

不确定性环境下考虑弃风的电力系统日前调度

张新松¹, 礼晓飞², 王运³, 黄鹏³, 袁越¹

(1. 河海大学可再生能源发电技术教育部工程研究中心, 江苏 南京 210098; 2. 中国电力科学研究院, 北京 100192; 3. 国网宁夏电力公司, 宁夏 银川 750001)

摘要: 为尽可能减少弃风, 将弃风电量期望作为最小化优化目标加入日前调度模型。该优化目标与原有模型中的发电成本最小互相矛盾, 为协调这两个子优化目标, 通过隶属度函数分别将它们模糊化, 构建了基于最大满意度的单目标优化模型, 并采用遗传算进行了求解。风电并网增加了系统的不确定性, 模型采用基于风险指标失负荷概率的机会约束代替传统的旋转备用约束。失负荷概率与弃风电量期望计算过程中考虑了负荷、风功率随机预测误差以及常规机组随机强迫停运。基于 IEEE 118 节点系统的仿真实验表明, 该调度模型可给出兼顾发电成本与风电接纳水平的前日调度计划, 为系统调度人员提供参考。

关键词: 预测误差; 弃风电量; 最大满意度; 遗传算法; 不确定性

Day-ahead dispatching in consideration of wind power curtailments in uncertain environments

ZHANG Xinsong¹, LI Xiaofei², WANG Yun³, HUANG Peng³, YUAN Yue¹

(1. Research Center for Renewable Energy Generation Engineering (Hohai University), Ministry of Education, Nanjing 210098, China; 2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China; 3. Ningxia Electrical Power Company of State Grid Company, Yinchuan 750001, China)

Abstract: In order to reduce wind power curtailments as far as possible, the expected wind power curtailments is incorporated into day-ahead dispatching formulation as a newly added minimum optimization object. The newly added optimization object is contradicted with generation costs that are intrinsic optimization object in formulation. In order to coordinate them, two optimization objects are handled respectively by fuzzy method, and a single-object optimization formulation based on maximum satisfaction extent is presented subsequently. Genetic algorithm is utilized to solve the proposed model. Large-scale integration of wind power increased uncertainties with respect to day-ahead scheduling, a constraint on risk index lost of load probability (LOLP) is proposed to replace conventional constraint on spinning reserve. Random errors on load / wind power predictions and random outages of generator units are considered in calculations of index LOLP and the expected wind power curtailments. Simulation results based on IEEE 118 test systems indicate that day-ahead dispatching formulation can provide a dispatching schedule that considers wind power curtailment and generation costs at the same time, and provide supports for system operators.

This work is supported by Science and Technology Program of State Power Corporation: Research and Application for Multi-Level Dispatching in Priority for Wind Farms and Photovoltaic Stations.

Key words: prediction errors; wind power curtailment; maximum satisfaction extent; genetic algorithm; uncertainties

中图分类号: TM73

文章编号: 1674-3415(2015)24-0075-08

0 引言

大规模风电接入之前, 日前调度决策可视作确

定性优化过程, 并通过预留旋转备用防范不确定性。作为一种不确定电源, 风电并网增加了日前调度中的不确定性, 但在风电渗透率较低的情况下, 确定性日前调度决策过程依然适用, 但需大幅度增加旋转备用, 甚至为风电设置全容量备用^[1]。

经过多年快速发展, 我国部分区域电网的风电渗透率已达到比较高的水平, 如蒙东电网、蒙西电网、甘肃电网风电装机占电网总装机的比例均超过

基金项目: 国家自然科学基金青年项目(51407097); 江苏省高校自然科学基金(13KJB470011); 南通市科技局应用研究计划(BK2013061); 国家电网公司总部科技项目(风电光伏发电多层次优先调度评价技术研究与应用)

20%^[2]。在高风电渗透背景下,系统随机特性逐渐增强,日前调度决策随之成为典型的不确定性优化问题。常用的不确定性优化技术包括随机规划^[3]、模糊规划^[4]与鲁棒优化^[5],其中,随机规划技术又分为机会约束规划^[3]与场景法^[6-7]两类。

除增加日前调度决策的不确定性外,风电的随机波动特性还加大了系统消纳风电的难度。近年来,我国部分电网出现了较为严重的“弃风”现象,据统计,2013年我国电网“弃风”电量高达162亿kWh,约占当年风力发电总量的10%^[8]。现阶段,引起“弃风”的主要因素是电网输送能力与调峰能力制约,至于风电并网引起的系统潮流、电压稳定、电能质量等问题在局部电网内部即可解决,尚不至于制约整个系统对风电的消纳^[9]。除“弃风”原因分析外,现有研究工作还从多个时间尺度对风电接纳能力进行了评估^[10-11]。为尽可能减少“弃风”,充分发挥可再生能源的环境、经济效益,应在日前计划决策阶段对风电接纳能力进行考虑,遗憾的是,目前关于这方面的研究文献还比较少。

