第 50 卷 第 2 期：870-881 高电压技术 Vol.50, No.2: 870-881
2024 年 2 月 29 日 High Voltage Engineering February 29, 2024
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20221884

考虑荷电状态一致性的分布式储能电站一次调频控制策略

贺 悝[1]，谭庄熙[1]，李欣然[2]，黄际元[3]，陈超洋[1]
（1. 湖南科技大学信息与电气工程学院，湘潭 411201；2. 湖南大学电气与信息工程学院，长沙 410082；
3. 国网湖南省电力有限公司长沙供电分公司，长沙 410007）

摘 要：随着可再生能源比例增加，电网新建储能电站成为提升系统频率稳定性的重要手段。针对电网中分布式储能电站(distributed energy storage stations, DESS)参与一次调频面临的荷电状态均衡问题，提出了一种考虑荷电状态(state of charge, SOC)一致性的 DESS 协同控制策略。首先，构建了含分布式储能电站的区域电网调频模型，分析了传统调频控制方法的特点，并讨论了储能在高渗透率新能源电网中的调频及一致性控制需求；其次，分析了电网调频需求与 DESS 的 SOC 一致性调整需求之间的耦合关系，设计了基于一致性原理的 SOC 分布式控制策略，进而构建了兼顾两种需求的 DESS 一次调频协同控制方法，详细分析了关键控制参数的设计原则与取值方法。最后，搭建典型区域电网模型，结合不同频率波动工况进行了仿真验证，结果表明：所提控制策略可以有效改善电网频率质量，在不增加系统调频负担的前提下实现多个储能电站的 SOC 一致性调节，减小了 DESS 集群的 SOC 越限风险，增强了其聚合控制效果。

关键词：储能电站；一次调频；荷电状态；协同控制；一致性；分布式储能

Control Strategy of Primary Frequency Regulation for Distributed Energy Storage Stations Considering SOC Consensus

HE Li[1], TAN Zhuangxi[1], LI Xinran[2], HUANG Jiyuan[3], CHEN Chaoyang[1]
(1. College of Information and Electrical Engineering, Hunan University of Science and Technology, Xiangtan 411201, China;
2. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China;
3. State Grid Hunan Electric Power Corporation Limited, Changsha 410007, China)

Abstract：As the proportion of renewable energy increases, the newly installed energy storage stations in power system become the important means to improve the frequency stability of the power system. Aiming at the stable operation of the distributed energy storage stations (DESS), we propose a coordinated control strategy in which the state of charge (SOC) consensus is taken into consideration. Firstly, the frequency regulation model of regional power system with DESS is constructed, based on which the characteristics of conventional frequency regulation strategy is analyzed, and the frequency regulation and consensus demands with high penetration rate of renewable resources are discussed. Then, the coupling relationship between the demands of frequency regulation and SOC consensus adjustment is analyzed, and the distributed SOC control method is designed based on the consensus algorithm, which forms the coordinated primary frequency regulation strategy. Besides, the key control parameters are analyzed with the designing principle and value determination. Finally, the typical regional power grid model is built, with which the simulation verification is performed under different frequency fluctuation conditions. The simulation results show that the proposed strategy can effectively improve the frequency performance, realizes the SOC consensus of DESS under the premise of not increasing the system frequency regulation burden, and reduces the SOC out-of-limit risk with the enhancement of aggregation control effect of the DESS cluster.

Key words：energy storage station; primary frequency regulation; state of charge (SOC); coordinated control; consensus; distributed energy storage

---

基金资助项目：国家重点研发计划(2019YFE0118700)；国家自然科学基金(52207097)；湖南省自然科学基金(2022JJ40150)；湖南省教育厅项目(20C0782)。
Project supported by National Key R&D Program of China (2019YFE0118700), National Natural Science Foundation of China (52207097), Natural Science Foundation of Hunan Province (2022JJ40150), Scientific Research Fund of Hunan Provincial Education Department (20C0782).

0　引言

随着我国“双碳”政策的提出以及进一步落地，可再生能源(renewable energy sources, RESs)发电在电力系统中的渗透率不断提升。经电力电子变换器并网的 RESs 发电单元通常工作于最大功率跟踪模式，有功调节裕量小，从而削弱了系统的惯量水平[1-3]。此外，以风电和光伏为代表的 RESs 电源具有出力随机性较大，预测困难的特点，将加剧电网的频率波动，不利于系统的稳定运行[4-6]。电池储能具有响应速度快、出力控制精准的特点，在调频需求响应中将发挥重要作用，目前在电网中多以规模化储能电站形式安装于荷侧或源侧，呈现出分布式的特征[7-8]。

荷电状态(state of charge, SOC)是电池储能运行状态的重要表征，位于合理区间的 SOC 是电池储能健康运行和提供稳定一次调频支撑的重要保障，当前关于储能参与一次调频的荷电状态调节控制方案主要分为两类：①在储能参与一次调频出力的环节考虑 SOC 反馈；②在储能参与一次调频出力的同时附加一个主动充电控制策略。文献[9]提出一种调频系数自适应的储能电池参与一次调频控制方法，建立了下垂系数与 SOC 的动态调节函数，提出将储能 SOC 作为一次调频出力系数的反馈变量，从而提升了在长时扰动下维持储能电池 SOC 效果。为进一步提升快速调频效果，文献[10]在综合分析虚拟惯性与虚拟下垂控制优缺点的基础上，提出一种综合调频方法，实现了这两种方法的协调运行及优势互补，提升了储能参与调频的动态响应性能。文献[11]提出一种基于频率偏差与频差变化率的调频控制方法，可实现下垂控制与惯性控制的平滑切换，在实现调频效果的同时提升了储能电池的容量利用效率。此类控制方案的特点是基于 SOC 与预期值的偏离程度，在原本的出力水平上进行增减，属于被动型荷电状态调节方法。文献[12-13]在储能 SOC 偏离预期值时采用附加恒功率充电计划策略，提出了一种考虑电池储能充电需求的一次调频控制方案，该充电功率为离线设置，一般取电池储能额定功率的 5%。在此基础上，文献[14-15]提出了一种考虑电动汽车充电需求的一次调频控制方案，该充电功率为在线设置，根据充电时间与充电容量的比值计算该附加充电功率的大小。此类控制方案的特点是考虑电池储能本身的荷电状态调节需求，在调频出力策略的基础上补充一个额外的充电策略，属于主动型荷电状态调节方法。上述研究对储能参与一次调频的 SOC 维持具有一定效果，但均将储能视为聚合单一控制对象，当多个分布式储能电站(distributed energy storage station, DESS)共同参与一次调频时，仅从维持自身 SOC 水平出发的控制策略将导致各个 DESS 的 SOC 均衡性或一致性出现差异，进而出现个别电站过充过放，继而突然退出调频的情况，从而造成频率的二次跌落。

针对这种分散式分布的 DESS 响应调频需求时聚合出力的问题，采用一致性控制方法对 SOC 进行均衡调节具有可靠性好、鲁棒性强的优点。目前已有研究主要从 2 个方面展开：①在交/直流微电网中，针对分布式储能的出力与能量状态不平衡问题，采用一致性算法提升各电池储能系统的有功/无功功率共享与能量管理水平的均衡性[16-20]。然而，由于公共电网具有更高的频率质量及可靠性要求，以微网为对象的控制方案难以直接应用于公共电网 DESS 的调频控制。②在电池储能参与二次调频的控制方案中采用一致性算法优化储能集群对调度指令的跟踪与荷电状态[21-24]。然而，二次调频是基于调度指令的频率无差调节，其 SOC 一致性调节功率根据调度部门的功率指令进行分配，一次调频则是基于各自下垂系数自主响应频差变化的有差调节，故适用于二次调频的调控策略难以直接用于一次调频，需要分析一次调频的出力特性及电网调频需求，有针对性地设计考虑 SOC 一致性及一次调频效果的控制策略。

