

DOI: 10.7667/PSPC180468

计及燃气-蒸汽联合循环机组的热电联合调度模型

杨凯淇¹, 许丹², 谢华宝¹, 丁强², 胡林献¹

(1. 哈尔滨工业大学电气工程及自动化学院, 黑龙江 哈尔滨 150001; 2. 中国电力科学研究院, 北京 100089)

摘要: 为了解决北方城市冬季供暖期的空气污染问题, 我国正积极发展“煤改气”技术, 将传统的燃煤热电机组改为燃气热电机组。建立了燃气-蒸汽联合循环机组的数学模型, 并以系统成本最低为目标函数, 构建了包含燃气-蒸汽联合循环机组的热电联合系统调度模型。分析了燃气-蒸汽联合循环机组替换传统热电机组后, 燃气-蒸汽联合循环机组比例变化、风电渗透率不同对电网弃风率的影响。算例分析表明, 燃气-蒸汽联合循环机组替换常规热电机组虽然增加了运行成本, 但有利于电网消纳弃风。

关键词: 热电联合系统; 燃气-蒸汽联合循环机组; 调度模型; 风电消纳

Combined heat and power dispatching model based on gas-steam combined cycle unit

YANG Kaiqi¹, XU Dan², XIE Huabao¹, DING Qiang², HU Linxian¹

(1. College of Electrical Engineering and Automation, Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, China;

2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100089, China)

Abstract: In order to solve the problem of air pollution in the northern cities during the winter heating period, China is actively developing the “coal to gas” technology, which changes the combined heat and power units to gas-steam combined cycle units. In this paper, the mathematical model of the gas-steam combined cycle unit is established. With the minimum system cost as the objective function, a thermal power combined system scheduling model including the gas-steam combined cycle units is constructed. The gas-steam combined cycle units are used to replace the combined heat and power units. After that, the influence of the proportion changes of gas-steam combined cycle units and different wind power penetration rates on the wind power abandonment rate is analyzed. The example analysis shows that replacing the combined heat and power units with the gas-steam combined cycle units increases the operating cost, but it is beneficial to the power grid to absorb the abandoned wind power.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation of China “Key Techniques Research and Application of Global Decision-making and Spot Market”.

Key words: combined heat and power dispatching; gas-steam combined cycle unit; scheduling model; wind power consumption

0 引言

每年冬季, 北京和天津等北方城市需要燃烧大量煤炭来供暖, 导致雾霾十分严重, 极大地影响了人们的工作和生活^[1-2]。近年来, 为了解决冬季雾霾这一严重问题, 北京、天津等大城市正结合自身特点发展“煤改气”技术, 用燃气-蒸汽联合循环机组替代传统燃煤机组。燃气-蒸汽联合循环机组具有热

效率高、耗水量低、占地面积小、自动化程度高、环境友好等优点^[3-6]。目前该技术成熟, 运行经验丰富, 必将成为我国热电联产行业发展的主要方向^[7-11]。

针对燃气-蒸汽联合循环机组的建模及其优化调度已有所研究。文献[12]以系统成本和能量损耗最小为目标函数建立了包含燃气-蒸汽联合循环机组的热电联合系统调度模型。文献[13]基于热电企业的现场数据, 以电厂利润总额为目标函数进行优化调度计算, 但调度模型比较简化, 精确度不高。文献[14]对比分析了9E型燃气-蒸汽联合循环机组不同调峰方式的经济性, 认为启停调峰方式的经济

基金项目: 国家电网公司科技项目资助“全局计划决策与现货市场核心技术研究与应用”

性最好。文献[15]研究了燃气-蒸汽联合循环系统的模式转换特性并建立了热电联合调度模型,研究表明相较于传统热电机组,燃气机组发电功率的调节更加灵活。文献[16]认为 9E 级燃气-蒸汽联合循环机组的能源利用率优于燃煤机组,且 9E 系列联合循环机组的调峰运行可靠性优于其他等级的燃气-蒸汽联合循环机组。文献[17]建立了二氧化碳排放量与天然气消耗量最小的多目标优化模型。

由上可知,已有文献主要研究燃气-蒸汽联合循环机组的经济性及其对电网调峰、环境污染的影响^[12-17]。本文则重点研究燃气-蒸汽联合循环机组替换传统热电机组后,燃气-蒸汽联合循环机组比例变化、风电渗透率(风电装机容量占系统总装机容量的百分比)不同对电网弃风率的影响。为此,首先建立了燃气-蒸汽联合循环机组的数学模型,构建了包含燃气-蒸汽联合循环机组、常规热电机组、纯凝火电机组、风电机组与电锅炉的热电联合系统优化调度模型,然后对比分析了燃气-蒸汽联合循环机组比例变化、燃气-蒸汽联合循环机组替换传统热电机组后不同风电渗透率电网对弃风率的影响。研究表明:燃气-蒸汽联合循环机组的使用不仅有利于环境保护,而且有利于电网消纳弃风。

