

基于综合耗量的储能集群二次调频功率优化策略

郑子萱¹, 陈恩泽¹, 李杰¹, 张家琛¹, 肖先勇^{1*}, 黄松涛²,
尚国政², 陶以彬³, 朱少杰³

(1. 四川大学电气工程学院, 四川省成都市 610065; 2. 国网内蒙古东部电力有限公司, 内蒙古自治区呼和浩特市 010010; 3. 中国电力科学研究院有限公司, 北京市海淀区 100192)

Optimization Strategy for Secondary Frequency Regulation Power of Energy Storage Cluster Based on Synthesis Consumption

ZHENG Zixuan¹, CHEN Enze¹, LI Jie¹, ZHANG Jiachen¹, XIAO Xianyong^{1*}, HUANG Songtao²,
SHANG Guozheng², TAO Yibin³, ZHU Shaojie³

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, Sichuan Province, China;

2. State Grid Inner Mongolia Eastern Power Company Limited, Hohhot 010010, Inner Mongolia Autonomous Region, China;

3. China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100192, China)

ABSTRACT: The allocation of frequency regulation commands plays a crucial role during the participation of energy storage clusters in automatic generation control (AGC). A reasonable allocation strategy ensures effective command execution while fully exploiting the regulation capabilities of energy storage systems. The recent AGC allocation method insufficiently accounts for the comprehensive impact of various consumption in energy storage systems, which may cause high cost and resource waste. The paper proposes an optimization strategy for secondary frequency regulation power of energy storage cluster based on synthesis consumption. First, the hierarchical framework of the collaborative control is designed by considering the basic process of AGC. The participation of the energy storage cluster in AGC regulation involves three stages: command generation, command allocation, and command execution. Then, various types of regulation consumption for the energy storage station involved in the frequency regulation process are fully explored. The synthesis consumption function is constructed, and the dynamic optimal combination scheme is established for each AGC control cycle with the goal of minimizing the consumption. Finally, this paper adopts the equal incremental principle to allocate the frequency modulation power based on the combination scheme. The iterative correction method is utilized in dealing with the overrun power station. Through simulation analysis, it is verified that the proposed strategy can ensure effective

execution of AGC commands, reduce the consumption cost of energy storage, and decline the average action of the energy storage stations.

KEY WORDS: automatic generation control; energy storage cluster; dynamic combination; equal incremental principle; power allocation

摘要: 在储能集群协同参与自动发电控制(automatic generation control, AGC)过程中, 调频功率指令的合理分配是确保指令有效执行、发挥储能资源调频优势的重要保障。针对当前 AGC 指令分配过程未充分考虑储能电站各类损耗的综合影响, 可能造成调频成本抬高、资源浪费等问题, 提出一种基于综合耗量的储能集群二次调频功率优化策略。首先, 考虑 AGC 的基本流程, 从调频指令生成、分配到执行 3 个部分, 层次化设计储能集群参与 AGC 调节的协同控制架构; 其次, 充分挖掘储能电站参与调频过程各类调节损耗, 构建综合耗量函数, 并以耗量最小为目标确立每轮 AGC 控制周期的动态最优组合方案; 最后, 在组合方案确定的基础上, 采取等微增率准则分配调频功率, 并利用迭代修正法处理出力越限电站。通过仿真分析验证了所提策略能确保 AGC 指令的有效执行, 降低储能集群参与 AGC 调控的总体损耗, 并减少储能集群的平均动作次数。

关键词: 自动发电控制; 储能集群; 动态组合; 等微增率准则; 功率分配

0 引言

在电力系统自动发电控制(automatic generation control, AGC)过程中, 常规机组长期以来承担着不

基金项目: 国家电网公司科技项目(5419-202331457A-3-2-ZN)。

Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (5419-202331457A-3-2-ZN).

可替代的频率支撑任务^[1-2]。然而，随着新能源占比的提高，其波动性和间歇性增大了电力系统功率平衡难度，使得以火电为代表的常规机组频率支撑任务愈发艰巨^[3-4]。在上述背景下，储能设备因具有响应时间短、调节速度快等特点，逐步成为辅助参与 AGC 控制的有效手段^[5-6]。因此，如何充分发挥储能的快速调节能力，辅助常规机组共同完成自动发电控制过程，成为新型电力系统建设过程中的一大重要课题^[7]。

目前，在储能电站参与 AGC 调频的控制方法设计上，现有研究通过充分发挥储能独特的功率支撑特性，以提升系统 AGC 过程的频率指标和经济效益^[8-9]。同时，由于储能设备自身无法产生电能，控制策略考虑参与调频过程储能自身的容量约束，延长其运行的持续时间^[10]。然而，当前协调控制策略的研究大多是分散独立进行的，其控制目标一般面向于单一储能电站。而随着储能投建规模的逐步扩大，区域电网内同时存在多个储能电站以集群形式共同参与频率控制，在参与过程中面临以下问题：1) 难以统筹考虑各储能电站的实时调频能力，不同储能电站运行状态上的差异会造成指令跟踪误差和不必要的充放电；2) 不同储能电站的特性差异明显，各储能电站实时调节损耗难以充分量化，无法从区域电网层面构建储能集群调频总损耗最小化的调节方案。因此，如何协调不同储能电站出力，提出调频功率指令在集群内部的优化分配策略是亟需解决的一大问题^[11]。

对此，文献[12]构建了自适应储能动态分布模型，完成了储能电站功率指令的最优分配；文献[13]提出一种效率最大化的功率分配方法，策略在减少功率损失和提高运行效率的同时，延长了储能电站的使用寿命；文献[14]针对储能功率支撑过程存在能量效率低、荷电状态(state of charge, SOC)不均衡等问题，提出了双层功率分配策略，有效改善了储能电站的 SOC 水平；文献[15]考虑功率型储能和能量型储能间的特性差异，利用二阶滤波方法实现了混合储能间的实时功率分配。上述功率分配策略研究有效考虑不同储能类型的实时运行状态差异，提升了储能集群整体的功率支撑能力。然而，考虑到储能规模的逐渐扩大，目前功率分配方法运算难度较大，对控制中心的计算能力要求较高。

因此，分布式算法逐步应用到功率分配机制当中。文献[16]利用分布式算法，实现了对 SOC 的均

一化控制，提高了储能对 AGC 指令的跟踪能力；文献[17]提出一致性迁移 Q 学习方法，通过构建两层的功率分配模式，有效解决了机组规模较大的问题；文献[18]提出基于通信延迟改进的低寿命损耗功率分配策略，利用分布式算法实现了对 AGC 指令的快速准确跟踪。上述方法通过分散自治的功率分配模式，有效解决了控制中心运算能力不足等问题。然而，分布式算法通常会选择性简化部分调频特性，在运算精度上与集中式相比仍存在一定差距。目前，无论是利用集中式还是分布式算法，相关功率分配研究大多以 AGC 调节需求和储能调频能力作为依据分配功率，鲜有考虑对储能参与 AGC 控制过程产生的实时调节损耗进行量化，可能导致调频成本抬升、调节资源浪费^[19]。因此，亟需构建一套功率分配方法兼顾储能电站对 AGC 功率指令的有效跟踪和调频损耗的最小化。

针对上述问题，本文通过充分量化储能参与 AGC 控制过程各类损耗，提出一种基于综合耗量的储能集群功率优化分配方法。在模型构建上，考虑耗量的最小化和各储能电站的技术性约束，旨在有效跟踪 AGC 指令的基础上实现经济性优化。在模型求解上，通过引入最小比耗量概念对储能电站调频优先级进行动态排序，从而确定最优组合方案。在此基础上，采用指令迭代修正的等微增率准则进行模型精确求解，从而实现了调频功率在多个储能电站间的合理分配。为体现所提优化策略的有效性，本文调用仿真程序进行对比验证分析。

1 储能集群协同参与 AGC 控制架构

在储能集群参与区域电网二次调频过程中，需综合考虑区域电网的实时调频需求和储能集群内各电站的运行状态及调频能力边界。为更好地分析储能集群协同控制过程，本文将储能参与 AGC 控制流程分为调频指令生成、调频指令分配及储能设备指令执行 3 个部分。

首先，在调频指令生成阶段调度部门采集系统和设备信息形成储能总调频指令；其次，在调频指令分配阶段基于功率优化策略得到每个储能电站的分指令；最后，在设备功率执行阶段各储能电站依据自身响应特性和调频能力边界执行指令，并输出实际功率。各发电设备执行结束后，系统及设备的新一轮运行状态再次反馈给 AGC 控制中心，用于新一轮的指令生成，由此形成闭环控制过程。假

