

大规模风电入网下的风火电力系统联合优化调度

牛林华, 龚庆武, 黄炳翔, 刘 栋

(武汉大学 电气工程学院, 湖北 武汉 430072)

摘要: 建立综合考虑机组能耗成本最低、环境成本最低、火电机组平稳运行为目标的风火联合优化动态经济调度模型。采用启发式搜索确定机组组合, 避免火电机组频繁启停及过大的系统容量冗余。提出一种改进的混合粒子群算法, 通过 10 机测试系统验证了该算法的优越性。以某地区电网为例进行仿真计算, 结果验证了所提调度模型与改进的粒子群算法的可行性和有效性。

关键词: 风电; 联合循环发电; 火力发电; 改进粒子群优化算法; 动态经济调度; 环境成本

中图分类号: TM 73

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.11.009

0 引言

国民经济的高速发展和产业结构的调整使得市场用电负荷和峰谷差迅速增长。伴随着国家节能发电调度模式的推广, 实行“上大压小”政策, 越来越多小火电机组将关闭, 系统调峰能力进一步削弱。与此同时国家正大力推广风电等清洁能源并网发电。但风电出力具有间歇性、波动性和随机性的特点, 且具有明显的反调峰特性^[1], 而且由于风电机组不具有常规发电机组拥有的快速调峰调频能力, 大规模风电接入电网不仅将进一步加大用电负荷峰谷差, 甚至将威胁到电力系统安全稳定运行。负荷峰谷差增加到一定程度时, 将导致火电机组频繁启停或者运行在深度调峰状态, 直接影响到机组运行经济性。因此, 在大规模风电并网的形势下, 改善系统能源结构, 建立多源相济协调调度机制, 降低风电接入对电网产生的不利影响, 提高对风电接纳能力具有十分重要的现实意义。

风电并网最大障碍在于风电出力随机波动性^[2], 需要采取相应的措施来应对其对电力系统优化运行带来的一系列问题。文献[3]根据影响风电出力因素, 提出了选择风电场发电功率相似日方法, 设计了基于相似日和 Chebyshev 神经网络的风电功率短期预测模型, 具有较高的预测精度。文献[4]针对风电和火电联合调度, 建立含风电的系统动态经济调度模型, 通过提高系统旋转备用需求来应对风电对系统调度影响。文献[5]建立了一种考虑系统运行可靠性和经济性, 更符合实际运行的优化调度模型。文献[6]基于对风电出力随机性分析构建了含风电场环境经济调度随机优化模型。文献[7]针对风电场随机性, 在风速预测的基础上, 应用随机规划理论建立含

风电场电力系统动态经济调度模型。文献[8]建立含风电场电力系统动态经济调度的模糊模型, 以适应风电输出功率随机不确定性, 但隶属度函数的确定引入了一定的人为因素。文献[9]考虑到风、水、火电的自然出力特性, 以充分利用清洁能源、降低系统运行成本、减小火电机组出力波动为目标, 建立风水火电力系统协调调度的优化模型, 所采用的风水火电协调运行机制在保证火电机组运行效率和稳定前提下可有效提高系统对风电消纳能力。文献[10]针对风电出力特性, 建立了基于随机规划理论经抽水蓄能平抑后以风电功率波动最小和火电运行成本最低为目标的风蓄联合运行的电力系统动态经济调度。

目前, 含风电场的电力系统调度多集中在: 从理论上精确描述和应对风电随机性带来影响; 建立多源相济协调调度机制, 调整系统电源结构, 利用抽水蓄能、水电、燃机电站等可以增加调峰电源容量。由于抽水蓄能、水电受制于地理位置、水力资源、建设投资等因素, 因此, 大城市使用燃气轮机作为调峰电源, 在世界上已经形成了共识。鉴于未来“西部大开发”战略“西气东输”工程全面实施, 本文将在已有研究基础上, 研究大规模风电接入下风火联合优化运行。

考虑到燃气机组与常规燃煤火电机组相比具有启停快速、运行灵活、热效率高、污染物排放低的优点, 建立综合考虑机组能耗成本、污染物排放环境成本、火电机组平稳运行为目标的风火联合优化动态经济调度模型。采用启发式搜索确定发电机组调度台数, 避免火电机组频繁启停及系统容量冗余, 保证火电机组运行效率。提出了一种改进的混合粒子群算法, 通过 10 机测试系统验证了该算法的优越性。以含 10 台火电机组的电力系统为例进行仿真计算, 验证所提模型和算法的可行性和有效性, 为实际风火联合优化运行提供了有效指导和合理的科学依据。

收稿日期: 2014-12-25; 修回日期: 2015-08-14

基金项目: 国家科技支撑计划资助项目(2013BAA02B01)

Project supported by the National Science and Technology Support Program(2013BAA02B01)

