[储能电站]

大容量储能电站多任务协调控制技术研究

文/孙谊[1] 张卫卫[2]
1. 中国电工技术学会；2. 国网综合能源服务集团有限公司

研究大容量储能电站在电力系统中的多任务协调控制技术，重点探讨其在新能源并网和电力系统频率调节中的应用，包括虚拟惯性控制、下垂控制和俯仰角控制在内的多种参与模式，以及储能系统的快速功率响应能力，提出一种新的动态模糊控制策略通过协调风能和储能的运行，显著提高系统频率响应性能。通过仿真分析，验证所提控制策略在平滑风电场出力波动和提高光伏储能电站跟踪调度计划方面的有效性。仿真结果表明，采用粒子群算法控制的储能单元SOC值逐渐趋于一致，储能电站的充放电功率与调度指令值紧密贴合，减少了光伏发电功率与调度计划之间的偏差。

近几年来，随着国家把“双碳”目标作为规划，许多可再生能源的装机规模逐渐增加，比如光电、风能和水电等。但是可再生能源相较于传统能源来说，具有较高的不确定性和间歇性。如果将可再生能源直接接入电网，可能会对电网的安全平稳运行和电网的能源品质产生巨大的影响，所以需要相应的方法来解决可再生能源发电并网的难题。

目前，解决可再生能源发电并网问题的一个有效的技术手段是储能技术，包括电池储能、抽水储能和压缩空气储能等，其中电池储能系统具有响应速度快、灵活性高的特点。可再生能源发电利用储能系统接入电网，通过控制储能系统的充放电来抑制可再生能源对电网的冲击。通过对储能系统进行配置，风光类型的储能电站可以根据储能电站的出力预测和充放电的控制进而对可再生能源的出力实现较为平滑的控制，从而满足电网要求，进而提高对可再生能源的利用程度。同样在配电网中，由于负载经常变化，电力系统会出现波动，通过对储能系统的控制策略的调节实现稳定电网电压、频率的目的，从而抑制负载的波动、改善电网的电能质量。

本文深入探讨基于储能电站充放电功率和储能电站的荷电状态[1]（SOC）等约束条件，并且建立储能电站的功率控制模型。通过研究粒子群算法的思路，将各存储单元的储能变流器（Power Conversion System，PCS）的充放电作为粒子速度[2]，SOC作为粒子位置，求解出PCS的充放电功率的最优解。储能电站功率的控制以及能量管理，包括了电池组、PCS等储能元件，其中涉及的元件数量庞大，结构较为复杂。传统的控制方法对储能电站的数量众多的储能元件做出精准的控制和监视是比较困难的。通过分层控制，将储能电站分割成多个部分，同时应用粒子群算法，并且同时利用PMS作为快速协调控制网络的核心设备，使得储能电站具备高实时性的任务处理能力。这种处理模式相对于传统的控制方法是适合储能电站多任务协调控制和能量管理的一种较为有效的控制思路。

粒子群算法

1. 粒子群算法的基本思想

粒子群优化（Particle Swarm Optimization, PSO）算法是一种基于群体智能的优化算法，通过模拟自然界中鸟群、鱼群等生物的觅食和迁徙行为来求解优化问题。该算法由James Kennedy和Russell Eberhart于1995年提出，因其简单易懂、易于实现且性能优良而广泛应用于各种优化问题中。

在PSO算法中，每个优化问题的潜在解都视为搜索空间中的一个粒子。每个粒子都有一个适应度值，用于评估其优劣，以及一个速度向量，决定其移动的方向和步长。粒子们通过不断地迭代更新自己的位置和速度，来寻找最优解。

PSO算法具有收敛速度快、鲁棒性强等优点，且对于大多数优化问题都能给出较好的解[3]。此外，由于它的算法思想简单直观，因此在实际应用中非常受欢迎。

2. 粒子群算法的基本原理

在粒子群优化（PSO）中，每个潜在解比喻为搜索空间中的一个实体，通常称作粒子。这些粒子各自拥有基于目标函数评估的适应度值，并能够根据这些值调整自己的移动方向和速度。粒子群体通过模仿当前最佳解的路径来在解空间内进行探索[4]。PSO的流程始于随机生成一组粒子的位置和速度，然后通过迭代过程逐步优化，每个粒子的位置和速度在每次迭代中根据其历史最佳表现和群体中的最佳表现进行调整。粒子速度的更新公式为

$$,v_{-id+1.}=\omega\times,v_{-id.}+,c_{-1.}\times\mathrm{rand}\,(1)\times(,p_{-id.}-,x_{-id.})+c_{-2.}\times\mathrm{rand}\,(1)\times(,g_{-id.}-,x_{-id.}) \quad (1)$$

