



考虑荷电状态约束的储能参与电网一次调频综合控制策略

赵熙临 张大恒 桂 李品 谭森元

An Integrated Control Strategy for Energy Storage Participating in Primary Frequency Regulation Considering State of Charge Constraint

ZHAO Xilin, ZHANG Daheng, GUI Yue, LI Pin, TAN Senyuan

引用本文:

赵熙临, 张大恒, 桂, 等. 考虑荷电状态约束的储能参与电网一次调频综合控制策略[J]. 现代电力, 2022, 39(1): 95–103. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0009

ZHAO Xilin, ZHANG Daheng, GUI Yue, et al. An Integrated Control Strategy for Energy Storage Participating in Primary Frequency Regulation Considering State of Charge Constraint[J]. Modern Electric Power, 2022, 39(1): 95–103. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0009

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0009>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

考虑储能荷电状态平抑风电功率的抛物线规则变滤波时间常数方法

Parabola Regular Variable Filtering Time Constant Method Considering Energy Storage SOC State to Smooth Wind Power
现代电力. 2020, 37(5): 518–525 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2020.0133>

基于寿命模型的混合储能参与二次调频的经济性研究

Economic Feasibility in Secondary Frequency Regulation Considering Hybrid Energy Storage Cycle Life Model
现代电力. 2021, 38(2): 205–212 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2020.0303>

考虑蓄电池SOC安全范围的混合储能平抑风光功率波动策略

Strategy of Hybrid Energy Storage to Stabilize Wind–PV Power Fluctuation Considering Battery SOC Safety Range
现代电力. 2018, 35(3): 84–89 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2018/I3/84>

微网储能系统的自补偿动态下垂控制策略研究

Research on Self-compensating Dynamic Droop Control Strategy of Microgrid Energy Storage System
现代电力. 2019, 36(3): 66–72 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I3/66>

考虑负载变化率的混合储能分频控制优化策略

An Optimal Frequency Division Control for Hybrid Energy Storage Considering the Change Rate of the Load
现代电力. 2018, 35(4): 80–86 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2018/I4/80>

考虑储能的地区电网有功和电压联合控制策略研究

Joint Control Strategy Study of Active Power and Voltage in Regional Power Network Considering Energy Storage
现代电力. 2018, 35(6): 1–8 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2018/I6/1>

考虑荷电状态约束的储能参与电网一次调频综合控制策略

赵熙临, 张大恒, 桂玥, 李品, 谭森元
(湖北工业大学 电气与电子工程学院, 湖北省 武汉市 430068)

An Integrated Control Strategy for Energy Storage Participating in Primary Frequency Regulation Considering State of Charge Constraint

ZHAO Xilin, ZHANG Daheng, GUI Yue, LI Pin, TAN Senyuan

(School of Electrical & Electronic Engineering, Hubei University of Technology, Wuhan 430068, Hubei Province, China)

摘要: 电池储能具有响应速度快、控制精度高、容量配置灵活的优点, 近年来在电网调频中得到广泛关注。但传统控制方式易造成电池过充或过放, 给电网运行及电池使用带来负面影响。针对该问题, 提出一种考虑荷电状态 (state of charge, SOC) 约束的储能参与电网一次调频综合控制策略。首先, 构建储能电池参与电网一次调频的自动发电控制 (automatic generation control, AGC) 模型, 提出根据电池 SOC 约束进行储能容量配置的方案。其次, 通过对储能虚拟惯性控制及虚拟下垂控制的特征分析, 根据电网频率偏差动态变化进行分配比例系数的设计, 实现 2 种方式参与度的平滑改变。再次, 以适应于电池 SOC 状态的参数自适应调节为目标, 进行储能充放电控制系数的调整, 以改善调频性能及电池 SOC 的变化特征。最后, 通过多种方法的仿真对比, 验证了所提方法的可行性和有效性。

关键词: 储能电池; 荷电状态 (SOC); 一次调频; 充放电控制; 电池容量

Abstract: In view of the fact that battery energy storage possesses such advantages as fast response speed, high control accuracy and flexible capacity configuration, it gains wide attention recently in power grid frequency regulation. However, traditional control method is easy to make over-charge or discharge of the battery, so the power grid operation and battery use are affected. In allusion to this situation, considering the state of charge (abbr. SOC) constraint an integrated control strategy with the participation of energy storage for power grid primary frequency regulation is proposed. Firstly, an automatic generation control (abbr. AGC) model with energy storage battery participating in power grid primary frequency regulation was constructed, and a scheme to conduct the configure the energy storage capacity according to SOC constraint of the battery was proposed. Secondly, by means of the feature analysis on virtual inertial control for energy storage and virtual droop

control the distribution proportion coefficient was designed according to the dynamic change of power grid frequency deviation, thus the smooth change of the participation degree of the two ways was realized. Thirdly, taking the parameter adaptive regulation suited to the SOC condition of the battery as the objective, the adjustment of charging and discharging control coefficients of energy storage was carried out to improve the frequency regulation performance and the change feature of SOC of the battery. Finally, by means of the simulation comparison of various methods the feasibility and effectiveness of the proposed method are verified.

