

基于 EBSILON 核气联合循环系统性能及参数优化研究

陈颖,王渡,丁文博,魏佳倩

(上海电力大学 能源与机械工程学院,上海 200090)

摘要:为解决目前核电机组频繁调峰所存在的运行安全性问题,基于 EBSILON 仿真软件在 AP1000 核电站二回路热力系统模型基础上,将燃气轮机循环与核电站二回路的蒸汽朗肯循环相结合,提出 3 种核气联合循环系统配置方案。对建立的核气联合循环系统进行分析,结果表明:3 种方案中联合循环效率最高的是方案 3,该方案配置 6 台燃气轮机并且用省煤器代替 2 台高压加热器和 2 台低压加热器,其联合循环效率为 48.760%;通过遗传算法,对方案 3 的主要参数进行优化,优化后联合循环效率增加至 49.893%;采用核气联合循环后提高了核电机组的安全性。

关键词:燃气轮机;联合循环效率;核气联合循环系统配置;热经济性

中图分类号:TM623 文献标识码:A DOI:10.16146/j.cnki.mdlgc.2022.02.002

[引用本文格式]陈颖,王渡,丁文博,等.基于 EBSILON 核气联合循环系统性能及参数优化研究[J].热能动力工程,2022,37(2):8-15. CHEN Ying, WANG Du, DING Wen-bo, et al. Research on performance and parameter optimization of EBSILON-based combined cycle system for nuclear gas[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2022, 37(2): 8-15.

Research on Performance and Parameter Optimization of EBSILON-based Combined Cycle System for Nuclear Gas

CHEN Ying, WANG Du, DING Wen-bo, WEI Jia-qian

(College of Energy and Mechanical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai, China, Post Code:200090)

Abstract: In order to solve the unit operation safety problems existing in the current nuclear power peak regulation, this paper combines the gas turbine cycle with the steam Rankine cycle in the secondary loop of the nuclear power plant based on the EBSILON simulation software on the basis of the AP1000 nuclear power plant secondary loop thermal system model, and proposes three types of nuclear gas combined cycle system configuration schemes, so as to analyze the established nuclear gas combined cycle system. The results show that among three schemes, the most efficient combined cycle scheme is scheme III. This scheme is equipped with six gas turbines and replaces two high-pressure heaters and two low-pressure heaters with economizers, which combined cycle efficiency is 48.760%. The main parameters of scheme III are optimized through genetic algorithm. After optimization, the combined cycle efficiency increases to 49.893%. The nuclear gas combined cycle system could improve the safety for the nuclear power unit.

Key words: gas turbine, combined cycle efficiency, nuclear gas combined cycle system configuration, thermal economy

引言

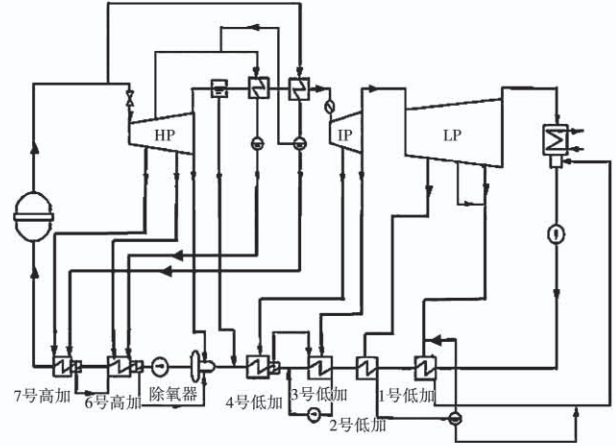
随着大容量、高参数核电机组陆续投入运行,核电机组的安全稳定运行对大型核电站安全性至关重要^[1]。目前,由于电网运行峰谷差越来越大,因此核电机组所面临调峰运行的压力也越来越大^[2-3]。核电机组在调峰时蒸汽流量、压力和温度等参数都会发生变化^[4],从而直接影响汽轮机侧运行状态。李斌等人^[5]针对电网对核电调峰能力需求及压水堆核电机组循环热效率较低的问题,仅保留除氧器,建立了核气联合循环发电热力系统,将蒸汽发生器产生的主蒸汽加热至 530 ℃,当燃气轮机变负荷时,核反应堆侧始终处在满功率运行,在保证安全性同时核电汽轮机端仍维持较高的输出功率^[5]。并在文献^[5]中讨论了在燃气轮机在 100% 负荷运行时环境参数变化对系统性能的影响。M A Darwish 等人^[6]针对 AP600 压水堆核电机组,在设计工况下利用 4 台燃气轮机将高压缸进口蒸汽参数提高,并调整回热系统的管路,取消了汽水分离再热器和两级高压加热器,使核气联合循环效率达到 49.4%,联合循环功率达到 2 124 MW。周志伟等人^[7]对核气联合循环系统的发电成本进行估算,结果表明,核气联合循环发电技术在中国电力市场具有潜在的发展前景。但是,上述文献没有对核气联合循环系统配置及主要参数优化展开研究分析。

