

文章编号:0254-0096(2018)12-3519-09

基于期望后悔度的旋转备用多目标优化研究

江新琴^{1,2}, 江岳文^{1,2}

(1. 福州大学电气工程与自动化学院, 福州 350108; 2. 福建省电器智能化工程技术研究中心, 福州 350108)

摘 要: 考虑系统运行成本、旋转备用容量成本和能量成本,以及失负荷惩罚和弃风惩罚,并融入分时电价,提出一种期望后悔度度量指标,建立以系统总成本最小和惩罚费用最小为目标的双层优化模型,并对多目标量子粒子群算法进行改进。外层采用改进的多目标量子粒子群优化算法求解上、下旋转备用容量,内层采用优先顺序法求解机组组合和旋转备用的经济分配。从而得到成本期望后悔度-惩罚期望后悔度的 Pareto 前沿,并分析分时电价和权重系数对系统总成本和惩罚费用的影响。最后,通过算例验证所提优化模型和算法的有效性。

关键词: 旋转备用; 风电; 期望后悔度; 分时电价; 多目标量子粒子群

中图分类号: TM614

文献标识码: A

0 引 言

系统通过预留一定的旋转备用来保证电网安全稳定运行,而大规模的风电并网,增大了电网维持供需平衡的难度^[1-3],加剧了旋转备用配置面临的可靠性和经济性问题。

风电并网后旋转备用优化的研究取得了诸多成果。文献[4]考虑机组组合,建立成本最小的备用模型,但未考虑失负荷和弃风损失。文献[5,6]考虑弃风和失负荷损失,建立计及旋转备用风险的多目标模型,但未考虑机组组合。文献[7]考虑了机组组合、失负荷和弃风损失,但未考虑备用的能量成本,且建立成本和损失最小的单目标模型可能导致成本费用在目标中起完全导向作用,不利于旋转备用的最优配置。

此外,分时电价(time-of-use, TOU)的实施影响旋转备用的制定。文献[8]建立计及 TOU 的备用模型,分析 TOU 对备用的影响。文献[9]以唐山市实际数据为例,说明实施 TOU 有利于电网的经济运行和资源的合理配置。

针对上述问题,考虑机组组合、旋转备用容量成本和能量成本、失负荷和弃风惩罚诸要素后,本

文提出一种期望后悔度度量指标,建立以系统总成本最小和惩罚费用最小为目标的双层优化模型,并改进多目标量子粒子群算法(multi-objective quantum particle swarm optimization, MOQPSO)。通过所建模型对总成本和惩罚费用进行研究,以实现总成本和惩罚费用的统筹管理,保证系统的可靠性和经济性。

1 分时电价和不确定性模型

1.1 分时电价对负荷的影响

基于消费者心理学原理,通过研究得到各时段负荷转移后的负荷曲线为^[10]:

$$L_t = \begin{cases} L_{t0} + \lambda_{pv} \bar{L}_p + \lambda_{fv} \bar{L}_f, t \in T_v \\ L_{t0} + \lambda_{pf} \bar{L}_p - \lambda_{fv} \bar{L}_f, t \in T_f \\ L_{t0} - \lambda_{pv} \bar{L}_p - \lambda_{pf} \bar{L}_p, t \in T_p \end{cases} \quad (1)$$

式中, λ_{pf} 、 λ_{fv} 、 λ_{pv} ——峰时段到平时段、平时段到谷时段和峰时段到谷时段的负荷转移率; T_p 、 T_f 、 T_v ——峰、平、谷 3 个时段; L_{t0} 、 L_t —— t 时段实施分时电价前后的负荷预测值; \bar{L}_p 、 \bar{L}_f ——实施分时电价前峰时段、平时段的平均负荷。

根据 TOU 的制定方法^[11],并在特定拉开比 ω 下

收稿日期: 2018-01-08

基金项目: 国家自然科学基金(51707040)

通信作者: 江新琴(1972—), 女, 硕士、讲师, 主要从事电力系统优化运行与电力市场、新能源发电技术、风电并网运行技术等方面的研究。jxq@fzu.edu.cn

根据式(1)得到分时电价下的负荷曲线。

1.2 风电出力不确定性模型

风速预测偏差 Δv 通常采用正态分布描述:

$$f(\Delta v) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_v} \exp\left[-\frac{(\Delta v)^2}{2\sigma_v^2}\right] \quad (2)$$

式中, σ_v ——风速预测偏差的标准差, $\sigma_v = \gamma \cdot v_f$; γ ——风速预测偏差占预测风速 v_f 的百分比。

风电出力与风速之间的函数关系式表示为:

$$P_{wo} = \begin{cases} 0, & 0 \leq v < v_{in} \text{ 或 } v > v_{out} \\ \frac{P_n v_{in}^3}{v_{in}^3 - v_r^3} + \frac{P_n v^3}{v_r^3 - v_{in}^3}, & v_{in} \leq v < v_r \\ P_n, & v_r \leq v < v_{out} \end{cases} \quad (3)$$

$$P_w = N_w P_{wo} \quad (4)$$

式中, v_{in} 、 v_r 、 v_{out} ——切入、额定和切出风速; P_{wo} 、 P_w ——每台风力机组的输出功率和额定功率; P_n 、 N_w ——风电场的输出功率和风电场内风电机组数量。

