

多代理粒子群算法光储电站控制策略

张宇宁¹,王海云¹,刘树伟²

(1. 新疆大学电气工程学院,新疆 乌鲁木齐 830047;

2. 河北民族师范学院物理与电子工程学院(承德市新能源发电与并网工程技术研究中心),河北 承德 067000)

摘要:针对大规模复杂系统的光储电站中光伏出力波动大、储能荷电状态和放电深度不一致,提出多代理与粒子群算法思想结合的光储电站控制策略,建立光储联合电站输出功率目标函数。算法中粒子的速度用各储能单元区的各储能换流器的充放电功率表示,粒子的位置用各储能换流器对应的荷电状态表示,经过不断优化约束条件和目标函数,寻优探索出最优解。Matlab/simulink 仿真结果表明,所提出的多代理粒子群算法在储能系统作用下有效减小了功率波动率,优化了光储电站主代理对应的电池荷电状态。

关键词:储能电站;多代理系统;粒子群算法;功率波动

中图分类号:TM615 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2020)05-0027-05

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2020.05.007

Multi-agent Particle Swarm Optimization Control Strategy for Optical Storage Power Station

Zhang Yuning¹, Wang Haiyun¹, Liu Shuwei²

(1. College of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, Xinjiang, China;

2. Chengde New Energy Power Generation and Grid Connection Engineering Research Center, Department of Physics and Electronic Engineering, Hebei Normal University for Nationalities, Chengde 067000, Hebei, China)

Abstract: For the large-scale complex system, the photovoltaic output fluctuates greatly, and the state of charge (SOC) and the depth of discharge are inconsistent. A control strategy of optical storage power station based on multi-agent and particle swarm optimization is proposed. The output power objective function of the optical storage combined power station is established. The particle velocity in the algorithm is expressed by the charge and discharge power of each PCS in each energy storage unit area, and the particle position is represented by the SOC corresponding to each PCS. Through continuous optimization of constraints and objective functions, the optimal solution is found. The simulation results of Matlab/Simulink show that the proposed multi-agent particle swarm optimization algorithm effectively reduces the power fluctuation rate and optimizes the SOC of battery corresponding to the main agent of the optical storage power station.

Key words: energy storage power station; multi-agent system; particle swarm optimization; power fluctuation

0 引言

近年来,传统化石能源日益枯竭,促使中国建成多个千万千瓦级的新能源发电基地,以光伏为代表的发电技术得到快速发展^[1],现有光伏电站功率的

随机性、波动性和功率预测的不准确性导致大规模光伏发电在可靠性和稳定性方面还不能完全满足电网的并网要求。优化光伏电站输出功率波动是光伏发电并网运行亟待解决的关键技术^[2-3]。

为平滑光伏发电出力波动性加入储能系统是日前最普遍的方式,它可以在一定程度上降低光伏发电功率波动,而针对光储联合发电系统控制策略,国内外专家学者也在开展相关研究工作。其中,为平抑光伏发电输出功率,文献[4-5]从混合储能的储

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51667020);新疆自治区万人计划后备入选项目——“天山雪松”人才培养计划(2017XS02);新疆自治区重点实验室开放课题(2018D04004);教育部创新团队项目(IRT16R63)

能荷电状态、储能出力以及相关约束进行协调控制, 在平抑功率波动方面起到了一定效果, 但未考虑粒子群算法。文献 [6 - 7] 考虑光伏出力需求的波动性, 对可靠性评估算法进行改进, 功率平抑取得一定进步, 但未考虑多代理思想。文献 [8] 基于短期光伏发电预测功率及预测误差的随机性, 采用机会约束规划的储能系统控制方法, 对储能电站并网进行测试证明了其优越性。文献 [9 - 10] 采用储能日前优化调度方法, 提高了风光储联合发电系统的出力与计划出力匹配能力, 平抑了功率波动。文献 [11 - 14] 从光伏的最大功率跟踪工作点控制和混合储能系统协调控制策略平抑了光伏并网功率波动。目前将粒子群算法用到光储电站控制策略的公开文献较少, 尚处于探索阶段 [15 - 17]。

