

考虑风电并网的系统充裕度评估

施泉生, 陈秋萍

(上海电力学院 经济与管理学院, 上海 200090)

摘要:风电的随机性和波动性特性进一步加剧电网运行矛盾,立足于场景法,提出一种系统化的计及风电出力的电力系统充裕度评估方法。该方法为了最大程度地拟合风机出力的随机性特性,建立了基于拉丁超立方采样法(Latin hypercube sampling, LHS)和同步回带削减(Simultaneous backward reduction, SBR)技术的风电可靠性评估模型。该模型同时考虑了常规机组和风电机组的强迫停运率,涵盖了风机出力、常规机组出力和负荷三种典型场景,为含风电电力系统充裕度评估的所有阶段提供了模型化支持。在前期工作的基础上,给出了电力充裕度和调峰充裕度指标计算方法,具有一定的可行性;利用充裕度指标引入平衡点的概念,为确定合适的风电接入规模提供了指导。最后应用 IEEE-RTS 系统进行电力系统的综合充裕度评估,验证了该方法的可行性和有效性。

关键词:电力系统;风电场;场景;充裕度指标;调峰不足

中图分类号: TM614 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2016)01-0097-07

目前,随着经济发展加速,环境污染问题日益严重,化石能源发电形式逐渐被环境友好的可再生能源替代,而风电被普遍认为是重要替代形式之一。不过风电的广泛接入加剧了电网的调峰问题,如果系统的调峰能力不足,系统将难以实现功率平衡,为电网安全运行控制带来巨大的冲击,同时大量风资源遭到浪费,因此必须对含风电出力的电力系统进行接纳风电的充裕度评估。

风能具有随机性的特点,对此已有很多文献进行了风电出力可靠性的相关研究。文献[1]是通过序贯蒙特卡罗法对风速进行抽样模拟风速序列,再基于风速的 Weibull 分布建立了风机出力的可靠性模型;文献[2]先使用蒙特卡罗随机抽样产生日前 24 小时风电场景,然后用后续场景削减,使用场景法建立风电模型,不过此方法得到的风电模型只适用于固定的风电场,若风机更换型号、数目则需重新建模;文献[3]、[4]都应用拉丁超立方采样法(Latin hypercube sampling, LHS)生成风电功率场景,然后进行场景削减得到风机出力可靠性模型,得到的风力模型分别应用到了风电的微电网经济调度和含风电的微网能量优化调度中。以上方法都是以随机抽样的方法模拟风速模型,而实际上任何一个地方的风力情况在一天之内具有一定的规律,应用现有的随机抽样的方法不能

模拟风速的时序状态,这些方法的主要缺点是不能完全认识和体现风速时序内在规律,所得结果对系统实际接纳风电的能力存在较大偏差。本文利用以小时为尺度的风电场实测数据,采用 LHS 分别抽取其中每个小时点的风速数据,所得的场景数据容量很大,应用同步回带削减(Simultaneous backward reduction, SBR)技术选取其中最具代表性的场景作为可用风速场景。如果单独对期望风速场景的每小时风速进行 Weibull 函数拟合,就可以得到风机出力模型。这种方法的特点是根据每个时间点风速水平进行单独拟合,可以更好地呈现真实情况。同样地,本文应用场景法描述负荷以及常规机组的不确定性。

另外,现有的研究往往只是利用单一的指标对电力系统进行评估,缺乏综合的考评,所得结果难以全面反映电网接纳风电特性。故本文引入功率不足期望(expected power not supplied, EPNS),功率不足概率(loss of power probability, LOPP),调峰不足期望(expected peak-load regulation not supplied, EPRNS),调峰不足概率(loss of peak-load regulation probability, LOPRP)四个指标,量化风电接入系统后的影响程度,据此评估电网接纳风电后的各项特性。

收稿日期: 2015-09-01

作者简介:施泉生(1961—),男,上海人,上海电力学院,教授,硕士生导师,研究方向:电力经济与管理;陈秋萍(1989—),女,上海电力学院,硕士研究生,研究方向:电力经济分析等。

1 风电场景的生成

1.1 风速的概率密度函数

实践表明,大部分地区的风速服从 2 参数的 Weibull 分布^[5],其概率密度为:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (1)$$