1.3 负荷不确定性模型

负荷预测偏差 ΔP_L 的正态分布概率模型为:

$$f(\Delta P_L) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_L} \exp\left(-\frac{\Delta P_L^2}{2\sigma_L^2}\right) \quad (5)$$

式中, σ_L ——负荷预测偏差的标准差, $\sigma_L = \eta \cdot P_{Lf}$; η ——负荷预测偏差与负荷预测功率 P_{Lf} 的占比。

2 旋转备用多目标优化模型

由于各种不确定性因素的存在,系统通过预留旋转备用以应对负荷功率和风电出力的波动,从而保证系统的可靠性要求,降低系统因旋转备用不足而造成的失负荷惩罚和弃风惩罚。但一方面,若上旋转备用不足将导致供电不足而被迫切除部分负荷,系统将因供电不足而承担失负荷惩罚;另一方面,若下旋转备用不足将导致部分风电无法消纳而弃风,系统将因风电资源的浪费而承担弃风惩罚。而过多的旋转备用不利于系统的经济性,过少的旋转备用不利于系统的可靠性,因此,需同时对系统的经济性和可靠性进行协调优化。此外,分时电价的实施有利于系统更合理、更经济地进行调度和制定旋转备用计划,所以本文将分时电价融入到目标函数中。

综上所述,本文综合考虑机组组合、旋转备用容量成本和能量成本,以及失负荷惩罚和弃风惩罚,建立以总成本最小和惩罚费用最小的旋转备用

多目标优化模型。

2.1 目标函数

目标一:假设风电短期内发电成本为零,考虑常规机组的运行费用、旋转备用的容量费用和能量费用,建立以系统运行成本和旋转备用成本最小为目标的成本模型。

系统总成本 F_{cost} 为:

$$F_{cost} = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^{N_g} [(a_i P_{G,i,t}^2 + b_i P_{G,i,t} + c_i) I_{i,t} + S_{i,t} I_{i,t} (1 - I_{i,t-1})] + C_{SR,t} \right\} \quad (6)$$

式中, T ——日前旋转备用计划周期, $T=24$ h, 以 1 h 为间隔; N_g ——常规机组数量; a_i 、 b_i 、 c_i ——机组 i 的运行成本系数; $P_{G,i,t}$ ——机组 i 在 t 时段的输出功率; $I_{i,t}$ ——机组 i 在 t 时段的启停状态, $I_{i,t}=0$ 和 $I_{i,t}=1$ 分别表示机组 i 在 t 时段处于停机和开机状态; $S_{i,t}$ ——机组 i 在 t 时段的启动成本,包括热启动成本和冷启动成本。

其中, $C_{SR,t}$ 为系统在 t 时段的旋转备用成本,包括上、下旋转备用的容量成本和实际旋转备用容量被调用的能量成本,即:

$$C_{SR,t} = r_{u,t} R_{u,t} + h_{u,t} H_{u,t} + r_{d,t} R_{d,t} + h_{d,t} H_{d,t} \quad (7)$$

式中, $r_{u,t}$ 、 $h_{u,t}$ ——在 t 时段上旋转备用的容量价格、能量价格; $r_{d,t}$ 、 $h_{d,t}$ ——在 t 时段下旋转备用的容量价格、能量价格; $R_{u,t}$ 、 $R_{d,t}$ ——上、下旋转备用的备用容量; $H_{u,t}$ 、 $H_{d,t}$ ——实际上、下旋转备用容量的调用量。

目标二:为降低系统的失负荷和促进风电消纳,对系统因旋转备用不足而造成的失负荷和弃风进行惩罚,建立以失负荷惩罚和弃风惩罚最小为目标的惩罚费用模型。

惩罚费用 F_{penal} 为:

$$F_{penal} = \sum_{t=1}^T \{ q_L \max(R_{u,need,t} - R_{u,t}, 0) + q_W \max(R_{d,need,t} - R_{d,t}, 0) \} \quad (8)$$

式中, q_L 、 $R_{u,need,t}$ ——单位失负荷惩罚系数、在 t 时段的实际上旋转备用容量需求量; q_W 、 $R_{d,need,t}$ ——单位弃风惩罚系数、在 t 时段的实际下旋转备用容量需求量。

2.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{G,i,t} + P_{wf,t} = P_{Lf,t} \quad (9)$$