下面在现有功率平抑方法的基础上, 利用多代理系统理论建立了多代理控制系统仿真模型, 结合粒子群算法建立控制策略目标函数, 对目标函数值扩大解空间搜索范围, 寻优计算约束条件和目标函数, 探索出平抑功率波动的最优解同时对储能荷电状态和放电深度进行了优化。该策略基于某光储电站历史输出功率进行仿真验证, 结果表明, 所提策略在平抑功率波动、储能主代理的荷电状态管理方面得到了有效提高。

1 储能电站代理模型

为实现储能电站代理系统自治功能。模型主要包含以下 4 个模块:

1) 算法模块主要通过竞争学习算法, 实现单个代理与其他代理之间的学习竞争功能, 确定单个代理的功率值。并根据代理的功率值, 结合代理下各储能电池荷电状态 (state of charge, SOC) 确定单个代理所对应各储能换流器的充放电功率值, 以达到限制充放电功率的目的。

2) 控制模块主要通过算法模块计算上级中各储能系统换流器 (power conversion system, PCS) 的充放电功率值, 有效控制下级子站代理模块所对应的换流器充放电功率。

3) 数据库模块主要根据其他代理的通信请求发送和接受对应数据并对代理所对应的各种数据进行实时存储。

4) 通信模块主要负责采集储能电池换流器和

储能电池运行数据并实现代理之间的通信功能。

多个代理的仿真模型根据竞争和合作关系完成储能电站总充放电功率需求。比如以荷电状态为主要考虑因素对储能电站进行分区, 在完成功率输出工作时, 荷电状态值比较低的代理期望少放电多充电, 然而荷电状态比较高的代理期望多放电少充电。电站多代理结构如图 1 所示。

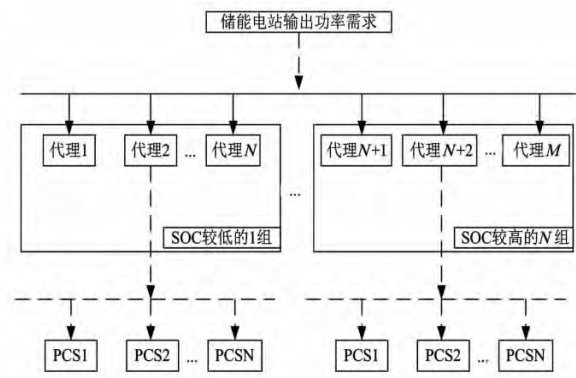


图 1 电站多代理结构

2 多代理粒子群算法的控制策略

结合多代理思想, 将储能电站分割成多个代理区, 同时结合粒子群算法, 扩大解空间搜索范围。在多代理粒子群算法中, 生成的粒子的个数为储能单元代理的个数, 代表所要求解的个数。将储能电站控制层级分为两级: 主代理与各储能单元区代理。储能电站主代理为解决多代理各储能单元区代理粒子群算法最优区间, 通过协商通信明确各储能单元区代理充放电功率参考值, 将储能总需求分配给各个储能单元区代理, 各储能换流器最终实际充放电功率的确定还需考虑储能单元限制范围内的荷电状态及最大充放电功率等参数。

储能单元区代理通过储能电站主代理与储能单元区代理之间互相通信比较, 在确定此区此时实际应发出功率之前, 需要分别计算某一确定分区当前时刻功率参考值。粒子群算法控制流程如图 2 所示。算法如下:

1) 接收上级调度总功率需求的储能电站主代理充放电功率计算为

$$P_A^\pm(t) = P_p(t) - P_0(t) \quad (1)$$

式中: P_A^\pm 为储能电站输出功率需求; P_p 为调度总需求功率; P_0 为光伏实时充放电功率。

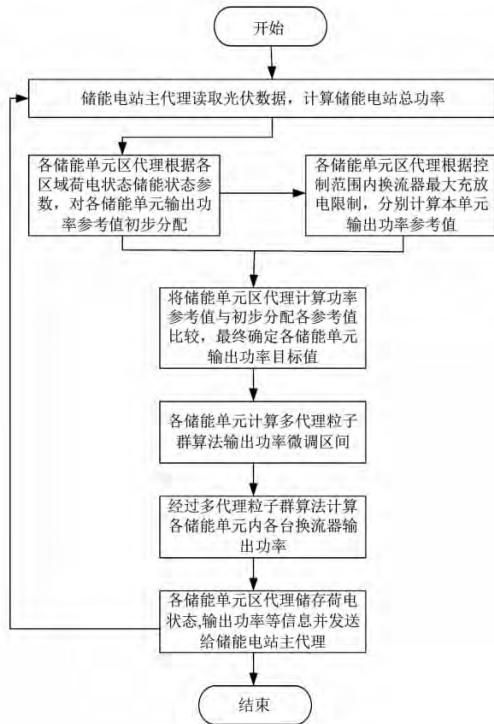


图2 控制流程

各储能单元区代理计算储能功率需求参考值 P_A^{\mp} 时, 需要知道各储能单元区储能换流器上一时刻 $(t-1)$ 电池组荷电状态和容许的最大充放电容量、功率情况, 再将参考值计算结果发送给各储能单元区代理。

当功率需求为正需要放电时, 第 i 个单元区代理计算的放电功率值为

$$P_{A_i}^{\mp}(t) = P_A^{\pm}(t) \frac{\mu_{A_i} \cdot S_{A_i}(t-1)}{\sum_{j=1}^n \mu_{A_j} \cdot S_{A_j}(t-1)} \quad (2)$$

式中: $i=1, 2, 3, \dots, n$ 为储能单元区个数; $S_{A_i}(t-1)$ 为第 i 个储能单元区代理 $(t-1)$ 时刻储能变流器荷电状态的平均值; μ_{A_i} 为第 i 个储能单元的运行工况参数。

当功率需求为负需要充电时, 各单元区代理计算其充电功率值方法为

$$P_{A_i}^{\mp}(t) = P_A^{\pm}(t) \frac{\mu_{A_i} \cdot [1 - S_{A_i}(t-1)]}{\sum_{j=1}^n \mu_{A_j} \cdot [1 - S_{A_j}(t-1)]} \quad (3)$$

2) 各储能变流器单元的电池荷电状态的状态信息需结合当前时刻的充放电功率参考值 $P_{A_i}^{\mp}(t)$ 自主计算, 计算公式为

$$P_{A_i}^{\mp}(t) = P_{A_i}^{\mp r}(t) \left[\alpha \frac{\mu_{A_i} \cdot S_{A_i}(t-1)}{\sum_{j=1}^n \mu_{A_j} \cdot S_{A_j}^p(t-1)} + \beta \frac{\mu_{A_i} \cdot P_{A_i}^{p-1-j}(t)}{\sum_{j=1}^m \mu_{A_j} \cdot P_{A_j}^{p-1-j}(t)} \right] \quad (4)$$

式中: $P_{A_i}^{p-1-j}$ 为第 i 个储能单元代理中第 j 个储能换流器最大允许充放电功率; $S_{A_i}^p(t-1)$ 为第 i 个储能单元区代理中第 j 个储能换流器内储能电池组上一时刻储能荷电状态平均值; α, β 为储能单元区代理的功率调整系数。当储能单元处于放电状态时, 第 i 个储能单元区代理的放电功率 $P_{A_i}^{\mp}$ 计算方法为

$$P_{A_i}^{\mp}(t) = \left\{ \begin{aligned} &\alpha \frac{\mu_{A_i} \cdot [1 - S_{A_i}(t-1)]}{\sum_{j=1}^n \mu_{A_j} \cdot [1 - S_{A_j}^p(t-1)]} + \\ &\beta \frac{\mu_{A_i} \cdot P_{A_i}^{p-1-j}(t)}{\sum_{j=1}^m \mu_{A_j} \cdot P_{A_j}^{p-1-j}(t)} \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

