

风电并网后系统旋转备用费用分摊方法

赵云丽¹, 吕 泉¹, 朱全胜², 单茂华³, 李卫东¹

(1. 大连理工大学 电气工程学院, 辽宁 大连 116024; 2. 国网河南省电力公司电力科学研究院, 河南 郑州 450052; 3. 中国电力科学研究院, 北京 100192)

摘要: 为降低系统备用需求, 将备用购买费用分摊给各责任方。由于风电已成为引起备用的重要风险因素, 故将风电作为参与备用费用分摊的一个责任主体。在对容量费用进行分摊时, 针对备用中处于不同位置的容量段对各责任方的价值不同, 提出对备用容量费用进行分段按责分摊的方法; 而备用的调用会引起购电费用的变化, 因而备用电量费用采用谁引起调用谁承担的方法进行分摊。算例验证了所提方法的有效性。

关键词: 风电并网; 旋转备用费用; 按责分摊; 分段式方法

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.02.025

0 引言

电力系统实际运行时, 为了确保电力系统的安全运行及电力供应的可靠性, 运行部门要安排足够的备用, 以应对负荷的预测偏差和发电机突然停运等不确定因素引起的功率失衡。而大规模的风电并网在为电力系统提供绿色能源的同时, 其有功出力的随机性和间歇性特征也使得电网需要购买更多的备用进行应对^[1-5]。

在电力市场中, 备用运营机构作为备用市场的组织者是一个非盈利机构, 系统在购买备用后, 需要将购买备用的费用在市场各参与者之间进行分摊。目前, 关于备用费用分摊的研究相对较少, 主要分摊思路包括几类: 分摊给用户^[6]; 分摊给发电厂商^[6]; 分摊给配电公司^[7]; 分摊给引起备用的各责任方, 包括负荷方、发电方和输电方^[8-10]。

前2类分摊方法是将备用的费用分摊到负荷方或发电方的其中一方, 然而系统中引起备用的原因并不是只有发电或者负荷。这样分摊难以激励负荷进行更准确的负荷预测, 也难以激励发电机组提高发电设备的可靠性。第3类分摊到配电公司的方法, 没有分摊给引起备用的责任方, 缺乏对备用责任方的激励。显然, 最后一类将费用分摊给引起备用的责任方更为合理, 可激励各责任方努力减少其备用需求, 同时也可以明确各责任方引起的备用成本, 引导资源优化配置。

文献[8]所分析的系统中的不确定因素包括负荷方、发电方和输电方, 提出了根据市场各参与方自身对系统风险度(失负荷概率)的影响确定分摊比例

的分摊思路。文献[9-10]在文献[8]的基础上定义了旋转备用损益, 提出了旋转备用效用期望值决策模型, 认为购买旋转备用的费用应按各参与方对旋转备用损益价值的影响比例分摊。

上述方法中, 在进行备用容量费用分摊时将所有备用容量作为一个整体进行分摊。然而, 事实上, 旋转备用既包括负荷备用, 也包括部分事故备用。但负荷备用的调用频率要远远大于事故备用, 故而旋转备用容量中的初始部分容量段调用频率更高, 且主要针对负荷波动, 对负荷波动的价值更大; 而处于末端的旋转备用容量段调用频率很低, 而且主要针对事故备用, 对发电机强迫停运等事件的价值更大。这说明备用容量中处于不同位置的容量对风险各方的价值是不同的, 因此其容量购买费用分摊给各方的比例也应该是不同的, 故而对备用容量进行分段分摊更为合理。

此外, 大规模风电并网之后, 系统需要为风电预留备用, 风电应成为备用的分摊方之一。但风电又有别于传统发电方, 因而应将其视为系统新的责任方与其他责任方共同承担系统备用费用的分摊责任。再者, 旋转备用的费用实际包含2种费用, 现有文献均只考虑了旋转备用容量费用的分摊, 而在电力系统实际调用备用时会使系统的运行成本增加, 这部分电量费用也应该进行分摊。

基于上述分析, 本文提出了考虑风电的旋转备用容量费用的分段式分摊方法, 并对旋转备用电量费用的分摊进行了分析。

1 备用的影响因素及需求分析

1.1 引起备用的风险因素

系统备用的作用在于补偿不可预测的负荷和发电之间的功率不平衡。即当系统有功功率保持平衡的情况下, 备用是不起作用的; 只有有功功率平衡被

收稿日期: 2015-06-26; 修回日期: 2015-11-24

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51107007); 国家电网科技项目

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51107007) and the Science and Technology Program of SGCC