本文以 AP1000 核电站为研究对象,汽轮机各级效率保持核电站二回路热力系统设计值,建立核气联合循环仿真模型,分析核气联合循环系统性能。以联合循环效率作为热经济性评价指标,提出不同核气联合循环系统配置方案,在优选最佳的配置方案下优化核气联合循环系统主要参数。

1 核气联合循环系统仿真建模

AP1000 核电站二回路热力系统如图 1 所示,汽轮机组分为高压、中压、低压缸,回热系统布置 2 台高压加热器(以下均简称高加)及 4 台低压加热器(以下均简称低加)。主蒸汽压力为 6.43 MPa,流量为 1 614 kg/s,温度为 280 ℃,干度为 0.995;低压缸排汽压力为 5 kPa,进入蒸汽发生器入口的给水温度为 226 ℃。如图 2 所示,在 EBSILON 仿真平台上搭

建核电站二回路系统仿真模型,在 THA 工况下核电站二回路汽轮机抽汽参数如表 1 所示,除了 1 号抽汽和辅助抽汽的流量误差较大,分别为 1.43% 和 1.37%,其余各主要参数仿真值与设计值的误差都在 ±1% 以内。在 THA 工况下核电站二回路功率及热经济性指标如表 2 所示,核电站核反应堆功率、发电热耗率及发电功率仿真结果与设计值相同,符合研究要求。



注:HP - 高压缸;IP - 中压缸;LP - 低压缸

图 1 AP1000 核电站二回路热力系统

Fig. 1 Thermal system of the secondary loop of AP1000 nuclear power plant

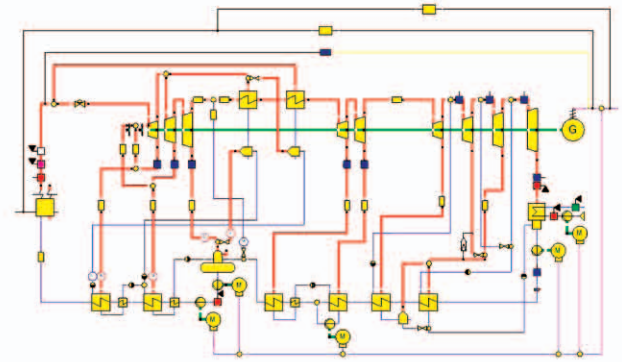


图 2 核电站二回路系统仿真模型

Fig. 2 Simulation model of the secondary loop system of the nuclear power plant

现以核反应堆满负荷运行为基准,保持核电汽轮机抽汽口位置不变,汽轮机各级效率维持原设计值。将燃气轮机循环与核电站二回路蒸汽朗肯循环相结合,燃气轮机排气进入过热器烟气侧将蒸汽发生器出口主蒸汽加热至 520 ℃,使得主蒸汽由饱和

状态变为过热状态。为减少高参数抽汽量,取消了汽水分离再热器,用省煤器代替7号高加、6号高加,建立核气联合循环热力系统,如图3所示。

表1 核电站二回路汽轮机抽汽参数 (THA 工况)

Tab.1 Steam extraction parameters of secondary loop steam turbine of nuclear power plant (under THA working condition)

名称	质量流量/ $t \cdot h^{-1}$			温度/ $^{\circ}C$		
	仿真值	设计值	误差/%	仿真值	设计值	误差/%
7号高加	299.91	299.90	0	228.1	228.1	0
6号高加	289.33	288.02	0.45	207.5	206.8	0.34
除氧器	188.99	188.01	0.52	178.1	179.1	-0.56
4号低加	155.41	156.13	-0.46	214.8	215.0	-0.09
3号低加	241.17	242.35	-0.49	153.1	153.4	-0.20
2号低加	228.97	226.86	0.93	98.2	98.2	0.00
辅助抽汽	16.31	16.09	1.37	84.6	84.5	0.12
1号低加	153.79	151.62	1.43	65.8	65.9	-0.15

表2 核电站功率及热经济性指标 (THA 工况)

Tab.2 Power and thermal economy indicators of nuclear power plant (under THA working condition)

参数	仿真值	设计值
核反应堆功率/MW	2 904	2 904
发电热耗率/ $kJ \cdot (kW \cdot h)^{-1}$	9 598	9 598
发电功率/MW	1 589	1 589