综合以上分析，目前在 DESS 参与的电力系统一次调频场景，兼顾 SOC 一致性和调频效果的控制方法研究鲜见报道，一次调频场景中 SOC 一致性调节的可行性及潜力尚待进一步分析和挖掘。为满足一次调频的快速响应需求，在保证电站安全稳定运行基础上充分利用 DESS 的聚合效应，本文提出一种 SOC 一致性的 DESS 协同控制策略。首先，在分析传统调频控制方法的基础上，论证了死区内储能电站 SOC 进行一致性调节的必要性和可行性；其次，提出了一种死区内外储能自适应参与调频及 SOC 一致性调整的分布式控制策略，基于分布式一致性方法设计，满足多储能电站分散式布局、集中响应的可靠性需求，并详述了不同调频需求下的控制参数设计方法。最后，通过搭建区域电网调频模型，与传统一次调频控制策略在多种工况下进行对

比分析，论证了所提方法的有效性。

1 分布式储能电站参与一次调频控制

1.1 区域电网调频模型

在经典区域电网等效模型的基础上加入分布式储能电站构建频率响应控制模型如图 1 所示[10]。由图 1 可见，系统负荷扰动经电网惯性环节生成频率变化量，经传统机组下垂特性及储能电站的一次调频控制环生成功率补偿值，从而实现电网频率的稳定控制。由于电网一次调频具有自发响应的特点，因此储能电站由本地控制器控制参与一次调频，其出力形成汇聚效应对系统净功率波动进行平抑[9]，控制器采集电网频率变化并根据本文所提控制策略生成各自储能电站的调频参考功率。

图 1 中 $\Delta P_c(s)$为二次调频给定值，在本文研究中为定值，研究一次调频效果时取值为 0，$\Delta P_L(s)$、$\Delta f(s)$ 分别为负荷功率波动量、电网频率偏差。K_g 为传统电源的单位调节功率，用于表征传统同步发电机的频率下垂响应特性；K_b 为储能电池的单位调节功率；M 和 D 分别为电网惯性时间常数和负荷阻尼系数。

分布式储能电站从各自并网母线处采集系统频率变化，与同步发电机(synchronous generator，SG)共同参与一次调频。一次调频属机电暂态过程，可忽略高频变化动态量，为不失一般性，模型中重要设备传递函数定义见附录 A[25]。

1.2 储能参与调频传统控制策略

当前储能参与调频控制思路主要将储能视为传统机组的重要补充，即在传统机组参与调频时，分担其调频有功出力，如附录 B 图 B1 所示。基于下垂控制原理的电池储能电站一次调频输出功率为：

$$\Delta P_{\mathrm{b},i_\mathrm{ch}}^{\max} \le \Delta P_{\mathrm{b},i} = -K_{\mathrm{SOC},i}\Delta f \le \Delta P_{\mathrm{b},i_\mathrm{disch}}^{\max} \tag{1}$$

式中：$K_{\mathrm{SOC},i}$ 为第 i 个 DESS 的下垂系数；$\Delta P_{\mathrm{b},i_\mathrm{ch}}^{\max}$ 和 $\Delta P_{\mathrm{b},i_\mathrm{disch}}^{\max}$ 分别为第 i 个储能电站的最大充电及放电功率，本文取放电为储能功率正向。其中，考虑了调频死区的频率变化量 Δf 定义为：

$$\Delta f = \begin{cases} (f - f_{\mathrm{ref}}) - f_{\mathrm{thr}}, & f - f_{\mathrm{ref}} > f_{\mathrm{thr}} \\ 0, & |f - f_{\mathrm{ref}}| \le f_{\mathrm{thr}} \\ (f - f_{\mathrm{ref}}) + f_{\mathrm{thr}}, & f - f_{\mathrm{ref}} < f_{\mathrm{thr}} \end{cases} \tag{2}$$

式中：f_{thr} 为调频死区阈值，本文取 0.033 Hz。

由式(1)和式(2)可知，储能调频的出力功率由下垂系数以及系统频率变化量决定。在计算 Δf 时，由于将储能视为传统机组的调频助力设备。因此，传统调频控制方法中储能的调频响应死区与传统机组相同，这极大地限制了储能的调频潜力。在确定 $K_{\mathrm{SOC},i}$ 时，由于电池储能电站需要考虑 SOC 状态，避免出现过充过放情况，以保证其运行可靠性和使用寿命，一般将其设计为 SOC 的取值自适应变化函数。对传统调频控制方法的详细分析如下。

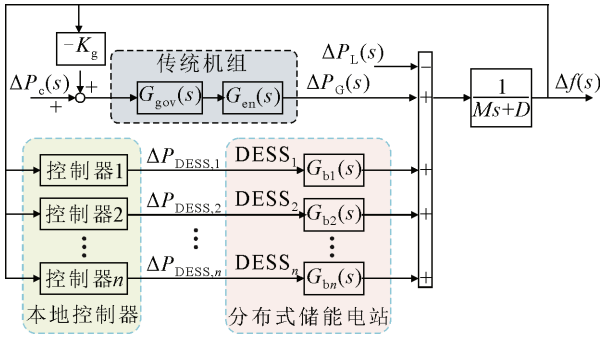


图 1 含分布式储能电站区域电网调频控制模型

Fig.1 Frequency regulation model of regional power system with DESSs

1.2.1 调频响应区间

由前述分析可知，在调频死区($|\Delta f|$<0.033 Hz)内，传统机组不参与调频，以减小机组出力变化带来的磨损，增强运行经济性。而传统调频策略下储能也采用此调频死区设置，则大部分时候闲置，造成资源浪费。

某省级电网全年的频率运行概率分布情况如附录 B 图 B2 所示。由图可见，频率大部分位于常规机组一次调频范围内。而参与调频工况中频率则多处于死区边界附近，而此时传统机组将反复参与小功率高频调频动作，从而增加机组磨损[10]。由于化学锂电池的固有特性与火电机组的机械特性不同，这种小幅浅充浅放带来的健康度损耗及寿命的影响是极小的，因此利用储能平抑此类频率波动是可行的。可预见的是，未来随着风电等可再生能源的接入，其不确定性将使得频率位于死区边界的概率密度增加，频率变化愈加明显，系统内传统机组的调频负担将进一步增加。

因此，考虑了 RESs 高渗透率的储能参与调频策略应尽可能缩小频率位于死区附近的概率，并利用调频死区实现在不增加系统调频负担的前提下对储能的 SOC 进行一致性调节。

1.2.2 SOC 安全运行限制

储能电池不能出现过充过放的情况，以保护电芯，避免出现安全事故。一般地，将其维持在 0.2~0.8 区间。

为实现此目的，将下垂系数与 SOC 关联，设计随 SOC 自适应变化的下垂系数。总体控制目标是，在系统功率盈余频率升高工况下，储能电池处于充电状态，应在 SOC 较高时限制充电功率，防止过充；在系统功率不足频率降低工况下，储能电池处于放电状态，应在 SOC 较低时限制放电功率，防止过放。如附录 B 图 B3 所示，对应 SOC 最小值取 0.2，SOC 最大值取 0.8。

为描述图 B3 所示特性曲线，可采用如下调节规则来表征下垂系数变化曲线。

1）当 SOC≤0.2 时：

$$K_{\mathrm{SOC},i}=\begin{cases}K_{\max,i}, & \Delta f>0\\ 0, & \Delta f<0\end{cases} \tag{3}$$

式中：$K_{\max,i}$第 i 个 DESS 的最大等效下垂系数。

2）当 SOC≥0.8 时：

$$K_{\mathrm{SOC},i}=\begin{cases}0, & \Delta f>0\\ K_{\max,i}, & \Delta f<0\end{cases} \tag{4}$$

3）当 0.2<SOC≤0.5 时：

$$K_{\mathrm{SOC},i}=\begin{cases}0.5K_{\max,i}\left(1+\sqrt{\dfrac{0.5-S_{\mathrm{OC}i}}{0.3}}\right), & \Delta f>0\\ 0.5K_{\max,i}\left(1-\sqrt{\dfrac{0.5-S_{\mathrm{OC}i}}{0.3}}\right), & \Delta f<0\end{cases} \tag{5}$$

