

基于古诺模型的热电厂电锅炉和储热优化配置

孙广明^{1,2}, 张卫国^{1,2}, 周静³, 刘鸿鹏⁴

(1.南瑞集团(国网电力科学研究院)有限公司,江苏 南京 211106;

2.国电南瑞科技股份有限公司,江苏 南京 211106;

3.国电南瑞南京控制系统有限公司,江苏 南京 211106;

4.东北电力大学 电气工程学院,吉林 吉林 132012)

摘要:将电锅炉和储热系统集成到电热联合系统中是提高系统灵活性以及风电消纳的可行方案。为了综合考虑不同热电厂多主体配置电锅炉和储热系统,兼顾考虑调峰市场的出清价格,提出了一种基于古诺模型的多个热电厂博弈电锅炉和储热系统优化配置模型。从热电厂主体角度出发,构建基于古诺模型的热电厂年化调峰净收益最大为目标的上层优化模型;其次,以组合场景下的总燃料成本消耗最小和弃风最小为目标建立含电锅炉和储热系统的最优调度模型。最后分别基于实际9节点系统的仿真算例,验证了所提模型的合理性和有效性。

关键词:电锅炉;储热系统;调峰市场;出清价格;古诺模型

中图分类号:TM734 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqed24014

Optimal Configuration of Electric Boilers and Thermal Storage in Multi Thermal Power Plants Based on Cournot Model

SUN Guangming^{1,2}, ZHNAG Weiguo^{1,2}, ZHOU Jing³, LIU Hongpeng⁴

(1. NARI Group Corporation (State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, Jiangsu, China;

2. NARI Technology Co., Ltd., Nanjing 211106, Jiangsu, China; 3. NARI-tech Control System Co., Ltd.,

Nanjing 211106, Jiangsu, China; 4. College of Electrical Engineering, Northeast Electric

Power University, Jilin 132012, Jilin, China)

Abstract: The integration of electric boiler and thermal storage system into power system is a feasible scheme to improve system flexibility and wind power consumption. In order to comprehensively consider the multi-agent configuration of electric boilers and heat storage systems in different thermal power plants, and also consider the clearing price in peak shaving market, an optimal configuration model of electric boilers and heat storage systems in multiple thermal power plants based on Cournot model was proposed. From the perspective of the main body of the thermal power plant, the upper optimization model based on Cournot model was constructed to maximize the annual peak shaving net income of the thermal power plant; secondly, the optimal adjustment model of the electric boiler and heat storage system was established to minimize the total fuel consumption and the abandoned air under the combined scenario. Finally, the rationality and effectiveness of the proposed model were verified by simulation examples of 9-bus system.

Key words: electric boiler; thermal storage system; peak shaving market; clearing price; Cournot model

近年来,针对中国“三北”地区冬季供暖期间严重的弃风问题,已经开展了大量诸如配置储热系统以及机组改造等灵活性改造项目。改造效果也较为可观,2019年全国风电平均利用小时数达到2 082 h,弃风电量169 TW·h时,平均弃风率

4%,同比下降3个百分点,弃风限电状况明显缓解^[1]。

由于储热的调峰特性,能够处理热电联产机组以热定电的约束问题^[2-5],有效提高风电消纳能力。为了合理利用储热容量及降低成本,需要研

基金项目:国家电网有限公司总部科技项目(1400-202057442A-0-0-00)

作者简介:孙广明(1979—),男,硕士,高级工程师,主要研究方向为智能用电技术、电动汽车充换电技术,Email:alex092416@163.com

究储热的容量配置。文献[6]提出了包含储电系统和储热系统的额定功率、容量的配置方法;文献[7-8]深入研究了光热发电(concentrating solar power, CSP)对发电的潜在贡献,提出了CSP电站储热容量配置方法;文献[9]对电加热器(electric heater, EH)和储热(heat storage, HS)进行了综合建模,并以经济效益为优化目标,给出了满足一定比例热负荷的EH和HS的最佳容量和分布;文献[10]以微网经济运行成本最小为优化目标,以储能容量不越限为约束条件,确定微网系统中储电、储热、蓄冷3种储能形式的容量;文献[11]提出了一种考虑热网蓄热能力和热负荷的储热优化规划方法。上述文献均从不同经济角度开展储热的优化配置研究,但是对于通过配置储热参与调峰辅助服务市场进行调峰交易产生的经济效益的考虑较少。

文献[12]以系统整体的经济性角度出发,建立了储热系统参与电网调峰的规划模型,获得最优储热系统容量配置方案。虽然考虑储热辅助电网调峰,但是未给出具体的调峰交易的数学模型。文献[13-15]给出了配置储热参与调峰辅助服务市场的调峰收益以及调峰成本的数学模型,但是只从单一的热电厂、火电厂或者风电场的角度去分析配置储热的经济效益,显得有些片面。现有研究中已有对于配置储热参与调峰市场的相关分析,也有对于调峰市场的出清价格的相关研究^[16-18]。但是对于配置电锅炉和储热系统参与调峰市场兼顾出清价格考虑的研究较少。且多从单一主体配置电锅炉和储热系统的角度分析经济成本效益,也鲜有研究电锅炉和储热系统的分布问题。

基于以上考虑,本文提出了一种基于古诺模型的多个热电厂博弈电锅炉和储热系统优化配置模型,旨在从电力市场监管的角度进行分析,确定反映市场竞争均衡的容量配置,以含风火热的实际9节点系统为例对所构建模型的有效性开展仿真分析。