力为5 kPa,除氧器的抽汽压力为0.960 MPa,给水经前置泵和给水泵升压后,进入余热锅炉内的省煤器加热至226 $^{\circ}C$,然后进入蒸汽发生器。核电站给水流量较大,给水加热需要吸收大量热量,因此需配备多台燃气轮机,核气联合循环机组装机容量取决于配置燃气轮机的数目。以5台燃气轮机及配套的余热锅炉为例建立循环,该核气联合循环选用型号为SGT5-4000F的燃气轮机,该型号主要参数如表3所示。

表3 SGT5-4000F 燃气轮机性能参数表

Tab.3 Performance parameters of SGT5-4000F gas turbine

参数	数值
空气温度/ $^{\circ}C$	15.0
环境压力/kPa	101
相对空气湿度	0.6
燃料低位发热量/ $kJ \cdot kg^{-1}$	50 012
输出功率/MW	285
燃气轮机效率/%	38.6
热耗率/ $kJ \cdot (kW \cdot h)^{-1}$	9 326
排气流量/ $kg \cdot s^{-1}$	685
排烟温度/ $^{\circ}C$	580.0

2 核气联合循环系统性能分析

核气联合循环系统燃气轮机变负荷运行时,蒸汽发生器二回路侧进、出口的工质参数保持设计值,主要功率随燃气轮机负荷变化如图4所示。

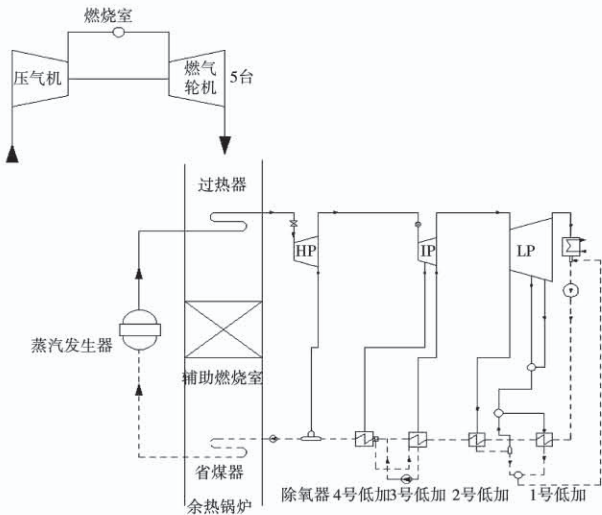


图3 核气联合循环热力系统

Fig.3 Nuclear gas combined cycle thermal system

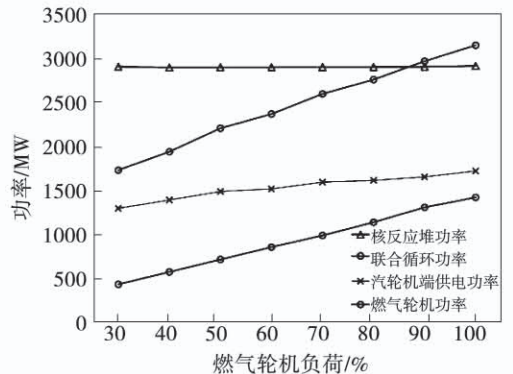


图4 系统主要功率随燃气轮机负荷变化

Fig.4 Variation of the main system power with the gas turbine load

图3为核气联合循环热力系统,低压缸排汽压

燃气轮机排气进入余热锅炉过热器的烟气侧加热主蒸汽。由于燃气轮机负荷变化使得其排气参数改变如表4所示。

表4 燃气轮机变负荷排气参数变化

Tab.4 Changes of exhaust gas parameters of gas turbine variable load

燃气轮机负荷/%	排气温度/℃	排气流量/t·h ⁻¹
100	578.5	2 491.92
90	570.6	2 314.35
80	570.4	2 143.27
70	570.2	1 987.33
60	570.1	1 835.07
50	557.2	1 714.54
40	503.3	1 702.64
30	452.2	1 691.72

当燃气轮机负荷在30%~100%范围内变化时,高压缸进汽温度变化范围为355.5~520.0℃,汽轮机端供电功率随高压缸进汽温度升高而增加,变化范围为1 311~1 708 MW,核反应堆功率维持满负荷2 904 MW运行,联合循环功率变化范围为1 740~3 140 MW。由于联合循环功率随着燃气轮机变负荷运行而改变,因此对于整个系统而言,在保证核反应堆功率维持满负荷2 904 MW运行的同时,核气联合循环系统具有灵活的调峰能力,即核反应堆不再参与负荷调节,燃气轮机承担负荷调节的主要任务。由于核气联合循环系统在调峰时,核反应堆功率始终满负荷,避免了目前核电站控制系统频繁调峰所引发的控制棒易碎、放射性物质泄漏、燃料组件破损及设备可靠性降低等问题^[8-9]。