式中, $P_{lf,t}$ 、 $P_{wf,t}$ ——在 t 时段的负荷功率预测值、风电出力预测值。

2) 机组出力约束

$$P_{G,i,t}^{\min} \leq P_{G,i,t} \leq P_{G,i,t}^{\max} \quad (10)$$

式中, $P_{G,i}^{\min}$ 、 $P_{G,i}^{\max}$ ——机组 i 的最小、最大出力。

3) 最小启停时间约束

$$\begin{cases} (I_{i,t-1} - I_{i,t})(T_{i,t-1,\text{on}} - T_{i,\text{on}}) \geq 0 \\ (I_{i,t} - I_{i,t-1})(T_{i,t-1,\text{off}} - T_{i,\text{off}}) \geq 0 \end{cases} \quad (11)$$

式中, $T_{i,\text{on}}$ 、 $T_{i,\text{off}}$ ——机组 i 的最小连续运行和停机时间; $T_{i,t-1,\text{on}}$ 、 $T_{i,t-1,\text{off}}$ ——机组 i 在上一时段的累计连续开机和停机时间。

4) 爬坡约束

$$\begin{cases} P_{G,i,t-1} - P_{G,i,t} \leq P_i^{\text{up}} \\ P_{G,i,t} - P_{G,i,t-1} \leq P_i^{\text{down}} \end{cases} \quad (12)$$

式中, P_i^{up} 、 P_i^{down} ——机组 i 的上、下爬坡率。

5) 上、下旋转备用机会约束

$$\begin{cases} I_{i,t} P_{G,i,t} + R_{u,i,t} \leq I_{i,t} P_{G,i}^{\max} \\ I_{i,t} P_{G,i,t} - R_{d,i,t} \geq I_{i,t} P_{G,i}^{\min} \end{cases} \quad (13)$$

式中, $R_{u,i,t}$ 、 $R_{d,i,t}$ ——机组 i 在 t 时段提供的上、下旋转备用容量。

旋转备用容量配置须满足一定概率的负荷和风电出力波动,以保证系统的可靠性,即:

$$\begin{aligned} \Pr\{R_{u,t} \geq \Delta P_{L,t} - \Delta P_{w,t}\} &\geq \xi \\ \Pr\{R_{d,t} \geq \Delta P_{w,t} - \Delta P_{L,t}\} &\geq \delta \end{aligned} \quad (14)$$

式中, $\Delta P_{L,t}$ ——在 t 时段实际负荷功率与负荷预测功率的偏差; $\Delta P_{w,t}$ ——在 t 时段实际风电出力与风电预测出力的偏差。可靠性水平 ξ 、 δ 分别为日前市场的失负荷概率、弃风概率的上限值。

6) 风电场最大有功出力约束

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_w^{\max} \quad (15)$$

式中, $P_{w,t}$ 、 P_w^{\max} ——在 t 时段风电场的实际有功出力 and 最大有功输出。

3 基于期望后悔度的旋转备用多目标优化模型

不确定性和预测偏差的存在使旋转备用的能量成本、失负荷和弃风功率很难精确估算。本文根据后悔度的定义,提出一种期望后悔度度量指标,表征后悔度的期望值。

后悔度是指在不确定性变量取某个定值时,一组给定决策向量下的目标值与该情况下(不确定性

变量取某个定值)最优目标值的差值^[12,13],表示当前决策产生的结果相对实际最优决策产生的结果的后悔程度。对于不确定性变量的所有取值,可以得到一组给定决策向量下的全部后悔度,求得全部后悔度的期望值称为期望后悔度。期望后悔度模型以最小期望后悔度为目标,采用内外两层优化:内层求取期望后悔度以兼顾系统的可靠性和经济性,外层求取期望后悔度的最小值使目标函数值最优。

含风电电力系统中,负荷功率和风电出力具有不确定性,通过优化上、下旋转备用和各机组出力,考虑不确定性因素可能发生的各种情况和发生的概率,使期望运行费用最低,以及期望失负荷惩罚和弃风惩罚最低。

因此,建立基于期望后悔度的旋转备用多目标优化模型为:

$$\begin{cases} \min\{E[F_{\text{cost}}(R_u, R_d, P_L, P_w) - F_{\text{cost}}(R_u^*, R_d^*, P_L, P_w)]\} \\ \min\{E[F_{\text{penal}}(R_u, R_d, P_L, P_w) - F_{\text{penal}}(R_u^*, R_d^*, P_L, P_w)]\} \end{cases} \quad (16)$$

式中, R_u^* 、 R_d^* ——不确定变量为某一给定值时最优旋转备用方案中的上、下旋转备用向量; P_L 、 P_w ——各时段的实际负荷功率向量、风电出力向量; $F_{\text{cost}}(R_u, R_d, P_L, P_w)$ 、 $F_{\text{penal}}(R_u, R_d, P_L, P_w)$ —— R_u 、 R_d 、 P_L 、 P_w 下的系统总成本、惩罚费用; $F_{\text{cost}}(R_u^*, R_d^*, P_L, P_w)$ 、 $F_{\text{penal}}(R_u^*, R_d^*, P_L, P_w)$ —— R_u^* 、 R_d^* 、 P_L 、 P_w 下的系统总成本、惩罚费用。

