

文章编号: 0254-0096(2020)02-0110-08

考虑风电预测误差与系统安全域的风电装机规划多目标优化方法

赵传, 戴朝华, 付洋, 袁爽, 陈维荣

(西南交通大学电气工程学院, 成都 610031)

摘要: 为引导有序有效的风电装机规划, 在提高系统风电渗透率的同时保证含风系统的安全性, 提出一种考虑风电预测误差与系统安全域的风电装机规划多目标优化方法。基于BP神经网络与非参数核密度法获取风功率点预测曲线与不同置信度下的风电预测波动区间。考虑风电经济社会效益与大规模风电并入后系统的负调峰能力, 根据所得风功率点预测曲线, 建立风电装机规划多目标模型。采用归一化法线约束法计算多目标模型 Pareto 前沿, 并结合风电预测波动区间得到多种不同的风电装机规划方案。以某省电网实际数据进行仿真分析, 以算例结果验证该方法的可行性, 为风电规划人员提供切合实际的决策方案。

关键词: 风电规划; 风电预测误差; 多目标优化; 经济社会效益; 负调峰能力

中图分类号: TM614

文献标志码: A

0 引言

风能作为一种可再生能源, 因其具有分布广泛、清洁无污染等特点备受青睐。不同容量风电的接入, 一方面可分担传统火电机组不同大小的负荷值, 降低燃料成本并减轻环境, 另一方面作为间歇性发电能源, 风电出力具有随机性与波动性, 风电的接入对电力系统安全性具有不可忽略的影响^[1]。因此, 制定有效策略规划风电装机具有重大意义。

实际运行经验表明, 现阶段制约中国风电消纳的主要瓶颈是系统调峰能力^[2], 文献[3]提出风电并网后系统负调峰能力的概念, 并以此评估含风系统的安全域度。而目前对于风电装机规划问题往往是基于风电场效益进行研究^[4-7], 大多分析风电场初期建设成本与后期运行维护费, 建立以风电场净收益最大为目标的风电装机规划模型。而风电出力具有不确定性、随机性、反调峰性等特点。一方面, 含风电电力系统极易出现调峰能力不足的情况, 严重损害系统安全域度^[8]; 另一方面, 多目标模型往往是通过传统数学方法获取的折中解作为最终解^[9-10], 这种算法在风电规划问题中将难以处理风电出力的预测的误差性。

本文在上述研究的基础上, 考虑风电经济社会综合

效益与含风系统的负调峰能力, 在现有的风电装机规划模型基础上提出兼顾风电效益与系统安全域的多目标模型。通过归一化法线约束法计算多目标模型 Pareto 前沿, 并区别于基于数学方法的传统求解算法, 同时考虑风电预测误差, 结合风电出力预测区间, 得出该多目标模型的最优方案。在尽可能提高系统风电渗透率、风电经济社会效益的同时, 保证电力系统在负荷低谷时期具备充足的负调峰容量以应对风电出力的波动性, 最后通过算例验证本文所提方法的可行性。

1 风电出力不确定性建模

1.1 风功率点预测曲线

BP神经网络的输入与输出之间是一种高度非线性映射关系, 本文将风电场的历史日出力实测数据与预测数据作为输入与输出, 进行网络训练, 得到风功率点预测曲线。具体操作参照文献[11], 这里不做赘述。

1.2 非参数点估计法计算风电预测波动区间

基于所得到的风功率点预测曲线, 采用非参数点估计法对风电预测波动区间进行计算, 具体步骤如下:

1) 确定风功率预测区间数

将风功率的预测值按照功率水平进行分类, 划分为

收稿日期: 2017-08-01

基金项目: 国家自然科学基金(51307144)

通信作者: 戴朝华(1973—), 男, 博士、副教授, 主要从事电力系统规划与运行优化、新能源技术方面的研究。daichaohua@swjtu.cn

多个功率区间,分别对每一个区间的预测误差进行统计分析。风功率预测值的区间数 s 由式(1)确定:

$$s = \frac{P_{W,\max} - P_{W,\min}}{\Delta P_w} + 1 \quad (1)$$

式中, $P_{W,\max}$ ——风功率最大值, kW; $P_{W,\min}$ ——风功率最小值, kW; ΔP_w ——功率区间长度, W。

2) 计算风功率预测误差的概率密度函数

对于某一已划分好的区间 s_i , 其风功率预测误差的概率密度函数可表示为:

$$f(e_w) = \frac{\sum_{i=1}^N H\left(\frac{e_w - E_{w,i}}{w}\right)}{M \times w} \quad (2)$$