4）当 0.5<SOC<0.8 时：

$$K_{\mathrm{SOC},i}=\begin{cases}0.5K_{\max,i}\left(1-\sqrt{\dfrac{S_{\mathrm{OC}i}-0.5}{0.3}}\right), & \Delta f>0\\ 0.5K_{\max,i}\left(1+\sqrt{\dfrac{S_{\mathrm{OC}i}-0.5}{0.3}}\right), & \Delta f<0\end{cases} \tag{6}$$

需指出的是，传统调频控制策略思路针对单一储能单元设计，对防止储能 SOC 越限有一定效果，但涉及多个储能单元时，无法有效实现 SOC 的一致性均衡，对多个储能单元聚合协调出力的控制需要进一步考虑 SOC 的一致性需求。

2　考虑 SOC 一致性的一次调频协同控制

由上述分析可知，目前储能电站参与调频的控制方式尚存在以下不足：1）没有考虑调频死区的影响，采用与传统 SG 相同的频率响应区间将造成储能调频资源的浪费；2）当多个储能电站同时进行调频时，由于初始状态不同，衰减特性不同以及调频系数不同(一般与安装容量正相关)，会导致长时间一次调频后，出现较大的 SOC 差异，给区域内整体调频资源的评估和调度造成困难。

在系统频率位于死区外时(|Δf|>0.033 Hz)，储能应协同响应调频需求和 SOC 控制需求，控制思路如附录 B 图 B4 所示。当调频出力需求与 SOC 一致性调节功率方向相反时，仅响应调频需求，以保证系统运行稳定性；当调频出力需求与 SOC 一致性调节功率方向相同时，储能叠加响应调频功率和 SOC 一致性调节功率，在实现调频功能的同时进行 SOC 调节。具体地，基于一致性算法设计 SOC 均衡控制方法，并根据不同系统频率区间下的调频需求特性构建协同控制策略。频率处于调频死区内时，一致性调节的出力响应设计思路类似，将在后文详述。

2.1　基于一致性原理的 SOC 分布式调节

2.1.1　图论基础

分布式储能电站间彼此有通讯线路连接，可进行局部信息交互。考虑用连通图 G 描述本文一致性协同控制通讯拓扑结构，记为 $G=(V, E)$，其中 $V=\{v_1, v_2, \cdots, v_N\}$为节点集合，$v_i$ 表示第 i 个储能电站；E 为边(v_i, v_j)的集合，代表储能电站 v_i 与 v_j 之间有通信交互[26-27]。

记 N_i 为节点 v_i 的相邻节点集合，则有 $N_i=\{v_j|(v_i, v_j)\in E(G)\}$，对任意 $v_j\in N_i$，其与 v_i 间存在有效通信线路，本文所提一致性控制方法默认储能电站间为双向通信网络，即对应的连通图为无向图。

图的连接情况由邻接矩阵 $\boldsymbol{A}=[a_{ij}]$表示，本文中定义为：

$$a_{ij}=\begin{cases}1, & (v_i, v_j)\in \boldsymbol{E}\\ 0, & \text{其他}\end{cases} \tag{7}$$

需指出的是，对于无向图有 $a_{ij}=a_{ji}$，且对角线元素 $a_{ii}=0$。拉普拉斯矩阵 $\boldsymbol{L}=[l_{ij}]$在一致性协同控制重起着重要作用，决定着控制系统的主要特性，其定义为：

$$l_{ij}=\begin{cases}-a_{ij}, & i\neq j\\ \sum\limits_{j\in N_i}a_{ij}=d_i, & i=j\end{cases} \tag{8}$$

式中：d_i 为所有向节点 v_i 发送信息的相邻节点个数，亦称为 v_i 的入度。

2.1.2　SOC 分布式控制策略

储能电站实时 SOC 定义为：

$$S_{\mathrm{OC}i}(t)=S_{\mathrm{OC}i}(0)-\int_0^{\tau}\frac{P_{\mathrm{ESS},i}(t)}{C_{\mathrm{ESS},i}}\mathrm{d}t \tag{9}$$

式中：$S_{\mathrm{OC}i}(0)$为初始时刻 SOC 值；$P_{\mathrm{ESS},i}$为储能输出功率，取负值时表示其为充电状态；$C_{\mathrm{ESS},i}$为储能电站的额定容量。

SOC 一致性均衡控制目标是，尽可能缩小各储能电站间的 SOC 差值，理想状态是 $S_{\mathrm{OC}i}$ 趋于一致相等。因此，可设定当前各电站 SOC 的均值为 SOC 调整的参考值。基于一次调频的分布式控制特点，本文采用离散一致性方法获取 SOC 参考值，具体一致性迭代过程如下所述。

根据离散一致性定义[28-29]，首先定义 n 个储能电站 k 时刻 SOC 状态向量为：

$$\boldsymbol{S}(k)=\left[S_{\mathrm{OC}1}(k)\ \ S_{\mathrm{OC}2}(k)\ \ \cdots\ \ S_{\mathrm{OC}n}(k)\right]^{\mathrm{T}} \tag{10}$$

相应的一致性控制问题可描述为：

$$S_{\mathrm{OC}i}(k+1)=S_{\mathrm{OC}i}(k)+u_{s,i}(k) \tag{11}$$

储能一致性均衡控制器采用均值一致性控制策略。当调频启动时，各储能电站与邻居电站进行通信，并计算邻居电站间的 SOC 差值。根据一致性控制原理，可构造离散一致性控制协议为：

$$u_{s,i}=-\varepsilon\sum_{j\in N_i}a_{ij}\left(S_{\mathrm{OC}i}(k)-S_{\mathrm{OC}j}(k)\right) \tag{12}$$

式中：N_i 为与第 i 个储能电站有通讯交互的相邻电站集合，由此得到离散系统的全局动态为：

$$\boldsymbol{S}(k+1)=(\boldsymbol{E}-\varepsilon\boldsymbol{L})\boldsymbol{S}(k) \tag{13}$$

式中：$\boldsymbol{P}=\boldsymbol{E}-\varepsilon\boldsymbol{L}$ 为 Perron 矩阵，亦称为状态转移矩阵；$\boldsymbol{E}$ 为单位矩阵，其中系数 ε 满足关于入度 d_i 的不等式：

$$\varepsilon=\frac{1}{1+d_i}<\frac{1}{d_i} \tag{14}$$

利用离散一致性控制方法，在每次迭代开始，即 k 时刻，各个储能电站以当前 SOC 状态作为初始量，与相邻电站进行通信。本文中储能电站间为双向通信，等效为无向图，因此通信控制网络中含有向生成树，则在一个控制周期内经过多次通信与迭代计算，各状态变量可收敛至初始时刻的平均值，即有：

$$S_{\mathrm{OC}i}(k+z)=\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}S_{\mathrm{OC}i}(k) \tag{15}$$

式中：z 为收敛所需迭代步骤数。将一个控制周期内的收敛值作为各电站参考 SOC，记为 $S_{\mathrm{OC}i}^{\mathrm{ref}}$；接着根据当前荷电状态与参考值的差值 ΔS_i，经 PI 控制器得到储能电站一致性均衡出力修正因子，表达式为：

$$\varphi_{\mathrm{s},i}^{\mathrm{ref}}=K_{\mathrm{Ps},i}\left(S_{\mathrm{OC}i}^{\mathrm{ref}}-S_{\mathrm{OC}i}(t)\right)+K_{\mathrm{Is},i}\int\left(S_{\mathrm{OC}i}^{\mathrm{ref}}-S_{\mathrm{OC}i}(t)\right)\mathrm{d}t \tag{16}$$

