025 年同期占比，反映扬州中油本年度前期经营业绩兑现情况较好，阶段性经营数据印证了燃气业务稳步增长的整体趋势。截至 2026 年 5 月末，全年仍有近六成营收、利润将在后续七个月实现，当前业绩进度仅小幅优于上年同期，预测测算不存在过度乐观情形；同时本次预测充分结合燃气行业季节性用气特征与辖区工业客户扩产增量规划，贴合企业真实经营规划，因此

全年主营业务收入及净利润预测取值具备合理性。

4、南京洁宁

南京洁宁 2026 年 1-5 月主营业务收入和净利润占全年预测数分别为 49.94% 和 67.11%，均高于 2025 年同期占比，天然气行业季节性较强，第四季度的用气量占全年比重较大，1-5 月时间跨度为全年 41.67%，收入和净利润完成度均高于时间进度，说明南京洁宁 2026 年 1-5 月经营业绩整体达成情况良好。

5、南昌中油

南昌中油 2026 年 1-5 月，公司实现主营业务收入 3,357.91 万元，较 2025 年同期的 3,603.85 万元同比减少 245.94 万元，营收略有回落。从年度营收贡献结构来看，2025 年 1-5 月营收占全年营收比例为 53.88%，2026 年 1-5 月营收占全年预测营收比例为 50.35%，两年同期营收占比基本匹配，收入年度分布结构整体稳定。2026 年 1-5 月营收同比小幅下滑，核心系非居民天然气终端售价下调所致。非居民用气最高售价于 2025 年 6 月 1 日由 4.17 元/方下调至 4.12 元/方，并延续执行至本核查意见出具日。虽然本期综合销气量同比增长约 50 万方，但终端售价同比回落拉低单位收入，抵消气量增量贡献，最终导致整体主营业务收入同比下降。同时，区域房地产市场持续疲软，燃气配套工程需求收缩，工程安装业务收入有所回落，进一步加剧营收小幅下行，整体变动符合行业政策及区域经营基本面。2026 年 1-5 月公司实现净利润 211.85 万元，较 2025 年同期 54.26 万元同比增加 157.59 万元，盈利同比增幅显著，主要系 2026 年 1-5 月的综合购气成本较上年同期有所下降所致。两年利润年度结构差异突出：2025 年利润集中于下半年释放，2025 年 1-5 月净利润仅占全年的 12.74%；2026 年 1-5 月净利润已超额完成全年预测目标，占比达 120.78%，阶段性盈利表现显著优于往年同期。

6、兴化中油

兴化中油 2026 年 1-5 月主营业务收入和净利润占全年预测数分别为 43.06% 和 62.89%，均高于 2025 年同期占比，天然气行业季节性较强，第四季度的用气量占全年比重较大，1-5 月时间跨度为全年 41.67%，收入和净利润完成度均高于

时间进度，说明兴化中油 2026 年 1-5 月经营业绩整体达成情况良好。

7、庆云中油

庆云中油 2026 年 1-5 月主营业务收入和净利润占全年预测数分别为 44.67% 和 182.66%，收入低于 2025 年同期占比，净利润高于 2025 年同期占比，主要是 2025 年 11 月庆云中油居民按照最新政府定价文件规定，销售单价有所提升，带动居民用气毛利率提升，受居民用气定价调整、部分居民采暖用气需求回落影响，居民销气量有所下滑，但单位毛利提升幅度覆盖气量减量带来的收入缺口，毛利总额增厚，最终呈现收入下降、利润抬升的经营态势；天然气行业季节性较强，第四季度的用气量占全年比重较大，1-5 月时间跨度为全年 41.67%，收入和净利润完成度均高于时间进度，说明庆云中油 2026 年 1-5 月经营业绩整体达成情况良好。

截至本核查意见出具日，标的资产及各参股公司生产经营稳定有序，核心经营指标、盈利实现情况与评估预测趋势基本匹配，不存在发生重大不利变化、大幅偏离评估预测的情形，本次评估收益预测具备合理性与可实现性。

（三）标的资产及其参股公司最近三年股权转让价格与本次交易作价的存在差异的原因及合理性

1、标的资产近三年的股权转让情况

（1）中油珠海

中油珠海最近三年股权转让情况如下：

事项	交易双方	转让价格	转让原因	作价依据及合理性	关联关系
2023 年 6 月，股权转让	香港中油燃气将持有的中油珠海 1,000 万元股权（占总股权 100%）以 1,000 万元的价格转让予中油燃气投资集团有限公司（2023 年 7 月支付对价变更为 0 元）	0 元/注册资本	同一控制下股权架构调整	本次转让为同一控制下的股权转让，因未实缴按照 0 元转让，具有合理性	受让方中油投资系转让方香港中油燃气全资子公司

