

DOI: 10.7667/PSPC161832

# 适用于评估风电接纳能力的时序生产模拟算法研究

吴冠男<sup>1</sup>, 张明理<sup>2</sup>, 徐建源<sup>1</sup>, 史喆<sup>2</sup>, 张晓天<sup>2</sup>

(1. 沈阳工业大学电气工程学院, 辽宁 沈阳 110870;

2. 国网辽宁电力有限公司经济技术研究院规划评审中心, 辽宁 沈阳 110015)

**摘要:** 近年来, 负荷状况、电源结构和网架结构等因素的变化直接导致电网风电消纳能力降低, 深入开展电网风电消纳问题的研究, 对于风电资源的可持续高效利用、电网的安全稳定运行意义重大。针对电网风电接纳能力评估算法展开研究工作。首先, 对风电场出力的实测数据进行了时间和空间分布特性分析。然后, 在风电出力特征和最大/最小负荷预测方法的基础上, 给出风电接纳能力的时序生产模拟算法。最后, 以某省级电网为例, 对不同季度、不同运行条件下的风电消纳能力进行了评估计算。对比电网运行数据, 计算结果表明该方法能够用于评估电网风电消纳能力, 可为进一步提高电网风电消纳水平提供理论数据参考。

**关键词:** 风力发电; 风电接纳能力; 时空特性; 时序生产法

## Time series production algorithm for evaluating wind power accommodation capacity

WU Guannan<sup>1</sup>, ZHANG Mingli<sup>2</sup>, XU Jianyuan<sup>1</sup>, SHI Zhe<sup>2</sup>, ZHANG Xiaotian<sup>2</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Shenyang University of Technology, Shenyang 110870, China;

2. Planning and Review Center, State Grid Liaoning Economic Research Institute, Shenyang 110015, China)

**Abstract:** Recent years, the wind power accommodation capacity of power grid is reduced resulting from the changes in the factors such as load conditions, power source structure and grid structure. It is significant to research the subject of wind power accommodation capacity for the sustainable development of wind power technology and the stable operation of power system. Therefore, this paper focuses on assessment measures for wind power accommodation capacity. Firstly, the time-space distribution characteristics of the measured data of wind farm output power are analyzed. Secondly, it provides the time series production algorithm for evaluating wind power accommodation capacity based on the characteristics of wind power and prediction algorithm of minimum/maximum load. Finally, taking one grid for an example, the wind power accommodation capabilities of power grid are evaluated in different quarters and operating conditions. Compared to power grid operation data, calculations indicate that the time series production algorithm can evaluate the wind power accommodation capacity and afford reference data to improve the grid's accommodation capacity for wind power.

**Key words:** wind power generation; wind power accommodation capacity; time-space characteristics; time series production method

## 0 引言

近年来, 我国风电产业高速发展, 风电并网容量逐年增加, 以辽宁电网为例, 2015年辽宁电网并网风电场79座, 风电并网容量638.84万kW, 同比增长4.93%, 占全网总发电装机容量的14.78%, 2016年辽宁电网新投风电场17座, 容量82.9万kW, 同比增长12.97%。由于风电与传统电源不同, 其出力受自然风能的影响, 具有随机、波动和不确定性,

所以风机并网运行过程中会随机地表现出反调峰特征, 影响主网系统的调峰能力。因此, 在大容量高比例风电并网运行背景下, 如何准确评估电网风电消纳能力是电网调度调峰决策面临的重要问题<sup>[1-3]</sup>。

影响电力系统风电接纳能力的主要因素是电网负荷水平及负荷特性、电源结构及调峰能力、电网跨区域传输规模及运行方式、电网安全稳定水平和风电出力特性等。其中, 区别于传统电源并网约束条件, 电网消纳风电过程还需要顾及风电反调峰特

性和出力波动特性<sup>[4-6]</sup>。对此,国内外学者已经进行了大量研究工作,文献[7]和文献[8]以电网的调峰以及输电能力为边界,对各种运行方式下电网的风电消纳能力进行了仿真计算。文献[9]综合考虑了地区电网的电源结构和风电装机等因素,提出了一种系统调峰能力计算模型,并指出目前风电容量的预期规划已经超前于电力调度上风电接纳能力。

文献[10]由负荷特性推算系统的调峰能力,并结合风电装机容量以及有效出力能力估算电网对风电的最大接纳能力。文献[11]以风的速度、频率、能量分布、季节规律与海拔规律性等不同风能特征来对内蒙古地区风能资源进行评估分析,并对具体风电场的风功率进行分析,用以指导内蒙古风电规划。然而,大多数研究都针对于传统电源系统自身调峰能力极限和风电的输出功率极限进行分析,缺乏对风电出力自身固有随机性、间歇性和反调峰特性的整体考虑。风电消纳问题本质上是一个多因素、多方面兼顾的优化问题,单纯的代数模型计算方法并不能全面反映风能消纳的客观情况,易造成过度弃风等现实问题。