式中, $P_{A_i}^{\mp r}$ 为第 i 个储能单元区代理的放电参考功率。

储能单元区代理处于放电状态时对其控制范围内的各储能换流器进行功率分配确定系数 α, β , 功率分配计算如(6)式:

$$P_{A_i-\alpha\beta}^{p-j}(t) = P_{A_i}^{\mp r}(t) \left[\frac{\mu_{A_i}^j \cdot S_{A_i}^j(t-1)}{\sum_{j=1}^m \mu_{A_j}^j \cdot S_{A_j}^j(t-1)} \right] \quad (6)$$

式中: $\mu_{A_i}^j$ 为各储能换流器的运行工况参数; $P_{A_i-\alpha\beta}^{p-j}$ 为各储能换流器充放电功率参考值。代理将最大允许放电功率 $P_{A_i}^{p-1-d-j}$ 和各储能换流器充放电功率参考值 $P_{A_i-\alpha\beta}^{p-j}$ 作对比后, 若出现 $P_{A_i}^{p-1-d-j} < P_{A_i-\alpha\beta}^{p-j}$ 时, $P_{A_i}^{p-1-d-j}$ 为放电时的储能功率, 有 $\alpha=0, \beta=1$, 否则有 $\alpha=1, \beta=0$ 。

单元功率参考值需要根据充电状态时的第 i 个储能单元区计算得到, 功率分配计算为

$$P_{A_i-\alpha\beta}^{p-j}(t) = P_{A_i}^{\mp}(t) \left\{ \frac{\mu_{A_i}^j \cdot [1 - S_{A_i}^j(t-1)]}{\sum_{j=1}^m \mu_{A_j}^j \cdot [1 - S_{A_j}^j(t-1)]} \right\} \quad (7)$$

储能单元代理最大允许充电功率 $P_{A_i}^{p-1-c-j}$ 和各储能换流器充放电功率参考值 $P_{A_i-\alpha\beta}^{p-j}$ 作比较后, 若出现 $P_{A_i}^{p-1-c-j} < P_{A_i-\alpha\beta}^{p-j}$ 时, 有 $\alpha=0, \beta=1$, 否则有 $\alpha=1, \beta=0$ 。

3) 计算第 i 个储能单元区代理充放电功率参考值的差 $\Delta P_{A_i}^r$ 为

$$\Delta P_{A_i}^r = P_{A_i}^{\mp} - P_{A_i}^{\mp r} \quad (8)$$

将计算得到的第 i 个储能单元区代理充放电功率参考值差值 $\Delta P_{A_i}^r$ 与预先设定的功率偏差参考值 ΔP_0^r 对比:

$$\text{若 } \Delta P_{A_i}^r > \Delta P_0^r, \text{ 则 } P_{A_i}^i = P_{A_i}^{\mp} \quad (9)$$

$$\text{若 } \Delta P_{A_i}^r \leq \Delta P_0^r, \text{ 则 } P_{A_i}^i = P_{A_i}^{\mp r} \quad (10)$$

式中, $P_{A_i}^i$ 为子代理功率值。子代理将功率值 $P_{A_i}^i$

上传给储能电站主代理,主代理接收后,统计各子代理充放电功率偏差 $\Delta P'_{A_i}$ 和可充放电功率余量 $P_{A_i}^{\text{余量}}$, 计算储能电站总功率偏差 $\Delta P'_b$ 。计算方法如式(11)、式(12)所示:

$$\Delta P'_b = \sum_{i=1}^n \Delta P'_{A_i} \quad (11)$$

$$P_{A_i}^{\text{余量}} = \sum_{j=1}^m P_{A_i}^{p1-j} - P'_{A_i} \quad (12)$$

式中, $P_{A_i}^{p1-j}$ 为带有限制的储能单元功率, 处于充电状态时储能单元区 $P_{A_i}^{p1-j} = P_{A_i}^{p1-ej}$, 放电状态时储能单元区 $P_{A_i}^{p1-j} = P_{A_i}^{p1-dj}$ 。