4 多目标双层优化模型求解方法

针对上述多目标模型,并结合期望后悔度内外层决策变量的特点,外层采用本文改进的 MOQPSO 算法求解系统上、下旋转备用容量,内层采用优先顺序法求解机组组合、各机组出力以及旋转备用的经济分配。

多目标模型优化得到一组最优非劣解,根据模糊集理论进行归一化处理后求取满意度最大的解作为最终折中解^[14]。

4.1 基于纵横交叉的改进 MOQPSO 算法

针对多目标优化问题的计算难点和求解需求,对量子粒子群算法的位移公式进行改进,并引入纵横交叉算法,提出一种基于纵横交叉的改进 MOQPSO 算法,以促进种群内的信息交流,提高粒子的多样性,增强算法的收敛能力。

量子粒子群位移公式中的 $\ln(1/\text{rand}(1,1))$ 项搜索空间较小,不利于多目标粒子的全局搜索。因此,将其用均匀分布 $\text{rand}(1,1)$ 代替,使粒子可以在整个空间中搜索,提高算法的全局搜索能力。所以,改进后的量子粒子群位移公式为:

$$x_i(n+1) = pp_i(n) \pm \alpha |mb(n) - x_i(n)| \text{rand}(1,1) \quad (17)$$

$$pp_i(n) = h \cdot pb_i(n) + (1-h) \bar{pb}_i(n)$$

式中, mb ——个体最优位置的均值; α ——收缩因子; h —— $[0,1]$ 之间服从均匀分布的随机数; pb_i, \bar{pb}_i ——第 i 个粒子的个体最优位置、历史最优位置。

纵横交叉的寻优过程包括横向交叉和纵向交叉^[15],横向交叉指 2 个不同粒子所有维之间进行的算术交叉,纵向交叉指所有粒子不同维度之间的算术交叉,公式如式(18)、式(19)所示:

$$MH_i = r_1 pb_i + (1-r_1) pb_j + l_1 (pb_i - pb_j) \quad (18)$$

$$MH_j = r_2 pb_j + (1-r_2) pb_i + l_2 (pb_j - pb_i)$$

$$MV_k = r_3 pb_{k1} + (1-r_3) pb_{k2} \quad (19)$$

式中, r_1, r_2, r_3 —— $[0,1]$ 之间服从均匀分布的随机数; l_1, l_2 —— $[-1,1]$ 之间服从均匀分布的扩展系数; MH_i, MH_j ——横向交叉产生的中庸解; MV_k 为纵向交叉产生的中庸解; pb_i, pb_j ——第 i 、第 j 个个体的最优粒子的所有维; pb_{k1}, pb_{k2} ——第 k_1 、第 k_2 维的所有个体最优粒子。

4.2 求解流程

采用本文改进 MOQPSO 算法求解旋转备用多目标双层优化模型的流程如图 1 所示。

5 算例计算与分析

采用 10 机系统的数据为例进行分析^[7]。风电场以 50 台风电机组为例, v_{in}, v_r, v_{out} 分别为 4、12、20 m/s, 额定功率 P_w 为 2 MW, 风电出力预测值和负荷预测数据如图 2 所示。采用蒙特卡洛算法模拟第 2 天的实际风速预测偏差和负荷预测偏差。假设上、下旋转备用的价格一样, 各时段旋转备用容量价格和能量价格见文献[8]。峰时段: 08:00~12:00、18:00~22:00, 平时段: 12:00~18:00、22:00~24:00, 谷时段: 24:00~08:00。系统总成本和惩罚费用的权重系数分别取 0.6 和 0.4。目标函数中各参数取值为: $q_L = 160$ \$/MW, $q_w = 180$ \$/MW, $\gamma = 3\%$, $\eta = 10\%$ ^[6], $\xi = \delta = 0.9$ 。