破坏时,备用才会起作用。系统中的备用是应对系统中各种不确定性风险的,这些风险因素包含发电机组的失效停运、负荷需求的随机波动和输电设备的随机失效等。随着系统中风电比例的不断加,风电输出功率的随机波动性使风电成为引起系统备用的又一个风险因素。在风电并网后系统设置备用时,应充分考虑风电这一不确定因素对系统备用需求的影响^[11-14]。

(1)传统发电机组停运风险。

传统发电方以火电机组为例,机组在电力生产过程中往往会由于意外故障而导致不能按计划输出功率,从而影响系统的功率平衡。若使此事件不影响系统正常运行,则系统中要有充足的备用供其调用从而确保系统能够恢复功率平衡。

发电机组的不确定性可用系统中机组的停运容量概率表示^[15]。对于某个系统,假定某个时段 t 开机机组台数为 N ,其停运容量的概率密度可按下式计算^[16]:

$$P_n(X_k) = (1-r_n)P_{n-1}(X_k) + r_n P_{n-1}(X_k - C_n) \quad (1)$$

其中, $C_n(n=1,2,\dots,N)$,系统共 N 台机组)为第 n 台机组容量; r_n 为第 n 台机组的强迫停运概率; $P_n(X_k)$ ($k=1,2,\dots,K$,假设共有 K 种状态的停运离散分布)为开机 n 台机组时系统停运容量为 X_k 的确切概率; $P_{n-1}(X_k)$ 为开机 $n-1$ 台机组时系统停运容量为 X_k 的确切概率。

对此 N 台机组系统而言,停运容量为 X_k 时必然唯一对应一个运行容量 g_k ,即 $g_k = \sum_{n=1}^N C_n - X_k$,故而根据式(1)计算所得的停运容量概率密度分布,即可得到发电机组运行容量的概率密度分布,如图1(a)所示,为一离散的随机分布 $P_G(G=g_k)=P_n(X_k)$ 。

(2)负荷预测误差风险。

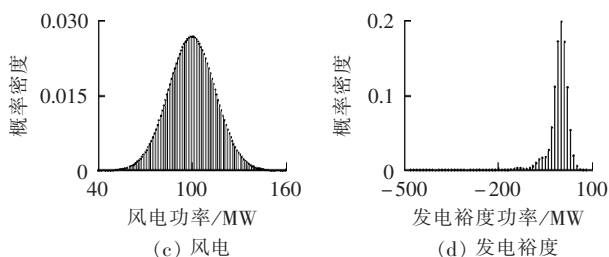
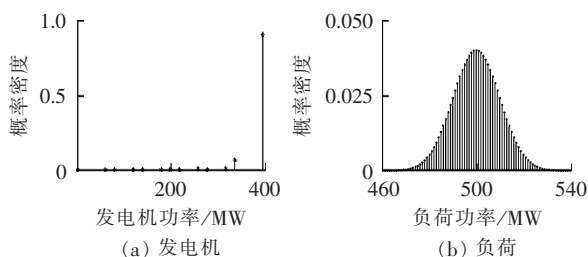


图1 系统发电裕度的概率密度示例

Fig.1 Example of generation margin probability density

电力需求预测偏差和意外波动也会引起系统的功率不平衡,因此负荷方也是引起系统备用需求的主要风险因素之一。负荷的不确定性主要来自预测误差,根据中心极限定理,负荷预测误差在理论上被认为服从 $(0, \sigma_{d,t}^2)$ 的正态分布^[15,17],负荷的概率分布如图1(b)所示,负荷预测概率密度函数 $P_L(L=l)$:

$$P_L = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{d,t}} e^{-(l-L_t)^2/(2\sigma_{d,t}^2)} \quad (2)$$

其中, l 为负荷功率; L_t 为系统负荷预测值; $\sigma_{d,t}$ 为 t 时段负荷预测误差的标准差。

(3)风电输出功率预测误差风险。

风电输出功率由自然风力决定,而自然风具有间歇性和随机性的特点。风电输出功率与传统发电机组输出功率不同,风电机组没有可信容量,且输出功率具有一定的随机性和波动性,这就需要更多的备用来平衡。风电的不确定性主要来自2个方面:风电机组的停运和风电功率的预测误差。由于风电机组的单机容量很小,相对于总的风电装机容量和出力水平而言,单个故障机组所占的比例非常小,此外,有些风电功率预测方法(如考虑历史数据的方法)实际上已经考虑了风电机组的故障概率,故本文将之作为引起风电不确定性的一种因素考虑在风电预测误差当中。关于风电功率预测误差的概率分布函数,目前研究中正态分布的假设是主流做法,因此本文假定风电功率预测误差服从 $(0, \sigma_{w,t}^2)$ 正态分布,风电功率的概率分布如图1(c)所示,风电功率预测概率密度函数 $P_W(W=w)$:

$$P_W = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{w,t}} e^{-(w-W_t)^2/(2\sigma_{w,t}^2)} \quad (3)$$

