

考虑相关性的地区风电出力对调峰容量的影响分析

林 俐¹, 周 鹏¹, 王世谦², 田春笋²

(1. 华北电力大学新能源电力系统国家重点实验室, 北京 102206; 2. 国网河南省电力公司经济技术研究院, 河南郑州 450052)

Analysis Impact on Regional Wind Power to Peak Regulation Capacity by Considering the Correlation

LIN Li¹, ZHOU Peng¹, WANG Shiqian², TIAN Chunzheng²

(1. State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources (North China Electric Power University), Beijing 102206, China; 2 State Grid Henan Economic Research Institute, Zhengzhou 450052, China)

摘 要: 在地区性的大规模风电并网背景下, 电网的调峰能力是制约风电并网的一个很重要的因素。本文以某一实际地区电网一年的数据为例, 计算风电出力和典型日负荷的皮尔逊相关系数, 分析单风电场出力和地区风电出力的特性, 在风电出力特性分析的基础上, 计算分析不同风电出力场景下的调峰容量, 选取用于调峰容量计算的地区风电典型出力特性。研究认为当地区电网并网风电容量较大时, 考虑地区风电出力与负荷的相关性, 采用逆调峰特性最明显的风电出力场景计算调峰容量是更合理的方法。

关键词: 风电出力; 皮尔逊相关系数; 风电出力场景; 调峰容量

Abstract: On the background of regional power grid integrated with large-scale wind generation, the peak regulation capacity ability of power grid is an important factor to restrict the integrating of wind power. In this paper, annual data for a real regional power grid is taken as an example to calculate the Pearson correlation coefficient of wind power and typical daily load, and to analyze the characteristics of single wind farm and regional wind power. On the basis of analyzing the characteristics of wind power, peak regulation capacity under different wind power scene is calculated and analyzed, and typical characteristics of regional wind power for calculating peak regulation capacity is chosen. It is suggested from researches that the more reasonable method for calculating peak regulation capacity under the scene of wind power output with the most obvious inverse peak regulation characteristics is presented by considering the correlation of the regional wind power and daily load when there is bigger grid-connected wind power capacity of regional power grid.

基金项目: 国家科技支撑计划项目 (2013BAA02B01); 能源基金会 (美国) 项目 (G-1403-20188)

Keywords: wind power; Pearson correlation coefficient; wind power scene; peak regulation capacity

0 引 言

风力发电是目前世界可再生能源开发技术中, 最成熟、最具大规模开发和商业化前景的能源利用方式。和传统的火力发电方式相比, 风力发电最根本的不同点在于其有功出力的随机性、间歇性和不可控性^[1-2], 地区性的大规模风电并网后, 必须考虑地区风电出力对负荷的影响以及电网的调峰能力。目前, 通常假设高峰负荷时风电出力为零, 低谷负荷时风电出力最大^[3-4], 以此计算出等效负荷, 再根据等效负荷的峰谷差来计算电网所需要的调峰容量^[5-9]。这会导致系统备用过高, 造成整体效率过低, 甚至限制系统接纳风电功率。但是如果对风电的逆调峰特性估计不足, 又可能造成系统热备用不足, 影响系统安全可靠运行, 或将增加常规火电机组深度调峰的压力导致火电机组煤耗上升, 经济性下降。因此准确评估基于调峰容量的系统风电出力的日波动特性具有重要的实用价值和一定的理论意义。

文献 [10] 针对风电出力随机性强、运行方式复杂多变的特点, 采用概率性的方法, 模拟年度风电出力时序曲线和规划年份时序负荷曲线, 分析大规模风电并网对系统调峰的影响。文献 [11] 针对风电并网后对电网调峰的影响问题, 以华北电网的实测数据为对象, 分析风电出力在不同时段的波动特点, 对比分析了风电月、日出力特性与负荷特性的关系, 在此基础上研究风电并网后对华北电网调峰的影响, 得到风力发电给调峰带来负面影响的关

