

基于改进径向移动算法的含风电场电力系统 优化调度

张容畅, 韩 丽, 刘文涛, 史丽萍

(中国矿业大学电气与动力工程学院, 徐州 221008)

摘 要: 为应对风电接入对电力系统稳定运行带来的影响,考虑风电高估低估成本、阀点效应、旋转备用约束和网络损耗等常需因素,建立计及风电不确定性的通用经济调度模型。为求解此模型,提出一种改进的径向移动算法(IRMO),该算法针对基本径向移动算法易陷入局部最优解的不足,一方面结合遗传算法中种群变异的思想,在迭代过程中随机对一部分粒子进行突变,改善种群多样性,使算法能够跳出局部最优;另一方面引入凹抛物线式的惯性权值非线性递减策略,以进一步增强算法中后期的搜索精度,更易找到全局最优解。最后对含风电场的电力系统进行算例分析和算法对比,验证模型的合理性以及IRMO的优越性。

关键词: 风电; 动态经济调度; 径向移动算法; 遗传算法; 惯性权值; 递减策略

中图分类号: TM734

文献标志码: A

0 引 言

随着环境问题的日益突出,风能作为一种清洁能源得到越来越多的关注^[1]。然而,风力具有较强的随机性,目前对风电功率的预测还存在较大误差^[2]。因此,含风电的电力系统经济调度问题成为一个研究热点^[3]。为应对风电随机性,模型的建立主要分为不确定性模型和确定性模型2大类。前者通常利用模糊理论^[4-5]、概率模型^[6-7]和场景法^[8]等,后者通常在目标函数中考虑风电的高低估成本,或转化成备用约束^[9-10]。随着模型的日趋合理同时也日趋复杂,需考虑的因素变得更多,约束处理也更困难,尤其是动态经济调度(dynamic economic dispatch, DED)^[11-12]这种互耦合、维度高、非线性优化问题,在风电接入后变得更为复杂。为此,相关学者提出各种优化算法,如精英策略非支配排序遗传算法(NSGA-II)^[13-14]、实数编码遗传算法(RCGA)^[15]、下降搜索粒子群算法(MPSO)^[16]、进化迭代粒子群算法(EIPSO)^[17]、改进的细菌觅食算法(IBFA)^[18]、改进的自适应多目标差分进化算法(MAMODE)^[19]、改进差分算法(IMOEA/D-CH)^[12]等,这些算法均能在不同程度上求解复杂的调度模型,但存在的共同缺点是易陷入局部最优解,无法找到最优的调度方案,且有些算法较复杂,耗时

长。文献[20]提出径向移动算法(radial movement optimization, RMO),模拟一群由中心点喷洒的粒子随中心点的移动而不断喷洒并逐步向最优解逼近的过程,算法精度高但易陷入局部最优解,本文通过改进,将其应用于调度问题的求解。综合常用模型,考虑诸多因素建立具有通用性的含风电的电力系统经济调度模型。针对RMO易陷入局部最优解的不足进行改进,提出一种改进的径向移动算法(improved radial movement optimization, IRMO)。通过对含风电的电力系统进行仿真分析和算法对比,验证模型的合理性及该算法的性能。

1 电力系统的动态经济调度建模

1.1 目标函数

含风电的电力系统经济调度的目标通常考虑火电机组燃料成本、阀点效应成本、风电不确定性高估成本和低估成本总和最小^[21-22],也有研究将风电的高估和低估以备用的形式加入约束条件中。

总成本假设为式(1)的数学模型,动态经济调度的目标函数需考虑各时段成本的总和,以式(6)表示。

$$\min f(P, w) = \sum_{n=1}^N F(P_n) + \sum_{n=1}^N E(P_n) + \sum_{m=1}^M U_m(w) + \sum_{m=1}^M D_m(w) \quad (1)$$

收稿日期: 2017-07-18

基金项目: 中国博士后科学基金(169349); 国家自然科学基金(61703404)

通信作者: 韩 丽(1977—), 女, 博士、教授、研究生导师, 主要从事电力系统自动化等方面的研究。dannyli717@163.com

$$F(P_n) = a_n P_n^2 + b_n P_n + c_n \quad (2)$$

$$E(P_n) = \left| d_n \sin[e_n(P_{n,\min} - P_n)] \right| \quad (3)$$

$$U_m(w) = C_{w,m}(w_m - w_{av,m}) \quad (4)$$

$$D_m(w) = C_{pw,m}(w_{av,m} - w_m) \quad (5)$$

$$\min F = \sum_{h=1}^H f_h(P, w) \quad (6)$$

式中, $f(P, w)$ ——调度单时段消耗的总成本; N ——火电机组总数; n ——火电机组编号; $F(P_n)$ ——火电机组的燃料成本; P_n ——第 n 台火电机组单时段输出的有功功率; $E(P_n)$ ——汽轮机阀点效应产生的能耗成本; M ——风电场总数; m ——风电场编号; $U_m(w)$ ——风电出力高估惩罚成本; $D_m(w)$ ——风电出力低估惩罚成本; a_n 、 b_n 、 c_n ——燃料成本系数; d_n 、 e_n ——阀点效应成本系数; $P_{n,\min}$ ——第 n 台火电机组有功出力下限; w_m ——第 m 座风电场实际出力; $w_{av,m}$ ——第 m 座风电场可利用的出力, 一般用风电功率预测值或转化为概率模型^[6,21-22]表述; F —— H 时段动态经济调度总成本; h ——调度时段; H ——调度时段总数。

1.2 约束条件

1.2.1 系统功率平衡约束

功率平衡约束为等式约束, 有的模型还考虑电力系统的网络损耗 P_L :

$$\sum_{n=1}^N P_n + \sum_{m=1}^M w_m = P_L + P_D \quad (7)$$

$$P_L = \sum_i \sum_j P_i B_{i,j} P_j + \sum_i P_i B_{i,o} + B_{o,o} \quad (8)$$

式中, P_L ——采用最小二乘 B 系数法计算的网损; P_D ——负荷单时段有功功率的预测值; $B_{i,j}$ 、 $B_{i,o}$ 、 $B_{o,o}$ ——网损系数。

1.2.2 机组有功出力约束

$$\begin{cases} P_{n,\min} < P_n < P_{n,\max} \\ 0 < w_m < w_{m,\max} \end{cases} \quad (9)$$