其中, w 为风电功率; W_t 为风电功率预测值; $\sigma_{w,t}$ 为 t 时段风电功率预测误差的标准差。

(4)输电设备故障风险。

输电设备的故障会引起系统网络潮流的重新分布,从而引起功率不平衡。另外,由于输电设备的容量限制,会影响部分发电容量的传输。这些都会使系统发电功率或备用重新分布,这一系统备用量的改变属于输电方的责任。由于输电方不确定性对备用的需求相对较小,本文忽略输电方的不确定性引起的备用。

1.2 备用需求曲线

大规模风电并网后的系统包含传统发电、负荷及风电3个主要不确定性因素,三者相互独立,若已知风电功率预测概率密度函数 P_W (如图1(c)所示)、负荷预测的概率密度函数 P_L (如图1(b)所示)以及发电机组运行容量概率密度函数 P_G (如图1(a)所示),则通过卷积法求和可得到系统发电裕度概率分布 P_M ^[18](如图1(d)所示):

$$P_M(M=m)=P_M(W+G+(-L))=$$

$$\sum_{l=-\infty}^{\infty} \sum_{g=-\infty}^{\infty} [P_W(W=m+l-g)P_G(G=g)P_L(L=l)] \quad (4)$$

其中, m 为发电裕度。

为分析备用需求,给出系统发电裕度概率密度函数的简化示意图,如图 2(a)所示,假设该图为从初始状态增加 $i-1$ 次备用后(此时系统备用容量为 R_{i-1})的发电裕度曲线。图中, M_j 为系统的发电缺额,本文假设有 J 种可能。

利用该图可得到给定备用容量下的系统失负荷概率。例如,图 2(a)中,纵轴左侧的阴影部分覆盖的面积即为当前开机状态下的失负荷概率 $L_{OLP(i-1)}$ 。

$$L_{OLP(i-1)} = \sum_{j=0}^J P_j^{i-1}(M_j) \quad (5)$$

其中, $P_j^{i-1}(M_j)$ 为备用容量为 R_{i-1} 时,系统发电缺额为 M_j 时对应的确切概率。

此时,若系统再增加容量为 ΔR_i 的备用,由于需要增加开机,会导致系统发电裕度概率密度曲线发生变化,故需重新计算,如图 2(b)中 $P_M^i(M)$ 所示,此时系统的失负荷概率为:

$$L_{OLP(i)} = \sum_{j=0}^J P_j^i(M_j) \quad (6)$$

其中, $P_j^i(M_j)$ 为备用容量为 R_i 时,系统发电缺额为 M_j 时对应的确切概率。

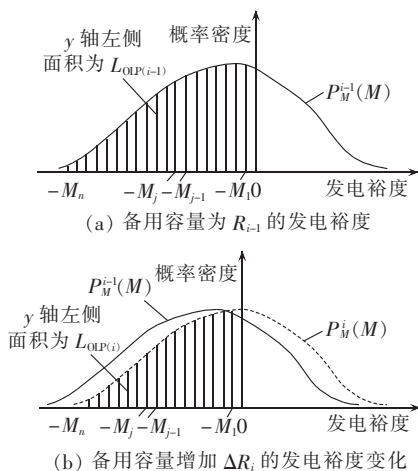


图 2 增加备用对发电裕度影响的示意图

Fig.2 Effect of reserve augment on generation margin

通过上述分析可知,系统失负荷概率会随着系统备用容量的逐渐增加而减小,表明系统可靠性会随着系统备用容量的逐渐增加而提高,从而减少了系统的停电损失。显然,减少的停电损失可看作在备用 R_{i-1} 下所增加的备用 ΔR_i 的价值,可按按下式计算:

$$V(\Delta R_i) = L(R_{i-1}) - L(R_i) = E_{ENS(i-1)} V_{OLL} - E_{ENS} V_{OLL} \quad (7)$$

其中, $V(\Delta R_i)$ 为备用 ΔR_i 的价值; $L(R_{i-1})$ 和 $L(R_i)$ 分别为备用为 R_{i-1} 和 R_i 状态下的停电损失; V_{OLL} 为失负荷价值,通常为一定值; $E_{ENS(i-1)}$ 和 E_{ENS} 分别为备用