燃气轮机变负荷主要温度参数变化及补燃天然气流量变化如图5所示。随燃气轮机变负荷,由于补燃天然气在辅助燃烧室内燃烧释放热量,使得余热锅炉排烟温度变化不大,即燃气轮机负荷在30%~100%变化时,余热锅炉排烟温度范围约为190.3~196.1℃。核气联合循环系统在调峰时,由于核反应堆功率维持在满负荷2 904 MW运行,燃气轮机排气携带热量随其负荷降低而降低,需补充天然气在辅助燃烧室内燃烧释放热量,增加进入省煤器

烟气侧的排烟流量和温度,使蒸汽发生器入口的给水温度维持在226℃。当燃气轮机在30%负荷运行时,核气联合循环系统补燃天然气流量约为2.39 t/h。

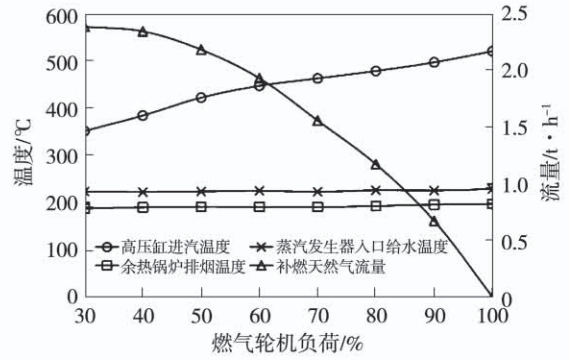


图5 燃气轮机变负荷条件下主要参数变化及补燃天然气流量变化

Fig.5 Variation of gas turbine load with main temperature parameters and supplementary natural gas flow

3 核气联合循环系统配置优化

3.1 热经济性数学评价模型建立

核气联合循环系统热量输入主要由燃气轮机侧燃料输入的热量、蒸汽发生器在核反应堆侧提供的热量和辅助燃烧室内天然气燃烧所输入的热量3部分组成,因此系统总热效率可表示为:

$$\eta_z = (W_{gt} + W_{st}) / (Q_{gt} + Q_{nu} + Q_f) \quad (1)$$

式中: η_z —联合循环效率,% ; Q_{gt} —燃气轮机侧燃料输入的热量,kJ; Q_{nu} —蒸汽发生器在核反应堆侧提供的热量,kJ; Q_f —辅助燃烧室内天然气燃烧所输入的热量,kJ; W_{gt} —燃气轮机功率,kJ; W_{st} —汽轮机端供电功率,kJ。

3.2 省煤器替代回热加热器方案

核气联合循环系统由多台燃气轮机、配套的余热锅炉以及核电机组等系统组成。考虑到余热锅炉内烟气热量利用问题,保持核电汽轮机原始抽汽口位置不变,通过调整回热系统布置及燃气轮机台数,形成不同的配置方案,各方案主要参数设定如表5所示。蒸汽发生器出口主蒸汽流量为5 810.40 t/h、压力为6.430 MPa、温度为280℃;低压缸排汽压力为5 kPa;进入蒸汽发生器入口给水温度为226℃并维

持恒定。

表 5 各方案主要参数设定

Tab.5 Main parameter settings of each scheme

参 数	原核气联合 循环系统	方案 1	方案 2	方案 3
燃气轮机台数	5	5	5	6
高压缸进汽温度/℃	520	520	520	530
余热锅炉排烟温度/℃	196.1	191.5	191.5	188.5
主蒸汽流量/ $t \cdot h^{-1}$	5 810.4	5 810.4	5 810.4	5 810.4
蒸汽发生器入口给水温度/℃	226	226	226	226
蒸汽发生器出口蒸汽温度/℃	280	280	280	280
除氧器抽汽压力/MPa	0.922	0.565	0.307	0.307
4号低加抽汽压力/MPa	0.565	0.922	0.922	-
3号低加抽汽压力/MPa	0.307	0.307	0.565	-
2号低加抽汽压力/MPa	0.097	0.097	0.097	0.097
辅助抽汽压力/MPa	0.057	0.057	0.057	0.057
1号低加抽汽压力/MPa	0.026	0.026	0.026	0.026
低压缸排汽压力/kPa	5	5	5	5

核气联合循环系统配置方案 1 如图 6 所示。核气联合循环系统采用 5 台燃气轮机及配套的余热锅炉。蒸汽发生器出口的主蒸汽经过余热锅炉内的过热器加热后温度达到 520 ℃,回热系统凝结水依次经过 1 号低加、2 号低加、3 号低加、除氧器、4 号低加,给水经省煤器加热至 226 ℃,进入蒸汽发生器。

