基于加权半方差的含风电电力系统旋转备用效益研究

刘兴宇，温步瀛，江岳文
（福州大学 电气工程与自动化学院，福建 福州 350108）

摘要：在考虑系统旋转备用的容量成本和能量成本、因购买旋转备用而减少的停电损失，以及旋转备用效益的离散程度的基础上，引入风险偏好系数，并采用证券投资组合中的加权半方差度量风险。以期望旋转备用效益最大和风险最小为优化目标，建立基于加权半方差的含风电电力系统旋转备用效益-风险模型。采用蒙特卡洛模拟法模拟实际负荷功率偏差和风电出力预测偏差，并通过多目标纵横交叉算法求得期望旋转备用效益-风险有效前沿和日前旋转备用计划，以及风险偏好系数、可靠性水平、预测偏差、失负荷损失价格、旋转备用价格对期望旋转备用效益和风险的影响。算例验证了所提模型的合理性。

关键词：电力系统；旋转备用效益；备用容量；风险偏好系数；加权半方差；风电
中图分类号：TM 732；TM 614　　**文献标识码**：A　　DOI：10.16081/j.issn.1006-6047.2017.09.014

0 引言

随着风电的大规模并网，电力系统可靠性和经济性的矛盾更加突出[1-2]。一方面为了保证系统的可靠性，系统购买一定数量的旋转备用，备用容量越高，系统可靠性越高；另一方面为了保证系统的经济性，系统不宜购买过多的旋转备用，因为备用容量调用率低，可能造成不必要的经济损失。同时，还需考虑购买旋转备用后系统存在的风险。

目前，许多研究者对考虑系统可靠性、经济性和风险的含风电电力系统旋转备用计划进行了研究。文献[3]采用确定性方法，按一定的负荷和风电出力比例进行旋转备用计划。文献[4]利用风电和负荷的概率密度函数估算系统的停电损失和弃风损失，并将它们作为风险成本计入发电成本目标函数中。文献[5]引入风险备用的概念，建立含风电电力系统经济调度模型。文献[6-7]采用 CVaR 描述系统存在的风险，建立旋转备用费用与条件风险的多目标模型，从而对旋转备用进行优化。文献[8]提出旋转备用损益模型，采用半方差对旋转备用损益的风险进行量化，利用效用函数反映决策者的满意度。文献[9]运用均半方差度量电网企业的购电风险，建立最优购电策略模型。文献[10]以半绝对离差度量供电公司在各市场购电组合的风险，实现一定期望利润下的风险最小。半方差法和半绝对离差法只对损失边（即效益低于期望效益部分）表示关注，而对效益高于期望效益部分不予考虑；虽然这优于对正负离差平等处理的方差法，但其完全忽略收益边不太合理，没有对收益最大化，使其存在不足。

收稿日期：2016-09-01；修回日期：2017-07-20
基金项目：福建省自然科学基金资助项目（2013J01176）
Project supported by the Natural Science Foundation of Fujian Province（2013J01176）

文献[11]为克服半方差法的不足，在半方差的基础上建立加权半方差风险度量模型，用于描述证券投资的风险报酬和风险损失的关系，取得了较好的效果。加权半方差法考虑了资产组合的离散程度和决策者的风险偏好，引入风险偏好系数处理损失边和收益边所占的比重，克服了半方差法的不足，能够更合理地度量决策者的投资风险。因此，本文将证券投资理论中的加权半方差法应用到含风电电力系统旋转备用效益的研究，度量系统旋转备用效益的风险，为含风电电力系统的风险度量提供新思路，为旋转备用决策的风险评估提供参考。

本文考虑系统旋转备用的容量成本和容量调用量的能量成本、因购买旋转备用而减少的失负荷损失，以及旋转备用效益的离散程度，引入风险偏好系数，建立基于加权半方差的含风电电力系统旋转备用效益-风险模型，并通过多目标纵横交叉（MOCSO）算法进行求解。对风电并网后旋转备用计划下的期望旋转备用效益和风险进行研究，分析多种不确定因素对它们的影响。