1 含风火热的电热系统及调峰市场价格分析

1.1 含风火热的电热联合系统模型构建

本文构建了包含风电场、火电厂以及热电厂在内的地区电网简化模型,如图1所示。其中以纯凝机组为发电机组的电厂为火电厂,以热电联

产(combined heat and power, CHP)机组为发电供热的电厂为热电厂。该地区电网一共有9个节点,节点1为平衡节点,一共包含9条支路。每个节点均有电负荷,节点1,2,3,4,7,8,9同时还有热负荷。每个节点均含有热电厂,节点2,3,5,6,7均有火电厂,节点1,2,3,4,5,7,8同时含有风电场。

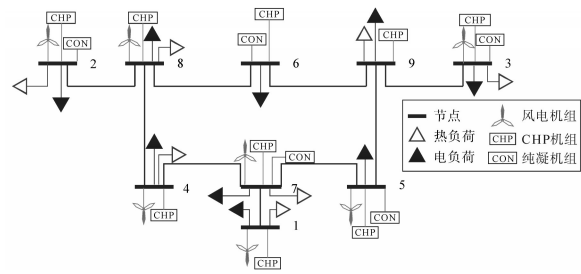


图1 地区电网结构简化图

Fig.1 Simplified diagram of regional power grid structure

1.2 基于古诺模型的调峰市场价格模型构建

本文构建的含风火热的电热系统的模型中,以热电厂为主要的调峰功率供应主体,与风电场和火电厂共同参与调峰辅助服务市场进行调峰功率的交易。为维持调峰市场供应,本文从不同热电厂角度出发,以产量作为决策变量,构成古诺模型^[19-20]。含电锅炉和储热系统的热电联产响应电网调峰需求示意图如图2所示。

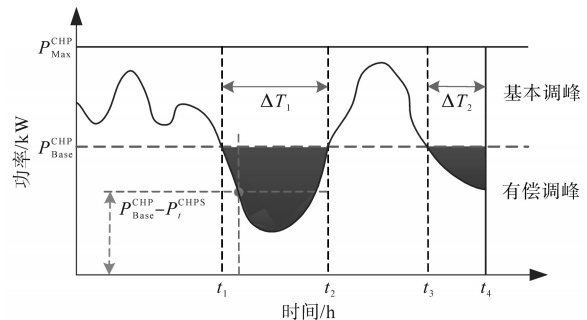


图2 含电锅炉和储热的热电联产响应电网调峰需求示意图

Fig.2 Cogeneration of electric boiler and heat storage system responding to peak load regulation demand of power grid

CHP机组根据其输出功率值所处的区间可分为基本调峰以及有偿调峰,如图2所示,CHP机组的出力值介于CHP机组出力最大值 P_{Max}^{CHP} 与基本出力值 P_{Base}^{CHP} 的区间为基本调峰区间,在此区间调整CHP机组的出力值属于CHP机组的调峰义务,无需向其支付费用;介于CHP机组基本出力值 P_{Base}^{CHP} 与最小出力值 P_{Min}^{CHP} 为有偿调峰区间,即图2阴影区,在此区间调整CHP机组出力需要根据调整出力的范围支付一定的费用。其反需求函数的表达式为

$$\rho = \alpha - (\alpha/\beta)M^{TF} \quad (1)$$

$$M^{TF} = \sum_{i \in \theta_i} \sum_{t \in \Delta T} (P_{i,t}^{CHP} - P_{i,t}^{CHP}) \quad (2)$$

式中: ρ 为市场价格(本文指调峰价格); α, β 分别为调峰市场线性需求曲线的价格和需求截距; M^{TF} 为市场总产量(本文指调峰供给功率总量); θ_i 为所有待规划的热电厂节点集合; $P_{i,t}^{CHP}$ 为节点*i*的热电厂 CHP 机组在 *t*时刻提供的调峰功率; $P_{i,t}^{CHP}$ 为 CHP 机组基本调峰功率。

2 构建基于古诺模型的含电锅炉和储热系统的双层规划模型

文中拟构建的双层优化模型,上层优化模型确定电锅炉和储热系统的配置容量,作为下层优化模型的运行约束进一步优化机组出力情况,并反馈运行结果到上层优化模型中,进一步优化上层的配置结果,如此迭代获得电锅炉和储热系统的最优配置方案。

2.1 基于古诺模型的热电厂调峰年化投资收益模型

2.1.1 目标函数

$$\max \pi_i = (N_T/N_Y)E_i^H - C_i^H \quad (3)$$

$$\begin{aligned} E_i^H &= \rho P_i^H = \sum_{t=1}^T \rho_t P_{i,t}^H \\ &= \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^2 [\alpha_k - (\alpha_k/\beta_k)M_t^{TF}] P_{i,t}^H \\ &= \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^2 [\alpha_k - (\alpha_k/\beta_k) \sum_{i \in \theta_i} P_{i,t}^H] P_{i,t}^H \end{aligned} \quad (4)$$

$$\rho_t = \begin{cases} 0 \sim 0.4 & 0.4\bar{P}_{i,t}^{CHP} \leq P_{i,t}^{CHP} \leq 0.5\bar{P}_{i,t}^{CHP} \\ 0.4 \sim 1 & P_{i,t}^{CHP} \leq 0.4\bar{P}_{i,t}^{CHP} \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} C_i^H &= \rho^{EB} P_i^{EB} + (T/N_T) \sum_{t=1}^{N_T} \rho^{EBM} P_{i,t}^{EBM} + \\ &\quad \rho^{HS} S_i^{HS} + (T/N_T) \sum_{t=1}^{N_T} \rho^{HSM} H_{i,t}^{HSout} \end{aligned} \quad (6)$$