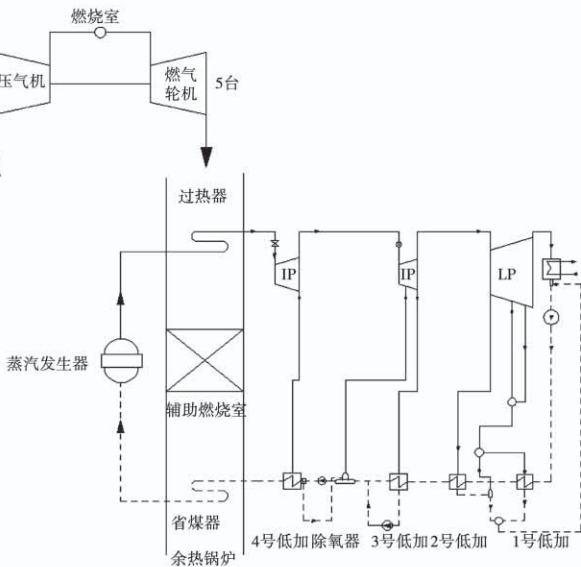


图 6 核气联合循环系统配置方案一

Fig. 6 Configuration scheme I of nuclear gas combined cycle system

核气联合循环系统配置方案 2 如图 7 所示。与方案 1 不同的是,方案 2 改变了给水流经 3 号低加及除氧器的先后次序及各自抽汽汽源。既回热系统凝结水依次经过 1 号低加、2 号低加、除氧器、3 号低加和 4 号低加。

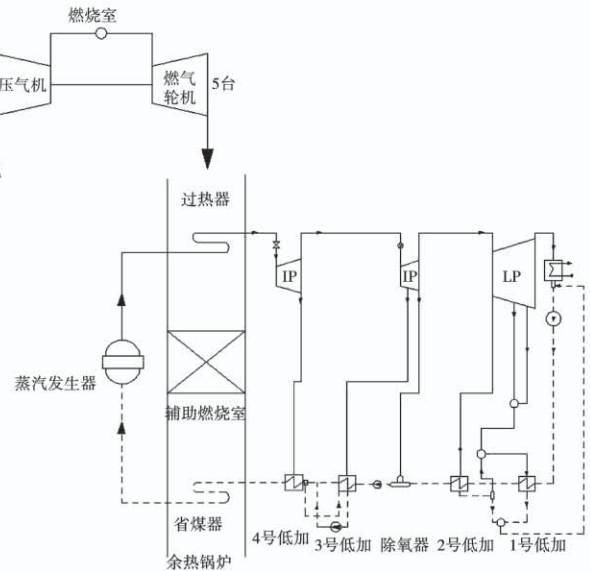


图 7 核气联合循环系统配置方案二

Fig. 7 Configuration scheme II of nuclear gas combined cycle system

由于核电站二回路采用高压式除氧器,其抽汽压力高于大气压,由于 2 号低加抽汽口压力为 0.096 MPa,低于大气压力,因此不得选择 2 号低加的抽汽为除氧器的抽汽汽源。

核气联合循环系统配置方案 3 如图 8 所示。方案 3 使用 6 台燃气轮机及配套的余热锅炉,主蒸汽经过余热锅炉的过热器加热后温度达到 530 ℃,进入高压缸。回热系统取消了 3 号低加和 4 号低加,仅保留 1 号低加、2 号低加和除氧器。

3.3 结果及分析

核气联合循环系统配置 3 种方案主要功率、联合循环效率如表 6 所示。方案 3 汽轮机端供电功率 1 847 MW,其联合循环效率约为 48.760%,优于方案 1 和方案 2。其原因是方案 3 采用 6 台燃气轮机,随着燃气轮机台数的增加,进入余热锅炉受热面的排气流量增加,主蒸汽温度得到提高,同时省煤器可以替

代更多的回热加热器,即燃气轮机高温排气替代更多的汽轮机抽汽加热给水,减少汽轮机内的抽汽量,增加汽轮机做功能力,有利于提高热经济性。方案 3 余热锅炉排烟温度约为 188.5 °C,对比方案 1、方案 2,降低了 3.0 °C,因此烟气余热利用程度优于方案 1、方案 2。方案 1、方案 2 与原核气联合循环系统(以下简称原方案)相比,联合循环效率提高值依次约为 0.621%、0.623%,其原因是方案 1、方案 2 与原方案相比较,余热锅炉排烟温度分别降低约为 5.6 °C,烟气热量利用程度方案 1、方案 2 优于原方案。但由于方案 3 增加台燃气轮机,需对其经济效益进行进一步分析。