1 风气火电联合多目标优化调度建模

1.1 目标函数

为了实现系统经济、高效、环保运行,本文构造了多目标优化模型。依据《可再生能源法》中要求实行风电优先、全额上网政策,风电将不再作为调度中的优化变量。

a. 系统总能源成本主要体现在各机组燃料费用上,其经济性目标函数可以表示为:

$$\min F_c = \sum_{t=1}^T \left[C_{\text{coal}} \sum_{i=1}^{N_c} (a_i + b_i P_{\text{Cit}} + c_i P_{\text{Cit}}^2) u_{it} + C_{\text{gas}} \sum_{j=1}^{N_g} (d_j + e_j P_{\text{Gjt}} + f_j P_{\text{Gjt}}^2) u_{jt} \right] \quad (1)$$

其中, T 为调度期时段数; N_c 和 N_g 分别为火电机组和燃气机组台数; u_{it} 为机组 i 在 t 时段的开停机状态; C_{coal} 、 C_{gas} 分别为单位煤价(元/t)和单位气价(元/m³); a_i 、 b_i 、 c_i 和 d_j 、 e_j 、 f_j 分别为火电机组煤耗和燃气机组气耗曲线系数,一般由实测数据利用最小二乘法拟合获得。

b. 为使得火电机组出力尽可能平稳,本文以最小化火电机组相邻时段出力波动为目标。

$$\min F_{\Delta P} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_c} (P_{\text{Gi}(t+1)} - P_{\text{Cit}})^2 \quad (2)$$

c. 相对于风电和水电等清洁能源,燃煤机组在发电过程中排放大量硫氧化物、氮氧化物及大量悬浮颗粒物(TSP)等污染物带来严重环境污染,对人体健康、农作物和建筑物等都产生了不同程度的影响,造成巨大经济损失。天然气发电具有显著的环境效益,但从天然气发电成本可知,在目前市场环境下,毫无优势可言,导致燃气电厂受到燃煤电厂的严峻挑战。目前已有诸如文献[11-13]已就天然气发电环境效益货币化进行研究,评估天然气发电相对煤电环境价值。环境成本货币化将使得评估各种发电方案的环境成本成为可能。

发电厂的环境成本 C 可用式(3)计算。

$$C = \sum_{i=1}^n V_{ei} Q_i \quad (3)$$

其中, V_{ei} 为第 i 项污染物的环境成本单元(元/kg); n 为污染物总数; Q_i 为第 i 项污染物的单位电量排放量(kg/MW)。

所以为了减少污染物排放和体现燃气发电在环保方面优势,兼顾社会效益,本文从经济角度要求整个发电过程对环境损害最小,即环境成本最低为目标。

$$\min F_e = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{N_c} C_{\text{Ci}} P_{\text{Cit}} + \sum_{i=1}^{N_g} C_{\text{Gi}} P_{\text{Giti}} \right) \quad (4)$$

其中, C_{Ci} 、 C_{Gi} 分别为火电机组和燃气机组单位发电量的环境成本(元/(kW·h))。

1.2 约束条件

a. 功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_c} u_{it} P_{\text{Cit}} + \sum_{j=1}^{N_g} P_{\text{Gjt}} + \sum_{k=1}^{N_w} P_{\text{Wkt}} = P_{\text{Lt}} \quad (5)$$

其中, N_w 为风电场个数; P_{Wkt} 为风电场 k 在 t 时段机组出力; P_{Lt} 为 t 时段的系统总负荷需求量。

b. 系统旋转备用约束。

$$\sum_{i=1}^{N_c} u_{it} P_{\text{Ci}}^{\max} + \sum_{j=1}^{N_g} u_{jt} P_{\text{Gj}}^{\max} + \sum_{k=1}^{N_w} P_{\text{Wkt}} \geq P_{\text{Lt}} (1 + R_u) + R_w \sum_{k=1}^{N_w} P_{\text{Wkt}} \quad (6)$$

其中, $P_{\text{Ci}}^{\max}$ 为火电机组 i 的最大出力; $P_{\text{Gj}}^{\max}$ 为燃气轮机 j 的最大出力; R_u 、 R_w 分别为负荷波动对备用需求系数和风电波动对备用需求系数,分别取 5% 和 15%。

c. 机组出力上下限约束。

$$P_{\text{Gi}}^{\min} \leq P_{\text{Cit}} \leq P_{\text{Ci}}^{\max} \quad (7)$$

$$P_{\text{Gi}}^{\min} \leq P_{\text{Giti}} \leq P_{\text{Gi}}^{\max} \quad (8)$$

其中, $P_{\text{Gi}}^{\min}$ 、 $P_{\text{Gi}}^{\max}$ 分别为火电机组和燃气机组出力下限。

d. 火电机组爬坡速率约束。

$$-r_i^{\text{down}} \Delta t \leq P_{\text{Cit}} - P_{\text{Ci}(t-1)} \leq r_i^{\text{up}} \Delta t \quad (9)$$