Keywords: energy storage battery; state of charge (SOC); primary frequency modulation; charge and discharge control; battery capacity

DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2021.0009

0 引言

近年来, 随着新能源的广泛应用, 一定程度上缓解了化石能源使用与环境保护之间的矛盾, 但由于其本身随机性与不确定性的特点, 又会给电力系统的正常运行带来新问题^[1-3]。另一方面, 储能系统能够快速响应电网频率变化进行电能输出与消纳, 且控制精度高、容量配置灵活, 成为辅助电网一次调频的重要手段^[4-6]。合理调节储能电池的出力对优化电网调频效果具有现实意义。

储能电池参与电网调频是通过改变电池的充放电过程来实现的, 在实际应用中, 需考虑相关约束, 以防止对电池使用寿命的不利影响^[7-9]。在通过对电池充放电控制改变储能输出功率的研究中, 文献^[10-12]分别采用储能虚拟惯性和虚拟下

垂控制以调整其输出功率,并将其应用于电网的一次调频。前者虽能够降低系统最大频率偏差,但不能改善一次调频的稳态频率偏差,而后者与之相反。因此,文献[13]提出利用储能虚拟惯性及虚拟下垂同时参与的控制方法(下文称“全程参与法”),虽然能够解决上述2种控制方式单独参与调频时所带来的问题,但易导致电池过充、过放。文献[14-15]采用2种控制方式直接切换的控制策略(下文称“直接切换法”),分析了切换时机对于电网调频的影响,但是控制方式的直接切换会导致储能出力突变。而且,上述研究更倾向于对储能控制方式的探讨,忽略了储能电池自身荷电状态(state of charge, SOC)限制的问题。

当通过控制储能电源出力,使其参与电网调频时,为了防止电池过充或过放,需要实时监控电池SOC状态,使其更高效参与电网调频的同时,提高电池使用寿命。文献[16]引入不同控制函数,利用SOC反馈动态调节储能虚拟下垂系数,一定程度上改善了储能的出力状况。文献[17]引入储能负虚拟惯性控制策略,并设计了考虑SOC及最大频率偏差实时调整电池出力的自适应控制策略,但控制方式较为复杂,不利于在线实施。文献[18]在电网频率恢复阶段利用电池SOC反馈控制储能负虚拟惯性控制系数,但当电池初始SOC较高时,该方案的控制效果并不明显。文献[19]设计了储能电池虚拟惯性及虚拟下垂系数的自适应控制策略,能够改善电池SOC维持效果,但自适应程度较弱。

根据上述分析,储能电池参与电网一次调频需解决如下问题:1)如何在电池荷电状态基础上进行电能消纳、出力的动态调整。2)如何将上述储能充放电过程与电网调频需求相匹配。对此,本文提出一种考虑SOC约束的储能参与电网一次调频综合控制策略,引入储能分配比例系数实时调整储能虚拟惯性及虚拟下垂控制出力比例;同时利用储能电池SOC自适应调整储能充放电控制系数,以改善电池SOC动态特征,优化储能参与电网一次调频的动态性能。

1 系统模型构建

一般情况下,当电网发生负荷扰动时,储能电池能够通过自身充放电特征参与电力系统频率调节,其AGC模型如图1所示,系统各环节的数学模型请参考文献[20]。

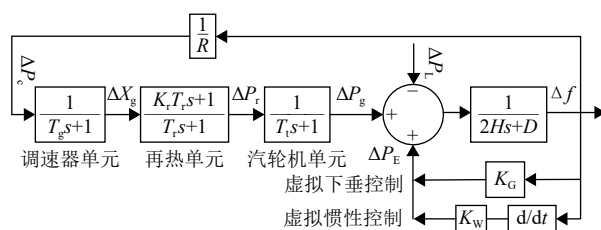


图1 储能电池参与电网一次调频控制模型

Fig. 1 The control model of energy storage battery participating in power grid primary frequency regulation

此时,电网频率为

$$\Delta \dot{f} = -\frac{D}{M} \Delta f + \frac{1}{M} (\Delta P_g + \Delta P_E - \Delta P_L) + \frac{1}{T_g} \Delta P_c \quad (1)$$

式中: Δf 为系统频率偏差; ΔP_L 为系统负荷扰动; ΔP_g 为火电机组输出功率差额; ΔP_E 为储能电池的输出功率,由图1可知,储能电池的输出功率可由式(2)表示:

$$\Delta P_E = K_w \frac{d\Delta f}{dt} + K_G \Delta f \quad (2)$$

式中: K_w 及 K_G 分别代表储能电池的虚拟惯性及虚拟下垂控制系数。通过2种控制方式的协调配合能够充分挖掘储能参与电网调频的潜力。

储能辅助电网调频时,若电池容量配置过高,则会增加系统造价,经济性降低;电池容量配置过低,则易导致储能SOC越限,造成频率二次跌落。因此,电池容量配置需结合储能输出功率及SOC限制为约束。储能电池SOC的计算如式(3)所示:

$$S_{OCt+\Delta t} = S_{OCt} + \frac{\int_t^{t+\Delta t} \Delta P_E^* dt}{E_N} \quad (3)$$

式中: E_N 、 S_{OCt} 及 $S_{OCt+\Delta t}$ 分别为储能电池的额定功率、初始荷电状态、储能放电 Δt 时刻后的荷电状态; ΔP_E^* 为对应时刻储能电池的输出功率。储能电池在工作时其荷电状态需要满足的条件如式(4)所示:

$$\begin{cases} \max(S_{OCt+\Delta t}) \leq S_{OCmax} \\ \min(S_{OCt+\Delta t}) \geq S_{OCmin} \end{cases} \quad (4)$$

将式(4)代入式(3)计算可得:

$$\begin{cases} E_N \leq \frac{\max(\int_t^{t+\Delta t} \Delta P_E^* dt)}{S_{OCmax} - S_{OCt}} \\ E_N \geq \frac{-\min(\int_t^{t+\Delta t} \Delta P_E^* dt)}{S_{OCt} - S_{OCmin}} \end{cases} \quad (5)$$

