

燃煤火电机组提供调峰辅助服务的 成本和效益分析

祁 乐¹, 陈 标¹, 江 平¹, 赵 燃², 高小镜²

(1, 广西电网电力调度控制中心, 广西 南宁 530023;

2, 北京清能互联科技有限公司, 北京 100084)

摘 要: 广西汛期水电消纳与低谷调峰矛盾突出, 为避免弃水需充分挖掘燃煤火电机组深度调峰潜力。燃煤火电机组提供调峰辅助服务存在多级调峰过程, 应考虑给予涵盖调峰成本的合理补偿。本文针对此问题, 首先研究了燃煤火电机组的多级调峰过程及原理, 其次从燃煤火电机组的煤耗成本、油耗成本、损耗成本、环境成本等方面对其调峰成本进行综合分析, 给出了燃煤火电机组调峰成本数学模型并进行算例分析。在此基础上, 进一步提出了燃煤火电机组多级调峰的调度模型, 对火电机组参与调峰辅助服务及在其不同补偿力度下的经济效益进行仿真分析, 算例采用标准 10 机系统, 应用商业软件 GAMS 对调度模型进行求解。通过仿真验证了所提出燃煤火电机组调峰成本模型和多级调峰调度模型的有效性。

关键词: 火电机组; 深度调峰; 价格补偿; 成本分析; 效益分析

文章编号: 2096-4633(2019)10-0023-07 **中图分类号:** TM62 **文献标志码:** B

我国的电力能源大部分以燃煤火电机组为主, 水电机组其次。绝大部分调峰辅助服务由水电完成。但是在水电占比较大的电网中时常出现水电站理论调峰负荷率较大时, 调峰能力降低的现象, 此时需让火电参与调峰^[1]。通常在汛期, 火电机组在系统调峰能力不足时需参与到调峰辅助服务中来。在现有的政策形势下, 不允许有弃水情况, 所以必须调动火电机组参与调峰。现阶段国内电力系统的调峰辅助服务补偿机制尚不完善, 火电机组调峰深度需要达到 50% 以上才能获得较少的补偿, 无法调动燃煤火电机组参与调峰的积极性^[2]。

机组调峰能力是指发电机组在负荷变化时的跟踪能力, 是机组启停时间长短, 出力变化幅值大小和出力调整速率快慢的综合体现。水电机组启停迅速, 出力变化幅值大, 对负荷变化反应快, 因而是理想调峰机组。但在汛期时, 为避免放弃水力发电, 需要火电机组调低自身出力, 满足需求。火电机组启停机时间长, 爬坡速率小, 而且燃煤火电机组的调峰具有多级特性, 每级的成本各不相同, 在深度调峰时, 火电机组需要额外的辅助燃料或装置避免机组熄火^[3-5]。但现阶段南方区域能

源供大于求, 汛期消纳水电的压力巨大, 各省的火电机组已经降低为最低出力, 发电企业的生产经营十分困难。目前针对调峰服务的补偿机制尚不完全, 火电机组参与调峰积极性过低。为提高火电机组参与调峰辅助服务的积极性并缓解火电企业的经营压力, 需针对火电机组的多级调峰成本进行合理的补偿^[6-7]。本文针对这一问题, 提出了成本计算模型和多级调峰调度模型, 能够计算成本并分析补偿效益。

1 火电机组提供调峰辅助服务的成本分析

1.1 多级调峰过程

燃煤火电机组的调峰过程大致可以分为 RPR, DPR 和 DPRO 三个阶段, 如图 1 所示。在图 1 中, RPR 阶段机组出力在有偿调峰基准以上, 此时机组无需额外成本可提供无偿调峰(基本调峰), 此阶段称为基本调峰阶段; DPR 阶段机组调减出力至有偿调峰基准以下, 此时机组能够保证不投油安全运行, 这个阶段为不投油深度调峰阶段; DPRO 阶段的机组必须通过投油来助燃维持机组安全运行, 称为投油深度调峰。