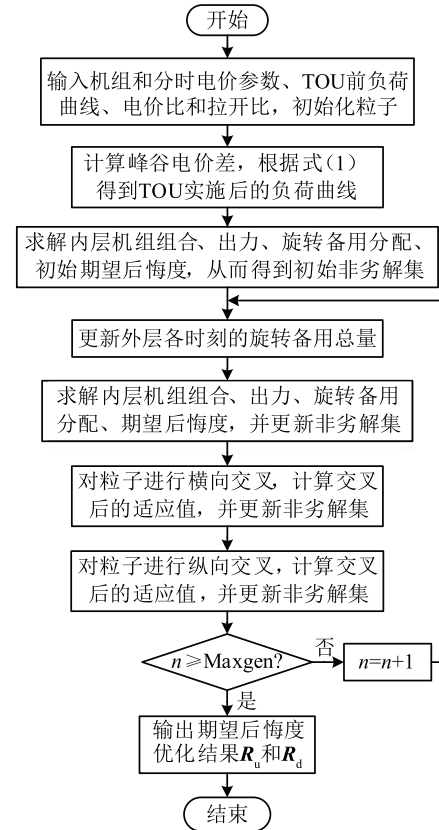


图1 旋转备用多目标双层优化流程图

Fig. 1 Flowchart of multi-objective bilevel optimization for spinning reserve

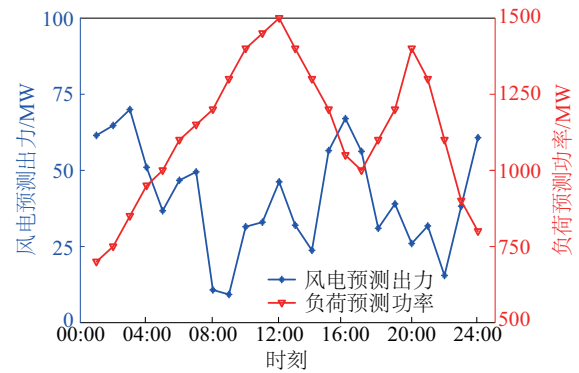


图2 负荷预测和风电预测曲线

Fig. 2 Load and wind power prediction

5.1 算法和模型对比

在不考虑 TOU 的情况下, 将本文改进算法与 MOQPSO 算法进行对比分析, 如图 3 所示。

从图 3 中可看出, 改进算法得到非劣解集的范围更大, 且相同成本期望后悔度的情况下, 改进算法的惩罚期望后悔度更小。非劣解归一化后取满

意度最大的解为该多目标模型的折中解,所以非劣解前沿越好得到的折中解也越好。综上所述,本文改进 MOQPSO 算法具有更强的收敛性能和全局搜索能力,得到的旋转备用计划更优。

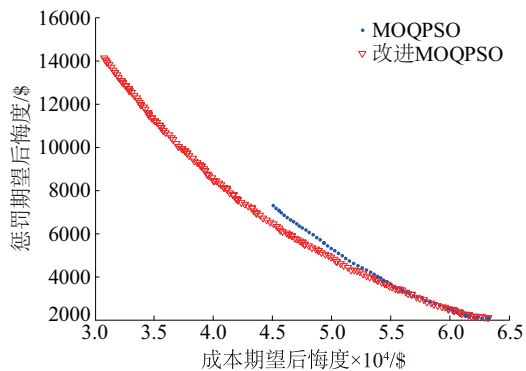


图3 最优Pareto有效前沿
Fig. 3 Pareto-optimal efficient frontier

同时,从图3中可看出,惩罚期望后悔度随着成本期望后悔度的增加而减小,即投入的总成本越大造成的惩罚费用越小,表明了总成本与惩罚费用之间相互依存的关系,与实际情况相符。

采用多时间尺度方法和本文方法处理风电并网的10机系统优化结果如表1所示。

表1 10机系统优化结果性能比较		
Table 1 Quality comparison of the optimal solutions of the 10-unit system		
方案	文献[4]	本文
发电成本/\$	538710.0	532869.9

文献[4]先预留一定比例的旋转备用,再分3个时间尺度进行调整,但调整需要一定费用,为减少调整次数而增加预留的旋转备用,增加了发电成本。本文综合考虑系统的失负荷惩罚和弃风惩罚,并通过期望后悔度指标,求取期望后悔度最小下的旋转备用,有利于旋转备用的充分利用,提高系统的可靠性和经济性。

5.2 分时电价下的旋转备用优化

假设平时段价格为0.091 \$/kWh,峰谷分时电价比按5:1计算,拉开比按最小值计算^[11]。计算求得峰、谷时段的价格分别为0.138和0.028 \$/kWh,进而可得到TOU后的负荷曲线。

融入TOU前后的各成本和惩罚费用等优化结果如表2所示,机组启动台数对比如图4所示,各时段失负荷功率、弃风功率和上下旋转备用容量分别如图5、图6和表3所示。

表2 优化结果对比								
Table 2 Comparison of optimization result								
方式	总成本/\$	发电成本/\$	启动成本/\$	备用费用/\$	惩罚费用/\$	备用容量/MW	失负荷功率/MW	弃风功率/MW
无TOU	619767.1	532869.9	6350.0	80545.3	9799.8	2617.6	30.1	27.6
融入TOU	613962.9	527919.7	5090.0	80952.2	8090.9	2728.5	25.8	21.9