所得修正因子经协同控制调节后，生成一致性调节功率，与调频功率叠加，共同构成储能的出力参考功率，如图 2 所示。

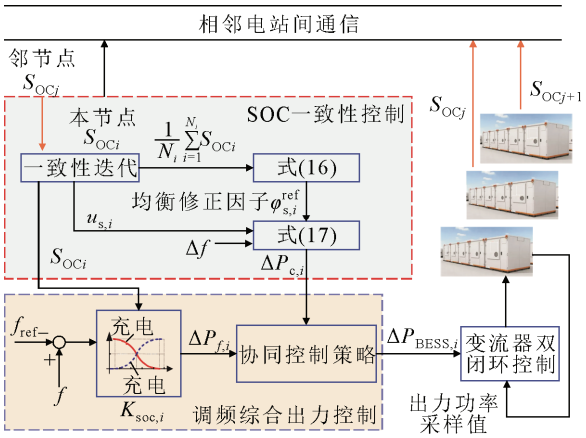


图 2 SOC 一致性控制策略的实现

Fig.2 Realization of the SOC consensus control strategy

2.2 考虑 SOC 一致性及调频需求的协同控制

2.1 节阐述了仅考虑 SOC 一致性调节需求的分布式控制方法，在此基础上，本节进一步设计同时考虑了调频需求的综合控制策略。

2.2.1 调频死区内储能电站协同控制

在电网实际运行过程当中，频率大部分时候处于调频死区内，我国设置为±0.033 Hz。当频率处于死区时，储能电站将处于退出调频阶段，此时可利用系统功率裕量进行各储能电站间的 SOC 一致性调节。

储能电站的一致性调节需要考虑两个方面：动作时机和调节功率大小。对于动作时机，本文策略规定为当储能电站的 SOC 调节方向与系统功率可调方向相同时，进行一致性调整，否则不动作。以死区内频率升高，即 $f>f_{\mathrm{ref}}$ 为例，此时系统内发电量略大于负荷消耗功率，净功率有盈余。若 $u_{\mathrm{s},i}<0$，则表明当前第 i 个储能电站的 SOC 需要下调放电，但此操作将恶化净功率过剩的情况，有可能导致频率超出死区范围，且造成电站间环流，从而产生不必要的功率损耗，因此该储能电站在死区内将不进行一致性动作。对于调节功率大小，储能一致性调整功率的参考值为：

$$\Delta P_{\mathrm{c},i}=\begin{cases}\gamma\cdot\dfrac{\varphi_{\mathrm{s},i}^{\mathrm{ref}}}{\left|\varphi_{\mathrm{s},i}^{\mathrm{ref}}\right|+\sum\limits_{j\in N_i}a_{ij}\left|\varphi_{\mathrm{s},j}^{\mathrm{ref}}\right|}P_{\mathrm{B},i}^{\mathrm{ref}}, & \Delta f u_{\mathrm{s},i}>0\\ 0, & \Delta f u_{\mathrm{s},i}<0\end{cases} \tag{17}$$

式中：γ 为储能电站的充放电约束系数；$P_{\mathrm{B},i}^{\mathrm{ref}}$ 为第 i 个储能电站的额定输出功率。由式(17)可知，只有满足一致性动作条件(即 $\Delta f u_{\mathrm{s},i}>0$)时，储能电站才执行一致性控制出力，否则储能不动作。

充放电约束系数按 SOC 均衡需求的不同设计为分段函数：

$$\gamma=\begin{cases}\gamma_{\mathrm{d}}=\dfrac{\mu K_{\max}\cdot\exp(-n\Delta f)}{\mu+K_{\max}\left(\exp(-n\Delta f)-1\right)}, & P_{\mathrm{s},i}^{\mathrm{ref}}>0\\ \gamma_{\mathrm{c}}=\dfrac{\mu K_{\max}\cdot\exp(n\Delta f)}{\mu+K_{\max}\left(\exp(n\Delta f)-1\right)}, & P_{\mathrm{s},i}^{\mathrm{ref}}<0\end{cases}\tag{18}$$

式中：γ_{d}和γ_{c}分别为储能电站的放电约束系数和充电约束系数，其作用是为了约束一致性调节功率的大小，以避免调频死区内一致性调节动作的功率需求过大给系统频率造成负面影响；μ 为储能电站的一致性调节功率的比例系数，用以约束一致性调节功率，减小系统频率变化的不确定性。

本文中将 μ 设置为 0.1，可以保证储能电站的一致性调节功率与储能电站的调频充放电功率相差一个数量级，从而避免一致性调节功率过大而出现超调的可能性。图 3 给出了调频死区内一致性充放电约束系数随频差变化示意图。

2.2.2　调频死区外储能电站协同控制

当系统频率偏差超过 0.033 Hz 时，火电机组与储能电站需要参与一次调频，此阶段储能电站的主要目标是改善电网频率调节效果，若此时储能电站的一致性调节需求与电网频率调节需求契合，则可以进行 SOC 一致性调节动作，且可以进一步改善频率调节效果。结合一次调频下垂控制原理，当储能电站的一致性调节需求为放电时，则在频率偏差跌出−0.033 Hz 时，储能电站的放电功率为：

$$\Delta P_{\mathrm{ESS},i}=\begin{cases}-K_{\mathrm{SOC}}\Delta f+\mu\dfrac{\varphi_{\mathrm{s},i}^{\mathrm{ref}}}{\max\varphi_{\mathrm{s}}^{\mathrm{ref}}}\Delta P_{f,i}, & u_{\mathrm{s},i}\Delta f>0\\ -K_{\mathrm{SOC}}\Delta f, & u_{\mathrm{s},i}\Delta f<0\end{cases}\tag{19}$$

同理可知，当储能电站的一致性调节需求为充电时，则在频率偏差超出+0.033 Hz 时，储能电站的充电功率为：

$$\Delta P_{\mathrm{ESS},i}=\begin{cases}-K_{\mathrm{SOC}}\Delta f-\mu\dfrac{\varphi_{\mathrm{s},i}^{\mathrm{ref}}}{\max\varphi_{\mathrm{s}}^{\mathrm{ref}}}\Delta P_{f,i}, & u_{\mathrm{s},i}\Delta f>0\\ -K_{\mathrm{SOC}}\Delta f, & u_{\mathrm{s},i}\Delta f<0\end{cases}\tag{20}$$

图 4 给出了本文所提策略的整体控制流程图。首先储能电站采集母线处频率变化量，判断系统频率是否位于调频死区，从而确定系统传统机组是否参与调频。当系统频率大于工频 50 Hz 时，说明系统净功率盈余，此时无论是否位于调频死区，只要储能电站的一致性调节方向为充电上调 SOC，则出力功率中都将叠加一致性充电功率。类似地，当系统频率小于 50 Hz 时，说明系统净功率不足，此时无论是否位于调频死区，只要储能电站的一致性调节方向为放电下调 SOC，则出力功率中都将叠加一致性放电功率。其他情况下，储能电站只参与调频响应，其出力仅与是否位于调频死区以及下垂系数相关。

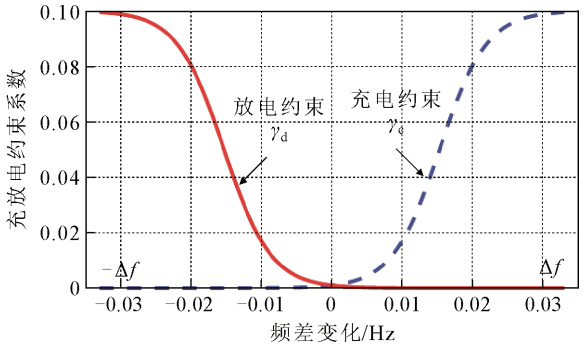


图 3　一致性功率约束系数变化曲线

Fig.3　Characteristics of consensus power constraint coefficient

2.3　调频及一致性调整评价指标

为更好地定量评估控制策略对调频以及 SOC 一致性调整的效果，定义如下 2 个评价指标：

$$f_{\mathrm{rms}}=\sqrt{\frac{1}{n}\sum\left(f(k)-f_0\right)^2}\tag{21}$$

$$S_{\mathrm{OCc},i}=\sum\left|S_{\mathrm{OC}i}(k)-\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}S_{\mathrm{OC}i}(k)\right|\tag{22}$$