图 1 火电机组多级调峰过程

Fig. 1 Multi-stage peak regulation process for thermal power units

图中: P_N 为机组最大出力; P_a 为机组 RPR 阶段的最小技术出力; P_b 为机组 DPR 阶段的最低稳燃出力; P_c 为机组 DPRO 阶段的稳燃极限出力。在 DPRO 阶段,机组因为负荷太低,所产生的热量无法使煤粉达到燃点,机组需要额外提供热量来源,保持煤粉的稳定燃烧。传统采用添加燃烧重油的方式来作为辅助燃料稳燃,新型采用等离子点火来稳燃。

1.2 燃煤火电机组的深度调峰原理

在 DPRO 阶段,调峰深度达到不投油深度调峰稳燃负荷极限时。因为负荷较低,炉膛温度会下降,使煤粉气流着火和燃烧稳定性变差,水动力工况安全性迅速下降,出现炉内火焰脉动以致有熄火危险的情况。机组需要投入点火装置来稳定燃烧或者助燃。机组有两种方式保持自身的安全稳定运行,一是提供额外燃油助燃,二是通过等离子点火助燃,以达到深度调峰的目的。

在传统大型工业煤粉锅炉的点火和稳燃中,多采用油点火方式。油燃烧器由喷嘴和调风器组成。通过油枪将油雾化成细小的油滴喷入炉膛内部,并通过油雾火炬根部送风使油滴与空间充分混合,确保油在炉膛中进行高效燃烧,以达到煤粉着火温度。稳燃时,通过装置将煤粉喷到锅炉炉膛中进行煤油混烧作业。此时机组所采用能源既有煤粉也有燃烧重油,但原油价格高涨,深度调峰阶段采用额外燃油助燃的方式成本较高^[8-10]。

等离子点火是目前较为新型环保高效的技术,其基本原理是以大功率电弧直接点燃煤粉,电弧的电源由 200 kW 直流电源柜供给,在阴极和阳极间产生电弧。等离子点火装置的功率在 50 ~ 150 kW 间连续可调,中心温度可达 6000℃。其机理在于利用 300 A 左右的直流电流并通过强磁场控制获得稳定功率的直流空气等离子体射流,煤粉颗粒通过该等离子时受到高温作用,颗粒迅速破裂粉碎,充分燃烧。等离子技术适用于干燥无灰基挥发分含量高于 18% 的贫煤、烟煤和褐煤等煤种的锅炉点火系统。可实现煤粉锅炉无油点火和低负荷稳燃。其运营费用仅为燃油点火的 20%,可适应更多类型的燃烧

器。而且较燃油更为环保^[11-13]。

1.3 燃煤火电机组的调峰成本和价格补偿

火电机组提供深度调峰的成本包括运行煤耗成本、为平衡系统负荷波动而实时改变出力所造成的机械损失以及调峰所需要的各种行为费用。若要增加火电机组参与深度调峰的积极性,水电给予火电的深度调峰补偿电价中应包含以上能耗成本,并适当考虑火电机组深度调峰时应获得一定的额外利润。

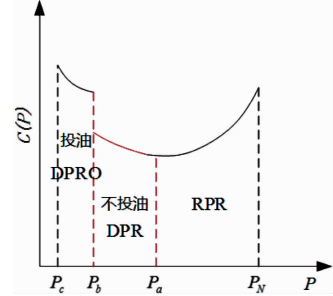


图 2 火电机组深度调峰能耗成本曲线

Fig. 2 Energy consumption cost curve of deep peak regulation for thermal power units