式中: π_i 为节点*i*的热电厂的年化调峰净收益; N_T 为生成场景数; N_Y 为一年调度时长,本文取为 8 760 h; E_i^H 为节点*i*的热电厂的调峰收益; C_i^H 为节点*i*的热电厂的调峰成本; P_i^H 为节点*i*的热电厂的 CHP 机组提供的调峰功率; $P_{i,t}^H$ 为节点*i*的热电厂的 CHP 机组在 *t*时刻提供的调峰功率; $\bar{P}_{i,t}^{CHP}$ 为节点*i*的热电厂的 CHP 机组在 *t*时刻的发电功率上限; ρ^{EB} 为热电厂配置的电锅炉单位容量成本; ρ^{EBM} 为热电厂规划的电锅炉单位容量维护费用; P_i^{EB} 为节点*i*的热电厂配置的电锅炉额定功率; $P_{i,t}^{EB}$ 为节点*i*的热电厂配置的电锅炉在 *t*时刻的额定功率;

ρ^{HS} 为热电厂规划的储热设备单位容量成本; T 为规划水平年电锅炉运行时间; ρ^{HSM} 为节点*i*的热电厂规划的储热设备单位容量维护成本; S_i^{HS} 为节点*i*的热电厂规划的储热设备的容量; $H_{i,t}^{HSout}$ 为节点*i*的热电厂配置的储热设备在 *t*时刻的放热功率。

2.1.2 约束条件

电锅炉和储热的相关约束条件如下所示。

1) 电锅炉额定功率约束

$$0 \leq P_i^{EB} \leq \bar{P}_i^{EB} \quad (7)$$

式中: \bar{P}_k^{EB} 为规划的电锅炉额定功率上限。

2) 储热设备的容量约束

$$0 \leq S_i^{HS} \leq \bar{S}_i^{HS} \quad (8)$$

式中: \bar{S}_k^{HS} 为储热设备规划容量的上限。

2.2 风荷组合场景下电锅炉和储热系统调度模型

2.2.1 目标函数

$$C_s = C_s^{CON} + C_s^{CHP} + C_s^W \quad (9)$$

$$C_s^{CON} = \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{t=1}^T (a_k P_{i,t}^{WQ} + b_k P_{i,t} + c_k) \quad (10)$$

式中: C_s 为场景*S*下系统运行总成本; C_s^{CON} 为火电机组的运行成本; C_s^{CHP} 为 CHP 机组的运行成本; C_s^W 为风电场弃风惩罚成本; $P_{i,t}$ 为节点*i*的火电厂纯凝机组在 *t*时刻的理论输出功率; $P_{i,t}^{WQ}$ 为节点*i*的风电场在 *t*时刻的弃风功率; N_G 为含纯凝机组的节点个数; a_k, b_k, c_k 为纯凝机组*k*的煤耗系数。

$$\begin{aligned} C_s^{CHP} &= \sum_{i \in \theta_k} \sum_{t=1}^T [\mu_{i0} + \mu_{i1} P_{i,t}^{CHP} + \mu_{i2} H_{i,t} + \mu_{i3} (P_{i,t}^{CHP})^2 + \\ &\quad \mu_{i4} (H_{i,t})^2 + \mu_{i5} (P_{i,t}^{CHP} H_{i,t})] \end{aligned} \quad (11)$$

$$C_s^W = \sum_{i=1}^{N_W} \sum_{t=1}^T (P_{i,t}^{WF} - P_{i,t}^W) r \quad (12)$$

式中: $H_{i,t}$ 为节点*i*的热电厂 CHP 机组在 *t*时刻的理论输出总热功率; θ_k 为含 CHP 机组的节点集合; $\mu_{i0}, \mu_{i1}, \mu_{i2}, \mu_{i3}, \mu_{i4}$ 和 μ_{i5} 为 CHP 机组*i*的成本系数; N_W 为风电场个数; $P_{i,t}^{WF}$ 为节点*i*的风电场在 *t*时刻的预测发电功率; $P_{i,t}^W$ 为节点*i*的风电场在 *t*时刻的计划输出; r 为弃风惩罚因子。

2.2.2 约束条件

1) 调峰功率约束:

$$P_{i,t}^H - P_{i,t}^{CHP} \leq 0 \quad \forall i \quad (13)$$

2) 调峰市场供需平衡约束:

$$-\sum_{i=1}^M P_{i,t}^H + D_t^{TF} = 0 \quad \forall i \quad (14)$$

式中: D_t^{TF} 为 *t*时刻的调峰市场需求功率。

3) 风电出力约束:

$$0 \leq P_{i,t}^W \leq P_{i,t}^{WF} \quad (15)$$

4) 常规火电机组出力约束:

$$P_{i,t} \leq P_{i,t} \leq \bar{P}_{i,t} \quad (16)$$

式中: $P_{i,t}$, $\bar{P}_{i,t}$ 分别为节点 i 的火电厂纯凝机组出力的最小值和最大值。

5) 常规火电机组的爬坡率约束:

$$\underline{\delta}_i \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \bar{\delta}_i \quad (17)$$