同时储能在参与电网频率调节时需要对其输

出功率进行限制，其限制条件如式 (6) 所示：

$$\Delta P_{E, \min} \leq \Delta P_E^* \leq \Delta P_{E, \max} \quad (6)$$

式中： $\Delta P_{E, \min}$ 及 $\Delta P_{E, \max}$ 分别为储能电源参与电网一次调频时的出力额上下限值。通过式 (6) 及式 (5) 可得：

$$E_N \geq \max \left\{ \frac{\max \left(\int_t^{t+\Delta t} \Delta P_E^* dt \right)}{S_{OCmax} - S_{OCt}}, \frac{-\min \left(\int_t^{t+\Delta t} \Delta P_E^* dt \right)}{S_{OCt} - S_{OCmin}} \right\} \quad (7)$$

当式 (7) 取等号时，即为能够满足电网调频需求以及储能电池 SOC 限制的储能额定容量最小值。

2 基于 SOC 约束的储能综合控制方法

为了能够充分发挥储能虚拟惯性控制及虚拟下垂控制的优势，引入 2 种控制模式的出力分配比例系数，同时通过电池 SOC 状态实时反馈，调节储能电池的充放电控制系数，防止电池过充或过放。

2.1 分配比例系数设计

结合储能电池虚拟惯性控制及虚拟下垂控制方式的性能特征，在电网频率上升阶段采用以虚拟惯性控制为主，虚拟下垂控制为辅的策略，以电网频率偏差达到最大值时刻为界，电网频率恢复阶段应以虚拟下垂控制方式为主，虚拟惯性控制为辅。此时储能电池的控制函数如式 (8) 所示：

$$\Delta P_E = a_1 K_W \frac{d\Delta f}{dt} + a_2 K_G \Delta f \quad (8)$$

式中 a_1 及 a_2 分别代表虚拟惯性控制及虚拟下垂控制的分配比例系数。当系统发生负荷扰动时，在频率变化不同阶段，通过电网频率偏差实时调节 a_1 及 a_2 的值，在频率上升阶段 a_1 及 a_2 的控制函数如式 (9) 所示：

$$\begin{cases} a_1 = e^{-n\Delta f} \geq 0.5 \\ a_2 = 1 - e^{-n\Delta f} \leq 0.5 \end{cases} \quad (9)$$

由式 (9) 可知，在电网频率上升阶段， a_1 逐渐由 1 降为 0.5，同时 a_2 由 0 上升为 0.5。同时， $a_1 = a_2 = 0.5$ 能为频率偏差达到最大值时 2 种控制方式的平滑切换做充足准备。

在电网频率恢复阶段，为了改善电网的稳态频率偏差，应当充分发挥储能电池虚拟下垂控制的优势，同时以虚拟惯性控制为辅，此时 a_1 及 a_2 的控制函数如式 (10) 所示：

$$\begin{cases} a_1 = \left(\frac{\Delta f - \Delta f_{low}}{\Delta f_{max} - \Delta f_{low}} \right)^n \leq 0.5 \\ a_2 = 1 - \left(\frac{\Delta f - \Delta f_{low}}{\Delta f_{max} - \Delta f_{low}} \right)^n \geq 0.5 \end{cases} \quad (10)$$

式中： Δf_{max} 表示电网频率偏差最大值； Δf_{low} 为储能电池参与电网一次调频的阈值，由式 (10) 可知，在频率恢复阶段， a_1 的值由 0.5 减至 0， a_2 由 0.5 增加到 1，恒有 $a_1 < a_2$ 且 $a_1 + a_2 = 1$ 。通过上述分配比例系数控制，不仅能够保持储能的一次调频效果，且能够保证 2 种储能控制方式参与度的平滑改变。以 a_1 为例，其随电网频率偏差变化的曲线如图 2 所示。

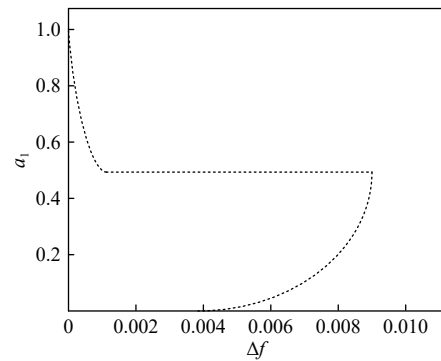


图 2 虚拟惯性控制分配比例系数-频率偏差变化曲线
Fig. 2 Curve of virtual inertial control distribution coefficient vs. frequency deviation change

2.2 储能输出综合控制方法

当电网发生负荷扰动时，若储能电池一直以最大虚拟惯性及虚拟下垂控制系数出力，容易导致电池 SOC 越限的情况，不仅不利于电池使用，而且容易引起电网频率二次跌落。对于电池 SOC 的评估，一般将电池 SOC 分为 4 类，最小值 ($S_{OCmin} = 0.1$)、较低值 ($S_{OClow} = 0.45$)、较高值 ($S_{OChigh} = 0.55$) 及最大值 ($S_{OCmax} = 0.9$)。根据 SOC 区间的划分，通过引入线性分段函数改变储能的充放电控制系数，能够有效平滑储能出力过程。当电池充电时，具体的控制函数如式 (11) 及式 (12) 所示：

$$K_W(SOC) = \begin{cases} K_W, 0 \leq SOC \leq 0.55 \\ \frac{0.9 - SOC}{0.35} \cdot K_W, 0.55 < SOC \leq 0.9 \\ 0, 0.9 < SOC \leq 1 \end{cases} \quad (11)$$

$$K_G(SOC) = \begin{cases} K_G, 0 \leq SOC \leq 0.55 \\ \frac{0.9 - SOC}{0.35} \cdot K_G, 0.55 < SOC \leq 0.9 \\ 0, 0.9 < SOC \leq 1 \end{cases} \quad (12)$$