在 RPR 阶段,火电机组调峰能耗成本由运行煤耗成本构成,通常采用耗量特性进行计算。煤耗成本综合考虑了煤质特性、锅炉条件、制粉系统、机组类型等因素的影响。通常火电机组燃煤量采用耗量特性表示,因此火电机组的运行煤耗成本为:

$$f(P) = (aP^2 + bP + c)S_{coal} \quad (1)$$

式中: a, b, c 为机组耗量特性函数的系数,其取值与机组类型、锅炉型号和煤质有关; S_{coal} 为当季的单位煤炭价格, P 为火电机组出力。

若考虑在 DPRO 阶段使用投油助燃,则需考虑投油成本。投油的油耗成本为:

$$w_{oil} = C_{con}S_{oil} \quad (2)$$

式中: C_{con} 为机组投油稳燃时的油耗量; S_{oil} 为当季的油价。

在 DPR 和 DPRO 阶段,深度调峰时出力过少,机组的热应力会有所增加,过大的交变热应力会导致机组转轴的寿命减少。所产生的低周疲劳寿命损耗和蠕变损耗可导致机组本体发生严重的变形和断裂。目前对于转子的热应力监测手段还处于空白。关于转子的寿命计算是一个相当复杂的问题,也没有可准确描述热应力和转子寿命关系的经验公式。本文按照转子材料的 $\Delta\epsilon - N$ 低周疲劳特性关系进行低周疲劳寿命损耗计算。

Manson-Coffin 公式可体现总应变幅与转子致裂循环周次的关系,其函数关系为:

$$\Delta \varepsilon_t = \frac{\sigma_f}{E} (2N_t)^d + \varepsilon_f (2N_t)^e \quad (3)$$

式中: σ_f 为材料的疲劳强度系数; ε_f 为材料的疲劳延性系数; e 为材料的疲劳强度指数; e 为材料的疲劳延性指数; N_t 为转子致裂循环周次, P 与机组出力有关; $\Delta \varepsilon_t$ 为转子总应变幅。

本文采用 ANSYS 软件计算机组的热应力与离心切向应力,得到转子的总应力变幅;通过 Manson-Coffin 公式确定转子致裂循环周次 $N_t(P)$;结合机组购机成本 S_{unit} ,得到变负荷调峰下的机组损耗成本:

$$w_{cost}(P) = \tau S_{unit} / (2N_t(P)) \quad (4)$$

式中: τ 为火电厂实际运行损耗系数,DPR 阶段为 τ_1 ,DPRO 阶段为 τ_2 ,且有 $\tau_2 > \tau_1$ 。

同时火电机组在 DPRO 阶段,会导致脱硫效率

$$C(P) = \begin{cases} f(P), P_a < P \leq P_N \\ f(P) + w_{cost}(P), P_b < P \leq P_a \\ f(P) + w_{cost}(P) + w_{oil} + w_{ev}(P), P_c < P \leq P_b \end{cases} \quad (6)$$

如果机组采用新型的等离子点火技术来替代燃烧重油,在 DRPO 阶段,机组将因煤炭燃烧不充分导致机组更大的磨损,相应也产生更多的磨损成本,

$$C'(P) = \begin{cases} f(P), P_a < P \leq P_N \\ f(P) + w_{cost}(P), P_b < P \leq P_a \\ f(P) + w_{cost}'(P) + w_{ev}'(P), P_c < P \leq P_b \end{cases} \quad (7)$$

1.4 算例分析

本文以 300 MW 机组和 600 MW 机组为例对火电机组多级深度调峰能耗成本进行分析。对于等离子点火技术,由于目前市场占有率较低,为研究方便,认为机组采用投油方式进行稳燃。火电机组出力门槛见附录表 A1。本报告优选火电机组的锅炉燃料选用焦煤,其价格为 685 元/t。煤耗成本计算模型中耗量特性系数取值见附录表 A2,将表中数据代入式(1)即可计算机组运行煤耗成本。

使用计算软件 ANSYS 对 300 MW、600 MW 机组不同变负荷幅度下的热应力、离心切向应力进行计算,代入公式(3)得到转子的总应力及总应变幅。选择锅炉转子所用材料为 30Cr2MoV 钢,根据其总应变幅与转子致裂循环周次的关系,可计算得到机组寿命损耗率。已有论文做过相关研究,得到了火