设控制区域内包含 m 个储能电站，则储能集群参与 AGC 协同控制架构如图 1 所示。

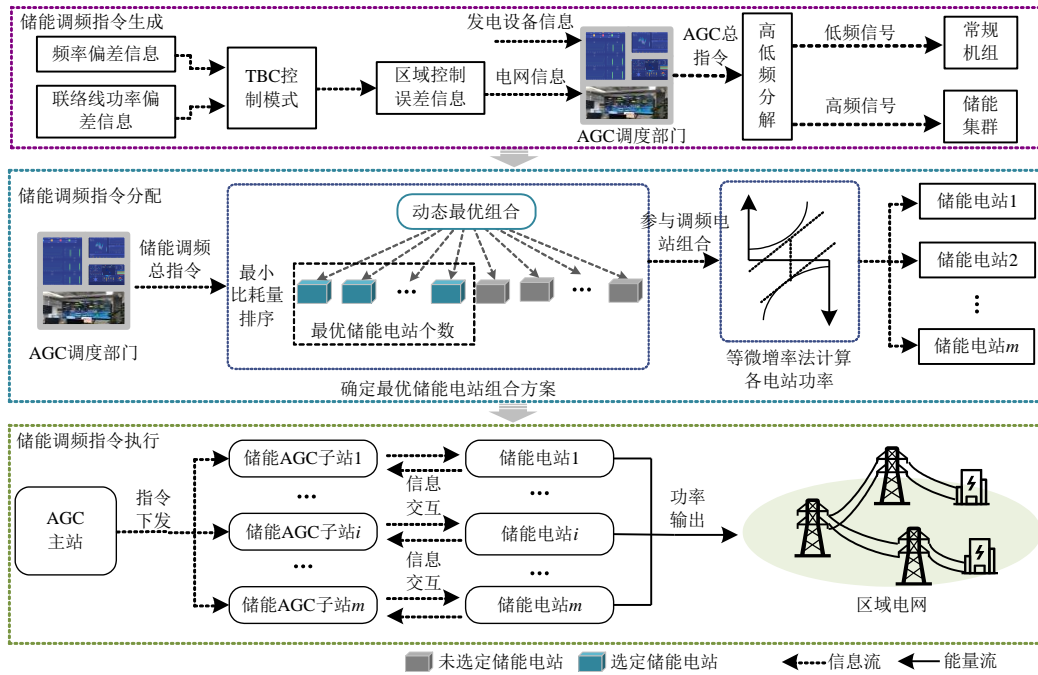


图 1 储能集群参与 AGC 协同控制架构

Fig. 1 AGC cooperative control architecture with energy storage cluster participation

1) 储能调频指令生成: AGC 控制主站利用遥信、遥测等功能获取区域电网频率偏差、联络线功率偏差等信息, 一般根据联络线偏差控制(tie-line bias control, TBC)计算区域控制误差(area control error, ACE)^[20], 即有:

$$S_{ACE} = B\Delta f + \Delta P_{tie} \quad (1)$$

式中: S_{ACE} 为区域控制误差值; B 为频率偏差系数; Δf 为频率偏差量; ΔP_{tie} 为联络线功率偏差量。

调度部门通过采集系统层面的频率偏差、区域控制误差等信息和设备层面的运行状态等信息, 综合考虑系统的调频需求与发电设备的调节能力生成总 AGC 调频指令。

在此基础上, 总 AGC 调频指令进一步分配给常规发电机组和储能电站。储能的调频指令表示为总调频指令与常规发电机组调频指令的差值, 即有:

$$P_{Rb,t} = P_{R,t} - P_{RG,t} \quad (2)$$

式中 $P_{R,t}$, $P_{RG,t}$, $P_{Rb,t}$ 分别为 t 时刻 AGC 控制主站发出的总调频指令、常规发电机组调频指令和储能调频指令。

针对 AGC 总指令在储能集群与常规机组间的具体分配过程, 一般采用高低频分解。由常规机组承担低频分量, 从而减小机械磨损, 由储能集群承担高频分量, 利用其响应速度快、爬坡率高的特性,

实现对指令信号的精确跟踪。目前, 面向 AGC 信号的高低频分解方法主要包括高低通滤波、变分模态分解、经验模态分解等。

2) 储能调频指令分配: 针对 AGC 主站生成并下发给储能集群的总调频功率, 调度部门基于储能电站的技术经济特性和实时运行状态, 采用功率优化策略将储能集群的总调频指令下发给每个储能电站, 所分配的指令值之和应等于总指令值, 即有:

$$P_{Rb,t} = \sum_{i=1}^m P_{Rbi,t} \quad (3)$$

式中 $P_{Rbi,t}$ 为第 i 个储能电站指令值。

具体功率分配方法上, 本文考虑储能集群参与调频过程所产生的综合损耗, 同时兼顾各储能电站的技术性指标约束, 以耗量最小化原则构建功率分配模型, 采用考虑动态组合与指令修正的等微增率法求解得到各储能电站的功率指令值。

3) 储能设备指令执行: 储能设备基于自身运行状态情况执行调频指令, 储能设备输出功率受额定功率和剩余容量的限制, 即有:

$$P_{bi,t} = \begin{cases} \min(P_{Rbi,t}, P_{rate,i}, \frac{(E_{bi,t} - E_{min,i})\eta_{d,i}}{\Delta t}), P_{Rbi,t} \geq 0 \\ P_{bi,t} = \max(P_{Rbi,t}, -P_{rate,i}, \frac{E_{bi,t} - E_{max,i}}{\eta_{c,i}\Delta t}), P_{Rbi,t} < 0 \end{cases} \quad (4)$$

式中： $P_{bi,t}$ 、 $E_{bi,t}$ 分别为第*i*个储能电站*t*时刻实际功率输出值和剩余可调容量； $P_{rate,i}$ 、 $E_{max,i}$ 、 $E_{min,i}$ 、 $\eta_{c,i}$ 、 $\eta_{d,i}$ 分别为第*i*个储能电站的额定功率、最大容量、最小容量以及充放电效率，其中最大容量和最小容量分别取该储能额定容量的0.9和0.1倍； Δt 为AGC控制周期的时间间隔， h 。

对于储能电站参与调频的具体响应过程，目前常采用一阶惯性环节代替，即有：

$$G_{bi}(s) = \frac{1}{T_{bi}s + 1} \quad (5)$$

式中： T_{bi} 为第*i*个储能电站的响应时间常数； $G_{bi}(s)$ 为储能频率响应传递函数。

储能的响应时间常数一般在 10^{-2} s数量级上，因此认为储能在响应层面上产生的跟踪误差可以忽略不计，而执行过程产生的跟踪误差主要来自于其功率、容量等约束限制。

在储能执行结束后，计算储能电站剩余容量作为下一个时刻优化的初始条件之一。在*t*时刻产生的实际能量损耗 $\Delta E_{bi,t}$ 为

$$\Delta E_{bi,t} = \begin{cases} \frac{P_{bi,t}\Delta t}{\eta_{d,i}}, & P_{bi,t} \geq 0 \\ P_{bi,t}\eta_{c,i}\Delta t, & P_{bi,t} < 0 \end{cases} \quad (6)$$

则*t+1*时刻的剩余容量 $E_{bi,t+1}$ 为

$$E_{bi,t+1} = E_{bi,t} - \Delta E_{bi,t} \quad (7)$$

2 储能集群调频功率分配方法

2.1 二次调频功率分配模型构建

2.1.1 储能电站综合耗量函数的引入

针对储能电站参与AGC频率控制过程，综合调频耗量函数应充分体现储能电站的损耗水平，本文采用成本对各类损耗进行量化。

首先，储能因提供调频辅助服务而减少了在现货能量市场中的中标电量，从而带来了经济损失^[21]。假设当前储能在能量市场的充放电电价分别为 c_{net_c} 和 c_{net_d} ，本文取0.43和0.68元/(kW·h)。则在参与AGC调控时段内，采用储能电站输出的电能与电价乘积，量化产生的机会损耗水平 $C_{opti,t}$ ，即有：

$$C_{opti,t} = \begin{cases} c_{net_d}P_{Rbi,t}\Delta t, & P_{Rbi,t} \geq 0 \\ -c_{net_c}P_{Rbi,t}\Delta t, & P_{Rbi,t} < 0 \end{cases} \quad (8)$$

其次，储能电站的容量建设会带来固定成本，将储能能量投资分解至每一个AGC控制周期以量化能量投资损耗 $C_{invi,t}$ ，一般采用工作量法进行衡

量^[22]，量化过程基于当前折现率和储能浮充寿命进行，具体表示为

$$C_{invi,t} = \frac{c_{E,i}E_{rate,i}}{365 \times 24 / \Delta t} \frac{r(1+r)^{T_{float,i}}}{(1+r)^{T_{float,i}} - 1} \quad (9)$$