当电池放电时, 储能电池控制系数函数模型如式 (13) 及 (14) 所示:

$$K_{W(SOC)} = \begin{cases} 0, & 0 \leq S_{OC} \leq 0.1 \\ \frac{S_{OC} - 0.1}{0.35} \cdot K_W, & 0.1 < S_{OC} \leq 0.45 \\ K_W, & 0.45 < S_{OC} \leq 1 \end{cases} \quad (13)$$

$$K_{G(SOC)} = \begin{cases} 0, & 0 \leq S_{OC} \leq 0.1 \\ \frac{S_{OC} - 0.1}{0.35} \cdot K_G, & 0.1 < S_{OC} \leq 0.45 \\ K_G, & 0.45 < S_{OC} \leq 1 \end{cases} \quad (14)$$

式中: $K_{W(SOC)}$ 及 $K_{G(SOC)}$ 分别为基于电池 SOC 自适应反馈调节后储能电池的虚拟惯性及虚拟下垂控制系数, 当电池 SOC 达到对应的较高/低值时, 通过对上述参数的调整, 调整电池出力, 防止其过度使用。

将储能电池参与电网调频的死区设置为 0.033 Hz, 以电网负荷突减为例, 所提储能控制策略参与电网一次调频过程表现如下文所述。

1) 电网负荷突减时, 通过对储能电源 SOC 及电网频率偏差进行判断, 当电网频率偏差大于 0.033 Hz, 储能电源 $S_{OC} > 0.1$ 时, 电池充电消纳电网功率; 否则电池不动作。

2) 在电网频率上升阶段, 通过式 (9) 实时确定储能 2 种控制方式的分配比例系数, 从而保证储能采取虚拟惯性为主, 虚拟下垂为辅, 以减小电网最大频率偏差, 同时根据式 (11) 及式 (12) 调节储能 2 种控制方式的控制系数, 并通过式 (8) 计算电池出力。

3) 在电网频率偏差达到最大值后 (频率恢复阶段), 通过式 (9) 与式 (10) 之间的切换, 此后恒有 $a_1 < a_2$, 储能电池采取以虚拟下垂为主, 虚拟惯性为辅的控制策略, 同时通过式 (11) 及式 (12) 自适应调整储能充电控制系数, 利用式 (8) 确定储能电池消纳功率值, 最后当电网频率偏差达到稳态值时, 表示一次调频结束。

当依据上述控制策略, 使储能参与系统一次调频时, 其流程如图 3 所示。

同理, 当电网发生负荷突增时, 储能电池放电为电网提供额外功率, 其放电控制原理可由上述流程类比确定。

3 系统验证

3.1 系统描述

火电机组容量为 600 MW, 储能电池容量为

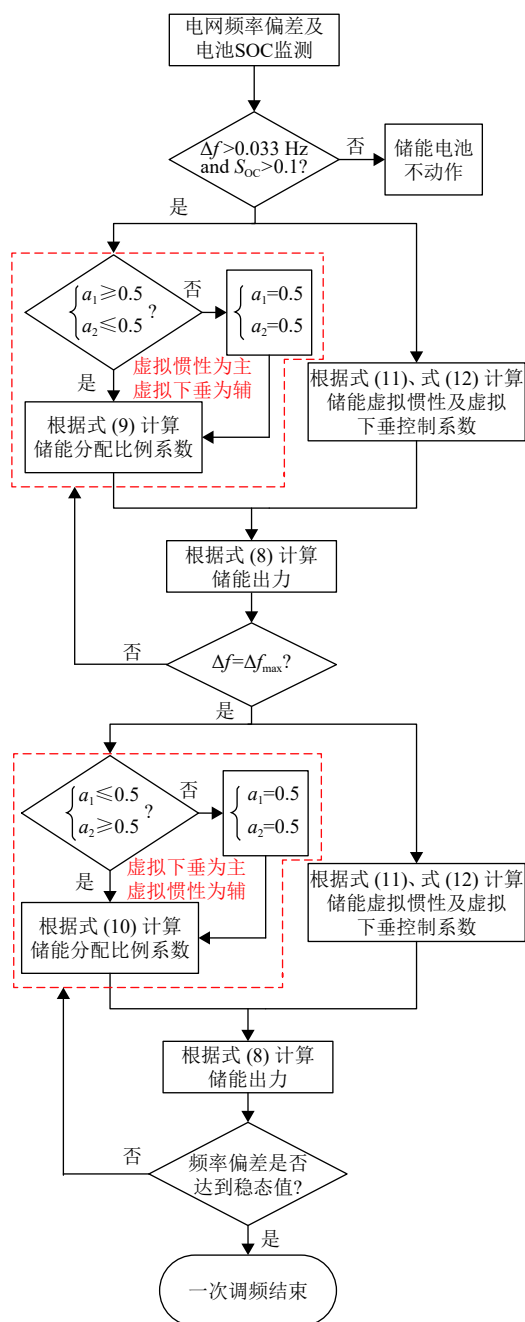


图 3 储能电池参与电网一次调频流程

Fig. 3 Energy storage battery participating in power grid primary frequency regulation

9 MW/1 (MW·h)(为更直观地呈现不同策略对储能电池 SOC 的影响, 故配置较小的电池容量), 频率基准值为 50 Hz, 电力系统的变量及参数如表 1 所示。

系统总体结构如图 4 所示, 图 4 中 A、B、C 及 D 点分别代表系统火电机组输出功率、系统负荷扰动、储能输出功率接入点及电网频率偏差。

表 1 电力系统变量及参数
Table 1 Power system variables and parameters

参数/变量	含义	单位	取值
T_g	调速器时间常数	s	0.1
T_t	汽容时间常数	s	0.2
T_r	再热时间常数	s	10
K_r	再热系数	—	25
H	惯性时间常数	s	5.92
D	负荷阻尼系数	Hz/pu	2.75
ΔP_E	储能电池输出功率	pu	—
ΔP_L	负荷扰动	pu	—
ΔP_g	火电机组输出功率	pu	—
Δf	频率偏差	Hz	—
R	发电机频率因子	pu/Hz	0.05
K_w	虚拟惯性控制系数	—	3.8
K_G	虚拟下垂控制系数	—	3.45