键月份。文献 [12] 分析了风电并网对云南调峰的影响, 研究在调峰约束下云南电网能接纳的最大风电功率。以上文献在研究时只是定性分析风电出力对电网调峰的影响, 没有分析风电接入后系统调峰容量的计算。

文献 [13] 以风电场的实测风速数据为基础, 在风速的期望和方差未知的情况下, 通过参数估计来求得发生概率较大的风电出力场景, 进而计算该场景下的系统静态电压安全域边界。所以该方法只适用于选取发生概率较大的风电出力场景, 在进行地区电网调峰容量计算时并不适用。文献 [14] 针对具有相关性的多个风电场出力场景难以生成的问题, 提出一种基于连接(Copula)函数的场景生成方法, 避免了构造多风电场出力联合概率分布这一难题, 实现多风电场出力的场景模拟。该方法是利用满足 Copula 函数分布的多个风电场样本数据, 利用聚类方法产生几个发生概率相近的场景, 并不适用于进行电网的调峰容量计算。

本文利用地区风电出力和典型日负荷的历史实测数据, 通过计算地区风电出力和典型日负荷的皮尔逊相关系数^[15], 分析地区风电出力与典型日负荷的相关性, 通过分析得出该地区风电出力的调峰特性。其次, 根据相关系数的分布, 选取用于调峰容量计算的地区风电典型出力特性, 从而确定地区电网调峰容量, 为含大规模风电的电网调峰容量计算提供参考。

1 风电出力与典型日负荷的皮尔逊相关性

采集某一地区 n 天的风电出力数据, 每天有 m 个等时间间隔采样数据, 则风电出力样本集表示为

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \mathbf{X}_1 \\ \mathbf{X}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{X}_n \end{bmatrix} = [x_{i,j}] = \begin{bmatrix} x_{1,1} & x_{1,2} & \cdots & x_{1,m} \\ x_{2,1} & x_{2,2} & \cdots & x_{2,m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{n,1} & x_{n,2} & \cdots & x_{n,m} \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中: $x_{i,j}$ 表示第 i 天的第 j 个采样点的风电出力。

$\mathbf{X}_i = [x_{i,1} \ x_{i,2} \ \cdots \ x_{i,m}]$ 为 \mathbf{X} 的行向量, 即为给定时间段内第 i 天的地区风电出力样本集。

一个地区的日负荷在一段时间内基本不会发生变化, 所以可以用典型日负荷曲线来代表每天的负荷变化。典型日负荷数据为 m 个等时间间隔数据, 可表示为

$$\mathbf{Y} = [y_j] = [y_1 \ y_2 \ \cdots \ y_m] \quad (2)$$

则典型日负荷的平均值为

$$\bar{Y} = \frac{\sum_{j=1}^m y_j}{m} \quad (3)$$

第 i 天的风电出力平均值为

$$\bar{X}_i = \frac{\sum_{j=1}^m x_{i,j}}{m} \quad (4)$$

式中: $i=1, 2, \dots, n$ 。

则该地区第 i 天风电出力数据 \mathbf{X}_i 与典型日负荷 \mathbf{Y} 的皮尔逊相关系数 r_i 。

$$r_i = \frac{\sum_{j=1}^m (x_{i,j} - \bar{X}_i)(y_j - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{j=1}^m (x_{i,j} - \bar{X}_i)^2} \sqrt{\sum_{j=1}^m (y_j - \bar{Y})^2}} \quad (5)$$

式中: $-1 \leq r_i \leq 1$, 且 $r_i \neq 0$, r_i 越接近 +1 说明典型日负荷和地区风电出力的正相关性越强, 越接近 -1 说明典型日负荷和地区风电出力负相关性越强。正相关性最大表示风电出力正调峰特性最明显, 而负相关性最大代表风电出力的逆调峰特性最明显。以统计学观点, 在一般情况下, 当 $|r| \geq 0.8$ 时, 认为两个变量有高度相关关系, $0.5 \leq |r| < 0.8$ 时, 认为两个变量有中度相关关系^[16]。