本文将“弃风”电量期望作为新增最小化优化目标加入日前调度模型,构建了基于多目标优化的日前调度模型。分析表明,“弃风”电量期望最少与发电成本最低互相矛盾,无法同时到达最优。通过模糊数学的方法将模型转换为基于最大满意度的单目标优化模型,并采用遗传算法(Genetic Algorithm, GA)进行求解。为处理决策过程中的不确定性,采用基于运行风险指标失负荷概率(Lost of Load Probability, LOLP)的机会约束代替传统的旋转备用约束。风险指标LOLP及“弃风”电量期望计算过程中考虑了负荷、风功率的随机预测误差与常规机组的随机强迫停运。基于IEEE 118节点系统的仿真实验验证了本文所提模型及算法的有效性。

1 模型的提出

1.1 目标函数

实行市场化运行的系统中,通常可按总购电成本最小的原则进行日前调度,调度依据是各机组向交易中心提交的价格;而在垂直管理的系统中,则可依据经济调度或节能调度原则进行日前调度,调度依据是各机组的成本及技术特性。本文假定按经济调度原则进行日前调度,此时,调度目标为发电成本 C_G 最小,即

$$\min C_G = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [f_i(P_{i,t})u_{i,t} + S_i u_{i,t}(1-u_{i,t-1})] \quad (1)$$

式中: T 为调度时段数, t 为调度时段索引($1 \leq t \leq T$);

N 为机组数目, i 为机组索引($1 \leq i \leq N$); $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的输出功率; S_i 为机组 i 的启停费用; $u_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的运行状态,“0”表示停机,“1”表示开机; $f_i(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的燃料成本函数,为式(2)所示的二次函数。

$$f_i(P_{i,t}) = a_i P_{i,t}^2 + b_i P_{i,t} + c_i \quad (2)$$

式中, a_i 、 b_i 与 c_i 分别为机组 i 的燃料成本系数。

为尽可能接纳风电,将调度日内的“弃风”电量期望 C_w 作为新增最小化优化目标加入日前调度模型,即

$$\min E(C_w) = \sum_{t=1}^T E(C_{w,t}) \quad (3)$$

风电大规模接入增强了系统的随机性,此时,常规系统发电成本也为随机变量。精确考虑此发电成本比较困难,需进行多次经济调度计算。为简化计算,仅考虑预测场景下的常规系统发电成本,如式(1)所示。式(3)中的 $C_{w,t}$ 为调度时段 t 的“弃风”电量,为随机变量,其期望 $E(C_{w,t})$ 的计算方法详见本文下一节。

1.2 约束条件

1) 有功平衡约束

$$P_{d,t} - \sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,t} - P_{w,t} = 0 \quad (4)$$

式中: $P_{d,t}$ 为时刻 t 的负荷预测值; $P_{w,t}$ 为时刻 t 的风电上网电量。

2) 常规机组出力约束

$$P_{\min,i} \leq P_{i,t} \leq P_{\max,i} \quad (5)$$

式中, $P_{\max,i}$ 与 $P_{\min,i}$ 分别为机组 i 的最大、最小技术出力, MW。

3) 爬坡约束

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta TR_{\text{up},i} \quad (6)$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta TR_{\text{down},i} \quad (7)$$

式中, $R_{\text{up},i}$ 、 $R_{\text{down},i}$ 分别为机组 i 最大增、减出力速率,即通常所说的爬坡率。

4) 运行风险约束

系统运行充满不确定性,调度足够的备用容量是对负荷持续供电的重要保证。大规模风电并网后,确定性的备用获取原则不再适用。因此,模型通过基于风险指标LOLP的机会约束保证调度方案的运行安全性,即

$$V_{\text{LOLP},t} \leq R_{\text{LOLP}} \quad (8)$$

式中: $V_{\text{LOLP},t}$ 为调度时刻 t 风险指标LOLP的值,量化了切负荷的概率,计算方法将在下一节描述; R_{LOLP} 为调度人员期望达到的运行风险水平,一般来

讲, 日前调度中不允许切负荷, 因此, 模型中 R_{LOLP} 的数值往往定的极低。

5) 机组最小连续运行与停机时间约束

常规火电机组的运行存在着连续性的要求, 即存在式(9)所示的最小连续运行/停机时间约束。

$$\begin{cases} T_{i, \text{off}} \geq T_{i, \text{down}} \\ T_{i, \text{on}} \geq T_{i, \text{up}} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $T_{i, \text{off}}$ 、 $T_{i, \text{on}}$ 为机组 i 的连续停运、运行时间; $T_{i, \text{down}}$ 、 $T_{i, \text{up}}$ 为机组 i 的最短停运、运行时间。