注：因香港中油燃气未实际出资，转让价格为 0 元，由受让方中油燃气投资集团有限公司完成实缴。

本次交易与前次股权转让的作价差异的原因具体如下：

A.交易背景不同

2023 年 0 元转让属于实控人体系内股权梳理操作，交易双方均为同一控制下全资主体，定价仅围绕注册资本实缴状态确定，未开展完整企业价值评估，未能充分体现中油珠海的价值，定价仅反映账面出资层面价值。

本次交易系上市公司发行股份收购资产，评估机构以资产基础法的评估结果作为评估结论。中油珠海为投资平台公司，不从事具体经营业务，利润主要来自参股公司扬州中油，整体属于天然气行业，资产结构清晰，资产基础法从成本加和角度能够反映资产的公平市场价值。两类交易在交易背景不同的情况下的作价存在差异是具备客观合理性的。

B.风险承担与业绩补偿机制不同

2023 年内部划转属于集团内部资产平移，交易双方归属同一实控人，经营收益、亏损最终均由同一控制主体承担，未设置跨主体业绩兜底、风险分摊相关约定，对价中无需额外考虑经营不确定性对应的风险溢价。

本次交易为面向上市公司全体股东的市场化收购，交易对方同步签署《业绩承诺及补偿协议》，承诺重组交割后连续三年累计实现净利润；若标的资产实际经营业绩未达承诺标准，交易对方将以股份、现金相结合的方式向上市公司补足差额。前述业绩兜底机制形成相应风险保障价值，相关价值已在本次交易作价中综合体现，是两次交易价格存在差距的重要因素。

(2) 天达胜通

天达胜通最近三年股权转让情况如下：

事项	交易双方	转让价格	转让原因	作价依据及合理性	关联关系
2023 年 6 月，股权转让	天达国际将持有的天达胜通 1,000 万元股权（占总股权 100%）以 1,000 万元的价格转让予天达利通（2025 年 12 月支付对价变更为 16,820.59 万元）	16.82 元/注册资本	同一控制下股权架构调整	本次转让为同一控制下的股权转让，本次转让作价系以天达国际对天达胜通的出资成本 16,820.59 万元为依据（对应 2023 年 1 月天达国际以南京洁宁 100%股权向天达胜通出资成本），具有合理性	受让方天达利通系转让方天达国际全资子公司

A.交易背景不同

前次转让属于实控人体系内资产归集操作，定价仅还原历史原始出资成本，未采用收益法对企业长期收益能力开展量化测算，未体现标的资产天达胜通市场价值，定价仅反映账面历史投入。

本次交易系上市公司发行股份收购资产，评估采用收益法作为评估结果，收益法的评估较为充分地考虑了企业经营区域的影响和应享有的优惠政策及其运营特点，能够客观、全面的反映被评估单位未来的盈利能力、经营渠道及实现的经营成果和股东权益价值。因此，交易背景的不同导致本次交易作价不同，具有合理性。

B.风险分担与业绩补偿安排存在区别

前次内部转让交易双方均为实控人全资主体，标的经营盈亏最终由同一实控人统一承接，未设置业绩承诺、差额补偿等相关条款，对价无需预留覆盖经营不确定性的风险溢价。

本次交易服务于上市公司及全体中小股东权益保障，交易对方需承担三年业绩承诺补偿义务，若标的经营业绩不及预期，将足额弥补上市公司损失；该兜底安排对应的价值增量已纳入本次评估作价区间，致使本次交易对价高于历史内部划转价格。

2、控股子公司或参股公司

（1）扬州中油

扬州中油最近三年股权转让的原因、作价依据及合理性、股权变动相关方的关联关系如下：

事项	交易双方	转让价格	转让原因	作价依据及合理性	关联关系
2023 年 4 月、7 月，股权转让	香港中油燃气将持有的扬州中油 1,040.00 万元股权（占总股权 26%）以 4,420 万元的价格转让予中油珠海	4.25 元/注册资本	股权架构调整，以中油珠海作为持股平台	参考 2023 年 6 月，中联资产评估集团山东有限公司出具的《资产评估报告》（中联鲁评报字[2023]第 13166 号），以 2023 年 3 月 31 日为评估基准日，净资	受让方中油珠海当时系转让方香港中油燃气全资子公司