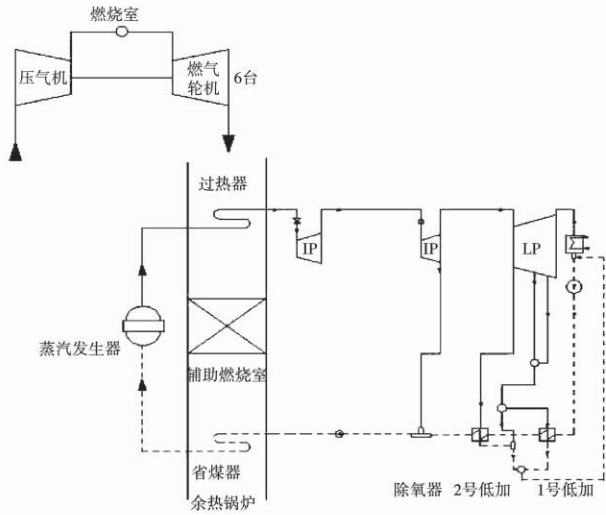


图 8 核气联合循环系统配置方案 3

Fig. 8 Configuration scheme III of nuclear gas combined cycle system

表 6 3 种方案主要功率、联合循环效率

Tab. 6 Main power and combined cycle efficiencies of three schemes

参数	原方案	方案一	方案二	方案三
核反应堆功率/MW	2094	2094	2094	2094
汽轮机端供电功率/MW	1712	1753	1753	1847
联合循环功率/MW	3144	3185	3185	3564
联合循环效率/%	47.813	48.434	48.436	48.760
燃气轮机功率/MW	1431	1431	1431	1717

为便于建立经济性模型,提出经济性模型假设,

如表 7 所示。

表 7 经济性模型假设

Tab. 7 The assumptions for economic model

参数	数值
运行时间 n/a	20
年运行时间 T_N/h	5 000
燃料成本 $C_{FC}/元 \cdot GJ^{-1}$	3.03
燃料低位发热量 $Q_{LHV}/kJ \cdot kg^{-1}$	50 047

分别对方案 1、方案 2 和方案 3 的收益进行计算,并与原方案运行 20 a 增加的收益进行对比,方案 1 和方案 2 相比于原方案增加了联合循环的发电量,所以相比原系统增加发电的收益。

年发电收益计算:

$$S_{in} = (P_{GE} + P_{ST}) \cdot S_{FIT} \cdot T_N \quad (2)$$

式中: P_{GE} —燃机发电量,kW; P_{ST} —蒸汽循环发电量,kW; S_{FIT} —上网电价,元/(kW·h); T_N —一年运行时间,h。

现值因子为:

$$P_n = 1 / (1 + r)^n \quad (3)$$

式中: r —贴现率,取 8%。

方案 1、方案 2 运行 20 a 增加点收益为:

$$S_{in20}^{1,2} = \sum_{n=1}^{20} (S_{in}^{1,2} \cdot P_n - S_{in}^0) \quad (4)$$

式中: $S_{in}^{1,2}$ —方案 1、方案 2 年发电收益,元; S_{in}^0 —原方案年发电收益,元。

由于方案 3 增加了 1 台燃气轮机,增加了燃料成本和燃气轮机成本,采用式(5)计算燃气轮机的成本:

$$C_{ST} = \frac{C_1 \cdot A_1 \cdot m_{fuel} \cdot \ln(p_R) \cdot (1 + e^{(0.036(T_{out} - 54.4 \times C_2)})})}{0.92 - \eta_T} \quad (5)$$

式中: $C_1 = 1.051$ 元; $C_2 = 1.207$ 元; A_1 —成本函数常数; p_R —压比; T_{out} —设备出口温度,K; η_T —燃气轮机效率; m_{fuel} —单台燃气轮机燃料质量流量。

燃料成本:

$$C_F = m_{fuel} \cdot Q_{LHV} \cdot C_{FC} \cdot 10^6 \quad (6)$$

式中: C_{FC} —燃料价格,元/GJ; Q_{LHV} —低位发热量,kJ/kg; m_{fuel} —单台燃气轮机燃料质量流量,取 14.5 kg/s; C_F —燃料成本,元/s。

故方案 3 运行 20 a 增加总收益为:

$$S_{in20}^3 = \sum_{n=1}^{20} (S_{in}^3 \cdot P_n - S_{in}^0 - 3600 \times T_N \cdot C_F) - C_{ST} \quad (7)$$

式中： S_{in}^3 —方案3年发电收益，元。

将方案1、方案2和方案3与原方案运行20a的增加收益进行对比。方案1和方案2运行20年增加收益为11.15亿元，方案3运行20a增加收益为15.77亿元。可见，方案3为经济性最佳的方案。

4 核气联合循环系统主要参数优化

4.1 优化目标函数及变量

针对核气联合循环系统，在方案三基础上，运用遗传算法，在THA工况下以主蒸汽流量和各级加热器抽汽压力作为优化变量，以联合循环效率最大作为优化函数的目标进行优化，因此优化变量和优化目标函数可以写成：

$$\begin{cases} \eta_z = \max(X) \\ X = (G_0, p_3, p_2, p_f, p_1) \end{cases} \quad (8)$$

