

燃气—蒸汽联合循环发电项目收购评价分析

杨燕 李海彬

中国能源建设集团有限公司，北京，100022；

摘要：某燃气—蒸汽联合循环发电供热项目实际年利用 3300 小时，低于可研报告 1200 小时，年供热量 $636 \times 104\text{GJ}$ ，是可研报告 $903 \times 104\text{GJ}$ 的 70.43%。通过确定边界条件、市场预测以及影响成本和收益的敏感性分析等，真实反映项目未来经营情况，提高决策的可靠性。

关键词：边界条件；市场预测；敏感分析

DOI：10.69979/3041-0673.24.9.003

引言

近年来，收购项目的评价与分析是决策的关键，但目前尚未有健全的行业规范，国内部分学者针对收购开展研究，但大多停留在理论层面。本文从收购项目财务评价、投资风险等因素出发，结合实践提出风险措施，以为企业提供参考。

1 概况

华北区某 $2 \times 900\text{MW}$ 级燃气—蒸汽联合循环机组分别于 2014 年和 2016 年投产，该机组实现了一次能源的高效转化和利用，供热发电率达 70–80%，具有良好的变工

况性能，可适应深度调峰等功能^[1]。

可研阶段设备年利用 4500h，内部收益率按 8% 测算，不含税和含税上网电价为 581.5 元/MWh 和 679.8 元/MWh，含税热价 28 元/GJ，年发电量 8311GWh，机组额定供热能力 $903 \times 104\text{GJ}$ ，供热面积 2400 万 m^2 。

达产后项目 2017–2019 年的设备年利用在 3100–3400h，含税上网电价约为 700 元/MWh，含税热价 28 元/GJ。年发电量 6000GWh 左右，机组供热量为 $620 \times 104\text{GJ}$ ，主要经营指标如表 1 所示。

2020 年，为支撑某企业对项目收购的决策，本文采用正算收益法进行预测评价分析。

表 1 经营指标

序号	项目名称	单位	2017 年	2018 年	2019 年
1	年发电量	104 kWh	615873	628462	583020
2	年机组利用 h 数	h	3336	3404	3158
3	综合厂用电率	%	3.08	3.2	3.03
4	发电厂用电率	%	2.68	2.74	2.54
5	供热厂用电率	K kWh/GJ	4.57	4.71	4.46
6	综合上网电价	元/kWh	0.7019	0.7038	0.6799
7	年售热量	104GJ	538	620	636
8	售热价	元/GJ	28	28	28
9	定员数	人数	663	649	644
10	年职工薪酬含社保等	万元	8118	8615	8780
11	年水费（生产）	万元	1388	1300	1272
12	年电费（生产）	万元	2727	2562	2361
13	年材料费	万元	9314	8289	5498
14	年折旧	万元	37392	37421	37515
15	年修理费（外委费用）	万元	12636	13062	14264
16	年其他费用（财务口径管理费用）	万元	4531	4647	4579
17	年燃料费用	万元	250320	263445	268750

2 电热市场预测

2.1 电力负荷分析

从表 1 中看出机组投运后三年实际年利用小时数均

低于可研报告 4500h，2019 年与前两年比降低约 5.6% 和 7.8%。

截至 2019 年底华北电网供热机组装机 183 GW，京津唐电网平均发电负荷率最低值为 50.9%，夜间和午后

低谷时发电负荷率为 59.99%和 60.93%^[2]。对标表 1 和华北电网总装机容量和京津唐电网发电负荷率,项目实际运行数据表明:1) 华北区供热机组装机容量和供电能力远超实际发电负荷值,整体机组备用容量偏大,电量和供电能力过剩;2) 运营成本高,政府补贴负担重,非采暖季发电小时数大幅降低;3) 根据项目所在地区发展规划,未来用电负荷增长缓慢,实际发电负荷率提升有限,因此机组运行模式为采暖季以热定电,非采暖期为调峰运行。

2.2 热负荷分析

2017-2019 年供热量逐年增加,2018 年比 2017 年增加 15.2%,2019 年比 2018 年增加 2.6%,机组供热量达 $636 \times 104\text{GJ}$,实际供热量占可研时 70.43%。根据项目所在地区发展规划,2021 年和未来几年供热负荷继续增大。

3 财务评价分析

本项目评估基础数据、增值税等边界条件是财务评价的重点,也是预测未来收益的关键^[3-4]。

3.1 主要边界条件

本项目主要边界条件包括基础数据、增值税及费率等。

3.1.1 固定资产净值确定

根据审计报告本项目第二台机组投产后的总投资为 65 亿元,自运营以来折旧还本付息,截止 2019 年底固定资产净值为 43.6 亿元,2020 年固定资产折旧费参考 2019 年数据为 3.75 亿元,2020 年末固定资产净值为 39.8 亿元,收购前期资产评估发生费用暂估 150 万元,2020 年末收购值 39.8 亿元作为项目评价的初始投资费用。

收购项目相当于形成固定资产投资 39.8 亿元,自筹费用 20%,80%银行贷款,长期贷款年利率 4.9%,并按复利计算。流动资金自筹 30%,贷款 70%,贷款年利率 4.35%。