式中, e_w ——风功率预测误差样本; M ——核密度估计的样本数目; i ——第 i 个样本; w ——核密度估计的窗口宽度; $f(e_w)$ ——相应的概率密度函数, 选取高斯函数作为式(2)的核函数。

3) 计算不同置信度下风电预测波动区间

获取风功率的预测误差概率密度函数之后, 对其积分得到对应的累积概率分布函数 $F(\xi)$, 其中 ξ 为风功率预测误差的随机变量, 则风功率预测值 $P_{w,\text{pre}}$ 在置信概率 $1 - \alpha$ 下的置信区间可由式(3)表示:

$$\left[P_{w,\text{pre}} + \hat{F}(\alpha_1), P_{w,\text{pre}} + \hat{F}(\alpha_2) \right] \quad (3)$$

式中, $\alpha_1 = \alpha/2$; $\alpha_2 = 1 - \alpha/2$; $\hat{F}(\cdot)$ ——累积概率分布函数 $F(\xi)$ 的反函数。

2 风电装机规划多目标模型

2.1 风电场经济社会效益建模

风电场作为风电发电方, 其成本主要为初期建设成本与后期发电的运维成本, 本文对于初期建设成本以设备全寿命周期的年折旧费进行计算。风电场的收入含有来自国网企业的购电收入及国家给予的新能源发电项目补贴。

风电场的初期建设成本分为风力发电机组设备费、风电场基础设施建设费、风电并网费等。风电场初期建设成本的年折旧费为:

$$F_1 = \frac{F_h \times i_c}{1 - (1 + i_c)^{-T_w}} \quad (4)$$

式中, i_c ——银行利率; T_w ——风电机组的寿命年限, a; F_h ——风电场的初期建设费, ¥, 其表达式为:

$$F_h = \frac{W \times g}{0.78} \quad (5)$$

式中, W ——风电装机量, kW; g ——单位风电机组成

本, ¥/kW; 0.78 ——风电机组设备费于风电场初期建设总成本的占比^[12]。

风电场的运维成本是指风电场建设完成后的运行维护费用, 风电场年运维成本为:

$$F_2 = 365 \times W_p \times Q \quad (6)$$

式中, Q ——风电场运行维护费用, ¥; W_p ——年典型日的风电出力总值, kWh, 其表达式为:

$$W_p = \sum_{t=0}^{24} P'_t \times W \quad (7)$$

式中, P'_t ——年典型日第 t 时段的风电出力同时率。

对于风电场而言, 其收入分为两部分, 其中一部分为电网企业向其支付的上网电量购入费, 年收入为:

$$F_3 = 365 \times W_p \times V \quad (8)$$

式中, V ——风电上网电价, ¥/kWh。

另外的那部分收入来自国家政策补贴^[13], 其中, 符合条件的风电机组按 600 ¥/kW 进行补贴为最主要的补贴收入。假设所购风力机均满足补贴条件, 则其年均补贴值为:

$$F_4 = \frac{600 \times W}{T_w} \quad (9)$$

相比于传统发电能源在发电过程中对环境造成的危害, 风力发电在节能与环保方面具备天然优势, 存在明显的社会效益。文献[14]对风电的节能效益、减排效益、削减风害效益等社会效益进行分析与量化, 得出风电的社会效益 F_{social} , 那么风电场的年社会效益为:

$$F_5 = 365 \times W_p \times F_{\text{social}} \quad (10)$$

2.2 含风系统负调峰能力建模

当大规模风电接入系统后, 火电机组能够为风电上网预留空间的可调大小, 是影响系统接纳风电的关键。在负荷低谷时段, 若火电机组均以接近最小技术出力满足负荷需求, 则此时火电机组出力已无充足下调空间来消纳风电, 同时, 由于风电出力具有强烈的随机性, 一旦低谷时刻风电出力大于预测值便会导致弃风。因此在风电装机规划中考虑低谷时刻的负调峰能力, 对于含风系统的安全性具有重大意义。

本文以负调峰能力表征含风系统的安全域, 其表达式为:

$$\Delta H = \sum_{i \in T_{L_i}} \left[L_i - \sum_{i=1}^N I_{i,t} \times P_{i,\min} \right] \quad (11)$$

式中, ΔH ——系统的负调峰能力, MW; N ——火电机组数量; $I_{i,t}$ ——机组 i 在时段 t 的运行状态(各机组运行状态通过常规机组组合进行求解, 这里不再进行赘

述); L_t ——时段 t 的负荷需求, MW; $P_{i,\min}$ ——机组 i 的最小技术出力, MW; T_L ——低谷时刻的时段数。

2.3 目标函数及约束条件

根据 2.1 节和 2.2 节所述, 风电装机规划不仅需考虑风电场的效益, 同时要保证含风系统的安全域度, 为此本文基于风电场的经济社会效益及含风系统的负峰能力建立多目标规划模型。