为此,本文以某省级电网为例,通过分析电网风力出力的时间、空间特性,总结风电规模化对于电网的影响,结合最大负荷与最小负荷预测方法,提出了一种适用于评估电网风电接纳能力的时序生产模拟计算算法。以2015年某省级电网历史数据为例,验证了该评估算法的准确性,并预测评估了2016年不同季度该电网的风电消纳能力。

## 1 风力出力的时空特性分析

### 1.1 不同时间尺度下风功率波动特性分析

在已知风电场内每台风机各时刻的风功率输出数据的条件下,可以拟合得到5 min与1 h采样间隔下风电场的风功率波动量曲线,求取风电场的风功率波动量方法如式(1)和式(2)所示。

$$P_t = \sum_{i=1}^N p_{it} (N=125, i=1,2,\dots) \quad (1)$$

$$\Delta P_t = P_t - P_{t-1} (i=1,2,\dots) \quad (2)$$

式中:  $p_{it}$  为  $t$  时刻第  $i$  台风机输出的风电功率;  $P_t$  为  $t$  时刻风电场输出的风电功率;  $i$  为风电场风机序号;  $N$  为风电场风机数量;  $\Delta P_t$  为  $t$  时刻风功率波动量。

风电出力受自然条件影响,以国内某风场(装机容量250 MW)为例,该风电场在全年运行过程中一月份风功率波动最大,以该风场一月份风功率数据为例,在5 min与1 h采样间隔下风功率波动量曲线如图1和图2所示。

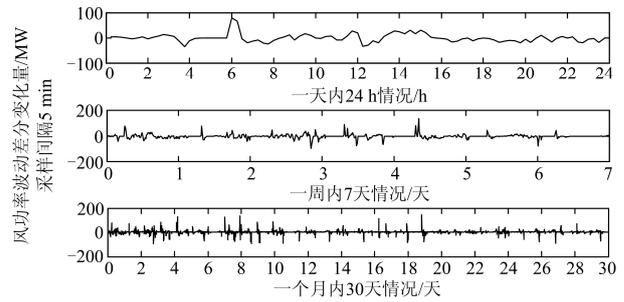


图1 250 MW 风电场5 min 采样间隔下风功率波动量曲线  
Fig. 1 Power fluctuation cure of 250 MW wind farm at 5 min sample interval

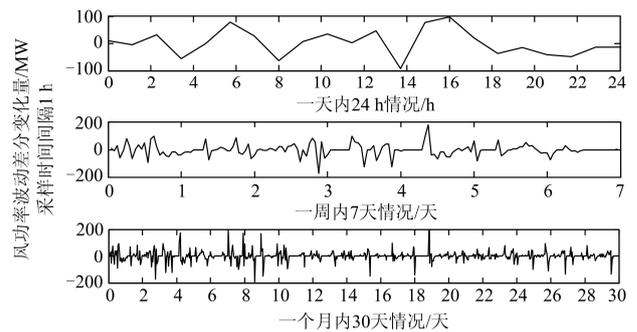


图2 250 MW 风电场1 h 采样间隔下风功率波动量曲线  
Fig. 2 Power fluctuation cure of 250 MW wind farm at 1 h sample interval

上述数据表明,该风电场在全年风功率波动最大的一月份里,5 min采样间隔下风电场出力波动明显小于1 h采样间隔下风电场出力波动,且每小时内风电场出力波动量不会超过自身装机容量的40%,每周(或月)内风电场出力波动量不会超过自身装机容量的75%。即对于最大波动量来说,风电场的功率波动存在可界定的升降范围。为确定风功率不同幅度波动变化所占比例,计算不同时间尺度采样间隔下,波动量占装机容量不同百分比情况下对应波动量占比,得到不同幅值有功输出波动量占比与容量占比的关系,如图3所示。

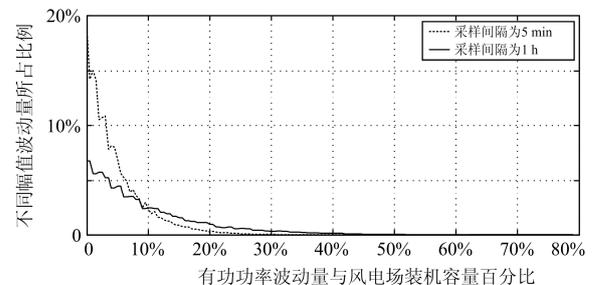


图3 5 min与1 h采样间隔下风电功率变化量占比示意图  
Fig. 3 Occurrence frequencies cure of wind power fluctuation variation at 5 min or 1 h sample interval