2 风电出力与典型日负荷相关性的实例分析

这里以含 16 个风电场、额定容量为 2 022 MW 的某地区电网为例进行分析。

2.1 单风电场出力特性分析

以该地区一个额定容量 191 MW 的风电场(记为 A)为例, 选取 2013 年冬季 12 月至次年 2 月份的实际风电出力, 逐日计算 A 风电场出力和典型日负荷的皮尔逊相关系数 r , 图 1 给出 A 风电场出力和典型日负荷正相关性最大和负相关性最大的风电出力曲线, 表 1 给出 A 风电场对应的 r 的分布。

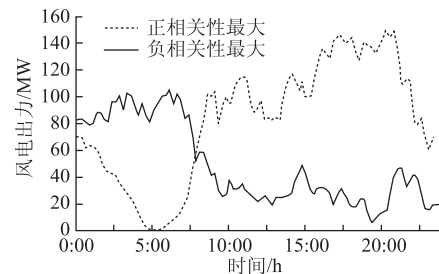


图 1 A 风电场正相关性最大和负相关性最大的风电出力曲线

表 1 A 风电场对应的 r 分布表

r 的范围	天数	所占比例/%
$0.9 \leq r \leq 1$	1	1
$0.8 \leq r < 0.9$	7	8
$0.5 \leq r < 0.8$	16	18
$0 \leq r < 0.5$	22	24
$-0.5 < r < 0$	28	31
$-0.8 \leq r < -0.5$	12	14
$-0.9 \leq r < -0.8$	4	4
$-0.9 \leq r \leq -1$	0	0

从表 1 中可以看出，在给定时间段内，A 风电场出力和典型日负荷正相关天数为 46d，约占总天数的 51%，负相关天数 44d，约占总天数的 49%，A 风电场在给定时间段的出力与典型日负荷成正相关以及呈负相关的天数基本一样，逆调峰和顺调峰天数没有明显的差别。而在该段时间内没有出现 $r < -0.9$ 的情况，出现 $r < -0.8$ 的情况也只有 4d。可见在给定时间段内，A 风电场出力出现明显逆调峰特性的天数很少。

2.2 地区风电出力特性分析

同理，选取 2013 年冬季 12 月至次年 2 月份的地区实际风电数据进行分析，图 2 给出正相关性最大和负相关性最大的地区风电出力曲线，图 3、图 4 给出 3 条 $r > 0.8$ 和所有 $r < -0.8$ 的地区风电日出力曲线，表 2 给出冬季地区电网对应的 r 的分布。