2 弃风电量期望及失负荷概率计算

“弃风”电量期望与运行风险指标LOLP计算是模型求解的基础, 计算中考虑的不确定性包括: 风功率、负荷的随机预测误差与常规机组随机故障。

2.1 不确定性因素分析

2.1.1 风功率预测误差

由于可在日前对风功率进行预测^[12], 因此, 风电在日前调度中的不确定性体现为风功率预测误差的不确定性。近年来, 学者对风功率预测误差的统计规律进行了深入研究, 正态分布^[13]、贝塔分布^[14]、双曲线分布^[15]、伽马分布^[16]以及通用分布^[17]曾被分别用于描述风功率预测误差的统计规律。其中, 文献[17]提出的通用概率分布对风功率预测误差概率特性的拟合更为精确。因此, 本文采用该分布描述风功率在预测值附近的随机变动, 其概率密度函数、累积概率分布函数分别如式(10)、式(11)所示。

$$f(x) = \frac{\alpha\beta \exp[-\alpha(x-\gamma)]}{\{1 + \exp[-\alpha(x-\gamma)]\}^{\beta+1}} \quad (10)$$

$$F(x) = \{1 + \exp[-\alpha(x-\gamma)]\}^{-\beta} \quad (11)$$

需指出的是, 由于风功率的标幺值位于区间 $[0, 1]$ 中, 因而, 风功率的随机波动特性与其预测值有关, 也就是说, 当预测值不同时, 式(10)、式(11)中的参数 α 、 β 与 γ 应取不同的数值。

2.1.2 负荷预测误差

一般来讲, 负荷在预测值附近的随机波动服从正态分布 $N(P_{d,t}, \sigma_{d,t})$ 。为避免卷积运算, 提高运算效率, 此处参照文献[18]的做法, 对正态分布 $N(P_{d,t}, \sigma_{d,t})$ 进行离散化, 其负荷取值 $P_{d,t}$ 及其对应的概率 $p_{d,t}$ 如表 1 所示。

2.1.3 常规机组随机强迫停运

常规机组考虑正常、故障两个状态。由于日前调度提前时间 T_{LD} 较短, 故可用机组 i 的停运替代率(Outage Replacement Rate, ORR) $f_{i,t}$ 表示机组 i 在调度时段 t 的故障概率^[19], 由式(12)表示。

表 1 负荷的近似概率特性

Table 1 Approximate probabilistic character of load

负荷 $P_{d,t}$	概率 $p_{d,t}$
$P_{d,t} - 3\sigma_{d,t}$	0.006
$P_{d,t} - 2\sigma_{d,t}$	0.061
$P_{d,t} - \sigma_{d,t}$	0.242
$P_{d,t}$	0.382
$P_{d,t} + \sigma_{d,t}$	0.242
$P_{d,t} + 2\sigma_{d,t}$	0.061
$P_{d,t} + 3\sigma_{d,t}$	0.006

$$f_{i,t} = 1 - \exp[-\lambda_i(T_{LD} + t)] \approx \lambda_i(T_{LD} + t) \quad (12)$$

式中, λ_i 为机组 i 的故障率, 次/小时。

2.2 运行风险指标计算

计算中的两点假设条件如下:

1) 风功率随机波动、负荷随机波动以及机组随机故障互相独立;

2) 各机组的随机故障互相独立, 且忽略两台以上机组同时故障的复合故障。

假定时段 t 有 $m(m \leq N)$ 台机组处于开机状态, 考虑到机组的随机故障, 该时段的可用发电容量 G_t 为离散随机变量, 其概率密度函数由式(13)所示。

$$P\{G_t = G_j\} = p_j \quad j = 0, 1, 2, \dots, \frac{m(m+1)}{2} \quad (13)$$

式中: G_0 为所有机组处于正常状态时的可用发电容量; p_0 为对应的概率, 可分别由式(14)、式(15)计算。

$$G_0 = \sum_{j=1}^m P_{\max,j} \quad (14)$$

$$p_0 = \prod_{j=1}^m (1 - f_{j,t}) \quad (15)$$

$G_j(j=1, 2, \dots, m)$ 为单台机组故障时的可用发电容量; p_j 为对应的概率。假定故障机组的索引为 k , G_j 、 p_j 可分别由式(16)、式(17)计算。

$$G_j = G_0 - P_{\max,k} \quad (16)$$

$$p_j = p_0 \frac{f_{k,t}}{1 - f_{k,t}} \quad (17)$$

式中: $G_j(j=m+1, m+2, \dots, m(m+1)/2)$ 为某两台机组同时故障时的可用发电容量; p_j 为事件发生的概率。假定故障机组的索引为 k_1 、 k_2 , 则 G_j 、 p_j 可分别由式(18)、式(19)计算。

$$G_j = G_0 - P_{\max,k_1} - P_{\max,k_2} \quad (18)$$

$$p_j = p_0 \frac{f_{k_1,t} f_{k_2,t}}{(1 - f_{k_1,t})(1 - f_{k_2,t})} \quad (19)$$