1 燃气-蒸汽联合循环机组数学模型

燃气-蒸汽联合循环机组有三种基本形式:不补燃的余热锅炉型、有补燃的余热锅炉型和增压锅炉型。其中,不补燃余热锅炉型燃气-蒸汽联合循环热电机组技术成熟、应用较广、效率高,本文针对该类型燃气-蒸汽联合循环机组进行研究。

不补燃的余热锅炉型联合循环机组的热力系统如图 1 所示。燃气轮机产生的烟气余热进入余热锅炉,加热余热锅炉中的水蒸发至热蒸汽,热蒸汽驱动汽轮机做功。此联合循环系统的优点为:系统较为简单,启停速度较快,技术成熟且成本低。

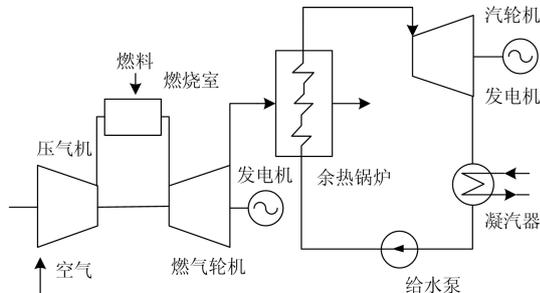


图 1 不补燃余热锅炉型联合循环的热力系统图

Fig. 1 Heat system diagram of waste heat boiler combined cycle without replenishment

机组的天然气消耗量与燃气轮机发电功率关系为

$$V_f = a_1 P_1^2 + a_2 P_1 + a_3 \quad (1)$$

式中: V_f 为燃气-蒸汽联合循环热电机组天然气消耗量; P_1 为燃气轮机发电功率; a_1 、 a_2 、 a_3 为拟合系数。

蒸汽机由于供热功率损失的发电功率与供热功率关系为

$$P_{2s} = dQ_H \quad (2)$$

式中: P_{2s} 为蒸汽轮机由于供热损失的发电功率; Q_H 为蒸汽轮机供热功率; d 为拟合系数。

蒸汽轮机发电功率与燃气轮机发电功率、供热功率之间关系

$$P_2 = bP_1 + c - P_{2s} = bP_1 - dQ_H + c \quad (3)$$

式中: P_2 为蒸汽轮机发电功率; b 、 c 为拟合系数。

燃气-蒸汽联合循环热电机组的发电功率为

$$P_{GAS} = P_1 + P_2 \quad (4)$$

2 热电联合系统调度模型

2.1 目标函数

假设热电联合系统中有 N 座燃气-蒸汽联合循环热电厂,每座循环热电厂有 R 台燃气-蒸汽联合循环机组,带 X 个换热站;有 M 座常规热电厂,每座热电厂有 S 台常规热电机组,带 Y 个换热站;系统有 H 台纯凝火电机组、 K 台风电机组,每个换热站都配置电锅炉。本文以系统总成本最小为目标函数为

$$\min F = c_1 \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N \sum_{r=1}^R V_f^{t,n,r} + c_2 \left(\sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \sum_{s=1}^S F_{CHP}^{t,m,s} + \sum_{t=1}^T \sum_{h=1}^H F_{CON}^{t,h} \right) \quad (5)$$

式中: $V_f^{t,n,r}$ 为 t 时段第 n 座燃气-蒸汽联合循环热电厂中第 r 台燃气-蒸汽联合循环机组的天然气消耗量; $F_{CHP}^{t,m,s}$ 为 t 时段第 m 座常规热电厂中第 s 台常规热电机组的煤耗量; $F_{CON}^{t,h}$ 为 t 时段第 h 台纯凝火电机组的煤耗量; c_1 、 c_2 分别为天然气、燃煤的价格。

$F_{CHP} = e_0 + e_1 P_{CHP} + e_2 D + e_3 P_{CHP}^2 + e_4 P_{CHP} D + e_5 D^2$ (6)