式中, $P_{n,\max}$ 、 $P_{n,\min}$ ——第 n 台火电机组有功出力上、下限; $w_{m,\max}$ ——第 m 座风电场最大装机容量。

1.2.3 机组出力爬坡约束

$$\begin{cases} P_{n,h} - P_{n,h-1} < U_{Rn} \Delta T \\ P_{n,h-1} - P_{n,h} < D_{Rn} \Delta T \end{cases} \quad (10)$$

式中, U_{Rn} 、 D_{Rn} ——第 n 台火电机组的上升及下降爬坡速率; ΔT ——调度时间间隔, 取 1 h。

1.2.4 系统旋转备用容量约束

有些模型不是在目标函数里考虑式(4)、式(5)所述

高估、低估成本, 而是以备用约束体现^[11-12]。为应对火电机组运行时可能出现的故障、停运以及负荷预测带来的误差, 需设置一定的备用容量来补偿, 以确保电力系统的稳定运行。无风电时系统正、负旋转备用设置如下:

1) 系统的正旋转备用约束

$$\begin{cases} P_D \times L_u \% < \sum_{n=1}^N U_n \\ U_n = \min(P_{n,\max} - P_n, U_{Rn} T_{10}) \end{cases} \quad (11)$$

2) 系统的负旋转备用约束

$$\begin{cases} P_D \times L_d \% < \sum_{n=1}^N D_n \\ D_n = \min(P_n - P_{n,\min}, U_{Dn} T_{10}) \end{cases} \quad (12)$$

式中, L_u 、 L_d ——系统负荷预测误差对正、负旋转备用的需求系数; U_n 、 D_n ——第 n 台火电机组能提供的正、负旋转备用容量; T_{10} ——旋转备用的响应时间, 取 10 min。

在风电场接入的情况下, 考虑风电出力的随机性和波动性, 对其预测误差远大于对系统负荷的预测误差, 需设置更多的备用容量降低可能出现的风电缺失甚至停运造成的失负荷风险以及风电盈余造成的系统频率过高风险。充分考虑以上情况, 提出含风电时的正、负旋转备用容量约束如下:

1) 含风电系统的正旋转备用约束

$$\begin{cases} w_{av} \times w_u \% + P_D \times L_u \% < \sum_{n=1}^N U_n \\ U_n = \min(P_{n,\max} - P_n, U_{Rn} T_{10}) \end{cases} \quad (13)$$

2) 含风电系统的负旋转备用约束

$$\begin{cases} (w_{\max} - w_{av}) \times w_d \% + P_D \times L_d \% < \sum_{n=1}^N D_n \\ D_n = \min(P_n - P_{n,\min}, D_{Rn} T_{10}) \end{cases} \quad (14)$$

式中, w_u 、 w_d ——风电功率预测误差对正、负旋转备用的需求系数。

2 模型的转化与处理

2.1 风电出力的表述

根据大量相关文献研究, 短时间风速变化规律可近似用二参数 Weibull 分布函数描述, 其表达式为:

$$F_V(v) = 1 - \exp[-(v/c)^k], \quad v > 0 \quad (15)$$

根据分布函数可得其概率密度函数为:

$$f_V(v) = (k/c)(v/c)^{k-1} \exp[-(v/c)^k] \quad (16)$$

风速与风电场出力的关系可表示为:

$$w_m = \begin{cases} 0, & V < v_i \text{ 或 } V \geq v_o \\ (V - v_i)w_r / (v_r - v_i), & v_i \leq V < v_r \\ w_r, & v_r \leq V < v_o \end{cases} \quad (17)$$

风电出力为 0、 w_r 、 $0 \sim w_r$ 时, 概率表达式分别如式(18)~式(20)所示:

$$P\{W=0\} = P(V < v_i) + P(V \geq v_o) \\ = 1 - \exp\left[-(v_i/c)^k\right] + \exp\left[-(v_o/c)^k\right] \quad (18)$$

$$P\{W=w_r\} = P(v_r \leq V < v_o) \\ = \exp\left[-(v_r/c)^k\right] - \exp\left[-(v_o/c)^k\right] \quad (19)$$

$$f_w(w) = \frac{khv_i}{w_r c} \left[(1 + hw/w_r)v_i/c \right]^{k-1} \exp\left\{ -\left[(1 + hw/w_r)v_i/c \right]^k \right\} \quad (20)$$

式中, $P\{\cdot\}$ ——事件发生的概率; V 、 v_i 、 v_r 、 v_o ——实际风速、切入风速、额定风速和切出风速; k 、 c ——Weibull 分布参数; w_r ——风电场额定容量; $h = (v_r/v_i) - 1$;

限于篇幅, 本节只给出 Weibull 分布概率模型描述风电出力的主要所用公式, 其详细推导过程可参见文献[21-23]。

2.2 风电高估、低估成本的转化

由于目标函数中的高估、低估成本惩罚式(4)、式(5)中含有随机变量, 使模型无法直接求解, 现利用 Weibull 分布的概率模型进行转化^[21-22]。

1) 风电高估惩罚成本

风电出力具有不确定性, 当风电可用出力不足, 达不到调度计划安排时会出现失负荷现象, 需增加额外备用来平衡发电和用电, 结合 Weibull 分布模型, 对高估的部分进行惩罚并进行转化:

$$U_m(w) = C_{rw,m}(w_m - w_{av,m}) \\ = k_{r,m}(w_m - W_m) = s_1 + s_2 \quad (21)$$

$$\begin{cases} s_1 = w_m P(W_m = 0) \\ = w_m \left\{ 1 - \exp\left[-(v_{i,m}/c_m)^{k_m}\right] + \exp\left[-(v_{o,m}/c_m)^{k_m}\right] \right\} \\ s_2 = \int_0^{w_m} (w_m - w) f_w(w) dw \end{cases} \quad (22)$$