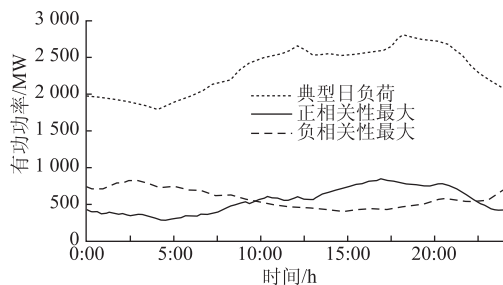


图 2 冬季正相关性和负相关性最大的地区风电出力曲线和典型日负荷曲线

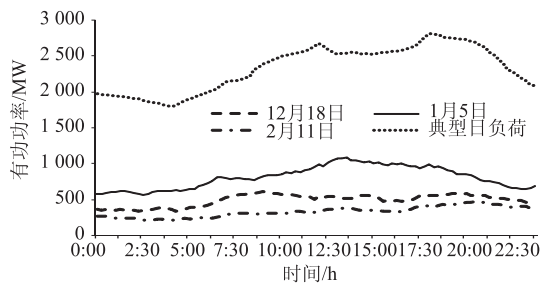


图 3 冬季 $r > 0.8$ 的风电出力曲线和典型日负荷曲线

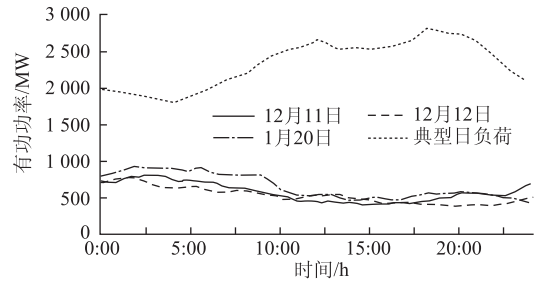


图 4 冬季 $r < -0.8$ 的风电出力曲线和典型日负荷曲线

表 2 冬季地区电网对应的 r 的分布表

r 的范围	天数	所占比例/%
$0.9 \leq r \leq 1$	1	1
$0.8 \leq r < 0.9$	7	8
$0.5 \leq r < 0.8$	22	24
$0 \leq r < 0.5$	23	26
$-0.5 < r < 0$	22	24
$-0.8 \leq r < -0.5$	12	14
$-0.9 \leq r < -0.8$	2	2
$-0.9 \leq r \leq -1$	1	1

可以看出，在所选的时间段内，该地区风电出力与典型日负荷正相关的天数有 53d，约占总天数的 59%，负相关的天数有 37d，约占总天数的 41%，在给定时间段内该地区的风电出力与典型日负荷成正相关的天数更多，出现顺调峰影响的天数更多。出现 $r > 0.8$ 的有 8d，可见该地区风电出力与典型日负荷出现高度正相关性的可能性较小， $r < -0.8$ 的只有 3d，可见风电出力与典型日负荷呈现高度负相关的可能性很小，逆调峰特性不明显。

同理，选取 2014 年夏季 6 月到 8 月、春季 3 月到 5 月、秋季 9 月到 11 月的实际出力进行分析。图 5~图 7 给出了夏季、春季、秋季正相关性最大和负相关性最大的风电出力曲线，表 3 给出了夏季、春季、秋季 r 的分布。

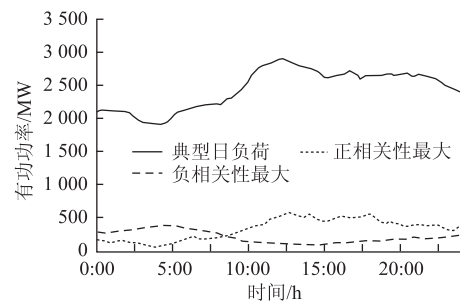


图 5 夏季正相关性最大和负相关性最大的地区风电出力曲线和典型日负荷曲线

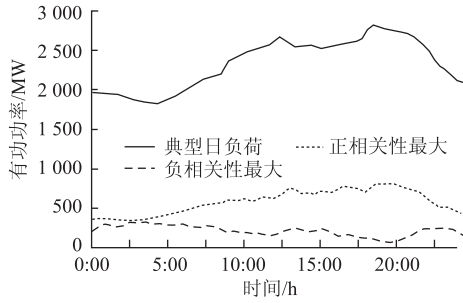


图6 春季正相关性最大和负相关性最大的地区风电出力曲线和典型日负荷曲线

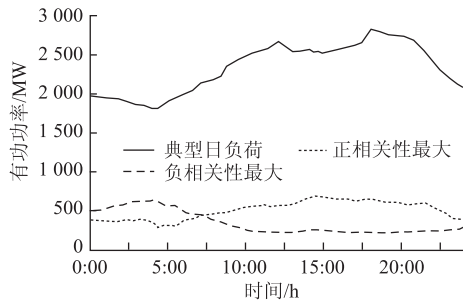


图7 秋季正相关性最大和负相关性最大的地区风电出力曲线和典型日负荷曲线

表3 夏季、秋季、春季地区电网对应的 r 的分布表

r 的范围	夏季		秋季		春季	
	天数	比例/%	天数	比例/%	天数	比例/%
$0.9 \leq r \leq 1$	3	3	2	2	8	10
$0.8 \leq r < 0.9$	9	10	9	10	9	11
$0.5 \leq r < 0.8$	20	22	23	25	21	27
$0 < r < 0.5$	23	25	27	29	17	21
$-0.5 \leq r < 0$	17	19	18	20	10	13
$-0.8 \leq r < -0.5$	14	15	10	11	11	14
$-0.9 \leq r < -0.8$	4	4	2	2	3	4
$-0.9 \leq r \leq -1$	1	1	1	1	0	0

