

含大用户直购电的风火储联合环境经济调度

李 慧, 于德鳌, 范新桥, 刘思嘉

(北京信息科技大学自动化学院, 北京 100192)

摘要:随着我国电力体制改革的深入和节能减排政策的实施, 风电并网容量日益增长, 储能新技术的应用也为电力系统调度带来新的挑战。为此, 提出一种考虑大用户直购电的风火储联合系统环境经济调度模型, 该模型综合考虑了风电出力、碳排放权交易、储能系统及大用户直购电等多因素参与的优化求解问题, 分析储能系统、大用户的参与对风火联合系统调度在环境和经济效益方面的影响。针对传统萤火虫算法寻优过程中易出现振荡的问题, 提出一种混沌自适应萤火虫算法对调度模型进行求解, 并以 IEEE 39 节点系统为例进行仿真分析, 验证所提调度模型的正确性及混沌自适应萤火虫算法求解此类问题的有效性。

关键词:环境经济调度; 大用户直购电; 储能系统; 碳排放权交易; 混沌映射

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.03.001 中图分类号: TM73 文章编号: 1673-9140(2022)03-0003-09

Environmental economic dispatch for wind-thermal-storage system with direct power purchasing from large consumers

LI Hui, YU Deao, FAN Xinqiao, LIU Sijia

(School of Automation, Beijing Information Science and Technology University, Beijing 100192, China)

Abstract: With the deepening of power system reform, the implementation of energy conservation and emission reduction policies, the increase of wind power integration capacity and the application of new energy storage technology, the power system dispatch faces new challenges. Under the background, an environmental economic dispatch (EED) model is proposed for the wind-thermal-storage integrated system with direct power purchase from large consumers. A multi-objective optimization problem including the wind power output, carbon emissions trading, energy storage system and direct power purchase of large consumers is considered comprehensively in the model. Meanwhile, the influences of energy storage systems and large consumers on the environmental and economic benefits of wind-thermal combined system scheduling are analyzed. Besides, a chaotic adaptive glowworm swarm optimization (GSO) algorithm is introduced to solve the problem of oscillation in the optimization of traditional GSO algorithm. At the end, The IEEE-39 system is included for the simulation. It is shown that the proposed EED model is accurate, and the chaos adaptive glowworm swarm optimization algorithm is effective in solving this problem.

Key words: environmental economic dispatching; direct power purchase by large consumer; energy storage system; carbon emissions trading; chaotic mapping

收稿日期: 2021-03-19; 修回日期: 2021-09-11

基金项目: 北京市自然科学基金(3172015)

通信作者: 李 慧(1976-), 女, 博士, 教授, 主要从事柔性直流输电系统稳定与控制、新能源发电技术、电力系统优化调度与运行研究;
E-mail: lhbxy@bistu.edu.cn

中国坚持走生态优先、绿色低碳的发展道路,力争在 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和。为此,供电公司实施碳排放权交易机制,鼓励发电企业积极响应节能减排政策^[1]。另外,国家大力开发风电等清洁能源,有效地缓解电力工业碳排放污染。然而,大规模风电的接入影响了电力系统安全稳定运行,促使储能设备在新能源发电领域有着广阔的应用前景。正是国家这些政策及法律条文的颁布,以及风电并网容量的增加、储能新技术的应用,给电力系统调度提出了新的要求。同时,大用户直购电作为电力市场改革的重要措施^[2],其引入对发电调度也带来了新的挑战。所以,有必要研究大用户直购电参与的风火储联合系统环境经济调度 (environmental economic dispatch, EED) 问题,这对环境保护及经济可持续发展具有深远意义。

近年来,学者们从不同角度对电力系统的经济调度模型展开研究,比如引入大用户直购电、碳权交易、储能系统和考虑多目标优化等。文献[3]提出了含大用户直购电的火电机组动态 EED 模型,采用改进约束处理的多目标细菌群体趋药性优化算法进行求解;文献[4]以最大化发电系统运行期望效益为目标,建立了包含大用户直购电的风电效益权衡模型和风电优先调度模型,用于分析大用户直购电交易模式对系统调度带来的影响;文献[5]建立了含大用户直购电的电力系统风电消纳模型,在系统运行总利润目标中引入直购电合同消减的惩罚项,以保证风电出力的消纳;文献[6]建立了考虑风电不确定性和大用户直购电的电力系统调度模型,以发电企业收益最高为目标,采用改进粒子群算法对模型进行求解;文献[7]引入碳权购买裕度,建立了考虑碳排放交易与风荷预测误差的多目标 EED 模型;文献[8]建立了含风光储微网的大用户短期交易决策模型,实现了日前市场和平衡市场购电成本最小化和售电收益最大化;文献[9]提出一种储能辅助火电机组深度调峰的分层优化调度方案,利用储能降低负荷峰谷差,提高风电消纳空间;文献[10]将燃料费用和污染排放作为优化目标,并计及阀点效应、网络损耗和各种等式及不等式约束,构建了含风电场的多目标动态 EED 问题,采用基于分解的多目标进化算法进行求解。