式中：f_0为额定频率 50 Hz；k 代表 k 时刻的相应变量值；i 为储能电站标号；n 为仿真窗口内采样点数，由仿真时长和步长确定。

式(21)表征了仿真窗口内频差变化的均方根，其值越小表明频率波动越小，调频效果越好；式(22)表征了第 i 个储能电站在仿真窗口内 SOC 偏离一致性参考值(由式(15)确定)的程度，其值越小表明各电站的 SOC 一致性调节效果越好。需指出的是，传统方法不进行一致性调节，故基于物理意义相同的需求，在计算 $S_{\mathrm{OCc},i}$指标时 SOC 参考值定义为各储能电站的 SOC 的均值。

3　仿真分析

为了验证本文所提方法在分布式储能电站参与一次调频场景中的可行性，选取某区域电网作为研究对象，在 MATLAB/Simulink 平台中建立如图 1 所示的典型区域电网频率响应仿真模型[10]，对不同工况下的效果进行仿真验证。系统额定容量设置为 1000 MW，为方便比较说明，设置 3 个分布式储能电站。需指出的是，用于调频需求响应的储能电池多为高倍率电池，可满足快速功率响应需求，因成

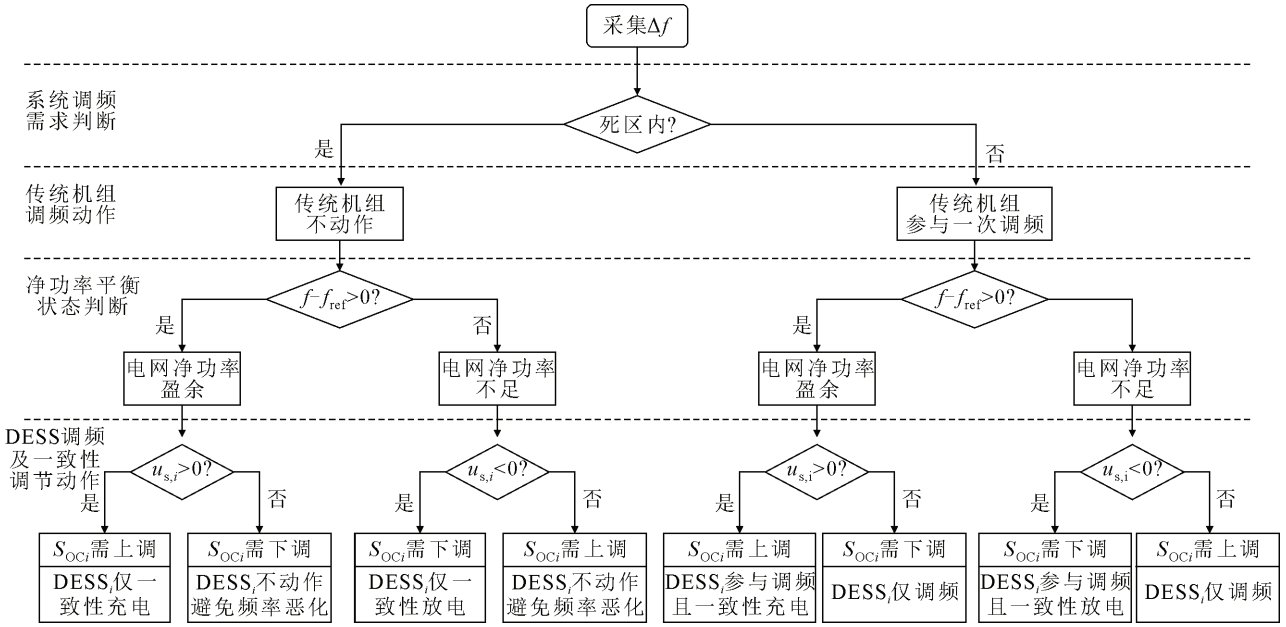


图 4 所提策略整体控制流程图

Fig.4 Flow chart of the proposed strategy

本原因，目前工程中储能电站多以参与定功率调峰控制为主，即主要配置 0.5C 储能电池，而调频用储能电池容量配置较少；此外，由于频率变化多为参考值附近的高频小幅波动，故对放电倍率要求较高而容量需求较低，基于上述现状，本文仿真中储能电站的调频用高倍率电池储能安装容量设置为 2.5 MWh、2 MWh、3 MWh，其充放电功率设定为 2C 倍率，具体数值见表 1。此外，本文控制策略针对储能电站中调频储能电池，不影响调峰电池出力。

本节分别在阶跃扰动和连续扰动 2 种典型工况下进行控制策略的有效性验证。仿真中传统方法为目前参与一次调频的储能电站常用控制思路，即在满足调频需求的基础上尽量维持 SOC 在初始设定状态，此控制通过考虑 SOC 状态动态调整下垂系数实现。仿真模型中其余重要参数取值如表 1 所示。

3.1 阶跃扰动工况

系统 0 s 时建立稳态，此时频率偏差为 0，3 个储能电站的初始 SOC 分别为 0.7、0.5、0.4。在 10 s 时刻，系统负荷(标幺值)发生 0.01 阶跃上升扰动，由图 5 可见，电网频率出现跌落，无储能调频状态下频率变化量为−0.088 Hz，此时仅有传统机组参与调频，因此频率跌落量最大。基于传统策略的调频效果较无储能要好，频率最大跌落为 0.052 Hz。本文策略下的系统频率最大跌落为 0.041 Hz，表明在遭遇阶跃大扰动时本文方法的频率维持效果要优于传统策略。其原因是，在频率变化死区内，虽然没有调频功率需求，但是本文方法会有 SOC 一致性调节功率需求，因此在−0.033 Hz<Δf<0 Hz 区间内，1 号储能电站由于一致性调节需求释放了有功功率，从而在频率尚未跌出死区时等效于进行了有功支撑，起到了类似“惯量”的支撑作用。如图 6(a)所示，由于叠加了与调频需求出力方向相同的一致性调节功率，本文方法下 1 号储能电站的出力大于传统方法，因总输出功率参考值大于额定功率，故 1 号储能电站出力被限制在储能电站的额定功率 5 MW。

表 1 仿真模型参数

Table 1 Parameters of simulation model

参数名称	取值	参数名称	取值
D(标幺值)	1	$\mathrm{DESS_1}$ 额定功率/MW	5
M/s	10	$\mathrm{DESS_2}$ 额定功率/MW	4
K_g(标幺值)	20	$\mathrm{DESS_3}$ 额定功率/MW	6
T_{CH}/s	0.3	T_{RH}/s	10
F_{HP}(标幺值)	0.5	K_{max}	4

由图 6(b)可见，在 10~300 s 区间内，2 号储能电站的一致性调节出力方向(吸收功率提升 SOC)与调频需求方向(释放有功支撑频率)相反，故在本文策略下仅响应调频需求，不进行一致性调节，以防止对调频产生负面影响。因本文策略下的系统频率跌落量小于传统方法，此时段内 2 号储能电站出力小于采用传统策略的出力。300 s 后，由于 2 号储能