3.1.2 计算期确定

经济测算期 20 年,运行期已满 4 年,项目计算期为 16 年。

3.1.3 机组年利用小时数确定

本项目冬季采暖期运行 2880h,根据表 1 分析 2017-2019 年 3 年平均年利用小时数为 3300h,从项目安全和降低风险考虑,年利用按 3300 小时考虑符合未来机组运行状况。

3.1.4 基础数据

本项目所涉及的天然气价格、发电气耗等基础数据如表 2 所示。

表 2 基础数据

序号	内容名称	单位	数值	备注
1	燃气价格	元/Nm ³	2.1824	不含税
2	发电单位耗气量	Nm ³ /kWh	0.180288	
3	发电厂用电率	%	2.54	
4	年供热量	104GJ	636	
5	供热单位耗气量	Nm ³ /GJ	24.56	
6	年耗气费用	万元	273777.72	
7	供热单位厂用电量	kWh/GJ	4.46	
8	综合厂用电率	%	3.03	
9	固定资产余值	%	8.16	
10	年固定资产维修	万元	13945	3.5%
11	项目运行期	年	16	20-4
12	全厂定员	人	644	
13	年平均工资及社保等	万元	16583	
14	年发电供热耗水费用	万元	1301.6	
15	年发电供热材料费用	万元	5498	2019 年
16	年排污费用	万元	300	
17	其他费用(管理费等)	万元	4280.6	参 2017—2019 年
18	其他(外购电费)	万元	2365	参 2017—2019 年
19	机组年利用小时数	h	3300	
20	上网售电价格	元/kWh	0.6618	含税, 2021 年执行
21	售热价格	元/GJ	28	含税

3.1.5 增值税及费率

本项目所涉及的增值税、所得税等数据如表 3 所示。

表 3 增值税等

序号	内容	数值(%)
----	----	-------

1	售电增值税	13
2	供热增值税	9
3	所得税	25
4	购买燃气增值税	9
5	购水增值税	6
6	城建维护税	7
7	教育附加税	5
8	企业法定公积金	10

3.2 主要经济指标

本项目收益率等财务评价指标如表 4 所示。

表 4 财务评价指标

序号	名称	单位	数值
1	全部投资		
1.1	内部收益率（税前）	%	8.14
1.2	投资回收期（税前）	年	9.94
1.3	内部收益率（税后）	%	6.36
1.4	投资回收期（税后）	年	10.75
2	资本金净利润率	%	9.01
3	项目资本金		
3.1	内部收益率	%	11.08
3.2	投资回收期	年	13.27
4	基准收益率	%	6
5	年主营收入	万元	362509.64
5.1	年售电收入	万元	346170.8
5.2	年售热收入	万元	16338.84
6	年净利润额	万元	8024.25
7	年销售税金及附加	万元	9680.50

3.3 年经营成本及总成本费用

本项目运营成本等费用如表 5 所示。

表 5 成本费用

序号	内容名称	单位	数值
1	年经营成本费用	万元	318051
2	年折旧费用	万元	33265
3	年财务费用	万元	11651
4	年总成本费用	万元	362967

3.4 项目还本付息能力分析

年折旧平均费用 2.6 亿元，年贷款平均利息 1.1 亿元，还款期年税后平均利润 3.7 亿元。当年平均还本付息为 3.78 亿元，偿债备付率为 1.08，在保证项目利润和税收的情况下，因平均偿债备付率略大于 1，项目还本付息是可靠的。

3.5 项目成本费用分析

年经营成本费用，2019 年职工人数比前两年减少 2.95%和 0.78%；2019 年工资及社保费用比前两年增加 2.95%和 0.78%；供热耗材费在发电单位费用中降幅比较大，2019 年比前两年分别降低 60.34%和 39.98%，以后基本保持不变；燃气和水价变化不大。

2021 年及后 16 年，发电平均单位成本约 0.51 元/kWh，年售电平均收入与成本分别为 34 亿元和 31 亿元，平均净利润为 3.59 亿元；供热平均单位成本约 61.16 元/GJ，年售热平均收入与成本分别为 1.6 亿元和 3.99 亿元，平均净利润为-2.35 亿元，供热亏损部分由发电弥补。