目标函数为:

$$\begin{cases} \max(F) = \max\left(\sum_{i=3}^5 F_i - \sum_{i=1}^2 F_i\right) \\ \max(\Delta H) \end{cases} \quad (12)$$

式中, F ——风电场年效益, ¥。

约束条件如式(13), 第 1 行为有功功率平衡约束, 第 2 行为常规机组备用约束, 第 3 行为常规机组出力大小约束, 第 4 行、第 5 行表示常规机组爬坡约束, 第 6 行表示风电装机约束。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N I_{i,t} \times P_{i,t} + W_{pt} - L_t = 0 \\ \sum_{i=1}^N I_{i,t} \times P_{i,\max} + W_{pt} \geq L_t + R_t \\ P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,\max} \\ P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_{i,\text{up}}, P_{i,t} \geq P_{i,t-1} \\ P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_{i,\text{down}}, P_{i,t} \leq P_{i,t-1} \\ W \leq W_m \end{cases} \quad (13)$$

$$W_{pt} = W \times P_r' \quad (14)$$

式中, W_{pt} ——风电在时段 t 的出力值, MW, 其表达式为式(14); R_t ——时段 t 的备用需求, MW; $P_{i,\max}$ ——常规机组 i 的最大出力, MW; $P_{i,\min}$ ——常规机组 i 的最小出力, MW; $P_{\text{up},i}$ ——常规机组 i 上升功率的最大值, MW; $P_{\text{down},i}$ ——常规机组 i 下降功率的最小值, MW; W_m ——最大装机量, MW。

3 多目标风电装机规划模型求解方法

3.1 Pareto 前沿获取

多目标问题的求解方法主要分为矢量化法和标量法。前者诸如多目标进化算法等, 具有较强随机性。后者包括如物理规划法、权重法等, 有较高的求解效率, 但当多目标值不在同一数量级时会产生 Pareto 前沿不均匀的情况。归一化法线约束法^[15]通过将目标函数的解空间归一化, 连接单目标最优点并作法线等分解空间, 将多目标问题转化为单目标求解, 获得较为均匀的 Pareto 前沿, 故本文采用该方法对多目标风电装机规划模型进行求解, 获取流程如图 1 所示, 具体步骤如下:

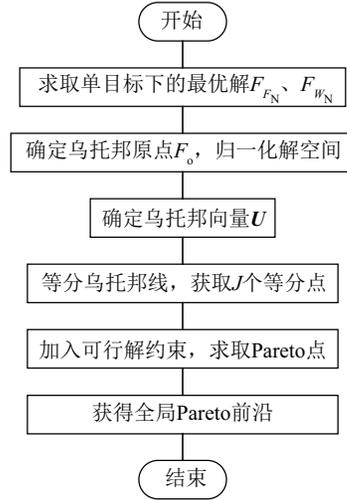


图 1 Pareto 前沿获取流程

Fig. 1 Flow chart of getting Pareto front

1) 求取端点

2 个目标函数 F 和 ΔH 均为极大值问题。为方便求解, 在计算过程中取其负数 F_N 和 ΔH_N , 转换为求极小值。分别求取单目标 F_N 和 ΔH_N 的最优解 $F_{F_N}(x_{F_N}, y_{F_N})$ 和 $F_{\Delta H_N}(x_{\Delta H_N}, y_{\Delta H_N})$, 其中 x_{F_N} 、 y_{F_N} 分别表示以单目标 F_N 为最优时目标函数 F_N 和 ΔH_N 的对应值; 类似的, $x_{\Delta H_N}$ 、 $y_{\Delta H_N}$ 分别表示以单目标 ΔH_N 为最优时目标函数 F_N 和 ΔH_N 对应的数值。

2) 目标归一化

设乌托邦原点为 $F_0(x_{F_N}, y_{\Delta H_N})$, 定义 l_1 、 l_2 如式(15)所示:

$$\begin{cases} l_1 = x_{F_N} - x_{\Delta H_N} \\ l_2 = y_{\Delta H_N} - y_{F_N} \end{cases} \quad (15)$$

归一化计算公式如式(16)所示:

$$F_0 = \left(\frac{x - x_{\Delta H_N}}{l_1}, \frac{y - y_{F_N}}{l_2} \right) \quad (16)$$

式中, l_1 、 l_2 ——单目标最优解 F_N 与 ΔH_N 在横纵坐标轴上的距离; x 、 y ——待归一化点的实际值; F_0 ——求解过程中非支配解归一化后的坐标点。