2) 风电低估惩罚成本

同样, 当风电可用出力未被完全利用时会出现弃风现象, 造成电力资源浪费, 此时需对低估的部分进行惩罚并进行转化:

$$D_m(w) = C_{pw,m}(w_{av,m} - w_m) \\ = k_{p,m}(W_m - w_m) = s_3 + s_4 \quad (23)$$

$$\begin{cases} s_3 = (w_{r,m} - w_m) P(W_m = w_{r,m}) \\ = w_m \left\{ \exp\left[-(v_{r,m}/c_m)^{k_m}\right] - \exp\left[-(v_{o,m}/c_m)^{k_m}\right] \right\} \\ s_4 = \int_{w_m}^{w_{r,m}} (w - w_m) f_w(w) dw \end{cases} \quad (24)$$

式中, k_r 、 k_p ——风电高估、低估成本惩罚系数。

2.3 动态调度爬坡约束的处理

当处理电力系统 DED 模型时, 需综合考虑各时段机组的出力分配和时段间机组的动态调整, 故在各时段调度计算前对火电机组功率上下界动态调整, 使其满足爬坡约束和功率限制约束, 结合式(9)、式(10)进行处理, 如式(25):

$$\begin{cases} P_{n,h,\min} = \max[P_{n,h,\min^*}(P_{n,h-1} - D_{Rn})] \\ P_{n,h,\max} = \min[P_{n,h,\max^*}(P_{n,h-1} + U_{Rn})] \\ P_{n,h,\min} \leq P_{n,h} \leq P_{n,h,\max} \end{cases} \quad (25)$$

3 改进的径向移动算法(IRMO)

3.1 RMO的基本原理

径向移动算法(RMO)模拟的是一群粒子 X_{ij} 在围绕中心点 cp (center point)的喷洒并沿径向移动向最优解逼近的过程, 在移动过程中粒子的搜索空间逐渐缩小, 最终缩小为一点, 即所求最优解。以三维向量为例, 假想粒子的搜索空间为一个球体, 每一代粒子从球体的中心点向周围喷洒, 喷洒出的粒子数量称之为种群规模 nop , 粒子的维数 nod 等于待优化变量的数量。粒子喷洒由速度矢量 V_{ij} 决定, 喷洒的最大半径称为 V_{\max} 。粒子更新时只更新中心点的位置, 粒子群则要根据新产生的中心点位置重新喷洒产生。称种群 nop 中适应度值最好的解为当代最优解 R_{best} , 其对应的位置为当代最优位置 R_{bestloc} 。称粒子群移动过程中得到的 R_{best} 中最好的解为全局最优解 G_{best} , 其对应的位置为全局最优位置 G_{bestloc} 。第一个球体中心点的位置根据第一代初始化的粒子取适应度值最优的点选取, 下一代的中心点 cp_{k+1} 则根据当代中心点 cp_k 、当代最优位置和全局最优位置矢量叠加进行更新, 确保粒子群体逐步向最优解移动。

3.2 IRMO改进思路与实现方法

3.2.1 算法的改进思路

与 GA 相比, RMO 的计算量更小、所需的存储空间更小, 耗时更少。与 PSO 和 DE 算法相似, 但当代最优解的选择方式和粒子的更新方式不同, 而且惯性权值 W_k 的线性递减策略使其在后期具有较高的搜索精度。然而, 高搜索精度带来的弊端是在算法中、后期由于更

新速度逐渐缩减可能使算法陷入局部最优,因此,一方面在粒子喷洒的过程中采用 GA 染色体变异的思想在种群中随机选取一部分粒子进行位置突变,以增强种群多样性,避免算法陷入局部最优;另一方面,将惯性权值线性递减策略改进为凹抛物线式的非线性递减策略,进一步增强算法中、后期的搜索精度。经过改进后的算法可在保证精确性的同时提高准确性,能够跳出局部最优找到全局最优解,下面对改进算法的具体实现分步骤详细说明。

3.2.2 IRMO 的实现过程

1) 种群初始化

在粒子搜索空间 $(X_{\min,j}, X_{\max,j})$ 内随机产生种群规模为 nop , 变量数量为 nop 的群矩阵 X_{ij} 由式(26)产生。计算每组变量的适应度值存入 $\text{Score}(i)$ 中,将其中的适应度值最好的位置设为第一代中心点 cp_1 ,并将其和对应解赋值给 G_{bestloc} 和 G_{best} 进行全局最优初始化。

$$X_{ij} = X_{\min,j} + \text{rand}(0, 1) \times (X_{\max,j} - X_{\min,j}) \quad (26)$$

2) 产生速度矢量并喷洒产生新种群

根据粒子搜索空间 $(X_{\min,j}, X_{\max,j})$ 产生速度矢量 V_{ij} , 由式(27)产生。将式(28)所示惯性权值的线性递减策略改进为式(29)所示的凹抛物线式非线性递减策略,控制粒子喷洒速度随种群迭代次数的增加而快速减小,使算法保持更多代数的高精度搜索,线性递减策略的最大值 w_{\max} 、最小值 w_{\min} 分别取 1、0,粒子喷洒公式如式(30)所示。

$$V_{ij} = \text{rand}(-1, 1) \times (X_{\max,j} - X_{\min,j}) \quad (27)$$

$$W_K = w_{\max} - (w_{\max} - w_{\min}) \times K/N \quad (28)$$

$$W_K = (w_{\max} - w_{\min}) \times (K/N)^2 + (w_{\min} - w_{\max}) \times (2K/N) + w_{\max} \quad (29)$$

$$X_{ij} = cp_K + W_K \times V_{ij} \quad (30)$$

式中, N ——算法迭代次数; K ——当前代数。

3) 种群个体变异

为确保种群多样性,将喷洒的新粒子以一定的变异率在其搜索空间内突变,设置变异率 $g = 0.1$ 。在规模为 nop 的粒子循环喷洒程序中,设置判断条件 $\text{rand}(0, 1) < 0.1$?, 当某个粒子喷洒产生后,判断其是否满足条件,满足的粒子按式(31)在其搜索空间内被重新随机初始化,不满足则不作处理,进行下一个粒子的喷洒。最终结果是产生的粒子中约有 10% 被突变在其限

制区间内重新随机初始化,变异过程在下文流程图中描述。

$$X_{v,j} = X_{\min,j} + \text{rand}(0, 1) \times (X_{\max,j} - X_{\min,j}) \quad (31)$$