式中： $c_{E,i}$ 、 $E_{rate,i}$ 、 $T_{float,i}$ 分别为第*i*个储能电站的单位能量投资成本、额定容量及浮充寿命； r 为折现率，本文取8%。

此外，储能充放电过程无法100%的完成能量的转化过程，会造成一定的电量浪费，此过程损耗大小与储能的充放电效率有关，将其表征为电量损失损耗 $C_{lossi,t}$ ，即有：

$$C_{lossi,t} = \begin{cases} c_{net_d}P_{Rbi,t}(\frac{1}{\eta_{d,i}} - 1)\Delta t, & P_{Rbi,t} \geq 0 \\ -c_{net_c}P_{Rbi,t}(1 - \eta_{c,i})\Delta t, & P_{Rbi,t} < 0 \end{cases} \quad (10)$$

最后，考虑到储能寿命受其运行方式的影响很大，调频过程涉及到反复充放电动作，会加快储能的寿命衰减，缩短其服役年限^[23]。因此，需针对AGC调控过程造成寿命损耗 $C_{lifei,t}$ 进行量化，量化结果与该储能电站初始功率投资总成本、单次充放电深度以及循环寿命有关，表示为

$$C_{lifei,t} = \begin{cases} [(\frac{P_{Rbi,t}\Delta t}{E_{rate,i}\eta_{d,i}})^{k_p} c_{P,i}P_{rate,i}] / (2N_{DOD,i}), & P_{Rbi,t} \geq 0 \\ [(\frac{-P_{Rbi,t}\Delta t\eta_{c,i}}{E_{rate,i}})^{k_p} c_{P,i}P_{rate,i}] / (2N_{DOD,i}), & P_{Rbi,t} < 0 \end{cases} \quad (11)$$

式中： $c_{P,i}$ 、 $N_{DOD,i}$ 分别为第*i*个储能电站的初始功率投资成本及100%放电深度下循环次数； k_p 为常数，由储能电站的循环次数和放电深度拟合得到，一般为1.1~2.2，本文取2。

因此，第*i*个储能电站综合耗量函数 $F_{Rbi,t}$ 等于各类损耗的量化成本之和：

$$F_{Rbi,t} = C_{opti,t} + C_{invi,t} + C_{lossi,t} + C_{lifei,t} \quad (12)$$

耗量函数表征了储能电站单个AGC控制周期参与调频的调节损耗水平，函数值越大表示储能电站参与AGC支撑过程产生的耗损越明显，调频经济性越低。储能电站综合耗量函数是关于其有功指令值的二次函数，转换为标准形式^[24-25]可表示为

$$F_{Rbi,t} = a_{bi,t}P_{Rbi,t}^2 + b_{bi,t}P_{Rbi,t} + c_{bi,t} \quad (13)$$

其中，储能电站综合耗量函数的二次项、一次项及常数项系数 $a_{bi,t}$ 、 $b_{bi,t}$ 、 $c_{bi,t}$ 取值可表示为：

$$a_{bi,t} = \begin{cases} \frac{\Delta t^2 c_{P,i} P_{rate,i}}{2\eta_{d,i}^2 E_{rate,i}^2 N_{DOD,i}}, & P_{Rbi,t} \geq 0 \\ \frac{\Delta t^2 c_{P,i} P_{rate,i} \eta_{c,i}^2}{2E_{rate,i}^2 N_{DOD,i}}, & P_{Rbi,t} < 0 \end{cases} \quad (14)$$

$$b_{bi,t} = \begin{cases} \frac{c_{net_d} \Delta t}{\eta_{d,i}}, & P_{Rbi,t} \geq 0 \\ -(2c_{net_c} \Delta t - \eta_{c,i} c_{net_c} \Delta t), & P_{Rbi,t} < 0 \end{cases} \quad (15)$$

$$c_{bi,t} = \frac{c_{E,i} E_{rate,i}}{365 \times 24 / \Delta t} \frac{r(1+r)^{T_{float,i}}}{(1+r)^{T_{float,i}} - 1} \quad (16)$$

2.1.2 储能电站约束条件及求解模型

一般来讲, 储能电站在技术性约束上区别于常规机组, 同时受到功率约束和容量约束的耦合影响。本文为更好地降低容量约束所带来的储能电站跟踪指令误差, 避免储能电站出现过充过放现象, 将储能电站的额定功率和 SOC 状态指标耦合考虑, 计算充放电阶段最大可调功率 $P_{max\ bi,t}^c$ 和 $P_{max\ bi,t}^d$ 。当荷电状态较为充裕时, 最大可调功率等于该电站的额定功率; 当荷电状态接近限值时, 逐渐降低最大可调功率至零。最大可调功率和 SOC 之间的函数关系符合 S 型函数, 本文采用如下双曲正切函数表示:

$$P_{max\ bi,t}^c = \begin{cases} P_{rate,i}, & E_{SOCi,t} \leq E_{SOC_ref} \\ \frac{P_{rate,i}}{2} [1 + \tanh(2n\beta_{ci,t} - n)], & E_{SOC_ref} < E_{SOCi,t} < E_{SOC_max} \\ 0, & E_{SOCi,t} \geq E_{SOC_max} \end{cases} \quad (17)$$

$$P_{max\ bi,t}^d = \begin{cases} 0, & E_{SOCi,t} \leq E_{SOC_min} \\ \frac{P_{rate,i}}{2} [1 + \tanh(2n\beta_{di,t} - n)], & E_{SOC_min} < E_{SOCi,t} < E_{SOC_ref} \\ P_{rate,i}, & E_{SOCi,t} \geq E_{SOC_ref} \end{cases} \quad (18)$$

$$\begin{cases} \beta_{ci,t} = \frac{E_{SOCi,t} - E_{SOC_max}}{E_{SOC_ref} - E_{SOC_max}} \\ \beta_{di,t} = \frac{E_{SOCi,t} - E_{SOC_min}}{E_{SOC_ref} - E_{SOC_min}} \end{cases} \quad (19)$$

式中: $E_{SOCi,t}$ 为 t 时刻第 i 个储能电站的荷电状态; $\beta_{ci,t}$ 、 $\beta_{di,t}$ 分别为充放电阶段荷电状态偏差系数; E_{SOC_ref} 为荷电状态基准值, 本文取 0.5; n 为自适应因子, 附录 A 给出了自适应因子 n 在不同取值下, SOC 充放电约束曲线的对比情况。通过对比可知, n 取值过大会使得曲线过快地收敛至 0 或额定值, 取值过小又会因收敛过慢而使得曲线失去连续性,

因此为保证 SOC 充放电约束的合理性, 本文将 n 值设置为 3。

功率分配模型的构建方面, 目标函数考虑储能集群内所有储能电站所产生的综合耗量的最小化, 约束条件除各储能电站自身的最大可调功率限制外, 还需考虑电力电量平衡约束, 即所有储能电站的发电总和应等于储能集群的总调频指令值, 储能集群调频功率分配求解模型的数学形式可表示为

$$\begin{cases} \min \sum_{i=1}^n F_{Rbi,t} = \sum_{i=1}^n (a_{bi,t} P_{Rbi,t}^2 + b_{bi,t} P_{Rbi,t} + c_{bi,t}) \\ \text{s.t.} \sum_{i=1}^n P_{Rbi,t} = P_{Rb,t} \\ 0 \leq P_{Rbi,t} \leq P_{max\ bi,t}^d, \quad P_{Rb,t} \geq 0 \\ -P_{max\ bi,t}^c \leq P_{Rbi,t} \leq 0, \quad P_{Rb,t} < 0 \end{cases} \quad (20)$$

将储能电站综合耗量函数对有功指令值求导, 即可得到 t 时刻储能电站综合耗量函数的微增率值 $\lambda_{bi,t}$, 表示为

$$\lambda_{bi,t} = \frac{\partial F_{Rbi,t}}{\partial P_{Rbi,t}} = 2a_{bi,t} P_{Rbi,t} + b_{bi,t} \quad (21)$$

因为储能电站综合耗量函数的二次项系数始终大于 0, 因此微增率始终单调递增, 综合耗量函数为凸函数, 满足等微增率法的使用条件。针对上述带条件约束的凸函数模型形式, 本文借鉴火电机组的耗量求解思路, 采用考虑动态组合与指令迭代修正的等微增率方法进行模型精确求解。