上述数据表明, 每间隔 5 min 风电场出力变化量小于装机容量的 10%, 主要集中在 5%, 而每间隔 1 h 风电场出力才容易出现大于装机容量 10% 的情况, 即调度对风电场的可执行调控能力范围。

### 1.2 不同空间尺度风电输出功率特性分析

考虑风电场集群效应的特点, 定义风电集群可能最大出力与风电集群额定容量之比为集群效应系数, 如式(3)。

$$\rho = P_{\Sigma \max} / \sum P_k \quad (3)$$

式中:  $\rho$  为集群效应系数;  $P_{\Sigma \max}$  为各风电场的出力总和;  $P_k$  为每个风电场额定容量,  $k=1, 2, \dots$ 。

图 4 是某省级电网内风场群的集群效应分析图, 集群效应系数在风场总装机容量达到 350 MW 时达到 0.8 左右, 表示风场群的功率输出最高阀限仅能达到其装机容量的 80%, 说明风电场总装机容量相比于其实际的最高出力水平总是过于理想的。

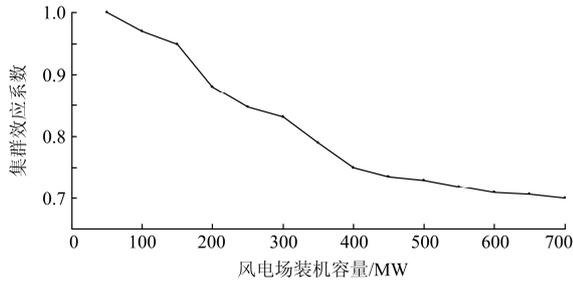


图 4 随着风电装机规模增加的集群效应系数变化曲线

Fig. 4 Cluster effect coefficient change curve with the increase of wind power installed capacity

下面进行风电场集群效应的波动规律分析。分别以装机容量为 250 MW 的风电场和装机容量为 2500 MW 的大规模风电场群为例, 计算风电场集群效应对出力波动的影响, 如图 5 所示。

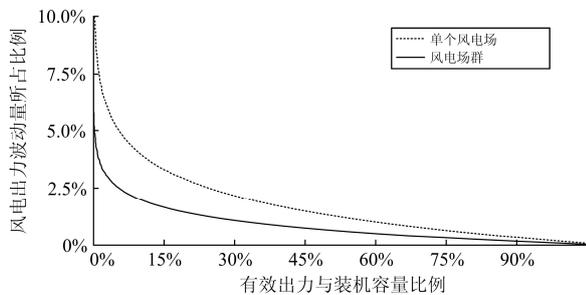


图 5 随风场装机容量增加风电波动示意图

Fig. 5 Power changes of wind farms during generator capacity increasing

图 5 说明风电场群具备聚群效应, 即随风电规模增大, 其输出功率波动降低。例如, 250 MW 风

电场的 5 min 采样间隔下功率波动范围绝大多数落于 10% 容量范围内, 而 2500 MW 大规模风电场群风电功率输出波动基本上全部被限制在总装机容量的 5% 范围以内。

## 2 基于时序生产模拟法的电网风电接纳能力评估算法研究

### 2.1 时序生产模拟评估算法

电网风电接纳能力受到电源结构、网架结构、负荷水平和风电特性四个方面的影响。其中: 电源结构方面主要包括电源类型、装机容量、运行方式和启停状态; 网架结构方面主要包括区域间传输容量、负荷备用容量、电力平衡稳定条件; 负荷水平方面主要包括负荷增长率和电网负荷需求(即全年负荷曲线); 风电特性方面主要包括风电装机容量和风电出力时空特性。而且, 这些影响因素不是恒定不变的。例如, 水电在丰水期和枯水期的库存水量不同, 其出力水平和负荷调节能力会受到库存水量的影响; 火电和核电在冬季供暖期和非供暖期出力规划不同; 又如第 1 章所述, 风电出力具备时空特性, 不同时间尺度下已知出力波动不同。因此, 电网风电消纳能力具有一定的季节性和时段性。

适用于风电消纳能力的时序生产模拟算法本质上是一种优化评估方法, 考虑多种系统运行约束条件不断变化的同时, 能够对电网风电接纳能力进行中长期评估计算, 并以降低成本和提高风电并网率为目标, 优化系统接纳风电容量, 为电网调度人员和规划设计人员的策略分析提供参考。