降低,污染排放物中含硫量增加;机组燃油会增加氮氧化物、烟尘等污染物质的排放量,导致火电厂废气排污费增加;过量的污染物质排放将会违反火电厂大气污染物排放标准导致政府罚款。因此,环境附加成本为:

$$w_{ev}(P) = o_{coat} W_{pollute} + S_{punish}(P, o_{cost}) \quad (5)$$

式中: o_{coat} 为机组投油稳燃时的油耗量; $W_{pollute}$ 为单位燃油产生的废气排污费; S_{punish} 为污染物排放量超标时的罚款函数,与污染物排放量超标程度相关。

结合上文,本文提出一种分段表示的火电机组调峰成本计算函数。在 RPR 阶段,机组处于基调峰,成本仅有燃煤成本构成。在 DPR 阶段,机组可安全调峰,但需考虑转子热应力过大导致的机械损耗成本。在 DPRO 阶段,火电机组需要投油助燃,则需考虑投油成本和投油产生的环境附加成本。火电机组调峰能耗成本函数如下:

燃煤也将因燃烧不充分产生更多的环境附加成本。此时火电机组的调峰成本可以表示为:

电机组的寿命损耗率,见附录表 A3,本文后续计算将采用此数据进行。300 MW、600 MW 机组单位造价成本分别为 4 394 元/kW、3 646 元/kW。火电厂实际运行损耗系数在不投油深度调峰阶段取 1.2,投油深度调峰阶段取 1.5。按以上数据根据式(4)可得机组损耗成本,详见表 A4、A5。

不同容量的火电机组助燃所需要的投油量是不同的,本文中 300 MW 机组的锅炉投油量为 3 t/h,600 MW 机组的锅炉投油量为 4.8 t/h。所投燃油选择柴油,其价格为 6 130 元/t。将数据代入式(1)中可得到燃油成本。

环境附加成本中有两部分。第一部分是燃油排污成本,在投油助燃时会产生废气,政府规定的排污费为 25.22 元/t。第二部是政府的罚款,根据锅炉的排放物检测,当 300 MW 机组的烟尘排放超标 15%

时,600 MW 机组二氧化碳排放超标 10% 以及氮氧化物排放超标 12% 时,罚款金额设定为烟尘超标罚款 2 400 元/(mg/m³),氮氧化物超标罚款 842 元/(mg/m³),二氧化硫超标罚款 667 元/(mg/m³)。因此 300 MW 机组罚款 10 800 元,600 MW 机组罚款 23 433 元^[14]。再代入公式(5)得到环境附加成本。

经过上文分析后,考虑燃煤成本,损耗成本,投油成本,污染成本,得到 300 MW 和 600 MW 机组深度调峰能耗成本计算结果。如图 3 和图 4。

对于 300 MW 机组而言,当调峰深度从 55% 增加到 40% 时,机组能耗成本增加了 14 153.17 元,单位容量平均成本增加了 314 515 元/kW·h;当调峰深度从 40% 增加到 20% 时,机组能耗成本增加了 42 916.87 元,单位容量平均成本又增加了 715 300 元/kW·h。

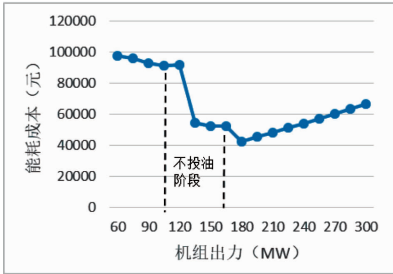


图 3 300 MW 机组深度调峰能耗成本曲线

Fig. 3 Energy consumption cost curve of deep peak regulation for 300 MW units

$$\min F = \min \sum_{t=1}^T U_{i,t} \left\{ \sum_{i=1}^N C(P_{i,t}) + \sum_{i \in S} \{ U_{i,t} [1 - U_{i,t-1}] S_{iup} + U_{i,t-1} [1 - U_{i,t}] S_{idown} \} - S_{com} \right\} \quad (8)$$