然而,现有文献在电力系统 EED 问题的建模过程中没有综合考虑到风电系统、大用户直购电、储能系统以及环境保护等多个因素的影响。基于此背景,本文构建适用于风火储联合系统的环境经济调度模型,兼顾环境保护、经济效益和清洁能源利用最大化等诸多因素,以火电厂与大用户签订双边合同交易的形式,在优化调度目标函数中考虑备用成本、储能充放电综合成本、大用户直购电收益等因素,在约束条件中考虑系统备用容量约束、储能系统相关约束、大用户合同电量约束等因素,采用改进的混沌自适应萤火虫算法对所提的优化调度模型进行求解。算例结果表明,大用户的参与能显著降低系统总成本;而储能系统的参与能显著降低火电成本和弃风率、提高风电并网电量,但增加了备用成本。

1 考虑大用户直购电的风火储联合环境经济调度模型

本文将环境保护、清洁能源利用、大用户等诸多因素进行量化,分别以碳排放权交易成本、风力发电成本、储能充放电综合成本、大用户直购电收益等体现在目标函数中。以系统总成本最小为优化目标,在考虑功率平衡约束、火电机组启停约束、备用容量约束、大用户合同电量约束、储能充放电约束等情况下,分配系统中各火电机组出力、风电场出力及储能系统出力等,满足电网负荷需求。由于大用户对电能质量的要求较高,因此所构建模型中只考虑火电厂参与大用户直购电,大用户与火电厂采取就近原则签署供电合同。

1.1 目标函数

在大用户直购电参与的风火储联合系统环境经济调度模型中,以系统总成本最小为目标,其目标函数为

$$C = \min(C_f + C_{ce} + C_w + C_{pr} + C_{nr} + C_{bess} - C_{lu}) \quad (1)$$

式中 C 为系统总成本,元; C_f 为火力发电燃料成本,元; C_{ce} 为碳排放权交易成本,元; C_w 为风力发电成本,元; C_{pr} 、 C_{nr} 分别为正、负备用成本,元; C_{bess} 为储能充放电综合成本,元; C_{lu} 为大用户直购电收益,元。

因篇幅所限,火力发电燃料成本及碳排放权交易成本的表达式参见文献[11]。本文主要介绍风力发电成本、备用成本、储能充放电综合成本和大用户直购电收益的计算方法。

1) 风力发电成本。风电场除了初始投资和后期维护成本以外,并不产生额外成本。在获取风电场使用寿命及年均发电量后,可折算出该风电场的发电成本,即

$$C_w = \sum_{t=1}^T \left(\frac{I_w + M_w}{L_{wy} \cdot W_{wy}} \cdot W_{wt} \right) \quad (2)$$

式中 I_w 为风电场初始投资成本,元; M_w 为风电场后期维护成本,元; L_{wy} 为风电场使用寿命,a; W_{wy} 为风电场年均发电量, $\text{MW} \cdot \text{h}$; W_{wt} 为风电场在 t 时段的并网电量, $\text{MW} \cdot \text{h}$; T 为调度运行时间,h。

2) 备用成本。调度模型中采用储能系统配合火电机组旋转备用的方式提供备用,当旋转备用无法满足需求时,储能系统则参与备用。因此,备用成本包含旋转备用成本与储能备用成本 2 部分,每部分又分为正备用和负备用。正、负备用总成本为

$$\begin{cases} C_{pr} = k_{prth} \cdot p_{prth} + k_{bess}^{pr} \cdot p_{bess}^{pr} \\ C_{nr} = k_{nrth} \cdot p_{nrth} + k_{bess}^{nr} \cdot p_{bess}^{nr} \end{cases} \quad (3)$$

式中 k_{prth} 、 k_{nrth} 分别为正、负旋转备用惩罚系数; k_{bess}^{pr} 、 k_{bess}^{nr} 分别为正、负储能备用惩罚系数; p_{prth} 、 p_{nrth} 分别为正、负旋转备用容量, MW ; p_{bess}^{pr} 、 p_{bess}^{nr} 为分别正、负储能备用容量, MW 。

正备用是为了应对负荷突然增加或实际风电出力小于预测值的情况,负备用是为了应对负荷突然减少或实际风电出力大于预测值的情况。式(3)中正的旋转备用容量与储能备用容量之和为正备用总容量,可由风电场和火电机组获得;负的旋转备用容量与储能备用容量之和为负备用总容量,可由风电场获得。正、负备用总容量表达式为

$$\begin{cases} p_{pr} = p_{prth} + p_{bess}^{pr} = \beta_w \cdot p_{wt} + \beta_c \cdot \sum_{i=1}^N (p_{it}) \\ p_{nr} = p_{nrth} + p_{bess}^{nr} = \beta_w \cdot p_{wt} \end{cases} \quad (4)$$

式中 p_{pr} 、 p_{nr} 分别为正、负备用总容量, MW ; β_w 为风电场的发电备用系数(取现阶段风功率预测误差最大值); β_c 为火电机组的发电备用系数(取现阶段负荷预测误差最大值); p_{wt} 为 t 时段风电场发电

功率, MW ; p_{it} 为 t 时段第 i 台火电机组发电功率, MW ; N 为火力发电机组台数。

3) 储能充放电综合成本。本文采用锂电池储能系统,储能充放电综合成本除了初始投资与后期维护成本外,还要考虑储能电池更换成本,其表达式为

$$C_{bess} = \frac{I_{bess} + M_{bess} + G_{bess}}{p_{bey}} \cdot \sum_{t=1}^T (|p_{best}|) \quad (5)$$