式中： X —自变量集合； G_0 —主蒸汽流量，kg/s； p_3 ， p_2 ， p_f ， p_1 —除氧器抽汽压力、2号低加抽汽压力、辅助抽汽口压力、1号低加抽汽压力，MPa。

4.2 优化问题约束条件

- (1) 主蒸汽压力 p_0 恒定为 6.430 MPa，低压缸排汽压力 p_c 恒定为 0.005 MPa，高压缸进汽温度为 530 ℃，蒸汽发生器入口给水温度为 226 ℃；
- (2) 核电汽轮机各级组的效率不变；
- (3) 余热锅炉中烟气流程一致；
- (4) 给水回热系统各级加热器的抽汽量 $G_j \geq 0, j = 1, f, 2, 3$ 。

4.3 优化结果和分析

遗传算法通过概率化的寻优方法，自动调整搜索方向，在遗传算法中对群体执行的操作有3种：(1) 选择，即在群体中选择出较适应环境且可以用来繁殖下一代的个体。(2) 交叉，即从种群中选择两个个体，按照一定的原则交换相同部位的基因，从而产生新的个体。(3) 变异，即有规律的异向转化某些个体的基因。遗传算法参数设置如表8所示。

表8 遗传算法参数

Tab.8 Genetic algorithm parameters

种群的规模	变异概率	交配概率	进化代数
15	0.5	0.6	30

遗传算法迭代运算步骤如图9所示。

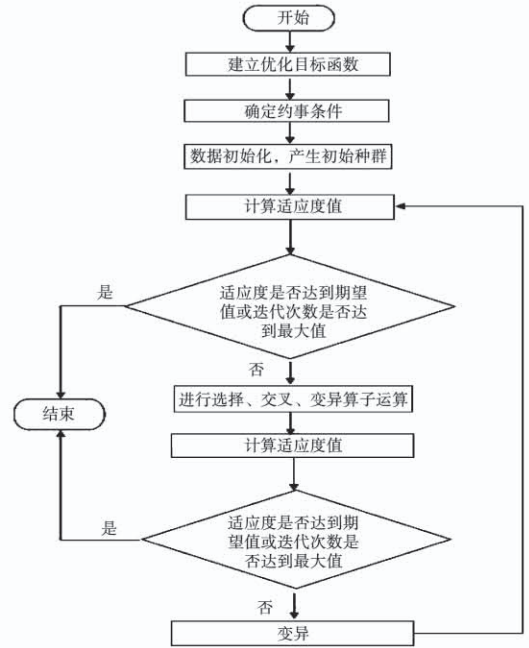


图9 遗传算法迭代运算步骤

Fig.9 The iterative operation procedure of the genetic algorithm

经500次迭代计算，得到遗传算法优化曲线如图10所示。联合循环效率最终收敛于49.893%，增加了1.133%。

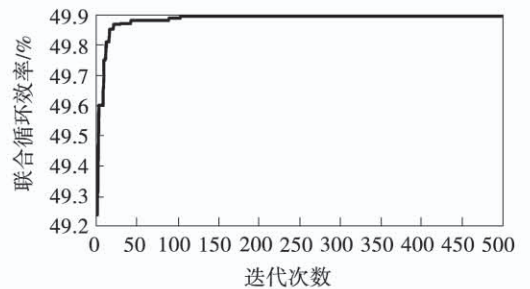


图10 遗传算法优化曲线

Fig.10 Optimization curve of the genetic algorithm

核气联合循环系统主要参数优化前后对比如表9所示。优化后余热锅炉排烟温度为115 ℃，降低73.5 ℃。其原因是：一方面，由于主蒸汽流量的增加，余热锅炉排烟流量恒定不变，故使得余热锅炉排烟温度降低；另一方面，省煤器出口的给水温度维持在226 ℃，由于除氧器抽汽压力的降低，使得省煤器进口水侧的给水温度降低约为29.5 ℃，给水吸收省

煤器烟气侧的热量增加,余热锅炉排烟温度降低。优化后 2 号低加抽汽压力、辅助抽汽压力、1 号低加抽汽压力均降低,充分利用汽轮机内低参数抽汽加热给水,有利于提高热经济性。

表 9 核气联合循环系统性能参数优化前后对比

Tab.9 Comparison of performance parameters of the nuclear gas combined cycle system before and after the optimization

参 数	优化前	优化后
主蒸汽流量/ $\text{kg} \cdot \text{s}^{-1}$	1 614.00	1 714.69
除氧器抽汽压力/MPa	0.307	0.121
2 号低加抽汽压力/MPa	0.097	0.053
辅助抽汽压力/MPa	0.057	0.053
1 号低加抽汽压力/MPa	0.026	0.026
余热锅炉排烟温度/ $^{\circ}\text{C}$	188.5	115.6
联合循环效率/%	48.760	49.893