				产评估值为 16,975.05 万元	
--	--	--	--	-----------------------	--

本次交易与前次股权转让的作价差异的原因具体如下：

A.交易背景不同

前次交易系同一控制下的股权结构调整，交易双方均为中油燃气 100%控股的企业，采用资产基础法评估，对于企业的燃气经营权、经验丰富的管理团队等无法反映相应价值，导致评估增值较低。

本次交易系上市公司发行股份购买资产，采用收益法评估，是基于扬州中油未来收益预测的基础上计算的评估价值，不仅考虑了各分项资产是否在企业中得到合理和充分利用、组合在一起时是否发挥了其应有的贡献等因素对企业股东全部权益价值的影响，也考虑了企业所享受的各项优惠政策、运营资质、行业竞争力、公司的管理水平、人力资源、要素协同作用等因素对股东全部权益价值的影响，因此，交易背景的不同导致本次交易作价较前次增加，具有合理性。

B.风险承担主体与补偿机制设置不同

本次交易中，上市公司与交易对方约定设置了业绩承诺及补偿机制，双方签署了《业绩承诺及补偿协议》。协议约定业绩承诺期为本次重组完成起三年，交易对方对标的资产在业绩承诺期的累计实现净利润作出了承诺，若未实现业绩承诺将使用股份及现金对上市公司补偿。前次交易中，交易双方未约定业绩承诺及补偿机制。因此，是否设置业绩承诺及补偿导致本次交易作价较前次增加，具有合理性。

(2) 南京洁宁

南京洁宁最近三年股权转让的原因、作价依据及合理性、股权变动相关方的关联关系如下：

事项	交易双方	转让价格	转让原因	作价依据及合理性	关联关系
2023 年 1 月，股权转让	天达国际将其持有的南京洁宁 100%的股权（对应注册资本 16,820.59 万元）以人民币 16,820.59 万元转让给天达胜通	1 元/注册资本	同一控制下 股权架构调整	本次转让为同一控制下的股权转让，按照注册资本平价转让具有合理性	受让方天达胜通系转让方天达国际全资孙公司

本次交易与前次股权转让的作价差异的原因具体如下：

A.交易背景不同

2023 年转让属于实控人体系内资产归集操作，定价仅还原历史原始出资成本，未采用收益法对企业长期收益能力开展量化测算，未体现标的资产市场价值，定价仅反映账面历史投入，无法完整反映企业持续经营价值。

本次交易系上市公司发行股份购买资产，评估采用收益法作为评估结果，能够充分反映特许经营权、客户资源、稳定现金流等核心价值，评估参数选取基于行业平均水平、企业历史经营数据及区域实际经营情况，假设审慎、依据充分，估值结果公允反映了标的资产的股东全部权益价值。两类交易在交易背景不同的情况下的作价存在差异是具备客观合理性的。

B.风险承担主体与补偿机制设置不同

前次内部划转属于集团内部资产平移，标的经营收益、亏损全部由同一实控人承接，无需额外设置业绩保障条款，交易对价无需叠加风险溢价。

本次交易需兼顾上市公司全体股东权益，交易对方独立承担三年业绩承诺补偿义务，若标的盈利水平未达预期，将通过股份、现金补足利润差额；前述补偿机制对应的价值保障已体现在本次评估作价中，由此形成两次交易对价的明显差距。

综上所述，中油珠海、天达胜通、扬州中油、南京洁宁近三年股权转让均属于实控人体系内同一控制下股权架构整合操作，定价以历史出资成本或注册资本原值为基础，仅体现账面出资价值，无法客观反映标的资产市场公允价值。本次交易属于上市公司市场化重大资产重组，交易作价以具备证券期货评估资质的独立第三方机构出具的评估报告为基础确定，通过收益法、资产基础法相结合的方式完整还原标的的全部内在经营价值。历史内部转让与本次市场化收购在交易性质、定价原则、评估测算方法、是否包含经营风险溢价及控制权价值等方面存在根本性差异，两类交易作价存在差异具备充分、合理的商业依据。

（四）天然气行业政策变化对标的资产及其参股公司经营及估值的影响

1、天然气行业主要政策变化

近年来，国家出台了一系列支持天然气行业发展的产业政策，为行业长

期健康发展提供了坚实的政策保障，主要包括：

（1）储气能力建设政策：国家发展和改革委员会印发《关于加快推进天然气储备能力建设的实施意见》，提出进一步加快储气基础设施建设，提升天然气储备能力，优化规划建设布局，建立完善标准体系；