式中: $\underline{\delta}_i$, $\bar{\delta}_i$ 分别为常规火电机组的最大向下和最大向上爬坡率。

6) 电锅炉运行约束:

$$P_{i,t}^{EB} = P_{i,t}^{CHP} - P_{i,t}^{CHPS} \quad (18)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{EB} \leq P_i^{EB} \quad (19)$$

$$H_{i,t}^{EB} = \eta^{EB} P_{i,t}^{EB} \quad (20)$$

$$H_{i,t}^{EB} = H_{i,t}^{EBD} + H_{i,t}^{HSin} \quad (21)$$

式中: $P_{i,t}^{EB}$ 为节点 i 的热电厂配置的电锅炉在 t 时刻的耗电功率; $P_{i,t}^{CHPS}$ 为节点 i 的热电厂 CHP 机组在 t 时刻的上网功率; $H_{i,t}^{EB}$ 为节点 i 的热电厂配置的电锅炉在 t 时刻的电转热功率; η^{EB} 为电锅炉电热转换效率; $H_{i,t}^{EBD}$ 电锅炉直接供热功率; $H_{i,t}^{HSin}$ 为节点 i 的热电厂配置的储热设备在 t 时刻的吸热功率。

7) 电功率平衡约束:

$$P_{i,t}^W + P_{i,t} + P_{i,t}^{CHPS} + \sum_{l=1}^L P_{i,t}^{TR} \mu_{i,l} = P_{i,t}^{load} \quad (22)$$

式中: L 为系统传输线路数目; $P_{i,t}^{TR}$ 为传输线路 l 流经节点 i 的功率, 流入节点 i 则为正, 流出为负; $\mu_{i,l}$ 为 1 时表示传输线路 l 与节点 i 相连接, 为 0 表示不连接; $P_{i,t}^{load}$ 为节点 i 在 t 时刻的电负荷。

8) 热功率平衡约束:

$$H_{i,t} + H_{i,t}^{EBD} + H_{i,t}^{HSout} = H_{i,t}^{load} \quad (23)$$

式中: $H_{i,t}^{HSout}$ 为热电厂 i 配置的储热设备在 t 时刻的放热功率; $H_{i,t}^{load}$ 为 t 时刻节点 i 的热电厂供应的热负荷。

9) 储热设备的运行约束:

$$S_{i,t}^{HS} = S_{i,t-1}^{HS} + (\eta_{in}^{HS} H_{i,t}^{HSin} - \eta_{out}^{HS} H_{i,t}^{HSout}) \Delta T \quad (24)$$

$$0 \leq S_{i,t}^{HS} \leq S_i^{HS} \quad (25)$$

式中: $S_{i,t}^{HS}$ 为热电厂 i 配置的储热设备在 t 时刻内的储热量; η_{in}^{HS} , η_{out}^{HS} 分别为 t 时刻内的吸、放热效率。

10) 传输线路功率约束

$$|P_{i,t}^{TR}| \leq \bar{P}_l^{TR} \quad (26)$$

式中: \bar{P}_l^{TR} 为传输线路 l 的传输功率最大值。

2.3 双层规划模型求解

本文构建的含风火热的电热联合系统模型分为两层, 上层模型为基于古诺模型的热电厂调峰年化投资收益模型, 用于确定电锅炉和储热系

统的配置方案, 作为下层优化模型的运行约束; 下层模型为风荷组合场景下电锅炉和储热系统调度模型, 通过运行以检验上层的规划方案, 将运行结果返回至上层模型中以进行评估, 双层模型不断迭代最终确定最优的电锅炉和储热系统的最优配置方案。

假定多个热电厂主体的利润函数具有一阶可导, 当博弈多方的边际利润均为 0 时, 多个热电厂主体各自的利润取得最大值, 此时各个热电厂的调峰功率达到最优。即有:

$$\partial \pi_i / \partial P_i^H = 0 \quad (27)$$

多个热电厂主体调峰功率的古诺博弈均衡求解过程如下所示:

1) 输入优化模型的相关参数, 如节点负荷数据、风功率预测数据、常规机组以及 CHP 机组相关参数等;

2) 初始化一组向量。 $P_i^{H(0)} = (P_2^{H(0)}, P_3^{H(0)}, \dots, P_M^{H(0)})$ 作为多个热电厂的初始调峰功率。检验该组向量是否满足约束条件, 若不满足, 则再选取一组新的向量作为新的初始值, 直至满足计算要求;

3) 根据 Nash 均衡的定义, 各主体依据其他各主体的第 $m-1$ 轮的配置方案, 并以自身利益最大化为目的优化自身第 m 轮的最优配置方案。各主体第 i 轮的最优配置方案生成的数学表达式如下式所示:

$$\begin{aligned} \partial \pi_i (P_1^{H(m-1)}, P_2^{H(m-1)}, \dots, P_M^{H(m-1)}) / \partial P_i^H &= 0 \\ \Rightarrow P_i^H &= P_i^{H(m)} \end{aligned} \quad (28)$$