为 R_{i-1} 和 R_i 状态下的电量不足期望值,计算如式(8)、(9)所示。

$$E_{ENS(i-1)} = \sum_{j=0}^J (M_j P_j^{i-1}(M_j) \Delta T) \quad (8)$$

$$E_{ENS} = \sum_{j=0}^J (M_j P_j^i(M_j) \Delta T) \quad (9)$$

其中, ΔT 为研究周期。

以 $V(\Delta R_i)$ 除以 ΔR_i 即可得到 ΔR_i 中单位容量备用的价值,也即备用的需求价格,为:

$$P_{rice}(\Delta R_i) = V(\Delta R_i) / \Delta R_i \quad (10)$$

从系统备用为 0 开始,逐步增加备用容量 ΔR_i ,依据式(10)计算每段新增备用的单位容量价值,即可得到系统的备用容量需求曲线,如图 3 所示。

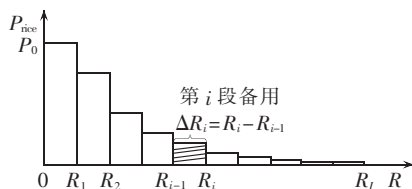


图 3 阶梯式备用需求曲线

Fig.3 Stepwise reserve demand curve

在实际运行过程中,由于风电功率和负荷的预测误差及发电机组的强迫停运率通常可作为已知量,故可得到如图 1(d)所示的系统发电裕度的概率密度,进而计算出如图 3 所示的系统备用容量需求曲线。

在不考虑备用获取成本的前提下,给定某个可靠性水平,即可根据图 1(d)所示的发电充裕度概率密度得到所需的备用容量。

但随着备用容量的增加,系统购买备用的边际成本也会相应提高。因而,从整个社会效益最大化的角度而言,最佳的备用容量应该是系统备用容需求曲线和供给曲线的交点。

2 备用费用的分摊方法

2.1 备用费用分摊原则

a. 备用应该尽可能分摊给引起备用的责任方。这样,既符合谁引起谁承担的公平性原则,也可激励各责任主体努力减少备用需求,同时还可以真实体现各责任主体的成本信息,引导资源优化配置。

特别是,在大规模风电并入系统后,系统的备用需求会进一步加大,风电也应当承担部分备用购买费用。

b. 备用容量和电量费用应分别分摊。与备用容量费用可以事前确定不同,备用电量费用只有在调度完成之后才能确定,属于事后分摊。二者性质不同,故而备用容量费用和电量费用应该分别分摊。

2.2 备用容量费用的分摊方法

在电力系统实际运行时,备用的作用是降低系统中各个风险因素所造成的停电损失。由于负荷、风电和传统发电机都是引起备用的责任方,可根据各责任方对系统风险度(风险指标)的影响,确定各责任方对备用容量需求的责任。系统风险分析的指标有很多,其中电量不足期望值就是其中重要指标之一,其包含停电的规模、持续时间以及概率等所有相关因素,可以反映事故的严重程度,能够反映备用对系统安全运行的影响。因此,本文依据市场各个责任方对系统电量不足期望值的影响来分摊备用的容量费用,系统备用容量为 R_i 所对应的系统 E_{ENS} 可按式(9)计算。

如引言中所述,旋转备用容量包括负荷备用(包括风电备用)和部分事故备用。所面对的不确定性风险包括负荷波动、风电波动和发电机故障。而通过图 1 和图 2 可以看出,旋转备用的初始部分调用概率更大,主要用于应对负荷和风电波动;而旋转备用的末端部分调用概率很小,主要用于应对发电机故障事件。故而,旋转备用需求曲线上的不同分段部分,对负荷、风电、发电机的价值比例是不同的(例如初始部分主要价值在于负荷;而末端部分主要价值在于发电机)。因此在进行旋转备用费用分摊时,应该对不同分段分别进行分摊。首先计算每段备用中各责任方对系统电量不足期望值影响的百分比;然后按此比例得出每段备用各责任方应支付的费用;最后将各段求和得到系统各参与方应支付的备用容量总费用。

以图 3 备用需求曲线中第 i 段备用为例,第 i 段备用 ΔR_i 所对应电量不足期望值的计算如下所示:

$$E_{\text{ENS}\Delta R_i} = E_{\text{ENS}(i-1)} - E_{\text{ENS}i} \quad (11)$$

其中, $E_{\text{ENS}i}$ 为系统备用容量为 R_i 时的电量不足期望值; $E_{\text{ENS}(i-1)}$ 为系统备用容量为 R_{i-1} 时的电量不足期望值; $E_{\text{ENS}\Delta R_i}$ 为第 i 段备用容量 ΔR_i 对应的电量不足期望值。