（2）中长期发展规划：十四届全国人大四次会议审议通过的《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提出，加快健全适应新型能源体系的价格机制，深化天然气价格改革，坚持油气核心需求自主保障，实施中长期油气增储上产战略行动，确保天然气产量稳步增长，增强天然气储备调节保障能力；

（3）碳达峰行动方案：国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》，提出大力推动天然气与多种能源融合发展，因地制宜建设天然气调峰电站，合理引导工业用气和化工原料用气，支持车船使用液化天然气作为燃料。

上述国家产业政策的持续支持，为天然气在我国多元能源体系中的广泛应用提供了良好的政策环境，行业整体具备稳定发展的基础。

2、对标的资产及参股公司经营的影响

本次收购四家标的资产所处的城市燃气行业属于天然气产业链下游，主要从事燃气销售业务。国家产业政策对标的资产及其参股公司经营的积极影响主要体现在以下方面：

（1）市场需求持续增长

在节能减排、产业升级的宏观背景下，随着城镇化与市场化进程的加快，我国天然气需求有望持续增长。碳达峰行动方案推动天然气作为清洁过渡能源的替代效应逐步释放，居民生活用气及工商业用气需求均具备长期增长空间，为标的资产及参股公司燃气销售业务的稳定发展提供了广阔的市场基础。

（2）价格机制逐步完善

“十五五”规划明确提出深化天然气价格改革、健全适应新型能源体系的价格机制，有利于理顺上下游价格传导关系，增强城市燃气企业盈利的稳定性，降低气源采购成本波动对经营业绩的影响。标的资产及参股公司作为城市燃气运营商，将直接受益于价格改革带来的经营环境改善。

（3）业务发展空间拓展

国家加快推进储气能力建设的政策导向，以及天然气与多种能源融合发展的战略部署，为标的资产及参股公司在传统燃气销售业务基础上，探索储气调峰、综合能源服务等新业务领域提供了政策机遇，有助于丰富业务结构、增强持续盈利能力。

截至本回复出具日，标的资产及参股公司经营中所需遵循的有关法律法规及政策、国家宏观经济形势无重大变化，本次交易各方所处地区的政治、经济和社会环境无重大变化，无其他不可预测和不可抗力因素造成的重大不利影响。在可预见的未来发展时期，标的资产及参股公司后续经营过程中相关政策、宏观环境、技术、行业、税收优惠等方面不存在重大不利变化。

3、对标的资产及参股公司估值的影响

天然气行业政策的持续向好对标的资产及其参股公司的估值均具有积极影响，行业政策支持下天然气需求长期增长的确定性增强，叠加价格改革带来的盈利稳定性提升，有利于标的资产及参股公司未来经营业绩的稳定增长，为其估值提供了坚实的盈利预期支撑。

行业存续发展的情况不会产生较大变化，标的资产及参股公司在评估基准日后持续经营的假设基础牢固，不会对评估值造成不利影响；在政策支持下行业长期增长逻辑清晰，标的资产及参股公司业务发展前景良好，有助于提升其长期估值水平；参股公司经营业绩的改善与估值提升，将通过投资收益及权益法核算等方式增厚标的资产的整体价值，进而对标的资产评估值形成正向贡献。

综上，国家产业政策的持续支持为天然气行业及标的资产、参股公司的稳定发展提供了坚实保障，行业政策变化整体上对标的资产及其参股公司的经营与估值形成积极影响，不存在重大不利变化。

（五）港交所上市公司中油燃气的整体估值水平、标的资产占中油燃气资产比重情况、本次交易与中油燃气估值水平差异的合理性等，补充说明本次交易定价是否公允，是否符合《重组办法》第十一条的有关规定

1、中油燃气整体估值水平、标的资产占中油燃气资产比重

港股上市公司中油燃气与标的资产相关估值及资产指标如下：

单位：万元

名称	本次股权转让比例	本次股权转让对应估值/市值	估值占比	总资产	总资产占比	市盈率	市净率
中油珠海	100%	6,504.46	8.14%	5,761.75	0.30%	10.77	4.53
天达胜通	100%	101,609.00	127.12%	145,553.50	7.60%	11.35	2.86
南通中油	51%	43,053.18	53.87%	25,027.93	1.31%	11.27	5.91
甘河中油	40%	30,302.80	37.91%	10,448.89	0.55%	11.48	6.84
小计	/	181,469.44	227.03%	186,792.07	9.75%	/	/
中油燃气	/	79,933.00	100.00%	1,916,008.89	100.00%	10.96	0.24