### 2.2 电网风电接纳能力评估计算模型建立

#### 2.2.1 目标函数

目标函数以系统总体经济性最优为目标, 考虑火电、水电和风电总运行成本最低建立目标函数<sup>[12]</sup>。借助模型计算兼顾电网负荷需求、联络线受电情况、风电运行信息、核电机组年度运行方式及电网火电机组于供暖期的最小运行方式等条件下系统接纳风电并网的能力。其目标函数表现为式(4)。

$$\min Cost = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (c_{\text{fire},i} P_{\text{fire},i,t} + c_{\text{hydro},i} P_{\text{hydro},i,t} + c_{\text{wind},i} P_{\text{wind},i,t}) \quad (4)$$

( $i=1, 2, 3, \dots, I; t=1, 2, 3, \dots, T$ )

式中:  $Cost$  是系统运行成本;  $I$  为火电、水电机组和风电场的总数;  $T$  为时段数;  $P_{\text{fire},i}$ 、 $c_{\text{fire},i}$ 、 $P_{\text{hydro},i}$ 、 $c_{\text{hydro},i}$  和  $P_{\text{wind},i}$ 、 $c_{\text{wind},i}$  分别是火电、水电机组和风电场的技术出力及其单位电量的运行成本。本文的分析中, 将风电场单位电量的运行成本  $c_{\text{wind}}$  设置为零, 以确保最大限度减少弃风电量, 实现风电优先消纳。

### 2.2.2 约束条件

#### 1) 系统运行约束

电力平衡约束为

$$\sum_{i=1}^I (P_{\text{fire},i,t} + P_{\text{hydro},i,t} + P_{\text{wind},i,t}) - \sum_{\text{link}} P_{\text{link},t} = P_{\text{Load},t} \quad (5)$$

负荷备用约束为

$$\sum_{i=1}^I P_{\text{fire},i,t} = P_{\text{Load},\text{max}} + \text{Capacity}_{\text{Load}} \quad (6)$$

$$\text{区间输电容量约束为 } P_{\text{link},t} \leq P_{\text{link},\text{max}} \quad (7)$$

$$\text{设备负载率约束为 } L_{\text{ratio},t} \leq L_{\text{ratio},\text{max}} \quad (8)$$

常规发电机组功率约束为

$$P_{\text{fire},i,\text{min}} \leq P_{\text{fire},i,t} \leq P_{\text{fire},i,\text{max}} \quad (9)$$

式中:  $P_{\text{Load},t}$  为  $t$  时刻区域电网的负荷;  $P_{\text{Load},\text{max}}$  为区域电网的最大负荷;  $P_{\text{link},t}$  为  $t$  时刻联络线的传输功率, 送出为正, 受入为负;  $P_{\text{fire},i,\text{min}}$  和  $P_{\text{fire},i,\text{max}}$  分别为第  $i$  台火电机组的最小和最大发电出力;  $\text{Capacity}_{\text{Load}}$  是负荷备用容量;  $P_{\text{link},t}$  是区间输电容量;  $P_{\text{link},\text{max}}$  是区间输电功率极限;  $L_{\text{ratio},t}$  为设备负载率, 应低于由安全稳定校验核准的极限值  $L_{\text{ratio},\text{max}}$ 。

最小启停时间约束是考虑机组在启停机时由于机械特性、物理能耗所导致的基础运行成本。同时, 机组升温导致机组不可以过于频繁启停。

$$\begin{cases} (\text{Switch}_{i,t-1} - \text{Switch}_{i,t})(\text{Time}_{i,t-1} - \text{Time}_{i,t}^{\text{on}}) \geq 0 \\ (\text{Switch}_{i,t} - \text{Switch}_{i,t-1})(-\text{Time}_{i,t-1} - \text{Time}_{i,t}^{\text{off}}) \geq 0 \end{cases} \quad (10)$$

$\text{Switch}_{i,t}$  为  $t$  时刻机组  $i$  的启停约束变量, 停机状态取 0, 开机状态取 1;  $\text{Time}_{i,t}^{\text{on}}$ 、 $\text{Time}_{i,t}^{\text{off}}$  分别为机组  $i$  在  $t$  时刻允许最小连续开机时间和允许最小连续停机时间;  $\text{Time}_{i,t-1}$  是机组前时刻状态已持续的时间, 停机持续时间取负值, 开机持续时间取正值。

#### 2) 机组爬坡速度约束

常规火电机组是系统中的主要电源, 其装机容量占比高, 但是爬坡能力有限, 这也限制了其负荷跟踪能力, 而燃汽机组虽然爬坡率相对较大, 具备较强的负荷跟踪能力, 但是在现有电力系统中, 燃汽轮机机组所占总电源装机容量比例较小, 配置容量低, 无法承担调峰重担。机组爬坡速度约束为

$$-P_{\text{fire},i}^{\text{down}} \leq P_{\text{fire},i,t} - P_{\text{fire},i,t-1} \leq P_{\text{fire},i}^{\text{up}} \quad (11)$$