则第 i 段备用 ΔR_i 中各个参与方对系统电量不足期望值的影响可按以下方式描述^[10]:

$$\begin{cases} v_{gi} = E_{\text{ENS}\Delta R_i} - E_{\text{ENS}\Delta R_{i+1}} \\ v_{li} = E_{\text{ENS}\Delta R_i} - E_{\text{ENS}\Delta R_{i+1}} \\ v_{wi} = E_{\text{ENS}\Delta R_i} - E_{\text{ENS}\Delta R_{i+1}} \end{cases} \quad (12)$$

其中, v_{gi} 、 v_{li} 和 v_{wi} 分别为系统每段备用对于发电方、负荷方和风电方的价值; $E_{\text{ENS}\Delta R_i}$ 为系统同时考虑各个风险因素时的第 i 段备用对应的系统电量不足期望值; $E_{\text{ENS}\Delta R_{i+1}}$ 为不考虑发电方风险因素的第 i 段备用对应的系统电量不足期望值; $E_{\text{ENS}\Delta R_{i+1}}$ 为不考虑负荷风险因素的第 i 段备用对应的系统电量不足期望值; $E_{\text{ENS}\Delta R_{i+1}}$ 为不考虑风电方风险因素的第 i 段备用

对应的系统电量不足期望值。

依据各市场参与方对第 i 段备用所对应的电力不足期望值的影响比例分摊备用容量费用。第 i 段备用中各参与方分摊的容量费用比例如下:

$$\begin{cases} r_{gi} = \frac{v_{gi}}{v_{gi} + v_{li} + v_{wi}} \times 100\% \\ r_{li} = \frac{v_{li}}{v_{gi} + v_{li} + v_{wi}} \times 100\% \\ r_{wi} = \frac{v_{wi}}{v_{gi} + v_{li} + v_{wi}} \times 100\% \end{cases} \quad (13)$$

其中, r_{gi} 、 r_{li} 和 r_{wi} 分别为发电方、负荷方和风电方所分摊的第 i 段备用容量费用的比例。从而得出各方从第 i 段备用容量费用分摊的费用,进而得出各方所分摊的总的备用容量费用:

$$\begin{cases} C_{\text{RC}g} = \sum_{i=1}^I C_{\text{RC}i} r_{gi} \\ C_{\text{RC}l} = \sum_{i=1}^I C_{\text{RC}i} r_{li} \\ C_{\text{RC}w} = \sum_{i=1}^I C_{\text{RC}i} r_{wi} \end{cases} \quad (14)$$

其中, $C_{\text{RC}i}$ ($i=1, 2, \dots, I$) 为系统第 i 段备用容量费用; $C_{\text{RC}g}$ 、 $C_{\text{RC}l}$ 和 $C_{\text{RC}w}$ 分别为发电方、负荷方和风电方所分摊的总的备用容量费用。

2.3 备用电量费用的分摊方法

如前所述,备用的电量费用是在系统发生功率不平衡时实际调用了系统备用而产生的费用,那么这部分费用就应该由实际引起功率不平衡的责任方承担,以体现公平性。

而在实际电力系统运行中,负荷实际需求与预测值之间的差异、发电机组发生故障导致发电机组不能按发电计划输出功率、风力发电的间歇性和随机性都会造成系统功率不平衡。本文依据历史数据的统计分析,得到负荷预测值与实际值之差、发电机计划输出与实际输出之差和风电功率预测输出与实际输出之差的历史数据曲线。再依据各个差值的曲线与系统备用调用曲线之间的关系,确定各参与方应承担的备用电量费用。电量费用分摊的数学模型如下:

$$\begin{cases} C_{\text{CC}g} = C_{\text{CC}}(\Delta P_g / \Delta P) \\ C_{\text{CC}l} = C_{\text{CC}}(-\Delta P_l / \Delta P) \\ C_{\text{CC}w} = C_{\text{CC}}(\Delta P_w / \Delta P) \end{cases} \quad (15)$$

其中, ΔP 为系统某时段调用备用时的系统的功率偏差,本文仅考虑发电不足时系统正的备用需求,即 $\Delta P < 0$ 的情况; ΔP_g 为发电机组输出功率的偏差,在 $\Delta P_g < 0$ 时,发电机组出现故障停运时需要承担费用; ΔP_l 为负荷实际需求与预测值之间的偏差, $\Delta P_l > 0$ 时表示负荷实际需求大于预测值,此时系统负荷需要承担费用; ΔP_w 为实际风电输出功率与预测值之间的偏差, $\Delta P_w < 0$ 时表示实际风电输出功率小于预测值,此时风电需要承担费用; C_{CC} 为系统此时段调用