仍有额外能力的充放电功率的储能单元区代理接受储能电站主代理功率差额, 储能电站主代理接受额外发电任务的子代理在原本确定的充放电功率参考值的基础上, 增加再次分配的额外充放电功率, 并按式(1)至式(7)更新功率参考值 P'_{A_i} 。

4) 各储能单元区计算算法微调区间时, 需要根据各储能换流器的电池组荷电状态和最大允许充放电容量、功率实时情况确定。各储能单元的电池组等效荷电状态在计算微调区间动态调整时, 应先设定参考值 S_r , 以便运行一段时间后的各储能单元区代理在其范围内受控制, 各储能换流器的荷电状态平均值 $S_{A_i}(t-1)$ 能够逐渐接近并基本保持一致。功率微调区间 $P_{A_i}^{1-\alpha}(t)$ 将按照式(13)计算:

$$P_{A_i}^{1-\alpha}(t) = K_{A_i} \cdot P_{A_i}^a + P'_{A_i}(t-1) \quad (13)$$

式中: K_{A_i} 为系数, 当 $S_{A_i}(t-1) > S_r$ 时 $K_{A_i} = 1$, 否则 $K_{A_i} = -1$; $P'_{A_i}(t-1)$ 为上一时刻的功率参考值; $P_{A_i}^a$ 为预设的储能单元调整功率。当系数 K_{A_i} 全为正或负时, 微调区间 $P_{A_i}^{1-\beta}(t)$ 按照式(14)确定为

$$P_{A_i}^{1-\beta}(t) = K_{A_i}^* \cdot P_{A_i}^a + P'_{A_{g,j}}(t-1) \quad (14)$$

式中, $K_{A_i}^*$ 由 $S_{A_i}(t-1)$ 大小排序的中间值作为荷电状态参考值的 S_r^* 确定。

功率上、下限区间微调如式(15):

$$\begin{aligned} P_{A_i}^h(t) &= \max(P_{A_i}^{1-\alpha}(t), P_{A_i}^{1-\beta}(t)) \\ P_{A_i}^l(t) &= \min(P_{A_i}^{1-\alpha}(t), P_{A_i}^{1-\beta}(t)) \end{aligned} \quad (15)$$

5) 储能子系统的充放电功率的寻优计算是在多代理粒子群算法的各储能单元区代理微调区间内完成的。在计算时, 将第 i 个储能单元区的充放电功率参考值 P'_{A_i} 、储能电池组荷电状态容量 C_{A_i} 、储能电池组荷电状态 S_{A_i} 、微调区间上下限 $P_{A_i}^h$ 和 $P_{A_i}^l$ 以及第 i 个储能单元区控制范围内各储能换流器的荷电状态和最大允许充放电的功率限制 $S_{A_i}^{p,j}$ 、 $P_{A_i}^{p,j}$ 代

入多代理粒子群算法中, 即可得到第 i 个储能单元代理充放电功率。同时储能单元区代理生成各储能换流器的控制指令, 并下发到该代理下的每个储能换流器的控制模块中, 控制储能换流器完成充放电。在多代理粒子群算法中, 式(17)至式(21)是与目标函数式(16)相关的约束条件。

$$G_{A,b} = \min(\omega_1 F_{A1} + \omega_2 F_{A2}) \quad (16)$$

$$F_{A1} = P_{A-i}(t) + P'_{A_i}(t) \quad (17)$$

$$F_{A2} = \sum_{i=1}^n \left| S_{A_i}(t-1) + \frac{P'_{A_i} \Delta t}{C_{A_i}} - S_r \right| \quad (18)$$

$$P_{A_i}(t) = \sum_{j=1}^m \mu_{A_i}^{p,j} \cdot P_{A_i}^{p,j}(t) \quad (19)$$

$$S_{A_i}(t-1) = \frac{\sum_{j=1}^m \mu_{A_i}^{p,j} \cdot S_{A_i}^{p,j}(t-1)}{m} \quad (20)$$