其中

$$\begin{cases} I_{bess} = (\gamma_p \cdot p_{bess} + \gamma_E \cdot E_{bess}) / Y_{bess} \\ M_{bess} = \gamma_{om} \cdot E_{bess} \\ G_{bess} = \epsilon_{bess} \cdot I_{bess} \end{cases} \quad (6)$$

式(5)、(6)中 I_{bess} 为储能系统初始投资年均成本,元; M_{bess} 为储能系统维护年均成本,元; G_{bess} 为储能电池更换年均成本,元; p_{bey} 为储能系统年均充放电总功率, MW ; p_{best} 为 t 时段储能系统充放电功率, MW ,若储能系统处于充电时其值为负,若储能系统处于放电时其值为正; γ_p 为单位功率成本,元; p_{bess} 为储能系统额定功率, MW ; γ_E 为单位容量成本,元; E_{bess} 为储能系统额定容量, $\text{MV} \cdot \text{A}$; Y_{bess} 为储能系统使用寿命,a; γ_{om} 为单位容量年运行维护费用,元; ϵ_{bess} 为电池更换率。

4) 大用户直购电收益。本文考虑大用户与火电厂签订双边合同交易,其直购电收益是指在一定调度运行时间内,各时段大用户合同电量与直购电价乘积的总和,其表达式为

$$C_{lu} = \sum_{t=1}^T (Z_{it}^{\text{hour}} \cdot d_{lut}) \quad (7)$$

式中 Z_{it}^{hour} 为机组 i 与大用户签订的分时合同电量, $\text{MW} \cdot \text{h}$; d_{lut} 为 t 时段大用户直购电价,元/ $(\text{MW} \cdot \text{h})$ 。

1.2 约束条件

1) 系统功率平衡约束。为保证负荷需求与发电出力之间的实时平衡,系统中任意 t 时刻电力的供需应满足等式约束,即

$$\sum_{i=1}^N (p_{it}) + p_{wt} + p_{best} = p_{lt} / (1 - l) \quad (8)$$

式中 p_{lt} 为 t 时段负荷需求, MW ; l 为线损率。

2) 机组最小启停时间约束。机组最小启停时间约束为

$$\begin{cases} T_i^{\text{on}} \geq T_i^U \\ T_i^{\text{off}} \geq T_i^D \end{cases} \quad (9)$$

式中 $T_i^{\text{on}}、T_i^{\text{off}}$ 分别为机组 i 的连续运行时间及连续停运时间, h; $T_i^{\text{U}}、T_i^{\text{D}}$ 分别为机组 i 的最小启、停时间, h。

3) 系统备用容量约束。为了应对风电出力的突然减少和风电场的强迫停运给系统带来的失负荷风险以及风电出力突然增加导致系统频率过高风险, 本文模型综合考虑了风电及储能系统对系统的正负备用容量约束。

系统正备用约束表示为

$$\sum_{i=1}^N (p_i^{\text{max}} - p_{it}) + p_{\text{bess}t}^{\text{pr}} \geq R_t^{\text{pr}} \quad (10)$$

其中

$$\begin{cases} p_i^{\text{max}} = \min(\bar{p}_i, p_{i,t-1} + \Delta p_i^+) \\ p_{\text{bess}t}^{\text{pr}} = p_{\text{bess}t} - p_{\text{bess}} \cdot S_{\text{ocl}} \\ R_t^{\text{pr}} = \beta_w \cdot p_{\text{wt}} + \beta_c \cdot p_{\text{lt}} \end{cases} \quad (11)$$

式(10)、(11)中 p_i^{max} 为第 i 台机组在 t 时段的最大可能出力, MW; \bar{p}_i 为第 i 台机组的最大出力, MW; $p_{i,t-1}$ 为第 i 台机组在 $t-1$ 时段的出力, MW; Δp_i^+ 为第 i 台机组向上发电爬坡速率; S_{ocl} 为储能系统最小荷电状态; R_t^{pr} 为系统在 t 时段的正旋转备用需求, MW。

系统负备用约束表示为

$$\sum_{i=1}^N (p_{it} - p_i^{\text{min}}) + p_{\text{bess}t}^{\text{nr}} \geq R_t^{\text{nr}} \quad (12)$$

其中

$$\begin{cases} p_i^{\text{min}} = \max(\underline{p}_i, p_{i,t-1} - \Delta p_i^-) \\ p_{\text{bess}t}^{\text{nr}} = p_{\text{bess}} \cdot S_{\text{ocu}} - p_{\text{bess}t} \\ R_t^{\text{nr}} = \beta_w \cdot p_{\text{wt}} \end{cases} \quad (13)$$

式(12)、(13)中 p_i^{min} 为第 i 台机组在 t 时段的最小可能出力, MW; \underline{p}_i 为第 i 台机组最小出力, MW; Δp_i^- 为机组向下发电爬坡速率; S_{ocu} 为储能系统最大荷电状态; R_t^{nr} 为系统在 t 时段的负旋转备用需求, MW。