式中,  $P_{\text{fire},i}^{\text{up}}$ 、 $P_{\text{fire},i}^{\text{down}}$  分别为机组  $i$  的升降出力速率限值。

#### 3) 水电机组模型约束

水电机组分为抽水储能水轮机和常规水电机组, 其中抽水蓄能水轮机工况分为两种, 一种为蓄能, 一种为发电, 其中发电不具备调节出力能力,

完全由天然来水量确定, 为了减少或避免水量损失, 一般都考虑安排在电网负荷曲线的底层负荷部分工作, 视其为恒定出力, 然后直接从负荷需求曲线减掉水电供电部分, 以此获得等效负荷曲线<sup>[13]</sup>, 方便调度规划网内电源出力曲线, 并作为机组出力时间序列, 所以这种水电厂通常将其出力视为常值, 其数学模型如式(12)。

$$P_{\text{hydro},t} = P_{\text{constant}} \quad (12)$$

常规水电机组具备出力调节能力, 一般负责系统的尖峰负荷和中间负荷供电, 并能够根据系统需求, 实时调节出力状况。假设水电厂总库容可发电量为  $P_{\text{capacity}}$ , 用于带尖峰负荷的电量为  $P_{\text{peak}}$ , 带中间负荷的电量为  $P_{\text{normal}}$ , 则存在关系如式(13)。

$$P_{\text{capacity}} = P_{\text{peak}} + P_{\text{normal}} \quad (13)$$

对于电量  $P_{\text{normal}}$ , 可以将其看作是一个发电量为  $P_{\text{normal}}$  的机组, 参与中间负荷机组的带负荷优化过程。此外, 水电机组出力通常同时受到两种因素限制, 一是储水量库存限制, 二是水电机组容量限制。这两种限制通常可以用常规发电机组的功率约束限制来描述。

#### 4) 联络线约束

在电网实际运行过程中, 由于各区域之间传输容量受联络线传输极限限制, 所以风电集中并网区域的风电接纳能力会进一步受限。在模型中这种限制体现为如式(14)表示的区域传输电能约束。

$$-P_{\text{Line},i,\text{max}} \leq P_{\text{Line},i} \leq P_{\text{Line},i,\text{max}} \quad (14)$$

式中:  $P_{\text{Line},i}$  为第  $i$  条传输线的输电功率; 而  $-P_{\text{Line},i,\text{max}}$  和  $P_{\text{Line},i,\text{max}}$  分别为第  $i$  条传输线传输容量上下限;  $P_{\text{Line},i}$  的值可以为正也可以为负, 其符号表示线上功率传输方向。

#### 5) 风电系统出力约束

风电系统出力本身受到理论功率的约束。此外, 由前文第 1.1 节可知, 风电系统出力具有时空特性, 不同时间尺度下风电出力所表现出的波动程度是不同的, 又如图 4 中风电场集群效应分析, 风电系统实际发出功率通常小于其理论功率值。因此, 本文提出考虑风电时空特性和集群效应的发电功率约束。

$$P_{\text{windin}}(t,n) \geq C_o(t,n) \cdot C_{\text{of}}(t,n) \cdot P_{\text{capacity}} \quad (15)$$

式中:  $P_{\text{capacity}}$  为风机装机容量;  $P_{\text{windin}}(t,n)$  是  $t$  时刻系统能够接纳的最大风电容量;  $C_o(t,n)$  为与  $P_{\text{windin}}(t,n)$  同步的风功率波动时间尺度效应系数;  $C_{\text{of}}(t,n)$  为与  $P_{\text{windin}}(t,n)$  同步的区域集群效应系数。

### 3 仿真算例分析

#### 3.1 电网风电消纳能力计算条件

按照某省级电网2015年负荷数据、联络线受电情况、风电运行信息、核电机组年度运行方式及电网火电机组于供暖期的最小运行方式数据,对2015年该省级电网风电消纳状态进行模拟。

采用回归分析法对某省级电网2015年负荷数据进行分析,得到各季度负荷增长率如表1所示。

表1 某省级电网2015年各季度负荷增长率总结表

Table 1 Increasing rate of power load of one power grid in 2015

时间	第一季度	第二季度	第三季度	第四季度
负荷增长率	5%	6%	4%	5%

联络线受电情况按2015年实际联络线运行数据。风电出力依据2014年风资源数据,考虑2015年各分月装机规模共同生成风电出力序列。

供热期火电机组运行方式约束按照2015年核电最小运行方式,核电最小运行方式分供暖前/后期和中期两阶段,对两个阶段分别计算后合成为最终结果。核电机组运行方式为:1~3月两台合计出力168 MW;4~5月两台满出力运行合计228 MW;6~10月三台满出力运行合计342 MW;11~12月两台满出力运行合计228 MW。其中4~5月第三台核电机组调试;11~12月考虑核电机组单台机组停机换料。

