

# Study on operation mode optimization of a 2×75MW gas-steam combined cycle cogeneration unit

Xudong Gao<sup>1</sup> Yuhong Lv<sup>1</sup> Jidong Ma<sup>2</sup>

1. Shandong Electric Power Engineering Consulting Institute Corp., Ltd., Jinan, Shandong, 250013, China

2. Shandong Jixuan Energy Co., Ltd., Jinan, Shandong, 250013, China

## Abstract

To optimize the winter heating operation mode of gas-fired systems in a northern project, this study focuses on a 2×75 MW gas-steam combined cycle cogeneration project. By analyzing the project overview, current boiler room heating conditions, and unit operational modes, we systematically examine key parameters including main engine specifications, heating capacity, policy status, and peak-shaving electricity pricing. Comparative analysis between newly constructed gas turbine units and three existing 70MW hot water boilers demonstrates that the new gas turbine cogeneration system, when coordinated with existing boilers, can meet regional heating demands with the most cost-effective performance. This research provides technical support for determining optimal winter heating operation modes and offers valuable references for optimizing similar gas-steam combined cycle units.

## Keywords

gas-steam combined cycle; cogeneration; operation mode; peak regulation operation.

# 某 2×75MW 燃气-蒸汽联合循环热电联产机组运行模式优化研究

高绪栋<sup>1</sup> 吕玉红<sup>1</sup> 马继栋<sup>2</sup>

1. 山东电力工程咨询院有限公司, 中国·山东 济南 250013

2. 山东济宣能源有限公司, 中国·山东 济南 250013

## 摘要

为优化北方某项目冬季采暖燃气供热运行方式, 本文以2×75兆瓦燃气-蒸汽联合循环热电联产项目为研究对象, 结合项目概况、现有锅炉房供热现状, 对机组运行模式展开专题研究。通过梳理项目主机参数及供热能力、政策现状、调峰电价等信息, 对比分析新建燃机机组与现有3套70MW热水锅炉的供热特性。研究表明, 新建燃机机组冬季热电联产项目, 与现有锅炉协同运行可满足片区供热需求, 具有最近的经济性。本研究为项目冬季采暖供热运行方式的确定提供技术支撑, 也为同类燃气-蒸汽联合循环机组的运行优化提供参考。

## 关键词

燃气-蒸汽联合循环; 热电联产; 运行模式; 调峰运行。

## 1 引言

随着能源结构转型与区域能源需求的提升, 燃气-蒸汽联合循环冷热电三联供项目因能效高、环保性好等优势, 在部分城市供热供电领域得到广泛应用<sup>[1]</sup>。某项目现有3套70MW热水锅炉为冬季供热主力, 而新建的2×75MW燃气-蒸汽联合循环冷热电三联供项目投产后, 将形成“新建机组+现有锅炉”的多热源供热格局。如何在电力现货市场模式下, 协调两类热源的运行模式, 实现供热稳定性与经济性的平衡, 成为项目建设与运营的关键问题。

本文基于该项目的机组参数、供热能力及现有锅炉运行数据, 系统分析不同运行场景下的运行经济性, 旨在现有政策背景下确定最优冬季采暖供热运行方式, 为项目顺利投产及片区能源供应保障提供技术依据, 同时丰富中小容量燃气-蒸汽联合循环机组在区域供热中的应用研究。