$$C_{A_i} = \sum_{j=1}^m \mu_{A_i}^{p,j} \cdot S_{A_i}^{p,j}(t-1) \quad (21)$$

式中: $i = 1, 2, 3 \dots n$, n 为储能单元区的代理个数; $j = 1, 2, 3 \dots m$, m 为各储能单元代理控制范围内储能换流器数量; $G_{A,b}$ 为多代理粒子群算法目标函数; F_{A1} 为储能电站上一时刻充放电功率与主代理计算得到的功率差; F_{A2} 为储能预设荷电状态参考值和整体荷电状态平均值差; ω_1 、 ω_2 为权重值系数, 用于衡量储能电站偏向于对荷电状态进行调整或者偏向于跟踪调度; $P_{A_i}(t-1)$ 为第 i 个储能单元代理上一时刻的功率需求值; $P_{A_i}^{p,j}(t-1)$ 为第 i 个储能单元代理中第 j 个储能换流器上一时刻功率命令值; $S_{A_i}(t-1)$ 为第 i 个储能单元代理上一时刻总体储能换流器的平均值; $S_{A_i}^{p,j}(t-1)$ 为第 i 个储能单元代理中第 j 个储能换流器上一时刻荷电状态平均值; C_{A_i} 为第 i 个储能单元代理中储能容量总和; $\mu_{A_i}^{p,j}$ 为第 i 个储能单元代理中第 j 个储能换流器的运行工况参数。

经过迭代算法后, 上级储能主代理发出的调令在允许的范围内接近各个储能单元与光伏出力总和。

以多代理和粒子群算法相结合, 个体粒子根据自身对问题理解, 算法中粒子的速度用各储能单元区的各储能换流器的充放电功率表示, 粒子的位置用各储能换流器对应的荷电状态表示。为探索出满足目标函数的储能主代理变流器充放电功率最优解, 需要不断调整寻找探索出满足目标函数的位置和速度。

3 仿真分析

对某光伏电站实际运行数据在 Matlab/simulink 中进行仿真验证。该电站光伏装机 50 MW, 储能系统容量为 15 MWh, 分为多个储能单元区代理。各储能单元区的初始荷电状态按 0.5 ~ 0.6 均匀配置, 储能荷电状态控制的上下限值设置为 0.1 ~ 0.9 之间。光储控制系统如图 3 所示。

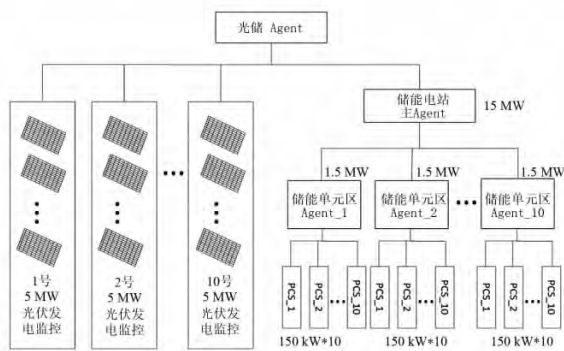


图3 光储控制系统

光储功率曲线如图 4 所示, 从图中功率波动走势看出原始光储总有功波动幅度较大, 波动频率较多。光储系统在多代理粒子群算法的控制作用下能有效减小光储输出功率波动幅度, 减少功率波动区域, 因此基于多代理粒子群算法的光储系统控制策略平抑功率波动效果较好。

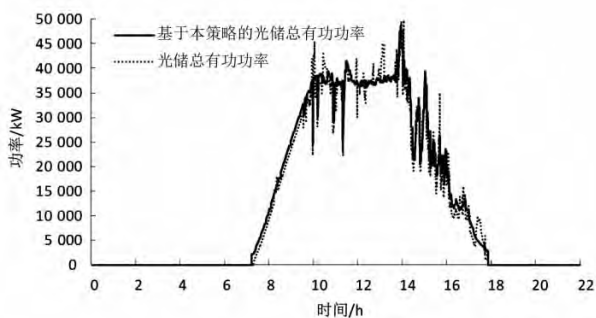


图4 光储功率曲线

功率波动率计算公式为

$$\sigma_1 = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_z} \quad (22)$$