在电网风电消纳状态模拟基础上,提出电网风电消纳能力计算边界条件:

1) 系统备用容量。取日最大负荷的5%,或者网内最大一台机组容量之间的较大值;风电按照预测序列减去装机容量的20%后参与开机电力平衡。

2) 开机模式。机组启停最小周期为每周一次。

3) 火电机组最大最小技术出力。凝气工况下最大技术出力按照机组额定容量计算;凝气工况下最小技术出力,20万kW以上机组按照60%额定容量计算。冬季采暖期供热机组开机按参与调峰与不参与调峰分别考虑,当参与调峰时,参与调峰部分可按照带尖峰负荷水电机组的方式进行考虑。

4) 负荷数据。据回归分析法预测负荷增长率,按最小用电负荷考虑,并根据前年系统数据得到当年全年负荷曲线。

5) 水电参与电力电量平衡时的约束条件。最大/最小技术出力按照实际运行要求确定,利用小时数按照近三年平均水平。

6) 风电年度不限电利用小时数。

7) 风电归一化序列。将实际风电出力进行限电还原,然后形成归一化序列。

8) 联络线原则。联络线采用历史实际序列。

#### 3.2 2015年四季风电消纳能力评估及其对比分析

##### 3.2.1 2015年风电消纳能力评估及算法验证

以2015年某省级电网风电消纳能力评估为例,验证本文所提算法的准确性。2015年春季典型日的最大负荷为25 603.6 MW,联络线保持3900 MW恒功率运行。从系统提取2015年电网春季典型日负荷数据。按照本文风电消纳能力评估方法计算得到系统最大技术出力为24 014.70 MW,最小技术出力为15 679.28 MW,电网春季常规日1 h采样间隔负荷谷值数据为18 082.55 MW。理论上电网风电接纳空间为负荷谷值与最小技术出力差额,即2403.27 MW。与该省级电网2015年春季实际风电平均日消纳水平2398.5 MW相比,误差仅为0.2%,验证了本文风电消纳能力评估算法的准确性。夏季、秋季和冬季计算结果如表2所示,其中,冬季1表示热机参与调峰情况,冬季2表示热机不参与调峰情况。

表2 2015年某省级电网各季节风电消纳能力评估结果总结表

Table 2 Evaluating results of wind power accommodation capacities of one power grid at different seasons in 2015

	MW				
	春季	夏季	秋季	冬季1	冬季2
最大负荷	25 603.6	28 606.55	26 486.89	29 601.17	29 601.17
最小负荷	18 082.55	19 602.75	18 642.62	19 442.74	19 442.74
峰谷差	7521.05	9003.8	7844.27	10 158.43	10 158.43
最小供电	15 679.28	18 555.48	17 473.09	18 533.16	19 257.54
可接纳 风功率	2403.27	1047.27	1169.53	909.58	185.20
误差	0.2%	0.21%	0.18%	0.19%	0.2%

##### 3.2.2 2015年风电消纳空间分析

图6为2015年四季常规日1 h采样间隔下负荷曲线。根据图6(a)中所示,春季常规日2403.27 MW风电接纳空间只发生在很小一段时间内,春季常规日一天中风电实际接纳空间超过3000 MW的时段高达71.3%。根据图6(b)中所示,夏季常规日1047.27 MW风电接纳空间只发生在很小一段时间内,夏季常规日一天中风电实际接纳空间超过3000 MW的时段高达74.4%。根据图6(c)中所示,秋季常规日1169.53 MW风电接纳空间只发生在很小一段时间内,秋季常规日一天中风电实际接纳空间超过3000 MW的时段高达68.5%。图6(d)为供热机组不参与调峰和参与调峰两种情况下冬季常规日1 h采样间隔负荷曲线。根据图6中所示,供热机组不参与调峰时风电消纳能力更低,但185.20 MW风电接纳空间依然只发生在很小一段时间内,冬季常规日一天中风电