根据式(1)得到风速的概率分布函数:

$$P(v \leq v_x) = \int_0^{v_x} f(v) dv = 1 - \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (2)$$

式中, k 为 Weibull 分布的形状参数; c 为 Weibull 分布的尺度参数。

通过实测的历史风速数据和威布尔分布的均值、方差公式可以估算出 k 和 c 的值,公式如式(3)(4)所示^[6]。

$$\begin{aligned} & \frac{(1 + \frac{2}{k})^{(0.5+2/k)} e^{-(1+2/k)} [1 + 1/12(1 + 2/k)]}{[(1 + 1/k)^{(1+2/k)} e^{-(2+2/k)} [1 + 1/12(1 + \frac{1}{k})]^2] \sqrt{2\pi}} \\ &= 1 + \frac{\sigma^2}{\mu^2} \end{aligned} \quad (3)$$

$$c = \frac{\sigma}{\sqrt{\Gamma(1 + 2/k) - \Gamma^2(1 + 1/k)}} \quad (4)$$

1.2 风速的拉丁超立方抽样

LHS 属于分层采样,能够保证采样点覆盖所有的采样区域,同时还能避免抽取已经出现的样本。该方法由 M. D. McKay、R. J. Beckman 和 W. J. Conover 在 1979 年提出,能有效地反映随机变量的整体分布情况^[7]。在进行相同规模抽样时,LHS 抽样点的分布具有均匀性,可以有效地提高采样效率并且很快速地达到收敛,目前已被用于可靠性分析中^[8],该方法主要由以下两部分构成。

1.2.1 样本生成

该阶段是对每个时间点风速进行采样生成样本,采样规模设为 1 000,对 24 小时风速数据进行采样,故随机变量的数目为 24,分布是 $X_1, X_2, \dots, X_{24}$ 。取其中一个时间点的风速变量 X_k ,按如下方法进行采样:

设风速变量 X_k 的概率分布函数为 $Y_k = F_k(X_k)$,纵轴被划分为 1 000 个区间,分别在每个子区间 $[n/1000, (n+1)/1000]$ ($n = 0, 1, \dots, 999$) 里选择一个点 ξ_n ,即

$$\xi_n = \frac{\text{rand}(0,1)}{N}, n = 0, 1, \dots, (N-1) \quad (5)$$

式中,rand(0,1)为 MATLAB 库函数,表示 $[0, 1]$ 区间内任一均匀分布随机数。

再通过 $Y_k = F_k(X_k)$ 的反变换得到采样值 X_{kn} :

$$X_{kn} = F_k^{-1}(\xi_n) \quad (6)$$

用此方法得到 X_k 处 1 000 组风速采样值 $X_{k1}, X_{k2}, \dots, X_{k1000}$, 24 个采样点可以形成一个 1000×24 阶的初始采样矩阵 X_s 。

1.2.2 相关性控制

利用 LHS 得到的数据进行计算,计算结果的精度受到采样值的影响的同时,也受到不同输入变量采样值之间相关性的影响^[8],改变各采样值之间的排列顺序可以有效地减小它们的相关性。排序方法主要有 Cholesky 分解法^[9],遗传算法^[10]和 Gram-Schmidt 序列正交化方法^[11]等。考虑到 Cholesky 分解法较易实现且计算速度快,本文采用 Cholesky 分解法进行排序。

首先,应用 Cholesky 分解法形成一个 1000×24 阶的顺序矩阵 L ,顺序矩阵中每一列的元素值代表初始采样矩阵 X_s 对应列的元素应该排列的位置。 ρ_L 为顺序矩阵 L 各列之间相关系数矩阵,对 ρ_L 进行 Cholesky 分解,即

$$\rho_L = DD^T \quad (7)$$

得到 24×24 阶的下三角矩阵 D ,再通过式(8)得到一个 1000×24 阶的各列之间相关系数阵为单位阵的矩阵 G ,

$$G = D^{-1}L \quad (8)$$

利用 G 中行元素的大小顺序对 L 中的列元素进行更新,随后将初始采样矩阵 X_s 的列元素按照重排后的顺序矩阵 L 进行替换,形成最终的 1000×24 阶采样矩阵 X_{sp} 。

1.3 同步回带削减技术

采用场景削减技术将由 LHS 得到的大容量样本进行削减,可以提高计算效率。本文采用 SBR 技术,可以在削减样本的同时最大限度保持样本的拟合精度,该方法的原理如下:

假设现有 N 个场景, $S = \{\xi^i, i = 1, 2, \dots, N\}$,每个由 LHS 生成的场景概率为 $1/N$ 。定义两个场景向量差值的绝对值为场景距离,记作 $D(i, j) = |\xi^i - \xi^j|$ 。设最终的场景数目为 s ,被删掉的场景集合为 J ,其初始阶段为空,则 SBR 技术的基本算法如下:

1) 计算场景 i, j 之间的距离:

$$D(i, j) = |\xi^i - \xi^j|, i, j = 1, 2, \dots, N \quad (9)$$

2) 对于每一个场景 k ,找到与其距离最短的场景 r ,其距离记为 $D(k, r)$,即 $D(k, r) = \min D(k, s), s \in S$;找出其中最小的 $D(k, r)$ 所对应的场景 k_1 ,将 k_1 加入到 J 集合中, $J^{[1]} = \{k_1\}$, $S^{[1]} = S - \{k_1\}$ 。

3)任意场景 k 的概率记为 $p(k)$, 计算 $PD_k(r) = p(k)D(k, r)$, 由 $PD_{ki} = \min PD_k$ 确定待删除的场景 k_i 。

4)将待删除场景加入到 $J^{[i-1]}$ 集合中, 即 $J^{[i]} = J^{[i-1]} \cup \{k_i\}$, $S = S - \{k_1, k_2, \dots, k_i\}$ 。修正 $p(r)$ 的概率, $p(r) = p(r) + p(k_i)$ 。

5)重复步骤 3)和 4)的计算, 削减至剩余 s 个场景, 即当 $i = N - s$ 时迭代中止, 剩余的场景在 $S^{[N-s]}$ 中。

1.4 风机出力场景

风电机组输出功率与风速大小息息相关, 本文采用线性拟合风机输出功率 P_o 与风速 v 的关系^[12], 如下式所示:

$$P_o = \begin{cases} 0 & v \leq v_{ci} \\ k_1 v + k_2 & v_{ci} < v \leq v_r \\ P_r & v_r < v \leq v_{co} \\ 0 & v > v_{co} \end{cases} \quad (10)$$

式中, v 为风速; P_r 为风电机组的额定功率; v_{ci} , v_{co} , v_r 分别为风机的切入、切出和额定风速; $k_1 = P_r / (v_r - v_{ci})$; $k_2 = -k_1 v_{ci}$ 。

2 机组的可用场景

可以采用两状态启停模型模拟具有 n 台机组电力系统的启停情况, 如下式所示:

$$\vec{X} = (X_1, X_2, \dots, X_n) \quad (11)$$

式中, X_i 为机组 i 的运行状态变量: 当 $X_i = 0$ 时, 机组 i 处于停运状态; 当 $X_i = 1$ 时, 机组 i 处于运行状态。 X_i 的取值由蒙特卡洛方法确定, 通过 MATLAB 库函数 $\text{rand}(0, 1)$ 产生一个随机数 μ_i , 应用式(15)判断机组 X_i 的运行状态:

$$X_i = \begin{cases} 0 & \mu_i \leq \text{for}_i \\ 1 & \mu_i > \text{for}_i \end{cases} \quad (12)$$

式中, for_i 表示机组 i 的强迫停运率。

通过以上方法, 可以形成机组运行状态序列, 通过组合所有机组状态形成机组可用场景。与传统机组类似, 风机也可采用此两状态启停模型。考虑到同一风电场内风电机组的地理位置相近, 运行条件相似, 停运事件可能发生集群现象, 因此不能把同一风电场内的风机停运视为独立事件单独抽样。

3 负荷场景的生成

由于负荷预测存在偏差, 造成负荷场景的不确定性, 负荷预测值与实际负荷之间的关系可用下式表示:

$$L_D = L_{pre} + \Delta l \quad (13)$$

式中, L_D 表示实际负荷值; L_{pre} 表示预测的负荷值; Δl 表示负荷预测的偏差值。

研究表明, 负荷预测的偏差 Δl 服从均值为 0 的正态分布^[13]。按照经验, 实际负荷服从均值为 L_{pre} , 方差为 $2\%L_{pre}$ 的正态分布, 使用 Matlab 库函数可直接仿真负荷的随机场景。