式中，ω为惯性权重；,v_{-id}.为粒子飞行速度；c-1.,c2为学习因子；-rand(1)为在[0,1]范围内变化的随机数；,g_{-id}为整个粒子群当前的最优位置；,p_{-id}为粒子当前搜索到的最优位置；,x_{-id}为粒子当前位置。

粒子的位置更新公式为

$$,x_{-id}+1.=,x_{-id.}+,v_{-id}+1. \quad (2)$$

式中,v_{-id}.为粒子飞行速度；x_{-id}为粒子当前位置。

3. 粒子群算法参数设置

（1）ω惯性因子

ω是能表示例子保持原有速度的惯性程度，决定了粒子在搜索空间中的动态行为[5]。具体来说，ω的作用是调整粒子在迭代过程中的速度更新，从而影响粒子的搜索范围和收敛能力。较大的ω值使得粒子能够维持较高的速度，从而有助于粒子在搜索空间中扩大其搜索范围，探索更多的潜在解。这种设置有利于算法在搜索初期时快速覆盖较大的搜索区域，增加找到全局最优解的可能性。然而，随着迭代次数的增加，如果ω值仍然保持较大，粒子可能会因为速度过快而错过最优解附近的区域，导致算法难以收敛。因此，在迭代过程中，逐渐减小ω值可以使粒子逐渐减缓速度，更加精细地搜索最优解附近的区域，从而提高算法的收敛准确度。较小的ω值有助于粒子在搜索后期逐渐收敛到最优位置。通过逐步减小ω值，算法可以在搜索过程中逐渐聚焦到最优解附近的区域，减少不必要的搜索开销，提高搜索效率。因此，ω的选择和迭代中的变化对PSO算法的搜索能力和跳出局部最优的能力具有重要影响。一般将ω设定为0.5左右。

（2）加速因子c_1和c_2

c_1和c_2分别表示粒子向个体最优和群体最优学习的程度[6]。c_1控制粒子向其历史最佳位置逼近的加速度，体现了粒子的认知能力。如果c_1=0，粒子将失去向自身历史最佳位置学习的能力，可能会降低粒子找到更优解的概率。c_2则决定了粒子向整个种群中的最佳位置移动的加速度，反映了粒子间的社会交互能力。如果c_2=0，粒子之间将无法进行信息共享和合作，每个粒子将独立地、随机地搜索最优解，可能导致搜索过程变得盲目和低效，增加了找到全局最优解的难度。如果c_1和c_2都设置为0，粒子将完全失去对历史最优解和全局最优解的学习能力，它们将仅按照初始速度飞行，直到到达搜索空间的边界。这种情况下，PSO算法将失去其优化搜索的能力。正确选择c_1与c_2能较好的得到最佳解决方案，一般都设定为2。

（3）速度分量v_{id}

速度分v_{id}决定了粒子向其最佳位置移动的速度和准确度[7]。v_{id}的值对于算法的性能至关重要，因为它直接影响到粒子在搜索空间中的行为。如果v_{id}设置得过高，粒子可能会因为速度过快而难以精确地逼近最优解，甚至可能直接跳过最优解所在区域。导致算法的搜索准确度下降，增加找到全局最优解的难度。相反，如果v_{id}设置得过小，粒子的移动速度将变得非常缓慢，可能导致算法在搜索过程

中陷入局部最优解，而无法找到全局最优解。因为粒子在局部区域内的小幅度移动可能无法使其跳出当前的最优解范围。为了平衡全局搜索能力和局部搜索能力，引入惯性权重ω是一个有效的方法。ω的作用在于调整粒子的速度更新公式，从而控制粒子在搜索过程中的动态行为。当v_{id}增加时，可以适当减小ω的值，以减缓粒子的速度，提高搜索的准确度。这样，即使v_{id}较高，也能通过减小ω来保持算法的搜索精度。然而，尽管ω可以在一定程度上平衡搜索的精度和速度，但在实际应用中，通常还需要对v_{id}设置一个最大值。这是因为过大的v_{id}值可能导致粒子在搜索过程中过于激进，甚至出现数值不稳定的情况。设定一个合理的v_{id}最大值可以确保算法的稳定性和搜索效率。但常常将设定一个最大的v_{id}。

4. 粒子群算法步骤

1）将所有粒子初始化，初始化参数。例如，定义问题的适应度函数，该函数用于评估粒子的优劣。设置群体规模（粒子数量）和迭代次数。例如，群体大小（Particle Size）为m，迭代次数为预设的最大值。

2）在每一轮迭代中，根据粒子当前的位置和搜索空间的特定准则，计算各粒子的适应度函数值。这些计算帮助确定每个粒子的个体最优解以及整个粒子群的全局最优解。

3）若某一粒子在当前迭代中的适应度函数值优于其历史最优解，则将该粒子当前的位置和适应度值更新为其新的个体最优解。

4）将每个粒子的个体最优解与当前的全局最优解进行比较。如果某个粒子的个体最优解优于当前的全局最优解，则更新全局最优解为该粒子的个体最优解；否则，保持当前的全局最优解不变。