3.2 仿真验证

在基于 Matlab/Simulink 环境对所提方法进行验证。在电网发生负荷突减、负荷突增、以及负荷随机扰动 3 种情况下对比无储能、直接切换法、全程参与法进行分析。

1) 情况 1: 电网负荷突减。

在 20 s 时电网负荷突减 0.08 pu, 电池初始 SOC 为 0.35, 电池通过充电参与电网一次调频, 充电过程中储能充电控制系数随 SOC 动态变化如图 5 所示。当 $0.35 < SOC < 0.55$ 时, 电池以最大充电

控制系数充电, 当 $0.55 < SOC < 0.9$ 时, 此时为了防止电池由于过充导致系统二次扰动的问题, 根据电池 SOC 实时调整储能电池的充电控制系数。相对于本文方法, 直接切换法在电网频率偏差达到最大值之前电池以最大虚拟惯性控制系数充电, 此后以最大虚拟下垂控制系数充电, 2 种方式的切换易引起电池出力突变; 全程参与法在调频阶段储能电池则一直以最大充电控制系数进行充电, 虽能够保证系统频率调节的效果, 却易使电池 SOC 达到限值。

当电网负荷突减时, 由图 6 及表 2 可知无储能、直接切换法、本文方法的最大频率偏差分别为 7.98×10^{-3} 、 7.29×10^{-3} 、 6.72×10^{-3} , 虽然控制结果均满足 CPS 标准, 但相对于前 2 种控制方式, 本文方法调节电网最大频率偏差的能力分别提高了 14.9% 及 7.8%; 同时全程参与法虽然调频效果优于本文控制策略, 但由图 7 可知, 当利用储能全程参与控制策略电池 SOC 达到 0.9 时, 直接切换法及本文方法 SOC 分别为 0.862 4 及 0.764 2, 由于上述 2 种控制方式电池 SOC 达到限制, 电池退出调频导致频率二次变化, 本文方法相对于直接切换法及全程参与法在电池 SOC 维持效果方面分别提高了 16.3% 及 11.2%, 能够保持良好的 SOC 动态特征。

2) 情况 2: 电网负荷突增。

为了进一步验证本文所提控制策略与上述 2

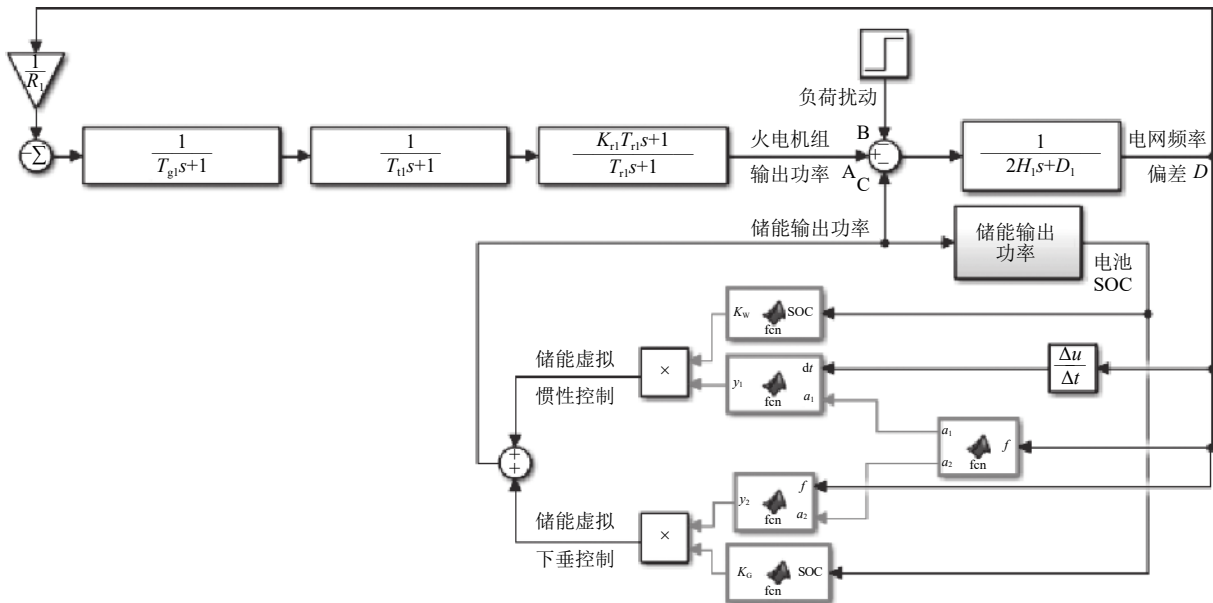


图 4 储能电池参与电网一次调频系统总体结构

Fig. 4 Overall structure of energy storage battery participating in power grid primary frequency regulation