从每个季节来看, r 的分布情况基本类似, $r > 0$ 的天数明显多于 $r < 0$ 的天数, 即该地区风电出力顺调峰的天数多于逆调峰的天数。地区风电逆调峰特性并不明显。从其它年份的数据分析也可得到类似结论。

2.3 风电出力特性比较

从实例系统的冬季单风电场和地区风电出力特性可以看出:

① 单风电场的出力最大为 178.21MW, 为额定容量的 93.3%, 最小为 0, 15min 级的出力变化率最大为 19.4%。而地区风电出力最大值为 1278.97MW, 为额定容量的 63.3%, 最小值为

27.60MW, 为额定容量的 1.4%, 15min 级的地区风电出力变化率最大为 4.95%。由此可见, 由于地区不同位置风资源的波动性相互抵消, 使得地区内风电出力的总体波动减弱, 地区风电出力的波动明显小于单风电场的出力波动。

② 以地区风电额定并网容量为基准, 单风电场出力的峰谷差约为 60~178.21MW (31.4%~93.3%)。地区风电出力峰谷差的范围为 140.15~895.20MW (6.9%~44.3%)。含多风电场的地区风电出力峰谷差率明显小于单风电场出力的峰谷差率。若以单风电场出力特性按容量放大来代替地区风电出力特性, 将会放大地区的风电的波动幅度和频度, 与实际地区风电的出力特性不相符。

③ 对于选定的实例电网, 单风电场风电出力和地区风电出力与典型日负荷呈现正相关的情况较多, 呈现高度负相关的情况较少, 逆调峰特性不明显。

3 几种风电场景下计算的调峰容量与比较

3.1 调峰容量的计算方法

① 常规调峰容量计算

通常地区风电出力按极端情况处理, 即负荷最大时风电出力为 0, 而负荷最小时风电出力最大 (记为极端场景), 按此种方法计算得出的调峰容量可以满足所有情况下的调峰需求。

② 按逆调峰特性最明显的风电出力场景计算调峰容量

利用逆调峰特性最明显的风电出力场景 (对应 r 最小的场景), 计算此风电出力场景下的调峰容量。

③ 按 r 的分布选取典型风电出力场景计算调峰容量

将风电出力按逆调峰特性从强到弱进行排列, 即 r 从小到大进行排列, 取前 10% 对应的日风电出力, 求取平均风电出力, 记为场景 1, 该场景代表了风电逆调峰特性最强的前 10% 的日风电出力的平均值。以此类推, 取前 20%、30%、40%、50% 对应的日风电出力, 分别求取平均风电出力, 记为场景 2、场景 3、场景 4、场景 5。据此计算典型风电场景 1~场景 5 下的调峰容量。

3.2 调峰容量的比较

以上述实际地区电网为例, 该地区电网的典型

日负荷峰谷差为 1 013MW，负荷低谷时常规机组能提供的调峰容量为 1 300MW，两者相差 287MW（约占地区最大负荷的 10%）。

当地区电网的风电并网容量较小时，这里设上述地区电网仅并入 A 风电场，此时风电并网容量约占地区总装机容量的 2.8%，选取冬季风电出力数据，按以上 3 种方法计算调峰容量，结果如表 4。

表 4 地区风电容量较小时不同场景下的调峰容量

风电场景	调峰容量 /MW	能满足调峰要求	调峰裕度 /MW
极端场景	1 204	100%	96
逆调峰特性最明显	1 082	100%	218
按 r 的分布 选取典型场景			
场景 1	1 096	100%	204
场景 2	1 070	100%	230
场景 3	1 070	100%	230
场景 4	1 069	100%	231
场景 5	1 069	100%	232