式中: P_{\max} 为光储发电功率的最大值; P_{\min} 为光储发电功率的最小值; P_z 为光储电站装机容量。图 5 是输出功率波动率曲线, 对比发现基于多代理粒子群算法的光储电站发电功率波动大幅度减小, 10 min 功率波动率在 2% 以内。

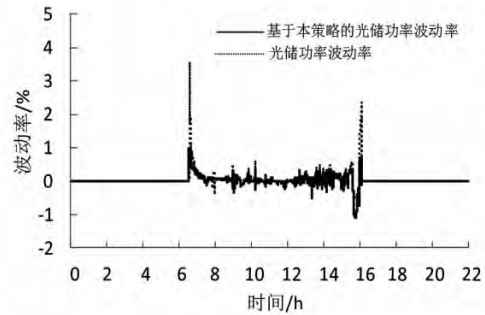


图5 功率波动率曲线

图 6 为电池储能电站的主代理对应的电池荷电状态变化趋势图, 可看出储能系统充放电次数基本相同, 荷电状态初始值设为 0.5。原光储电站荷电状态变化范围在 0.35 ~ 0.95 区间波动, 超出最大值 0.9 的范围, 表明储能系统充放电幅度较大, 为深度充、放电, 经过循环后荷电状态低于 0.4。在多代理粒子群算法下光储电站荷电状态变化在 0.5 ~ 0.9 区间, 表现为浅充浅放, 经过一天的循环, 最终使得储能电站主代理荷电状态回归 0.5, 与最初设置值基本保持在相对一致的状态。

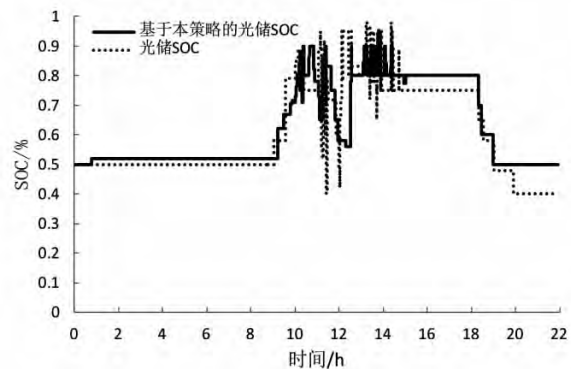


图6 SOC变化曲线

4 结语

在考虑储能系统平抑光伏波动、储能系统荷电状态情况下, 提出多代理粒子群算法的光储电站控制策略, 采用多代理粒子群算法建立控制策略目标函数。针对光储电站历史输出功率, 对目标函数输出功率值扩大解空间搜索范围, 寻优计算各储能单元区对应的储能子系统的充放电功率的约束条件和目标函数, 探索出最优解。仿真结果表明, 所提出的多代理粒子群算法在储能系统作用下有效减小了功率波动率, 优化了光储电站主代理对应的电池荷电状态。

(下转第 94 页)

预紧力值减小。

对于螺钉 - 盲孔联接方式,没有有效的解析公式,试验结果表明,当被联接件为铝合金件时,温度降低使预紧力值增加,温度升高对预紧力值影响不大。

在设计螺栓 - 螺母或螺钉 - 盲孔联接方式时,需考虑温度对预紧力的影响,适当增加或减小预紧力以适配温度。

3) 螺纹联接的稳定性以及自锁功能是建立在静态之上的,而高压断路器、隔离开关与母线等模块都受电场力的作用,并存在短路工况,模块就会受到振动工况的影响,螺钉或螺栓如果不采取措施,则会出现松动情况。因此螺钉或螺母应采取有效的防松措施,如涂覆高强度螺纹锁固剂和使用双螺母紧固。

参考文献

[1] 杨可桢,程光蕴,李仲生. 机械设计基础(第六版) [M].

(上接第 31 页)

参考文献

[1] 多机并联稳定性分析及其控制策略综述 [J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4034 - 4047.

[2] 刘艳芬. 风光储联合发电储能优化控制策略 [D]. 北京: 北京交通大学, 2015.