对机组 i 来说, 其可以提供的备用容量为最大技

术出力 $P_{\max,i}$ 与当前出力 $P_{i,t}$ 之差,而文中按照机组最大技术出力计算可用发电容量,也就是说,此处的可用发电容量是机组备用容量完全释放后的发电容量。此时,一旦实际负荷大于可用发电容量与风功率之和,就会导致部分负荷停电。基于此,时段 t 风险指标LOLP的数值 $V_{\text{LOLP},t}$ 可由式(20)计算。

$$V_{\text{LOLP},t} = \sum_{l=1}^7 \sum_{j=0}^{m(m+1)/2} p_j p_{d,l} F\left(\frac{P_{d,l} - G_j}{G_{\text{wind}}}\right)$$

$$\text{if } P_{d,l} - G_j < 0 \quad P_{d,l} - G_j = 0 \quad (20)$$

$$\text{if } P_{d,l} - G_j > G_{\text{wind}} \quad P_{d,l} - G_j = G_{\text{wind}}$$

式中, G_{wind} 为风电装机容量,函数 $F(\cdot)$ 是式(11)给出的风功率累积概率分布函数。

2.3 弃风电量期望计算

系统运行中,若风功率突然增大,则应下调常规机组的出力给风电留出上网空间,若所有机组的出力均下调至其最小技术出力,那么,为确保实时功率平衡,则必须对风功率进行下调控制,即所谓的“弃风”。这也是现阶段我国电网“弃风”的主要原因,即通常所说的调峰能力不足导致“弃风”。

假定时段 t 有 $m(m \leq N)$ 台机组处于开机状态。考虑到机组的随机故障,该时段开机机组总的最小技术出力 $G_{\min,t}$ 同样也是离散随机变量,概率密度函数如式(21)表示。

$$P\{G_{\min,t} = G_{\min,j}\} = p_{\min,j} \quad j = 0, 1, 2, \dots, \frac{m(m+1)}{2} \quad (21)$$

式中,最小技术出力 $G_{\min,j}$ 及其对应的概率 $p_{\min,j}$ 的计算方法与风险指标LOLP计算过程中可用发电容量的计算方法类似,可参见式(14)~式(19),此处不再累叙。计算过程的区别在于,此时代入式(14)、式(16)、式(18)计算的容量是机组的最小技术出力。

受调峰能力制约,一旦常规机组的最小技术出力与风功率之和大于负荷,就必须“弃风”。基于此,时段 t 的“弃风”电量期望 $E(C_{w,t})$ 可由式(22)计算。

$$E(C_{w,t}) = \sum_{l=1}^7 \sum_{j=0}^{m(m+1)/2} p_j p_{d,l} \int_{x_0}^1 (x - x_0) f(x) dx$$

$$x_0 = (P_{d,l} - G_{\min,j}) / G_{\text{wind}} \quad (22)$$

$$\text{if } x_0 < 0 \quad x_0 = 0 \quad \text{if } x_0 > 1 \quad x_0 = 1$$

需要指出的是,上式计算出的 $E(C_{w,t})$ 是“弃风”电量的标么值,函数 $f(\cdot)$ 是式(10)所示的风功率概率密度函数。

3 模型求解

本文提出的日前调度模型是典型的多目标优化问题,求解难点在于多优化目标的处理。在分析

子优化目标之间关系的基础上,本节通过隶属度函数将子优化目标分别模糊化,构建了基于最大满意度的单目标优化模型,并采用GA对模型进行求解。

3.1 子优化目标之间的关系分析

图1给出了IEEE 118节点系统^[20]中部分火电机组的技术特性,包括不同出力下的平均发电成本以及最大、最小技术出力。

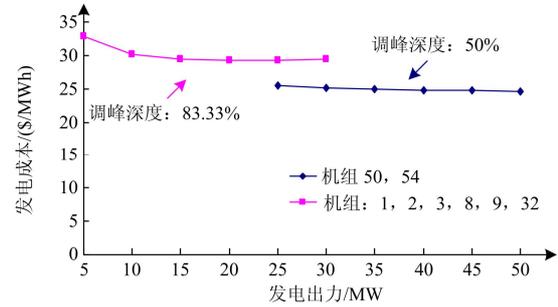


图1 IEEE 118节点测试系统中部分机组的技术特性
Fig. 1 Technical character of partly generator units in IEEE 118 nodes test systems

从图1可发现,机组1、2、3、8、9、32的平均发电成本较高,但其最大、最小技术出力分别为30 MW与5 MW,调峰深度高达83.33%,为描述方便,此类机组称之为A类机组。机组50、54的平均发电成本较低,但其最大、最小技术出力分别为50 MW与25 MW,调峰深度仅为50%,为描述方便,此类机组称之为B类机组。日前调度中,若想尽可能地降低发电成本,则应优先调度发电成本较低的B类机组,若要尽可能减少“弃风”电量,则应尽可能调度调峰能力更强的A类机组。从以上分析可看出,发电成本最低与“弃风”电量期望最少是两个互相矛盾的子优化目标,无法同时到达最优。

3.2 多优化目标的模糊化处理

分析表明,本文模型中的两个子优化目标互相冲突,无法同时到达最优。也就是说,各子目标最优解与整个优化问题最优解之间的关系很难界定,本文通过模糊数学的方法将各子优化目标模糊化,构建了基于最大满意度的单目标优化模型。