## 2 项目概况

### 2.1 基本信息

本项目为2×75兆瓦燃气-蒸汽联合循环热电联产项目, 投产后将与厂内现有3套70MW热水锅炉协同, 为当地居民提供冬季采暖供热服务。

【作者简介】高绪栋(1984-), 男, 中国山东青岛人, 硕士, 高级工程师, 从事电厂热能动力研究。

## 2.2 建设计划

### 2.2.1 主机参数

项目主机设备选型及参数如下表所示，核心设备包括燃气轮机、燃气轮发电机、余热锅炉、蒸汽轮机及蒸汽轮发电机，均以某国内知名厂商产品为备选，确保设备可靠性与适配性。

表 1 主要设备参数表

设备类型	型号 / 型式	台数	核心参数
燃气轮机	-	2 台	透平级数 3，压气机级数 15，燃烧室 1 个（环形，30 个喷嘴），燃料为天然气，额定工况出力 53.867MW，额定排烟温度 568.5℃，额定排烟流量 490.0t/h，进气压力 32-36bar.g
燃气轮发电机	-	2 台	电压等级 10.5kV，额定转数 1500r/min，额定容量 53.867MW，旋转方向顺时针（自排气侧向进气侧看），功率因数 0.85，空冷，静态励磁
余热锅炉	卧式、双压、无补燃、自然循环	2 台	低压汽包与除氧器一体化，预留脱硝，不设旁路烟囱；额定高压主蒸汽压力 8.2MPa（a）、温度 542℃、流量 66.4t/h；低压主蒸汽压力 0.53MPa（a）、温度 240.8℃、流量 12.3t/h
蒸汽轮机	高压、双压，单缸，抽凝，低真空供热	2 台	额定转数 3000r/min，旋转方向顺时针（从发电机方向看）；主蒸汽压力 8.0MPa（a）、温度 540℃、流量 66.4t/h；低压主蒸汽压力 0.5MPa（a）、温度 238.8℃、流量 12.3t/h；排汽背压 4.9kPa·a/23kPa·a，出力 25MW
蒸汽轮发电机	-	2 台	额定电压 10.5kV，额定转数 3000r/min，额定容量 25MW，旋转方向顺时针（从发电机方向看），功率因数 0.85，空冷，静态励磁

表 2 两台燃机联合循环机组全厂主要指标

序号	项目	单位	数值
1	机组年供热量	$\times 10^6$ GJ	1.478
2	机组年发电量	$\times 10^8$ kWh	6.184
3	机组年耗气量	$\times 10^8$ Nm <sup>3</sup>	1.28
4	机组年耗气量（考虑燃气不稳定性）	$\times 10^8$ Nm <sup>3</sup>	1.382
5	发电气耗	m <sup>3</sup> /kWh	0.1364
6	供热气耗	m <sup>3</sup> /GJ	29.537
7	采暖期热电比	%	83.6
8	综合热效率	%	81.21

### 2.3 现有供热运行情况

目前，厂内 3 套 70MW 热水锅炉为附近片区冬季供热主力热源，设计运行方式为“2 运 1 备”，2022-2023 年供暖季运行数据显示其供热特性稳定，具体如下：

#### 2.3.1 供热量与流量

正常运行时，锅炉供水流量维持在 2000~3000t/h，供热量稳定在 110MW 左右，最大供热量可达 180MW，可满足片区基础供热需求；全年供热热量统计值为 82.45 万 GJ，供热持续性与总量均能匹配片区冬季用热高峰。

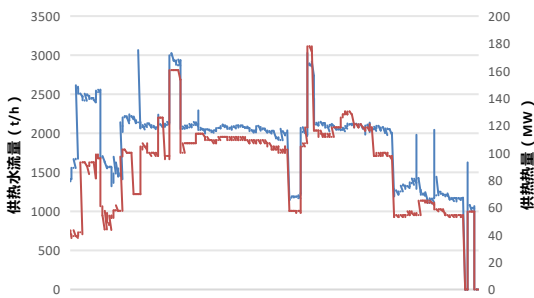


图 1 现有燃气锅炉房供水流量、热量

### 2.2.2 供热能力及主要技术指标

本项目燃机配套汽轮机组成的一拖一燃气-蒸汽联合循环机组，在不同季节的技术经济指标存在差异，夏季侧重发电，冬季侧重热电联产，具备低真空供热能力；两台机组联合运行时，年供热量  $1.478 \times 10^6$ GJ，年发电量  $6.184 \times 10^8$ kWh，综合热效率 81.21%<sup>[1]</sup>，具体指标如表 2 所示。