1 旋转备用效益模型

1.1 旋转备用效益

系统购买旋转备用在满足系统可靠性要求的前提下，还需要评估旋转备用带来的效益。由于负荷功率和风电出力的随机性、波动性，实际中被调用的旋转备用也不确定，因此需考虑旋转备用的容量成本和实际备用容量调用量的能量成本；同时，旋转备用的投入可以减少系统的失负荷损失。因此，旋转备用效益为系统减少的失负荷损失与旋转备用所需成本之差，即：

$$\Pi=\sum_{t=1}^{24}[V_t-(C_t+B_t)] \tag{1}$$

其中，Π 为系统的旋转备用效益；V_t 为在 t 时段因购

买旋转备用而减少的失负荷损失；C_t、B_t 分别为在 t 时段旋转备用的容量成本和能量成本。

由于负荷功率和风电出力的预测偏差，旋转备用效益很难精确地估计，因此本文采用期望旋转备用效益作为旋转备用效益的估计值，即：

$$E(\Pi)=\sum_{t=1}^{24}[E(V_t)-(C_t+E(B_t))] \tag{2}$$

其中，$E(\Pi)$为系统的期望旋转备用效益；$E(V_t)$为在 t 时段因购买旋转备用而减少失负荷损失的期望值；$E(B_t)$为在 t 时段旋转备用能量成本的期望值。

a. t 时段因购买旋转备用而减少的失负荷损失：

$$V_t=q_{\mathrm{Lloss}\cdot t}Q_{\mathrm{Lloss}\cdot t} \tag{3}$$

其中，$q_{\mathrm{Lloss}\cdot t}$、$Q_{\mathrm{Lloss}\cdot t}$ 分别为在 t 时段单位失负荷损失和因购买旋转备用而减小的失负荷功率，$Q_{\mathrm{Lloss}\cdot t}$ 取 t 时段旋转备用的容量 R_t 和实际备用容量需求量 M_t 中的最小值，如式(4)所示。

$$Q_{\mathrm{Lloss}\cdot t}=\min(M_t,R_t) \tag{4}$$

b. t 时段因购买旋转备用产生的容量成本和能量成本：

$$C_t=r_tR_t \tag{5}$$

$$B_t=h_tH_t \tag{6}$$

$$E(B_t)=h_tE(H_t) \tag{7}$$

其中，r_t、h_t 分别为在 t 时段旋转备用的容量价格和能量价格；H_t 为实际备用容量的调用量，其值等于 $Q_{\mathrm{Lloss}\cdot t}$；$E(H_t)$为在 t 时段旋转备用调用量的期望值。

1.2 约束条件

a. 旋转备用机会约束。

保证单个时段内旋转备用满足系统等效负荷预测偏差的概率不小于某个给定值，即：

$$P_r\{R_t\geqslant P_t-P_{\mathrm{f}\cdot t}\}\geqslant\gamma \tag{8}$$

其中，$P_{\mathrm{f}\cdot t}$、P_t 分别为在 t 时段系统预测等效负荷和实际等效负荷；可靠性水平 γ 为日前市场的失负荷概率所能允许的上限值。

$$P_{\mathrm{f}\cdot t}=P_{\mathrm{Lf}\cdot t}-P_{\mathrm{Wf}\cdot t} \tag{9}$$

$$P_t=P_{\mathrm{L}\cdot t}-P_{\mathrm{W}\cdot t}=P_{\mathrm{Lf}\cdot t}+\Delta P_{\mathrm{L}\cdot t}-(P_{\mathrm{Wf}\cdot t}+\Delta P_{\mathrm{W}\cdot t}) \tag{10}$$

其中，$P_{\mathrm{Lf}\cdot t}$、$P_{\mathrm{Wf}\cdot t}$ 分别为在 t 时段日前负荷功率预测值和风电出力预测值；$P_{\mathrm{L}\cdot t}$、$P_{\mathrm{W}\cdot t}$ 分别为在 t 时段实际的负荷值和风电出力值；$\Delta P_{\mathrm{L}\cdot t}$、$\Delta P_{\mathrm{W}\cdot t}$ 分别为在 t 时段负荷功率和风电出力预测偏差。