3) 乌托邦向量

定义乌托邦线向量 U 的方向为由 $F_N(x_{F_N}, y_{F_N})$ 指向 $\Delta H_N(x_{\Delta H_N}, y_{\Delta H_N})$, 如式(17)所示。

$$U = (x_{\Delta H_N} - x_{F_N}, y_{\Delta H_N} - y_{F_N}) \quad (17)$$

4) 等分乌托邦线

将乌托邦线均匀地划分为 J 个等分点, 等分点的坐标为:

$$X = \left[\left(1 - \frac{n}{J}\right)F_{F_N}, \frac{n}{J}F_{\Delta H_N} \right], n \in \{1, 2, \dots, J\} \quad (18)$$

5) 求 Pareto 点。以 F_N 最小为目标函数, 增加约束条件(19), 更新单目标模型。

$$U(F-X) \leq 0 \quad (19)$$

归一化法线约束法求解步骤如图 2 所示, 约束条件式(19)的加入, 使得更新前的单目标模型的解空间变为图 2 阴影部分。对所有等分点, 求解该模型便能够得到 Pareto 前沿。

6) 确定全局 Pareto 前沿。采取文献[15]中的方法将归一化的 Pareto 前沿中的数值还原为目标函数的实际值。

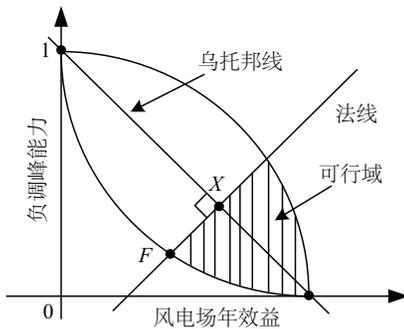


图 2 归一化约束法求解示意图

Fig. 2 Sketch map of normalized normal constraint

3.2 最终方案确定

获取 Pareto 前沿仅为多目标风电装机规划模型求解的第 1 步。为确定最终规划方案, 还需从前沿中选取能够权衡经济性和系统安全性的方案供规划者参考选择。目前已有研究为基于模糊理论求取 Pareto 前沿中的折中解^[16], 其过程如下:

1) 计算模糊集

模糊集由式(20)所示的隶属函数确定:

$$\delta_i = \begin{cases} 0, & g_i \geq g_{i,\max} \\ \frac{g_{i,\max} - g_i}{g_{i,\max} - g_{i,\min}}, & g_{i,\min} \leq g_i \leq g_{i,\max} \\ 1, & g_i \leq g_{i,\min} \end{cases} \quad (20)$$

式中, $g_{i,\max}$ 、 $g_{i,\min}$ —— Pareto 前沿中第 i 个目标的最大最小值。

2) 计算模糊隶属度。对于 Pareto 前沿中的第 j 个非支配解, 经标准化的模糊隶属度 δ_j 由式(21)计算得出:

$$\delta_j = \frac{\sum_{i=1}^{M_g} \delta_{i,j}}{\sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^{M_g} \delta_{i,j}} \quad (21)$$

式中, J —— Pareto 前沿中非支配解的数量; M_g —— 目

标数量, 折中解则为集合 $\{\delta_j\}$ 中较大值所对应的解。

然而, 这种基于数学方法的传统折中解是以风功率点预测曲线较为精准为前提, 且仅从数学角度给出规划方案, 并未考虑到实际应用中风电出力预测误差对风电规划的影响, 在这种方案下系统将存在 2 种缺陷: 1) 在风电预测置信度较高时, 风电波动性较大, 此时系统存在负调峰能力不足, 安全域降低的风险; 2) 在风电预测置信度较低时, 风电波动性较小, 此时系统将出现风电渗透率未达到系统消纳能力的情形, 使得当地风资源浪费、清洁能源利用率低成为一大问题。为此, 本文根据 1.2 节风电不确定性建模, 结合不同置信度的预测区间, 对 Pareto 前沿中的各方案进行评估。将 Pareto 前沿中所有风电规划方案作为备选方案, 决策者根据实际情况选定可接受的风电预测区间, 基于预测区间上限, 从备选方案中选取各时刻负调峰容量均大于且最接近风电预测区间上限的方案, 作为最终的推荐方案。

4 算例分析

本文基于某省电网 2016 年实际数据进行仿真分析。风功率点预测值与预测波动区间如图 3 所示。由图 3 可知, 风电预测波动区间上限相比点预测值有较大增幅, 且风电预测波动区间随着风电预测置信概率的增加而扩大。