5）在比较并可能更新全局最优解之后，根据特定的更新策略，对每个粒子的速度和位置进行更新，以指导它们向更可能包含最优解的区域移动。

6）准备进入下一轮迭代。如果尚未达到预设的迭代次数或未找到满足条件的最优解，则重复步骤2）至步骤5）。一旦达到迭代终止条件，输出当前的全局最优解作为问题的最终解，并结束算法。粒子群算法的整个流程如图1所示。

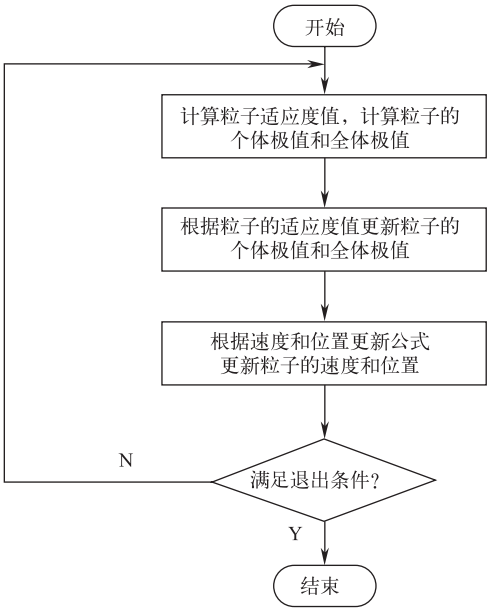

图1　粒子群算法流程图

储能电站充放电功率控制方法

在基于粒子群算法的储能电站整体控制架构中，储能电站的主Agent会与各个储能单元Agent进行协作与交流该通信架构利用先进的队列技术来优化数据交互；传输策略设计为保障数据完整性，即使在传输中遇到中断也能通过续传机制来防止数据丢失。在系统遇到故障时，采用断点续传技术来维护数据的安全性。系统设计了灵活的通信方式，包括即时、预定、触发式和响应式模式，以支持数据的即时或延时传输，确保在集中式平台上的高效和稳定性。这些通信策略旨在实现跨区域数据与储能电池参数的集成处理，通过集中式管理平台对各调度领域进行统一调度，实现调度决策的精确化，以促进储能系统的持续稳定和经济效益最大化。每个储能单元Agent在接收到主Agent的指令和相关信息后，会独立计算其应发出的功率值，并通过内部的对比和判断机制，最终确定该储能单元在当前时刻实际应输出的功率量，从而确保整个储能电站的高效和稳定运行。

大容量储能电站主Agent利用协调控制层程序的通信技术作为平台信息通信的和信息技术从上级调度接收储能电站的功率需求。储能电站充放电功率按照式（3）确定

$$P_{\mathrm{Agent_{b}ess}}^{\mathrm{main}}(t)=P_{\mathrm{plan}}(t)-P_{0}(t) \tag{3}$$

式中，$P_0(t)$为t时刻新能源实时充放电功率；$P_{plan}(t)$为t时刻调度总需求；$P^{main}_{Agent_bess}$为t时刻储能电站输出的功率。

在储能电站的运行过程中，各储能单元区Agent会依据前一时刻（t-1）收集到的数据，包括每个储能单元区PCS的最大允许充放电功率、当前的电池容量（容量状态）以及电池组SOC的实时情况，进行计算分析。基于这些数据，各储能单元区Agent会精确地计算出当前时刻各储能单元区所需的储能功率需求参考值$P^{main}_{Agent_bess}(t)$，并将这些参考值发送给相应的储能单元区Agent，以确保储能电站[11]能够按照预定的需求进行充放电操作。

当储能电站总功率需求为正（将处于放电状态）时，各储能单元区Agent计算其充放电功率参考值的方法为

$$P^{subref}_{Agent_i}(t)=P^{main}_{Agent_bess}(t)\frac{\mu_{Agent_i}\ soc_{Agent_i}(t-1)}{\sum_{i=1}^{n}\mu_{Agent_i}\ soc_{Agent_i}(t-1)} \tag{4}$$

式中，$soc_{Agent_i}(t-1)$为第i个储能单元区的$t-1$时刻储能变流器SOC的平均值，i=1,2,3,…,n；μ_{Agent_i}为第i个储能单元区的运行工况参数；$P^{main}_{Agent_bess}(t)$为第i个储能单元区的储能功率需求参考值，i=1,2,3,…,n。