4) 大用户合同电量约束。因大用户直购电量只考虑由火电厂提供, 任意 t 时刻第 i 台火电机组出力应不小于其大用户直购电量, 即

$$p_{it} \geq Z_{it}^{\text{hour}} \quad (14)$$

5) 储能系统充放电功率上下限约束。储能系统的实时输出功率受储能系统的最大充放电额定功率约束, 需满足:

$$\begin{cases} p_{\text{bess}t}^{\text{ch,max}} \leq p_{\text{bess}t} \leq 0, & \text{充电状态} \\ 0 \leq p_{\text{bess}t} \leq p_{\text{bess}t}^{\text{dis,max}}, & \text{放电状态} \end{cases} \quad (15)$$

式中 $p_{\text{bess}t}^{\text{ch,max}}$ 为 t 时段储能系统充电功率允许最大值, MW; $p_{\text{bess}t}^{\text{dis,max}}$ 为 t 时段储能系统放电功率允许最大值, MW。

6) 储能系统荷电状态约束。储能系统荷电状态是 t 时段的剩余容量与额定容量之比, 应该满足以下约束:

$$S_{\text{ocl}} \leq \frac{E_{\text{ini}} - p_{\text{bess}t} \cdot \delta}{E_{\text{bess}}} \leq S_{\text{ocu}} \quad (16)$$

式中 E_{ini} 为储能系统的能量初值, MW · h; δ 为储能系统充放电效率。

7) 储能系统调度周期始末状态约束。为保证储能系统可持续利用, 储能系统调度周期始末的荷电状态相等, 即

$$S_{\text{oc}}^{\text{ter}} = S_{\text{oc}}^{\text{ini}} \quad (17)$$

式中 $S_{\text{oc}}^{\text{ini}}、S_{\text{oc}}^{\text{ter}}$ 分别为储能系统调度周期始末的荷电状态。所设模型中储能系统处于投运状态。

因篇幅所限, 机组出力上下限约束、机组爬坡速率约束、风电场出力约束等计算公式详见文献[11]。

2 基于混沌自适应萤火虫算法的 EED 模型求解

当风电系统、大用户直购电、储能系统及生态环境等多因素参与到电力系统经济调度后, 系统调度模型具有耦合性高、约束性强、求解难度大等特点。本文在萤火虫算法 (glowworm swarm optimization, GSO)^[12] 基础上, 引入混沌映射优化萤火虫算法初始种群, 采用自适应的步长调整因子, 提出一种混沌自适应萤火虫算法用于所提 EED 模型的优化求解问题。

2.1 混沌自适应 GSO 算法

1) 改进的混沌 Tent 映射。混沌优化是利用混沌变量的遍历性、随机性、有界性和普适性等寻优搜索特性, 将优化解线性转化到优化空间。引入混沌映射可以增强萤火虫初始种群的多样性和随机性, 有利于实现搜索域对解空间的全覆盖。但是, 传统 Tent 映射^[13] 在迭代过程中存在不稳定周期点, 例如 $\{0.25, 0.5, 0.75\}$ 或 $x_{n+1} = x_{n+m}, m = \{0, 1, 2, 3, 4\}$, 这些都将会迭代至不动点 $\{0\}$ 。为了避免 Tent

映射迭代落入小周期循环的问题,本文引入随机函数,对序列进行小范围扰动,使 Tent 映射的迭代跳出小周期点或不动点,重新进入混沌状态,其改进后的 Tent 映射函数表达式为

$$\begin{cases} x_{n+1} = T(x_n) + 0.001 \cdot \text{rand}(0,1) \\ \{x_n = \{0, 0.25, 0.5, 0.75\} \text{ or } x_n = x_{n-m} \} \\ \{x_{n+1} = T(x_n), \text{ 其他} \end{cases} \quad (18)$$

式中 $m = \{0, 1, 2, 3, 4\}$ 。

$$s_{i,k} = \begin{cases} |x_i(k) - x_{\max}(k)| \cdot \text{rand}(0,1), & s_k \geq |x_i(k) - x_{\max}(k)| \\ s_{\max} \cdot \exp(s_{\text{cg}} \cdot k/s_{\max}) + s_{\min}, & s_k < |x_i(k) - x_{\max}(k)| \\ [s_{\text{cgt}} \cdot |x_i(k) - x_{\max}(k)| \cdot \text{rand}(0,1), & x_{\max}(k) = x_{\text{im}}(k) \end{cases} \quad (19)$$

式中 $s_{i,k}$ 为第 i 只萤火虫第 k 次迭代步长; $x_i(k)$ 为第 i 只萤火虫第 k 次迭代位置; $x_{\max}(k)$ 为第 k 次迭代最大荧光素个体位置; s_k 为第 k 次迭代步长; s_{\max} 与 s_{\min} 分别为固定步长的最大值和最小值; s_{cg} 为步长调节因子; $x_{\text{im}}(k)$ 为第 i 只萤火虫第 k 次迭代其邻域内最大荧光素个体位置; s_{cgt} 为第 k 次迭代步长扰动因子,通常取值范围为 $[1, 2]$ 。