b. 风电场有功出力约束。

$$0\leqslant P_{\mathrm{W}\cdot t}\leqslant P_{\mathrm{W}}^{\max} \tag{11}$$

其中，$P_{\mathrm{W}}^{\max}$ 为风电场的最大有功输出。

2 负荷和风电出力预测偏差概率分布

本文采用正态分布描述负荷预测偏差 ΔP_{L} 和风电出力偏差 ΔP_{W} 的概率密度分布函数[12]：

$$\begin{cases} f(\Delta P_{\mathrm{L}})=\dfrac{1}{\sqrt{2\pi}\,\sigma_{\mathrm{L}}}\exp\left(-\dfrac{\Delta P_{\mathrm{L}}^2}{2\sigma_{\mathrm{L}}^2}\right) \\ f(\Delta P_{\mathrm{W}})=\dfrac{1}{\sqrt{2\pi}\,\sigma_{\mathrm{W}}}\exp\left(-\dfrac{\Delta P_{\mathrm{W}}^2}{2\sigma_{\mathrm{W}}^2}\right) \end{cases} \tag{12}$$

$$\sigma_{\mathrm{L}}=\varepsilon_{\mathrm{L}}P_{\mathrm{Lf}},\ \ \sigma_{\mathrm{W}}=\varepsilon_{\mathrm{W}}P_{\mathrm{Wf}} \tag{13}$$

其中，σ_{L}、σ_{W} 分别为负荷预测偏差、风电出力预测偏差的标准差；ε_{L}、ε_{W} 分别为负荷预测偏差、风电出力预测偏差占其相应预测值的百分比；P_{Lf}、P_{Wf} 分别为负荷预测值、风电出力预测值。

3 旋转备用效益风险分析

由于实际被调用的旋转备用容量的不确定性，产生的旋转备用效益也不确定，甚至可能出现效益为负值的情况。因此，有必要对系统购买旋转备用获得的效益进行风险评估，描述备用计划下获得期望旋转备用效益存在的风险。

3.1 半方差法

Markowitz 采用方差度量投资存在的风险——Markowitz 模型，但该模型中对正负离差的平等处理与投资者对待风险的态度相违，因为损失和盈利对风险的贡献度有很大的不同。只有当实际效益低于期望效益时，才产生风险，为了避免方差法度量风险的不足，投资理论者提出了半方差法。

旋转备用效益的半方差 D_-^2 为：

$$D_-^2=\sum_{i\in I}\lambda_i[\max(0,E(\Pi)-\Pi)]^2 \tag{14}$$

其中，I 为实际等效负荷随机状态的集合；λ_i 为第 i 种状态发生的概率。

3.2 加权半方差法

为了克服方差法和半方差法存在的不足，文献[13]引入风险偏好系数，建立加权半方差证券组合决策模型，取得很好的效果。因此，本文采用加权半方差法度量旋转备用效益的风险，描述收益程度和损失程度的关系，揭示效益和风险之间的关系。

旋转备用效益的加权半方差 D^2 为：

$$D^2=\alpha D_-^2-(1-\alpha)D_+^2 \tag{15}$$

$$D_+^2=\sum_{i\in I}\lambda_i[\min(0,E(\Pi)-\Pi)]^2 \tag{16}$$

其中，α 为风险偏好系数，是风险厌恶程度的标志；D_+^2 和 D_-^2 为随机变量的 2 个半方差。

一般情况下，$\alpha\neq0$。α 越接近于 1，表明决策者属于风险厌恶者；α 越接近于 0，表示决策者属于风险喜好者。当 $\alpha=1$ 时，$D^2=D_-^2$，说明半方差是特殊的加权半方差，即属于完全风险厌恶者。

在风险偏好系数 α 一定的情况下，当 $D^2<0$ 时，说明旋转备用计划产生的收益程度大于损失程度，即实际旋转备用效益大于期望旋转备用效益的可能

性比实际旋转备用效益小于期望旋转备用效益的可能性大;反之亦然。备用决策者根据对旋转备用效益的期望值、风险的喜好程度和承受能力进行旋转备用计划。

4　旋转备用效益–加权半方差模型及求解方法

4.1　旋转备用效益–加权半方差模型

备用决策者购买旋转备用获得最大效益的同时希望面临的风险最小。本文以期望旋转备用效益最大和风险最小为优化目标,建立含风电电力系统旋转备用效益–加权半方差的多目标模型,即:

$$\begin{cases}\max \sum_{t=1}^{24}[E(V_t)-(C_t+E(B_t))] \\ \min \alpha D_-^2-(1-\alpha)D_+^2\end{cases} \tag{17}$$