4) 判断相邻两轮迭代优化结果是否满足下式, 若满足则认为找到了 Nash 均衡解:

$$|P_i^{H(m)} - P_i^{H(m-1)}| < \varepsilon \quad (29)$$

5) 输出最终的优化结果, 即 Nash 均衡解 $(P_1^{H*}, P_2^{H*}, P_3^{H*}, \dots, P_M^{H*})$, 为各主体的最佳调峰功率。

本文所构建的优化模型采用粒子群优化算法 (PSO) 结合 Cplex 进行优化求解。

1) 采用启发式矩匹配方法 (heuristic moment matching, HMM)^[21] 对系统节点电热负荷值以及风电预测功率值进行场景生成;

2) 输入节点电热负荷值以及风电功率值, 设置 PSO 仿真参数以及系统目标函数相关参数;

3) 由 PSO 随机初始化电锅炉和储热系统的配置方案以及粒子的初始速度;

4) 将电锅炉和储热系统的配置方案作为风荷组合场景下电锅炉和储热系统调度模型中的

电锅炉和储热系统的运行约束,采用Cplex进行求解,获得各机组的输出功率值;

5)将步骤4)中获得的调度结果返回到基于古诺模型的热电厂调峰年化投资收益模型之中,计算适应度函数,评估步骤3)中的配置方案,并保存群体中最优配置方案;

6)更新配置方案以及粒子速度,并重复步骤4)、步骤5),直至到达约束条件或到达迭代次数,优化过程结束,输出全局最优的配置方案。求解流程如图3所示。

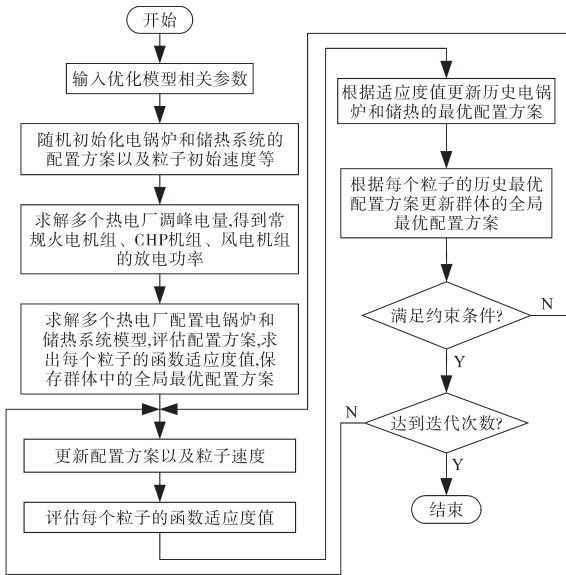


图3 模型求解流程图

Fig.3 Flow chart for solving equation

3 算例分析

3.1 算例描述

以图1所示的节点系统简化图为算例仿真的基本框架。粒子种群设置为20,最大迭代次数为100。算例相关参数和数值如下所示:纯凝机组的节点个数 $N_c=6$,风电场个数 $N_w=7$,生成场景数 $N_T=120$,CHP机组的节点集合 $\theta_k=9$,电锅炉电热转换效率 $\eta^{EB}=0.97$,弃风惩罚因子 $r=100$,电锅炉单位容量成本 $\rho^{EB}=1\ 200$ 元/kW,电锅炉单位容量维护费用 $\rho^{EBM}=40$ 元/kW,储热设备单位容量成本 $\rho^{HS}=1\ 000$ 元/(kW·h),储热设备单位容量维护费用 $\rho^{HSM}=50$ 元/kW;9节点系统支路数据如表1所示。

3.2 典型日的选取

文中以2019年东北地区供暖季(11月~次年3月)为例,采用HMM方法^[21]对供暖季电/热负荷以及风电功率历史数据进行处理,分别生成了

表1 9节点系统支路数据

支路起点	支路终点	支路阻抗
1	7	$j0.057\ 6$
2	8	$j0.062\ 5$
3	9	$j0.058\ 6$
4	7	$0.01+j0.085$
4	8	$0.032+j0.161$
5	7	$0.017+j0.092$
5	9	$0.032+j0.161$
6	8	$0.011\ 9+j0.072$
6	9	$0.011\ 9+j0.101$