式中: F 为系统成本; T 是调度时间; N 为机组个数; $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的出力; $C(P_{i,t})$ 为火电机组调峰成本,见式(6); S 表示启停调峰的机组集合; $U_{i,t}$ 表示机组 i 在 t 时刻的状态, $U_{i,t} = 1$ 表示运行状态, $U_{i,t} = 0$ 表示停运状态; S_{iup} 表示火电机组的启动成本; S_{idown} 表示火电机组的停运成本; S_{com} 为深度调峰补偿费用。

2.2 约束条件

2.2.1 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N U_{i,t} P_{i,t} + P_{h,t} = P_t + P_c \quad (9)$$

2.2.2 机组功率约束

对于常规调峰机组:

$$U_{i,t} P_{imin} \leq P_{i,t} \leq U_{i,t} P_{imax} \quad (10)$$

对于深度调峰机组:

$$P_{imin} \leq P_{i,t} \leq P_{imax} \quad (11)$$

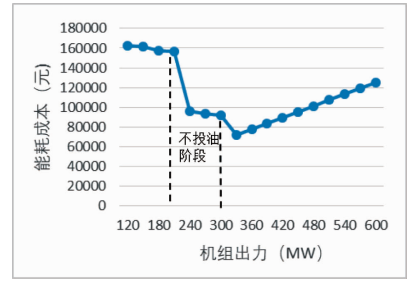


图 4 600 MW 机组深度调峰能耗成本曲线

Fig. 4 Energy consumption cost curve of deep peak regulation for 600 MW units

对于 600 MW 机组而言,当调峰深度从 50% 增加到 40% 时,机组能耗成本增加了 24 392.03 元,单位容量平均成本增加了 406 500 元/kW·h;当调峰深度从 40% 增加到 20% 时,机组能耗成本增加了元,单位容量平均成本又增加了 554 500 元/kW·h。

2 多级深度调峰的调度模型

2.1 目标函数

借鉴常规经济调度思想,在满足负荷及系统运行约束的前提下,所有火电机组均参与基本调峰,考虑部分机组的深度调峰能力,合理分配火电机组出力,使调度时段内火电机组总发电成本最小。系统的成本函数:

2.2.3 最小启停时间约束

$$\begin{cases} (U_{i,t-1} - U_{i,t})(T_{i,t-1}^{on} - T_{ion}) \geq 0 \\ (U_{i,t} - U_{i,t-1})(T_{i,t-1}^{off} - T_{ioff}) \geq 0 \end{cases} \quad (12)$$

2.2.4 机组爬坡率约束

$$U_{i,t-1} P_{i,t-1} - \alpha_{idown} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{iup} + U_{i,t-1} P_{i,t-1} \quad (13)$$

2.2.5 水电上网电量约束

$$0 \leq P_{h,t} \leq P_{h,t}^* \quad (14)$$

2.2.6 联络线功率约束

$$-P_{cmax} \leq P_c \leq P_{cmax} \quad (15)$$

式中: P_t 为用电负荷; P_c 为联络线功率; P_{imin} , P_{imax} 为分别为火电机组最小技术出力和最大技术出力; α_{iup} 为机组 i 的向上爬坡率; α_{idown} 为机组 i 的向下爬坡率; T_{ion} 为机组 i 最小连续运行时间; T_{ioff} 为机组 i 最小连续停机时间; $T_{i,t-1}^n$ 为机组 i 在 t 时刻连续运

行的时间; $T_{i,t-1}^{\text{off}}$ 为机组 i 在 t 时刻连续停机的时间, $P_{h,t}$ 为水电出力, $P_{h,t}^*$ 为水电出力预测值, P_{cmax} 为联络线的最大输送功率。

2.3 模型求解方法

基于分级深度调峰的电力系统经济调度一个混合整数非线性规划问题,是规划问题中最为复杂的一类。常规的火电机组调峰成本,一般用连续的二次函数表示,本文中的火电机组调峰成本函数是一个不连续的分段函数,因而在求解过程中需要对火电机组调峰成本函数进行线性化处理;同时考虑调峰成本函数在 P_a 处不连续的情况,将混合整数非线性规划问题转化为混合整数线性规划问题^[15-16]。本文采用分支定界算法,应用商业软件 GAMS 对调度模型进行求解。