其中, r_i^{up} 、 r_i^{down} 分别为火电机组 i 每分钟出力的最大上升、下降速率; Δt 为时段持续时间,本文取 1 h。

e. 日天然气供应量约束。

由于我国天然气行业尚处于发展初期阶段,基础设施建设不足导致合同气量常不能足额供给,故本文将设置燃气电厂日供给气量上限值。

$$\int_{t=1}^T Q_t dt \leq Q_{\text{max}} \quad (10)$$

其中, Q_t 为 t 时段天然气流量; Q_{max} 为燃气发电厂天然气日最大供应量。

2 启发式搜索确定全天机组组合

含风、气、火等多电源的混合系统联合优化调度是一个复杂的非线性、多变量、多约束问题。随着风电、燃气发电的大规模入网,必然导致原系统中容量冗余,本文为了减小问题解搜索空间,采用启发式搜索方法来确定参与联合优化调度的发电机组。

燃气发电机组目前在电网中运行的方式主要有 3 种。

方式 1: 连续运行。从燃气发电厂角度,希望在气源充足情况下,能够 24 h 连续运行,提高机组年利用小时数,降低运行成本。

方式 2: 两班制运行。目前大多数燃气发电机组采用两班制运行方式,即昼开夜停。

方式 3: 跟踪负荷运行。从整个电网角度,希望燃气电厂能够利用燃气轮机启停速度快、运行灵活等优点来实时跟踪负荷运行,平抑负荷波动。

根据国家 2007 年发布的《节能发电调度办法

(试行)》中同类机组在能耗相同时,按污染物排放量递增顺序上网,实现全网节能减排的要求,首先建立机组排序表。火电机组的优先投入顺序指标:

$$\mu_i = \frac{\text{机组最小比耗量}}{\text{机组的最大出力}}$$

机组排序表根据 μ_i 由低到高排序^[14], μ_i 相同时,按机组污染物排放量(即环境成本)由低到高排序。

在方式 1 和方式 2 情况下,本文利用式(11)计算火电机组预分配负荷:

$$P_{\text{Gd}} = \left(P_{\text{L}} - \sum_{k=1}^{N_{\text{G}}} P_{\text{Wk}} - \sum_{i=1}^{N_{\text{G}}} P_{\text{Gi}}^{\text{min}} \right) \left[\frac{P_{\text{C}}}{P_{\text{S}}} + \frac{\lambda_{\text{G}}}{P_{\text{S}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{G}}} (P_{\text{Gi}}^{\text{max}} - P_{\text{Gi}}^{\text{min}}) \right] \times (1 + \sigma) \quad (11)$$

其中, P_{C} 、 $\sum_{i=1}^{N_{\text{G}}} P_{\text{Gi}}$ 分别为火电、燃气机组总装机容量;

$P_{\text{S}} = P_{\text{C}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{G}}} (P_{\text{Gi}}^{\text{max}} - P_{\text{Gi}}^{\text{min}})$ 为燃气机组可调容量和火电机组装机容量之和;由于燃气机组容量易受外界环境影响,设置 λ_{G} 为燃气机组可调容量修正系数,取为 0.3; σ 为容量裕度,补偿负荷及风电预测不确定性所带来的误差,取 5%^[9]。

得到各时段火电机组预分配负荷后,确定火电机组调度数目的启发式搜索步骤如下。

a. 根据前面所述,建立机组排序表,保证具有良好节能效益机组优先发电。

b. 剔除检修机组和处于停机状态未达到最小停机时间的机组。

c. 根据机组优先顺序,逐渐累加各机组最大出力,直到 t 时段预分配负荷满足:

$$\sum_{i=1}^m P_{\text{Gi}}^{\text{max}} > P_{\text{Gd}} \text{ 且 } \sum_{i=1}^{m-1} P_{\text{Gi}}^{\text{max}} < P_{\text{Gd}} \quad (12)$$

其中, m 为参与调度的火电机组台数。

d. $t=t+1$, 如果 t 小于总时段数 T , 转入步骤 b, 确定 t 时段机组调度台数;反之停止,得到全天机组启停状态。

在方式 3 运行情况下,燃气轮机出力实时跟踪负荷,尽量减少火电机组频繁启停,保证火电机组高效运行。首先确定全天谷荷时,结合排序表,确定火电机组开机数。在确定谷荷处开机数之后,便可从谷荷处依次往其左右相邻的 2 个时段考虑,当负荷增加时,超过所需火电机组开机容量,则优先启用燃气轮机,直到满足该时段负荷和备用需求。当负荷降低时,火电机组开机容量出现冗余,优先停运燃气轮机(若停运 1 台后不满足备用约束,则停运火电机组),直到达到所需最低开机容量。