120个风电功率和电/热负荷需求场景。节点的电/热负荷数据以及风电功率数据如图4~图6所示。根据生成的样本数据开展仿真分析,验证所建立的优化模型的有效性。

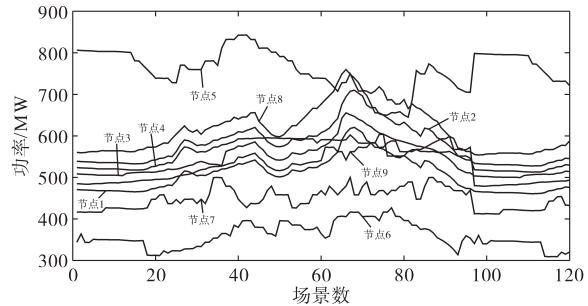


图4 系统节点电负荷需求场景

Fig.4 Electric load demand scenarios of system nodes

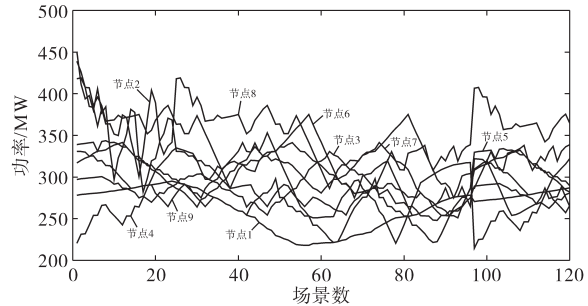


图5 系统节点热负荷需求场景

Fig.5 Heat load demand scenarios of system nodes

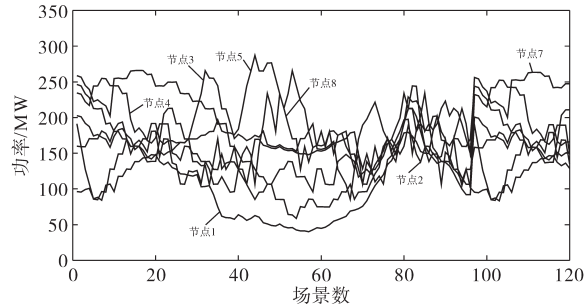


图6 系统节点风电功率场景

Fig.6 Wind power scenarios of system nodes

本文以图4~图6的电热负荷需求以及风电功率场景为仿真数据基础,开展基于古诺模型的

含电锅炉和储热系统的双层规划模型的仿真分析,统计了相关实验结果如表2所示。得到调峰市场调峰价格曲线如图7所示。

表2 电锅炉和储热系统优化配置结果

Tab.2 The result of optimal allocation of heat storage system

节点	电锅炉功率/MW	储热容量/(MW·h)	调峰收益/10 ⁶ 元	弃风/(MW·h)	弃风率/%
1	62	125	0.960 1	1 379	8.00
2	234	250	1.568 2	2 024	11.74
3	117	152	1.658 5	2 126	12.33
4	160	259	1.719 1	2 772	16.08
5	192	250	1.865 2	3 061	17.75
6	189	245	1.796 8	—	—
7	306	350	2.179 9	4 217	24.46
8	188	195	1.046 6	1 569	9.10
9	30	65	0.921 3	—	—

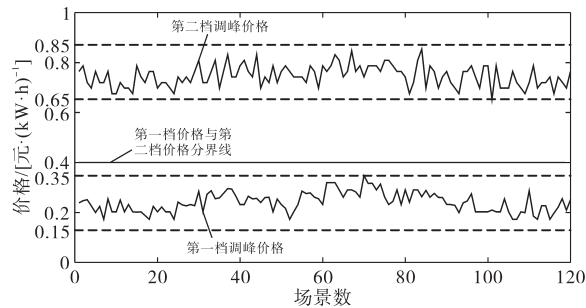


图7 调峰价格曲线

Fig.7 The curves of peak shaving price

3.3 仿真结果

由表2的试验结果可知,节点系统中各个节点均配置了不同容量的电锅炉和储热系统。其中可以看出节点1和节点9配置的电锅炉和储热系统容量较其他节点来看偏低,这是由于节点1的风电场风电功率较其他风电场风电功率较低,所需的上网空间也相对较少;而节点9没有风电场却也配置了一定容量的电锅炉和储热系统,是由于与节点9相连的节点3和节点5可能需要转移的功率使得节点需要配置一定容量的电锅炉和储热以保持整个节点系统的供电平衡。可以看出节点7规划的电锅炉和储热系统的容量最大,分别为306 MW和350 MW·h,获得调峰收益 $2.179 9 \times 10^6$ 元,消纳弃风达到了4 217 MW·h,占总消纳弃风的24.46%。再由图7的实验结果可知,第一档调峰价格和第二档调峰价格虽有不同程度的波动,但是均分别稳定在0.15~0.35元/(kW·h)以及0.65~0.85元/(kW·h)之间,说明当调峰市场两档调峰价格分别定制在这两个区间可以得到较好的规划结果和规划效果。