3 火电机组调峰的仿真分析

3.1 算例系统

本节采用标准 10 机系统进行仿真,算例中火电机组装机容量见附录表 B1,典型日负荷预测曲线、水电功率出力预测曲线见图 5、图 6。这里忽略算例系统中机组实际调峰能力,参照我国现有火电机组的调峰要求,设定为基本调峰深度为 50%,不投油调峰深度为 60%,投油极限调峰深度为 70%。补偿参照《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则(2017 版)》广西深度调峰补偿标准。

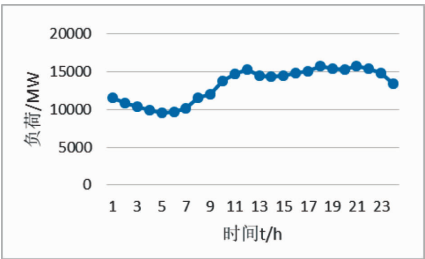


图 5 日负荷预测曲线

Fig. 5 Forecasting curve of daily load

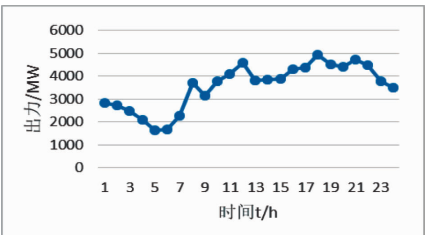


图 6 水电机组出力曲线

Fig. 6 Output curve of hydropower units

3.2 火电机组深度调峰的效益分析

国内电网中不同地区的各级调度关于调峰深度

的基本标准是不统一的,本文综合考虑各地情况选取了调峰深度为 50%、60%、70% 三种场景。其中 50% 是基本调峰界限,60% 是投油调峰界限。仿真计算对应的机组组合结果,50% (RPR)、60% (DPR)、70% (DPRO) 三种场景下的机组经济指标如下表所示。

表 三种场景下的机组经济指标

Tab. Economic indicators of unit under three scenarios			
调峰深度	50%	60%	70%
总成本	7192872	7299064	7960129
煤耗成本	7192872	7504511	7444562
损耗成本	0	364	472
投油成本	0	0	882720
调峰补偿	0	205811	367625

由表 1 结果可知,在深度调峰时,燃煤成本大大提高,而提供的调峰补偿相对太少。随着调峰深度加深,虽然调峰补偿有所增加,但由于损耗成本、投油成本的存在,机组深度调峰总成本依然呈递增趋势。鉴于目前广西深度调峰补偿标准较低,不足以弥补机组深度调峰所需支出的能耗成本,因此燃煤火电机组参与深度调峰积极性普遍不高。

3.3 不同补偿下火电机组深度调峰的效益对比

在 3.2 所设置的深度调峰补偿力度下,很多机组投油调峰处于严重亏损状态,这与广西火电机组参与调峰的现实情况相符合。本文以调峰深度 65% 场景为例,通过设置不同的调峰补偿水平来探究火电机组在深度调峰时所采取的投油策略。

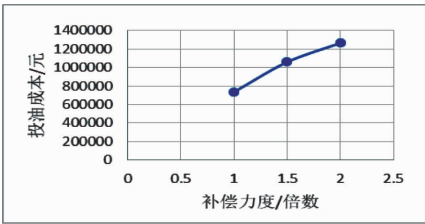


图 7 不同补偿力度下的机组投油成本

Fig. 7 Units oil injection cost under different compensation dynamics

4 结论

本文基于火电机组的运行特性和能耗特性,建立火电机组的成本分析模型。通过火电机组的调峰特性和相关参数建立了火电机组多级调峰的经济调

度模型。并对提出的两个模型进行了算例分析,得到了以下的结论。

(1)成本分析的结果表明,当不计燃煤火电机深度调峰机会成本时,600 MW 机组在投油深调阶段增加的单位容量平均成本比 300 MW 机组少;在不投油调峰阶段,300 MW 机组深调增加的单位容量平均成本较少;因此,考虑系统运行经济性,在不投油调峰阶段,应优先调用容量小的机组进行深度调峰,在投油深度调峰阶段适宜调用容量较大的机组进行深度调峰。