通过以上启发式搜索方法确定全天机组组合,使得其具有良好节能效益机组优先发电。

3 风火电联合优化调度的求解算法

3.1 改进粒子群优化算法

粒子群优化(PSO)算法是通过群体间相互竞争与合作来指导优化搜索的一种随机寻优算法,具有易于实现、概念简单、收敛速度快等优点,目前已经在电力系统经济调度领域得到广泛应用^[15-17]。基本粒子群利用式(13)和(14)分别更新各粒子的速度与位置:

$$v_{i,j}(t+1) = \omega v_{i,j}(t) + c_1 r_1 [p_{i,j}(t) - x_{i,j}(t)] + c_2 r_2 [p_{g,j}(t) - x_{i,j}(t)] \quad (13)$$

$$x_{i,j}(t+1) = x_{i,j}(t) + v_{i,j}(t+1) \quad (14)$$

其中, $v_{i,j}(t)$ 和 $x_{i,j}(t)$ 为粒子 i 在第 t 次迭代中第 j 维的速度和位置; ω 为惯性权因子; c_1 和 c_2 为学习因子, $c_1 = c_2 = 1.496$; r_1 和 r_2 为介于 0~1 之间均匀分布的随机数; $p_{i,j}(t)$ 为粒子 i 第 t 次迭代中第 j 维的个体极值; $p_{g,j}(t)$ 为粒子群体第 t 次迭代中全局极值的第 j 维。

传统粒子群优化算法中,每个粒子总是追随种群中最优粒子,使得粒子极可能陷入局部极小点而无法逃离。本文种群初始化采用具有遍历特性的混沌机制,同时受差分进化算法变异策略 DE/best/1 的启发,利用该变异策略较强的局部搜索能力和快速收敛速度^[18],引入一种结合 DE 算法的局部搜索策略,每次迭代结束后在最优值附近采用该局部搜索策略进行一定次数局部搜索。

混沌方法初始化种群步骤为:随机产生一个 n 维每个分量数值在 0~1 之间的向量 $z_1 = (z_{11}, z_{12}, \dots, z_{1n})$, 根据式 $z_{(i+1)j} = \mu z_{ij} (1 - z_{ij})$ ($j=1, 2, \dots, n; \mu$ 为 Logistic 混沌映射控制参量),将得到的各个分量载波到优化变量的取值范围; $x_{i,j} = x_{i,j}^{\text{min}} + (x_{i,j}^{\text{max}} - x_{i,j}^{\text{min}}) z_{ij}$, $x_{i,j}^{\text{max}}$ 和 $x_{i,j}^{\text{min}}$ 分别为粒子 i 第 j 维上限值和下限值。

局部搜索策略步骤如下。

a. 利用 DE/best/1 变异策略产生中间个体 v_i 。

$$v_{i,j}(t) = p_{g,j}(t) + F(x_{r_1,j} - x_{r_2,j}) \quad (15)$$

其中, r_1, r_2 互不相等; F 为缩放因子。

b. 交叉操作。目的是得到候选个体 u_i 。交叉操作可以增加个体向量多样性。

$$u_{i,j} = \begin{cases} v_{i,j} & \text{rand}(0,1) \leq C_R \\ x_{i,j}^{\text{min}} + (x_{i,j}^{\text{max}} - x_{i,j}^{\text{min}}) \times \text{rand}(0,1) & \text{其他} \end{cases} \quad (16)$$

其中, $\text{rand}(0,1)$ 为介于 0~1 之间均匀分布随机数; C_R 为交叉因子可控制变异个体向量代替当前个体分量值的概率。

c. 选择操作。对交叉后的候选个体进行适应度评估,根据评估后适应度值决定是否选择新个体。

$$p_g = \begin{cases} u_i & f(u_i) < f(p_g) \\ p_g & \text{其他} \end{cases} \quad (17)$$

其中, $f(x)$ 为适应度函数。

3.2 改进粒子群优化算法主要参数

a. 惯性权重 w 。

$$w=w_{\max}-(w_{\max}-w_{\min})t/t_{\max} \tag{18}$$

其中, t 和 $t_{\max}$ 分别为当前迭代次数和最大迭代次数。本文取 $w_{\max}=0.9, w_{\min}=0.4$ 。

b. DE 控制参数自适应调整策略。

DE 算法中缩放因子 F 和交叉概率 C_R 在进化过程中是定值, 这 2 个控制参数对算法的性能影响很大。对于不同优化问题, 最佳控制参数的选择不同。为此, 本文算法采用自适应调整策略来解决该问题。

$$C_R=C_{R\min}+(C_{R\max}-C_{R\min})e^{-\lambda(1-t/t_{\max})^3} \tag{19}$$

$$F=F_{\min}+(F_{\max}-F_{\min})\times\text{rand}(0,1) \tag{20}$$

本文 $\lambda, C_{R\max}, C_{R\min}, F_{\max}, F_{\min}$ 分别取 30、0.1、0.4、0.3、0.1^[18]。

3.3 算例分析

为验证上述算法有效性, 本文采用文献[19]的经典 10 机算例。以考虑带阀点效应的机组燃料费用最低为目标, 采用传统的 24 时段日调度模型。设种群规模为 40, 最大迭代次数为 2 500, 运算 20 次, 采用本文所提算法计算结果如图 1 和表 1 所示。为了证明本文算法对解决动态经济调度 (DED) 问题有效性, 表 1 中也列出其他相关文献计算结果。