4 不确定分析及风险控制分析

4.1 敏感性分析

发电量增加变化-5%~5%；供热量变化 0~10%；燃气价格 0~5%，售电价变化-5~5%；热价变化 0~10%，分别见图 1~4。

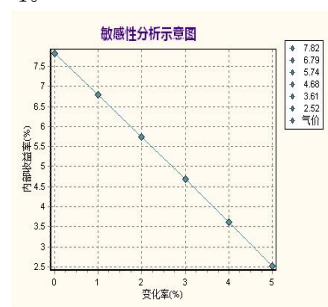


图 1 气价敏感性分析图

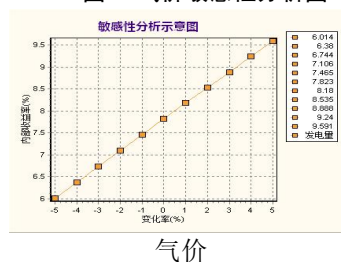


图 2 发电量（电价）敏感性分析图

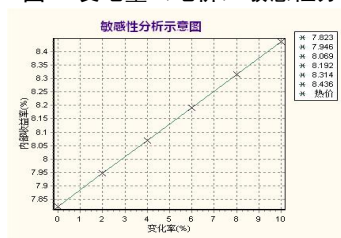


图 3 热价敏感性分析图

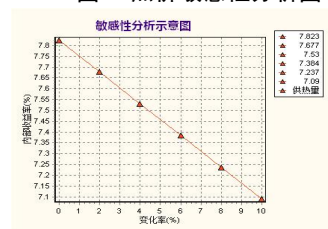


图 4 供热量敏感性分析图

从图 1-4 看出敏感性因素变化率和内部收益率变化率成线性关系，各敏感性因素对项目资本金内部收益影

响大小排序为：电价-气价-电量-热量-热价。

4.2 盈亏平衡分析

盈亏平衡点=固定成本/(单位销售收入-单位变动成本-单位税金)

本项目固定成本 8.3 亿元、年变动成本 28 亿元、单位销售收入 0.66 元/kWh、年税金及附加 0.97 亿元、年售电量 $590870 \times 104 \text{ kWh}$ ；年供热收入 1.6 亿元，相当于年售电量 $A \times 0.58587 \text{ 元/kWh} = 16338.84 \text{ 万元}$ ， $A = 27888 \times 104 \text{ kWh}$ 。折合年售电量 $618758 \times 104 \text{ kWh}$ ，单位变动成本 0.4579 元/kWh、单位税金 0.0156 元/kWh；还贷期盈亏平衡点（产量）= $82578 \text{ 万元} / 0.1883 \text{ 元/kWh} = 438545 \times 104 \text{ kWh}$ ，相当于还贷期盈亏平衡点（产量） $410656 \times 104 \text{ kWh}$ ；通过还款期盈亏平衡分析计算，在供热量不变的条件下，机组盈亏平衡点（产量） $410656 \times 104 \text{ kWh}$ ，即机组年利用 h 数盈亏平衡点约 2281h，占正常售电负荷率约 69.50%，盈亏平衡点较低，表明项目盈利可能性较大，项目有较大的抗经营风险能力^[5]。

4.3 风险控制分析

项目年供热亏损 2.26 亿元是最大风险点，从敏感性分析看随着供热量的增加供热越多亏损越多，发电和供热成本随之增加，盈利空间变小，当前热价成本严重偏离实际；收购前期和政府签订售电和供热合同，明确上网售电量、电价和热价；燃气价格如按降低 2% 测算有利于收购，但也有风险^[6]。收购后加强管理，降低机组非计划停机事故，提高机组安全稳定性；及时向政府争取合理热价，提高抗风险能力；项目管理重点就是针对敏感性因素影响大小确定，提高项目管理的针对性和有效性^[7-8]。

5 结语

考虑达产后年利用 3300h 的前提下，收购是可行的，但随供热量增加会出现收益减少的风险，为进一步降低

风险，收购企业应综合考虑本企业发展战略，同时充分利用乏汽余热供热，降低供热成本，提高供热效率；充分依托燃气供热项目的民生属性，争取政府热价补贴，实现供热成本与收入的平衡，提高经济性；收购后强化运营管理，为未来预期收益提供保障。

参考文献

- [1] 清华大学热能工程系动力机械与工程研究所. 燃气轮机与燃气—蒸汽联合循环装置 2011[M]. 中国电力出版社, 2011: 571-628
- [2] 史沛然, 李彦宾等. 第三方独立主体参与华北电力调峰市场规划设计与实践[J]. 电力系统自动化, 2021(5): 168.
- [3] 电力规划设计总院. 火力发电工程经济评价导则 2019[M]. 中国计划出版社, 2018: 4-24.
- [4] 电力规划设计总院. 火力发电工程项目后评价导则 2017[M]. 中国计划出版社, 2017: 41-46.
- [5] 职业资格参考教材编写委员会. 现代咨询方法与实务 2018[M]. 中国统计出版社, 2018: 103-109.
- [6] 张青. 项目投资与融资分析》2012[M]. 清华大学出版社, 2012: 239-256.
- [7] 国家发展改革委建设部. 建设项目经济评价方法与参数 2006[M]. 中国计划出版社, 2006: 142-151.
- [8] 马钧. 企业投融资评价方法与参数 2014[M]. 中国经济出版社, 2014: 176-196.

作者简介：杨燕 1984 年 10 月出生，女，汉族，祖籍：山西大同，硕士研究生，副教授级高级工程师，工作单位：中国能源建设集团有限公司，审计部一级主管。李海彬，1981 年 09 月出生，男，汉族，祖籍：河北邯郸，硕士研究生，副教授级高级工程师工作单位：中能建氢能源有限公司，科信部副总经理，氢能储能研究。