式中, $X_{v,j}$ ——被选择到的变异粒子。

4) 限制粒子范围

由于上述步骤中粒子位置的改变会使部分粒子越限,因此以式(32)对其位置进行限制。

$$X_{ij} = \begin{cases} X_{\max,j}, & X_{ij} > X_{\max,j} \\ X_{ij}, & X_{\min,j} < X_{ij} < X_{\max,j} \\ X_{\min,j}, & X_{ij} < X_{\min,j} \end{cases} \quad (32)$$

5) 寻优并更新中心点位置

计算更新后粒子的适应度值,取其中最优值作为 R_{best} , 并与 G_{best} 比较,如果 R_{best} 适应度值更好,则更新 G_{best} 和 G_{bestloc} 。下一代中心点 cp_{K+1} 的移动应综合考虑当代中心点 cp_K 、 R_{bestloc} 和 G_{bestloc} , 并以一定比例系数矢量叠加,按式(33)、式(34)更新。

$$cp_{K+1} = cp_K + up \quad (33)$$

$$up = C_1 \times (G_{\text{bestlocK}} - cp_K) + C_2 \times (R_{\text{bestlocK}} - cp_K) \quad (34)$$

式中, up ——中心点移动矢量; C_1 、 C_2 ——比例系数,决定算法收敛速度。

最后,当达到迭代次数 N 时停止计算,输出最优解。算法寻优过程如图 1 所示。结合调度模型,算法求解流程如图 2 所示。

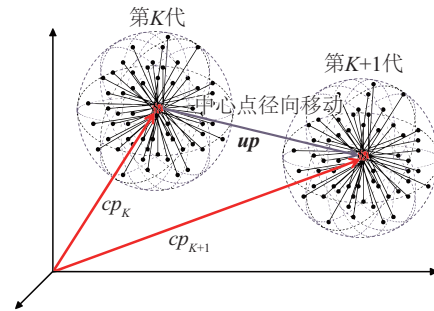


图1 IRMO 寻优过程

Fig. 1 Optimization process of IRMO

由上述改进算法实现过程可见,IRMO 具有 3 大优点:1)种群迭代时只保留和更新中心点信息,而非把所有粒子信息都带入下一代;2)对适应度函数值的计算次数比其他算法少;3)惯性权值快速递减策略使算法在中、后期能保持较多代数的高精度搜索,粒子变异的设定又避免算法陷入局部最优,从而使改进后的算法既节省了存储器空间,又增加算法精度和准确度,且不影响计算速度。

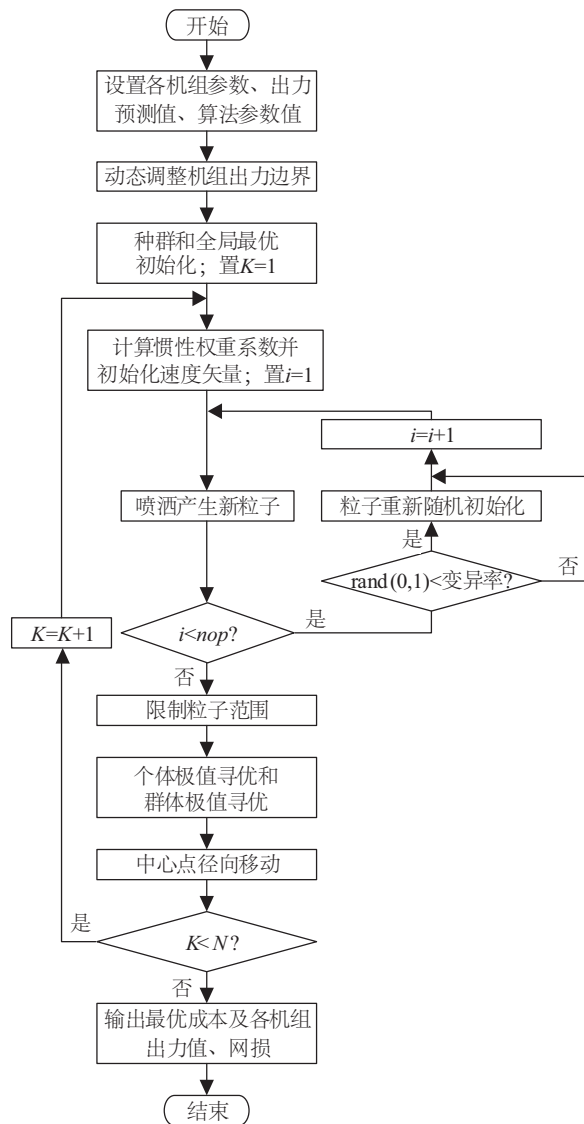


图2 IRMO求解调度模型流程图

Fig. 2 Flow chart of solving dispatch model by IRMO

表1 无风电模型不同负荷下各算法优化结果

Table 1 Optimization results of dispatch model without wind power by different algorithms under different loads

机组	1200 MW			1400 MW			1600 MW		
	QPSO	GABC	IRMO	QPSO	GABC	IRMO	QPSO	GABC	IRMO
1	107.73	98.65	98.54	108.60	99.09	98.54	109.94	110.00	98.68
2	99.92	99.89	98.54	99.63	98.76	98.54	99.34	100.00	98.63
3	582.54	592.14	591.24	588.73	591.46	591.24	578.78	599.93	592.89
4	259.03	259.32	261.68	416.16	419.24	424.15	509.34	477.11	424.18
5	110.42	110.00	110.00	146.86	151.45	147.53	259.72	272.96	345.62
6	40.36	40.00	40.00	40.01	40.00	40.00	42.88	40.00	40.00
P	1200.00	1200.00	1200.00	1400.00	1400.00	1400.00	1600.00	1600.00	1600.00
C	29555.72	29147.00	29109.64	33686.80	33187.00	33132.84	37841.88	37502.00	37444.82

4 算例仿真

为验证所建模型的合理性及所提 IRMO 的优越性,本节通过对含 2 座风电场的 6 机组 IEEE 30 节点电力系统和含 1 座风电场的 10 机组系统分析仿真,并与其他算法结果进行比较,验证算法性能。编程所用软件为 Matlab 2014a, PC 硬件为 Intel Core i5 2.6 GHz, 4 G RAM。