式中, e_0 — e_5 为拟合常数。

热电机组供热功率和抽汽速率的关系为^[18]

$$Q_{CHP} = D\Delta H/1000 \quad (7)$$

式中: Q_{CHP} 为热电机组供热功率; ΔH 为蒸汽焓降。

$$F_{CON} = b_1 P_{CON}^2 + b_2 P_{CON} + b_3 \quad (8)$$

式中, b_1 、 b_2 、 b_3 为拟合系数。

2.2 约束条件

(1) 电功率平衡约束

$$\sum_{n=1}^N \sum_{r=1}^R P_{\text{GAS}}^{t,n,r} + \sum_{m=1}^M \sum_{s=1}^S P_{\text{CHP}}^{t,m,s} + \sum_{h=1}^H P_{\text{CON}}^{t,h} + \sum_{k=1}^K P_{\text{W}}^{t,k} = P_{\text{Load}}^t + \sum_{n=1}^N \sum_{x=1}^X P_{\text{e}}^{t,n,x} + \sum_{m=1}^M \sum_{y=1}^Y P_{\text{e}}^{t,m,y} \quad (9)$$

式中: $P_{\text{GAS}}^{t,n,r}$ 为 t 时段第 n 座燃气-蒸汽联合循环热电厂中第 r 台燃气-蒸汽联合循环机组的电功率; $P_{\text{CHP}}^{t,m,s}$ 为 t 时段第 m 座常规热电厂中第 s 台热电机组的电功率; $P_{\text{CON}}^{t,h}$ 为 t 时段第 h 台纯凝火电机组的电功率; $P_{\text{W}}^{t,k}$ 为 t 时段第 k 台风电机组的电功率; P_{Load}^t 为 t 时段全网负荷电功率; $P_{\text{e}}^{t,n,x}$ 为 t 时段第 n 座燃气-蒸汽联合循环热电厂所带第 x 个换热站的电锅炉电功率; $P_{\text{e}}^{t,m,y}$ 为 t 时段第 m 座常规热电厂所带第 y 个换热站的电锅炉电功率。

(2) 热功率平衡约束

$$\sum_{r=1}^R Q_{\text{H}}^{t,n,r} + \sum_{x=1}^X Q_{\text{c}}^{t,n,x} = \sum_{x=1}^X Q_{\text{HLoad}}^{t,n,x} \quad (10)$$

$$\sum_{s=1}^S Q_{\text{CHP}}^{t,m,s} + \sum_{y=1}^Y Q_{\text{c}}^{t,m,y} = \sum_{y=1}^Y Q_{\text{HLoad}}^{t,m,y} \quad (11)$$

式中: $Q_{\text{H}}^{t,n,r}$ 为 t 时段第 n 座燃气-蒸汽联合循环热电厂中第 r 台燃气-蒸汽联合循环机组的热功率; $Q_{\text{c}}^{t,n,x}$ 为 t 时段第 n 座燃气-蒸汽联合循环热电厂所带第 x 个换热站中电锅炉的热功率; $Q_{\text{CHP}}^{t,m,s}$ 为 t 时段第 m 座常规热电厂中第 s 台热电机组的热功率; $Q_{\text{c}}^{t,m,y}$ 为 t 时段第 m 座常规热电厂所带第 y 个换热站中电锅炉的热功率; $Q_{\text{HLoad}}^{t,n,x}$ 为 t 时段第 n 座燃气-蒸汽联合循环热电厂所带第 x 个换热站的热负荷; $Q_{\text{HLoad}}^{t,m,y}$ 为 t 时段第 m 座常规热电厂所带第 y 个换热站的热负荷。

其中电锅炉采用弃风启停控制策略^[19], 电锅炉的电热转换关系为

$$Q_{\text{e}} = 3.6P_{\text{e}}\eta \quad (12)$$

式中, η 为转换效率。

(3) 燃气-蒸汽联合循环机组出力约束

$$P_1^{\min} \leq P_1 \leq P_1^{\max} \quad (13)$$

$$P_2^{\min} \leq P_2 \leq P_2^{\max} \quad (14)$$

$$Q_{\text{H}}^{\min} \leq Q_{\text{H}} \leq Q_{\text{H}}^{\max} \quad (15)$$

式中: P_1^{\max} 、 P_1^{\min} 为燃气-蒸汽联合循环机组燃气轮机电功率的上、下限; P_2^{\max} 、 P_2^{\min} 为燃气-蒸汽联合循环机组蒸汽轮机电功率的上、下限; Q_{H}^{\max} 、 Q_{H}^{\min} 为燃气-蒸汽联合循环机组供热功率的上、下限。