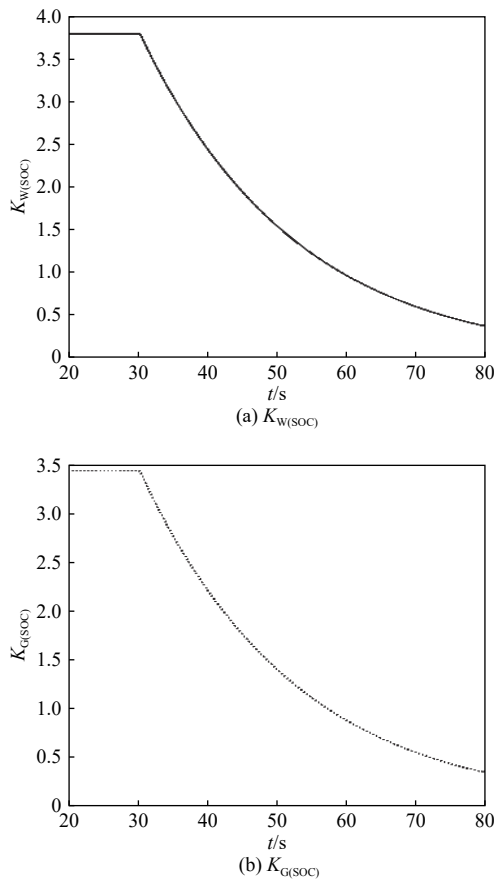


图5 负荷突减时储能控制参数变化
Fig. 5 Variation of energy storage control parameters under sudden load reduction

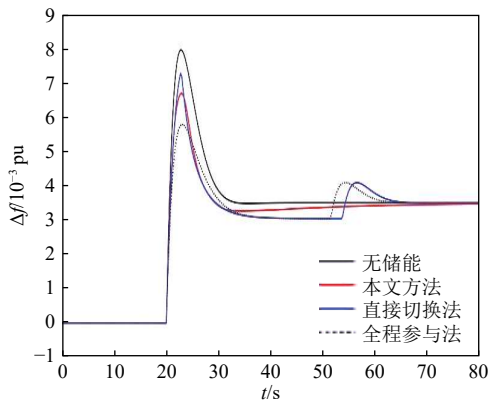


图6 负荷突减时电网频率偏差曲线
Fig. 6 Power grid frequency deviation curve under sudden load reduction

种储能传统控制方式相比的优势, 本文对电网发生负荷突增 0.1 pu, 储能电池初始 SOC 为 0.6 的情况下进行了仿真对比, 由图 8 及情况 1 中对应情况类比分析可知, 使用本文方法的储能控制参数相比于直接切换法能够避免由于控制方式的切

表 2 0.08 阶跃扰动条件下调频指标
Table 2 Frequency regulation index under the condition of 0.08 step disturbance

方法	Δf_m	SOC
无储能	7.980×10^{-3}	—
本文方法	6.720×10^{-3}	0.764 2
直接切换法	7.290×10^{-3}	0.862 4
全程参与法	5.801×10^{-3}	0.900 0

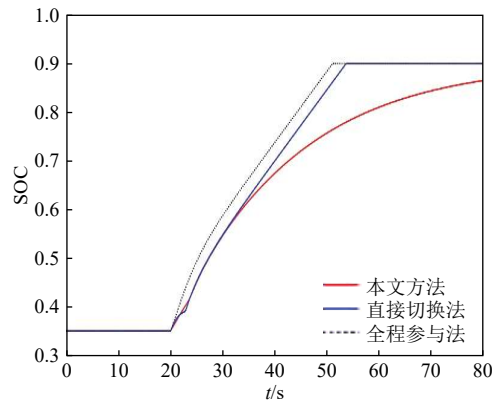


图7 负荷突减时储能电池 SOC 变化曲线
Fig. 7 SOC Variation of energy storage battery under sudden load reduction

换所带来的储能电池出力发生阶跃变化的问题, 同时, 与全程参与法相比则能够根据储能电池 SOC 实时调整其控制系数, 提高储能 SOC 的维持效果。

当电网负荷突增时, 储能电池放电为电网提供功率补偿, 图 9 及表 3 可知, 所提方法相对于无储能及直接切换法在调节电网最大频率偏差的能力分别提高了 15.2% 及 7.5%。全程参与法调频效果虽优于所提方法, 但由图 10 可知, 利用全程参与法控制储能参与调频, 电池 SOC 最先达到 SOC 限值 0.1, 同时储能退出调频会引起电网频率二次跌落, 同时本文方法储能 SOC 值为 0.23, 不会出现电网频率的二次跌落, 相对于直接切换法及全程参与法储能电池 SOC 维持效果分别提高了 16.5% 及 10.7%, 电池有更充足的能量参与电网一次调频。

3) 情况 3: 电网负荷连续波动。

假设在 10 s 时电网负荷突增 0.12 pu, 40 s 时电网负荷突减 0.18 pu, 70 s 时电网负荷突增 0.16 pu 的连续负荷扰动, 如图 11 所示为本文方法下储能控制参数变化图, 10 s 对应的扰动在电池 SOC 高于 0.45 时, 储能以最大放电参数出力, 以

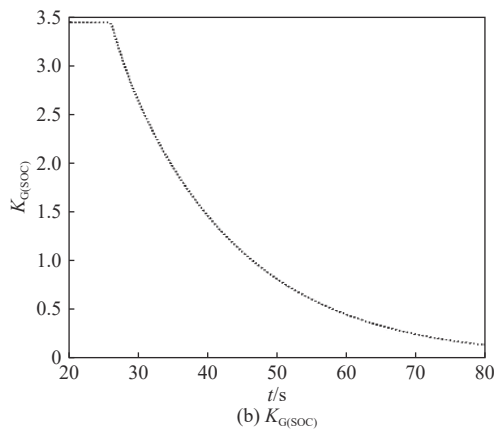
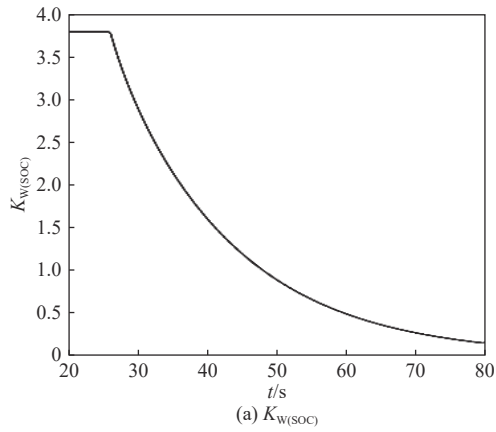