### 2.3.2 供回水温度

热网供回水温度严格控制在设计范围内：供水温度不超过 95℃，回水温度不超过 45℃。典型时段的供回水温度监测数据显示，实际运行值与设计参数较为吻合，运行稳定性良好。

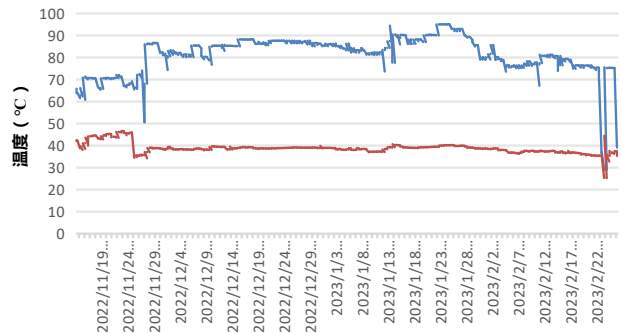


图 2 现有锅炉房供回水温度

## 3 政策背景发电电价

### 3.1 两部制电价政策

项目所在省份正全力推进能源消费向低碳转变，开展天然气发电项目，尤其是燃气蒸汽联合循环热电联产项目，符合当地能源产业政策，可获得山东省优惠政策支持。相关文件中明确重型燃气轮机执行两部制上网电价政策，即电量电价和容量电价两部分，通过政策制定，引导天然气发电产业健康发展。其中燃机电量电价通过电力现货市场交易确定；燃机容量电价暂按照 28 元/月千瓦时执行。以本项目装机容量 150MW 计算，税前年调峰收益为 5040 万元，调峰收益可观。

除容量电价补充收益外，调峰运行还有一个优势，就是调峰运行时，现货交易的电价都较高，发电成本不变的情况下，调峰运行的度电利润较大。

### 3.2 调峰运行策略

根据过去一年统计的现货交易情况来看，电价呈现出夏季电价高，冬季电价低的特点。除此之外，一天之内，电价也呈现出较大的变化幅度。要想实时跟踪高电价，燃气机组需要也具备日内调峰的能力。

典型的夏季和冬季电价情况下图所示。

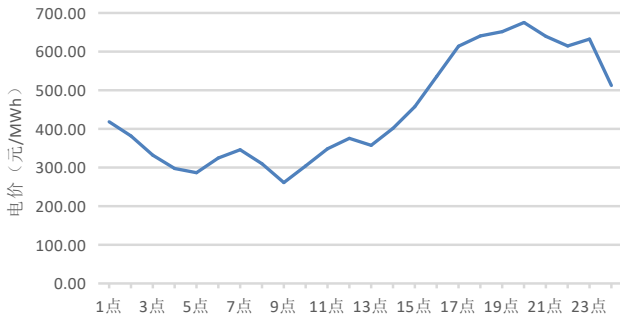


图3 夏季典型电价曲线（8月）

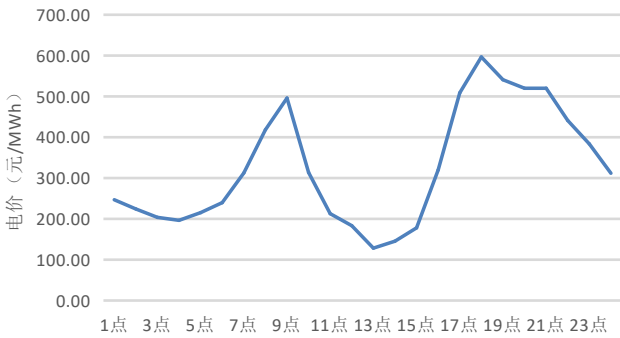


图4 冬季典型电价曲线（1月）

纯凝运行的燃气发电机组其热耗按照  $0.185\text{Nm}^3/\text{kWh}$ ，考虑 1.05 的气耗系数，在气价为 2.2 元  $/\text{Nm}^3$  的情况下，燃机发电燃料成本约为 430 元  $/\text{MWh}$ 。考虑其他设备折旧、维护费、人工成本等，燃机发电成本初步估计为 500 元  $/\text{MWh}$  左右。冬季由于可以热电联产，当供热时，由于供热还有一定收益，燃机发电成本估计为 350~400 元  $/\text{MWh}$ 。