3) 觅食行为。为了提升萤火虫算法的局部寻优搜索能力,本文采用鱼群算法的觅食行为寻找最高荧光素值个体的位置。若萤火虫 i 的邻域 $N_i(k)$ 为空集,则引入觅食行为,使萤火虫 i 在小范围随机移动 N 次,第 j 次觅食后的个体位置表达式为

$$x_i^j(k) = x_i(k) + \text{rand}(0,1) \cdot s_k \cdot \frac{x_{\max}(k) - x_i(k)}{\|x_{\max}(k) - x_i(k)\|}, j = 1, 2, \dots, N \quad (20)$$

式中 $x_i^j(k)$ 为第 k 次迭代过程中第 i 只萤火虫在第 j 次觅食后的个体位置; $\|x_{\max}(k) - x_i(k)\|$ 为 $x_{\max}(k)$ 与 $x_i(k)$ 之间的欧式距离。

若萤火虫 i 在第 j 次觅食后的荧光素值 $l_i^j(k)$ 大于觅食前的荧光素值 $l_i(k)$, 则判定为觅食成功,萤火虫 i 在第 $k+1$ 次迭代过程时移动到该位置 $x_i^j(k)$, 即

$$x_i(k+1) = x_i^j(k), l_i^j(k) \geq l_i(k) \quad (21)$$

式中 $l_i^j(k)$ 为第 k 次迭代过程中第 i 只萤火虫在第 j 次觅食后的荧光素值; $l_i(k)$ 为第 k 次迭代过程中第 i 只萤火虫觅食前的个体荧光素值。

如果 N 次觅食后的荧光素值始终小于觅食前的荧光素值,则认为觅食前位置已是荧光素最高值

2) 自适应步长。在同一次迭代过程中,每个萤火虫距离其邻域内最大荧光素个体的距离都不同,若采用相同的步长,既不利于距离最大荧光素个体较远的萤火虫快速向其收敛,也会导致较近的萤火虫个体出现超进化溢出解集约束空间的情况,无法在全解集内搜索到最优解。为了解决此类问题,本文引入自适应的步长判断机制,使萤火虫个体在解集约束空间内合理进化,即

位置,萤火虫位置不移动。

2.2 基于混沌自适应 GSO 的 EED 问题求解步骤

采用混沌自适应 GSO 算法求解大用户直购电参与的风火储联合系统 EED 问题的步骤如下。

1) 初始化萤火虫种群和参数。将调度周期内火电机组、风电场、储能系统等各自出力作为萤火虫个体,采用式(18)Tent 映射生成 0 到 1 之间的数据序列,根据萤火虫个体的取值范围及约束条件,将数据序列转化为萤火虫个体形成初始萤火虫种群,并对步长、荧光素值、动态决策域等参数进行初始化。

2) 更新萤火虫的荧光素值。以荧光素值反映萤火虫个体接近目标解的程度,其值越大,表示越接近目标。以系统总成本为目标函数确定每次迭代过程中每个萤火虫的荧光素值。

3) 确定萤火虫的个体邻域。在动态决策域内,选择荧光素高于自身的萤火虫个体组成邻域。

4) 确定萤火虫移动方向。计算每个萤火虫在其邻域内向其它萤火虫移动的概率,将概率值最大的那个萤火虫作为移动目标。

5) 判断邻域是否为空。如果邻域为空,引入觅食行为,由式(20)和(21)确定最高荧光素值个体的位置;否则,萤火虫个体在满足解集约束条件下向步骤 4 选中的荧光素值更大的个体移动位置,以此实现寻优。