(2)在深度调峰时,按现有的调峰补偿制度难以满足火电厂的调峰成本,其调峰成本主要在于燃煤成本的大幅提升。故在火电机组参与深度调峰辅助服务时,对于可再生能源发电厂更为有利,火电厂承受较大经济负担。

(3)火电机组在深度调峰时的油耗成本相对较高,在补偿力度有限时,投油调峰意愿低,即使在 2 倍补偿力度下,多数机组仍处于亏损状态。因此,为充分调动火电机组参与深度调峰的积极性,建议广西引入调峰市场以保障火电机组合理收益。

参考文献:

- [1] 申建建,程春田,曹瑞,等. 大规模水电消纳和调峰调度关键问题及研究进展[J]. 电力系统自动化,2018,42(11):174-183.
SHEN Jianjian, CHENG Chuntian, CAO Rui, et al. Key issues and development in large-scale hydropower absorption and peak regulation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(11):174-183.
- [2] 白宏坤,周脉玉,尹硕,等. 基于大比例新能源输电的受端电网调峰费用测算及补偿机制[J]. 中国电力,2016,49(08):121-125.
BAI Hongkun, ZHOU Maiyu, YIN Shuo, et al. Estimation of receiving-end grid power peaking cost and compensation mechanism based on large-proportion renewable energy transmission[J]. Electric Power, 2016, 49(08):121-125.
- [3] 章良利,李敏,周晓蒙,等. 深度调峰下燃煤机组运行方式对能耗的影响[J]. 中国电力,2017,50(07):85-89.
ZHANG Liangli, LI Min, ZHOU Xiaomeng, et al. Impact of the running modes of coal-fired units on energy consumption in in-depth peak load cycling[J]. Electric Power, 2017, 50(07):85-89.
- [4] 王玉萍,刘磊,李小璐,等. 调峰辅助服务费用分摊机制[J]. 广东电力,2019,32(02):1-7.
WANG Yuping, LIU Lei, LI Xiaolu, et al. Allocation mechanism of peak load regulation auxiliary service cost[J]. Guangdong Electric Power, 2019, 32(02):1-7.
- [5] 吴滇宁,卢佳,李刚,等. 清洁能源占比高的电力市场环境下火电辅助服务补偿方法[J]. 南方电网技术,2018,12(12):78-85.
WU Dianyuan, LU Jia, LI Gang, et al. Compensation method of thermal auxiliary service under electricity market environment with high proportion of clean energy[J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(12):78-85.
- [6] 何永秀,陈倩,费云志,等. 国外典型辅助服务市场产品研究及对中国的启示[J]. 电网技术,2018,42(09):2915-2922.
HE Yongxiu, CHEN Qian, FEI Yunzhi, et al. Typical foreign ancillary service market products and enlightenment to China[J]. Power System Technology, 2018, 42(09):2915-2922.
- [7] 陈晔,陈雨果,刘文涛,等. 南方(以广东起步)电力辅助服务市场发展展望[J]. 南方电网技术,2018,12(12):55-63.
CHEN Ye, CHEN Yuguo, LIU Wentao, et al. Prospect for the development of power ancillary service market in southern China (starting from Guangdong)[J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(12):55-63.
- [8] 姚刚. 考虑新能源波动性的调峰辅助服务成本定价研究[J]. 电力大数据,2019,22(07):76-81.
YAO Gang. Research on the peak load adjustment auxiliary service cost pricing of the new energy volatility[J]. Power Systems and Big Data, 2019, 22(07):76-81.
- [9] 李旭东,艾欣,胡俊杰,等. 计及碳交易机制的核-火-虚拟电厂三阶段联合调峰策略研究[J]. 电网技术,2019,43(07):2460-2468.
LI Xudong, AI Xin, HU Junjie, et al. Three-stage combined peak regulation strategy for nuclear-thermal-virtual power plant considering carbon trading mechanism[J]. Power System Technology, 2019, 43(07):2460-2468.
- [10] 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(04):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(04):9-15+78.
- [11] MA O, ALKADI N, CAPPERS P. Demand response for ancillary services[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 04(04):1988-1995.
- [12] KOTSAMPOPOULOS P C, LEHFUSS F, LAUSS G F, et al. The limitations of digital simulation and the advantages of PHIL testing in studying distributed generation provision of ancillary services[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2015, 62(09):5502-5515.
- [13] 董超,张彦涛,刘嘉宁,等. 考虑火电机组深度调峰的实时发电计划模型及应用[J]. 电力自动化设备,2019,39(03):108-113.
DONG Chao, ZHANG Yantao, LIU Jianing, et al. Real-time generation scheduling model and its application considering deep