当储能电站总功率需求为负（将处于充电状态）时，各储能单元区Agent计算各其充 放电功率参考值的方法为

$$P^{subref}_{Agent_i}(t)=P^{main}_{Agent_bess}(t)\frac{\mu_{Agent_i}\left[1-SOC_{Agent_i}(t-1)\right]}{\sum_{i=1}^{n}\mu_{Agent_i}\left[1-SOC_{Agent_i}(t-1)\right]} \tag{5}$$

各储能设备基于其所管理的各电力转换系统的最大充放电功率限制和容量限制，同时结合电池组荷电状态的实时监测数据，运用粒子群算法来计算微调区间。在计算这一微调区间的过程中，首先设定一个SOC的参考值SOC_{ref}，此参考值被用作基准，以调整各储能单元电池组的等效SOC。通过这一调整机制，确保在经过一段时间的运行后，各PCS在各自储能单元区域代理的控制范围内，其SOC的平均值$SOC_{(t-1)}$能够逐步趋近于SOC_{ref}，并基本保持在一个稳定且一致的水平。功率微调区间$P^{lim\alpha}_{Agent_i}$计算公式为

$$P^{lim\alpha}_{Agent_i}=K_{Agent_i}gP^{adj}_{Agent_i}+P^{target}_{Agent_i}(t-1) \tag{6}$$

式中，$P^{lim\alpha}_{Agent_i}$为功率微调区间；K_{Agent_i}为系数；$P^{target}_{Agent_i}$为预设的储能单元调整功率。

其中，K_{Agent_i}为根据$SOC_{Agent_}(t-1)$而确定的系数；当$SOC_{Agent_}(t-1)>SOC_{ref}$时$K_{Agent_i}=1$，否则$K_{Agent_i}=-1$。当系数$K_{Agent_i}$全为正或负时，微调区间按照式（7）确定为：

$$P^{lim\beta}_{Agent_i}=K^{*}_{Agent_i}gP^{adj}_{Agent_i}+P^{target}_{Agent_i}(t-1) \tag{7}$$

式中，$K^{*}_{Agent_i}$为系数。

其中，$K^{*}_{Agent_i}$根据第i个储能单元区Agent的$SOC_{Agent_}(t-1)$按大小排序后，通过取中间值得出的新的SOC参考值$SOC*$ref确定。

最终，粒子群算法功率微调区间的上下限按照式（8）确定

$$\begin{aligned}P^{high}_{Agent_i}(t)&=\max(P^{lim\alpha}_{Agent_i}(t),P^{lim\beta}_{Agent_i}(t))\\P^{low}_{Agent_i}(t)&=\min(P^{lim\alpha}_{Agent_i}(t),P^{lim\beta}_{Agent_i}(t))\end{aligned} \tag{8}$$

各储能单元区Agent在、粒子群算法微调区间内，采用粒子群算法寻优计算各储能单元区对应的储能子系统的充放电功率。采用粒子群算法的目标函数为

$$G_{Agent_bess}=\min(\omega_1F_{Agent1}+\omega_2F_{Agent2}) \tag{9}$$

约束条件如式（10）～式（13）。

$$F_{AgentI}=\left|P_{Agent_i}(t)-P^{target}_{Agent_i}(t)\right| \tag{10}$$

$$F_{Agent2}=\sum\left|SOC_{Agent_i}(t-1)-SOC_{ref}\right| \tag{11}$$

$$P_{Agent_i}=\sum_{j=1}^{m}\mu^{pcs_j}_{Agent_i}gP^{pcs_j}_{Agent_i}(t) \tag{12}$$

$$SOC_{Agent_i}(t-1)=\frac{\sum_{j=1}^{m}\mu^{pcs_j}_{Agent_i}gSOC^{pcs_j}_{Agent_i}(t-1)}{m} \tag{13}$$

式中，F_{Agent1}为储能电站上一时刻充放电功率与当前时刻储能电站应发功率的差；F_{Agent2}为储能电站SOC平均值与预设SOC参考值的差值；$P_{Agent_i}(t-1)$为第i个储能单元Agent在t时刻的功率需求值，i=1,2,3,…,n；$SOC_{Agent_i}(t-1)$为第i个储能单元Agent上一时刻总体SOC的平均值，i =1,2,3,…,n；$\mu^{pcs_j}_{Agent_i}$为第i个储能单元Agent中第j个PCS的运行工况参数，i =1,2,3,…,n，j=1,2,3,…,m；$SOC^{pcs_j}_{Agent_i}(t-1)$为第$i$个储能单元Agent中第$j$个PCS上一时刻SOC平均值，$i$=1,2,3,…,$n$，$j$=1,2,3,…,$m$；$\omega_1$，$\omega_2$为权重系数。