由表 4 可知，在地区电网风电容量较小时，3 种方法计算得出的调峰容量相差较小，最大相差也只为最大负荷的 4.4%，按逆调峰特性最明显的典型场景和场景 1~场景 5 计算出的结果相差最大仅为最大负荷的 0.4%，几乎没有差别。按极端场景和其余的场景计算得到的调峰容量，系统的调峰能力都能满足要求，可见在地区风电容量较小时按照常规调峰容量计算即可，不会导致备用过高。

当地区风电容量较大时，这里以上述实际地区电网为例，该地区风电并网容量占地区总装机容量的 29.9%。选取该地区风电出力场景，图 8 给出场景 1~场景 5 以及逆调峰特性最明显的地区风电

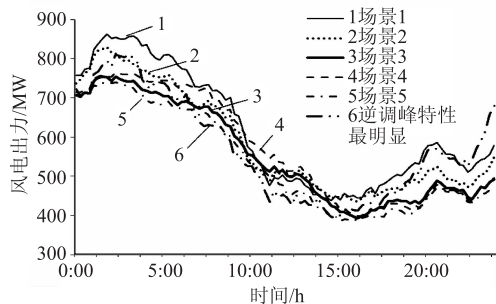


图 8 场景 1~场景 5 以及逆调峰特性最明显的地区风电出力曲线

出力曲线，表 5 给出按上述 3 种不同方法的调峰容量计算结果。

表 5 不同场景下的地区电网调峰容量

风电场景	调峰容量 /MW	能满足调峰要求	调峰裕度 /MW
极端场景	3 035	42.8%	0
逆调峰特性最明显	1 309	99.3%	0
按 r 的分布 选取典型场景			
场景 1	1 311	99.2%	0
场景 2	1 283	100%	17
场景 3	1 256	100%	44
场景 4	1 240	100%	60
场景 5	1 210	100%	90

从图 8 可以看出，逆调峰特性最明显的场景和场景 1~场景 5 的风电出力曲线变化趋势基本一致，其中场景 1 的风电出力峰谷差大于其他场景的峰谷差。

按常规方法计算得到的调峰容量明显高于按逆调峰特性最明显的场景计算得出的调峰容量，相差达到最大负荷的 55.7%。

按逆调峰最明显的场景和按 r 的分布选取的典型场景(场景 1~场景 5)计算得出的调峰容量相差很小，最大相差仅为最大负荷的 3.2%。

按 r 的分布选取典型场景计算得出的调峰容量相差很小，最大相差仅为最大负荷的 3.2%。

考虑系统负荷低谷时常规机组能提供 1 300MW 的调峰容量，若按极端场景计算调峰容量，此时得到所需的调峰容量为 3 035MW，按此结果系统只能提供所需调峰容量的 42.8%，此时会出现大量弃风；按逆调峰特性最明显的场景和场景 1 计算所需的调峰容量为 1 309MW 和 1 311MW，此时系统可提供所需调峰容量的 99.3% 和 99.2%，基本不会出现弃风；按场景 2~场景 5 计算得出所需的调峰容量分别为 1 283MW、1 256MW、1 240MW、1 210MW，系统能提供所需的调峰容量且不会弃风。

从调峰容量的比较可以看出：

① 当风电并网容量较小(小于地区最大负荷的 10%)时，此时按所有的场景计算得出的调峰容量相差较小，且按极端场景计算较为简便，所以此时可利用极端场景计算调峰容量。

② 在地区风电并网容量较大(大于地区最大负荷的 10%)时，按极端场景计算的调峰容量与其他场

景的调峰容量相差很大,因此适合根据风电出力和典型日负荷的相关性来选取典型场景计算调峰容量。

③ 对于大规模风电接入的地区电网,其常规电源调峰能力有限,按极端场景计算的调峰容量明显偏大,对调峰裕度的要求过高,常常因此造成低负荷时大量弃风。而根据逆调峰特性最明显的场景以及场景1~场景5计算的调峰容量相差较小,且各场景的风电出力逆调峰特性基本相似,所以可直接利用逆调峰特性最明显的场景来计算调峰容量。