[3] 杨婷婷. 用于跟踪光伏发电计划出力的储能系统控制策略研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2016.

[4] 沈枢, 张沛超, 李中豪, 等. 平抑长短期风电功率波动的风储协调运行方法 [J]. 电力系统自动化, 2015, 39(8): 12 - 18.

[5] 张野, 郭力, 贾宏杰, 等. 基于平滑控制的混合储能系统能量管理方法 [J]. 电力系统自动化, 2012, 36(16): 36 - 41.

[6] 杨锡运, 刘玉奇, 李建林. 基于四分位法的含储能光伏电站可靠性置信区间计算方法 [J]. 电工技术学报, 2017, 32(15): 136 - 144.

[7] 黄伟, 陈伯达, 羿应棋, 等. 考虑光储可持续带载能力的配电网可靠性分析 [J]. 电网技术, 2018, 42(5): 1510 - 1520.

[8] 杨婷婷, 李相俊, 齐磊, 等. 基于机会约束规划的储能系统跟踪光伏发电计划出力控制方法 [J]. 电力建设, 2016, 37(8): 115 - 121.

[9] 靳文涛, 徐少华, 张德隆, 等. 并网光伏电站 MW 级电池储能系统应用及响应时间测试 [J]. 高电压技术, 2017, 43(7): 2425 - 2432.

[10] 赵书强, 刘晨亮, 王明雨, 等. 基于机会约束规划的储能

北京: 高等教育出版社, 2006.

[2] 刘福林. 工作温度与预紧温度相差较大时紧螺钉联接的预紧 [J]. 机械, 1995, 22(3): 25 - 30.

[3] 陈可斌. 振动工况下紧螺栓联接预紧力的确定 [J]. 湘潭大学自然科学学报, 1993, 15(4): 48 - 51.

[4] 朱晨. 动态自锁研究导引 [J]. 湘潭大学自然科学学报, 1991, 13(1): 55 - 62.

[5] 朱晨. 动态自锁研究(II) [J]. 湘潭大学自然科学学报, 1992, 14(3): 21 - 26.

[6] 徐建源, 孟涛, 林莘, 等. 断路器合闸过电压计算与分析 [J]. 沈阳工业大学学报, 2009(3): 247 - 251.

作者简介:

刘波(1981), 男, 高级工程师, 主要从事 SF₆ 高压开关研发设计。

(收稿日期: 2020 - 05 - 20)

日前优化调度 [J]. 电网技术, 2013, 37(11): 3055 - 3059.

[11] 马伟, 王玮, 吴学智, 等. 平抑光伏并网功率波动的混合储能系统优化调度策略 [J]. 电力系统自动化, 2019, 43(3): 58 - 69.

[12] 晏睿婷. 孤岛微电网多代理仿真系统设计及能量管理控制策略研究 [D]. 厦门: 厦门大学, 2014.

[13] 喻振帆, 谢敏, 刘明波. 基于多代理技术的分布式模型预测长期电压稳定紧急控制 [J]. 电网技术, 2012, 36(4): 108 - 115.

[14] 孔冰. 基于多代理技术(MAS)的配电网重构系统研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2015.

[15] 王硕禾, 郑俊观, 陈祖成, 等. 基于改进粒子群优化算法光伏阵列多峰值 MPPT 的研究 [J]. 可再生能源, 2019, 37(6): 879 - 885.

[16] 范宏, 朱佩琳, 柳璐, 等. 考虑风电和光伏出力不确定性的日调度优化方法 [J]. 可再生能源, 2019, 37(6): 886 - 892.

[17] 王德顺, 薛金花, 叶季蕾, 等. 基于粒子群算法的储能电站经济优化调度策略 [J]. 可再生能源, 2019, 37(5): 714 - 719.

作者简介:

张宇宁(1997), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为可再生能源发电与并网技术;

王海云(1973), 女, 硕士生导师, 主要研究方向为可再生能源发电与并网技术;

刘树伟(1988), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为可再生能源发电与并网技术。

(收稿日期: 2020 - 03 - 20)