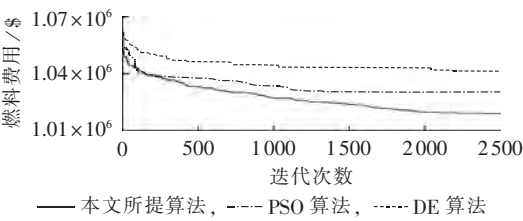


图 1 PSO、DE 和本文所提算法计算结果

Fig.1 Calculative results of PSO, DE and proposed algorithm

表 1 不同算法性能比较

Table 1 Comparison of performance among different algorithms

算法	最小值/\$	最大值/\$	平均值/\$
EP-SQP ^[19]	1031 746	—	1035 748
PSO-SQP ^[15]	1027 334	1033 986	1028 546
DGPSO ^[16]	1028 835	—	1030 183
IPSO ^[17]	1023 807	—	1026 863
CS-DE ^[20]	1023 432	1027 634	1026 475
SADEA ^[21]	1023 171	1023 535	1023 324
AHDE ^[22]	1020 082	—	1022 474
PSO	1030 208	1044 120	1035 455
DE	1041 102	1043 384	1042 306
本文所提算法	1019 412	1023 691	1021 710

通过与其他已有算法计算结果相比可看出, 本文所提算法得出更优结果, 有效解决了传统粒子群优化算法易陷入局部最优的缺陷, 局部搜索策略引入增强全局搜索能力, 因此本文采用上述所提算法来求解风光火多源相济联合优化调度模型。

4 算例结果与分析

以某地区风电、燃气发电、火电联合调度为例。其中配有容量为 200、100、100 MW 的风电场和 3 台 GE 9E 系列燃气-蒸汽联合循环机组, 容量为 180 MW (燃机 120 MW+汽机 60 MW) 以及 10 台火电机组, 总装机容量 1795 MW。燃煤价格取 650 元/t, 天然气价格取 1.6 元/m³, 日最大供气量 $Q_{\max}$ 为 2.4×10^6 m³。本文首先采用启发式搜索确定全天火电机组的机组组合, 在确定各时段被调度机组基础上, 采用改进粒子群优化算法对各机组出力进行优化, 并对模型中多目标函数采用加权系数法将多目标转化为单目标。

图 2 为各时段负荷预测值和风电出力预测值。

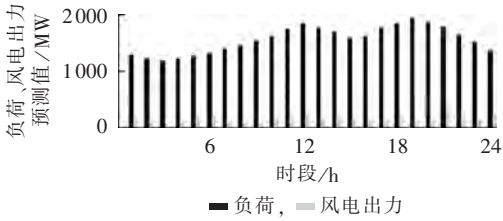


图 2 负荷和风电功率预测值

Fig.2 Predicted loads and wind powers

从图 2 可以看出, 风电出力具有明显随机波动性及反调峰特性, 接入风电后电网峰谷差高达 777 MW。本文根据燃气电站 3 种常见的运行方式, 选取典型日作为调度周期, 实现风电全额上网。

4.1 优化调度结果

方式 1 是燃气电厂希望在气源充足情况下能够全天不停机运行并能够使出力保持在经济出力 (额定容量 60% 以上), 剩余容量可作为调峰热备用。方式 1 的风气火电联合优化调度结果如图 3 所示。

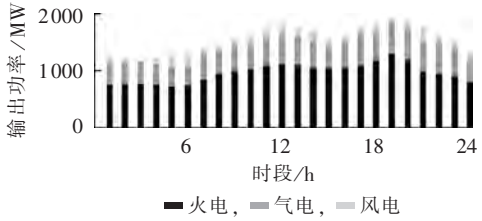


图 3 方式 1 的风气火出力

Fig.3 Outputs of wind-gas-coal power generation system in mode 1

从图 3 中可以看出, 火电机组出力波动依然明显, 峰谷差为 561 MW, 约占最大输出功率 43%。说明在燃气机组连续运行情况下, 燃气机组虽然具有一定调峰容量, 但是火电机组调节仍然比较频繁。

当日最大供气量降为 80% $Q_{\max}$ 时, 即天然气供气量不足时, 调度结果如图 4 所示。

从图 4 中可以看出, 相较于天然气供应充足情况, 此时火电机组出力波动明显加剧, 基本不具备调节能力, 峰谷差高达 698.2 MW, 约占最大输出功率 48%, 此时火电机组出力调节频繁。

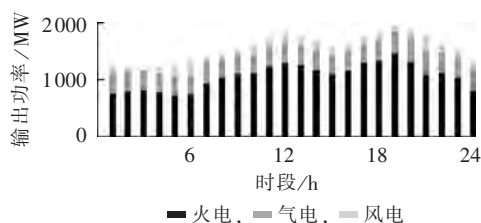


图 4 方式 1 下气源不足时的风气火出力

Fig.4 Outputs of wind-gas-coal power generation system in mode 1 when natural gas is not sufficient