5 结 论

(1) 当燃气轮机负荷在 30% ~ 100% 变化时,联合循环功率变化范围为 1 740 ~ 3 140 MW。核气联合循环系统在调峰时,核反应堆功率维持在满负荷 2 904 MW 运行,需补充天然气在辅助燃烧室内燃烧释放热量,使蒸汽发生器入口的给水温度维持在 226 $^{\circ}\text{C}$,即核反应堆不参与负荷调节,燃气轮机承担了调峰的主要任务,从而提高核电机组的安全性。

(2) 针对核气联合循环系统配置研究优选方案,三个方案中方案 3 与方案 1、方案 2 对比,增加 1 台燃气轮机,主蒸汽温度得到提高,同时省煤器替代回热加热器台数增加,汽轮机内的抽汽量减少,增加了汽轮机做功能力,余热锅炉排烟温度约为 188.5 $^{\circ}\text{C}$,下降了 3 $^{\circ}\text{C}$,且方案 3 的烟气余热利用程度优于方案 1、方案 2。从经济性上看,方案 1、方案 2 与原方案相比,运行 20 年增加收益 11.15 亿元,而方案 3 增加的收益为 15.77 亿元,故方案 3 为经济性最佳的方案。

(3) 在优选方案 3 的基础上,通过遗传算法优化后,余热锅炉排烟温度降低 73.5 $^{\circ}\text{C}$,主蒸汽流量增加 100.69 kg/s ,2 号低加抽汽压力、辅助抽汽压力、1 号低加抽汽压力均降低,充分利用汽轮机内低参数抽汽加热给水。联合循环效率约为 49.893%,提高了 1.133%。

参考文献:

- [1] 冀润景. 核电汽轮机热力系统及热经济性的分析[J]. 汽轮机技术,2016,58(1):61-64.
YI Run-jing. Analysis of nuclear power steam turbine thermal system and thermal economy[J]. Steam Turbine Technology,2016,58(1):61-64.
- [2] 赵 洁,刘涤尘,杨 楠,等. 核电机组参与电网调峰运行方式及效益分析[J]. 电网技术,2012,36(12):250-255.
ZHAO Jie,LIU Di-chen,YANG Nan,et al. Nuclear power unit participating in power grid peak shaving operation mode and benefit analysis[J]. Power System Technology,2012,36(12):250-255.
- [3] 宋卓然,商文颖. 核电发展现状及调峰可行性分析[J]. 东北电力技术,2015(5):40-44.
SONG Zhuo-ran,SHANG Wen-ying. Nuclear power development status and peak shaving feasibility analysis[J]. Northeast Electric Power Technology,2015(5):40-44.
- [4] 史香锬,杨均勇,等. 调峰运行对核电机组主汽轮机的影响分析[J]. 浙江电力,2019,38(1):35-39.
SHI Xiang-kun,YANG Jun-yong,et al. Analysis of the impact of peak shaving operation on the main steam turbine of a nuclear power unit[J]. Zhejiang Electric Power,2019,38(1):35-39.
- [5] 李 斌,巴星原,等. 核气联合循环发电系统性能仿真分析[J]. 核动力工程,2019,40(3):159-164.
LI Bin,BA Xing-yuan,et al. Performance simulation analysis of nuclear gas combined cycle power generation system[J]. Nuclear Power Engineering,2019,40(3):159-164.
- [6] DARWISH M A,AWADHI M A,ANWAR A O B. Combining the nuclear power plant steam cycle with gas turbines[J]. Energy,2010,35(12):4562-4571.
- [7] 周志伟,卞志强,杨孟嘉. 中国市场核-气联合循环发电的经济潜力研究[J]. 核科学与工程,2004,24(3):200-204.
ZHOU Zhi-wei,BIAN Zhi-qiang,YANG Meng-jia. Study on the economic potential of nuclear-gas combined cycle power generation in the Chinese market[J]. Nuclear Science and Engineering,2004,24(3):200-204.
- [8] 郑 宽,王铁禹,王耀华,等. “十三五”期间核电参与电网调峰前景分析[J]. 中国电力,2017,50(1):48-55.
ZHENG Kuan,WANG Yi-yu,WANG Yao-hua,et al. Analysis of the prospect of nuclear power participating in power grid peak shaving during the "13th Five-Year Plan" period[J]. China Electric Power,2017,50(1):48-55.
- [9] 喻 杰. 压水堆核电站控制棒驱动机构的现状与发展[J]. 工程技术,2017(22):83-85.
YU Jie. The status and development of the control rod drive mechanism of PWR nuclear power plant[J]. Engineering Technology,2017,(22):83-85.