备用的电量费用; C_{CCg} 、 C_{CCl} 和 C_{CCw} 分别为发电方、负荷方和风电方此时段所分摊的备用电量费用。

3 算例分析

以修改的 IEEE 14 节点测试系统为例;假设某时段负荷为 500 MW,负荷预测误差标准差的百分比为 2%,并网风电预测输出功率为 100 MW,风电功率预测误差标准差百分比为 15%,系统正常购电报价为 40 $\$/(\text{MW}\cdot\text{h})$,系统备用容量报价为 6 $\$/(\text{MW}\cdot\text{h})$,发电机数据如表 1 所示。

表 1 发电机组相关数据
Table 1 Data of generator units

机组编号	当前出力/ MW	最大出力/ MW	备用电量成本报价/ [$\$ \cdot (\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}$]	不可用度
1	140	240	45	0.01
2	80	120	48	0.01
3	60	100	50	0.02
4	60	100	50	0.03
5	60	100	50	0.02

3.1 备用的容量费用分摊算例分析

(1)系统各责任方采用分段式分摊的分摊比例。
利用本文方法计算的分段式分摊比例如图 4 所示。当系统 3 种风险因素都存在且取系统高可靠性指标为($L_{OLP}=1.29\%$)时,系统备用容量需求为 100 MW;而当不考虑发电机停运概率,只考虑风电和负荷 2 种风险因素时,使系统满足同一可靠性指标时的备用为 40 MW。显然,增加了发电机停运影响后,系统所增加的 60 MW 旋转备用主要是为了发电机停运而预留的。因此在这后 60 MW 的备用中发电机应承担更多的备用费用。

而图 4 中显示的分摊结果符合上述分析。可明显看出,在后 60 MW 备用中发电机确实承担了更多的分摊比例;而负荷和风电的分摊比例总体上是呈递减趋势的,这充分说明了本文分摊方法的合理性。

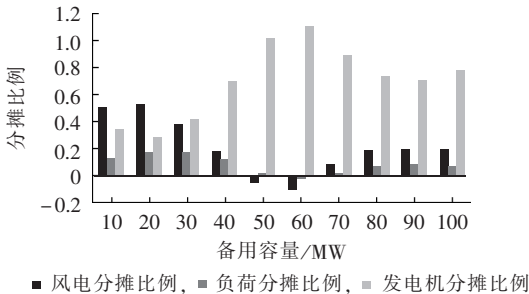


图 4 分段式分摊方法中各参与方承担比例对比图
Fig.4 Cost apportionment among responsible parties for different capacity segments

此外,图中 50 MW 和 60 MW 分段部分风电和负荷出现了负的分摊比例,这是由于发电机在此分段的停运概率很大,而风电和负荷所存在的正向波动

可以减少系统失负荷概率,故而风电和负荷波动的存在具有正向价值,不仅无需承担备用费用,还应该由发电机补贴给风电和负荷。

(2)整体方式分摊与分段式分摊总费用的对比。

2 种分摊方式的对比数据见表 2,从表 2 数据可看出采用分段式分摊备用费用的方法,风电和负荷分摊费用的总比例有所下降,这是由于在本算例中,为发电机预留备用容量(60 MW)相对于为负荷和风电预留的备用容量(40 MW)所占比例更高,故而当采用分段分摊时,会把更多的备用购买费用分摊给发电机。这也体现了按责分摊的思路,符合公平性要求。

表 2 2 种分摊方法的对比
Table 2 Comparison between two cost apportionment methods

系统各参与方	整体分摊比例/%	整体分摊费用/\$	分段分摊总比例/%	分段分摊费用/\$
风电	32.23	1934.07	20.92	1255.13
负荷	12.54	752.36	8.84	530.67
发电机	55.23	3313.57	70.24	4214.20

(3)敏感度分析。

如果提高风电的可靠性(即风电功率的预测精度),风电所分摊费用的比例会随着风电功率预测误差的减小逐渐减小,分段式分摊的总比例随误差变化的曲线如图 5(a)所示;同样,负荷所分摊费用的比例也会随着负荷预测误差的减小逐渐减小,分摊总比例随负荷预测误差变化的曲线如图 5(b)所示;若提高发电机的可靠性,发电机所分摊的比例随着发