图 8 负荷突增时储能控制参数变化
Fig. 8 Control parameter variation under sudden load increase

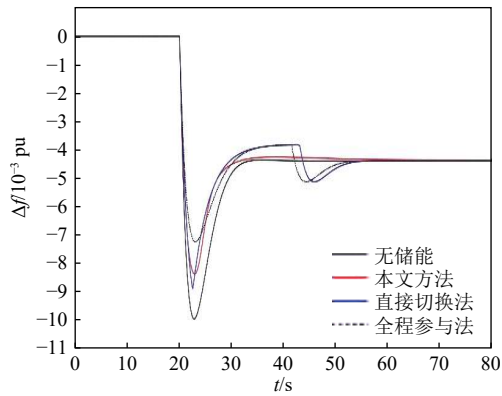


图 9 负荷突增时电网频率偏差曲线
Fig. 9 Power grid frequency deviation under sudden load increase

SOC 到 0.45 为界储能控制参数动态变化，防止电池过放；40 s 时，电池 SOC 较低，则以最大充电参数充电，68 s 时电池 SOC 达到较高值，通过实时调节储能控制系数，防止电池过充引起频率二次变化，70 s 时参数分析则与 10 s 时的情况相似，仿真结果如图 11—13 所示。

表 3 -0.1 阶跃扰动条件下调频指标
Table 3 Frequency regulation index under the condition of -0.1 step disturbance

方法	Δf_m	SOC
无储能	-9.974×10^{-3}	—
本文方法	-8.086×10^{-3}	0.23
直接切换法	-8.853×10^{-3}	0.14
全程参与法	-7.254×10^{-3}	0.1

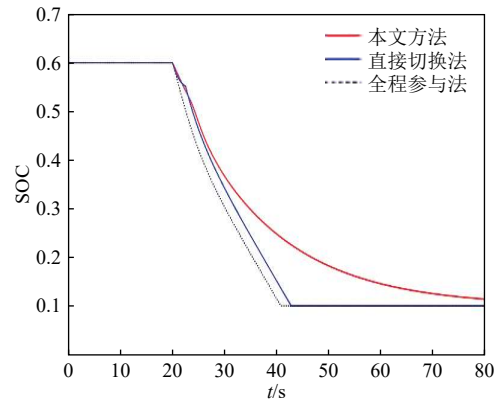


图 10 负荷突增时储能电池 SOC 变化曲线
Fig. 10 Curve of SOC variation of energy storage battery under sudden load increase

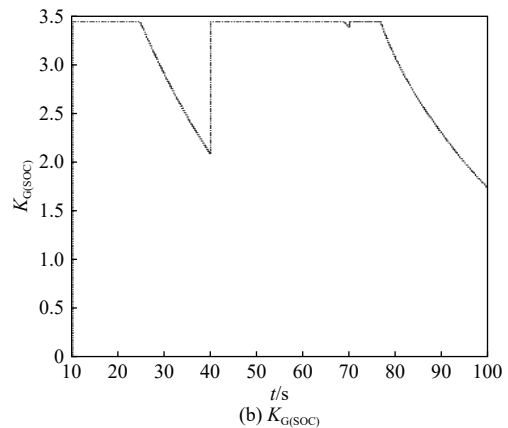
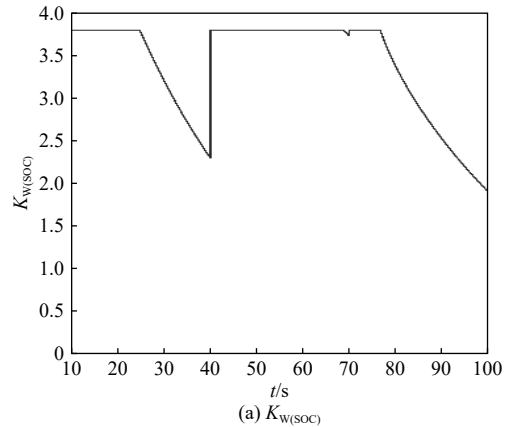


图 11 负荷连续扰动时储能控制参数变化
Fig. 11 Change of energy storage control parameters under continuous load disturbance

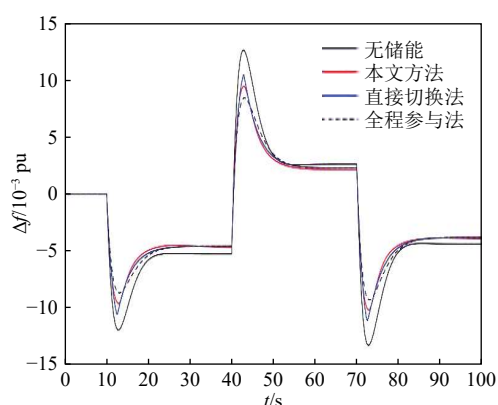


图 12 负荷连续扰动时电网频率偏差曲线

Fig. 12 Power grid frequency deviation curve under continuous load disturbance

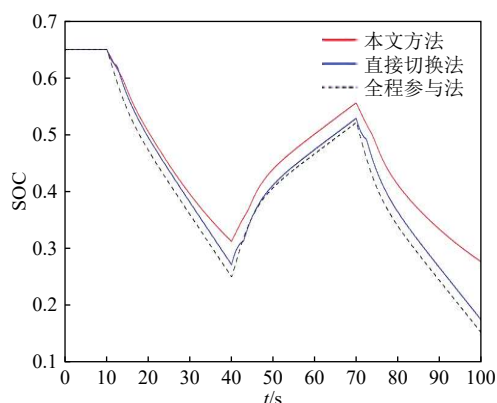


图 13 负荷连续扰动时储能电池 SOC 变化曲线

Fig. 13 SOC variation curve of energy storage battery under continuous load disturbance