通过上述模型可以求出期望旋转备用效益和风险关系曲线,即最优 Pareto 有效前沿。

4.2　基于 MOCSO 算法的优化模型求解方法

求解旋转备用效益和风险问题属于求解多变量、非线性的多目标优化问题。由于粒子群优化算法收敛性能差,许多文献对粒子群优化算法进行改进。其中一种基于纵横交叉(CSO)的改进算法取得了很好的效果[14-15],该算法通过粒子两两配对、精英保存的策略,收敛性能好。故本文采用 MOCSO 算法求解该模型。

采用 MOCSO 算法求解旋转备用效益–加权半方差模型的流程如图 1 所示,图中 $n_{\max gen}$ 为最大迭代次数。

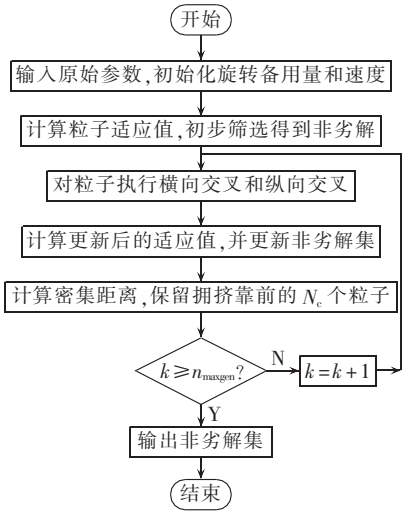


图 1　MOCSO 算法流程图

Fig.1　Flowchart of MOCSO algorithm

5　算例计算与分析

本文采用文献[16]中得到的预测负荷功率和预测风电出力数据,通过 Monte Carlo 模拟 10 000 个实际负荷功率偏差和风电出力偏差。其中,取 $\gamma=0.9$,$q_{\mathrm{Lloss},t}=1000$ 元/MW,$r_t=112$ 元/MW,$h_t=280$ 元/MW,$\varepsilon_{\mathrm{L}}=3\%$,$\varepsilon_{\mathrm{W}}=10\%$[6]。

5.1　风险偏好系数 α 对期望旋转备用效益和风险的影响

不同风险偏好系数 α 下期望旋转备用效益和风险的最优 Pareto 有效前沿如图 2 所示。

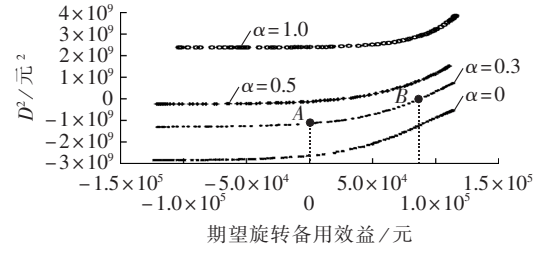


图 2　最优 Pareto 有效前沿比较

Fig.2　Comparison of optimal Pareto efficient frontier

从图 2 中可以得出如下结论。

a. 随着风险偏好系数的降低(即 α 从 1 过渡到 0),最优 Pareto 有效前沿向下移动。这说明在相同期望旋转备用效益下,风险偏好系数越小,风险越小。

b. 在风险偏好系数 α 固定的情况下,期望旋转备用效益越大,风险也越大,表明效益和风险之间的关系与实际情况相符合。

在风险偏好系数 $\alpha=0.3$ 时,期望旋转备用效益和风险最大时的旋转备用容量分配,以及期望旋转备用效益和风险分别等于 0 时的旋转备用容量分配(图 2 中的 A 点和 B 点),如表 1 所示。

表 1　旋转备用容量分配

Table 1　Allocation of spinning reserve capacity

时段	旋转备用容量/MW			时段	旋转备用容量/MW		
	$E(\Pi)$和D^2最大	$D^2=0$	$E(\Pi)=0$		$E(\Pi)$和D^2最大	$D^2=0$	$E(\Pi)=0$
0	28.45	35.26	57.56	12	56.18	66.99	105.87
1	30.29	38.20	60.11	13	51.24	63.40	98.22
2	34.52	41.21	67.74	14	47.05	59.01	95.32
3	36.81	45.98	75.86	15	41.37	50.84	83.78
4	41.35	49.06	77.81	16	40.21	49.41	76.86
5	43.37	53.94	87.99	17	42.48	53.03	84.03
6	46.47	57.63	90.19	18	46.44	58.30	91.94
7	45.80	58.23	93.00	19	55.92	67.26	107.72
8	50.65	63.15	99.51	20	51.10	63.05	98.66
9	54.38	66.19	109.11	21	43.04	53.54	84.35
10	56.79	70.69	114.25	22	35.54	43.53	72.60
11	59.77	72.57	114.65	23	36.15	40.36	63.41