为了验证本文所优化的配置方案的合理性和有效性。选取2019年供暖季某日实测数据进行电热联合运行分析。统计了相关试验结果如图8所示。

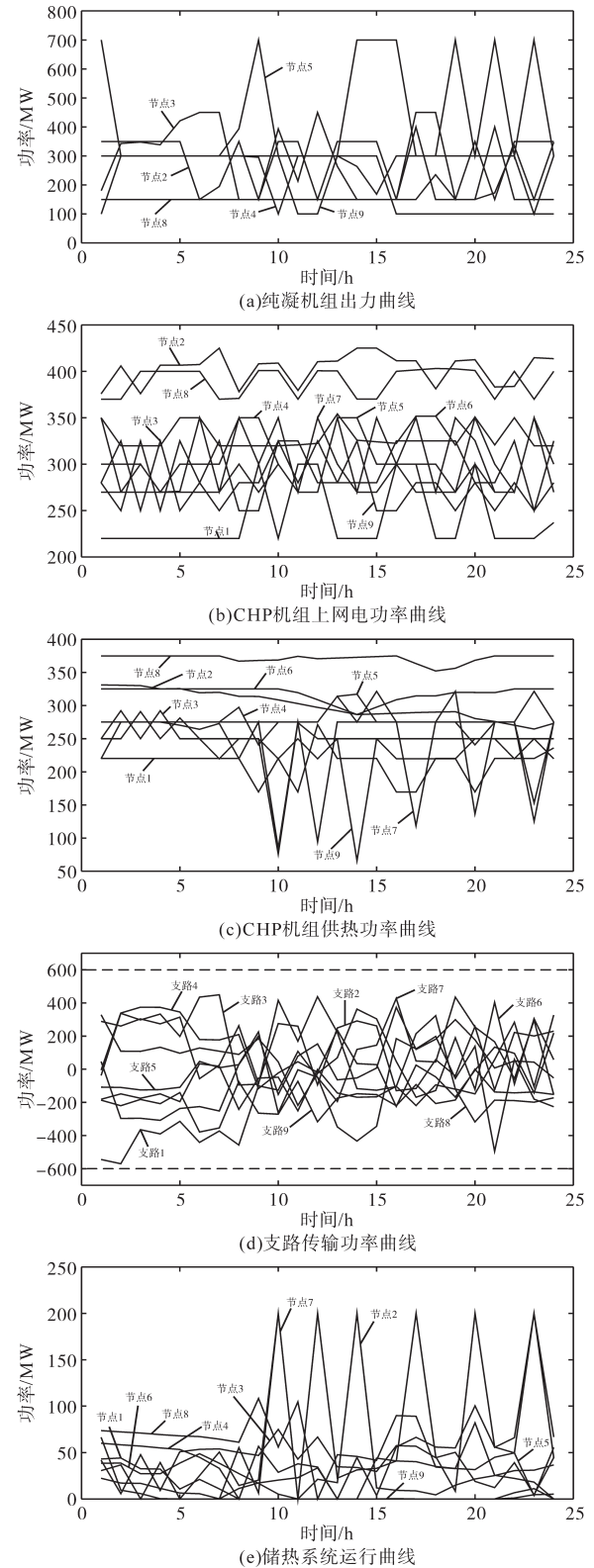


图8 电热联合系统运行结果图

Fig 8 Operation result diagram of electric heating combined system

由图8统计得到的试验结果可知,纯凝机组和CHP机组的运行情况均在其出力区间,没有出现功率越限情况。如图8d图所示,任意时刻的支路传输功率均在支路传输功率约束范围之内,没有出现越限情况。图8e中各节点配置的储热系统运行情况各有不同,但是结合图8c可以看出,储热系统在CHP机组供热功率降低时可以很好进行支撑,以实现热负荷的稳定供应。

4 结论

本文从多个利益主体的角度出发,兼顾调峰市场调峰功率与出清价格,提出了一种基于古诺模型的电锅炉和储热系统优化配置模型,并基于实际9节点系统的仿真算例,验证了所提模型的合理性和有效性。

主要结论如下:

1)从多个热电厂角度出发,兼顾考虑调峰市场调峰功率与出清价格,考虑了各个热电厂参与调峰市场获得的调峰收益,以各热电厂综合利润最大为目标,构建基于古诺模型的含电锅炉和储热系统的双层规划模型的上层模型;

2)以组合场景下系统的总燃料成本消耗最小和弃风惩罚最小为目标,构建基于古诺模型的含电锅炉和储热系统的双层规划模型的下层模型。该优化模型能够得到较好的规划结果和规划效果,且可以得出使得热电厂效益较好的调峰价格范围,第一档调峰价格和第二档调峰价格分别为0.15~0.35元/(kW·h)以及0.65~0.85元/(kW·h)之间,可以为决策者提供决策参考。

参考文献

- [1] 国家能源局. 2019年我国风电新增并网容量为2574万千瓦[J]. 风能, 2020(3):8.
National Energy Administration. The new grid connected capacity of wind power in China will be 25.74 million kilowatts in 2019[J]. Wind Energy, 2020, (3):8.
- [2] 崔杨, 陈志, 严干贵, 等. 基于含储热热电联产机组与电锅炉的弃风消纳协调调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15):4072-4081.
CUI Yang, CHEN Zhi, YAN Gangui, et al. Coordinated wind power accommodating dispatch model based on electric boiler and CHP with thermal energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15):4072-4081.
- [3] WANG Jinda, ZHOU Zhigang, ZHAO Jianing, et al. Improving wind power integration by a novel short-term dispatch model based on free heat storage and exhaust heat recycling[J]. Energy, 2018, 160:940-953.
- [4] 魏超, 焦晓峰, 刘永江, 等. 能源市场背景下含储能的光伏和热电联产评估[J]. 电气传动, 2021, 51(18):76-80.
WEI Chao, JIAO Xiaofeng, LIU Yongjiang, et al. Evaluation of photovoltaic and CHP with energy storage under the background of energy market[J]. Electric Drive, 2021, 51(18):76-80.
- [5] 吕泉, 陈天佑, 王海霞, 等. 配置储热后热电厂调峰能力分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(11):34-41.
LÜ Quan, CHEN Tianyou, WANG Haixia, et al. Analysis on peak-load regulation ability of cogeneration unit with heat accumulator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(11):34-41.
- [6] 崔明勇, 王楚通, 王玉翠, 等. 独立模式下微网多能存储系统优化配置[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4):30-38, 54.
CUI Mingyong, WANG Chutong, WANG Yucui, et al. Optimal configuration of multi-energy storage system in standalone microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4):30-38, 54.
- [7] DUVENHAGE D Frank, BRENT Alan C, STAFFORD William H L. The need to strategically manage CSP fleet development and water resources: a structured review and way forward[J]. Renewable Energy, 2018, 132(MARa):813-825.
- [8] 崔杨, 杨志文, 严干贵, 等. 降低火电机组调峰成本的光热电站储热容量配置方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(6):1605-1611.
CUI Yang, YANG Zhiwen, YAN Gangui, et al. Heat storage capacity configuration method of photo thermal power station for reducing peaking cost of thermal power unit[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6):1605-1611.
- [9] GOU Xing, CHEN Qun, HU Kang, et al. Optimal planning of capacities and distribution of electric heater and heat storage for reduction of wind power curtailment in power systems[J]. Energy, 2018, 160:763-773.
- [10] 高嘉文, 陈磊, 何嘉兴, 等. 利用富余可再生能源进行清洁供热的最优规划[J]. 电网技术, 2019, 43(2):630-637.
GAO Jiawen, CHEN Lei, HE Jiaying, et al. Optimal planning of clean heating utilizing abundant renewable energy sources[J]. Power System Technology, 2019, 43(2):630-637.
- [11] CHENG Hongzhong, WU Jian, LUO Zhao, et al. Optimal planning of multi-energy system considering thermal storage capacity of heating network and heat load[J]. IEEE Access, 2019, 7:13364-13372.
- [12] 葛维春, 李军徽, 马腾, 等. 提高风电接纳的储热系统容量优化配置[J]. 电工电能新技术, 2019, 39(4):64-70.
GE Weichun, LI Junhui, MA Teng, et al. Optimal allocation of heat storage system capacity for increasing wind power integration[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2019, 39(4):64-70.
- [13] 吕泉, 李玲, 王海霞, 等. 配置储热的热电厂与风电场的调峰定价机制[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(9):118-124.
LÜ Quan, LI Ling, WANG Haixia, et al. Peak regulation pricing