方式 2 是目前大多数燃气电厂所采用的运行方式,本文设定燃气机组开机运行时间为 07:00—23:00。方式 2 风火联合优化调度结果见图 5。

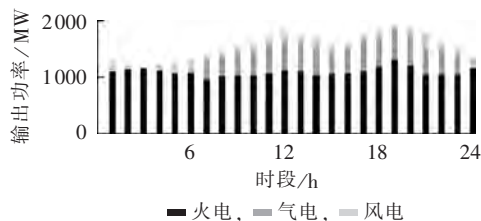


图 5 方式 2 下的风气火出力

Fig.5 Outputs of wind-gas-coal power generation system in mode 2

从图 5 中可看出,火电机组全天出力波动相较于方式 1 有所减小,火电出力峰谷差为 338 MW,约占最大输出功率 26%,比方式 1 降低约 17%,燃气机组发挥了一定的调节作用,一定程度上弥补了风电出力随机波动,保证火电机组出力相对平稳。

方式3利用燃气机组快速启停优点,达到跟踪

风电和负荷波动、弥补风电随机波动和负荷峰谷差的目的。通过燃气机组快速启停,燃气机组调峰深度高达 100%。图 6 为方式 3 下风火联合优化调度结果。

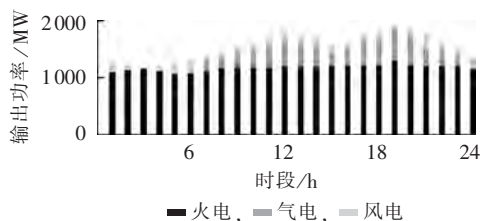


图 6 方式 3 下的风气火出力

Fig.6 Outputs of wind-gas-coal power generation system in mode 3

由图 6 可以看出,方式 3 下的燃气机组有效弥补了风电随机波动和负荷峰谷差,使得火电机组出力更加平稳。火电出力峰谷差为 237 MW,约占最大输出功率的 18%,比方式 2 降低约 8%。由于篇幅有限,本文仅给出方式 3 下,一天 24 时段调度结果,如表 2 所示,其中, $P_{G1} - P_{G3}$ 表示 3 台燃气机组出力; $P_{G1} - P_{G10}$ 表示 10 台火电机组出力。从调度结果可以看出,部分燃气机组需要启、停 2 次,说明燃气机组尽最大努力发挥其快速启停优势,来弥补风电和负荷的波动,避免火电机组频繁调节。

4.2 不同运行方式经济性分析

为了便于分析经济性对运行方式选择影响,本文给出了3种方式下一些经济性数据,如表3所示。

表 2 方式 3 下的风火联合优化调度结果

Table 2 Optimal dispatch results of wind-gas-coal power generation system in mode 3

时段	P_{c1}/MW	P_{c2}/MW	P_{c3}/MW	P_{c4}/MW	P_{c5}/MW	P_{c6}/MW	P_{c7}/MW	P_{c8}/MW	P_{c9}/MW	P_{c10}/MW	P_{c1}/MW	P_{c2}/MW	P_{c3}/MW
1	300	300	243.00	136.14	61.82	50.00	0	0	0	0	0	0	0
2	300	300	243.00	155.00	77.00	50.00	0	0	0	0	0	0	0
3	300	300	243.00	155.00	86.74	62.26	0	0	0	0	0	0	0
4	300	300	241.81	155.00	62.17	50.03	0	0	0	0	0	0	0
5	300	300	227.93	127.85	54.25	50.00	0	0	0	0	0	0	0
6	300	300	242.72	124.29	54.25	50.00	0	0	0	0	0	0	0
7	300	300	243.00	155.00	55.00	50.00	0	0	0	0	180.00	0	0
8	300	300	243.00	155.00	104.97	70.03	0	0	0	0	180.00	0	0
9	300	300	243.00	155.00	113.89	60.78	0	0	0	0	131.20	125.34	0
10	300	300	243.00	145.97	129.79	50.16	0	0	0	0	140.20	126.92	0
11	300	300	243.00	134.97	116.02	50.48	0	0	0	0	129.62	128.80	118.50
12	300	300	243.00	155.00	138.64	50.08	0	0	0	0	160.32	157.46	123.53
13	300	300	243.00	155.00	136.83	50.00	0	0	0	0	180.00	108.17	108.00
14	300	300	243.00	152.91	134.37	50.00	0	0	0	0	180.00	140.77	0
15	300	300	243.00	155.00	153.98	50.00	0	0	0	0	108.05	108.00	0
16	300	300	243.00	154.67	151.91	50.03	0	0	0	0	144.23	135.16	0
17	300	300	243.00	155.00	155.00	53.85	0	0	0	0	146.26	140.26	136.63
18	300	300	243.00	155.00	155.00	56.26	0	0	0	0	148.07	147.73	145.94
19	300	300	243.00	155.00	155.00	68.15	50.85	25	0	0	180.00	180.00	180.00
20	300	300	243.00	155.00	155.00	0	33.77	25	0	0	180.00	180.00	158.23
21	300	300	243.00	154.93	150.24	0	25.00	25	0	0	180.00	110.83	0
22	300	300	243.00	155.00	150.57	0	25.00	25	0	0	135.71	135.14	0
23	300	300	243.00	155.00	150.09	0	25.00	25	0	0	178.91	0	0
24	300	300	243.00	124.76	124.23	50.00	0	0	0	0	0	0	0