结合图 2 和表 1 可以得出如下结论。

a. 在满足系统可靠性约束下,旋转备用容量越小,期望旋转备用效益越大。因为此时备用容量利用率高,备用容量得到充分的利用,所以效益较大。同时,由于负荷功率和风电出力的波动性,较少的旋转备用容量容易发生失负荷,导致实际旋转备用效益低于期望旋转备用效益,所以风险较大。

b. 作为理性的备用决策者,在制定旋转备用计划时希望期望旋转备用效益大于 0,且希望在其风险

厌恶度下的风险小于0——希望风险程度小于效益程度($D^2<0$)。在此前提下备用决策者根据对旋转备用效益的期望值、风险的喜好程度和承受能力进行旋转备用计划。

5.2 可靠性水平对期望旋转备用效益和风险的影响

研究不同可靠性水平 γ 对期望旋转备用效益最大、最小值和风险的影响,如表2所示。

表2 最优 $E(\Pi)$ 和 D^2

Table 2 Optimal values of $E(\Pi)$ and D^2

γ	$E(\Pi)$最大值/元	$E(\Pi)$最小值/元	D^2最大值/元^2	D^2最小值/元^2
0.90	1.140×10^5	-1.208×10^5	7.43×10^8	-1.275×10^9
0.93	9.40×10^4	-1.209×10^5	1.65×10^8	-1.275×10^9
0.95	8.04×10^4	-1.209×10^5	-1.85×10^8	-1.275×10^9

从表2中可以看出,可靠性水平的变化影响期望旋转备用效益的最大值和相应的风险,而不影响其最小值和相应的风险。这是因为当系统以刚好满足可靠性水平来制定旋转备用计划时,期望旋转备用效益和风险取得最大值,所以可靠性水平的变化会影响其最大值和相应的风险;当系统以满足最极端的情况来制定旋转备用计划时,能够使系统的可靠性水平达到100%,此时的期望旋转备用效益和风险取得最小值,而可靠性水平只是一个最低限值,改变可靠性水平要求后系统还是可以按100%的可靠性水平制定旋转备用计划,所以可靠性水平的变化不影响效益的最小值和相应的风险。

不同可靠性水平下取得 $E(\Pi)$ 最大值所需旋转备用容量如表3所示。

表3 不同可靠性水平下的旋转备用

Table 3 Spinning reserves for different reliability levels

时段	旋转备用容量/MW			时段	旋转备用容量/MW		
	γ=0.90	γ=0.93	γ=0.95		γ=0.90	γ=0.93	γ=0.95
0	28.47	32.47	36.43	12	59.43	61.99	68.91
1	30.06	34.76	39.77	13	50.99	59.21	67.85
2	33.47	44.65	42.61	14	53.23	54.20	60.77
3	37.12	42.41	51.98	15	46.05	47.99	57.58
4	39.01	45.04	50.88	16	39.74	51.72	50.68
5	43.42	50.36	57.91	17	43.89	55.51	55.85
6	46.05	52.33	59.05	18	46.38	53.60	59.74
7	46.14	54.09	60.14	19	55.85	70.46	69.55
8	53.02	61.13	66.93	20	51.85	60.37	70.09
9	56.12	69.19	70.00	21	43.12	49.89	54.65
10	60.73	65.06	73.69	22	35.33	48.59	49.46
11	60.14	67.94	76.87	23	32.60	37.64	41.45

结合表2和表3可以看出,可靠性水平的提高需增加系统的旋转备用容量,此时保证了系统的可靠性,但降低了系统旋转备用容量的调用率,从而使得最大期望旋转备用效益降低;同时由于增加旋转备用投入,所以风险更小。