6) 更新每个萤火虫的动态决策域半径,并利用式(19)引入自适应的步长判断机制,更新萤火虫个体步长,使萤火虫个体在解集约束空间内合理进化。

7) 判断是否达到精度要求或超过迭代次数的限

值,若是,则执行步骤8;否则,返回至步骤2。

8)程序结束,输出最优的系统总成本以及对应的各部分出力。

3 算例分析

3.1 基本数据和参数

本文采用 IEEE 39 节点系统进行仿真分析,该系统由 10 台火电机组、1 个风电场和 1 套集中式电池储能系统组成,系统拓扑如图 1 所示。

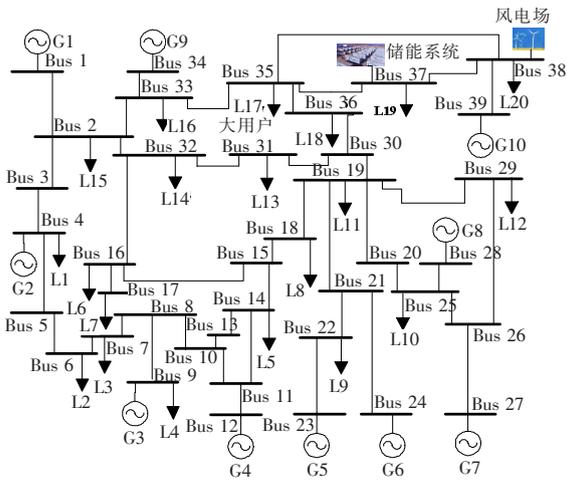


图 1 IEEE 39 系统拓扑

Figure 1 The topology of the IEEE 39 system

图 1 中,设置第 17 个负荷代表大用户,第 37 个节点接入储能系统,第 38 个节点接入风电场。调度周期为 1 天 24 个时段,火电机组参数来自文献[11],负荷及风电场的预测数据来自文献[14],风电接入比例为 23.7%。火电机组的发电备用系数 $\beta_c = 10\%$,风电场的发电备用系数 $\beta_w = 15\%$,机组最小启停时间为 2 h,碳排放权交易成本价格按照碳排放交易市场当期最新交易价格均值计算。依照国家能源局最新统计数据[15],线损率 $l = 3.69\%$,火力发电消耗标煤 301.7 kg/(MW·h),1 kg 标煤产生二氧化碳 2.493 kg。储能系统额定容量 $p_{\text{bess}} = 300$ MW,储能系统最小荷电状态 $S_{\text{oc1}} = 0.1$,储能系统最大荷电状态 $S_{\text{ocu}} = 0.9$,储能系统充电功率允许最大值 $p_{\text{bess}}^{\text{ch,max}} = 200$ MW,储能系统放电功率允许最大值 $p_{\text{bess}}^{\text{dis,max}} = 200$ MW,储能系统的充、放电效率 $\delta = 95\%$,储能系统的能量初值 $E_{\text{ini}} = 30$ MW·h。大用户签订的日直购总电量 $Z_i^{\text{day}} = 432$ MW·h,分

时平均合同电量 $Z_{it}^{\text{hour}} = 18$ MW·h,各项成本值如表 1 所示。本文采用分时电价[16]对大用户直购电进行计价,包括峰、谷、平 3 个时段,如表 2 所示。

表 1 系统各项成本值

Table 1 Cost values of the system

成本名称	单位	数值
碳排放权	元/t	80
风电并网	元/(MW·h)	350
弃风惩罚系数	元/MW	300
正旋转备用	元/MW	200
负旋转备用	元/MW	110
正储能备用	元/MW	100
负储能备用	元/MW	100
储能并网	元/(MW·h)	350

表 2 分时电价与电量

Table 2 Time-of-use price and electricity quantity

时段	区域划分	电价/(元/(MW·h))	电量/(MW·h)	
			合同	分时
峰	06:00—11:00	910	98	9.8
	19:00—24:00			
谷	00:00—06:00	415	214	35.7
平	11:00—19:00	510	120	15.0

3.2 混沌自适应 GSO 算法性能对比

为了验证本文提出的混沌自适应 GSO 算法的有效性,以系统总成本最小为目标函数,采用 24 个调度时段的负荷及风电预测数据进行仿真计算,与传统 GSO 算法进行对比,2 种 GSO 算法性能对比如表 3 所示。混沌自适应 GSO 算法的参数设置为:萤火虫个数为 150,荧光素 $l_0 = 2 \pm 0.5$ 随机分配,最大步长 $s_{\text{max}} = 40$,最小步长 $s_{\text{min}} = 0.01$,步长调节因子 $s_{\text{cg}} = -4$,步长扰动因子 $s_{\text{cgt}} = 1.3$,动态决策域 $r_0 = 200 \pm 10$ 随机分配,领域阈值 $n_t = 15$,荧光素消失率 $\rho = 0.3$,荧光素更新率 $\gamma = 500\ 000$,动态决策域更新率 $\epsilon = 0.08$,萤火虫感知域 $r_s = 210$,最大迭代次数 $k_{\text{max}} = 1\ 500$ 。

由表 3 可知,70%以上的时段混沌自适应 GSO 算法比传统 GSO 算法在总成本、迭代次数和运行时间上均占优势。虽然个别时段上前者比后者的总成本偏高,但是在迭代次数和运行时间上,前者远远优于后者。由此说明,混沌自适应 GSO 算法引入

混沌映射与自适应步长机制后,在求解多约束寻优问题中,具有适应性强、全局搜索能力强、收敛速度快、寻优稳定性高等优点。

表 3 2 种 GSO 算法各项指标对比

调度时段	混沌自适应 GSO 算法			传统 GSO 算法		
	总成本/ 万元	迭代 次数	运行时 间/s	总成本/ 万元	迭代 次数	运行时 间/s
00:00—01:00	44.84	99	19.44	45.59	1 500	96.77
01:00—02:00	54.42	110	22.01	54.96	111	22.30
02:00—03:00	37.76	151	30.10	39.15	1 500	98.19
03:00—04:00	37.78	132	27.07	40.08	1 332	96.76
04:00—05:00	39.82	166	34.51	39.50	292	38.69
05:00—06:00	43.74	148	30.61	46.77	526	45.60
06:00—07:00	48.01	149	29.64	48.86	906	70.82
07:00—08:00	50.20	146	31.13	55.16	210	36.46
08:00—09:00	48.78	113	22.55	47.55	692	48.12
09:00—10:00	49.19	105	22.82	50.27	1 191	93.11
10:00—11:00	53.53	92	17.51	50.81	227	37.44
11:00—12:00	54.02	116	23.40	49.39	363	40.25
12:00—13:00	52.78	85	16.18	49.61	172	23.55
13:00—14:00	48.92	176	36.32	52.48	1 090	92.53
14:00—15:00	46.31	106	21.94	46.20	468	43.27
15:00—16:00	38.80	111	21.92	38.88	1 343	96.17
16:00—17:00	34.81	100	19.87	32.83	714	48.73
17:00—18:00	38.22	154	30.71	40.41	1 277	96.41
18:00—19:00	40.46	90	17.61	43.38	701	48.95
19:00—20:00	45.40	115	23.98	47.09	1 086	92.97
20:00—21:00	42.30	102	20.56	39.33	581	47.85
21:00—22:00	43.84	160	30.94	45.64	1 053	91.51
22:00—23:00	43.35	118	25.04	45.98	1 142	92.43
23:00—24:00	39.03	100	21.63	36.42	570	46.25