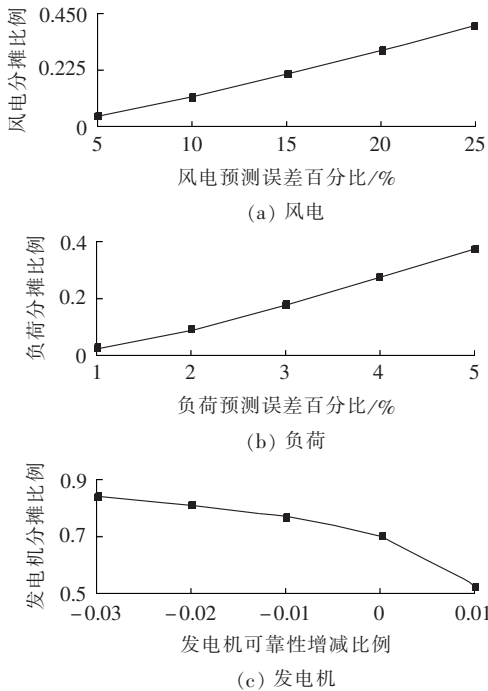


图 5 各参与方分摊比例与可靠性关系
Fig.5 Relationship between proportion and reliability for different responsible parties

电机停运率的减小而逐渐减小,发电分摊总比例随发电电机停运率变化的曲线如图5(c)所示。

由此可知,系统各参与方若想减小备用费用的分摊比例,可通过提高其自身可靠性水平来减少对系统备用的需求,说明分段式备用容量费用的分摊方法可为系统各参与方提供有益的激励,从根本上减少系统备用需求,提高系统运行的经济性。

3.2 备用的电量费用分摊分析

备用的电量费用只需根据统计数据,确定各参与方在实际备用调用时的状态,从而计算各参与方应承担的备用电量费用。

假设实际运行时,该时段最终负荷为525 MW,风电输出功率为90 MW,发电机3号机组停运,则此时系统需要调用95 MW的备用(均由1号机组提供,则备用电量费用报价为45 \$/(MW·h))。由于系统负荷比预测值的需求增加了25 MW,那么备用应支付的备用电量费用为 $25 \times 45 = 1125$ (\$)。而此时系统风电比预测值少发了10 MW,这10 MW的功率缺额,原来由风电提供系统需要花费\$400,现由备用提供需要花费\$450,系统调用这10 MW的备用实际是比正常运行时多花费了\$50,因此风电应支付的备用电量费用应为 $10 \times (45 - 40) = 50$ (\$)。同理发电机少发了60 MW,其应当承担的备用电量费用应为 $60 \times (45 - 40) = 300$ (\$)。

上述备用电量费用的分摊方式虽然简单,但同样能对激励系统各责任方提高各自的可靠性,从而减少其调用备用的概率,提高系统运行的经济性。

4 结论

鉴于风电大规模并网对系统备用的影响,本文将风电纳入备用费用分摊的责任方之中,使得分摊范围更为公平,同时也可约束风电提高其风功率预测精度和设备可靠性。

同时,在负荷、风电和发电机之间进行备用容量费用分摊时,鉴于处于备用容量中不同部分的容量段对三方的价值不同,采用了对备用容量先进行分段,然后把每段容量的购买费用根据各责任方责任大小单独分摊的方法。较之整体分摊方法,分段方法更加精细化,也更加合理。

由于备用电量费用需事后分摊,本文采用容量费用和电量费用分别独立分摊的思路。电量费用分摊时采用了谁引起备用调用谁支付电量费用的原则,亦可激励系统中的各风险责任方尽量减少其对备用的调用,进而提高系统运行的安全性和经济性。

参考文献:

[1] LUICKX P J, DELARUE E D, D'HAESELEER W D. Considera-

tions on the backup of wind power: operational backup[J]. Applied Energy, 2008, 85: 787-799.