4.1 基于 IRMO 的经济调度仿真

以含 2 座风电场的 6 机组 IEEE 30 节点电力系统作为算例研究, 机组参数见文献[21], 模型中考虑式(1)的所有项, 不考虑网损和备用约束, 算法参数取值 $C_1=0.7$ 、 $C_2=0.8$ 、 $nop=50$ 、 $N=200$, 分别计算系统负荷为 1200、1400 和 1600 MW 时的机组出力、机组总出力 (P , 单位 MW) 和消耗总成本 (C , 单位 \$/h), 并与文献[21]所提的 QPSO 和文献[22]所提的 GABC 算法的结果对比。

4.1.1 无风电 6 机组系统仿真

首先考虑无风电的情况, 设置 $nod=6$, 利用 IRMO 求解模型, 结果见表 1。1200 MW 负荷下, QPSO、GABC 算法和 IRMO 所得结果分别为 29555.72、29147.00 和 29109.64 美元, 相比之下, IRMO 比 QPSO 结果成本减少 445.39 美元, 比 GABC 算法减少 37.36 美元, 1400 和 1600 MW 负荷下 IRMO 所得结果在 3 种算法中同样也是最优的。可见, IRMO 在 3 种负荷情况下均可得到满足系统负荷需求的解, 且所得成本在 3 种算法中最低, 这在大规模电力系统中节省成本差距会更大, 说明 IRMO 具有良好的寻优能力和计算精度, 能跳出局部最优找到全局最优解, 从而为此类模型求解及为决策者提供更好的调度方案。各负荷下 6 机组出力总和与系统负荷相等, 满足功率平衡约束, 故所建模型合理。

4.1.2 含风电 6 机组系统仿真 nod=8, 利用 IRMO 对转化后的风电模型求解, 结果见
在上述 6 机组系统中并入 7 号、8 号风电场, 设置 表 2。

表 2 含风电模型不同负荷下各算法优化结果

机组	1200 MW			1400 MW			1600 MW		
	QPSO	GABC	IRMO	QPSO	GABC	IRMO	QPSO	GABC	IRMO
1	103.56	97.05	106.36	94.39	102.34	99.36	95.27	110.00	65.03
2	99.09	100.00	20.09	96.53	100.00	95.48	97.95	100.00	98.56
3	567.66	592.77	593.47	594.24	599.97	596.55	568.87	599.93	590.71
4	211.64	110.08	111.77	319.46	267.50	266.65	452.13	477.11	477.08
5	138.05	110.00	149.37	177.16	110.00	150.66	266.23	272.96	186.44
6	40.25	40.12	69.59	43.95	70.19	41.42	49.52	40.00	40.88
7	8.32	90.00	90.00	15.80	90.00	90.00	10.91	89.96	81.34
8	31.42	59.97	59.35	58.47	60.00	59.88	59.12	60.00	59.96
P	1200.00	1200.00	1200.00	1400.00	1400.00	1400.00	1600.00	1600.00	1600.00
C	29513.40	27710.00	26936.29	33529.63	31741.00	30355.16	37601.71	36127.00	34964.78

由表 2 可知,1600 MW 负荷下,QPSO、GABC 算法和 IRMO 所得结果分别为 37601.71、36127.00 和 34964.78 美元,相比之下,IRMO 比 QPSO 结果成本减少 2636.93 美元,比 GABC 算法减少 1162.22 美元,1200 和 1400 MW 负荷下 IRMO 所得结果在 3 种算法中同样也为最优,从而验证 IRMO 的寻优性能。各负荷下 6 机组和 2 座风电场出力总和与系统负荷相等,满足功率平衡约束,故所建模型合理。

4.2 基于IRMO的动态经济调度

为验证所建模型的合理性以及所提 IRMO 的优越性,现以 10 机组系统^[13]作为算例研究,模型中考虑式(2)、式(3)和式(6),考虑网损和备用约束,调度周期 $H=24$ h,时间间隔为 1 h。并网风电场总输出功率为 100 MW,共 50 台风力机,机组数据和网损系数见文献[13],各时段系统负荷预测值 P_D 、风电预测值 w_{av} 见表 3,算法相关参数取值见表 4。

表 3 各时段风电及负荷预测值

Table 3 Forecast wind power and load demand in each period											
时段	w_{av}/MW	P_D/MW	时段	w_{av}/MW	P_D/MW	时段	w_{av}/MW	P_D/MW	时段	w_{av}/MW	P_D/MW
1	55	1036	7	55	1702	13	65	2072	19	60	1776
2	50	1110	8	48	1776	14	72	1924	20	70	1972
3	65	1258	9	32	1924	15	90	1776	21	75	1924
4	48	1406	10	20	2022	16	100	1554	22	90	1628
5	38	1480	11	40	2106	17	85	1480	23	80	1332
6	48	1628	12	50	2150	18	68	1628	24	75	1184

表 4 算法参数取值表

Table 4 Algorithm parameters							
参数	N	nop	nod	$w_u\%$	$w_d\%$	$L_u\%$	$L_d\%$
数值	200	50	10	20	30	5	5

4.2.1 无风电 10 机组系统仿真

首先考虑无风电的情况,利用 IRMO 对 DED 模型求解。得到的 24 h 各时段机组出力、网损和成本如表 5 所

示,24 h 系统消耗总成本为 2476739 美元,各机组承担的功率如图 3 所示。可见,此调度组合满足功率平衡约束。为验证算法寻优性能,将此次调度得到的最优解与近年采用相同模型和数据的算法^[12-13,18-19]横向对比,由于采用多时段动态调度模型的相关文献中算法大多是多目标优化架构,单目标架构文献较少,故本节比较的数据来自相关文献 Pareto 解中的经济最优结果,结果如表 6 所示。

表5 无风电系统各时段机组出力、网损及成本

Table 5 Unit output, net loss and cost in each period of power system without wind power