(4) 燃气-蒸汽联合循环机组内部约束

$$P_2 = bP_1 + c - P_{25} = bP_1 + c - dQ_{\text{H}} \quad (16)$$

式中: P_2 为蒸汽轮机电功率; P_1 为燃气轮机电功率; b 、 c 、 d 为拟合系数。

(5) 常规热电机组出力约束

$$D^{\min} \leq D \leq D^{\max} \quad (17)$$

$$P_{\text{CHP}}^{\min}(D) \leq P_{\text{CHP}} \leq P_{\text{CHP}}^{\max}(D) \quad (18)$$

式中: P_{CHP}^{\max} 、 P_{CHP}^{\min} 为常规热电机组电功率上、下限; D^{\max} 、 D^{\min} 为常规热电机组抽汽速率上、下限。

(6) 纯凝火电机组出力约束

$$P_{\text{CON}}^{\min} \leq P_{\text{CON}} \leq P_{\text{CON}}^{\max} \quad (19)$$

式中, P_{CON}^{\max} 、 P_{CON}^{\min} 为纯凝火电机组电功率的上、下限。

(7) 风电场出力约束

$$0 \leq P_{\text{W}} \leq P_{\text{W}}^{\max} \quad (20)$$

式中: P_{W} 为风电机组的电功率; P_{W}^{\max} 为风电机组电功率的上限。

(8) 机组爬坡约束

$$-r_{\text{CON}}^{\text{down}} \Delta t \leq P_{\text{CON}}^t - P_{\text{CON}}^{t-1} \leq r_{\text{CON}}^{\text{up}} \Delta t \quad (21)$$

$$-r_{\text{CHP}}^{\text{down}} \Delta t \leq P_{\text{CHP}}^t - P_{\text{CHP}}^{t-1} \leq r_{\text{CHP}}^{\text{up}} \Delta t \quad (22)$$

$$-r_{\text{GAS}}^{\text{down}} \Delta t \leq P_1^t - P_1^{t-1} \leq r_{\text{GAS}}^{\text{up}} \Delta t \quad (23)$$

$$-r_{\text{GAS}}^{\text{down}} \Delta t \leq P_2^t - P_2^{t-1} \leq r_{\text{GAS}}^{\text{up}} \Delta t \quad (24)$$

式中: $r_{\text{CON}}^{\text{down}}$ 为火电机组单位时间的滑坡功率; $r_{\text{CON}}^{\text{up}}$ 为火电机组单位时间的爬坡功率; $r_{\text{CHP}}^{\text{down}}$ 为常规热电机组单位时间的滑坡功率; $r_{\text{CHP}}^{\text{up}}$ 为常规热电机组单位时间的爬坡功率; $r_{\text{GAS}}^{\text{down}}$ 为燃气-蒸汽联合循环机组单位时间的滑坡功率; $r_{\text{GAS}}^{\text{up}}$ 为燃气-蒸汽联合循环机组单位时间的爬坡功率。

3 算例分析

3.1 原始数据

算例系统由两座热电厂(分别为热电厂 1、热电厂 2)、一座火电厂与一座风电场组成。每座热电厂带 3 个换热站, 每个换热站配置相应容量的调峰电锅炉。火电厂配置 4 台纯凝机组(7#—10#), 风电场装机容量为 250 MW。每一个小时为一调度时段, 一天共 24 个调度时段。

仿真场景 1: 热电厂 1 采用 2 台燃气-蒸汽联合循环机组(1#—2#), 热电厂 2 采用 4 台燃气-蒸汽联合循环机组(3#—6#);

仿真场景 2: 热电厂 1 采用 2 台燃气-蒸汽联合循环机组(1#—2#), 热电厂 2 采用 4 台常规热电机组(3#—6#);

仿真场景 3: 热电厂 1 采用 2 台常规热电机组(1#—2#), 电厂 2 采用 4 台常规热电机组(3#—6#)。

各燃气-蒸汽联合循环机组的耗量特性拟合参数见附录 A 表 A1, 运行参数见附录 A 表 A2, 各常规热发电机组的耗量特性拟合参数见附录 A 表 A3, 各火电机组的耗量特性拟合见附录 A 表 A4, 各常规热发电机组与各火电机组的运行参数见附录 A 表 A5, 换热站配置电锅炉的运行参数见附录 A 表 A6, 换热站各时段热、电负荷和风电预测出力见附录 A 表 A7。电锅炉的电热转换效率取 0.95, 蒸汽焓降取 2 327.53 kJ/kg。

3.2 调度结果分析

本文采用改进的粒子群算法求解热电联合系统的调度模型^[20]。场景 2 换热站 1 的热功率调度结果如图 2 所示。三种仿真场景的电功率调度结果如图 3—图 5 所示。