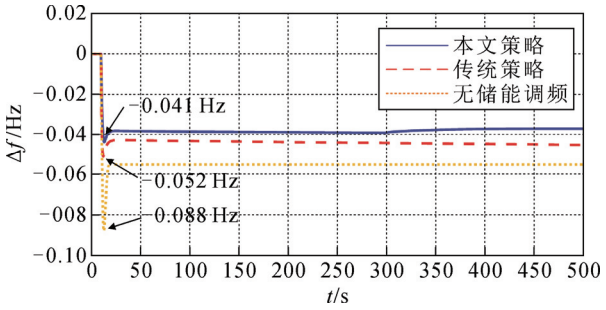


图 5　阶跃扰动工况下频率偏差

Fig.5　Frequency deviation with step change disturbance

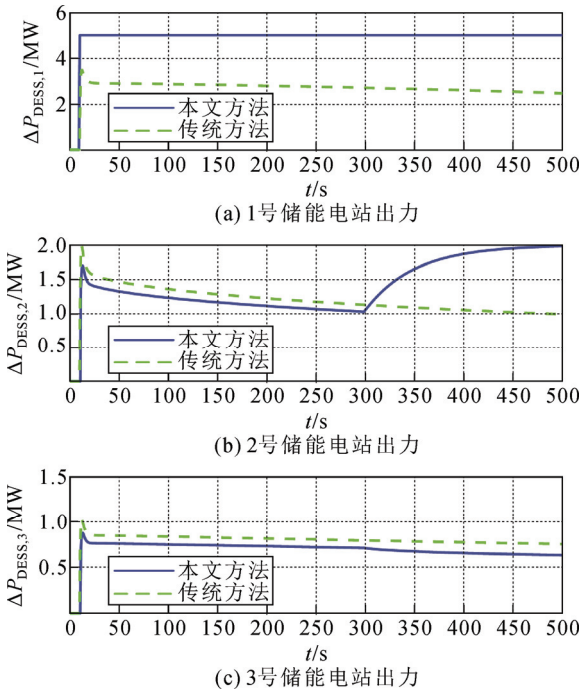


图 6　储能电站一次调频出力功率

Fig.6　Output power of DESSs in primary frequency regulation

电站 SOC 高于一致性调节参考值 $S_{\mathrm{OC}i}^{\mathrm{ref}}$，故需要进行放电调节，这与当前调频需求方向一致，故其出力为二者叠加，从而使得 2 号储能电站出力功率上升，系统频率也出现小幅抬升，进一步优化了调频效果。3 号储能电站的 SOC 水平一直处于参考值之下，若要进行调节，则需要对其进行充电，但此时系统处于有功不足而频率跌落的状态，对 3 号进行充电将使频率恶化，故 3 号储能电站仅参与调频，而不进行 SOC 一致性调节。

SOC 一致性调节效果的对比如图 7 所示。传统控制策略下，3 个储能电站因放电出现 SOC 自然跌落，经过 500 s 后仍存在较大的差异。相较而言，本文方法下，各储能电站不仅有效进行了频率支撑，

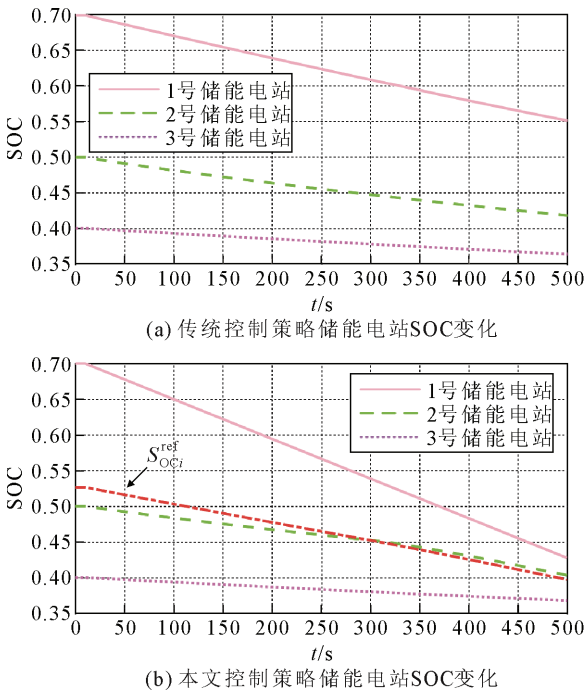


图 7　阶跃扰动工况下 SOC 变化

Fig.7　SOC variation with step change disturbance

且 SOC 在一致性控制作用下的差异逐渐减小，说明了一致性控制的有效性。由表 2 的量化评价指标可见，本文方法下的频差变化均方根较传统方法提升了 25.7%，说明频率波动越小；各储能电站的 SOC 一致性指标分别较传统方法提升了 37.8%、22.4%、14.7%，说明了本文方法在储能电站 SOC 一致性调节中的有效性。

3.2　连续扰动工况

连续功率扰动工况是电网中更为常见的运行状态，本节将仿真系统在遭遇连续小幅功率波动时的场景，以验证本文方法的有效性。

系统如 3.1 节初始条件在 0 s 建立稳态。连续扰动工况下负荷变化如图 8 所示，负荷变化量(标幺值)在±0.006 范围内连续随机变化，模拟一次调频的高频小幅连续变化扰动实际工况，对应的系统调频效果如图 9 所示。由仿真结果可见，本文策略下系统频率偏差有明显减小，而传统策略下的调频效果介于本文策略及无储能调频之间。其原因是，本文策略下调频死区内储能电站的一致性调节动作对系统频率起到了一定的支撑效果，相当于减小了系统的等效调频死区，从而获得了更好的调频效果。此外，由图 10 可知，采用本文策略下的分布式储能电站 SOC 逐渐趋于一致，向 0.5 靠近。相较而言，传统仅考虑调频响应的控制策略下各个储能电站在 1800 s

表 2 阶跃扰动工况下调频指标

Table 2 Frequency regulation index with step change disturbance

调频指标	本文方法	传统方法
f_{rms}	0.0210	0.0268
S_{OCrms1}	0.107	0.172
S_{OCrms2}	0.038	0.049
S_{OCrms3}	0.099	0.116

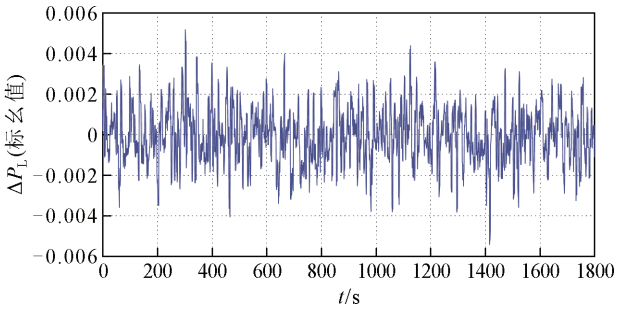


图 8 连续扰动工况下负荷功率变化情况

Fig.8 Load power variation with continuous disturbance

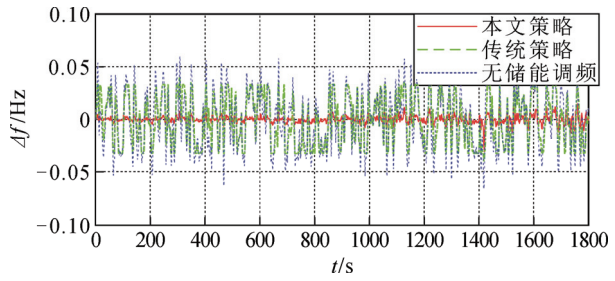
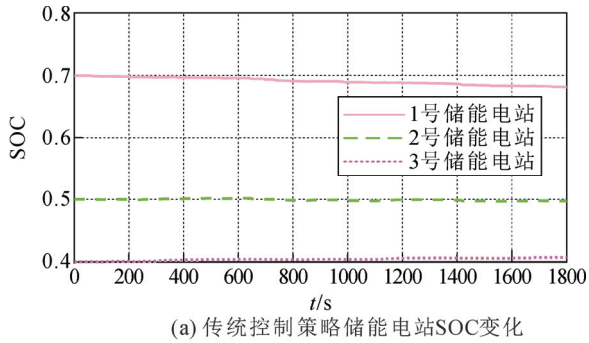


图 9 连续扰动工况下频率偏差

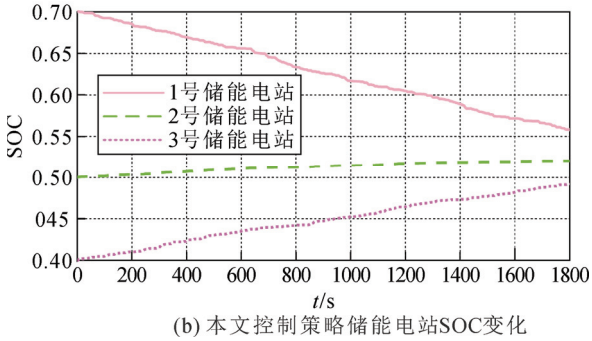
Fig.9 Frequency deviation with continuous disturbance