时段	各时段各常规机组出力/MW										网损/ MW	成本/ \$
	机组1	机组2	机组3	机组4	机组5	机组6	机组7	机组8	机组9	机组10		
1	150.00	135.00	85.35	61.03	172.96	147.13	129.54	85.35	45.90	43.48	19.76	61559
2	150.00	135.00	162.91	65.02	222.00	148.64	129.63	85.33	20.00	14.00	22.54	65164
3	150.00	135.00	184.83	115.00	238.65	159.68	125.03	115.00	20.03	43.40	28.61	72384
4	157.35	135.47	265.00	165.00	243.00	131.30	129.88	120.00	50.00	44.83	35.89	80798
5	150.00	135.00	297.48	183.15	239.65	160.00	110.95	120.00	79.95	43.48	39.69	84654
6	150.00	177.23	340.00	232.96	242.97	160.00	129.98	119.97	79.49	43.81	48.42	94739
7	150.00	210.92	335.98	282.00	243.00	160.00	123.82	120.00	79.98	49.51	53.25	100350
8	201.98	222.28	339.91	300.00	236.82	160.00	129.98	120.00	80.00	43.57	58.59	106700
9	264.54	302.00	340.00	300.00	243.00	160.00	129.98	120.00	80.00	55.00	70.59	123180
10	293.68	381.43	340.00	298.47	243.00	160.00	129.99	120.00	79.95	55.00	79.63	136000
11	306.07	459.96	340.00	300.00	243.00	160.00	130.00	120.00	80.00	55.00	88.09	148310
12	376.27	438.11	340.00	300.00	243.00	160.00	130.00	120.00	80.00	55.00	92.48	155390
13	331.59	396.82	339.99	299.97	243.00	160.00	130.00	120.00	80.00	55.00	84.46	143050
14	252.00	317.00	339.05	300.00	243.00	160.00	129.56	119.98	79.90	54.10	70.63	123160
15	196.44	237.00	323.45	299.98	232.93	159.98	129.96	120.00	79.93	54.90	58.65	107540
16	150.00	157.00	297.38	250.03	242.80	127.97	129.63	120.00	79.69	43.44	43.99	89424
17	150.00	157.00	220.95	241.33	222.62	160.00	129.58	120.00	74.53	43.41	39.48	85121
18	150.00	200.91	297.54	291.00	229.45	139.98	129.92	120.00	70.05	47.72	48.60	95392
19	214.65	247.00	297.17	300.00	242.94	160.00	129.64	119.99	79.98	43.46	58.84	108170
20	294.00	324.91	340.00	300.00	243.00	160.00	129.94	120.00	80.00	55.00	74.90	129260
21	259.09	308.14	339.97	300.00	242.92	159.89	130.00	119.97	79.99	54.64	70.60	123030
22	180.00	229.00	284.86	293.22	222.61	122.46	129.61	120.00	52.06	43.38	49.24	97251
23	150.00	149.00	206.75	244.00	173.10	123.42	129.79	91.63	52.06	44.32	32.14	77266
24	150.00	135.00	153.69	194.07	172.72	122.41	129.65	85.27	23.06	43.43	25.31	68847
合计	4977.7	5726.2	6812.3	5916.2	5522.1	3622.9	3086.1	2742.5	1606.6	1128.9	1294.4	2476739

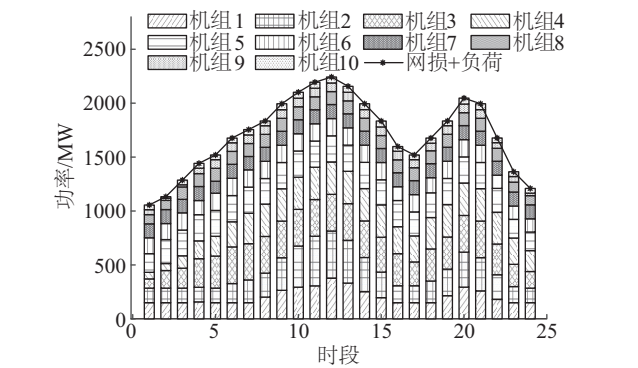


图3 功率平衡约束验证图

Fig. 3 Power balance constraint verification

表6 各算法24 h优化结果及对比

Table 6 Comparison of 24 h optimization results by each algorithm

算法	计算时间/s	24 h 总成本/\$
IRMO	11.6	2476739
IMOEA/D-CH ^[12]	—	2480200
MAMODE ^[19]	505.0	2492451
IBFA ^[18]	5.2	2481733
RCGA/NSGA-II ^[13]	1080.0	2516800

与 IMOEA/D-CH 算法结果相比,IRMO 结果总成本减少 3461 美元,与 RCGA/NSGA-II 这 2 种算法的最优解相比,IRMO 结果总成本减少 40061 美元,在所比较算法中,IRMO 结果最低,说明 IRMO 具有良好的寻优能力和计算精度。从算法速度上看,IRMO 仅耗时 11.6 s,远低于 MAMODE 算法的 505 s 和 RCGA/NSGA-II 算法的 1080 s,由此可见 MAMODE 和 RCGA/NSGA-II 算法计算步骤复杂、效率低、需占用大量存储器资源,而 IRMO 对存储器资源占用少、步骤简练、效率高,在处理高维度、多约束的动态调度问题上有很大优势。与

IBFA 相比,IRMO 计算时间与其相近,但优化结果比其减少 4994 美元,说明 IRMO 能在保证快速性的情况下不失精确性,从而在调度过程中既节约时间又能为决策者找到更经济合理的调度方案。

4.2.2 含风电 10 机组系统仿真

现考虑含 1 座风电场并网的情况,利用 IRMO 对含风电 DED 模型求解,得到 24 h 各时段机组出力、网损和成本如表 7 所示,24 h 系统消耗总成本为 2354827 美元,各机组承担的功率如图 4 所示。由图 4 可见,此调度组合满足功率平衡约束。

表 7 含风电系统各时段机组出力、网损及成本

Table 7 Unit output, net loss and cost in each period of power system containing wind power