注：数据来源于同花顺。①上表中油燃气数据取 2025 年 12 月 31 日收盘数据，1 港元兑人民币为 0.90322 元；②估值占比=标的资产估值/中油燃气市值，总资产占比=标的资产 2025 年 12 月 31 日资产负债表总资产余额/中油燃气 2025 年 12 月 31 日合并资产负债表总资产余额；③中油燃气市盈率=2025 年 12 月 31 日收盘日总市值/2025 年度归属于母公司股东的净利润，标的资产静态市盈率=标的资产 100%股权评估结果/2025 年度归属于母公司股东的净利润；④中油燃气市净率=2025 年 12 月 31 日收盘日总市值/2025 年 12 月 31 日归母净资产，标的资产市净率=评估基准日 2025 年 12 月 31 日评估值/2025 年 12 月 31 日归属于母公司所有者权益。

中油燃气作为港股上市公司，其估值水平整体偏低，四家标的资产平均市净率为 5.04 倍，是中油燃气 0.24 倍的约 20 倍；四家标的资产平均市盈率为 11.22 倍，与中油燃气市盈率水平基本接近。

2、本次交易与中油燃气估值水平差异的合理性分析

结合标的主营业务范围，通过同花顺提取 2025 年 12 月 31 日同行业境内外上市企业市盈率、市净率数据如下：

序号	证券代码	证券简称	市盈率	市净率
A 股可比上市公司				
1	600681	百川能源	24.42	1.63
2	001299	美能能源	34.83	2.94
3	002267	陕天然气	14.34	1.27
4	600803	新奥股份	13.73	2.61
5	600917	重庆燃气	40.70	1.45
6	601139	深圳燃气	13.48	1.17

7	603080	新疆火炬	15.85	2.12
8	603393	新天然气	13.97	1.23
平均值			21.42	1.80
港股可比上市公司				
1	00135.HK	昆仑能源	10.87	0.86
2	01193.HK	华润燃气	14.76	1.18
3	02688.HK	新奥能源	12.98	1.48
4	00384.HK	中国燃气	12.87	0.78
5	01083.HK	港华智慧能源	8.94	0.55
6	06828.HK	北京燃气蓝天	7.54	0.48
7	09908.HK	嘉兴能源	6.77	0.83
8	06661.HK	湖州燃气	9.69	0.72
平均值			10.43	0.86

注：数据来源同花顺，可比公司的市盈率=2025年12月31日收盘市值/2025年12月31日归属于母公司所有者的净利润；可比公司的市净率=2025年12月31日收盘市值/2025年12月31日归属于母公司所有者权益。

截至2025年12月31日，8家A股可比城燃企业平均市盈率21.42倍、平均市净率1.80倍；8家港股可比城燃企业平均市盈率10.43倍、平均市净率0.86倍，港股整体估值中枢低于A股市场。其中中油燃气市盈率10.96倍、市净率0.24倍，仅为A股可比公司市净率均值的13.3%、港股可比公司市净率均值的27.91%，二级市场估值显著低于行业可比上市公司平均水平。

本次四家标的平均静态市盈率11.22倍，低于A股可比公司均值21.42倍，与港股可比公司均值10.43倍基本持平，处于行业常规合理区间；标的平均市净率5.04倍虽高于境内外上市企业平均水平，但结合标的地处经济发达区域、盈利稳定性较强、中长期成长性相对突出等客观因素，同时本次以收益法为核心评估方式更能完整反映企业持续经营内在价值，相关估值水平具备合理支撑。

本次标的收益法评估对应市盈率、市净率与港股中油燃气估值存在明显差距，系多重客观商业因素共同作用所致，具体说明如下：

（1）资本市场流动性、估值体系存在跨市场差异

港股中油燃气属于流通盘较小、二级市场交易活跃度偏低的标的，长期存在流动性折价；A股主板城市燃气并购交易市场交易活跃度充足，境内成熟区域城燃经营性资产已形成相对独立的并购估值体系，近年来华润燃气、区域民营城燃同类并购案例静态市盈率多集中于10-15倍区间，境内单体优质城燃经营性资产普遍享有一定估值溢价，港股集团整体二级市场市值与境内单体经营性资产收购定价不具备直接对标基础。