2.2 储能电站参与功率分配的动态最优组合

在储能集群内部功率分配过程中, 并非所有储能电站均需承担本轮 AGC 控制周期的调频指令值, 每轮控制周期均存在基本电站个数和最优电站个数。本轮 AGC 控制周期某储能电站动作与否, 取决于电站个数的选取和该电站所处的优先级位置。因此, 需要针对各储能电站进行动态排序, 并确定每轮周期的电站参与个数。

一般来讲, 引入更多的储能电站加入目的在于满足指令需求的基础上, 降低储能集群整体的总耗量, 因此对于储能电站的排序应基于耗量最小化原则。设 t 时刻参与调频的储能电站个数为 p 台, 则此时储能集群的总耗量为

$$F_{Rb,t} = \sum_{i=1}^p F_{Rbi,t}(P_{Rbi,t}) \quad (22)$$

若此时增加第 $p+1$ 个储能电站, 前 p 个储能电站承担的有功指令值由 $P_{Rbi,t}$ 降至 $P_{Rbi,t}^2$, 加入新

储能电站后总耗量 $F_{Rb,t}^z$ 变为

$$F_{Rb,t}^z = F_{Rb-p+1,t} (P_{Rb-p+1,t}) + \sum_{i=1}^p F_{Rbi,t} (P_{Rbi,t}^z) \quad (23)$$

式中 $P_{Rb-p+1,t}$ 、 $F_{Rb-p+1,t}$ 分别为第 $p+1$ 个储能电站 t 时刻的有功指令值和耗量。

对综合耗量函数在 $P_{Rbi,t}$ 处进行泰勒展开, 忽略高阶无穷小项, 可得:

$$F_{Rb,t}^z = F_{Rb,t} + \sum_{i=1}^p \frac{\partial F_{Rbi,t}}{\partial P_{Rbi,t}} \Delta P_{Rbi,t} + F_{Rb-p+1,t} \quad (24)$$

其中, 综合耗量函数对有功指令值的导数为该储能电站的微增率, 加入新储能电站后总耗量变化量为

$$\Delta F_{Rb,t} = \sum_{i=1}^p \lambda_{bi,t} \Delta P_{Rbi,t} + F_{Rb-p+1,t} \quad (25)$$

利用等微增率法计算后, 任一储能电站的微增率 $\lambda_{bi,t}$ 均等于所有储能电站整体的微增率 $\lambda_{b,t}$ 。当总耗量变化量为 0 时, 表明该储能电站加入恰好使得总耗量不变, 此时有:

$$\sum_{i=1}^p \Delta P_{Rbi,t} = P_{Rb-p+1,t} \quad (26)$$

将式(26)代入式(25)中, 可得:

$$\lambda_{b,t} = F_{Rb-p+1,t} / P_{Rb-p+1,t} = \mu_{Rb-p+1,t} \quad (27)$$

式中 $\mu_{Rb-p+1,t}$ 为第 $p+1$ 个储能电站的比耗量, 表示为耗量与有功指令值之比。

由式(27)可知, 新加入储能电站比耗量等于储能集群整体的微增率值为总耗量不增的临界条件。为确保加入第 i 个储能电站后, 满足总耗量不增原则, 应有:

$$\lambda_{b,t} \geq \mu_{\min i,t} \quad (28)$$

式中 $\mu_{\min i,t}$ 为第 i 个储能电站的最小比耗量。

t 时刻第 i 个储能电站综合耗量函数上某点与原点的连线即为本轮控制周期的比耗量曲线, 斜率等于比耗量值。当且仅当比耗量曲线与综合耗量函数曲线相切时, 比耗量值和微增率值相等, 此时的曲线斜率最小, 即为最小比耗量。临界情况下, 满足如下联立方程组:

$$\begin{cases} F_0 = a_{bi,t} P_0^2 + b_{bi,t} P_0 + c_{bi,t} \\ F_0 = k_0 P_0 \\ k_0 = \lambda_{bi,t} = 2a_{bi,t} P_0 + b_{bi,t} \end{cases} \quad (29)$$

式中 P_0 、 F_0 、 k_0 分别为第 i 个储能电站 t 时刻比耗量取值最小时的有功指令值、耗量及比耗量斜率。

式(29)求解可得临界输出功率和最小比耗量:

$$\begin{cases} P_0 = \sqrt{c_{bi,t} / a_{bi,t}} \\ \mu_{\min i,t} = k_0 = 2\sqrt{a_{bi,t} c_{bi,t}} + b_{bi,t} \end{cases} \quad (30)$$

最小比耗量作为该储能电站在当前 AGC 控制周期的固有特性, 可用于衡量当前时刻该储能电站参与调频的“意愿程度”, 值越小越有利于储能集群总耗量的降低。因此, 每轮 AGC 控制周期以最小比耗量依次递增的顺序, 对储能电站承担调频指令的优先级进行排序。

从 $\mu_{\min i,t}$ 最小的储能电站开始, 依次增加储能电站个数, 当加入第 q 个储能电站时, 正好满足:

$$\sum_{i=1}^{q-1} P_{Rbi,t} < P_{Rb,t} \leq \sum_{i=1}^q P_{Rbi,t} \quad (31)$$

此时得到的 q 为基本储能电站个数, 表示恰能满足调频指令需求的最小个数。

在基本个数基础上, 继续增加储能电站个数, 当加入第 p 个储能电站后, 正好满足:

$$\begin{cases} F_{Rb-p,t} < F_{Rb-p-1,t} \\ F_{Rb-p,t} \leq F_{Rb-p+1,t} \end{cases} \quad (32)$$

式中 $F_{Rb-p-1,t}$ 、 $F_{Rb-p,t}$ 、 $F_{Rb-p+1,t}$ 分别为加入 $p-1$ 个、 p 个以及 $p+1$ 个储能电站时储能集群的总耗量。此时, p 即为最优参与个数。

通过对参与调频储能电站的优先级进行排序并确定最优储能电站个数, 可得到当前 AGC 控制周期参与调频储能电站的唯一组合形式。这种组合形式可以在满足储能调频指令需求的前提下, 实现总耗量的最小化。

2.3 考虑指令迭代修正的等微增率法求解

面向储能集群功率分配过程, 在最优个数 p 确定的基础上, 对式(20)构建拉格朗日函数 $\Psi_{Rb,t}$ 如下:

$$\Psi_{Rb,t} = \sum_{i=1}^p F_{Rbi,t} - \lambda_{b,t} (\sum_{i=1}^p P_{Rbi,t} - P_{Rb,t}) \quad (33)$$

对拉格朗日函数求无条件极值的必要条件为

$$\lambda_{b,t}^{(0)} = \frac{\partial (\sum_{i=1}^p F_{Rbi,t}^{(0)})}{\partial P_{Rbi,t}^{(0)}} = \frac{\partial F_{Rbi,t}^{(0)}}{\partial P_{Rbi,t}^{(0)}} = \lambda_{bi,t}^{(0)} \quad (34)$$

式中: $F_{Rbi,t}^{(0)}$ 、 $P_{Rbi,t}^{(0)}$ 、 $\lambda_{bi,t}^{(0)}$ 分别为在不考虑条件约束下 t 时刻第 i 个储能电站的耗量、有功指令值及微增率, 也表示考虑条件约束时未参与迭代的初始结果, 具体迭代过程将于后文阐述; $\lambda_{b,t}^{(0)}$ 为不考虑条件约束下 t 时刻储能集群的微增率值。

结合式(20)、(21)、(34)求得不考虑约束条件下微增率值及分配给各储能电站的有功指令值为

$$\begin{cases} \lambda_{b,t}^{(0)} = (2P_{Rb,t} + \sum_{i=1}^p \frac{b_{bi,t}}{a_{bi,t}}) / \sum_{i=1}^p \frac{1}{a_{bi,t}} \\ P_{Rbi,t}^{(0)} = (\lambda_{b,t}^{(0)} - b_{bi,t}) / 2a_{bi,t} \end{cases} \quad (35)$$

为确保储能电站可精确响应调频指令要求,在指令分配阶段需考虑到不同储能电站功率、容量等相关约束。在式(20)的约束条件下,出现上下越限的分配结果时需要进行修正。从物理意义上看,需要修正的设备一般分为指令值越限和指令值反向两种情况:指令值越限表明分配结果大于当前储能电站的最大可调功率,将出现跟踪误差,因此需要修正分配指令;指令值反向表明分配结果与储能AGC指令的调频需求相反,此时该储能电站对系统的频率恢复起反作用,因此也需要进行修正。