三种不同仿真场景的系统弃风率和总成本如表 1 所示。由表可见, 当热电厂全部采用常规热发电机组时, 弃风率最高, 弃风消纳效果最差, 但成本最小; 而热电厂全部采用燃气-蒸汽联合循环机组时, 弃风率最低, 弃风消纳效果最好, 但成本最大。这



图 2 场景 2 换热站 1 的热功率调度结果

Fig. 2 Thermal power scheduling results for heat exchange station 1 of scene 2

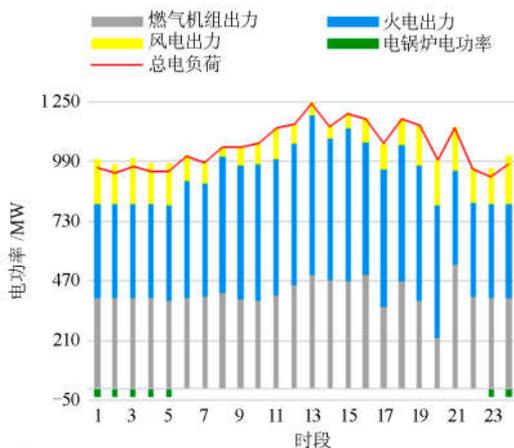


图 3 场景 1 的电功率调度结果

Fig. 3 Electrical power dispatch results of scene 1

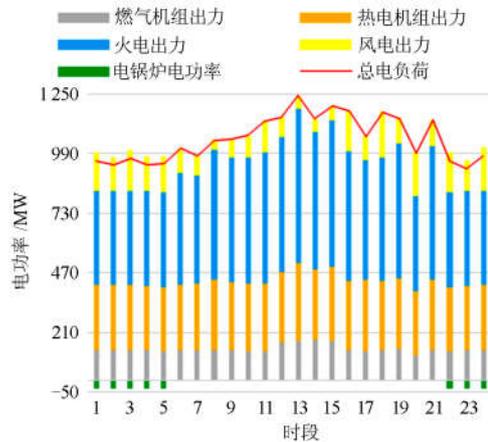


图 4 场景 2 的电功率调度结果

Fig. 4 Electrical power dispatch results of scene 2

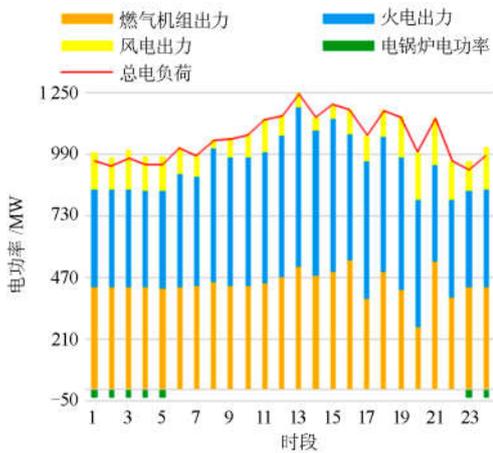


图 5 场景 3 的电功率调度结果

Fig. 5 Electrical power dispatch results of scene 3

是因为燃气-蒸汽联合循环机组的发电功率下限低, 可为风电上网提供更大空间, 但其单位发电电耗较传统热发电机组的单位发电煤耗高, 导致燃气-蒸汽联合循环机组置换传统热发电机组后联合系统的总运行成本增加。

表 1 三种场景的系统弃风率和总成本

Table 1 System's abandoned wind rate and total cost of three scenes

	场景 1	场景 2	场景 3
弃风率	5.76%	8.06%	9.82%
总成本/元	8 574 381	7 827 158	7 459 421

3.3 风电渗透率对风电消纳率的影响分析

若保持联合系统中的装机总容量不变, 改变仿真场景 2 的风电装机容量与火电机组容量, 进而引起电网的风电渗透率变化, 则不同风电渗透率下的系统弃风率变化曲线如图 6。由图可见, 随着电网