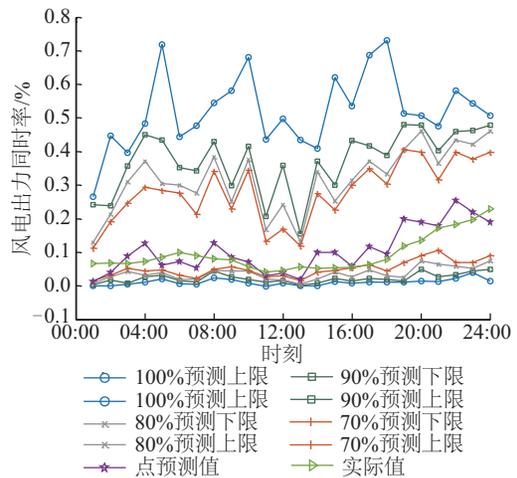


图 3 风电预测点估计值及波动区间

Fig. 3 Point estimate and fluctuant rang of wind power forecasting

将得到的风功率点预测值带入风电装机规划多目标模型, 并通过归一化法线约束法求解, 得到 Pareto 前沿如图 4 所示。

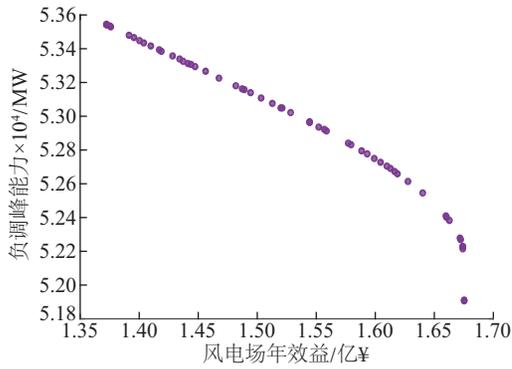


图4 多目标模型 Pareto 前沿
Fig. 4 Pareto front of multi-objective model

4.1 基于模糊理论的折中方案

得到 Pareto 前沿仅为多目标模型求解的第 1 阶段，下面将进一步确定风电装机规划的最终方案。首先基于模糊理论，得到较为传统的折中方案。根据式(20)与式(21)计算前沿中各非支配解的模糊隶属度，并选取模糊隶属度最大的解作为折中方案，如图 5 所示。其中，横坐标代表风电装机规划容量，纵坐标对应不同方案下多目标模型的模糊隶属度。

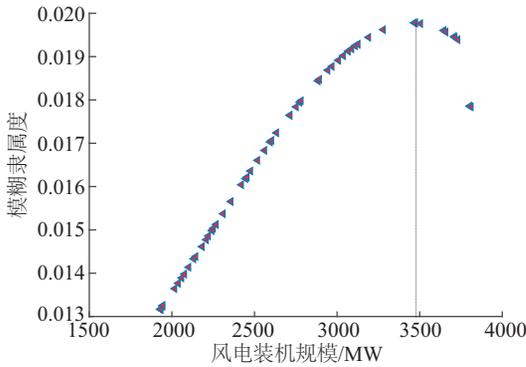


图5 非支配解模糊隶属度
Fig. 5 Membership of non-dominated solutions

如图 5 所示，选取模糊隶属度最大所对应的风电装机规划容量作为规划方案。在该方案下，结合以式(12)为目标函数、式(13)为约束条件所计算得到的系统各机组出力值，得到系统的日调峰曲线如图 6 所示。其中，等效负荷曲线与机组最小出力曲线间的空间大小即表征系统的负调峰能力。

由于此时风电曲线的处理采取点预测值，未考虑风电预测的波动性，那么该折中方案存在以下 2 种问题：1)若风电预测置信概率较高，风电出力波动上限大大增加，系统在负荷低谷时期将极易出现负调峰能力不足的情况，不仅严重损害系统的安全性，同时将

导致弃风这一步利于节约能源、损害系统整体运行经济性的操作。图 7 给出的折中方案下是基于风电 100%置信概率波动上限的调峰曲线。表 1 给出了折中方案下负荷低谷时段基于风电不同置信概率波动上限的负调峰容量。

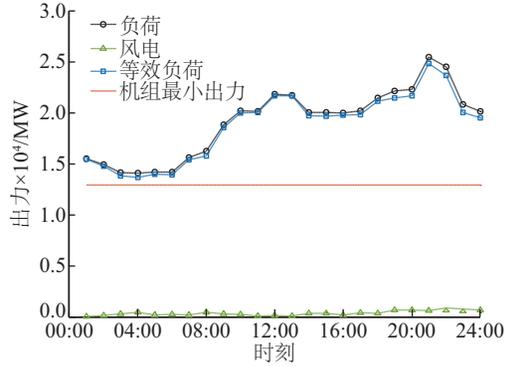


图6 折中方案基于风电功率点预测值的调峰曲线
Fig. 6 Load curve of compromise plan based on wind power forecasting point estimate