本文参考文献[26]所提策略,利用功率分配迭代法修正分配结果。在常规修正策略基础上,引入了出力越限总和的概念,在第 k 轮迭代时,出力越限总和 $\Delta P_{Rb,t}^{(k)}$ 表示为

$$\Delta P_{Rb,t}^{(k)} = \begin{cases} \sum_{i \in Q_{bL,t}^{(k)}} (P_{Rbi,t}^{(k)} - 0) + \sum_{i \in Q_{bU,t}^{(k)}} (P_{Rbi,t}^{(k)} - P_{\max bi,t}), P_{Rb,t} \geq 0 \\ \sum_{i \in Q_{bL,t}^{(k)}} (P_{Rbi,t}^{(k)} - P_{\max bi,t}) + \sum_{i \in Q_{bU,t}^{(k)}} (P_{Rbi,t}^{(k)} - 0), P_{Rb,t} < 0 \end{cases} \quad (36)$$

式中: $Q_{bL,t}^{(k)}$ 、 $Q_{bU,t}^{(k)}$ 分别为 t 时刻第 k 轮迭代时,越下限和越上限储能电站的集合; $P_{Rbi,t}^{(k)}$ 为 t 时刻第 k 轮迭代分配给第 i 个储能电站的有功指令值。

在第 k 轮迭代时,若出力越限总和大于0,则仅将违背上限约束的储能电站分配指令值限制于上界;若出力越限总和小于0,则仅将违背下限约束的储能电站分配指令值限制于下界;若出力越限总和恰好等于0,则将违背上(下)限约束的储能电站分配指令值均限制于上(下)界。然后对其他未越限储能电站再次以无条件极值方法求解新一轮迭代结果。往复迭代,直至没有储能电站违背约束为止,得到的末轮迭代结果即为考虑储能电站技术性约束条件下功率分配方案,附录B给出了迭代法修正方案的流程示意图。

针对上述算法的迭代过程,若初始迭代时存在 p_s 个储能电站上下越限,每一轮迭代将至少确定1个越限电站的分配指令值,因此最多执行 p_s 轮迭代,必然得到最终功率分配结果。

2.4 储能集群功率分配总流程

面向储能集群的功率分配策略结合了动态最优组合思想,利用等微增率准则求解各储能电站的指令值,并使用指令迭代修正方法对不利于频率控制过程的分配结果进行修正。分配方案一方面实现了对调频指令快速精确分配,另一方面以综合耗量最小化原则分配功率,降低了储能参与AGC调控的整体损耗,提升了调频的经济性能。

储能集群功率分配策略总流程如图2所示。为更好地展现本文策略的具体实施过程,将其分为模型构建层、动态组合层和优化分配层3个部分。首先,在模型构建层定义各储能电站的综合耗量函数 $F_{Rbi,t}$,计算充放电过程的最大可调功率,并构建储能集群参与二次调频过程的功率分配模型;其次,在动态组合层基于储能耗量函数计算临界输出功率 P_0 和最小比耗量 $\mu_{\min i,t}$,并以最小比耗量为依据对储能电站参与调频优先级进行排序,在此基础上判断当前控制周期参与调频的最优储能电站个数 p ,得到最优动态组合方案;最后,在优化分配层对动态组合层所确定下来的储能电站组合进行功

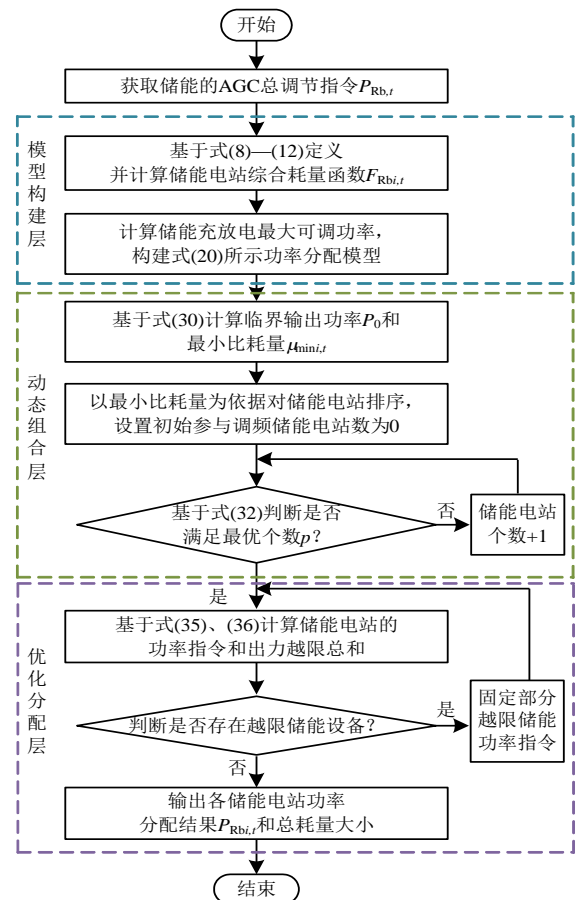


图2 储能集群功率分配流程

Fig. 2 Power allocation flow of energy storage cluster

率分配，采用等微增率准则得到不考虑约束条件下的初始分配结果，并通过计算每轮迭代的出力越限总和 $\Delta P_{Rb,t}^{(k)}$ ，利用功率分配迭代法修正分配结果，直至不存在出力越限电站为止，同时输出各储能电站功率指令值、储能总耗量等最终结果。

3 算例分析

3.1 算例场景设置

为验证本文所提功率分配方法在储能集群协同参与系统 AGC 频率调节过程中的有效性，利用 Matlab 软件编制本文所提储能集群参与二次调频的功率分配模型。本文模型仿真共配置储能电站 3 座，储能电站的相关参数见附表 C1 所示。仿真时段内 AGC 数据的详细波形见附图 C2 所示，模拟仿真时长为 24 h。

为充分体现本文策略的优越性，本文共设置 4 个策略对比，均按照相同储能类型及参数进行配置。各策略具体所采用的功率指令分配方法如下：

- 1) 策略 1 采用均匀功率分配方法，将储能集群的总调频功率指令均匀分配给各储能电站。
- 2) 策略 2 采用等比例功率分配方法，根据各储能电站的额定功率按比例分配调频指令。
- 3) 策略 3 根据各储能电站当前 SOC 状态和系统充放电需求计算实时分配系数，并按照分配系数大小成比例分配功率，与最大充放电功率校验后下发给各储能电站，是目前工程领域较为常见的功率分配策略^[27]。
- 4) 策略 4 采用本文所述综合考虑技术性约束和综合耗量最小化的功率分配方法。

3.2 连续 AGC 指令下经济性对比分析

综合耗量本质上为储能电站考虑其特性参数影响下的各类损耗整体量化结果，体现了 AGC 调控周期内的总体经济性水平。基于连续 AGC 指令作用下的仿真结果分析，图 3 对比了不同策略每小时区域电网内所有储能电站总体耗量情况，以展示本文策略在经济性方面的优势。在取值上每小时调频总耗量表示为该小时内所有控制周期所产生的综合耗量之和。

由不同分配策略的总体耗量曲线可见，策略 1—3 因未考虑经济性优化，在综合耗量水平上相当；策略 4 以经济性最优为目标，在整体耗量水平上低于其余策略。然而，由图 3 可见，在某些时段内仍存在本文策略耗量反而高于其余策略的情

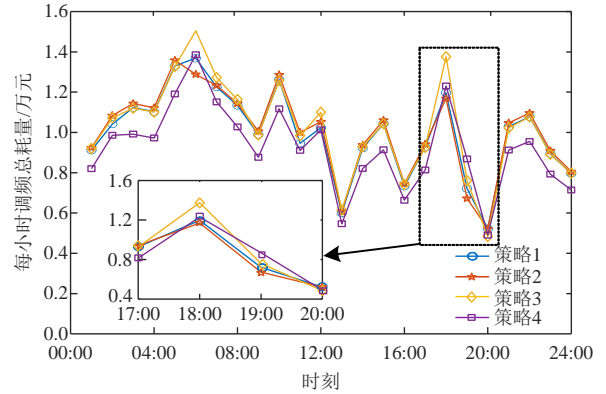


图 3 不同策略下每小时总耗量对比

Fig. 3 Comparison of total virtual consumption per hour under different strategies

况，尤其在第 19 h 本文策略总耗量处于最高水平。其原因在于在某些时段内策略 1—3 无法精确跟踪 AGC 指令值，储能电站的输出功率明显低于策略 4，从而使得所产生的耗量值也相应降低。

考虑到电站的功率输出水平对其耗量大小存在较大影响，为控制单一变量，从而更为准确地对比不同策略在经济性上的差异，采用单位功率耗量来衡量策略的经济性水平。每小时的单位功率耗量表示为该小时储能产生的耗量总和与功率总和之比，图 4 展示了不同策略下每小时的单位功率耗量水平变化情况。对比可见，本文策略在单位功率耗量上明显低于其余策略，在第 17 h 相较其余策略的耗量下降度最高，与该小时耗量最大的策略 3 相比下降了 11.6 元/MW。