根据电价波动情况来看，调峰运行时间越短，运行在高峰时段，可以有更高的电价，但调峰的运行时间短，单位电价折旧、摊销的其他费用较多，综合电价成本也较高。

为更准确把握运行经济性，本项目按照长时调峰和短时调峰两个调峰运行方式进行方案对比。

#### 3.2.1 长时运行方案

按照年运行 1980h 考虑，根据去年现货交易情况，选取价格较高时段运行，每月运行时间及综合电价见表 3。

表 3 长时运行方案每月运行时间及电价

时间	每天运行小时	平均调峰电价
2022年6月	6	483.44
2022年7月	6	535.77
2022年8月	9	612.87
2022年9月	10	525.49
2022年10月	5	544.08
2022年11月	3	472.42
2022年12月	4	540.20
2023年1月	5	537.23
2023年2月	5	488.96
2023年3月	3	483.59
2023年4月	4	508.06
2023年5月	6	479.03
汇总	1980	525.34

经计算，按此方案运行时间为 1980h 时，年供电电价可达 525.34 元  $/\text{MWh}$ 。

#### 3.2.2 短时运行

按照年运行 1500h 考虑，根据去年现货交易情况，选取价格较高时段运行，每月运行时间及综合电价见表 4。

表 4 短时运行方案每月运行时间及电价

时间	每天运行小时	平均调峰电价
2022年6月	2	494.86
2022年7月	6	535.77
2022年8月	9	612.87
2022年9月	10	525.49
2022年10月	4	561.43
2022年11月	0	472.42
2022年12月	4	540.20
2023年1月	5	537.23
2023年2月	4	493.39
2023年3月	0	483.59
2023年4月	4	508.06
2023年5月	2	489.41
汇总	1500	541.047

经计算，当运行时间为 1500h 时，年供电电价可达 541.047 元  $/\text{MWh}$ 。

## 4 供热方案

燃机具有快速启停和变负荷的优势，因此常被用于电网调峰，且随着调峰政策和现货交易的推行，燃机调峰运行将成为主要的运行方式。本项目非采暖季调峰运行，但冬季还有一定的热负荷，结合调峰的需求，可以有两种方案。

### 4.1 方案一调峰为主，供热为辅

冬季机组依然按照调峰运行，运行时段尽可能实现热电联产，提高冬季的热效率。按照燃机供热的方式，分为余

热锅炉尾部余热、汽轮机抽汽、汽轮机高背压供热三种方案。

#### 4.1.1 仅余热锅炉尾部余热供热

联合循环机组在冬季运行时，仅利用锅炉尾部的余热，两台余热锅炉的供热热量约 4.22MW。当联合循环机组停机时或供热不足时，不足部分由燃气锅炉提供。

当运行时间为 1980h 时，年供电电价可达 525.34 元 / MWh。当机组全年运行时间为 1500h 时，年供电电价可达 541.047 元 / MWh。

#### 4.1.2 抽汽供热 + 余热供热

联合循环机组在冬季运行时，利用锅炉尾部的余热，两台余热锅炉的供热热量约 4.22MW。同时两台汽机采用抽汽供热，最大供热量可达 89.28MW，当联合循环机组停机时或供热不足时，不足部分由燃气锅炉提供。

在运行时间一致的情况下，上网电价同余热供热方案。

#### 4.1.3 高背压供热 + 余热供热

联合循环机组在冬季运行时，利用锅炉尾部的余热，两台余热锅炉的供热热量约 4.22MW。同时两台汽轮机采用高背压供热，最大供热量可达 112.2MW，停机时或供热不足部分由燃气锅炉提供。

高背压供热时，供热量明显加大，为了更精细的分析，本专题选取冬季运行 690h、810h、1530h 三个运行时长分别进行比较，对应的年运行时间分别为 2160h、2280h、