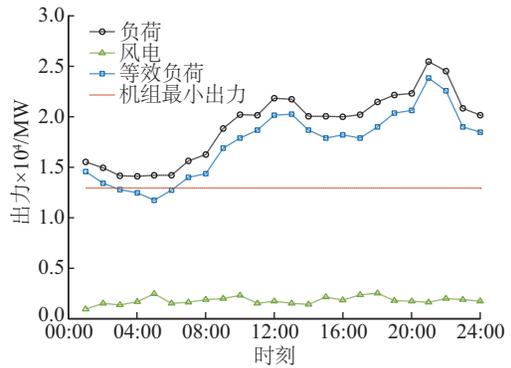


图7 折中方案基于风电 100%置信概率上限的调峰曲线
Fig. 7 Load curve of compromise plan based on wind power forecasting 100% confidence interval upper limit

由图 7 可知，当风电以 100%置信概率上限出力时，系统在时段 03:00~06:00 区间，等效负荷位于机组最小出力之下，存在负调峰容量不足的情况。由表 1 可知，当风电预测置信概率为 80%时，折中方案已难以应对风电出力波动性，在 04:00 存在负调峰容量不足的问题。当置信概率提高时，负调峰能力不足的问题进一步凸显。

2)若风电预测置信概率较低，风电出力波动上限少量增加，由表 1 可知，当置信概率为 70%时，系统在负荷低谷时期仍拥有过于充足的负调峰容量，说明在该折中方案下风电装机规模较小，风电经济效益具有一定的提升空间，系统仍具备一定的风电消纳能力。

表1 折中方案下负荷低谷时刻的负调峰容量

Table 1 Peak load regulation of load trough based on compromise plan

置信 概率/%	MW			
	03:00	04:00	05:00	06:00
70	478	303	394	455
80	260	-8	324	374
90	102	-231	-117	199
100	-35	-345	-1080	-114

4.2 考虑风电预测误差的优选方案

根据 3.2 节所述,将 Pareto 前沿中所有风电规划方案作为备选方案,根据实际情况选定可接受的风电预测置信概率,基于预测区间上限,从备选方案中选取各时

刻负调峰容量均大于且最接近风电预测区间上限的方案,作为最终的推荐方案。

本文将方案 1~方案 4 分别作为风电预测置信概率 70%、80%、90%、100% 下所对应的推荐方案。各方案数据如表 2 所示。由表 2 可知当规划人员较为乐观,接受风电预测 70% 的置信概率时,可采用方案 1 作为最终规划方案。该方案相比传统的折中方案,能够进一步提高系统的风电渗透率,提高约 8.7% 的风电经济社会效益。降低约 0.8% 后的系统负调峰能力仍能够应对风电出力的波动性。当规划人员较为保守,选择接受风电预测 80%、90%、100% 的置信概率时,可分别采用方案 2~方案 4 作为最终规划方案。方案 2~方案 4 与传统方案相比以牺牲部分风电经济社会效益为代价,换取系统应对风电出力所需求的负调峰容量,保障系统安全域度。

表2 基于不同风电预测置信度的风电装机方案

Table 2 Wind power plans based on different wind power forecasting confidence probabilities

规划方案	风电装机量/MW	增比/%	风电年效益/亿¥	增比/%	负调峰能力/MW	增比/%
折中方案	3503	—	16.6	—	52381	—
方案 1	3809	8.7	16.7	0.7	51916	-0.8
方案 2	3005	-14.0	15.9	-3.80	52749	0.7
方案 3	2183	-37.0	14.2	-14.1	53357	1.9
方案 4	1930	-44.0	13.7	-17.4	53544	2.2

各方案在 Pareto 前沿上的位置如图 8 所示。

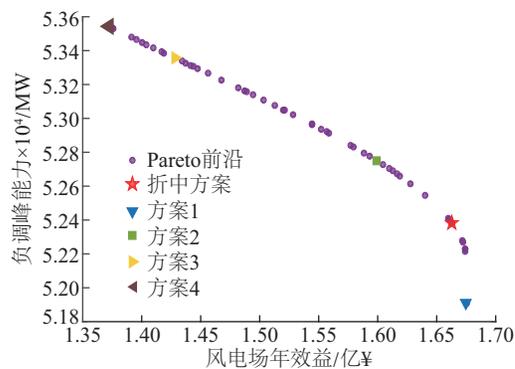


图8 各方案在 Pareto 前沿中的位置

Fig. 8 Location of each plan on Pareto front

各推荐方案基于其所对应风电预测概率区间上限的各时段负调峰容量曲线如图 9 所示。由图 9 可知,各推荐方案基于其所对应风电预测置信概率区间上限的各时段调峰容量均大于零,且低谷时期的负调峰容量已足够应对风电出力波动性。各推荐方案于负荷低谷时期的负调峰容量由表 3 所示。