表 3 不同运行方式下经济性比较
Table 3 Economical comparison under different operation mode

运行方式	气电平均气耗成本/ (元·MW ⁻¹)	气电平均发电成本 (含启停成本)/(元·MW ⁻¹)	用气量/ m ³	能源成本/ 万元	环境成本/ 万元	总成本/ 万元
方式 1(气源充足)	363.1	363.1	2.335×10 ⁶	901.1	270.6	1171.7
方式 1(气源不足)	379.7	379.7	1.920×10 ⁶	881.6	295.9	1177.5
方式 2	360.5	366.3	1.712×10 ⁶	862.8	298.7	1166.3
方式 3	361.1	372.5	1.259×10 ⁶	818.6	319.2	1144.2

由表 3 可以看出,在气耗成本方面,虽然方式 2、方式 3 在气耗成本上略低于方式 1(这是因为在夜间负荷低谷时,燃气机组长期处于或接近于最低出力),在考虑启停成本之后,单位发电成本却高于方式 1;与此同时,在气源不足的情况下,如果燃气电厂连续运行,气耗成本将急剧上升,高达 379.7 元/MW,比气源充足情况下的气耗成本高了 16.6 元/MW,可以看出燃气电站更愿意在气源充足的情况下连续运行,降低自身运行成本。从用气量也可以看出当供气量严重不足时,燃气电站需要改变自身运行方式。

从全网发电成本方面看,在能源成本方面,方式 3 明显低于方式 1、方式 2,这是因为目前市场上气电成本远高于火电成本;环境成本方面,可见随着用气量增加,环境成本逐渐降低,体现了天然气作为清洁能源的优势;而在总成本方面,方式 3 明显低于方式 1、方式 2,可看出不论从经济角度还是调峰角度,电网公司更希望燃气电厂工作于方式 3。

5 结论

a. 在风电大规模接入背景下,本文针对 3 种常见的燃气电站运行方式,以能源成本最低、污染物排放最低、火电机组高效平稳运行为目标,建立风气火联合优化调度模型。

b. 提出一种改进的粒子群优化算法,有效改善了传统粒子群优化算法易陷入局部最优的缺点,提高了全局搜索能力。

c. 本文模型和算法求得的 3 种方式下的调度策略表明,燃气机组具有弥补风电随机波动及负荷峰谷差作用,可使得火电机组出力波动变缓,提高了火电机组运行平稳性,同时比较了 3 种方式下运行调峰效果及经济性对比,为大规模风电接入后,风气火多源相济联合协调运行提供借鉴。

本文旨在从调峰效果及经济性方面对燃气电站 3 种运行方式进行对比分析,虽然天然气发电技术可以实现能源多元化,有利于改善我国的电力布局和能源结构,促进节能减排,但从本文可看出气电成本过高已然成为发挥其调峰能力掣肘,因此后续工作为如何制定合理完善调峰补偿机制,充分发挥燃气电站调峰优势。

参考文献:

[1] 肖创英,汪宁渤,陟晶,等. 甘肃酒泉风电出力特性分析[J]. 电力系统自动化,2010,34(17):64-67.
XIAO Chuangying,WANG Ningbo,ZHI Jing,et al. Power characteristics of Jiuquan wind power base[J]. Automation of Electric Power Systems,2010,34(17):64-67.

[2] BAIG B R. Generating capacity adequacy associated with wind energy[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion,2004,19(3):641-646.

[3] 孟洋洋,卢继平,孙华利,等. 基于相似日和人工神经网络的风电功率短期预测[J]. 电网技术,2010,34(12):163-167.
MENG Yangyang,LU Jiping,SUN Huali,et al. Short-term wind power forecasting based on similar days and artificial neural network[J]. Power System Technology,2010,34(12):163-167.

[4] 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 Wei,PENG Yu,SUN Hui,et al. Dynamic economic dispatch in wind power integrated system[J]. Proceedings of the CSEE,2009,29(25):13-18.

[5] 姜文,程叶霞,严正,等. 考虑可靠性约束的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 电力自动化设备,2013,33(7):27-33.
JIANG Wen,CHENG Yexia,YAN Zheng,et al. Reliability-constrained dynamic economic dispatch of power system with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(7):27-33.

[6] 孙慧娟,彭春华,易洪京. 大规模风电接入电网多目标随机优化调度[J]. 电力自动化设备,2012,32(5):123-128.
SUN Huijuan,PENG Chunhua,YI Hongjing. Multi-objective stochastic optimal dispatch of power system with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(5):123-128.