确定隶属度函数 μ 是将子优化目标模糊化的前提条件。 μ 的大小反映了对优化结果的满意程度, $\mu=1$ 表示最满意, $\mu=0$ 表示最不满意。关于隶属度函数的选择,目前尚无统一方法,而是更多依赖于实际经验。本文基于图2给出的降半梯形函数将两个子优化目标模糊化,从该图可看出,优化目标的取值越小,隶属度越大,表明对优化结果越满意。图中, $C_{G,\min}$ 与 $C_{W,\min}$ 分别为优化子目标(1)、(3)在

所有约束条件下的最优解, δ_G 与 δ_W 分别为决策者所能容忍的发电成本与“弃风”电量期望的增加值。

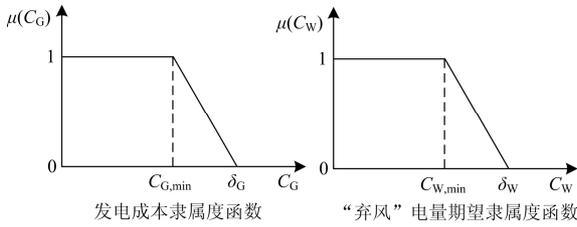


图2 各子优化目标的隶属度函数

Fig. 2 Membership functions of each optimization objective

根据图2给出的隶属度函数, 可得子优化目标的模糊隶属度 $\mu(C_G)$ 与 $\mu(C_W)$, 如式(23)、式(24)所示。

$$\mu(C_G) = \begin{cases} 1 & C_G \leq C_{G, \min} \\ \frac{C_{G, \min} + \delta_G - C_G}{\delta_G} & C_{G, \min} < C_G \leq C_{G, \min} + \delta_G \\ 0 & C_G > C_{G, \min} + \delta_G \end{cases} \quad (23)$$

$$\mu(C_W) = \begin{cases} 1 & C_W \leq C_{W, \min} \\ \frac{C_{W, \min} + \delta_W - C_W}{\delta_W} & C_{W, \min} < C_W \leq C_{W, \min} + \delta_W \\ 0 & C_W > C_{W, \min} + \delta_W \end{cases} \quad (24)$$

可用 $\mu(C_G)$ 、 $\mu(C_W)$ 中的较小者 μ_{\min} 表示整个决策问题的满意度, 基于此, 多目标优化问题转换为如下所示的基于最大满意度的单目标优化问题, 即

$$\max \mu_{\min} = \min \{ \mu(C_G), \mu(C_W) \} \quad (25)$$

约束条件如下:

$$\begin{aligned} C_G + \delta_G \mu_{\min} &\leq C_{G, \min} + \delta_G \\ C_W + \delta_W \mu_{\min} &\leq C_{W, \min} + \delta_W \\ 0 &\leq \mu_{\min} \leq 1 \end{aligned} \quad (26)$$

上述两式再加上约束式(4)~式(9)便构成了基于最大满意度的单目标优化问题。

3.3 基于 GA 的模型求解

本文提出的日前调度模型是与机组组合(Unit Commitment, UC)问题类似的组合优化问题, 包括离散优化变量 $u_{i,t}$ 与连续优化变量 $P_{i,t}$ 。近年来, GA 被成功地用于此类问题的求解^[21], 即采用染色体表示原优化问题的解(此过程称之为编码过程), 若干染色体构成算法种群, 通过复制、交叉、变异等操作引导种群向全局最优方向进化。

本文同样采用 GA 对模型进行求解, 利用染色

体表示机组的开机方案, 在经济调度的基础上计算发电成本 C_G , 根据本文提出的算法评估“弃风电量”期望 $E(C_{w,t})$, 接着, 根据式(25)计算优化问题的满意度 μ_{\min} , 并以此为基础形成染色体的适应度。具体求解流程与文献[21]类似, 此处不再累述。

4 算例

4.1 算例介绍

在 IEEE 118 节点测试系统的基础上构建了算例系统, 即假定总容量为 2 500 MW 的风电场接入该 IEEE 118 节点测试系统。算例系统中, 风电装机占总发电装机的比例为 25.72%, 与我国部分区域电网风电接入比例相当^[1]。某调度日内的负荷、风功率预测数据如图3所示。

采用文献[17]提出的通用概率分布描述风功率在预测值附近随机变动的概率特性, 参数 α 、 β 以及 γ 的取值参见可文献[17]中的表2; 负荷随机变动的概率特性用正态分布拟合, 期望为负荷预测值, 标准差为负荷预测值的 1%; 各常规机组的可靠性参数如表2所示; 调度人员可接受的风险指标 LOLP 的上限为 0.1%。