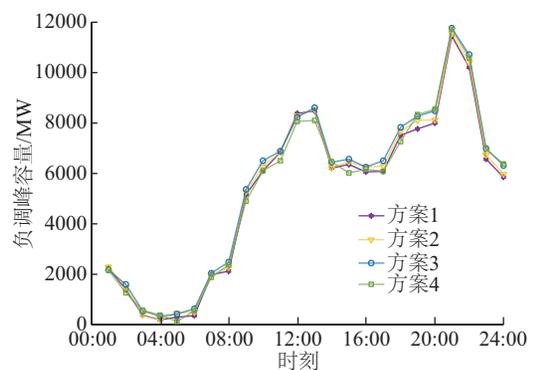


图9 各推荐方案下各个时段的负调峰容量曲线

Fig. 9 Peak load regulation curve on every time based on recommend plans

根据表 3 可得知,在低谷时刻 03:00~05:00 时段,各推荐方案均能够保证系统具备充足的安全域度,且在系统极易出现负调峰能力不足的 03:00,常规机组仍具备一定的可调节容量。

综上,在得到 Pareto 前沿获取所有风电规划方案的备选方案后,规划人员可根据其可接受的风电预测置信度,考虑风电预测误差,进一步从备选方案中选出与之

对应的最优方案,在保证系统安全域度的前提下,尽可能地提高当地风电渗透率,提高风电经济社会综合效益。

表3 各推荐方案负荷低谷时段的负调峰容量

Table 3 Peak load regulation of load trough based on recommend plans

	MW			
时刻	03:00	04:00	05:00	06:00
方案1	378	183	277	342
方案2	382	184	444	462
方案3	562	316	412	627
方案4	548	366	124	538

5 结 论

为引导风电有效规划,提高风电场经济社会综合效益的同时,保证系统安全域度,本文建立兼顾经济性与安全性的多目标模型,结合风电预测误差,为规划人员提供行之有效的规划方案。通过仿真分析得到以下主要结论:

1)相较于传统的单目标风电装机规划模型,本文方法可得到一系列考虑风电预测误差的规划方案,优化风电经济社会综合效益的同时,能够分析系统低谷时刻的负调峰能力,保障系统安全域度。

2)在所得的 Pareto 解集中,结合风电预测区间,能够给出不同置信概率下的推荐方案,决策者可根据实际情况权衡经济性与可靠性之间的关系,选择相应的优化方案。对于该省电网而言,在风电预测置信概率为100%时,选择约1930 MW作为风电规划容量;在置信概率为90%时,选择约2183 MW作为风电规划容量;在置信概率为80%时,选择约3005 MW作为风电规划容量;在置信概率为70%时,选择约3809 MW作为风电规划容量。能够为风电规划人员提供更加贴合实际的参考。

[参考文献]

- [1] 薛禹胜,雷兴,薛锋,等.关于风电不确定性对电力系统影响的评述[J].中国电机工程学报,2014,34(29):5029-5040.
XUE Y S, LEI X, XUE F, et al. A review on impact of wind power uncertainties on power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5029-5040.
- [2] 张程飞,刘纯,王跃峰,等.基于模糊多目标优化的电网日前风电接纳能力评估模型[J].电网技术,

2015, 39(2): 426-431.

ZHANG C F, LIU C, WANG Y F, et al. A fuzzy multi-objective optimization based evaluation model of wind power accommodation capability[J]. Power system technology, 2015, 39(2): 426-431.