4 系统充裕度评估

4.1 调峰容量比

调峰容量比是指一个发电机组正常运行时, 其出力变动范围的大小占额定出力大小的百分比, 体现单个机组的调峰深度。机组可变动的容量数值与机组额定容量之比称为调峰容量比^[14], 将调峰容量比概念概化, 系统综合调峰容量比 R_s 可以在一定程度上反映系统的调峰裕度^[15]。 R_s 是系统内所有正常运行的机组最大总出力与最小总出力的差值与系统总额定出力的比值, 其表达式为:

$$R_s = \frac{\sum_{i \in S} (P_{maxi} - P_{mini})}{\sum_{i \in S} P_{Ni}} \times 100\% \quad (14)$$

式中, P_{maxi} 和 P_{mini} 分别表示第 i 台发电机组最大技术出力和最小技术出力; P_{Ni} 表示第 i 台发电机组的额定功率; S 表示系统所有机组的集合。

电网的调峰能力取决于系统总可变动出力是否满足系统的负荷峰谷差要求, 即 $R_s \sum_{i \in S} P_{Ni}$ 的大小是否大于系统当日的峰谷差。

4.2 综合充裕度指标计算

因为风电的反调峰特性, 本文将风电出力看作是负的负荷从负荷曲线上剔除, 得到的曲线称为净负荷曲线。净负荷完全由常规机组承担, 故可以按传统方法处理。将净负荷曲线的峰谷差记为 P_{nm} , 峰值记为 P_m 。对已生成的风电机组、传统机组以及负荷的各 10 组典型场景进行随机排列组合, 在组合后的 1 000 组系统场景基础上进行电网的充裕度指标评估。每种组合的概率分别为:

$$p_{cjq} = p_{we} \cdot p_{Gu} \cdot p_{Lv} \quad (15)$$

其中, p_{cjq} 表示第 q 个组合场景发生的概率; p_{we} 表示第 e 个风电场景概率; p_{Gu} 表示第 u 个机组可用场景概率; p_{Lv} 表示第 v 个负荷场景概率。

首先在可用常规机组中, 针对每一个组合场景, 按调峰容量比大的优先取用原则, 取前 M 台机组使其总容量 P_M 刚好满足该场景下净负荷曲线的峰值 P_m , 由式(14)计算出该机组组合下的有效调峰容量比, 记为 R_M 。若该场景下 $P_M < P_m$, 则记为发生电力

不足,记录该组合场景序号,加入到集合 U_1 中,结束该场景的模拟。否则,判断不等式 $R_M P_m > P_{mm}$ 是否成立,若不成立则判定该场景调峰不足,记录该组合场景序号,加入到集合 U_2 中,反之调峰充裕^[15]。

若 1 000 组场景算作一个周期,则需进行多个周期的模拟。记录每个周期模拟结果,其中第 i 周期的功率不足和调峰不足指标按下式计算:

$$LOPP_i = \sum_{q \in U_1} p_{cj q}$$

(16)

$$LOPRP_i = \sum_{q \in U_2} p_{cj q}$$

(17)

$$EPNS_i = \sum_{q \in U_1} (P_{mq} - P_{Mq}) \cdot p_{cj q}$$

(18)

$$EPNS_i = \sum_{q \in U_2} (P_{mmq} - R_{Mq} P_{mq}) \cdot p_{cj q}$$

(19)

式中, P_{mq} 表示第 q 组场景净负荷曲线峰值; P_{Mq} 表示第 q 组场景下运行的常规机组总容量; P_{mmq} 表示第 q 组场景净负荷曲线最大峰谷差; R_{Mq} 表示第 q 组场景系统最大有效调峰容量比。

重复进行多个周期的模拟直到结果收敛,判断如下:

$$\frac{\sigma(LOPP)}{\sqrt{NE(LOPP)}} < 0.05$$

(20)

式中, E 为期望值; σ 为标准差; N 为模拟的周期数。

因为 LOPP 已收敛,可以认为已模拟足够多次周期,所得结果具有一般性。根据实际情况,调峰不足是在未发生功率不足的基础上才能存在的情况,所以 LOPRP 需要用条件概率表示。各个指标的计算公式如下:

$$LOPP = \frac{\sum_{i \in N} LOPP_i}{N}$$

(21)

$$LOPRP = \frac{\sum_{i \in N} LOPRP_i}{N} / (1 - LOPP)$$

(22)

$$EPNS = \frac{\sum_{i \in N} EPNS_i}{N}$$

(23)

$$EPRNS = \frac{\sum_{i \in N} EPRNS_i}{N}$$

(24)