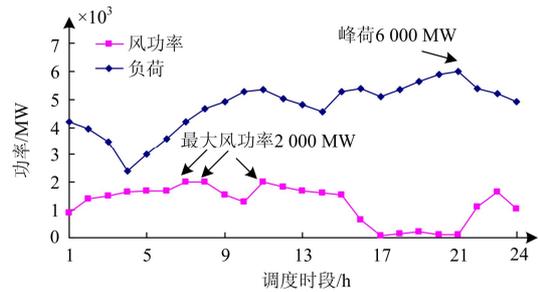


图3 某调度日内的负荷以及风功率

Fig. 3 Load and wind power during certain dispatching day

表2 常规机组可靠性参数

Table 2 Reliability parameters of generator units

机组容量/MW	故障率/(次/小时)
<100	0.000 68
=100	0.000 51
>100	0.000 34

4.2 最小发电成本与弃风电量期望计算

从式(23)、式(24)可看出, 最小发电成本 $C_{G, \min}$ 与最小“弃风”电量期望 $C_{W, \min}$ 是对模型子优化目标进行模糊化的重要参数, 此处采用 GA 分别对其进行计算, 计算时, 种群规模取为 100, 最大进化代数设为 100, 优化结果分别见图4、图5。

从图4、图5可看出, GA 用于优化发电成本与“弃风”电量期望时, 收敛性良好, 分别在 50 代、

60 代左右收敛于最优解。最小发电成本为\$1 224 730，最小“弃风”电量期望为 1 916.22 MWh。当系统发电成本取得最小值时，“弃风”电量期望高达 2 340.71 MWh；而当“弃风”电量期望取得最小值时，发电成本却高达\$1 285 700。由此可见，模型两个子优化目标互相冲突，无法同时到达最优。

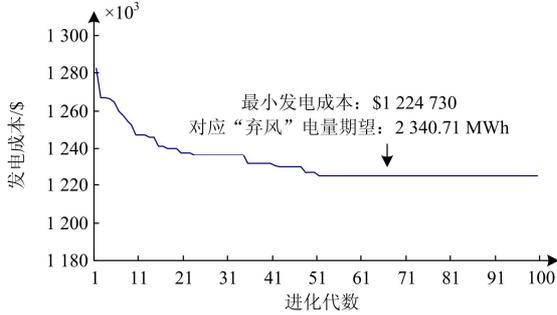


图 4 最小发电成本计算

Fig. 4 Calculation of minimum generation costs prediction

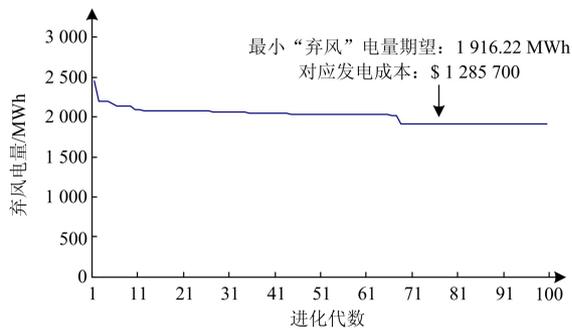


图 5 最小“弃风”电量期望计算

Fig. 5 Calculation of minimum wind power curtailments

4.3 多目标优化模型的求解

为协调两个互相冲突的子优化目标，采用模糊数学的方法将模型转变为基于最大满意度的单目标优化模型。子优化目标模糊化时，所能容忍的常规系统发电成本增加量 δ_G 与“弃风”电量期望的增加量 δ_W 分别为\$ 50 000 与 400 MWh。计算时，种群规模取为 100，最大进化代数设为 100，算法收敛过程见图 6。从该图可看出，GA 用于求解模糊多目标优化问题时，收敛性较好，在 90 代左右收敛于最优解 0.546 106。最优解对应的发电成本与“弃风”电量期望见表 3 中的 Case III，此外，该表中还给出了当优化目标分别为发电成本与“弃风”电量期望时的优化结果，即表中的 Case I 与 Case II。

从表 3 可看出，优化时仅考虑某子目标是不合适的，将导致其他子目标的优化结果非常差，在表 3 中体现为该子目标的隶属度为零。而基于最大满意度的优化模型可同时兼顾两个子优化目标，得出

较为合理的解，为调度人员提供有益的参考。

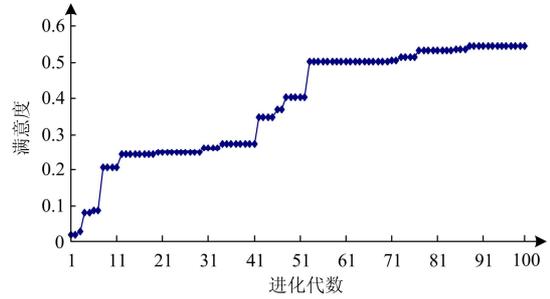


图 6 算法收敛过程

Fig. 6 Converging process of the algorithm

表 3 详细优化结果

Table 3 Detailed optimization results

	Case I	Case II	Case III
发电成本/\$	1 224 730	1 285 700	1 247 425
发电成本隶属度	1	0	0.546 106
弃风电量/MWh	2 340.71	1 916.22	2 043.564
弃风电量隶属度	0	1	0.681 64
满意度	0	0	0.546 106

4.4 优化结果分析

表 4 给出了三种情况下优化结果对应的开机机组数目以及最大、最小技术出力。

表 4 优化结果分析

Table 4 Analysis of optimization results

	Case I	Case II	Case III
开机机组数目/台	35	49	42
最大技术出力/MW	6 580	6 550	6 560
最小技术出力/MW	1 920	1 808	1 844