（2）资产结构、业务盈利波动风险存在显著区分

港股中油燃气合并报表范围包含海外油气勘探业务、低毛利大宗商品贸易、持续亏损加气站等周期性、低效益业务，整体盈利波动幅度较大；本次四家标的聚焦优质工业园区及成熟居民燃气市场，依托区域独家特许经营权开展刚需公用事业业务，现金流可预测性较强，不存在高周期、持续亏损业务拖累，资产质量差异自然形成估值价差。

本次交易同时选取近三年股权区域城燃并购案例作为可比交易参考，标的评估对应估值倍数落在行业并购常规区间内，可佐证本次标的定价具备公允性；本次标的与港股中油燃气估值差异由多重客观因素共同导致。

3、本次交易定价公允性补充说明，以及本次重组符合《重组办法》第十一条相关规定的论证

（1）本次交易定价具备公允性

A.本次评估机构具备证券期货相关资产评估业务资质，与本次交易各方不存在利害关系，具备独立性；评估方法选取、参数假设设定严格遵循资产评估相关准则，在测算过程中已充分、审慎纳入天然气行业各项潜在利空政策影响，评估整体假设客观、保守。

B.港股中油燃气与本次收购标的在上市板块、股权架构、资产结构、业务质量、中长期成长性等多个维度均存在明显差异，二者不具备直接可比性，不能仅以中油燃气偏低的市值直接判定境内优质城燃资产定价偏高。

C.本次交易同步参考A股同行业城市燃气并购案例，标的评估对应市盈率、市净率均处于市场常规合理区间，不存在高估标的资产价值的情形；交易最终作价以合规评估结果为基础，经交易各方多轮市场化协商后确定。

D.本次交易配套足额业绩承诺与补偿安排，交易对方承诺标的未来三年

累计实现净利润，若承诺业绩未能达成，将通过股份、现金相结合的方式向上市公司补足差额，能够有效对冲标的未来盈利波动、估值变动带来的风险，充分维护上市公司及全体中小股东合法权益。

上市公司独立董事、独立财务顾问已分别针对本次资产定价公允性出具专项核查意见，确认本次交易不存在向关联方输送利益的情形。

(2) 本次重组完全符合《上市公司重大资产重组管理办法》第十一条全部要求

A. 本次重组符合国家产业政策及环保、土地、反垄断等相关法律法规要求

标的主营业务为城市天然气供应，契合国家能源结构转型、持续提升天然气消费占比的中长期产业导向；四家标的的特许经营、环保、土地、安全生产相关资质手续完整齐备；本次交易已完成经营者集中申报及审查，相关合规要求均已落实。

B. 不会导致上市公司不再满足股票上市条件

发行股份购买资产交割完成后，上市公司股本、净资产、盈利规模同步增厚，股权分布、各项财务指标均能够持续满足深交所主板上市标准。

C. 资产定价公允，不存在损害上市公司及股东合法权益的情形

前文已完整说明评估测算过程审慎、可比标的及可比交易选取具备合理性，配套足额业绩补偿机制对冲经营风险，交易定价公允，不存在损害上市公司及中小股东利益的相关安排。

D. 标的资产权属清晰，资产过户、转移不存在实质性法律障碍

四家标的资产股权均未设置抵押、质押，不存在司法查封、冻结等权利受限情形；所持燃气特许经营权合法、持续有效；标的资产仅涉及股权交割，未涉及资产交割、债权债务承接等，方案符合法律法规要求，股权交割落地不存在实质性阻碍。

E. 有利于上市公司提升持续经营能力

本次收购将显著扩充上市公司燃气主业经营规模，新增多块现金流稳定的公用事业类核心资产，能够有效提升公司整体盈利水平与抗周期、抗政策风险能力；重组完成后上市公司核心业务仍为燃气运营，不存在主要资产为

现金、无实质经营性业务的情形。

F.有利于维持上市公司独立性

重组交割完成后，上市公司在业务、资产、财务、人员、机构层面均能够与实际控制人及其关联方保持独立；本次重组不会新增重大不利同业竞争，关联交易定价均遵循市场化原则，同时配套长效规范管控机制。

G.有利于维持健全有效的法人治理结构

重组落地后，上市公司将配套完善燃气业务专项治理架构，持续规范三会一层日常运作，优化内部控制与全流程风险管控体系，保持完善、有效的法人治理机制。

综合上述分析，天然气行业各项现行及预期政策变动，均已充分、审慎纳入标的资产评估全部测算流程；港股上市公司中油燃气与本次交易标的估值水平存在差异具备充分客观依据；本次交易定价公允，配套业绩补偿机制能够充分保障上市公司及中小股东权益，本次重大资产重组整体符合《上市公司重大资产重组管理办法》第十一条全部规定。