5 算例分析

本文采用上海浦东沿海地区历史风速数据,在 2011—2014 四年内冬季 10—12 月内每 30 min 采样一次,共采样了 17 664 组数据。采用 IEEE-RTS^[16] 作为测试系统。该系统含有 32 台机组,总装机容量为 3 405 MW,年最大负荷为 2 850 MW,各机组类型

按调峰容量比排序如表 1 所示。风电场由单机容量为 1 MW 的风电机组组成,切入风速、额定风速、切出风速分别为 3、14、25 m/s,风电机组强迫停运率取 0.05。考虑到一个地区的风速在日前每个小时的均值和方差都有差异,建模细化至以 h 为单位的时序曲线,采用 Weibull 分布的均值和方差公式估算相关参数。根据实测的每小时历史风速数据,得到 24 组尺度参数 c 和形状参数 k ,其部分参数值如表 2 所示。

表 1 测试系统机组参数

机组类型	调峰容量比	机组数量	机组容量/MW	强迫停运率
燃油	100%	5	12	0.02
燃气	100%	4	20	0.1
燃油	100%	6	50	0.01
水电	100%	3	100	0.03
燃煤	39%	4	155	0.04
燃煤	35%	1	350	0.08
燃油	32%	3	197	0.05
燃煤	27%	4	76	0.02
核电	0%	2	400	0.12

利用 24 组尺度和形状参数,可以拟合出该地区 24 小时风速累计分布函数。求出这些函数的逆函数,就可以采用 LHS 生成任意组风速场景。本文应用此方法产生 1 000 组风速场景,再用 SBR 将这些风速场景削减至十组,其中两个风速场景如图 1 所示。在此基础上,根据风机的功率曲线和风机状态转移时间序列,即可得到十组风机出力场景。同时,应用两状态启停模型法生成十组各常规机组出力场景。

表 2 风速 weibul 分布参数

时间/h	$c/(m \cdot s^{-1})$	k
0	9.116	2.000
1	10.274	2.682
2	10.912	2.814
3	11.231	2.992
...		
15	7.925	2.056
16	7.933	2.157
...		
22	7.815	2.025
23	8.106	2.128

根据 IEEE-RTS 标准算例中全年每日 24 小时负荷占年最大负荷比例数据^[16]计算冬季 17 周内日

前 24 小时负荷,以该时期每小时负荷平均值为负荷预测值 L_f ,根据蒙特卡罗随机模拟生成负荷十组可用场景。日负荷预测值曲线如图 2 所示。

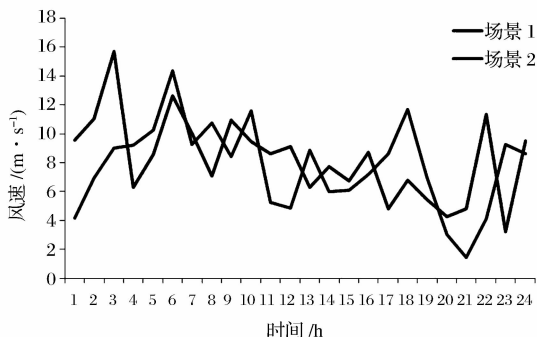


图 1 24 小时风速曲线

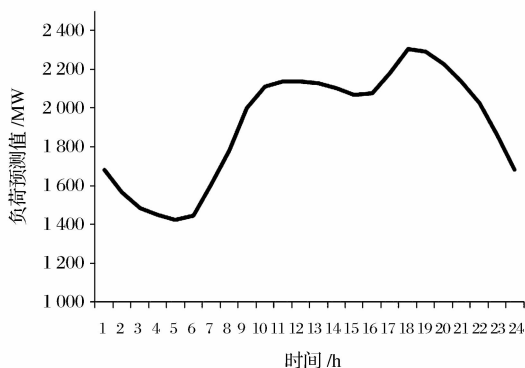


图 2 日负荷预测值曲线

为研究对电网充裕度指标的影响因素,本文对风电场容量、风机参数、年最大负荷这些因素进行逐一分析比较,以期得到其对功率不足和调峰不足指标的影响。

5.1 风电场容量的影响

不同风电场容量下,分别计算测试系统的 EPNS, EPRNS, LOPP, LOPRP 四种充裕度指标,其中 EPNS 和 EPRNS 的变化趋势如图 3 所示,LOPP 和 LOPRP 的变化趋势如图 4 所示。