电实际接纳空间超过3000 MW的时段为58.7%。

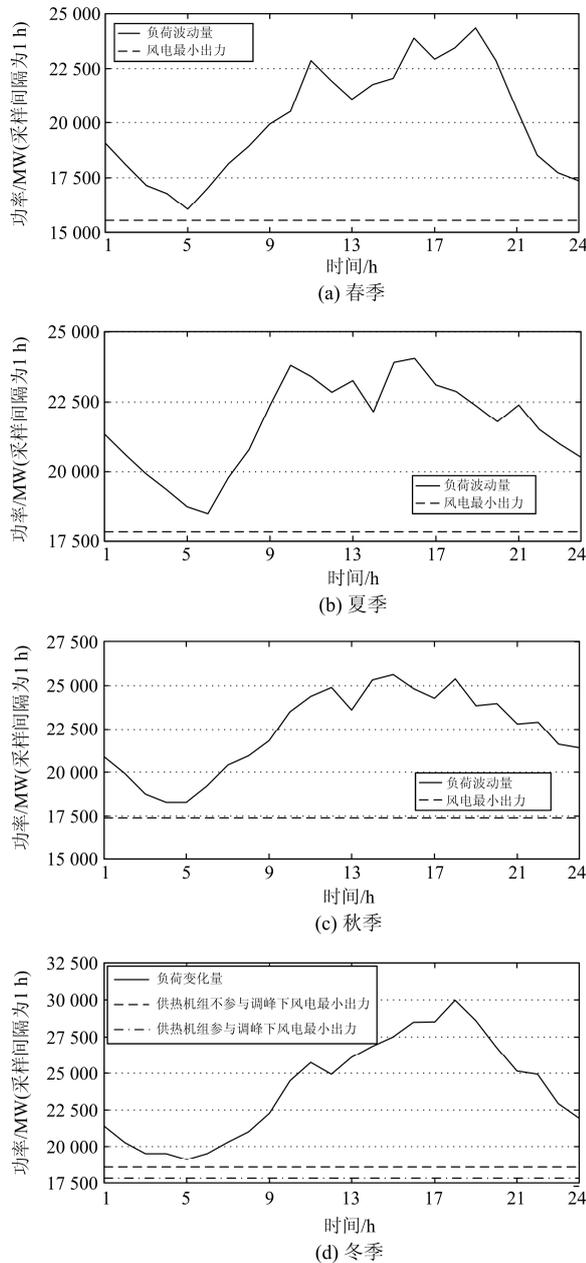


图6 2015年常规日1h采样间隔下负荷曲线与最小出力值  
Fig. 6 Minimum generating capacity and load curve with 1 h sample interval in a typical day

### 3.3 2016年某省级电网可接纳风电能力预测

使用2016年风机规划、水火电厂投运变化等更新约束条件,并采用回归分析法预测2016年不同季度最大与最小负荷,最终依据时序生产模拟法评估2016年各季度的风功率接纳量化极限,结果如表3所示。

从表3中可以看出,各季节的可接纳风电功率差异巨大。与2015年相比,由于负荷增长的减缓以

及供电水平的显著上升,除夏季之外所有季节风电消纳水平均有所下降,在冬季最为显著。冬季供热机组不参与调峰情况下(即冬季1),几乎无剩余风电接纳空间。

表3 2016年某省级电网各季节风电消纳能力评估结果汇总表  
Table 3 Evaluating results of wind power accommodation capacities of one power grid at different seasons in 2016

	MW				
	春季	夏季	秋季	冬季1	冬季2
最大负荷	25 964.60	26 183.49	27 106.13	28 011.75	29 403.60
最小负荷	19 617.19	21 127.34	19 333.49	20 633.95	20 430.26
峰谷差	6347.41	5056.15	7772.64	7377.80	8973.34
最小供电	17 857.94	19 806.71	18 256.45	20 319.15	20 423.69
可接纳	1759.25	1320.63	1077.04	314.80	6.57
风功率					

## 4 结论

伴随社会经济增长,电力负荷总体水平提高,清洁能源大规模并网,交直流输电网架结构建设,电网消纳风电运行过程愈发复杂,准确地对电网风电消纳能力进行评估计算是减少电网弃风和维持电网安全、经济、稳定运行的基础。本文提出基于时间序列生产模拟法的风电消纳力量化评估方法,并通过对电网各季节风电消纳水平进行评估与分析,得到如下结论:

1) 通过2015年某省级电网春季常规日风电接纳能力计算,验证了本文风电接纳能力计算方法的准确性与有效性,表明该方法适用于省级电网调度生产,为大时间尺度省级电网新能源接纳力量化分析提供技术思路。

2) 通过2015年某省级电网四季常规日风电接纳能力对比分析发现,在不同季节与不同运行条件下风电接纳能力存在较大差异。在任何季节的常规日中大多数时间风电消纳量化水平都远大于理论极限值,故制约风电消纳能力的最重要因素之一是实际负荷的波谷值。

3) 评估2016年某省级电网四季常规日风电接纳能力结果显示,由于负荷增长的减缓以及供电水平的显著上升,2016年该省级电网风电消纳水平总体呈下降趋势。调度部门需要随负荷变化控制风场风机投运比例,才能尽可能减少弃风。对于未来的风电投资规划,应当结合正确的风电消纳能力评估方法合理分析,才能实现风清洁能源的最经济实用。

## 参考文献

[1] 施涛,朱凌志,于若英. 电力系统灵活性评价研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(5): 146-154.