十三、评估机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

针对上述事项，评估机构履行了以下核查程序：

1.查阅标的资产的《燃气特许经营协议》，查询《基础设施和公用事业特许经营管理办法》关于特许经营期限的延展性规定；

2.同花顺检索A股燃气企业重组报告书、评估报告、证监会反馈回复，整理同行业特许经营权到期但收益法采用永续经营假设的可比案例；

3.查阅标的资产报告期内天然气销售业务客户数量、单户日均用气量、销售单价、采购单价，分析数据变动的原因及合理性；

4.了解标的资产报告期内定价规则、调价周期，分析销售价格与政府指导价之间的匹配性；

5.查阅标的资产报告期天然气代输业务的客户数量、销售气量、销售单价，分析数据变动的原因及合理性，查阅天然气代输业务合同，核实预测销售单价

是否一致；

6.查阅标的资产报告期生产成本明细，分析数据变动的原因及合理性；

7.查阅标的资产报告期内天然气安装工程各类工程收入、成本明细，分析数据变动的原因及合理性；

8.整理分析标的资产各业务类型收入及毛利率变动的原因及合理性，并与可比公司同类业务进行对比分析；

9.查阅并分析标的资产报告期内的销售费用、管理费用及财务费用情况；查阅同行业可比公司期间费用率情况，与标的资产各项期间费用进行对比，分析各项期间费用预测是否合理；

10.查阅标的资产本次收益法评估中折旧摊销、资本性支出、营运资本的测算过程；查阅标的资产折旧摊销政策、在建工程转固情况，分析预测期折旧与摊销金额下降的原因及合理性，分析营运资本增加额与未来销售规模的匹配性；

11.通过同花顺等方式查询同行业上市公司主营业务、主要经营区域、经营规模、市场地位、资本结构等基本信息，分析不同场景选取不同可比公司的原因；查询相关案例，分析折现率测算的合理性；

12.统计标的资产甘河中油报告期即征即退税收优惠享受情况，查阅《营业税改征增值税试点过渡政策的规定》和《关于增值税法施行后增值税优惠政策衔接事项的公告》等相关税收优惠政策，分析税收优惠政策到期或税收优惠变动对标的资产业绩及评估结果的影响；

13.查阅标的资产期后财务报表及上年同期财务报表，分析主营业务收入和净利润占全年预测比例，分析期后业绩的可实现性，分析本次交易定价的公允性；

14.查阅标的资产及参股公司历次股权转让协议、工商档案等文件；

15.查询国际及国内天然气的价格走势，了解标的资产应对价格波动的具体措施，核查联动机制的实际执行情况及有效性；获取并查阅了《国家发展改革委关于建立健全天然气上下游价格联动机制的指导意见》，分析相关政策对标的资产采购价格、销售价格及盈利水平的影响；

16、查阅中油燃气关于本次交易的公告文件，比较公告文件中的披露信息与本次交易的相关披露信息、财务数据，检查是否存在重大差异。

（二）核查意见

经核查，评估机构认为：

1、标的资产特许经营权虽存在有效期限，但基于法定优先续期权利、民生刚需行业属性、区域独家经营壁垒，其持续经营具备确定性；本次评估收益法采用永续收益期测算符合资产评估准则及行业评估逻辑，具备充分合理性。同时，本次评估收益期假设与同行业可比交易案例也一致，具备充分的合理性与审慎性；

2、本次收益预测过程中，标的资产预测期内天然气销售分各类用户规模、单户平均用气量、销售单价、天然气代输业务收入、工程安装服务收入及对应成本、天然气采购成本、生产成本等核心指标均结合历史经营情况、行业政策及区域用气发展趋势审慎测算，相关预测具备合理性与谨慎性；

3、标的资产报告期内各类用户销售单价变动是合理的，结合标的资产各类业务的定价模式与当地的政府定价文件具有匹配性，标的资产最新价格机制政策与报告期内的一致，长期以来我国天然气行业一直受到政府或天然气供应商的价格管控，历史年度的定价模式可以为未来燃气定价提供参考，本次对各业务类型的销售单价的预测是合理、谨慎、合规的；

4、标的资产报告期内各类用户数量、单户平均用气量等参数变动是符合行业经营逻辑的；各类客群留存基础扎实，稳定性良好；新增用户拓展计划依托区域内潜在用户数量，增量可实现性较强，整体预测审慎、具备充分依据，销量预测合理；