5.3 预测偏差对期望旋转备用效益和风险的影响

可靠性水平 γ=0.9、风险偏好系数 α=0.3 时,负荷功率和风电出力预测偏差对期望旋转备用效益和风险的影响如图3所示。图3中 E 点和 F 点所对应的旋转备用容量分配如表4所示。

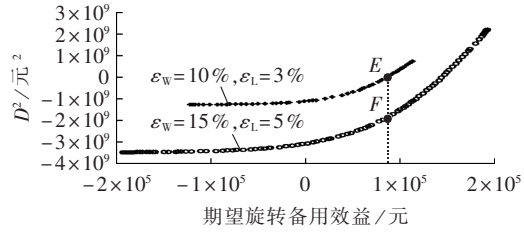


图3 预测偏差对 $E(\Pi)$ 和风险的影响

Fig.3 Impact of prediction error on $E(\Pi)$ and risk

表4 旋转备用容量分配

Table 4 Allocation of spinning reserve capacity

时段	旋转备用容量/MW		时段	旋转备用容量/MW	
	E点	F点		E点	F点
0	38.31	72.14	12	68.64	138.45
1	38.57	83.99	13	66.38	136.42
2	40.66	87.83	14	63.40	120.26
3	42.47	96.55	15	55.35	109.17
4	60.20	96.46	16	48.77	96.00
5	50.08	102.76	17	50.66	114.86
6	60.37	113.67	18	52.95	111.92
7	50.50	127.03	19	64.67	147.21
8	61.82	124.72	20	62.38	127.22
9	70.80	143.96	21	47.02	110.94
10	78.65	146.57	22	39.84	87.79
11	78.19	155.39	23	42.31	74.37

结合图3和表4中可以看出,增大负荷功率和风电出力预测偏差后,提高了期望旋转备用效益和风险的范围,获得相同期望旋转备用效益的情况下(图3中 E 点和 F 点),需要投入更多的旋转备用,且风险更小。因为这两者预测偏差的增大使得系统实际等效负荷的波动范围变大,为了保证期望旋转备用效益需投入更多的旋转备用;由于更多的旋转备用投入增加了系统的容量成本,为了使期望旋转备用效益相同,则因购买旋转备用而减少的失负荷损失也提高了,从而降低了风险。

5.4 价格对期望旋转备用效益和风险的影响

研究失负荷损失价格、旋转备用价格对期望旋转备用效益和风险的影响,得到最优 Pareto 有效前沿如图4所示。图中,曲线1取 $q_{\mathrm{Lloss},t}$=1000元/MW,其余取值不变;曲线2取 $q_{\mathrm{Lloss},t}$=1500元/MW,其余取值

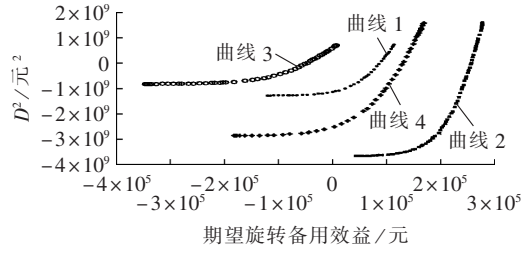


图4 价格对 $E(\Pi)$ 和风险的影响

Fig.4 Impact of price on $E(\Pi)$ and risk

不变；曲线 3 取 $r_t=168$ 元/MW，$h_t=420$ 元/MW，其余取值不变；曲线 4 取 $q_{\mathrm{Lloss}\cdot t}=1\,500$ 元/MW，$r_t=168$ 元/MW，$h_t=420$ 元/MW。

结合表 4 和图 4 可以得出如下结论。

a. 更高的失负荷损失价格可以显著地提高期望旋转备用效益，且在相同期望旋转备用效益的情况下风险更小，如曲线 1 和曲线 2 所示。因为失负荷损失的价格越高，因购买旋转备用而减少的损失就越大，所以期望旋转备用效益就越大。同时，在相同期望旋转备用效益的情况下，由于曲线 2 需要投入更多的旋转备用，导致实际旋转备用效益低于期望旋转备用效益发生的概率较小，所以风险更小。

b. 同理，更高的旋转备用价格极大地降低了期望旋转备用效益，且在相同期望旋转备用效益的情况下风险更大，如曲线 1 和曲线 3 所示。因为旋转备用价格越高则备用成本越大，所以期望旋转备用效益就越小。同时，在相同期望旋转备用效益的情况下，由于曲线 3 投入更少的旋转备用，导致实际旋转备用效益低于期望旋转备用效益发生的概率较大，所以风险更大。