3.3 不同场景下的调度对比分析

为了验证含大用户直购电的风火储联合系统调度模型的有效性,分析大用户、储能系统的参与对风火联合系统调度在环境和经济效益方面的影响,设计 4 种场景进行对比分析:场景 1 为风火联合系统环境经济调度;场景 2 为大用户直购电参与的风火联合系统环境经济调度;场景 3 为风火储联合系统环境经济调度;场景 4 为大用户直购电参与的风火储联合系统环境经济调度。

在 24 h 内调度的系统总成本曲线如图 2 所示,4 种场景下各种指标的对比结果如表 4 所示。

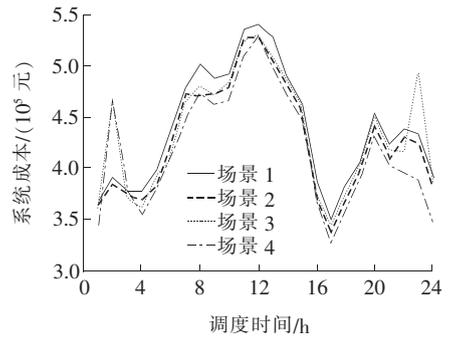


图 2 4 种场景下 24 h 调度系统总成本曲线

Figure 2 The 24-hour total cost curves in four scenarios

由表 4 及图 2 的分析结果可知。

1)对比场景 2 和场景 1。风火联合系统中加入大用户直购电后,系统总成本降低了 27.8 万元,火电成本降低了 5.1 万元,碳排放权交易成本降低了 1.1 万元,弃风率降低了 3.6%,风电渗透率升高了 0.9%,风电并网电量增加了 232 WM·h。但是,风电并网电量的增多及大用户负荷的加入使得备用成本增加了 1.5 万元。

2)对比场景 3 和场景 1。风火联合系统中加入储能系统后,系统总成本降低了 3.8 万元,火电成本降低了 31.3 万元,碳排放权交易成本降低了 3.8 万元,弃风率降低了 12.4%,风电渗透率升高了 3.1%,风电并网电量增加了 787.8 WM·h。但是,备用成本增加了 3.5 万元。

3)对比场景 4 和场景 2。大用户直购电参与的风火联合系统中加入储能系统后,系统总成本降低了 20.4 万元,火电成本降低了 28.0 万元,碳排放权交易成本降低了 5.2 万元,弃风率降低了 10.5%,风电渗透率升高了 2.6%,风电并网电量增加了 670.4 WM·h,备用成本仅增加了 2.5 万元。

4)对比场景 4 和场景 3。风火储联合系统中加入大用户直购电后,系统总成本降低了 43.6 万元,火电成本降低了 1.8 万元,碳排放权交易成本降低了 2.5 万元,储能成本降低了 8.6 万元,弃风率降低了 1.7%,风电渗透率升高了 0.4%,风电并网电量增加了 114.6 WM·h,备用成本仅增加了 0.5 万元。

由上述分析得出,大用户的参与对降低系统总成本影响最大,储能系统的参与对降低火电成本、弃风率以及提高风电并网电量效果最显著,但又导致了备用成本相对增加。

表 4 4种场景下系统调度仿真结果

Table 4 Dispatch simulation results in four scenarios

场景	系统成本/万元	火电成本/万元	风电成本/万元	碳排放权/万元	备用成本/万元	储能成本/万元	大用户售电/万元	弃风率/%	风电渗透率/%	风电并网/(MW·h)
1	1 052.8	656.5	210.0	142.2	44.1	—	—	43.3	13.3	3 626.0
2	1 025.0	651.4	211.2	141.1	45.2	—	23.9	39.7	14.2	3 858.0
3	1 049.2	625.2	213.9	138.4	47.6	24.1	—	30.9	16.4	4 413.8
4	1 005.6	623.4	214.5	135.9	48.1	15.5	23.9	29.2	16.8	4 528.4

4 结语

针对大用户直购电、储能系统、风电出力、碳排放权交易等多因素相互影响的电力系统环境经济调度问题,采用混沌自适应 GSO 算法对所提模型进行求解。算例分析表明:

1)混沌自适应 GSO 算法求解精度高、速度快,引入 Tent 映射使初始种群在值域空间内分布范围更广、更均匀,引入自适应步长使算法拥有更好的迭代进化性能,提高了局部搜索能力;

2)大用户与火电厂签署合同电量,虽然在一定程度上增加了旋转备用的成本,但其合同电价的收益降低了系统运行总成本;

3)储能系统的引入提升了系统总体备用容量,提升了系统供电可靠性,虽在一定程度上增加了储能成本,但其快充快放能力提高了风电消纳能力,降低火电成本、碳排放权交易成本以及弃风率等。

因此,大用户直购电和储能系统的参与对于提升含风电系统调度的环境及经济指标具有积极地影响。

参考文献:

[1] 国家发展改革委. 国家发展改革委关于印发《全国碳排放权交易市场建设方案(发电行业)》的通知[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/gxwjw/201712/t20171220_960930.html, 2017-12-18.