5、标的资产南通中油、天达胜通报告期内天然气销售收入系阶段性外部因素导致，结合公司经营发展规划及未来新增用户拓展情况，预测期天然气销售收入实现持续增长的预测具备合理性与审慎性；

6、标的资产报告期内各项业务毛利率水平及其变化趋势具有合理性，与可比公司相比存在差异具有合理性。标的资产的毛利率预测已结合特许经营壁垒、稳定气源成本及能源竞争客观现状，天然气价格波动对各燃气公司采购成本、综

合用气成本、毛利率及整体盈利水平影响有限。标的资产从气源保障、管网建设与客户运营、安全生产、内部治理、政策适配五大维度制定完善经营保障举措，持续巩固区域燃气经营核心竞争力，保障经营业绩稳定可持续。本次评估预测期对毛利率预测具备合理性及审慎性；

7.结合预测期内期间费用率与报告期内期间费用率、同行业可比公司期间费用率对比情况，标的资产的期间费用预测与企业历史年度情况及未来规划情况相符，标的资产各项期间费用预测具有合理性；

8.预测期及永续期标的资产折旧与摊销、资本性支出、营运资金的具体测算过程具有合理性。结合折旧摊销政策、在建工程转固情况、预计资本性支出及相应折旧摊销情况等，预测期折旧与摊销金额预测具有合理性。营运资本增加额与未来销售规模具有匹配性；

9.本次收益法评估选取的可比公司样本覆盖了标的资产所处的天然气销售行业，虽然个别公司在细分产品类型上存在差异，但是需要足够多的样本来平滑个体差异，以确保计算出的 β 系数能准确反映行业整体的平均风险水平；在市场法评估和财务分析可比公司选取时，则需要选择与标的资产具有高度可比性的公司进行深度比较，所以不同场景使用不同的可比公司具有合理性。标的资产与可比公司在主营业务、主要经营区域、经营规模等方面具有可比性。本次折现率的预测较为谨慎，具有合理性。本次评估基准日的无风险收益率低于历次交易案例的平均数，本次折现率亦略低于历次交易案例的平均数，折现率与同时期同类交易案例折现率不存在较大差异，故本次折现率的预测较为谨慎，具有合理性；

10.标的资产甘河中油的即征即退款项系法定税收优惠，虽因地方财政紧张出现阶段性延迟，但款项的法定可收回性不存在实质性障碍。2022年至2027年期间已发生的管道运输服务对应的退税权利已依法成立，支付延迟不影响权利实质。甘河中油已于2026年6月提交全套退税资料至甘河工业园税务部门，退税办理正在正常推进中。管道运输服务增值税即征即退政策目前已明确延续至2027年12月31日，2027年之后是否继续执行存在较大不确定性。本次评估甘河中油收益法预测期考虑了该税收优惠，评估值为75,757.00万元；假设预测期内甘河中油实际未能收到退税收入，评估值为75,499.00万元，较调整前变动

-258.00 万元，变动率为-0.34%；

11.标的资产庆云中油、兴化中油、扬州中油收益法预测具有合理性、谨慎性；

12.标的资产市盈率低于同行业平均水平，说明本次评估定价具备合理性；市净率偏高系净资产规模、分红行为、企业资产结构及自身高盈利水平等多重客观因素共同作用，估值差异具备合理依据。标的资产实际经营情况优于预期，预测业绩具有可实现性。标的资产历史股权转让均为同一控制下内部架构调整，仅按出资/注册资本定价、无业绩补偿，本次为市场化并购，采用收益法完整评估并配套业绩补偿，两类交易作价差异具备合理商业逻辑。标的资产及参股公司后续经营过程中相关政策、宏观环境、技术、行业、税收优惠等方面不存在重大不利变化。中油燃气二级市场估值显著偏低，系跨市场流动性、业务结构、盈利稳定性等多重因素导致；本次标的市盈率贴合港股行业均值、低于 A 股均值，市净率结合区位与成长性具备支撑，估值差异具备合理性。本次收益法评估相关参数选取谨慎、合理，预测过程准确客观，本次交易定价公允，不存在损害上市公司和股东合法权益的情形，符合《重组管理办法》第十一条的规定。

（本页无正文，为浙江中企华资产评估有限公司关于深圳证券交易所《关于山东胜利股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金申请的审核问询函》回复之核查意见之盖章页）

资产评估机构负责人：

丁杰琍

资产评估师：

李素

陈昕

许聪毅

浙江中企华资产评估有限公司

年 月 日