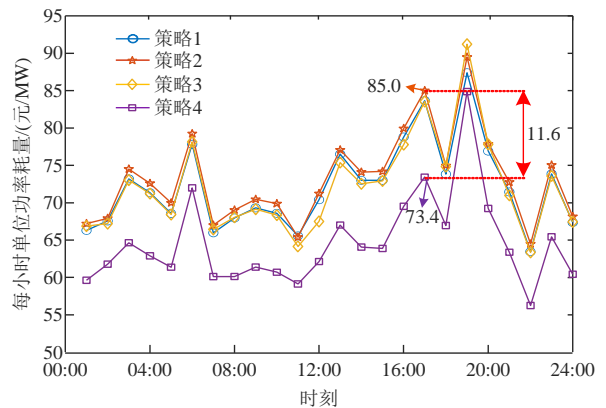


图 4 不同策略下每小时单位功率耗量对比

Fig. 4 Comparison of unit power consumption per hour under different strategies

在此基础上，表 1 给出了不同策略下经济性相关的参数对比情况。从时间粒度上看，本文策略的单 AGC 控制周期调频平均成本为 773.14 元，相较策略 1—3 成本分别降低了 7.89%、8.96% 和 10.36%；从功率粒度上看，本文策略的单位功率成本为 64.60

元/MW，相较其余 3 个策略分别降低了 11.70%、13.36%和 11.58%。从时间和功率粒度 2 个层面综合对比，证明了本文策略在降低储能调节成本，减少资源损耗方面的有效性。

表 1 不同策略经济性数据对比

Table 1 Comparison of economic data under different strategies

策略	调频	单周期调频	单位功率调频
	总成本/万元	平均成本/元	成本/(元/MW)
策略 1	24.02	834.16	72.16
策略 2	24.26	842.40	73.23
策略 3	24.57	853.26	72.08
策略 4	22.27	773.14	64.60

3.3 连续 AGC 指令下技术性对比分析

本文功率分配模型以综合耗量总和的最小化为目标，完成了经济性优化过程。但在约束条件下，本文策略也考虑了一系列技术性指标因素，本节从各类技术性指标上，进一步深入挖掘所提功率分配方法的优势。

首先，为清晰的对比不同策略在跟踪 AGC 指令上的差异，图 5 展示了每小时不同策略的 AGC 跟踪误差(取绝对值)情况。

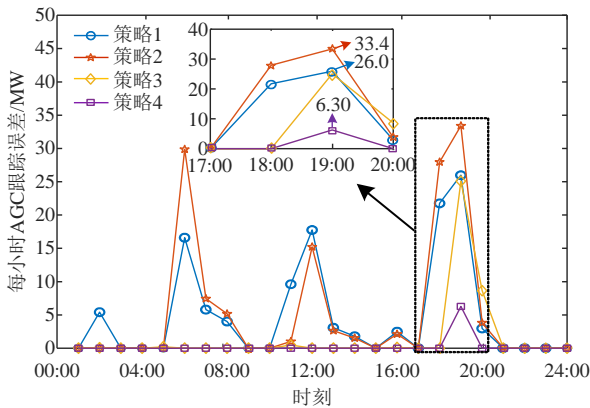
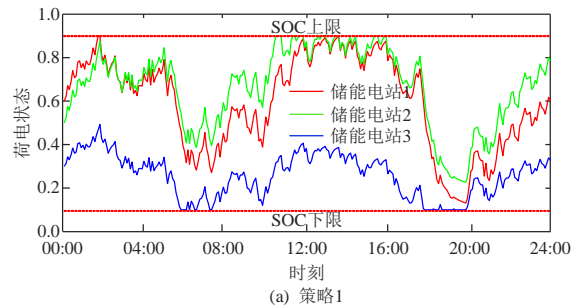


图 5 不同策略下 AGC 跟踪误差情况

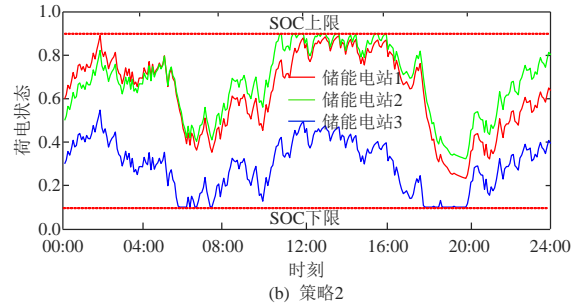
Fig. 5 AGC tracking error under different strategies

其中，策略 1、2 分别采用均匀分配和额定功率等比例分配，未考虑储能实时运行状态对跟踪效果的影响，因此存在着较为明显的跟踪误差。策略 3 以实时剩余荷电量进行分配，一定程度避免了储能因容量受限而无法响应 AGC 指令，相较策略 1、2 跟踪效果更好，仅在少量时段内存在跟踪误差。策略 4 在分配过程中充分考虑了储能额定功率、容量及电力电量平衡约束，仅在第 19h 产生了 6.30 MW 的跟踪误差，可以较为精确地跟踪 AGC 指令值，从而有效发挥储能在频率控制中的优势。

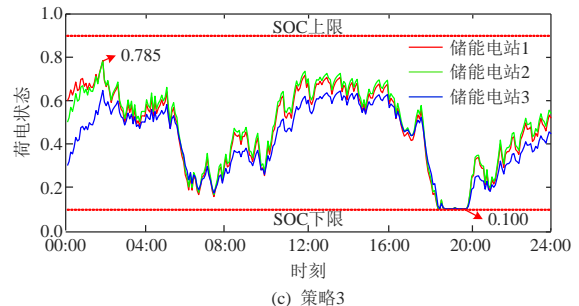
其次，考虑到储能电站的调频能力与其荷电状态密切相关，图 6 展示了在仿真时段内不同策略下各储能电站 SOC 的变化情况。对比可知，策略 1、2 在功率分配过程未充分考虑储能电站的运行状态，各电站 SOC 值频繁触碰上下限，使得电站因抵达调频能力边界而无法提供足够的功率输出。策略 3 在分配方法上依据剩余荷电量进行比例分配，从而使得充电过程荷电量较低电站的调频优先级抬高，放电过程荷电量较高电站的调频优先级抬高。各电站的荷电状态值在参与调控过程逐步趋于均一化，因此策略 3 的 SOC 均衡度在 4 个策略中居于首位，但仍然存在部分时段 SOC 触碰上下限



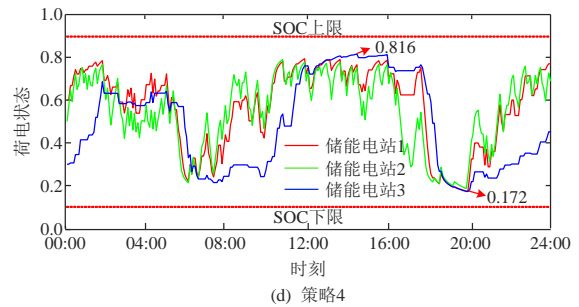
(a) 策略1



(b) 策略2



(c) 策略3



(d) 策略4

图 6 不同策略下各储能电站 SOC 状态对比

Fig. 6 Comparison of SOC values of each energy storage plant under different strategies

值。策略 4 在考虑储能电站功率容量以及电力电量平衡等约束的基础上,构建了如式(17)–(19)所示的 SOC 约束方法,在 SOC 趋近于上下限时,基于约束函数逐步降低最大可调功率,防止储能电站出现过充过放现象,策略 4 在 SOC 最大极差上最小,各储能电站 SOC 均未触碰上下边界。

为更好地衡量仿真时段内不同策略下储能电站 SOC 整体质量,从 SOC 最大极差 δ 、标准差 γ 以及均衡度 D_{SOC} 等方面进行量化对比,并总结了表 2 所示 SOC 相关参数对比表。其对应公式分别为:

$$\delta = \{E_{SOC_maxi} - E_{SOC_mini}\}_{max} \quad (37)$$

$$\gamma = \frac{1}{w} \sum_{t=1}^w \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m (E_{SOCi,t} - E_{SOC_avg,t})^2}{m}} \quad (38)$$

$$D_{SOC} = \frac{1}{w} \sum_{t=1}^w \sum_{i=1}^m \frac{|E_{SOCi,t} - E_{SOC_avg,t}|}{m} \quad (39)$$

式中: E_{SOC_maxi} 、 E_{SOC_mini} 分别为仿真时段内第 i 个储能电站荷电状态的最大值和最小值; $\{\}_{max}$ 表示取其中数据的最大值; $E_{SOC_avg,t}$ 为 t 时刻各储能电站荷电状态平均值; w 为 AGC 控制周期总数,本文为 288。