- SHI Tao, ZHU Lingzhi, YU Ruoying. Overview on power system flexibility evaluation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(5): 146-154.
- [2] IBRAHIM H, GHANDOUR M, DIMITROVA M, et al. Integration of wind energy into electricity systems: technical challenges and actual solutions[J]. Energy Procedia, 2011, 6(6): 815-824.
- [3] 刘畅, 吴浩, 高长征, 等. 风电消纳能力分析方法的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(4): 61-66.  
LIU Chang, WU Hao, GAO Changzheng, et al. Study on analysis method of accommodated capacity for wind power[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(4): 61-66.
- [4] WAGNER H J, EPE A. Energy from wind – perspectives and research needs[J]. European Physical Journal Special Topics, 2009, 176(1): 107-114.
- [5] 牛东晓, 李建锋, 魏林君, 等. 跨区电网中风电消纳影响因素分析及综合评估方法研究[J]. 电网技术, 2016, 40(4): 1087-1093.  
NIU Dongxiao, LI Jianfeng, WEI Linjun, et al. Study on technical factors analysis and overall evaluation method regarding wind power integration in trans-provincial power grid[J]. Power System Technology, 2016, 40(4): 1087-1093.
- [6] 宣锐峰, 王亚楠, 万要军, 等. 基于 Faure 序列的电力系统概率潮流计算[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(20): 15-20.  
XUAN Ruifeng, WANG Yanan, WAN Yaojun, et al. Probabilistic power flow calculation based on Faure sequence with wind farms[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(20): 15-20.
- [7] 张顺, 郭涛, 葛智平, 等. 大规模新能源接入后系统调峰能力与常规电源开机方式关系研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(1): 48-51.  
ZHANG Shun, GUO Tao, GE Zhiping, et al. Research on relationship between the capacity of systematic peak regulation and conventional power startup mode after access to large-scale new energy[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(1): 48-51.
- [8] KASSEM A M, ABDELAZIZ A Y. BFA optimization for voltage and frequency control of a stand-alone wind generation unit[J]. Electrical Engineering, 2015, 97(4): 313-325.
- [9] YU Z, LIN J, YU D, et al. The design of the model of wind power integration based on thermal power peak-shaving[C] // International Conference on Mechatronics, Electronic, Industrial and Control Engineering, 2015.
- [10] 程临燕, 冯艳虹, 王宁, 等. 京津及冀北电网负荷特性分析及调峰裕度计算[J]. 华北电力技术, 2015(11): 1-5, 56.  
CHENG Linyan, FENG Yanhong, WANG Ning, et al. Load characteristics analysis and peak margin calculation of Beijing-Tianjin-Northern Hebei Power Grid[J]. North China Electric Power, 2015(11): 1-5, 56.
- [11] 王远阳, 黄勇. 内蒙古地区风资源评估与风场特征风速的推导[J]. 应用能源技术, 2012(9): 1-6.  
WANG Yuanyang, HUANG Yong. Wind energy resource assessment and derivation of characteristic wind speed in wind field of Inner Mongolia[J]. Applied Energy Technology, 2012(9): 1-6.
- [12] 凡鹏飞, 张粒子, 谢国辉. 充裕性资源协同参与系统调节的风电消纳能力分析模型[J]. 电网技术, 2012, 36(5): 51-57.  
FAN Pengfei, ZHANG Lizi, XIE Guohui. Analysis model for accommodation capability of wind power with adequacy resources involved in system regulation[J]. Power System Technology, 2012, 36(5): 51-57.
- [13] 张勇. 基于时序仿真的区域电网风电接纳能力研究[D]. 成都: 西南交通大学, 2012.  
ZHANG Yong. Study of wind power accommodated capability of power grid based on time sequence simulation[D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2012.

收稿日期: 2016-11-04; 修回日期: 2016-12-07

作者简介:

吴冠男(1986—), 男, 通信作者, 博士研究生, 从事新能源并网技术、交直流系统运行理论与分析研究; E-mail: 947988422@qq.com

张明理(1977—), 男, 博士, 高级工程师, 从事电网规划及电力系统分析等工作;

徐建源(1962—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 从事电力系统运行理论与分析、智能控制、新能源并网等研究。E-mail: intxjy@163.com

(编辑 魏小丽)