c. 同时提高失负荷损失价格和旋转备用价格增大了期望旋转备用效益和风险的范围，如曲线 1 和曲线 4 所示。因为当备用容量较小时，备用容量利用率高，虽然它们的价格都提高了，但失负荷损失的价格比旋转备用价格高得多，使其占主导作用，所以期望旋转备用效益更大；而当备用容量过多时，虽然它们的价格都提高了，但备用容量利用率低，大多数备用容量处于闲置状态，大幅提高了备用成本，所以期望旋转备用效益更小。同时，在相同期望旋转备用效益的情况下，由于曲线 4 投入更多的旋转备用，导致实际旋转备用效益低于期望旋转备用效益发生的概率较小，所以风险更小。

6　结论

随着大规模风电并网的发展，制定电力系统旋转备用计划越来越困难。本文围绕风电并网后旋转备用计划下的期望旋转备用效益和风险，主要研究工作和结论如下。

a. 本文引入风险偏好系数，采用证券投资组合中的加权半方差度量风险，描述旋转备用效益的离散程度，建立基于加权半方差的含风电电力系统旋转备用效益–风险模型。通过该模型描述旋转备用效益和风险之间的关系，实现效益和风险的平衡。

b. 分析风险偏好系数、可靠性水平、预测偏差、失负荷损失价格、旋转备用价格对期望旋转备用效益和风险的影响。在相同的期望旋转备用效益下，风险偏好系数越小则风险越小；可靠性水平越高，可以取得的期望旋转备用效益和风险的最大值越低；在相同的期望旋转备用效益下，预测偏差越大则风险越小。这些分析为旋转备用决策者制定旋转备用计划和风险防范提供了依据和参考。

参考文献：

[1] 童小娇，尹昆，刘亚娟，等. 包含可控负荷的微电网经济调度[J]. 电力自动化设备，2015，35(10)：21-28.
TONG Xiaojiao，YIN Kun，LIU Yajuan，et al. Economic dispatch for microgrid with controllable loads[J]. Electric Power Automation Equipment，2015，35(10)：21-28.

[2] 牛林华，龚庆武，黄炳翔，等. 大规模风电入网下的风气火电力系统联合优化调度[J]. 电力自动化设备，2015，35(11)：52-58.
NIU Linhua，GONG Qingwu，HUANG Bingxiang，et al. Optimal dispatch of wind-gas-coal power generation system with large-scale wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment，2015，35(11)：52-58.

[3] 江岳文，陈冲，温步瀛. 含风电场的电力系统机组组合问题随机模拟粒子群算法[J]. 电工技术学报，2009，24(6)：129-137.
JIANG Yuewen，CHEN Chong，WEN Buying. Particle swarm research of stochastic simulation for unit commitment in wind farms integrated power system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society，2009，24(6)：129-137.

[4] 赵晋泉，唐洁，罗卫华，等. 一种含风电电力系统的日前发电计划和旋转备用决策模型[J]. 电力自动化设备，2014，34(5)：21-27.
ZHAO Jinquan，TANG Jie，LUO Weihua，et al. Day ahead generation scheduling and spinning reserve decision-making model for power system containing wind power[J]. Electric Power Automation Equipment，2014，34(5)：21-27.

[5] 周玮，孙辉，顾宏，等. 计及风险备用约束的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报，2012，32(1)：47-55.
ZHOU Wei，SUN Hui，GU Hong，et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power systems based on risk reserve constraints[J]. Proceedings of the CSEE，2012，32(1)：47-55.

[6] WU J，ZHANG B，DENG W，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] 王旭，蒋传文，刘玉娇，等. 含大规模风电场的电力系统旋转备用风险决策模型和方法[J]. 电力系统自动化，2014，28(13)：64-70.
WANG Xu，JIANG Chuanwen，LIU Yujiao，et al. Decision-making model and method for spinning reserve and risk of power system integrated with large-scale wind farms[J]. Automation of Electric Power Systems，2014，28(13)：64-70.