由图 3、4 可知,风电接入电网后,EPNS 和 LOPP 两个指标随着风电场容量的增加逐渐减小,可以认为风电场容量的增加使系统电力不足的风险减小。但随着风电场容量的不断增大,其对电力充裕度指标的影响将越来越小;而 EPRNS 和 LOPRP 随着风电场容量的增加也逐渐增大,可见风电并网给系统调峰带来了更大的压力,且新增的风电场容量对调峰充裕度指标的影响越来越大,呈级数增长。

从图 3 可以看出,当风电场容量小于 211 MW

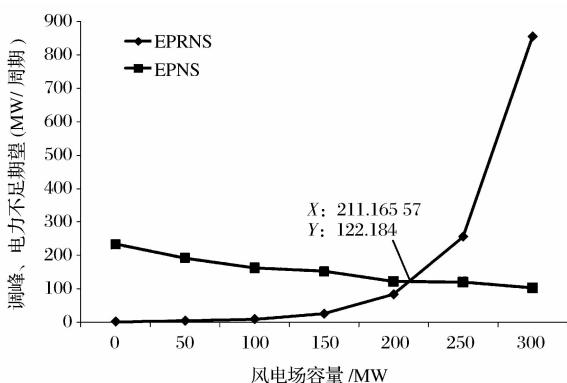


图 3 不同风电并网容量下的系统 EPNS 和 EPRNS

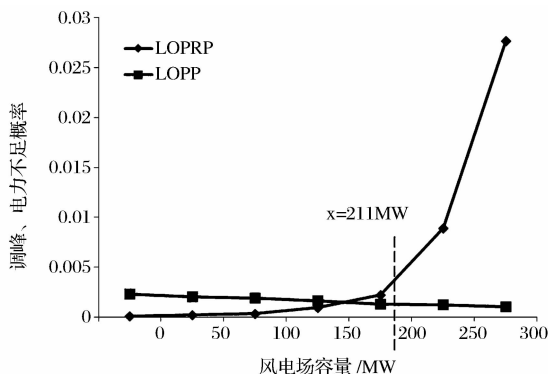


图 4 不同风电容量下的系统 LOPP 和 LOPRP

时,调峰不足期望值小于功率不足期望值,系统的发电不足问题比较突出;当风电场容量大于 211 MW 时,系统的调峰不足问题变得更为明显。当接入的风电容量为 211 MW 时,系统的功率不足期望与调峰不足期望一致,此时功率不足期望已趋于平稳,调峰不足期望也处于相对平稳阶段。由图 4 可知,当风电场容量等于 211 MW 时,调峰不足概率虽然略高于功率不足概率,但此时 LOPP 小于 0.125%,LOPRP 小于 0.4%,符合充裕度要求,由图中也可以看出,风电场容量等于 211 MW 处也是调峰不足概率增长速度加快的临界点。综上所述,调峰不足期望等于功率不足期望时的风电场容量可作为系统可接纳风电容量的判断依据,将 $EPRND=EPNS$ 的点称为平衡点,平衡点时的风电容量称为平衡容量。

5.2 风机参数的影响

不同型号风机启动风速、额定风速及切出风速参数对电网系统充裕度评估结果有较大影响,现有三种型号的风机,参数如表 3 所示。

表 3 风机参数

	切入、切出风速	额定风速	充裕度指标
风机 1	3 m/s 25 m/s	12 m/s	EPRNS1,EPNS1, LOPRP1,LOPP1
风机 2	3 m/s 25 m/s	14 m/s	EPRNS2,EPNS2, LOPRP2,LOPP2
风机 3	3 m/s 25 m/s	16 m/s	EPRNS3,EPNS3, LOPRP3,LOPP3