在采用粒子群算法进行优化后，随着仿真的进行，可以观察到各个储能单元的SOC（电量状态）逐渐收敛至相近的数值，并且努力向预设的参考值

靠拢。

本文所探讨的粒子群算法中，将各储能设备的功率转换系统的充放电功率作为粒子群算法种粒子的“速度”，同时把PCS对应的SOC作为粒子的“位置”。基于粒子群算法的基本原理，每个粒子都会根据其对优化问题的个体理解[12]，动态调整其位置和速度。通过粒子群算法的迭代优化过程，这些粒子将不断探索并逼近满足目标函数的最优解，进而确定储能设备内各储能变流器的最优充放电功率配置。系统运行的时候，PMS控制器读取PCS及BMS信息，根据两者的状态/电池电量/电池可充放功率/PCS当前允许运行功率等信息，对PMS下发的功率进行分配到每个PCS执行，其中状态包含但不限于充满/放空/故障/通信断线等。PMS控制器根据汇总的PCS、BMS信息，对EMS下发的总功率分配到每个PCS。

应对不同工作情况的储能电站控制方法

在设备全数正常运行的条件下，将整个储能电站划分为多个独立的区域，每个独立的区域称为一个储能单元，每个储能单元由一个Agent进行管理控制，同时为保证储能电站可以控制每个储能单元的Agent，需设置一个主Agent，最终实现对整个储能电站的集中控制和每个储能单元的精细化控制的结合。主Agent通过粒子群算法为基础的协调控制方法，控制储能单元的Agent调整储能单元的出力，而每个储能单元的Agent又结合储能单元的实际情况如PCS数量、储能单元容量及SOC值等对每个单元的PCS进行精细化控制。这种管理方式不仅保障储能电站的高效运行，也确保能源分配的合理性和稳定性。

在储能电站的运行过程中，具体的操作流程为：首先，储能电站的总Agent会依据发电计划确定储能电站跟踪发电计划所要补发或回收的功率需求，而后各个储能单元的Agent依据需求进行相互之间的协调配合，控制各自储能单元的充放电功率。

在储能电站的运作过程中，如果一个子储能单元因为故障或维护而需要暂停服务，会立刻通知储能电站的中央控制单元，告知其无法继续按照原计划进行充放电操作。接收到这一信息后，中央控制单元会迅速做出反应，对电站的当前运行状态进行重新评估，并调整指令，向其他子储能单元发布新的充放电任务，以重新平衡整个电站的能量分配计划。

在储能电站的实际运行中，若某一子储能Agent因故障或需要检修维护，首先将自身的当前状况及内部储能元件的运行状态发送给储能电站控制Agent。一旦储能电站控制Agent接收到这一信号，立即通知其他子储能Agent，并启动功率需求的重新分配机制。其他子储能Agent在接收到新的充放电功率指令后，结合当前可运行的储能元件的实时状态信息，快速且准确地完成指令任务，以确保电站的稳定运行和能源需求的满足。

当故障被修复时，该故障储能单元Agent将对储能单元进行二次检查，确定该单元可以正常介入工作，而后会向主Agent发出通知，表明该单元已经回复正常工作状态随后，储能电站控制Agent会重新评估整个电站的运行情况，并相应地调整或重新分配发电任务，以恢复储能电站的正常、高效运行。

算例分析

为验证大容量储能电站的多任务协调控制器技术的有效性，利用MATLAB对大容量储能电站（光伏、风电等）进行协调控制仿真，并对有效性进行验证。

1. 大容量光伏储能电站跟踪协调控制

结合粒子群算法，对350 MW的光伏电站计划储能进行仿真控制，如图2所示。计划通过协调控制策略控制150 MW储能电站，其中储能电

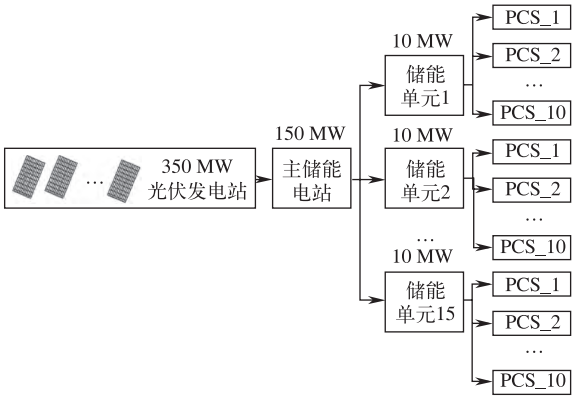

图2　大容量联合储能电站的拓扑结构图

站包含15个储能单元出力。每个储能单元容量为10 MW/20 MW·h；每个储能单元包含10台PCS，其中每台PCS为500 kW，容量配置为1 000 kW·h。各储能单元SOC在0.4～0.7之间随机分配。且其上下限范围在0.1～0.9之间，控制准确度为 3 s。