[8] 齐先军，丁明. 发电系统中旋转备用方案的风险分析与效用决策[J]. 电力系统自动化，2008，32(3)：9-13.
QI Xianjun，DING Ming. Risk analysis and utility decision making of spinning reserve scheme in power generation system[J]. Automation of Electric Power Systems，2008，32(3)：9-13.

[9] 李莉，谭忠富，王建军，等. 电网企业购买电能与电力备用的 MSV 风险控制方法[J]. 中国管理科学，2008，16(3)：109-115.
LI Li，TAN Zhongfu，WANG Jianjun，et al. An MSV risk management method of power and reserve purchase for electric power grid company[J]. Chinese Journal of Management Science，2008，16(3)：109-115.

[10] 刘瑞花，刘俊勇，何迈，等. 半绝对离差购电组合优化策略及风险管理[J]. 电力系统自动化，2008，32(23)：9-13.

LIU Ruihua,LIU Junyong,HE Mai,et al. Power purchasing portfolio optimization and risk measurement based on semi-absolute deviation[J]. Automation of Electric Power Systems,2008,32(23):9-13.

[11] 胡小文,惠军. 加权半方差风险度量模型[J]. 合肥工业大学学报(自然科学版),2007,30(4):518-520.
HU Xiaowen,HUI Jun. Weighted semi-variance risk measuring model for portfolio investment[J]. Journal of Hefei University of Technology(Natural Science),2007,30(4):518-520.

[12] 卢志刚,刘艳娥,马丽叶,等. 基于安全等级的电网最优安全经济域研究[J]. 电工技术学报,2015,30(20):210-218.
LU Zhigang,LIU Yane,MA Liye,et al. The optimal security and economic region study based on the security hierarchy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2015,30(20):210-218.

[13] 勾明,樊正堂. 风险度量模型的研究[J]. 纯粹数学与应用数学,2002,18(4):379-382.
GOU Ming,FAN Zhengtang. Comparison of risk measuring portfolio model[J]. Pure and Applied Mathematics,2002,18(4):379-382.

[14] 彭显刚,林利祥,刘艺,等. 基于纵横交叉-拉丁超立方采样蒙特卡洛模拟法的分布式电源优化配置[J]. 中国电机工程学报,2015,35(16):4077-4085.
PENG Xiangang,LIN Lixiang,LIU Yi,et al. Optimal distributed generator allocation method based on correlation Latin hypercube sampling Monte Carlo simulation embedded crisscross optimization algorithm[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(16):4077-4085.

[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.
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.

[16] 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.
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.

作者简介:


刘兴宇

刘兴宇(1990—),男,福建龙岩人,硕士研究生,主要研究方向为电力市场和电力系统优化运行(**E-mail**:n140120023@fzu.edu.cn);

温步瀛(1967—),男,福建永泰人,教授,博士,主要研究方向为电力市场和电力系统优化运行(**E-mail**:wenby87@fzu.edu.cn);

江岳文(1977—),女,湖南岳阳人,副教授,博士,主要研究方向为电力市场和风电并网优化运行(**E-mail**:jiangyuewen2008@163.com)。

Research of spinning reserve benefit based on weighted semi-variance for power system with wind power

LIU Xingyu,WEN Buying,JIANG Yuewen

(College of Electrical Engineering and Automation,Fuzhou University,Fuzhou 350108,China)

Abstract: With the consideration of the capacity cost and energy cost of system spinning reserve,the reduced outage cost due to the purchase of spinning reserve and the dispersion degree of spinning reserve benefit,the risk bias coefficient is introduced and the weighted semi-variance of security portfolio is adopted to measure the risk. A spinning reserve benefit-risk model with the maximum expected spinning reserve benefit and minimum risk as its optimization objectives is built based on the weighted semi-variance for the power system with wind power. The Monte Carlo method is used to simulate the actual load-power deviation and wind power prediction error,and the multi-objective crisscross optimization algorithm is used to obtain the effective frontier of expected spinning reserve benefit-risk and the day-ahead spinning reserve plan,as well as the influences of risk bias coefficient,reliability level,prediction error,load-loss price and spinning reserve price on the expected spinning reserve benefit and risk. The rationality of the proposed model is verified by the example.

Key words: electric power systems; spinning reserve benefit; reserve capacity; risk bias coefficient; weighted semi-variance; wind power