分别将三种风机投入系统中,随着风机容量的增加,充裕度指标变化如图 5、6 所示。

由图 5 可知,在相同风电容量下, $EPRNS1>EPRNS2>EPRNS3$, $EPNS1<EPNS2<EPNS3$,这是由于风机额定风速参数变大之后,风机处于高效输出时段减少,由此风机总输出功率减少,功率不足期望升高,调峰不足期望减小。也可以看出,随着风机额定风速参数变大,平衡容量变大,平衡点处的期望变化不大。由于同样的原因,图 6 中的曲线趋势与图 5 基本相似,平衡点处 $LOPRP<0.4\%$, $LOPP<0.13\%$,满足实际要求。

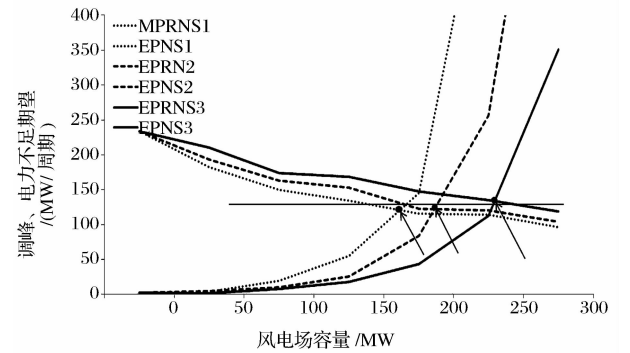


图 5 不同风机参数下的系统 EPNS 和 EPRNS

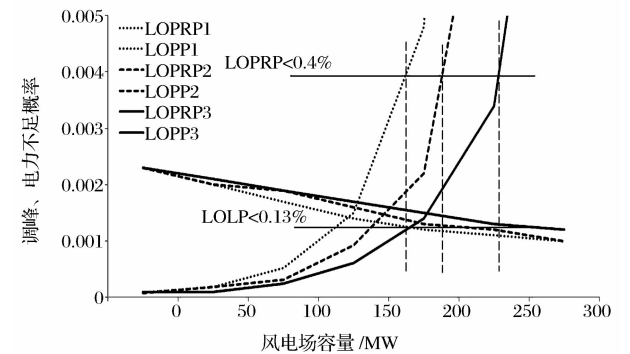


图 6 不同风机参数下的系统 LOPP 和 LOPRP

5.3 年最大负荷的影响

在电网系统的充裕度分析中,系统的年最大负荷是一个重要因素。让全年最大负荷在 50 MW 的等步长下从 2 700 MW 到 3 000 MW,按照第三节的方法生成负荷场景,此时日负荷曲线形状基本不变。设风电场容量为 200 MW,由图 7 可以看出 LOPRP 与 EPNS 两个指标随年最大负荷增加的变化情况。

由图 7 可知,随着年最大负荷的增加,LOPRP、LOPP 两个指标曲线都呈上升趋势。这是因为年最大负荷增大的同时,负荷峰值和峰谷差都变大了,加大了系统供电和调峰压力,因此功率不足和调峰不足概率都将变大。

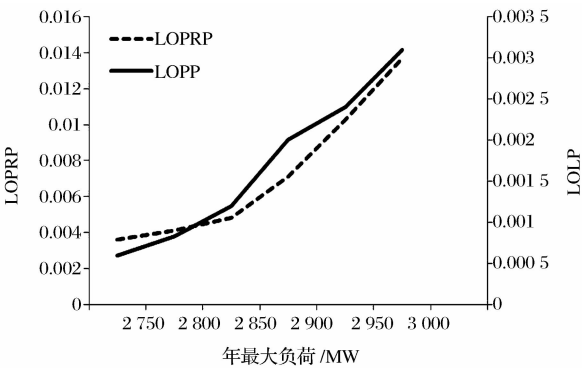


图 7 不同年最大负荷下的系统 LOPRP 和 LOPL

6 结论

本文针对风能具有随机性和波动性的特点,考虑负荷及常规机组的不确定性,应用场景法描述三者的不确定性,并通过组合场景最大程度体现系统接纳风电特征。在此基础上,提出一种系统化的计及风电出力的电力系统充裕度安全指标评估方法。分析可知,随着风电并网规模的增大,风电的加入缓解了系统电力不足的问题,但风电的随机性和间歇性大大增加了系统的调峰难度。在评估风电场容量、风机参数和年最大负荷的变动对系统充裕度指标影响的同时,本文引入平衡点的概念,为确定合适的风电接入规模提供指导。如何综合考虑储能容量和风电并网容量对系统充裕性评估的影响,是下一步的研究重点。