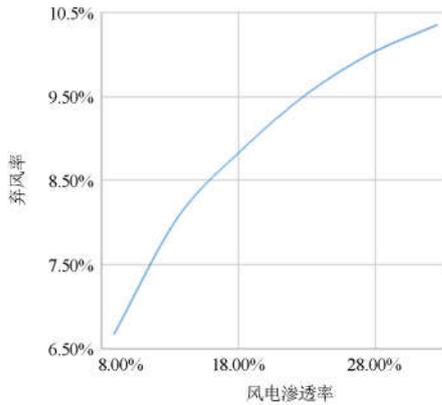


图 6 风电渗透率与弃风率的关系

Fig. 6 Relationship between wind power penetration rate and abandoned wind rate

风电渗透率增大, 弃风率增加。这是由于随着风电渗透率提高, 弃风时段也增加。

4 结论

(1) 建立了燃气-蒸汽联合循环机组的数学模型, 构建了包含燃气-蒸汽联合循环机组的电热联合系统调度模型。

(2) 燃气-蒸汽联合循环机组替换传统热电机组虽然增加了运行成本, 但有利于电网消纳风电, 且燃气-蒸汽联合循环机组容量占比越大, 弃风消纳效果更好。

(3) 风电渗透率增加, “煤改气”后的电网弃风率也升高。

附录 A

表 A1 燃气-蒸汽联合循环热电机组耗量特性拟合系数

Table A1 Gas-steam combined cycle thermal power unit consumption characteristics fitting coefficient

机组	a_1	a_2	a_3	b	c	d
#1	0.011 32	148.066 32	3.314 72	1.238 51	-25.710 3	0.073 972
#2	0.012 24	147.352 34	3.222 19	1.232 23	-26.403 2	0.072 280
#3	0.010 77	147.875 44	3.325 67	1.221 22	-24.935 2	0.074 631
#4	0.011 32	149.097 43	3.243 22	1.228 78	-25.409 8	0.072 125
#5	0.011 25	148.098 76	3.122 12	1.203 77	-25.020 8	0.072 098
#6	0.010 54	150.215 35	3.287 76	1.230 92	-26.437 2	0.071 332

表 A2 燃气-蒸汽联合循环热电联供机组运行参数

Table A2 Gas-steam combined cycle combined heat and power unit operation parameters

机组	供热抽汽下限	供热抽汽上限	蒸汽轮机电功率	蒸汽轮机电功率	燃气轮机电功率	燃气轮机电功率
	t/h	t/h	下限/MW	上限/MW	下限/MW	上限/MW
#1	10	50	20+0.08D	35-0.02D	35	65
#2	10	50	20+0.08D	35-0.02D	35	65
#3	10	50	20+0.08D	35-0.02D	35	65
#4	10	50	20+0.08D	35-0.02D	35	65
#5	10	50	20+0.08D	35-0.02D	35	65
#6	10	50	20+0.08D	35-0.02D	35	65

表 A3 常规热电机组耗量特性拟合系数

Table A3 Conventional thermal power unit consumption characteristics fitting factor

机组	e_0	e_1	e_2	e_3	e_4	e_5
#1	3.000	0.419 5	0.123	0.000 8	0.000 17	0.000 29
#2	3.235	0.403 2	0.112	0.000 6	0.000 21	0.000 31
#3	3.136	0.383 3	0.136	0.000 7	0.000 15	0.000 25
#4	2.987	0.412 5	0.120	0.000 9	0.000 18	0.000 22
#5	3.164	0.421 0	0.125	0.000 8	0.000 16	0.000 33
#6	3.212	0.417 6	0.119	0.000 7	0.000 17	0.000 27

表 A4 火电机组耗量特性拟合系数

Table A4 Thermal power unit consumption characteristics fitting coefficient

机组	b_1	b_2	b_3
#7	0.001 1	0.276 2	4.936 9
#8	0.000 8	0.260 8	5.965 3
#9	0.000 4	0.320 0	3.000 0
#10	0.001 5	0.310 1	2.329 8

表 A5 常规热机组与火电机组运行参数

Table A5 Conventional thermal power unit and thermal power unit operating parameters

机组	供热抽汽下限 t/h	供热抽汽上限 t/h	电功率下限/MW	电功率上限/MW	爬坡(滑坡)速率/(MW/h)
#1	20	120	65+0.18D	100-0.05D	30
#2	20	120	65+0.18D	100-0.05D	30
#3	20	120	65+0.18D	100-0.05D	30
#4	20	120	65+0.18D	100-0.05D	30
#5	20	120	65+0.18D	100-0.05D	30
#6	20	120	65+0.18D	100-0.05D	30
#7	—	—	80	135	30
#8	—	—	110	200	40
#9	—	—	160	300	60
#10	—	—	60	100	30