- [2] ALBADI M H, EL-SAADANY E F. Overview of wind power intermittency impacts on power systems[J]. Electric Power Systems Research, 2010, 80(6): 627-632.
- [3] ACKERMANN T. Wind power in power system[M]. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2005: 143-147.
- [4] KEN D. Valuing wind power generation on integrated power system[M]. London, UK: Elsevier Inc, 2010: 5-20.
- [5] STRBAC G, SHAKOOR A, BLACK M, et al. Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity system[J]. Electric Power Systems Research, 2007, 77(9): 1214-1227.
- [6] 王建学, 王锡凡, 邱伟, 等. 市场环境分区备用的费用分摊研究[J]. 西安交通大学学报, 2007, 41(2): 209-213.
WANG Jianxue, WANG Xifan, QIU Wei, et al. Allocation methods for reserve cost in regional power market[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2007, 41(2): 209-213.
- [7] AHMADI-KHATIR A, FOTUHI-FIRUZABAD M. Customer choice of reliability in spinning reserve procurement and cost allocation using well-being analysis[J]. Electric Power Systems Research, 2009, 79(1): 1431-1440.
- [8] 孟祥星, 韩学山. 不确定因素引起备用的探讨[J]. 电网技术, 2005, 29(1): 30-34.
MENG Xiangxing, HAN Xueshan. Discussion on reserve caused by uncertain factors[J]. Power System Technology, 2005, 29(1): 30-34.
- [9] 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 generating system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 9-13.
- [10] 齐先军, 丁明. 电力市场环境旋转备用费用分摊的新方法[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(16): 69-73.
QI Xianjun, DING Ming. A novel method for cost allocation of spinning reserve in electricity market environment[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(16): 69-73.
- [11] RONAN D, MARK O. Quantifying reserve demands due to increasing wind power penetration[C]//IEEE Bologna Power Tech Conference. Bologna, Italy: [s.n.], 2003: 23-26.
- [12] ORTEGA-VAZQUEZ M A, KIRSCHEN D S. Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1): 114-124.
- [13] RONAN D, MARK O. A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(2): 587-595.
- [14] 苏鹏, 刘天琪, 李兴源. 含风电的系统最优旋转备用容量的确定[J]. 电网技术, 2010, 34(12): 158-162.
SU Peng, LIU Tianqi, LI Xingyuan. Determination of optimal spinning reserve of power grid containing wind[J]. Power System Technology, 2010, 34(12): 158-162.
- [15] ALLAN R N, BILLINTON R. Reliability evaluation of power systems[M]. New York, NY, USA: Plenum, 1996: 156-176.
- [16] 郭永基. 电力系统可靠性分析[M]. 北京: 清华大学出版社, 2003: 13-25.
- [17] ORTEGA-VAZQUEZ M A, KIRSCHEN D S. Economic impact assessment of load forecast errors considering the cost of inter-

ruptions[C]//IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006. Montreal, Que, Canada: IEEE, 2006: 1-8.

- [18] ZHOU Zhi, BOTTERUD A. Dynamic scheduling of operating reserves in co-optimized electricity markets with wind power[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 160-171.

作者简介:

赵云丽(1979—),女,山东昌邑人,博士研究生,研究方向为大规模风电并网后的电网调度(E-mail: zhaoyunli@mail.dlut.edu.cn);

吕泉(1980—),男,山西祁县人,讲师,博士,主要研究方向为大规模风电并网后的消纳问题;



赵云丽

朱全胜(1982—),男,河南焦作人,高级工程师,博士,主要研究方向为电力系统经济运行分析;

单茂华(1975—),男,江苏滨海人,高级工程师,博士,主要研究方向为电力系统自动化、新能源运行与分析;

李卫东(1964—),男,辽宁铁岭人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为互联电网运行控制性能评价、大规模风电并网后的电网调度、电力市场理论与应用和电力系统运行状态显示(E-mail: wdli@dlut.edu.cn)。

Spinning reserve cost apportionment for power system with wind farm

ZHAO Yunli¹, LÜ Quan¹, ZHU Quansheng², SHAN Maohua³, LI Weidong¹

(1. Department of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China;

2. State Grid Henan Electric Power Research Institute, Zhengzhou 450052, China;

3. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: The concept of responsibility-based cost apportionment is proposed to lower the demand of system spinning reserve. Since the wind farm is a significantly affecting factor of system reserve demand, it is taken as a main responsible party. Since different responsible parties have different impacts on different reserve capacity segments, it is proposed to apportion the reserve capacity cost among the parties according to their responsibilities for each reserve capacity segment. Since the dispatch of system reserve causes the change of electricity purchase cost, it is adopted to apportion the reserve electricity cost among the parties who cause the reserve dispatch. Case study verifies the effectiveness of the proposed method.

Key words: wind power integration; spinning reserve cost; responsibility-based apportionment; segment-based apportionment

(上接第 153 页 continued from page 153)

Distribution network reconfiguration considering correlation between wind-speed and load

LI Chunyan, YANG Qiang, WEI Wei, LUO Hongfei, ZHANG Qian

(State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, China)

Abstract: As both wind-speed and load are affected by several climate factors, there exists a certain correlation between them, which should be considered in the SPF (Stochastic Power Flow) calculation and DNR (Distribution Network Reconfiguration). A SPF algorithm considering this correlation is proposed based on the Copula function theory and a DNR model considering this correlation and taking the minimum expectation of active power loss as its objective function is built. Results of case study show that, the proposed method can accurately describe the correlation between wind-speed and load, and the correlation degree has a certain impact on the results of SPF and DNR.

Key words: wind-speed; electric loads; correlation; Copula function; stochastic power flow; distribution network reconfiguration; wind power