在实际应用中,按逆调峰特性最明显的场景计算调峰容量较为简便,且系统的调峰能力一般能满足要求,因此选用逆调峰特性最明显的场景进行调峰容量的计算即可。

4 结束语

本文首先根据实测数据来分析单风电场出力特性和地区风电出力特性,再根据风电出力与负荷的皮尔逊相关系数来分析风电出力与负荷的相关性,研究地区大规模风电接入对电网调峰容量的影响,得出的结论如下:

① 由单风电场出力特性和地区风电出力特性的分析可知,地区各个风电场的出力之间有互补性,使得地区风电出力比单风电场出力的波动率小。

② 含有多风电场的地区风电出力通常不会出现极端场景。以所选的地区为例,从给定的3 α 数据来看,风电出力与典型日负荷大多呈现正相关、中度或低度负相关,呈现高度负相关的可能性很小,其仅占总天数的5%,没有出现过极端场景,风电的逆调峰特性不明显,因此选用极端场景进行调峰计算,结果过于保守,造成备用容量过高。

③ 在地区风电容量较小(小于地区最大负荷的10%)时,无需通过风电出力与负荷的相关性来分析风电对调峰的影响,可直接利用极端场景计算调峰容量,结果略保守,但是更加合理。

参 考 文 献

- [1] 林俐,赵会龙,陈迎,等.风电场建模研究综述[J].现代电力,2014,31(2):1-10.
- [2] 迟永宁,刘燕华,王伟胜,等.风电接入对电力系统的影响[J].电网技术,2007(3):77-81.
- [3] 曹昉,张粒子.满足调峰约束的可接纳风电容量计算[J].现代电力,2013(4):7-12.

- [4] 衣立东,朱敏奕,魏磊,等.风电并网后西北电网调峰能力的计算方法[J].电网技术,2010(2):129-132.
- [5] 闫广新,施海,刘新刚,等.电网在调峰能力约束下接纳风电能力的估算[J].电力与能源,2012(3):260-262.
- [6] 姚金雄,张世强.基于调峰能力分析的电网风电接纳能力研究[J].电网与清洁能源,2010(7):25-28.
- [7] 孙荣富,梁吉.电网接纳风电能力的评估及应用[J].电力系统自动化,2011(4):70-76.
- [8] 陈得治,代明.大规模风电接入对山西电网调峰的影响研究[J].华东电力,2011(8):1257-1261.
- [9] 韩小琪,孙寿广,戚庆茹.从系统调峰角度评估电网接纳风电能力[J].中国电力,2010(6):16-19.
- [10] 张宁,周天睿,段长刚,等.大规模风电场接入对电力系统调峰的影响[J].电网技术,2010(1):152-158.
- [11] 万书亭,崔研,闫磊.风电并网后对华北电网调峰的影响[J].现代电力,2012(4):22-25.
- [12] 张少泉,仇英辉,刘超,等.风电并网对云南电网潮流分布与电网调峰的影响[J].南方电网技术,2012(5):36-38.
- [13] 刘文颖,徐鹏,赵子兰,等.基于区间估计的风电出力多场景下静态电压安全域研究[J].电工技术学报,2015(3):172-178.
- [14] 黎静华,文劲宇,程时杰,等.考虑多风电场出力Copula相关关系的场景生成方法[J].中国电机工程学报,2013(16):30-36,21.
- [15] 史书良.统计学原理[M].北京:清华大学出版社,2007.
- [16] 曹慧.统计学基于SPSS的应用[M].北京:北京大学出版社,2013.

收稿日期:2015-12-23

作者简介:

林俐(1968—),女,副教授,研究方向为电力系统分析与控制、风电并网,E-mail:linli@ncepu.edu.cn;

周鹏(1993—),男,硕士研究生,研究方向为电力系统分析与控制,E-mail:1067609495@qq.com;

王世谦(1988—),男,工程师,研究方向为电力系统分析、电网规划,E-mail:wsq0204@163.cn;

田春笋(1982—),男,高级工程师,研究方向为电力系统分析、电网规划,E-mail:tianchunzheng@ha.sgcc.com.cn.

(责任编辑:林海文)