[2] 闫湖,黄碧斌,洪博文,等. 面向多主体的园区综合能源系统投资收益量化分析[J]. 中国电力, 2020, 53(5): 122-127+134.

YAN Hu, HUANG Bibin, HONG Bowen, et al. Quantitative Analysis of Return on Investment of Park Integrated Energy System for Multiple Investors[J]. Elec-

tric Power, 2020, 53(5): 122-127+134.

[3] 冯涛,卢志刚,李学平,等. 考虑大用户直购电的动态环境经济调度[J]. 电工技术学报, 2016, 31(18): 151-159.

FENG Tao, LU Zhigang, LI Xueping, et al. Dynamic emission economic dispatch considering large consumers direct purchasing[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(18): 151-159.

[4] 白浩,袁智勇,周长城,等. 计及新能源波动与相关性的配电网最大供电能力调度方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(8): 66-73.

BAI Hao, YUAN Zhiyong, ZHOU Changcheng, et al. Dispatching method of maximum power supply capacity of a power distributed network considering fluctuation and correlation of renewable energy[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(8): 66-73.

[5] 李言,王秀丽,张文韬,等. 大用户直购电对系统风电消纳的影响[J]. 电工技术学报, 2017, 32(23): 149-157.

LI Yan, WANG Xiuli, ZHANG Wentao, et al. Impact of large consumers direct-purchasing on consumption of wind power of power systems[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(23): 149-157.

[6] 臧紫坤,杨晓辉,李昭辉,等. 考虑储热改造与最优弃能的风光火储低碳经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(12): 33-44.

ZANG Zikun, YANG Xiaohui, LI Zhaohui, et al. Low-carbon economic scheduling of solar thermal storage considering heat storagetransformation and optimal energy abandonment[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(12): 33-44.

[7] 马燕峰,范振亚,刘伟东,等. 考虑碳权交易和风荷预测误差随机性的环境经济调度[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 412-418.

MA Yanfeng, FAN Zhenya, LIU Weidong, et al. Environmental and economic dispatch considering carbon trading credit and randomness of wind power and load

- forecast error[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(2):412-418.
- [8] 方日升. 含风光储微网的大用户短期交易决策[J]. *电力建设*, 2017, 38(3):130-136.
- FANG Risheng. Short-term trading decision-making for large consumer considering wind-PV-ES hybrid micro-grid[J]. *Electric Power Construction*, 2017, 38(3):130-136.
- [9] 罗庆,张新燕,罗君,等. 基于正负效益的储能削峰填谷容量配置[J]. *电网与清洁能源*, 2020, 36(2):91-97.
- LUO Qing, ZHANG Xinyan, LUO Jun, et al. Allocation of peak storage and valley filling capacity based on positive and negative benefits[J]. *Power System and Clean Energy*, 2020, 36(2):91-97.
- [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 Yongsheng, WANG Jie, QU Boyang, et al. Multi-objective dynamic economic emission dispatching of power grid containing wind farms[J]. *Power System Technology*, 2015, 39(5):1315-1322.
- [11] 于德鳌,李慧,刘思嘉,等. 基于改进萤火虫算法的含风电系统环境经济调度[J]. *电力科学与技术学报*, 2020, 35(2):84-92.
- YU Deao, LI Hui, LIU Sijia, et al. Environmental economic dispatch of power system integrated with wind power based on an improved glowworm swarm optimization[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2020, 35(2):84-92.
- [12] KRISHNANAD K N, GHOSE D. Glowworm swarm optimization: a new method for optimising multimodal functions[J]. *International Journal of Computational Intelligence Studies*, 2009, 1(1):93-119.
- [13] 曾鸣,韩旭,李源非,等. 基于 Tent 映射混沌优化 NSGA-II 算法的综合能源系统多目标协同优化运行[J]. *电力自动化设备*, 2017, 37(6):220-228.
- ZENG Ming, HAN Xu, LI Yuanfei, et al. Multi-objective cooperative optimization based on Tent mapping chaos optimization NSGA-II algorithm for integrated energy system[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2017, 37(6):220-228.
- [14] 陈功贵,陈金富. 含风电场电力系统环境经济动态调度建模与算法[J]. *中国电机工程学报*, 2013, 33(10):27-35+22.
- CHEN Gonggui, CHEN Jinfu. Environmental/economic dynamic dispatch modeling and method for power systems integrating wind farms[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2013, 33(10):27-35+22.
- [15] 国家能源局. 国家能源局发布 2019 全国电力工业统计数据[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2020-01/20/c_138720881.htm, 2020-01-20.
- [16] 王守相,张善涛,王凯,等. 计及分时电价下用户需求响应的分布式储能多目标优化运行[J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(1):125-132.
- WANG Shouxiang, ZHANG Shantao, WANG Kai, et al. Multi-objective optimal operation of distributed energy storage considering user demand response under time-of-use price[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(1):125-132.