peak regulation of thermal power units [J] . Electric Power Automation Equipment,2019,39(03):108-113.

[14] 刘艇安,魏长宏,侯宝刚,等. 电力系统调峰对火电厂脱硫系统水平衡影响的研究[J] . 东北电力技术,2019(05):56-58+62.

LIU Tingan, WEI Changhong, HOU Baogang, et al. Reaserch on influence of peak-load on water balance of desulfurization system in power plant [J] . Northeast Electric Power Technology, 2019(05):56-58+62.

[15] 邵尤国,赵洁,刘涤尘,等. 考虑核电调峰的风电-核电协调优化调度[J] . 中国电机工程学报,2019,39(04):1018-1028.

SHAO Youguo, ZHAO Jie, LIU Diuchen, et al. Coordinated optimal dispatch of wind-nuclear power considering peak load shaving of nuclear power plant [J] . Proceeding of the CSEE,

2019,39(04):1018-1028.

[16] VALLEE F, BRUNIEAU G, PIRLOT M, et al. Optimal wind clustering methodology for adequacy evaluation in system generation studies using nonsequential MONTE Carlo simulation [J] . IEEE Transactions on Power Systems,2011,26(04):2173-2184.

收稿日期:2019-09-14

作者简介:



祁 乐(1987),男,硕士,工程师,主要从事发电调度考核管理、电力市场等工作。

(本文责任编辑:范 斌)

Cost and benefit analysis of peak regulation auxiliary services
for coal-fired thermal power units

QI Le¹, CHEN Biao¹, JIANG Ping¹, ZHAO Ran², GAO Xiaojing²

(1. Guangxi Power Dispatching Control Center of Guangxi Power Grid Co., Ltd., Nanning 530023 Guangxi, China;
2, Beijing Tsintergy Technology Co., Ltd., Beijing100084, China)

Abstract: During the flood season in Guangxi, the contradiction between water and electricity consumption and peak shaving in low valleys is prominent. in order to avoid abandoning water, it is necessary to fully exploit the potential of deep peak regulation of coal-fired thermal power units. The coal-fired thermal power unit provides multi-stage peak shaving process for peak shaving auxiliary services, and reasonable compensation for covering peak shaving costs should be considered. Aiming at this problem, this paper firstly studies the multi-stage peak regulation process and principle of coal-fired thermal power unit, and then comprehensively analyzes the peak regulation cost of coal-fired thermal power unit from the aspects of coal consumption cost, fuel consumption cost, loss cost, environmental cost, etc., and gives the mathematical model of the peak regulation cost of coal-fired thermal power unit and analyzes the calculation example. On this basis, a scheduling model of multi-stage peak regulation for coal-fired thermal power units is proposed, and the economic benefits of thermal power units participating in peak regulation auxiliary services and different compensation levels are simulated and analyzed. The standard 10-machine system is adopted for the calculation example, and the scheduling model is solved by commercial software GAMS. The effectiveness of the proposed peak regulation cost model and multi-stage peak regulation model is verified by simulation.

Key words: thermal power units; deep peak regulation; price compensation; cost analysis; benefit analysis