- mechanism between CHP-plant with heat accumulator and wind farm[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2015, 35(9): 118-124.
- [14] 王海华,陆冉,曹炜,等. 规模风电并网条件下储能系统参与辅助调峰服务容量配置优化研究[J]. *电工电能新技术*, 2019, 38(6): 42-49.
WANG Haihua, LU Ran, CAO Wei, et al. Optimal capacity allocation of energy storage system participating peak regulation for auxiliary with large-scale wind power integration[J]. *Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy*, 2019, 38(6): 42-49.
- [15] 马美婷,袁铁江,陈广宇,等. 储能参与风电辅助服务综合经济效益分析[J]. *电网技术*, 2016, 40(11): 3362-3367.
MA Meiting, YUAN Tiejiang, CHEN Guangyu, et al. Analysis on economic benefit of energy storage in auxiliary service of wind power[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(11): 3362-3367.
- [16] 李嘉龙,陈雨果,刘思捷,等. 考虑深度调峰的电力日前市场机制设计[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(4): 9-15, 78.
LI Jialong, CHEN Yuguo, LIU Sijie, et al. Mechanism design of day-ahead market considering deep peak regulation[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(4): 9-15, 78.
- [17] 陆建宇,叶海,叶林,等. 发电厂竞价对调峰辅助服务市场的影响分析[J]. *供用电*, 2019, 36(1): 61-67.
LU Jianyu, YE Hai, YE Lin, et al. Analysis of influence of power plants' biddings on peak regulation ancillary service market[J]. *Distribution & Utilization*, 2019, 36(1): 61-67.
- *****
- (上接第 55 页)
- 1279-1290.
- [15] 施婕,郑漳华,艾芊. 直流微电网建模与稳定性分析[J]. *电力自动化设备*, 2010, 30(2): 86-90.
SHI Jie, ZHENG Zhanghua, AI Qian. Modeling of DC microgrid and stability analysis[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2010, 30(2): 86-90.
- [16] 刘家赢,韩肖清,王磊,等. 直流微电网运行控制策略[J]. *电网技术*, 2011, 26(3): 886-896.
LIU Jiaying, HAN Xiaoqing, WANG Lei, et al. Operation and control strategy of DC microgrid[J]. *Power System Technology*, 2011, 26(3): 886-896.
- [18] 徐帆,葛朝强,吴鑫,等. 区域电网省间调峰辅助服务的市场机制与出清模型[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(16): 109-115.
XU Fan, GE Zhaoqiang, WU Xin, et al. Market mechanism and clearing model of inter-provincial peak regulation ancillary service for regional power grid[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(16): 109-115.
- [19] CONTRERAS J, KLUSCH M, KRAWCZYK J B. Numerical solutions to Nash-Cournot equilibria in coupled constraint electricity markets[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2004, 19(1): 195-206.
- [20] 刘连光,刘鸿熹,刘自发,等. 基于古诺模型的风火电合作容量优化[J]. *中国科学:技术科学*, 2016, 46(5): 467-474.
LIU Lianguang, LIU Hongxi, LIU Zifa, et al. Cooperation capacity optimization of wind power and thermal power based on Cournot model[J]. *Scientia Sinica(Technologica)*, 2016, 46(5): 467-474.
- [21] 于娜,李宏伟,葛延峰,等. 风荷组合场景下计及调峰效益的电锅炉和储热系统容量优化配置[J]. *现代电力*, 2021, 38(1): 41-50.
YU Na, LI Hongwei, GE Yanfeng, et al. Optimal capacity configuration of electric boiler and heat storage system considering peak-shaving benefit under wind-load combination scenario[J]. *Modern Electric Power*, 2021, 38(1): 41-50.

收稿日期:2021-10-11

修改稿日期:2021-11-20

收稿日期:2022-10-31

修改稿日期:2022-11-16