需通过上述协调控制方法，使得大容量的光伏储能电站协同储能电站调度，减少光伏储能协同储能电站的跟踪误差。

上述电站的运行数据如图3所示。

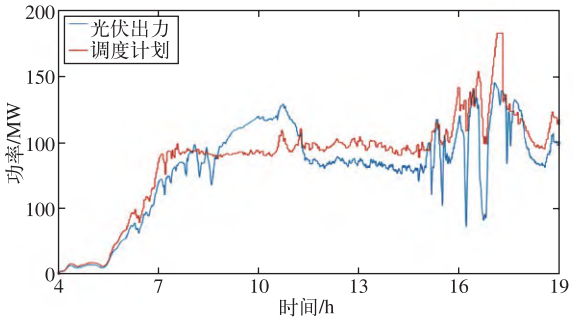

图3　350 MW光伏电站运行数据

由图3可知，通过跟踪协调控制方法，可以大幅提高光伏储能与储能电站之间调度的跟踪情况。由于储能电站的协调控制作用，整体电站的发电曲线与计划发电曲线基本重合。

此外，二者曲线没有完全重合的原因可能为储能电站功率限制、PCS充放电功率限制以及仿真后期电池状态的下降等。在以上因素限制的情况下，光伏和储能整体电站的发电曲线仍能较好地跟踪计划发电。

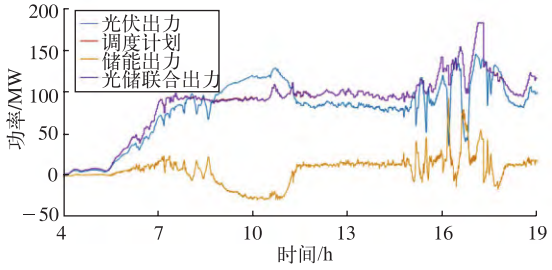

图4　跟踪计划控制效果图

储能电站的15个储能单元的控制方法的效果体现为储能单元的功率变化与储能单元的SOC变化，如图5、图6所示，经过以粒子群算法为基础的储能电站协调控制方法，15个不同初值的储能单元SOC曲线逐渐接近并保持一致。

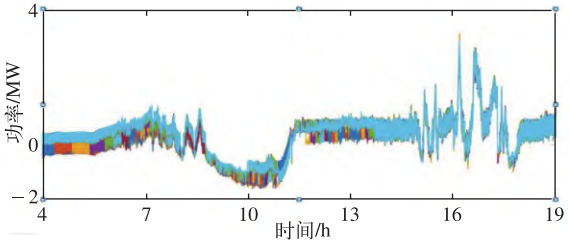

图5　15个储能单元的功率变化

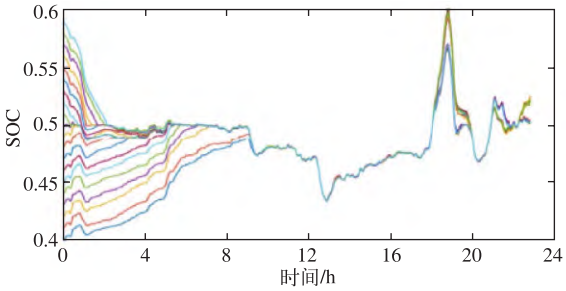

图6　15个储能单元区域的SOC变化曲线

2. 大容量储能平抑风场出力波动仿真

类似地，对大规模的风电场增加大容量储能电站，对其出力波动进行仿真分析，风电场功率与储能电站配置情况如图7所示，其中每台PCS为500 kW，容量配置为1 000 kW·h。每台PCS最大充放电功率为500 kW，与之对应的电池储能容量为1 MW·h。波动率控制目标为10 min波动率小于10%。SOC限制与前文设置相同，仅控制准确度设为1 min。