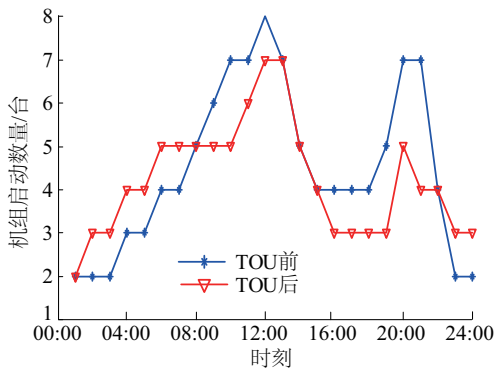


图4 机组启动数量
Fig. 4 Number of generation units in operation

结合表2和图4可看出,TOU的实施降低了系统总成本。因为TOU的实施使负荷预测曲线更加平稳,减少发电机组的启停次数,从而降低启动成

本。同时,TOU的实施起到削峰填谷的作用,使发电成本较高的机组在峰时段可不开机,部分负荷转移到平、谷时段发电成本较低的机组中,从而降低发电成本。

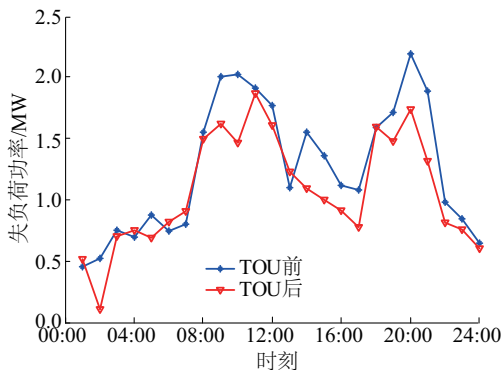


图5 失负荷功率对比
Fig. 5 Comparison of power loss

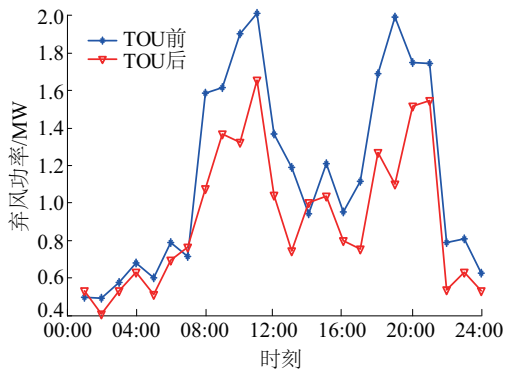


图6 弃风功率对比
Fig. 6 Comparison of wind loss

表3 旋转备用方案
Table 3 Spinning reserve scheme

时刻	无TOU		融入TOU	
	上备用	下备用	上备用	下备用
01:00	44.5	46.1	56.0	54.2
02:00	47.1	52.1	73.8	55.0
03:00	53.7	58.3	61.5	64.5
04:00	52.4	55.4	62.7	70.7
05:00	47.5	56.2	61.8	62.9
06:00	55.0	58.7	60.2	68.2
07:00	57.5	65.2	66.9	76.5
08:00	44.7	50.1	41.6	43.5
09:00	53.4	56.0	45.5	49.7
10:00	57.9	59.0	53.8	56.6
11:00	58.5	58.5	50.3	56.7
12:00	70.9	79.3	63.2	76.0
13:00	63.5	66.5	61.0	79.7
14:00	54.8	60.4	57.0	64.9
15:00	54.1	65.1	61.1	67.0
16:00	53.7	58.8	54.8	58.9
17:00	49.6	55.1	51.7	55.2
18:00	43.1	47.1	34.7	44.1
19:00	44.9	51.6	41.3	48.7
20:00	55.7	59.3	50.3	56.0
21:00	48.0	54.1	46.1	52.0
22:00	53.5	49.8	48.0	57.4
23:00	43.8	49.0	44.2	49.2
24:00	45.4	52.8	53.8	59.4

结合表 2、表 3 和图 5、图 6 可看出：

1)实施 TOU 后,系统在谷时段的负荷量增加,为了降低系统的失负荷功率和弃风功率,需要增加该时段的旋转备用容量;而峰时段在实施 TOU 后负荷量减少,为了节约成本可适当减少该时段的旋转备用容量。由于峰时段旋转备用的容量价格和能量价格较高,因此在相同旋转备用费用的情况下,实施 TOU 后可以购买更多的旋转备用容量。

2)为减小系统的失负荷惩罚和弃风惩罚,分时电价实施后的旋转备用容量有所增加,虽然使得系统的旋转备用成本略有增加,但降低了系统在各时段的失负荷功率和弃风功率,提高了系统的供电可靠性,有利于风电的消纳。

上旋转备用容量在各机组的经济分配如图 7 所示。旋转备用容量根据机组边际成本的大小进行分配,即优先安排边际成本较小且具有上调空间的机组作为旋转备用(备用 1),依次类推(备用 2)。下旋转备用容量的分配与上旋转备用的分配原则类似,此处不再赘述。