- [3] 杨宏,刘建新,苑津莎.风电系统中常规机组负调峰能力研究[J].中国电机工程学报,2010,30(16):26-31.
YANG H, LIU J X, YUAN J S. Research of peak load regulation of conventional generators in wind power grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(16): 26-31.
- [4] 王锡凡,王碧阳,王秀丽,等.面向低碳的海上风电系统优化规划研究[J].电力系统自动化,2014,38(17):4-13.
WANG X F, WANG B Y, WANG X L, et al. Study of optimal planning methods for offshore wind power systems oriented low-carbon[J]. Automation of electric power systems, 2014, 38(17): 4-13.
- [5] 张旭,罗先觉,赵峥,等.以风电场效益最大为目标的风电装机容量优化[J].电网技术,2012,36(1):237-240.
ZHANG X, LUO X J, ZHAO Z, et al. Installed capacity optimization of wind turbine generators considering maximum economic benefit of wind farm [J]. Power system technology, 2012, 36(1): 237-240.
- [6] 白玉东,王承民,衣涛,等.基于柔性分析的风电并网容量优化建模[J].电力系统自动化,2012,36(12):17-24.
BAI Y D, WANG C M, YI T, et al. An optimization model of wind power grid-connected capacity based on flexibility analysis [J]. Automation of electric power systems, 2012, 36(12): 17-24.
- [7] 孙鹏,罗明武,孙朝霞,等.采用改进杜鹃搜索算法的主动配电网双层分布式风电规划方法[J].电网技术,2016,40(9):2743-2751.
SUN P, LUO M W, SUN C X, et al. An improved approach based on cuckoo search algorithm for bi-level distributed wind generation planning in active distribution network [J]. Power system technology, 2016, 40(9): 2743-2751.
- [8] 丁明,林玉娟,潘浩,等.考虑负荷与新能源时序特性的随机生产模拟[J].中国电机工程学报,2016,36(23):6305-6314.
DING M, LIN Y J, PAN H, et al. Probabilistic production simulation considering time sequence characteristics of load and new energy [J]. Proceedings

- of the CSEE, 2016, 36(23): 6305-6314.
- [9] 刘文颖, 文晶, 谢昶, 等. 考虑风电消纳的电力系统源荷协调多目标优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(5): 1079-1088.
LIU W Y, WEN J, XIE C, et al. Multi-objective optimal method considering wind power accommodation based on source-load coordination[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(5): 1079-1088.
- [10] 张新松, 郭晓丽, 周辉, 等. 基于多目标优化的日前风电接纳研究[J]. 南方电网技术, 2016, 10(1): 60-67.
ZHANG X S, GUO X L, ZHOU H, et al. Research on day-ahead wind power integration based on multi-objective optimization[J]. Southern power system technology, 2016, 10(1): 60-67.
- [11] 李驰, 刘纯, 黄越辉, 等. 基于波动特性的风电出力时间序列建模方法研究[J]. 电网技术, 2015, 39(1): 208-214.
LI C, LIU C, HUANG Y H, et al. Study on the modeling method of wind power time series based on fluctuation characteristics[J]. Power system technology, 2015, 39(1): 208-214.
- [12] 王正明, 路正南. 风电项目投资及其运行的经济性分析[J]. 可再生能源, 2008, 26(6): 21-24.
WANG Z M, LU Z N. The economic analysis on investment and operation of wind power project[J]. Renewable energy resources, 2008, 26(6): 21-24.
- [13] 黄碧斌, 李琼慧, 王乾坤. 国内外分布式电源政策法规研究[J]. 太阳能, 2013(14): 19-22.
HUANG B B, LI Q H, WANG Q K. Study on national and international policy of distributed power supply[J]. Solar energy, 2013(14): 19-22.
- [14] 陈通谟. 试述风电社会效益的量化[J]. 内蒙古电力技术, 1998, 16(6): 55-57.
CHEN T M. Study on quantification of wind power social benefit[J]. Inner Mongolia electric power, 1998, 16(6): 55-57.
- [15] MESSAC A, ISMAIL-YAHAYA A, MATTSON C A. The normalized normal constraint method for generating the Pareto frontier[J]. Structural & multidisciplinary optimization, 2003, 25(2): 86-98.
- [16] ABIDO M A. Environmental/economic power dispatch using multiobjective evolutionary algorithms: A comparative study[J]. IEEE transactions on power systems, 2003, 18(4): 920-925.

MULTI-OBJECTIVE OPTIMIZATION OF WIND POWER PLANNING CONSIDERING WIND POWER PREDICTIVE ENCODING AND SYSTEM SECURITY DOMAIN

Zhao Chuan, Dai Chaohua, Fu Yang, Yuan Shuang, Chen Weirong

(School of Electric Engineering, Southwest Jiaotong University, Chengdu 610031, China)

Abstract: In order to guide valid wind power planning, this paper propose a multi-objective optimization of wind power planning, to ensure the security and enlarge wind permeability at the same time. The point estimate and fluctuant rang of wind power forecasting is got by BP neural net and non-parametric point estimation. The multi-objective wind power planning model is set up by considering economy-social benefit of wind power and peak load regulation. Then the Pareto front is figured out by using normalized normal constraint, and the final recommend plans are acquired based on different fluctuant range of wind power forecasting. The method of wind power planning is applied to the state grid, and the simulation results verify the feasibility of this method.

Keywords: wind power planning; wind power forecasting error; multi-objective optimization; economy-social benefit of wind power; peak load regulation