表 A6 各换热站配置电锅炉容量

Table A6 Each heat exchange station is equipped with electric boiler capacity

MW					
热电厂 1			热电厂 2		
#h1	#h2	#h3	#h4	#h5	#h6
3	4	6	5	8	10

表 A7 各时段热、电负荷及风电预测出力

Table A7 Heat, electricity load and wind power forecast output for each period

时段	热电厂 1 供热负荷(GJ/h)			热电厂 2 供热负荷(GJ/h)			全网电负荷/ MW	风电预测/ MW
	#h1	#h2	#h3	#h4	#h5	#h6		
1	67.43	75.31	68.98	141.88	150.03	131.97	963.54	228.15
2	75.82	75.27	57.94	130.39	155.63	133.68	941.29	219.83
3	66.83	68.17	71.41	149.28	136.45	127.87	970.22	215.54
4	60.32	67.22	75.78	131.33	134.26	141.47	946.07	211.67
5	67.79	63.25	51.93	128.37	126.18	111.25	947.07	207.51
6	65.29	57.23	52.64	123.11	116.02	111.20	1 015.51	107.83
7	63.62	66.21	52.89	122.95	137.87	119.28	985.59	90.36
8	64.06	57.68	53.31	114.11	125.72	112.15	1 050.88	40.07
9	51.59	52.10	51.22	105.34	100.33	103.58	1 055.12	80.79
10	48.75	41.31	40.53	84.22	97.33	78.84	1 071.35	94.89
11	38.72	42.62	42.22	76.33	86.64	82.81	1 135.68	136.61
12	45.58	38.20	41.31	84.55	81.76	85.07	1 152.58	87.33
13	46.02	42.46	41.11	93.21	85.94	79.13	1 245.08	56.56
14	50.92	46.93	46.22	100.22	95.66	94.88	1 145.56	56.07
15	48.29	42.33	40.42	95.12	87.91	80.51	1 199.71	62.52
16	46.73	42.60	49.22	100.22	83.19	93.22	1 069.17	106.16
17	46.28	40.22	42.88	97.33	85.64	76.49	1 146.88	110.84
18	52.51	57.32	50.12	91.21	112.25	116.21	1 139.00	114.86
19	53.38	51.76	64.33	110.72	116.21	113.52	1 177.32	172.97
20	56.16	63.73	69.32	123.33	125.85	131.56	1 175.46	198.34
21	64.09	58.49	54.11	121.38	118.12	113.25	997.21	193.50
22	66.92	55.23	61.11	126.22	117.11	122.89	961.18	201.53
23	60.15	69.04	73.21	138.22	135.13	133.18	925.93	210.64
24	67.23	76.36	63.22	132.11	157.59	122.80	982.25	248.47