运行时长后仍存在较大的差异，这是由于真实电网的频率波动在 50 Hz 附近随机变化，上调和下调的概率和功率近似，故 3 个储能电站的 SOC 较初始值无明显变化。

由图 11 可知，传统方法下，传统机组仍有 6 次较为明显的参与调频的动作，而本文策略下由于频率一直位于死区内，故传统机组无需参与调频。事实上，本节连续扰动工况更符合实际电力系统的频率波动特征，随着未来新能源渗透率的提升，以及火电机组响应低碳转型而逐步退出，频率在死区周边的小幅随机波动将进一步加剧，进而增加系统中调频机组的调节负担。采用本文策略可减小系统的频率波动，为高比例新能源的接入留下更大的频率调节裕量。连续扰动工况下的调频指标如表 3 所示，定量评估指标及仿真结果表明，本文策略在连续扰动工况中不仅有利于储能电站的 SOC 一致性调节，且提升了系统的调频性能。



(a) 传统控制策略储能电站SOC变化



(b) 本文控制策略储能电站SOC变化

图 10 连续扰动工况下 SOC 变化

Fig.10 SOC variation with continuous disturbance

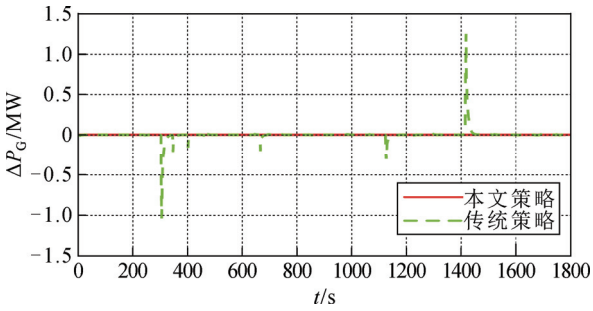


图 11 传统机组调频出力

Fig.11 Frequency regulation power of conventional SG

表 3 连续扰动工况下调频指标

Table 3 Frequency regulation index with continuous disturbance

调频指标	本文方法	传统方法
f_{rms}	0.0192	0.0834
S_{OCrms1}	1.025	2.365
S_{OCrms2}	0.515	0.984
S_{OCrms3}	0.813	1.628

4 结论

本文针对多个分布式储能电站参与一次调频的运行控制问题，提出了一种考虑 SOC 一致性的协

同控制策略，主要工作及结论总结如下：

1）对电网一次调频需求的分布特征进行了分析，论证了死区内进行储能 SOC 调整的可行性，并进一步设计了考虑 SOC 运行安全的一次调频控制系数。

2）分析了系统调频需求与 SOC 一致性调节需求对于系统净功率及频率变化的影响，给出了协同控制策略的设计原则。使储能电站可以在不同调频阶段充分利用系统的净功率波动进行自身 SOC 一致性调节，避免 SOC 调节过程中的频率恶化以及电站间环流。

3）针对储能电站分散式分布，一次调频响应聚合出力的特点，提出了基于一致性算法的 SOC 一致性调节与调频协同控制策略，并详述了一次调频不同功率需求下的控制参数设计方法。该策略具备分布式控制的优点，无需高带宽通信线路，可靠性高，在分布式储能电站参与随机性较强的一次调频需求响应时，可有效提升储能电站作为聚合整体的 SOC 一致性调节性能。

4）针对所提的一致性协同控制策略，进行了典型工况仿真研究。研究结果表明所提策略可以有效改善电网频率质量，在不增加系统调频负担的前提下实现多个储能电站的 SOC 一致性调节，减小了分布式储能电站集群的 SOC 越限风险，增强了其聚合控制效果。

随着可再生能源比例渗透率的增加以及电网对供电可靠性的要求提升，分布式储能电站在有功平衡调节中将发挥更加重要的作用。未来将进一步结合储能电站负载率限制及调度指令，研究调峰调频与紧急控制结合的多场景有功协同控制方法。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献　References

[1] 刘　芳，刘　威，汪浩东，等. 高比例新能源电力系统振荡机理及其分析方法研究综述[J]. 高电压技术，2022，48(1)：95-113.
LIU Fang, LIU Wei, WANG Haodong, et al. Review on oscillation mechanism and analysis methods of high proportion renewable energy power system[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(1): 95-113.

[2] 高晖胜，辛焕海，黄林彬，等. 新能源电力系统的共模频率分析及其特征量化[J]. 中国电机工程学报，2021，41(3)：890-899.
GAO Huisheng, XIN Huanhai, HUANG Linbin, et al. Characteristic analysis and quantification of common mode frequency in power systems with high penetration of renewable resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(3): 890-899.

[3] 刘　巨，赵红生，李梦颖，等. 基于功率谱密度分析的新能源电力系统等效惯量评估[J]. 高电压技术，2022，48(1)：178-188.
LIU Ju, ZHAO Hongsheng, LI Mengying, et al. An equivalent inertia evaluation method of power system based on power spectral density analysis[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(1): 178-188..

[4] 蒋建东，孙书凯，董　存，等. 风电中长期电量预测研究现状[J]. 高电压技术，2022，48(2)：409-419.
JIANG Jiandong, SUN Shukai, DONG Cun, et al. Research status of mid-long term wind power generation forecasting[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(2): 409-419.

[5] 赵珊珊，周勤勇，赵　强，等. 计及频率约束的风电最大接入比例研究[J]. 中国电机工程学报，2018，38(增刊 1)：24-31.
ZHAO Shanshan, ZHOU Qinyong, ZHAO Qiang, et al. Research on maximum penetration level of wind generation considering frequency constraint[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(Supplement 1): 24-31.

[6] 余建明，庞传军. 考虑数据和模型不确定性的短期风电功率概率预测[J]. 电网技术，2022，46(5)：1926-1933.
YU Jianming, PANG Chuanjun. Short-term wind power probabilistic prediction considering data and model uncertainties[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1926-1933.

[7] 李建林，王剑波，葛　乐，等. 电化学储能电站群在特高压交直流混联受端电网应用技术研究综述[J]. 高电压技术，2020，46(1)：51-61.
LI Jianlin, WANG Jianbo, GE Le, et al. Review on application technology of electrochemical energy storage power station group in ultra high voltage AC/DC hybrid receiver power grid[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(1): 51-61.

[8] 董新伟，裴晨晨，邓　薇，等. 含新能源接入的配电网中分布式储能系统控制策略[J]. 电力建设，2021，42(5)：81-89.
DONG Xinwei, PEI Chenchen, DENG Wei, et al. Research on control strategy of distributed energy storage system in distribution network with new energy[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(5): 81-89.

[9] 王剑波，李建林，周喜超，等. 基于全景理论的分散式储能系统集群优化调度策略[J]. 高电压技术，2021，47(8)：2742-2750.
WANG Jianbo, LI Jianlin, ZHOU Xichao, et al. Optimal scheduling strategy of decentralized energy storage system based on panoramic theory[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(8): 2742-2750.

[10] 马智慧，李欣然，谭庄熙，等. 考虑储能调频死区的一次调频控制方法[J]. 电工技术学报，2019，34(10)：2102-2115.
MA Zhihui, LI Xinran, TAN Zhuangxi, et al. Integrated control of primary frequency regulation considering dead band of energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(10): 2102-2115.

[11] HERNÁNDEZ J C, BUENO P G, SANCHEZ-SUTIL F. Enhanced utility-scale photovoltaic units with frequency support functions and dynamic grid support for transmission systems[J]. IET Renewable Power Generation, 2017, 11(3): 361-372.

[12] OUDALOV A, CHARTOUNI D, OHLER C. Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(3): 1259-1266.

[13] STROE D I, KNAP V, SWIERCZYNSKI M, et al. Operation of a grid-connected lithium-ion battery energy storage system for primary frequency regulation: a battery lifetime perspective[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2017, 53(1): 430-438.