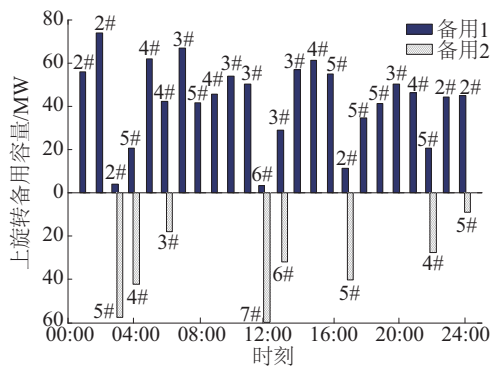


图7 上旋转备用容量分配
Fig. 7 Allocation of up spinning reserve capacity

5.3 权重系数对优化结果的影响

实施 TOU 的情况下,研究总成本和惩罚费用的权重系数对优化结果的影响,如表 4 所示。

表4 不同权重系数下的优化结果对比

Table 4 Comparison of optimization result in different weight coefficient

权重系数	总成本/\$	发电成本/\$	备用费用/\$	惩罚费用/\$	备用/MW	失负荷/MW	弃风/MW
(0.6,0.4)	613963	527920	80952	8091	2729	25.8	21.9
(0.5,0.5)	621977	527920	88967	4870	3105	15.5	13.3
(0.4,0.6)	629612	528519	96003	2964	3444	9.6	7.9

从表4中可看出：

1)上、下旋转备用容量越多,因旋转备用不足而造成的失负荷功率和弃风功率越小,从而降低系统的失负荷惩罚和弃风惩罚。但旋转备用容量的增加不仅增加系统的旋转备用费用,而且由于部分机组需预留一部分旋转备用容量,所以增加旋转备用容量后可能需要开启新的机组才能满足旋转备用要求,从而改变原有的机组组合,增加系统的发电成本和启动成本,使得系统总成本增加。

2)权重系数是决策者风险厌恶程度的标志,随着惩罚费用权值系数的增加,系统需购买更多的上、下旋转备用,以降低系统的惩罚费用,但同时增加了系统总成本。也就是说决策者越重视惩罚费用则投入的成本越多,以降低惩罚费用,即:投入成本越多风险越小。

6 结 论

针对大规模风电并网后的旋转备用优化问题,本文围绕运行成本、旋转备用成本、失负荷和弃风惩罚,主要的研究工作和结论为:

1)考虑上、下旋转备用的容量成本和能量成本以及因旋转备用不足而造成的失负荷惩罚和弃风惩罚,计及TOU对旋转备用的影响,建立系统总成本-惩罚费用多目标模型。更直观地描述总成本与惩罚费用之间的关系,为决策者制定旋转备用计划和日前经济调度提供参考。

2)提出一种期望后悔度量指标,充分考虑负荷功率和风电出力等不确定因素可能发生的各种情况及其发生的概率,兼顾系统的可靠性和经济性,使期望后悔度最小。

3)TOU实施后改变原有的旋转备用计划,有利于减少失负荷惩罚和弃风惩罚,同时降低系统的运行成本和启动成本。

4)对MOQPISO算法进行改进,通过算法对比表明改进算法具有更强的收敛性能和全局搜索能力。

[参考文献]

[1] 舒 隽,李春晓,苏济归,等.复杂预想场景下电力系统备用优化模型[J].中国电机工程学报,2012,32(10):105—110.

[1] Shu Jun, Li Chunxiao, Su Jigui, et al. Optimal reserve dispatch model considering complicated contingency scenarios[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(10): 105—110.

[2] 胡国伟,别朝红,王锡凡.考虑运行可靠性的含风电电力系统优化调度[J].电工技术学报,2013,28(5):58—65.

[2] Hu Guowei, Bie Chaohong, Wang Xifan. Optimal dispatch in wind integrated system considering operating reliability[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 58—65.

[3] 杨柳青,林舜江,刘明波,等.考虑风电接入的大型电力系统多目标动态优化调度[J].电工技术学报,2014,29(10):286—295.

[3] Yang Liuqing, Lin Shunjiang, Liu Mingbo, et al. Multi-objective dynamic optimal dispatch for large-scale power systems considering wind power penetration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(10): 286—295.

[4] 卢鹏铭,温步瀛,江岳文.基于多时间尺度协调机组组合的含风电系统旋转备用优化研究[J].电力系统保护与控制,2015,43(5):94—100.

[4] Lu Pengming, Wen Buying, Jiang Yuewen. Study on optimization of spinning reserve in wind power integrated power system based on multiple timescale and unit commitment coordination[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(5): 94—100.

[5] 刘兴宇,温步瀛,江岳文.基于条件风险价值的含风电电力系统旋转备用效益研究[J].电工技术学报,2017,32(9):169—178.