参考文献

- [1] IQBAL F, SIDDIQUI A S. Optimal configuration analysis for a campus microgrid—a case study[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 245-256. DOI: 10.1186/s41601-017-0055-z.
- [2] YAN G, LIU D, LI J, et al. A cost accounting method of the li-ion battery energy storage system for frequency regulation considering the effect of life degradation[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(3): 43-51. DOI: 10.1186/s41601-018-0076-2.
- [3] 徐进峰. M701F4 燃气轮机“二拖一”联合循环热电联供系统的热电特性[J]. 燃气轮机技术, 2013, 26(4): 41-43.
XU Jinfeng. Cogeneration character of M701F4 gas turbine combined cycle “two on one” cogeneration system[J]. Gas Turbine Technology, 2013, 26(4): 41-43.
- [4] 蒋松含, 李中豪, 张沛超, 等. 燃气-蒸汽联合循环机组的实时数字仿真建模[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(20): 137-142.
JIANG Songhan, LI Zhonghao, ZHANG Peichao, et al. Real-time digital modeling of gas-steam combined cycle power plant[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(20): 137-142.
- [5] 李中豪, 黄屹俊, 张沛超, 等. 大型风燃协调等效电厂的自动发电控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(4): 44-50.
LI Zhonghao, HUANG Yijun, ZHANG Peichao, et al. A study about the automatic generation control strategy of large scale wind-gas coordinating equivalent power plant[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(4): 44-50.
- [6] 胡殿刚, 潘正婕, 徐昊亮, 等. 大规模可再生能源并网条件下天然气机组调峰空间估算[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(3): 87-93.
HU Diangang, PAN Zhengjie, XU Haoliang, et al. Peaking capacity estimation of natural gas unit under the condition of large-scale renewable energy connecting with power grid[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(3): 87-93.
- [7] 张彦涛, 苏峰, 汪洋, 等. 联合循环机组维护成本建模及求解[J]. 电网与清洁能源, 2015, 31(6): 6-11.
ZHANG Yantao, SU Feng, WANG Yang, et al. Maintenance cost optimization for combined cycle gas turbines[J]. Power System and Clean Energy, 2015, 31(6): 6-11.
- [8] 刘慧珍, 李明忆, 周作春, 等. F 级燃气-蒸汽联合循环机组供热性能分析[J]. 汽轮机技术, 2013, 55(6): 423-426.
LIU Huizhen, LI Mingyi, ZHOU Zuochun, et al. Heat supply performance analysis of F-class gas turbine combined cycle[J]. Turbine Technology, 2013, 55(6): 423-426.
- [9] 赵春, 王培红. 燃气-蒸汽联合循环热经济学分析评价指标研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(23): 44-50.
ZHAO Chun, WANG Peihong. Investigation on the evaluation indices for thermoeconomic analysis of combined cycle power plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(23): 44-50.
- [10] 阎保康. 国内外燃气轮机发电技术的进展与前景[J]. 浙江电力, 2000, 19(3): 10-13.
YAN Baokang. Developing progress and prospect of power generating of gas turbine at home and abroad[J]. Zhejiang Electric Power, 2000, 19(3): 10-13.
- [11] 廖旭明, 童家鹏, 余涛. 微型燃气轮机发电系统在城市电网黑启动中的运用[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(10): 83-88.
LIAO Xuming, TONG Jiapeng, YU Tao. Use of microturbine generation system for power system black-start[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(10): 83-88.
- [12] FRANCO A, RUSSO A. Combined cycle plant efficiency increase based on the optimization of the heat recovery steam generator operating parameters[J]. International Journal of Thermal Sciences, 2002, 41(9): 843-859.
- [13] 王永志, 陈元锁. S209FA 型机组“二拖一”供热方式下的运行优化研究[J]. 燃气轮机技术, 2012, 25(4): 54-57.
WANG Yongzhi, CHEN Yuansuo. Research on operation optimization in co-generation for S209FA gas-steam combined cycle unit[J]. Gas Turbine Technology, 2012, 25(4): 54-57.
- [14] 贾斌, 白永军. 150 MW 级燃气-蒸汽联合循环机组调峰方式探讨[J]. 内蒙古电力技术, 2010, 28(增刊 2): 59-61.
JIA Bin, BAI Yongjun. Discussion to peak regulation pattern of 150 MW class gas-steam combined cycle units[J]. Inner Mongolia Electric Power, 2010, 28(S2): 59-61.
- [15] 徐元孚, 翟晓磊, 魏炜, 等. 计及燃气-蒸汽联合循环机组的热-电联合调度模型[J]. 电力系统及其自动化学报, 2017, 29(5): 54-59.

- XU Yuanfu, ZHAI Xiaolei, WEI Wei, et al. Combined heat and power dispatching model based on gas-steam combined cycle unit[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2017, 29(5): 54-59.
- [16] 张万坤, 陆震, 陈子煜, 等. 天然气热、电、冷联产系统及其在国内外的应用现状[J]. 流体机械, 2002, 30(12): 50-53.
- ZHANG Wankun, LU Zhen, CHEN Ziyu, et al. Nature gas fired cooling-heating-power (CHP) cogeneration system and its application status[J]. Fluid Machinery, 2002, 30(12): 50-53.
- [17] 谢传胜, 华生萍, 董达鹏, 等. 冷热电联供系统多目标优化研究[J]. 华东电力, 2012, 41(3): 373-378.
- XIE Chuansheng, HUA Shengping, DONG Dapeng, et al. Multi-objective optimization of CCHP system[J]. East China Electric Power, 2012, 41(3): 373-378.
- [18] 胡佳, 胡林献. “三北”地区电网有偿调峰服务费用计算[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(19): 12-16.
- HU Jia, HU Linxian. Peaking cost calculation of “The Three Norths” regional power grid[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(19): 12-16.
- [19] 邓佳乐, 胡林献, 邵世圻, 等. 电热联合系统多时间尺度滚动调度策略[J]. 电网技术, 2016, 40(12): 3796-3802.
- DENG Jiale, HU Linxian, SHAO Shiqi, et al. Multi-time scale rolling scheduling method for combined heat and power system[J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3796-3802.
- [20] 邵世圻, 戴赛, 胡林献, 等. 计及热网特性的电热联合系统调度方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(10): 24-30.
- SHAO Shiqi, DAI Sai, HU Linxian, et al. Research on heat-electricity combined scheduling method considering the characteristics of the heating network[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(10): 24-30.
-
- 收稿日期: 2018-04-23; 修回日期: 2018-07-02
- 作者简介:
- 杨凯洪(1993—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化调度; E-mail: 15663659386@163.com
- 许丹(1985—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电网节能经济调度与系统开发;
- 谢华宝(1995—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化调度。E-mail: 412571832@qq.com
- (编辑 姜新丽)