[7] 孙元章,吴俊,李国杰,等. 基于风速预测和随机规划的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报,2009,29(4):41-47.
SUN Yuanzhang,WU Jun,LI Guojie,et al. Dynamic economic dispatch considering wind power penetration based on wind speed forecasting and stochastic programming[J]. Proceedings of the CSEE,2009,29(4):41-47.

[8] 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 Haiyan,CHEN Jinfu,DUAN Xianzhong. 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.

[9] 王开艳,罗先觉,吴玲,等. 清洁能源优先的风-水-火电力系统联合优化调度[J]. 中国电机工程学报,2013,33(13):27-35.
WANG Kaiyan,LUO Xianjue,WU Ling,et al. Optimal dispatch of wind-hydro-thermal power system with priority given to clean energy[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(13):27-35.

- [10] 于佳,任建文,周明. 基于机会约束规划的风-蓄联合动态经济调度[J]. 电网技术,2013,37(8):2116-2122.
YU Jia,REN Jianwen,ZHOU Ming. A chance-constrained programming based dynamic economic dispatch of wind farm and pumped-storage power station[J]. Power System Technology, 2013,37(8):2116-2122.
- [11] 周浩,魏学好. 天然气发电的环境价值[J]. 热力发电,2003,32(5):2-7.
ZHOU Hao,WEI Xuehao. Environment value of natural gas for power generation[J]. Thermal Power Generation,2003,32(5):2-7.
- [12] 朱保田. 洁净发电的环境价值[EB/OL]. (2005-08-21). <http://d.wanfangdata.com.cn/Conference/6332458>.
- [13] 方韬,李才华,张粒子. 发电企业环境成本研究[J]. 中国电力,2005,38(11):16-21.
FANG Tao,LI Caihua,ZHANG Lizi. Research on the environmental of power plants[J]. Electric Power,2005,38(11):16-21.
- [14] 黎静华,韦化. 求解机组组合问题的领域搜索法[J]. 中国电机工程学报,2008,28(13):33-40.
LI Jinghua,WEI Hua. Unit commitment via local search point method[J]. Proceedings of the CSEE,2008,28(13):33-40.
- [15] VICTOIRE T,JEYAKUMAR A E. Reserve constrained dynamic dispatch of units with valve-point effects[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2005,20(3):1272-1282.
- [16] VICTOIRE T,JEYAKUMAR A E. Deterministically guided PSO for dynamic dispatch considering valve-point effect[J]. Electric Power Systems Research,2005,73(3):313-322.
- [17] YUAN Xiaohui,SU Anjun,YUAN Yanbin,et al. An improved PSO for dynamic load dispatch of generators with valve-point effects[J]. Energy,2009,34(1):67-74.
- [18] 马永刚,刘俊梅,高岳林. 一种新的双种群 PSO-DE 混合算法[J]. 武汉理工大学学报,2011,35(6):1261-1264.
MA Yonggang,LIU Junmei,GAO Yuelin. A new PSO-DE hybrid algorithm with dual populations[J]. Journal of Wuhan University of Technology,2011,35(6):1261-1264.
- [19] 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.
- [20] HE Dakuo,DONG Gang,WANG Fuli,et al. Optimization of dynamic economic dispatch with valve-point effect using chaotic sequence based differential evolution algorithms[J]. Energy Conversion and Management,2011,52(2):1026-1032.
- [21] THANATHIP S I. A self-adaptive differential evolution algorithm for dynamic economic dispatch with valve-point effects[C]// 2012 47th International IEEE Universities Power Engineering Conference(UPEC). [S.l.]:IEEE,2012:1-6.
- [22] LU Youlin,ZHOU Jianzhong,QIN Hui,et al. An adaptive hybrid differential evolution algorithm for dynamic economic dispatch with valve-point effects[J]. Expert Systems with Applications, 2010,37(7):4842-4849.

作者简介:



牛林华

牛林华(1988—),男,安徽肥东人,硕士研究生,研究方向为电力系统优化调度(E-mail:niulinhua1989@163.com);

龚庆武(1967—),男,湖南邵阳人,教授,博士研究生导师,博士,研究方向为电力系统运行与控制、优化调度等。

Optimal dispatch of wind-gas-coal power generation system with large-scale wind farm

NIU Linhua,GONG Qingwu,HUANG Bingxiang,LIU Dong

(School of Electrical Engineering,Wuhan University,Wuhan 430072,China)

Abstract: A dynamic and economic optimization dispatch model is proposed for the hybrid wind-gas-coal power generation system with large-scale wind farm, which takes the minimum energy consumption cost of units, the minimum environmental cost and the stable operation of thermal power generation units as its goals. The heuristic search method is applied to determine the unit commitment to avoid the frequent startup/shutoff and capacity redundancy. The improved hybrid PSO (Particle Swarm Optimization) algorithm is proposed and its superiority is verified with a 10-unit test system. The simulative calculation is carried out for a regional power grid to verify the rationality and feasibility of the proposed model and algorithm.

Key words: wind power; combined-cycle power generation; thermal power generation; improved particle swarm optimization algorithm; dynamic economic dispatch; environmental cost