3000h，年加权平均电价分别为 517.84 元 / MWh、512.14 元 / MWh、481.97 元 / MWh。

#### 4.2 方案二冬季供热为主，兼顾调峰，其他季节调峰运行。

冬季机组根据热负荷的需求按照以热定电的方式，采用高背压供热的方式实现热电联产，提高冬季的热效率。冬季不参与电网调峰运行。

联合循环机组在冬季运行时，利用锅炉尾部的余热，两台余热锅炉的供热热量约 4.22MW。同时两台汽机采用高背压供热，最大供热量可达 112.2MW，机组冬季按照全时段供热。

机组冬季运行小时数为 2880h，冬季加权平均电价为 363.57 元 / MWh。当机组非采暖季运行时间为 1100h 时，年供电电价为 428.12 元 / MWh。当非采暖季运行时间为 1470h 时，年供电电价为 433.2 元 / MWh。

可以看出，由于冬季运行，导致机组冬季加权电价偏低，拉低了整体的电价。

### 5 对比结果及结论

#### 5.1 对比结果

按照热价 78 元 / GJ，天然气 2.2 元 / Nm<sup>3</sup> 对以上各种运行方式进行了经济测算，经测算得到各种模式下的资本金内部收益率如表 5 所示。

表 5 各运行方案下经济性对比表

工况		运行时间	发电量 (亿 kwh)	供热量 (万 GJ)	发电气耗 (Nm <sup>3</sup> /kwh)	供热气耗 (Nm <sup>3</sup> /GJ)	电价 (元/MWh)	资本金内部收益率
调峰运行为主，供热为辅	调峰运行，冬季余热供热	1980	2.97	0.776	0.185	29.54	525.34	-4.29%
		1500	2.25	0.593	0.185	29.54	541.05	-5.13%
	调峰运行，冬季余热供热 + 抽汽供热	1980	2.87	14.600	0.176	29.54	525.34	-0.70%
		1500	2.18	11.165	0.176	29.54	541.05	-4.69%
	调峰运行，冬季余热 + 高背压供热	2160	3.15	26.482	0.170	29.54	517.84	2.31%
		2280	3.32	31.088	0.168	29.54	512.14	3.13%
		3000	4.31	58.721	0.160	29.54	481.97	6.18%
冬季以热定电，非采暖季调峰	冬季余热供热 + 高背压供热，非采暖季调峰 1470h	3510.8	5.01	78.324	0.157	29.54	433.20	0.45%
	冬季余热供热 + 高背压供热，非采暖季调峰 1110h	3150.8	4.47	78.324	0.154	29.54	428.12	-0.28%

从上表可以看出：

(1) 以热定电运行时，加权平均电价较低，造成收益率较差。(2) 调峰运行工况下，冬季不采用高背压供热的方案，长时运行工况经济性略好，但不能盈利。(3) 调峰运行工况下，冬季采用余热 + 高背压供热情况下，运行时间 3000h 较 2160h、2280h 经济性好。

#### 5.2 结论

本项目联合循环机组与燃气锅炉联合供热<sup>[9]</sup>，在夏季联合循环机组调峰运行，冬季以调峰运行为主，供热为辅。为充分利用调峰时热量，建议冬季调峰运行时，首选高背压

供热，供热量不足时采用燃气锅炉补充。在当前现货结算电价下，冬季可选择高电价时段运行，冬季运行小时数约 1530h。

#### 参考文献

[1] 张磊，王鹏. 燃气 - 蒸汽联合循环冷热电三联供系统运行优化研究 [J]. 热力发电, 2022, 51 (8): 123-128.  
 [2] 中国电力企业联合会. 燃气轮机发电工程设计规范 (DL/T 5369-2018) [S]. 北京: 中国计划出版社, 2018.  
 [3] 李娜，刘阳. 区域供热系统多热源协同运行策略分析 [J]. 区域供热, 2023, (2): 45-50.