表 4 中的最大技术出力决定了系统在负荷尖峰时段的运行风险，最小技术出力决定了系统的调峰能力，是“弃风”电量期望这一子优化目标的关键影响因素。当优化目标为发电成本最小时(Case I)，优先开启发电成本较低的大容量机组，因而开机机组数目最小，仅为 35 台。此外，这些大机组的调峰能力普遍较差，因而最小技术出力较高，进而导致了较多的“弃风”。当优化目标为“弃风”电量期望最小时(Case II)，优先开启调峰能力强的机组，这些机组容量普遍较小，因而开机机组数目较多，数目高达 49 台。此外，这些机组往往成本较高，进而导致发电成本急剧升高。当优化目标为兼顾发电成本与“弃风”电量期望的最大满意度时(Case III)，开机情况介于上述两者之间。

表 5 给出了三种情况下各调度时段的风险指标 LOLP 的数值，表中没有给出时段的风险指标 LOLP

的数值为零。从该表可看出, 时段 21 的系统净负荷最高(负荷减去风功率), 因而该时段的运行风险最大, 即失负荷的概率最高, 时段 20 次之。此外, 从该表还可看出, 由于风险指标 LOLP 是优化过程中的硬约束, 因此, 三种情况下系统运行风险均满足要求(小于 0.1%)。

表 5 各时段的风险指标 LOLP 数值
Table 5 Values of index LOLP for each hours

调度时段	Case I	Case II	Case III
19	$3.05 \times 10^{-7}\%$	$9.0 \times 10^{-7}\%$	$6.63 \times 10^{-7}\%$
20	0.012 6%	0.014 8%	0.0151%
21	0.090 9%	0.084 5%	0.0937%

图 7 给出了三种情况下各调度时段的“弃风”电量期望, 从该图可看出, “弃风”主要发生在负荷比较低, 而风功率较高的时候, 如时段 3-7。算例中忽略了机组的日内启停, 因此主要靠压缩火电机组的出力接纳风电。在负荷比较低的时候, 火电机组出力本身就接近其最小技术出力, 下调空间不大, 因此将出现大规模“弃风”。

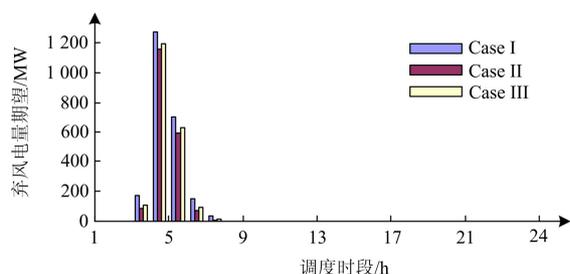


图 7 各调度时段的弃风电量期望

Fig. 7 Expected wind power curtailment for each dispatching hour

5 总结与展望

随着风电渗透率的逐步提高, 受系统调度资源的限制, “弃风”现象日益显著, 因此有必要在日前计划决策阶段考虑“弃风”问题。“弃风”电量最小与发电成本最低是两个互相矛盾的子优化目标, 本文采用模糊数学的方法对这两个子优化目标进行了模糊处理, 构建了基于最大满意度的单目标优化模型, 并采用 GA 实现了求解。算例分析表明, 本文所提及的模型与算法均是有效的, 可为调度人员制定日前计划提供参考。

当子优化目标互相冲突时, 多目标优化问题不存在数学意义上的最优解, 只存在有效解集, 称之为帕累托解集。本文所提出的求解算法仅能给出某

一个优化解, 而不能给出优化问题的帕累托解集。作者将在未来的研究工作中研究适合求解该模型的多目标优化算法, 并基于帕累托解集对“弃风”电量期望与发电成本之间的关系进行深入分析。

我国电网的运行经验表明, 电网输送能力约束也是导致“弃风”的原因之一。本文暂时忽略了潮流约束对日前调度的影响, 因此暂未考虑电网输送能力约束引起的“弃风”, 作者将在未来的研究中对潮流约束加以考虑。

参考文献

- [1] 卢鹏铭, 温步瀛, 江岳文. 基于多时间尺度协调机组组合的含风电系统旋转备用优化研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(5): 94-100.
LU Pengming, WEN Buying, JIANG Yuewen. Study on optimization of spinning reserve in wind power integrated power system based on multiple timescale and unit commitment coordination[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(5): 94-100.
- [2] YUE X, QIAO Y, LU Z X, et al. Study on multi-scale unit commitment optimization in the wind-coal intensive power system[J]. Journal of Electrical Engineering and Technology, 2013, 8(6): 1590-1604.
- [3] 郭小璇, 龚仁喜, 鲍海波, 等. 含新能源电力系统机会约束经济调度的二阶锥规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(22): 85-91.
GUO Xiaoxuan, GONG Renxi, BAO Haibo, et al. Second-order cone programming method of chance constrained economic dispatch considering renewable energy sources[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(22): 85-91.
- [4] 艾欣, 刘晓, 孙翠英. 含风电场电力系统机组组合的模糊机会约束决策模型[J]. 电网技术, 2011, 35(12): 202-207.
AI Xin, LIU Xiao, SUN Cuiying. A fuzzy chance constrained decision model for unit commitment of power grid containing large scale wind farm[J]. Power System Technology, 2011, 35(12): 202-207.
- [5] 黎静华, 文劲宇, 潘毅, 等. 面向新能源并网的电力系统鲁棒调度模式[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(22): 47-54.
LI Jinghua, WEN Jinyu, PAN Yi, et al. Robust dispatching mode of electrical power system to cope with renewable energy power[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(22): 47-54.
- [6] 高红均, 刘俊勇, 刘继春, 等. 基于坏场景集的含风电机组组合模型[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(10): 27-32.