[5] Liu Xingyu, Wen Buying, Jiang Yuewen. Study on the benefit from spinning reserve in wind power integrated power system based on conditional value at risk [J].

- Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(9): 169—178.
- [6] Wu Junli, Zhang Buhan, Deng Weisi, et al. Application of cost-CVaR model in determining optimal spinning reserve for wind power penetrated system [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2015, 66: 110—115.
- [7] 陈彦秀, 彭怡峰, 李怡舒, 等. 考虑弃风与失负荷损失的含风电系统旋转备用优化调度[J]. 电力科学与工程, 2016, 32(4): 8—13.
- [7] Chen Yanxiu, Peng Yifeng, Li Yishu, et al. Wind power system considering waste wind and loss of load loss optimal rotation scheduling [J]. Electric Power Science and Engineering, 2016, 32(4): 8—13.
- [8] 常向伟, 张有兵, 曹一家, 等. 市场环境下的分时电价对系统最优负荷备用容量的影响[J]. 电网技术, 2011, 35(11): 206—211.
- [8] Chang Xiangwei, Zhang Youbing, Cao Yijia, et al. Influence of time-of-use strategy on optimal load reserve capacity in market environment [J]. Power System Technology, 2011, 35(11): 206—211.
- [9] 熊长虹. 唐山地区执行峰谷电价效益分析[J]. 电力需求侧管理, 2011, 13(2): 45—47.
- [9] Xiong Changhong. Benefit analysis of peak and valley tariff implemented in Tangshan region [J]. Power Demand Side Management, 2011, 13(2): 45—47.
- [10] 阮文骏, 王蓓蓓, 李 扬, 等. 峰谷分时电价下的用户响应行为研究[J]. 电网技术, 2012, 36(7): 86—92.
- [10] Ruan Wenjun, Wang Beibei, Li Yang, et al. Customer response behavior in time-of-use price [J]. Power System Technology, 2012, 36(7): 86—92.
- [11] 刘小聪, 王蓓蓓, 李 扬, 等. 智能电网下计及用户侧互动的发电日前调度计划模型[J]. 中国电机工程学, 2013, 33(1): 30—38.
- [11] Liu Xiaocong, Wang Beibei, Li Yang, et al. Day-ahead generation scheduling model considering demand side interaction under smart grid paradigm [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(1): 30—38.
- [12] Yokoyama Ryohei, Fujiwara Koji, Ohkura Masashi, et al. A revised method for robust optimal design of energy supply systems based on minimax regret criterion [J]. Energy Conversion & Management, 2014, 84: 196—208.
- [13] 王 刚, 孙文健, 李歧强, 等. 基于鲁棒后悔度的光储微网优化调度[J]. 电网技术, 2017, 41(1): 106—111.
- [13] Wang Gang, Sun Wenjian, Li Qiqiang, et al. Robust regret optimal scheduling of microgrid with PV and battery [J]. Power System Technology, 2017, 41(1): 106—111.
- [14] 李 佳, 刘天琪, 李兴源, 等. 改进粒子群-禁忌搜索算法在多目标无功优化中的应用[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(8): 71—77.
- [14] Li Jia, Liu Tianqi, Li Xingyuan, et al. Application of improved particle swarm-tabu search algorithm in multi-objective reactive power optimization [J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(8): 71—77.
- [15] 孟安玻, 李 专. 采用多目标纵横交叉算法的电力系统动态环境经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(2): 109—115.
- [15] Meng Anbo, Li Zhuan. Dynamic environmental economic dispatch of power system adopting multi-objective crisscross optimization algorithm [J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(2): 109—115.

MULTI-OBJECTIVE OPTIMIZATION OF SPINNING RESERVE BASED ON EXPECTED REGRET

Jiang Xinqin^{1,2}, Jiang Yuewen^{1,2}

(1. *College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China;*

2. *Fujian Smart Electrical Engineering Technology Research Center, Fuzhou 350108, China*)

Abstract: A metric of expected regret is proposed and a two-layer optimization model with the goal of minimum total system cost and minimum penalty cost is established, and the multi-objective quantum particle swarm algorithm is improved by considering the operation cost of the system, the capacity cost and energy cost of spinning reserve, as well as penalty cost for loss of load and wind curtailment and incorporating time-of-use electricity prices. In the outer layer of the model, the upward and downward spinning reserve capacities are obtained by using the improved multi-objective quantum particle swarm optimization algorithm. In the inner layer of the model, the unit commitment and economic distribution of the spinning reserve capacities are acquired by the priority method. Thus, the cost expectation regret-the Pareto fronts that punishes the expected regret are obtained, and the impact of the time-of-use electricity price and weight coefficient on the total cost of the system and the penalty fee are analyzed. Finally, the effectiveness of the proposed optimization model and algorithm is verified by the example.

Keywords: spinning reserve; wind power; expected regret; time-of-use electricity price; multi-objective quantum particle swarm