表 2 不同策略 SOC 相关数据对比

Table 2 Comparison of SOC data under different strategies

策略	SOC 最大极差	SOC 标准差	SOC 均衡度
1	0.769	0.182	0.166
2	0.659	0.174	0.161
3	0.685	0.030	0.027
4	0.644	0.084	0.076

由表 2 可知,本文策略下 SOC 最大极差为 0.644,为 4 个策略中的最小值,相较策略 1—3 分别降低了 0.125、0.015 和 0.041。从标准差和均衡度上看,策略 3、4 的均衡水平明显优于策略 1、2,策略 3 的均衡水平略优于策略 4,策略 3、4 的标准差和均衡度统计值均在 0.1 以下。从整体水平上看,本文策略在 SOC 极差和均衡水平上均较优,有效地避免了储能电站出现过充过放现象,较好地保证了频率控制过程储能电站 SOC 质量。

最后,本文功率分配过程采用动态组合方法,科学选取适于每轮控制周期调频的最优储能电站组,避免储能电站产生不必要的充放电动作。图 7 展示了不同策略下 3 台储能电站在仿真时段内的充放电动作次数。策略 1—3 在分配方法上均不考虑

储能电站的调频动作问题,默认所有储能电站均参与调控,3 台储能电站的动作次数均和最大动作次数(控制周期总次数)基本一致。但由于实际指令执行过程个别储能电站在某些时段内的荷电状态处于上下限值,因此策略 1—3 仍存在少量不动作情况。策略 4 各储能电站的动作次数体现了其调频积极性水平,由于采取了经济性最优的分配策略,因此动作次数表现为:储能电站 2>储能电站 1>储能电站 3。

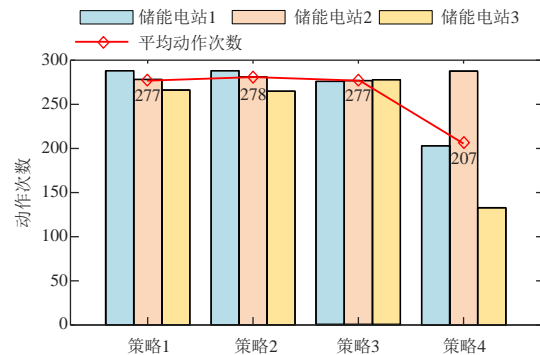


图 7 不同策略下各储能电站充放电动作次数

Fig. 7 Number of actions of each energy storage plant under different strategies

从平均动作次数上看,4 种策略的储能电站平均动作次数分别为 277、278、277 和 207 次。策略 1—3 在平均动作次数上基本相等。本文策略平均动作次数相较其余策略明显降低,在有效跟踪 AGC 调频指令的前提下,相较策略 1—3 平均动作次数分别下降了 70、71 及 70 次,一定程度上克服了频率控制过程的储能频繁动作问题。

4 结论

面向储能集群协同参与 AGC 控制过程,本文为实现 AGC 指令有效跟踪,同时降低储能参与调节过程的综合损耗,提出一种储能综合耗量最小化的调频指令分配方法,并利用考虑动态组合与指令修正的等微增率法进行了精确求解,通过构建仿真模型并对比分析得出如下结论:

1) 在经济性指标方面,本文策略通过引入综合耗量的概念,对调频过程产生的各类损耗进行统一量化,通过综合耗量最小化的分配方法减少了储能参与 AGC 调节所产生的资源损耗。由仿真分析可知,仿真时段内储能总耗量较策略 1—3 节约了 1.75 万、1.99 万及 2.30 万元,有效降低了储能参与 AGC 控制过程的调节成本。

2) 在技术性指标方面,本文策略在有效跟踪

AGC 指令值的基础上,通过提出最大可调功率约束方法,防止 SOC 出现过充过放现象。仿真时段内本文策略在最大极差上较策略 1—3 分别降低了 19.41%、2.33%和 6.37%。同时,本文策略有效减少了储能电站的动作次数,平均动作次数相较策略 1—3 降幅达 33.82%、34.30%和 33.82%,克服了频率控制过程的储能频繁动作问题。

目前,考虑到不同类型储能在特性上的较大差异,本文仅针对电化学储能构建了综合耗量函数。然而,随着储能技术的多元化发展,多类型储能的功率优化分配问题逐渐成为当前研究热点。因此,考虑多类型储能协同参与 AGC 控制过程,构建适用于各类储能形式的泛化耗量模型,是进一步需深入研究的重点问题。

参考文献

- [1] 舒印彪,赵勇,赵良,等. “双碳”目标下我国能源电力低碳转型路径[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1663-1671.
SHU Yinbiao, ZHAO Yong, ZHAO Liang, et al. Study on low carbon energy transition path toward carbon peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1663-1671(in Chinese).
- [2] BYERS C, BOTTERUD A. Additional capacity value from synergy of variable renewable energy and energy storage[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(2): 1106-1109.
- [3] 许涛,王国春,董昱,等. 新型电力系统平衡机理及演进过程研究[J]. 中国电机工程学报, 2024, 45(1): 1-13.
XU Tao, WANG Guochun, DONG Yu, et al. Research on power balance mechanism and evolution of new power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 45(1): 1-13(in Chinese).
- [4] 刘翔宇,张礼浩,顾雪平,等. 计及调峰调频安全约束的低惯量电网日前调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2024, 45(21): 8390-8402.
LIU Xiangyu, ZHANG Lihao, GU Xueping, et al. Day ahead dispatching model of low-inertia power grid considering security constraints of peak shaving and frequency regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 45(21): 8390-8402(in Chinese).
- [5] 谢小荣,马宁嘉,刘威,等. 新型电力系统中储能应用功能的综述与展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(1): 158-168.
XIE Xiaorong, MA Ningjia, LIU Wei, et al. Functions of energy storage in renewable energy dominated power systems: review and prospect[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 158-168(in Chinese).
- [6] SUN Yushu, ZHAO Zhenxing, YANG Min, et al. Overview of energy storage in renewable energy power fluctuation mitigation[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2020, 6(1): 160-173.
- [7] DOENGES K, EGIDO I, SIGRIST L, et al. Improving AGC performance in power systems with regulation response accuracy margins using battery energy storage system(BESS)[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 2816-2825.
- [8] DIAO Rui, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Cooperation mode and operation strategy for the union of thermal generating unit and battery storage to improve AGC performance[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(6): 5290-5301.
- [9] 陈雪梅,陆超,刘杰,等. 考虑调频性能考核的储能-机组联合调频控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(10): 3383-3391.
CHEN Xuemei, LU Chao, LIU Jie, et al. Control strategy considering AGC performance assessment for bess coordinated with thermal power unit in AGC [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(10): 3383-3391(in Chinese).
- [10] HE Junqiang, SHI Changli, WEI Tongzhen, et al. Stochastic model predictive control of hybrid energy storage for improving AGC performance of thermal generators[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(1): 393-405.
- [11] LI Cuiping, ZHANG Shining, LI Junhui, et al. Coordinated control strategy of multiple energy storage power stations supporting black-start based on dynamic allocation[J]. Journal of Energy Storage, 2020, 31: 101683.
- [12] 李语桐,陈思捷,陈子杰,等. TBC 模式下多控制区调频互济机制及频率控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 45(20): 7870-7880.
LI Yutong, CHEN Sijie, CHEN Zijie, et al. Frequency regulation sharing mechanism and frequency control strategy in multi-control area under TBC mode [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 45(20): 7870-7880(in Chinese).
- [13] 严干贵,刘莹,段双明,等. 电池储能单元群参与电力系统二次调频的功率分配策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14): 26-34.
YAN Gangui, LIU Ying, DUAN Shuangming, et al. Power distribution strategy for battery energy storage unit group participating in secondary frequency regulation of power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 26-34(in Chinese).
- [14] 叶晖,李爱魁,田刚领,等. 考虑能量效率和 SOC 均衡的电池储能电站双层功率分配策略[J]. 中国电机工程