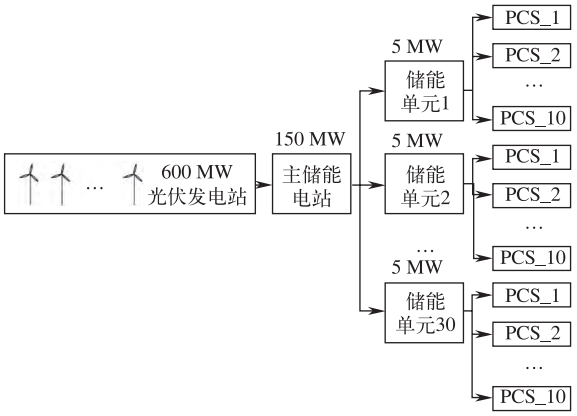

图7　大容量联合储能电站的拓扑结构图

需通过上述协调控制方法，调节大容量的风场处理波动，降低波动剧烈程度，使其变得更加平滑。

上述电站的运行数据如图8所示。

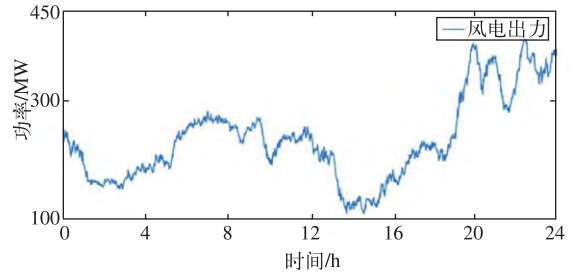

图8　600 MW风电场功率数据曲线图

由图8可知，风电场输出功率存在波动大、变化率高等情况，直观表现为曲线具有明显的尖峰。

经过对大容量储能电站的控制，可以实现对风电出力波动的平抑控制效果，控制后的效果如图9所示。

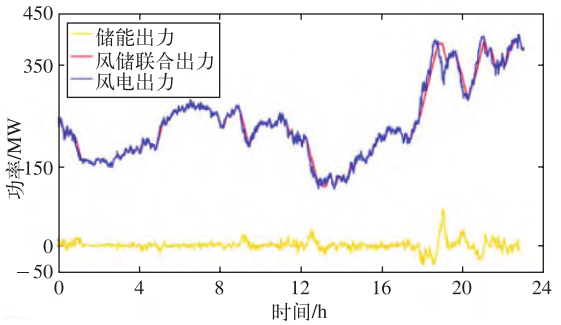

图9　风电功率、风储联合功率、储能功率曲线

可以发现，在通过调整控制储能功率，使得风储联合功率曲线更加平滑，尖峰更少，实现风电场输出波动的平抑。

储能电站的30个储能单元的控制方法的效果体现为储能单元的功率变化与储能单元的SOC变化，如图10、图11所示。经过以粒子群算法为基础的储能电站协调控制方法，15个不同初值的储能单元SOC曲线逐渐接近并保持一致。

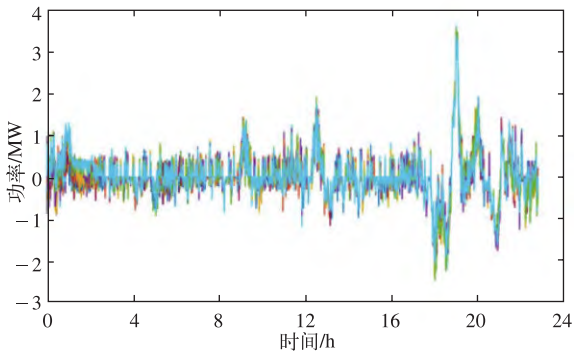

图10　30个储能单元的功率变化

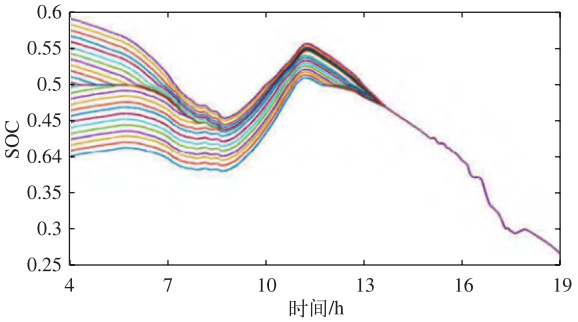

图11　30个储能单元区域的 SOC 变化曲线

3. 对大容量储能电站控制效果的验证

（1）对储能电站跟踪光伏出力计划控制效果的而验证

对储能电站跟踪光伏出力计划控制效果的而验证可以通过对比有大容量储能电站接入和无储能电站接入的情况下，整体电站发电功率跟踪调度的情况来实现，功率偏差=整体电站发电功率-跟踪调度计划发电功率。如图12所示。

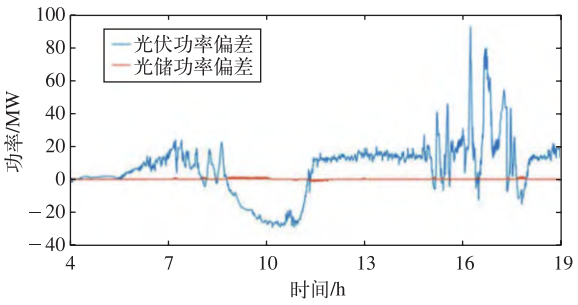

图12　光储及光伏与调度计划功率偏差

可见储能电站跟踪光伏出力计划控制效果优异且明显。

此外，通过对比引入协调控制方法前后，光储能电站整体出力与目标出力的偏差，可以验证控制模型对大容量储能电站的控制情况，尤其是对发电计划的跟踪响应情况。如图13、图14所示。