[14] LIU H, HU Z C, SONG Y H, et al. Decentralized vehicle-to-grid control for primary frequency regulation considering charging demands[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 3480-3489.

[15] LIU H, HU Z C, SONG Y H, et al. Vehicle-to-grid control for supplementary frequency regulation considering charging demands[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6): 3110-3119.

[16] ZHANG Y L, SONG Y Z, FEI S M. A distributed step-by-step finite-time consensus design for heterogeneous battery energy storage devices with droop control[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2023, 9(5): 1893-1904.

[17] HONG Y J, XU D Z, YANG W L, et al. A novel multi-agent model-free control for state-of-charge balancing between distributed battery energy storage systems[J]. IEEE Transactions on Emerging Topics in Computational Intelligence, 2021, 5(4): 679-688.

[18] 周喜超，洪育金，夏　岩，等. 基于多智能体的电池储能系统 SOC 均衡控制策略[J]. 浙江电力，2020，39(5)：35-40.
ZHOU Xichao, HONG Yujin, XIA Yan, et al. SOC balanced control strategy for battery energy storage system based on multiple-agent[J]. Zhejiang Electric Power, 2020, 39(5): 35-40.

[19] LI D M, WU Z J, ZHAO B, et al. An improved droop control for balancing state of charge of battery energy storage systems in AC microgrid[J]. IEEE Access, 2020, 8: 71917-71929.

[20] WANG B F, WANG Y, XU Y, et al. Consensus-based control of hybrid energy storage system with a cascaded multiport converter in dc microgrids[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2356-2366.

[21] 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.

[22] 郭　伟，赵洪山. 基于改进分布式一致性算法的电池储能阵列分组控制策略[J]. 电工技术学报，2019，34(23)：4991-5000.
GUO Wei, ZHAO Hongshan. Grouping control strategy of battery energy storage array system based on an improved distributed consensus algorithm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(23): 4991-5000.

[23] KHAZAEI J, MIAO Z X. Consensus control for energy storage systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(4): 3009-3017.

[24] WANG Y, XU Y, TANG Y, et al. Aggregated energy storage for power system frequency control: a finite-time consensus approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 3675-3686.

[25] BEVRANI H. Robust power system frequency control[M]. 2nd ed. Cham, Germany: Springer Press, 2014: 23-25.

[26] 杨　珺，侯俊浩，刘亚威，等. 分布式协同控制方法及在电力系统中的应用综述[J]. 电工技术学报，2021，36(19)：4035-4049.
YANG Jun, HOU Junhao, LIU Yawei, et al. Distributed cooperative control method and application in power system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(19): 4035-4049.

[27] HUANG C, FENG C L, CAO J D. Consensus of cyber-physical power systems based on multi-agent systems with communication constraints[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2019, 7(5): 1081-1093.

[28] OLFATI-SABER R, FAX J A, MURRAY R M. Consensus and cooperation in networked multi-agent systems[J]. Proceedings of the IEEE, 2007, 95(1): 215-233.

[29] 刘科研，盛万兴，赵鹏杰，等. 基于一致性算法的跨台区光伏分布式控制策略[J]. 高电压技术，2021，47(12)：4431-4439.
LIU Keyan, SHENG Wanxing, ZHAO Pengjie, et al. Distributed control strategy of photovoltaic cross-district based on consistency algorithm[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(12): 4431-4439.



贺　悝
1991—，男，博士，副教授，硕导
主要从事储能高效利用、新能源电力系统分析与控制方面的研究工作
E-mail: helifamily@foxmail.com

HE Li
Ph.D.
Associate professor



谭庄熙(通信作者)
1990—，男，博士，副教授，硕导
主要从事储能技术与新能源并网方面的研究工作
E-mail: tanzhuangxi@foxmail.com

TAN Zhuangxi
Ph.D.
Associate professor
Corresponding author

收稿日期　2022-11-13　修回日期　2023-06-10　　编辑　何秋萍

附录 A

对储能电站构建一阶惯性模型为：

$$G_{bi}(s)=\frac{1}{1+sT_{bi}} \tag{A1}$$

式中：下标 i 表示第 i 个储能电站，T_b 为储能电池的时间常数。

$G_{gov}(s)$为火电机组调速器传递函数，如式(A2)所示。

$$G_{gov}(s)=\frac{1}{1+sT_g} \tag{A2}$$

式中：T_g 为调速器时间常数。

传统再热汽轮机传递函数如式(A3)所示。

$$G_{en}(s)=\frac{1+F_{HP}T_{RH}s}{(1+T_{HC}s)(1+T_{RH}s)} \tag{A3}$$

式中：T_{CH}、T_{RH} 和 F_{HP} 分别为汽轮机时间常数、再热器时间常数和再热器增益。

附录 B

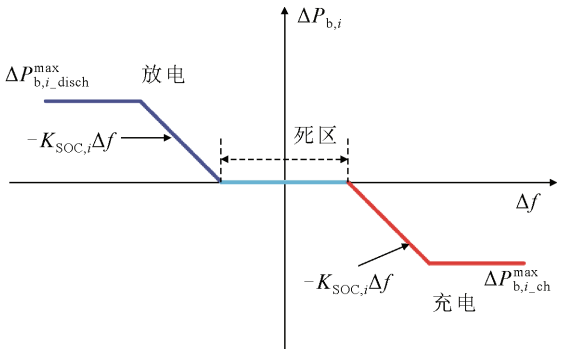


图 B1　基于下垂控制的储能电站一次调频输出功率

Fig.B1　Droop control based primary frequency regulation for energy storage station

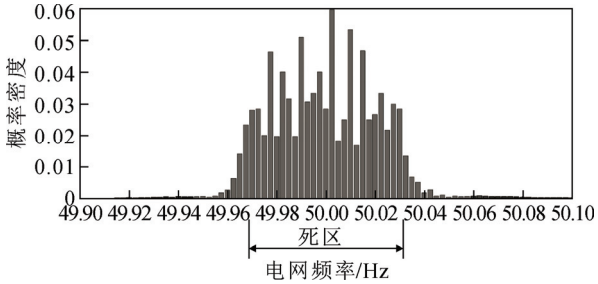


图 B2　某省级电网频率概率分布图

Fig.B2　Frequency probability distribution of certain provincial power system

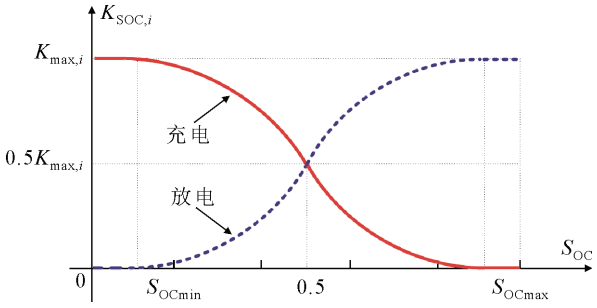


图 B3　储能电站等效下垂系数变化曲线

Fig.B3　Variation of equivalent droop coefficient of energy storage station

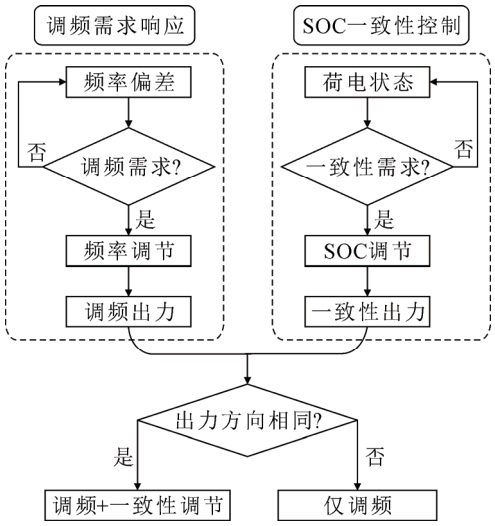


图 B4　调频与一致性需求响应协同控制设计原则

Fig.B4　Principle of the response of both frequency regulation and SOC consensus control demands