- 学报, 2024, 44(13): 5185-5195.
- YE Hui, LI Aikui, TIAN Gangling, et al. Double-layer power distribution strategy for battery storage power station considering energy efficiency and state-of-charge balance[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(13): 5185-5195(in Chinese).
- [15] 李学斌, 刘建伟. 采用二阶滤波的混合储能系统实时功率分配方法[J]. 电网技术, 2019, 43(5): 1650-1657.
- LI Xuebin, LIU Jianwei. Real-time power distribution method adopting second-order filtering for hybrid energy storage system[J]. Power System Technology, 2019, 43(5): 1650-1657(in Chinese).
- [16] ZHANG Jing, LONG Benjin, HE Yu, et al. Grouping consistency control strategy based on DMPC and energy storage unit constraints[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 148: 108958.
- [17] 张孝顺, 李清, 余涛, 等. 基于协同一致性迁移 Q 学习算法的虚拟发电部落 AGC 功率动态分配[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(5): 1455-1466.
- ZHANG Xiaoshun, LI Qing, YU Tao, et al. Collaborative consensus transfer Q-learning based dynamic generation dispatch of automatic generation control with virtual generation tribe[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(5): 1455-1466(in Chinese).
- [18] 邸鹏宇, 蔡新雷, 孟子杰, 等. 基于考虑通信延迟改进分布一致性算法的多储能电站快速低寿命损耗功率均衡分配策略[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(8): 18-26.
- DI Pengyu, CAI Xinlei, MENG Zijie, et al. Fast and low life loss power equalization allocation strategy of multiple battery energy storage stations based on improved distributed consistency algorithm considering communication delay[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(8): 18-26(in Chinese).
- [19] 徐大厅, 加鹤萍, 张楠, 等. 分布式新能源聚合参与电力市场的优化配置方法[J]. 新型电力系统, 2025, 3(3): 337-346.
- XU Dating, JIA Heping, ZHANG Nan, et al. Optimal allocation method for aggregated distributed renewable energy participating in electricity markets[J]. New Type Power Systems, 2025, 3(3): 337-346.
- [20] 肖家杰, 李培强, 毛志宇, 等. 基于双层协调控制的电池储能参与电网二次调频策略[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(8): 9-17.
- XIAO Jiajie, LI Peiqiang, MAO Zhiyu, et al. Strategy for battery energy storage participating in secondary frequency regulation of power grid based on two-layer coordinated control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(8): 9-17(in Chinese).
- [21] 陈浩, 贾燕冰, 郑晋, 等. 规模化储能调频辅助服务市场机制及调度策略研究[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3606-3615.
- CHEN Hao, JIA Yanbing, ZHENG Jin, et al. Research on market mechanism and scheduling strategy of frequency regulation auxiliary service of large-scale energy storage[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3606-3615(in Chinese).
- [22] 李军徽, 侯涛, 严干贵, 等. 计及调频成本和荷电状态恢复的多储能系统调频功率双层优化[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(23): 8020-8032.
- LI Junhui, HOU Tao, YAN Gangui, et al. Two-layer optimization of frequency modulation power in multi-battery energy storage system considering frequency modulation cost and recovery of state of charge [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(23): 8020-8032(in Chinese).
- [23] 李军徽, 宋清龙, 郭琦, 等. 计及可用容量和调频成本的网侧多储能电站双层优化策略[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(10): 101-111.
- LI Junhui, SONG Qinglong, GUO Qi, et al. Bi-level optimization strategy of grid-side multiple energy storage stations considering available capacity and frequency regulation cost[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(10): 101-111(in Chinese).
- [24] 张圣祺, 刘何毓, 汪飞, 等. 面向电网二次调频需求的“PXP”储能集群分布式均衡控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(3): 886-898.
- ZHANG Shengqi, LIU Heyu, WANG Fei, et al. A balancing control strategy for “power-x-power” energy storage cluster in system load frequency control [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(3): 886-898(in Chinese).
- [25] 张圣祺, 袁蓓, 徐青山, 等. 规模化储能参与下的电网二次调频优化控制策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(5): 82-88, 95.
- ZHANG Shengqi, YUAN Bei, XU Qingshan, et al. Optimal control strategy of secondary frequency regulation for power grid with large-scale energy storages [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(5): 82-88, 95(in Chinese).
- [26] 丁涛, 黄雨涵, 张洪基, 等. 基于等微增率并计及机组功率约束的火电机组最优负荷分配精确解[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(4): 1446-1459.
- DING Tao, HUANG Yuhuan, ZHANG Hongji, et al. Precision solution of optimal load dispatch of thermal units with power constraints based on equal incremental cost principle[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(4): 1446-1459(in Chinese).
- [27] 李建林, 王上行, 袁晓冬, 等. 江苏电网侧电池储能电站建设运行的启示[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(21): 1-9, 103.

LI Jianlin, WANG Shangxing, YUAN Xiaodong, et al. Enlightenment from construction and operation of battery energy storage station on grid side in jiangsu power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(21): 1-9, 103(in Chinese).

附录 A 最大可调功率曲线对比图

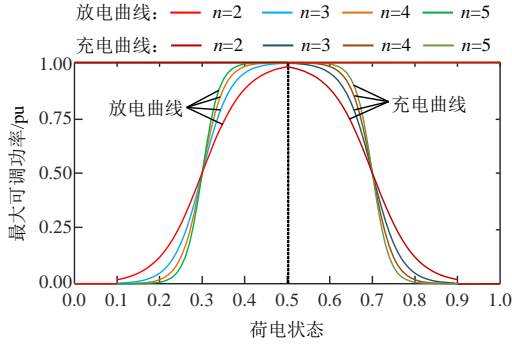


图 A1 最大可调功率曲线对比图

Fig. A1 Comparison of maximum adjustable power curves

附录 B 迭代修正法流程图

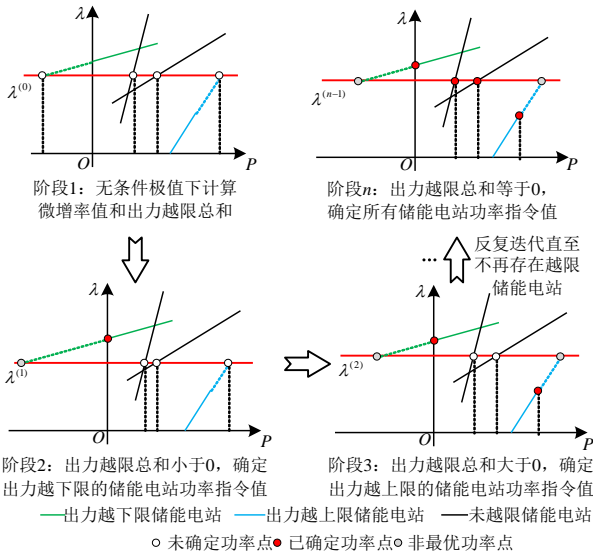


图 B1 迭代修正法流程图

Fig. B1 Schematic diagram of the process of the iterative correction method

其中, $\lambda^{(0)}$ 、 $\lambda^{(1)}$ 、 $\lambda^{(2)}$ 、 $\lambda^{(n-1)}$ 分别表示无条件极值下以及经过 1、2、 $n-1$ 次迭代后的储能集群微增率值。

附录 C 储能电站技术经济参数

表 C1 储能电站技术经济参数

Fig. C1 Technical and economic data of energy storage plants

参数	取值		
	电站 1	电站 2	电站 3
电池类型	锂电池	锂电池	液流电池
额定功率/MW	10	10	15
额定容量/(MW h)	10	10	15
充/放电效率	0.9,0.9	0.95,0.95	0.83,0.83
单位功率成本/(元/kW)	1 800	1 600	6 000
单位容量成本/(元/(kW h))	4 000	8 000	5 000
循环寿命/次	2 500	2 200	2 000
浮充寿命/a	10	12	15
初始 SOC	0.6	0.5	0.3

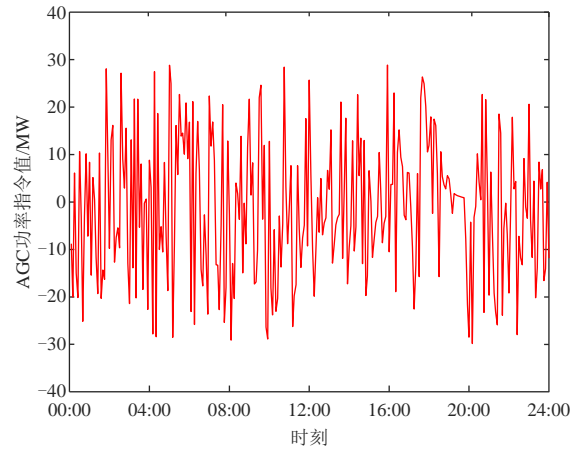


图 C1 连续 AGC 指令波形图

Fig. C1 Waveform chart of continuous AGC command



郑子萱

在线出版日期: 2025-09-10。

收稿日期: 2024-11-25。

作者简介:

郑子萱(1990), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为新能源并网控制与储能运行控制, scuzzx@163.com;

*通信作者: 肖先勇(1968), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为电能质量与优质供电, xiaoxianyong@163.com。

(责任编辑 李泽荣)