参考文献

[1] 吴义纯,丁明. 基于蒙特卡罗仿真的风力发电系统可靠性评价[J]. 电力自动化设备,2004,24(12):70—73.
[2] RAZALI N M M, HASHIM A H. Backward reduction application for minimizing wind power scenarios in stochastic programming[C]//Power Engineering and Optimization Confer-

- ence. Shal Alam, Malaysia;PEOCO, 2010;430—434.
- [3] 徐立中,杨光亚,许昭,等. 考虑风电随机性的微电网热电联合调度(英文)[J]. 电力系统自动化,2011,35(9):53—60.
- [4] 柳丹,李强,袁晓冬. 考虑随机性的微网能量优化调度模型[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(11):112—117.
- [5] CHOU,KAREN,COROTIS, ROSS B. Simulation of hourly wind speed and array wind power[J]. Solar Energy,1981,26(3):199—212.
- [6] LI WENYUAN. Risk assessment of power systems models, methods and applications[M]. Canada; John Wiley & Sons, Inc,Publication,2005;285—286.
- [7] MCKAY M D,BECKMAN R J,CONOVER W J. Comparison of three methods for selecting values of input variables in the analysis of output from a computer code[J]. Technometrics, 1979,21(2):239—245.
- [8] JIRUTITIJAROEN PANIDA,SINGH CHANAN. Comparison of simulation methods for power system reliability indexes and their distributions[J]. IEEE Trans on Power Systems,2008,23(2):486—493.
- [9] YU H,CHUNG C Y,WONG K P, et al. Probabilistic load flow evaluation with hybrid latin hypercube sampling and cholesky decomposition[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2):661—667.
- [10] 李俊芳,张步涵. 基于进化算法改进拉丁超立方抽样的概率潮流计算[J]. 中国电机工程学报,2011,31(25):90—96.
- [11] 于哈,钟志勇,黄杰波,等. 基于进化算法采用拉丁超立方采样的电力系统概率潮流计算方法[J]. 电力系统自动化, 2009,33(21):32—35.
- [12] BIE ZHAOHONG, LI GAN, LIU HUI, et al. Studies on voltage fluctuation in the integration of wind power plants using probabilistic load flow [C]//Proceedings of IEEE Powe & Energy Society General Meeting, July 20—24, 2008, pittsburgh, PA, USA:1—7.
- [13] PARTOVI FARZAD, MOZAFARI BABAK, RANJBAR MONA. An approach for daily assessment of active power reserve capacity and spinning reserve allocation in a power system[C]//2010 International Conference on Power System Technology, 2010:1—8.
- [14] 曹坊,张粒子. 结合系统调峰容量比确定抽水蓄能机组装机容量方法[J]. 电力自动化设备,2007,27(6):47—50.
- [15] 张宏宇,印永华,申洪,等. 基于序贯蒙特卡洛方法的风电并网系统调峰充裕度评估[J]. 电力系统自动化,2012,36(1):32—37.
- [16] The Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. IEEE reliability test system[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,1979, 98(6):2047—2054.

Adequacy Evaluation of Power System with Wind Energy Intergration

SHI Quan-sheng, CHEN Qiu-ping

(School of Economics and Management, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: Uncertainty and fluctuation characteristics of wind power will intensify contradiction to power grid security operation. This paper proposes a systematic method to assess adequacy indexes of power system containing wind farms, which is based on scenario method. In order to have good approximation of wind power variation, a reliability assessment model is established based on the Latin hypercube sampling(LHS) and Simultaneous backward reduction(SBR) technique. The model take into account both the forced outage rate of traditional units and wind turbines and contains three typical scenarios for the output of the wind turbine, the conventional unit and the load, which provides support for adequacy evaluation for power system containing wind farm at all stages. On the basis of the preliminary work, the paper proposes a calculation method for adequacy indexes of electric power supply and peak-load regulation demand, which has certain rationality and feasibility. This paper introduces a concept of Equilibrium Point which will provide guidance to determine the appropriate capacity of the wind power. At last the results on IEEE-RTS system with wind farms demonstrate that the proposed method is feasible and effective.

Key words: power system; wind farm; scenario; adequacy indexes; peak-load regulation not supplied