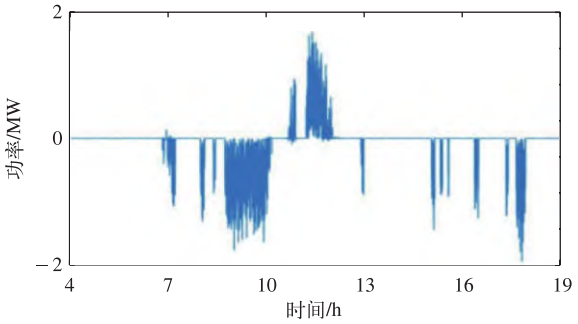

图13　协调控制前储能电站出力与目标出力的偏差

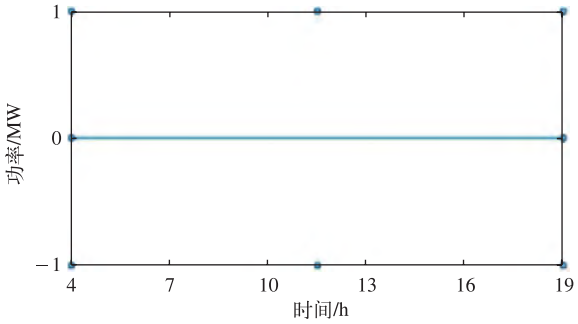

图14　协调控制后储能电站出力与目标出力的偏差

对比可以发现，采用的协调控制模型能精确的控制各个储能单元。

（2）大容量储能电站平滑风电场出力波动的仿真验证

类似地，通过对比储能电站调度控制前后的风电场出力波动率及相较于计划的偏差值即可验证大容量储能电站控制的效果。其中，波动率的计算公式为

$$\xi = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_c} \tag{14}$$

$$\xi < \sigma \tag{15}$$

式中，ξ为波动率；$P_{\max}$、$P_{\min}$为电站总体功发电功率的最大、最小值；P_c为电站总体的装机容量；σ为波动率的限值。

风电波动率与风储联合波动率对比图如图15所示。

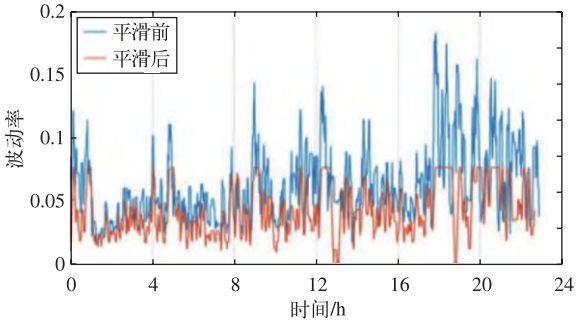

图15　风电波动率与风储联合波动率对比图

可见大容量储能电站平滑风电场出力波动的效果优异且明显。

结束语

本文提出一种动态模糊控制策略，通过协调风能和储能的运行，显著提升系统的频率响应性能。此外，通过粒子群优化算法对储能容量分配进行优化，进一步提高系统的频率调节能力。研究还对储能单元的有功功率、容量和SOC等关键因素进行了调查，并分析国内外在新能源场站中风电机组和光伏逆变器之间AGC命令分配的方法。

仿真分析验证所提出的控制策略在平滑风电场出力波动和提高光伏储能电站跟踪调度计划方面的有效性。仿真结果显示，粒子群算法控制下的储能单元SOC值逐渐趋于一致，储能电站的充放电功率与调度指令值紧密贴合，有效减少光伏发电功率与调度计划之间的偏差。

研究成果表明，本文提出的控制策略在实际应用中具有显著的效果和广泛的适用性。动态模糊控制策略和粒子群优化算法的结合，不仅提高储能系统的频率响应能力，还改善光伏和风能发电的调度跟踪准确度，减少电力系统的波动性和不确定性，为电力系统向清洁能源过渡提供了可靠的技术支持。EA

（收稿日期：2024-07-31）

参考文献

[1] 来小康，王松岑．能源互联网背景下的储能技术及产业发展[J]．高科技与产业化，2016(4)：26-31．

[2] 后勇，徐福缘，程 纬．基于可再生能源替代的经济持续发展模型[J]．系统工程理论与实践，2008，28(9)：67-72．

[3] 蔡克卫．基于 LCL 滤波的微网逆变器控制策略研究[D]．大连：大连理工大学，2014．

[4] 仇晨光，程锦闽，李新家，等．网荷互动用户可中断负荷选择与恢复策略研究[J]．电力工程技术，2018(4)：33-37．

[5] Meng Y J，Zhang X J，Chen J W，et al．Control of Battery Energy Storage Power Station for Power Balance[J]．Advanced Materials Research，2013，608-609：1127-1132．

[6] Jin T，Zhang Y. Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Ancillary Services[J]．IEEE Transactions on Sustainable Energy，2017，8(3)：1140-1153．