时段	各时段各常规机组出力/MW										网损/ MW	成本/ \$
	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6	机组 7	机组 8	机组 9	机组 10		
1	150.00	135.00	136.53	60.00	172.81	61.24	129.49	120.00	20.00	13.89	17.97	59049
2	150.00	135.00	80.78	68.76	222.00	111.00	120.08	120.00	30.19	43.00	20.83	62872
3	150.00	135.00	157.38	117.96	222.56	122.81	129.64	119.99	20.01	43.46	25.83	68606
4	150.00	136.19	236.79	167.00	222.41	160.00	129.83	95.55	49.91	43.51	33.20	77994
5	150.00	135.00	292.55	180.79	222.59	154.57	128.59	119.98	52.08	43.42	37.61	81807
6	150.00	175.49	321.68	229.97	242.91	159.99	129.88	120.00	52.10	43.45	45.48	91652
7	150.00	195.34	298.54	276.13	233.04	159.99	129.92	120.00	80.00	53.52	49.54	96326
8	154.83	222.28	339.91	300.00	242.95	140.91	129.97	120.00	80.00	52.31	55.23	102210
9	229.78	302.00	340.00	300.00	243.00	160.00	130.00	120.00	80.00	55.00	67.84	118830
10	287.78	364.00	339.95	300.00	243.00	160.00	129.99	120.00	80.00	54.92	77.70	133460
11	324.43	397.36	340.00	300.00	243.00	160.00	130.00	120.00	80.00	54.99	83.87	142070
12	362.42	396.76	340.00	300.00	243.00	160.00	130.00	120.00	80.00	55.00	87.28	147370
13	295.28	375.82	340.00	299.99	243.00	160.00	130.00	119.98	66.36	54.95	78.40	135030
14	216.00	296.00	328.70	300.00	242.96	160.00	129.60	120.00	80.00	43.42	64.72	115250
15	216.00	216.01	296.14	250.00	230.17	159.95	128.29	120.00	78.69	43.43	52.73	101370
16	216.00	137.00	217.00	241.20	203.19	133.34	129.58	119.99	52.07	43.41	38.80	86027
17	150.00	135.00	185.21	241.16	222.61	160.00	129.49	110.95	52.05	43.43	34.93	79287
18	150.00	156.57	265.00	283.37	223.29	152.78	129.61	120.00	79.99	43.42	44.08	89973
19	188.09	221.80	279.93	300.00	243.00	160.00	129.91	120.00	80.00	47.63	54.38	102450
20	241.74	300.96	340.00	299.97	243.00	160.00	129.90	120.00	80.00	55.00	68.68	120260
21	217.73	278.84	340.00	300.00	243.00	160.00	129.97	120.00	80.00	43.77	64.34	114600
22	150.00	200.03	284.00	250.03	235.69	122.51	125.29	117.98	52.40	43.44	43.42	90023
23	150.00	135.00	205.00	201.00	222.64	91.71	124.74	88.04	23.00	39.39	28.52	73060
24	150.00	135.02	162.77	159.42	222.48	57.01	129.59	85.32	20.00	10.00	22.63	65251
合计	4750.10	5317.50	6467.90	5726.80	5528.30	3387.80	3093.40	2777.80	1448.90	1067.80	1198.00	2354827

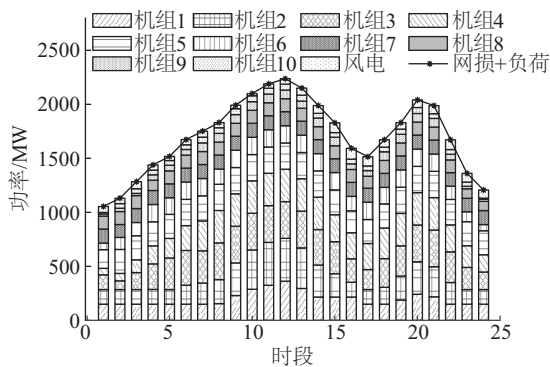


图4 功率平衡约束验证图

Fig. 4 Power balance constraint verification

同样为验证算法的寻优性能,将所求总成本与文献[12]中所提 IMOEA/D-CH 算法及 NSGA-II-CH 算法横向比较,结果见表 8。

表8 各算法优化结果对比

Table 8 Comparison of optimization results by each algorithm

算法	24 h 总成本/\$
IRMO	2354827
IMOEA/D-CH	2359800
NSGA-II-CH	2377700

比较可知,IRMO 在含风电并网模型优化求解方面仍较其他 2 种算法出色,与 IMOEA/D-CH 算法结果相比,IRMO 结果总成本减少了 4973 美元,与 NSGA-II-CH 算法结果相比,IRMO 结果总成本减少 22873 美元。可见,IRMO 能够为决策者提供更经济的调度方案。无风电和含风电并网模型的优化结果对比如表 9 所示。

表9 2种模型数据对比

Table 9 Results comparison between the two models

模型	24 h 总网损/MW	24 h 总成本/\$
无风电并网模型	1294.38	2476739
含风电并网模型	1198.01	2354827

综合表 5、表 7 和表 9,风电并网后每个时段都比风电并网前网损更低、成本更少。网损方面,如第 20 时段,风电并网前网损为 74.9 MW,风电并网后网损为 68.68 MW,并网前后网损降低 6.22 MW。又如第 21 时段,风电并网前网损为 70.6 MW,风电并网后网损为 64.34 MW,并网前后网损降低 6.26 MW。总体上看,风电并网前后 24 h 总网损降低 96.37 MW,占总网损的 7.45%。消耗成本方面,第 20 时段风电并网前成本为 129260 美元,风电并网后成本为 120260 美元,并网前

后成本降低 9000 美元。第 21 时段风电并网前成本为 123030 美元,风电并网后成本为 114600 美元,并网前后成本降低 8430 美元。总体上看,风电并网前后 24 h 总成本降低 121912 美元,占总成本的 4.92%。可见,风电并网后不仅能有效降低网络损耗,更可以大大降低发电成本。

5 结 论

本文研究含风电的电力系统经济调度问题,主要结论如下:

1) 计及风电高低估成本、阀点效应、风电备用和网络损耗等诸多常见因素建立计及风电不确定性的电力系统 DED 模型,使模型具有通用性。

2) 对模型进行转化和处理,提出改进的径向移动算法(IRMO)用于调度问题的求解。

3) 以含 2 座风电场的 6 机组 IEEE 30 节点电力系统和含一座风电场的 10 机组系统为例,利用 IRMO 对所建模型分析求解,并与采用相同模型和数据的文献结果对比,验证所建模型的合理性及 IRMO 的优越性。

[参考文献]