- GAO Hongjun, LIU Junyong, LIU Jichun, et al. The unit commitment with wind power based on the bad scenario set[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(10): 27-32.
- [7] 葛晓琳, 张粒子. 考虑调峰约束的风水火随机机组组合问题[J]. 电工技术学报, 2014, 29(10): 222-230.
- GE Xiaolin, ZHANG Lizi. Wind-hydro-thermal stochastic unit commitment problem considering the peak regulation constraints [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(10): 222-230.
- [8] 李俊峰, 蔡丰波, 乔黎明, 等. 2014 中国风电发展报告[R]. 北京: 2014.
- [9] 王芝茗, 苏安龙, 鲁顺. 基于电力平衡的辽宁电网接纳风电能力分析[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(3): 86-90.
- WANG Zhiming, SU Anlong, LU Shun. Analysis on capacity of wind power integrated to Liaoning power grid based on power balance[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(3): 86-90.
- [10] 贾文昭, 康重庆, 李丹, 等. 基于日前风功率预测的风电消纳能力评估方法[J]. 电网技术, 2012, 36(8): 69-75.
- JIA Wenzhao, KANG Chongqing, LI Dan, et al. Evaluation on capability of wind power accommodation based on its day-ahead forecasting[J]. Power System Technology, 2012, 36(8): 69-75.
- [11] 康重庆, 贾文昭, 徐乾耀, 等. 考虑网络安全约束的实时风电消纳能力评估[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(16): 23-29.
- KANG Chongqing, JIA Wenzhao, XU Qian Yao, et al. Capability evaluation of wind power accommodation considering security constraints of power grid in real-time dispatch[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16): 23-29.
- [12] 王丽捷, 冬雷, 高爽. 基于多位置 NWP 与主成分分析的风电功率短期预测[J]. 电工技术学报, 2015, 30(5): 79-84.
- WANG Lijie, DONG Lei, GAO Shuang. Wind power short-term prediction based on principle component analysis of NWP of multiple locations [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(5): 79-84.
- [13] 杨宏, 苑津莎, 吴立增. 基于风电功率预测的电网静态调峰能力极限研究[J]. 电工技术学报, 2014, 29(4): 266-273.
- YANG Hong, YUAN Jinsha, WU Lizeng. Research of static regulation capacity limit based on wind power prediction[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(4): 266-273.
- [14] LUO G, CHEN J F, CAI D F. Probabilistic assessment of available transfer capability considering spatial correlation in wind power integrated system[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2013, 7(12): 1527-1535.
- [15] HODGE B M, ELA E, MILLIGAN M. Characterizing and modeling wind power forecast errors from operational systems for use in wind integration planning studies[J]. Wind Engineering, 2011, 36(5): 509-524.
- [16] ENEMENLIS N, UNEAULT M, ROBITAILLE A. Computation of dynamic operating balancing reserve for wind power integration for the time-horizon 1-48 hours[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(4): 692-702.
- [17] ZHANG Z S, SUN Y Z, GAO D W, et al. A versatile probability distribution model for wind power forecast errors and its application in economic dispatch[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 3114-3125.
- [18] SIMOPOULOS D N, KAVATZA S D, VOURNAS C D. Reliability constrained unit commitment using simulated annealing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(4): 1165-1172.
- [19] 孙羽, 王秀丽, 王建学, 等. 电力系统短期可靠性评估综述[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(8): 143-154.
- SUN Yu, WANG Xiuli, WANG Jianxue, et al. An overview of the short-term reliability evaluation of power system[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(8): 143-154.
- [20] FU Y, SHAHIDEHPOUR M, LI Z Y. Security-constrained unit commitment with AC constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(2): 1001-1013.
- [21] 张新松, 袁越, 傅质馨. 基于隐型备用约束的机组组合模型[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(1): 136-142.
- ZHANG Xinsong, YUAN Yue, FU Zhixin. The unit commitment formulation with implicit reserve constraint[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1): 136-142.

收稿日期: 2015-02-24; 修回日期: 2015-06-22

作者简介:

张新松(1980-), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为可再生能源发电技术, 电力系统规划分析, 储能技术在电力系统中的应用。E-mail: prettytypebble@163.com

(编辑 葛艳娜)