- [1] 王长路,王伟功,张立勇,等.中国风电产业发展分析[J].重庆大学学报,2015,(1):148-154.
WANG C L, WANG W G, ZHANG L Y, et al. Analysis of the development of China's wind power industry[J]. Journal of Chongqing University, 2015, (1): 148-154.
- [2] XIE L, CARVALHO P M S, FERREIRA L A F M, et al. Wind integration in power systems: operational challenges and possible solutions[J]. Proceedings of the IEEE, 2011, 99(1): 214-232.
- [3] HETZER J, YU D C, BHATTARAI K. An economic dispatch model incorporating wind power[J]. IEEE transactions on energy conversion, 2008, 23(2): 603-611.
- [4] ATTAVIRIYANUPAP P, KITA H, TANAKA E, et al. A fuzzy-optimization approach to dynamic economic dispatch considering uncertainties[J]. IEEE transactions on power systems, 2004, 19(3): 1299-1307.
- [5] LIANG R H, LIAO J H. A fuzzy-optimization approach for generation scheduling with wind and solar energy systems[J]. IEEE transactions on power systems, 2007, 22(4): 1665-1674.
- [6] 王豹,徐箭,孙元章,等.基于通用分布的含风电电

- 力系统随机动态经济调度[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(6): 17-24.
- WANG B, XU J, SUN Y Z, et al. Stochastic dynamic economic dispatch of power systems considering wind power based on versatile probability distribution[J]. Automation of electric power systems, 2016, 40(6): 17-24.
- [7] ZIA F, NASIR M, BHATTI A A. Optimization methods for constrained stochastic wind power economic dispatch [C]//Power Engineering & Optimization Conference (PEOCO), 2013 IEEE 7th International 2013: 129-133.
- [8] 周玮, 胡姝博, 孙辉, 等. 考虑大规模风电并网的电力系统区间非线性经济调度研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 557-563.
- ZHOU W, HU S B, SUN H, et al. Interval nonlinear economic dispatch in large scale wind power integrated system [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 557-563.
- [9] 周玮, 彭昱, 孙辉, 等. 含风电场的电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(25): 13-18.
- ZHOU W, PENG Y, SUN H, et al. Dynamic economic dispatch in wind power integrated system [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(25): 13-18.
- [10] 朱永胜, 王杰, 瞿博阳, 等. 含风电场的多目标动态环境经济调度[J]. 电网技术, 2015, 39(5): 1315-1322.
- ZHU Y S, WANG J, QU B Y, et al. Multi-objective dynamic economic emission dispatching of power grid containing wind farms [J]. Power system technology, 2015, 39(5): 1315-1322.
- [11] HAN X S, GOOI H B, KIRSCHEN D S. Dynamic economic dispatch: Feasible and optimal solutions [J]. IEEE transactions on power systems, 2001, 16(1): 22-28.
- [12] ATTAVIRIYANUPAP P, KITA H, TANAKA E, et al. A hybrid EP and SQP for dynamic economic dispatch with nonsmooth fuel cost function [J]. IEEE transactions on power systems, 2002, 17(2): 411-416.
- [13] BASU M. Dynamic economic emission dispatch using nondominated sorting genetic algorithm-II [J]. International journal of electrical power & energy systems, 2008, 30(2): 140-149.
- [14] BASU M. Fuel constrained economic emission dispatch using nondominated sorting genetic algorithm-II [J]. Energy, 2014, 78(4): 649-664.
- [15] DAMOUSIS I G, BAKIRTZIS A G, DOKOPOULOS P S. Network-constrained economic dispatch using real-coded genetic algorithm [J]. IEEE transactions on power systems, 2002, 18(1): 198-205.
- [16] 陈海焱, 陈金富, 段献忠. 含风电场电力系统经济调度的模糊建模及优化算法 [J]. 电力系统自动化, 2006, 30(2): 22-26.
- CHEN H Y, CHEN J F, DUAN X Z. Fuzzy modeling and optimization algorithm on dynamic economic dispatch in wind power integrated system [J]. Automation of electric power systems, 2006, 30(2): 22-26.
- [17] LEE T Y. Optimal spinning reserve for a wind-thermal power system using EIPSO [J]. IEEE transactions on power systems, 2007, 22(4): 1612-1621.
- [18] PANDIT N, TRIPATHI A, TAPASWI S, et al. An improved bacterial foraging algorithm for combined static/dynamic environmental economic dispatch [J]. Applied soft computing, 2012, 12(11): 3500-3513.
- [19] JIANG X, ZHOU J, WANG H, et al. Dynamic environmental economic dispatch using multi-objective differential evolution algorithm with expanded double selection and adaptive random restart [J]. International journal of electrical power & energy systems, 2013, 49(1): 399-407.
- [20] RAHMANI R, Yusof R. A new simple, fast and efficient algorithm for global optimization over continuous search-space problems: radial movement optimization [J]. Applied mathematics & computation, 2014, 248(C): 287-300.
- [21] Yao F, Dong Z Y, Meng K, et al. Quantum-inspired particle swarm optimization for power system operations considering wind power uncertainty and carbon tax in Australia [J]. IEEE transactions on industrial informatics, 2012, 8(4): 880-888.
- [22] JADHAV H T, ROY R. Gbest guided artificial bee colony algorithm for environmental/economic dispatch considering wind power [J]. Expert systems with applications, 2013, 40(16): 6385-6399.
- [23] LIU X. Economic load dispatch constrained by wind power availability: a wait-and-see approach [J]. IEEE transactions on sustainable energy, 2010, 1(1): 2-9.

POWER SYSTEM OPTIMAL DISPATCH CONSIDERING WIND FARMS BASED ON IMPROVED RADIAL MOVEMENT OPTIMIZATION

Zhang Rongchang, Han Li, Liu Wentao, Shi Liping

(School of Electrical and Power Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221008, China)

Abstract: To cope with the impact of wind power on the stable operation of power system, a universal economic dispatch model considering wind power uncertainty is established, which takes into account the overestimation cost and underestimation cost of wind power, valve point effect, spinning reserve constraint and network loss. To solve this model, an improved radial movement optimization (IRMO) is proposed. In order to deal with the problem that the basic radial movement optimization is easy to fall into local optimal solution, on the one hand, combined with the idea of population variation in genetic algorithm, the algorithm randomly mutates some particles in the iterative process to improve the population diversity, so that the algorithm can jump out of the local optimal solution. On the other hand, the concave parabola nonlinear decreasing strategy of inertia weight is utilized to further enhance the search accuracy in the middle and final stage of the optimization and make it easier to find the global optimal solution. Finally, to verify the rationality of the model and the superiority of IRMO, example analysis and algorithm comparison of power system containing wind farm are performed.

Keywords: wind power; dynamic economic dispatch; radial moving optimization; genetic algorithm; inertia weight; decreasing strategy