如图 12 所示, 当电网发生连续负荷扰动时, 所提方法与无储能以及直接切换法相比能够降低系统的最大频率偏差, 且在稳态频率偏差方面能够达到与直接切换法及全程参与法相近的调节效果; 虽然储能全程参与控制策略在调节系统最大频率偏差方面更加明显, 但是, 如图 13 所示在储能电池 SOC 维持效果方面, 所提控制策略的效果更佳, 能够使其留有更多的容量参与系统调频, 从而可以提高储能电池的循环寿命。

4 结论

1) 利用综合控制策略使储能参与电网一次调频时, 能够明显降低电网频率偏差, 防止电网频率二次变化, 同时能够改善电池 SOC, 防止电池过充或过放, 提高电池使用寿命。

2) 根据电网频率偏差动态调整的储能分配比例系数, 能够实现 2 种控制方式的平滑切换,

充分发挥二者的优势, 相较于无储能、直接切换法在电网最大频率偏差的控制能力上, 分别提高了约 15%、7.6%。

3) 根据电池 SOC 自适应调整储能充放电控制系数, 能够防止电网频率二次跌落, 改善电池 SOC 特征, 相对于直接切换法、全程参与法, 本文方法在 SOC 的维持能力方面分别提高了约 16%、11%。

参考文献

- [1] 张弛, 曾杰, 张威, 等. 含混合储能的独立微电网多时间尺度协调控制策略[J]. 现代电力, 2020, 37(1): 74-82. ZHANG Chi, ZENG Jie, ZHANG Wei, *et al.* Multi-time scale coordination control strategy of isolated microgrid with hybrid energy storage[J]. Modern Electric Power, 2020, 37(1): 74-82(in Chinese).
- [2] 冯春生, 杨秀媛. 考虑储能荷电状态平抑风电功率的抛物线规则变滤波时间常数方法[J]. 现代电力, 2020, 37(5): 518-525. FENG Chunsheng, YANG Xiuyuan. Parabola regular variable filtering time constant method considering energy storage soc state to smooth wind power[J]. Modern Electric Power, 2020, 37(5): 518-525(in Chinese).
- [3] KAMRUL A, HAQUE M H, AZIZ S M. Application of battery energy storage systems to enhance power system inertia[C]//2019 29th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Nadi, Fiji, 2019: 1-6. doi: 10.1109/AUPEC48547.2019.211941.
- [4] 严干贵, 刘莹, 段双明. 电池储能参与电力系统一次调频的功率分配策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14): 26-39. YAN Gangui, LIU Ying, DUAN Shuangming. 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): 26-39(in Chinese).
- [5] 胡泽春, 罗浩成. 大规模可再生能源接入背景下自动发电控制研究现状与展望[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 2-15. HU Zechun, LUO Haocheng. Research status and prospect of automatic generation control with integration of large renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 2-15(in Chinese).
- [6] 苗福丰, 唐西胜, 齐智平. 风储联合调频下的电力系统频率特性分析[J]. 高电压技术, 2015, 41(7): 2209-2216. MIAO Fufeng, TANG Xisheng, QI Zhiping. Analysis of frequency characteristics of power system based on wind farm-energy storage combined frequency regulation[J].

- High Voltage Engineering, 2015, 41(7): 2209–2216(in Chinese).
- [7] AKRAM U, KHALID M. A coordinated frequency regulation framework based on hybrid battery-ultra capacitor energy technologies[J]. *IEEE Access*, 2018(6): 7310–7320.
- [8] 魏炜, 陈晗, 朱洁. 电池储能系统两模式协调控制策略[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2021, 33(2): 116–121. WEI Wei, CHEN Han, ZHU Jie. Battery energy storage system two-mode coordinated control strategy[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2021, 33(2): 116–121(in Chinese).
- [9] STROE D, 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.
- [10] 李培强, 丰云鹤, 谭庄熙, 等. 考虑超短期负荷预测的储能电池参与电网一次调频控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(19): 87–93, 148. LI Peiqiang, FENG Yunhe, TAN Zhuangxi, *et al*. Control strategy for energy storage battery in primary frequency regulation of power grid ultra-short-term load forecasting[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(19): 87–93, 148(in Chinese).
- [11] KNAP V, CHAUDHARY S K, SWIERCZYNSKI M, *et al*. Sizing of an energy storage system for grid inertial response and primary frequency[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(5): 3447–3456.
- [12] DELILLE G. Dynamic frequency control support by energy storage to reduce the impact of wind and solar generation on power system's inertia[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2012, 3(4): 931–939.
- [13] 贾成真, 王灵梅, 孟恩隆, 等. 基于风电场集中储能的风储柔性控制策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(6): 30–37. JIA Chengzhen, WANG Lingmei, MENG Enlong, *et al*. Research on flexible control strategy based on the centralized storage joint with wind farm[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(6): 30–37(in Chinese).
- [14] 黄际元, 李欣然. 考虑储能参与快速调频动作时机的容量配置方法[J]. *电工技术学报*, 2015, 30(12): 454–464. HUANG Jiyuan, LI Xinran. Capacity allocation of energy storage system considering its action moment and depth in rapid frequency regulation[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2015, 30(12): 454–464(in Chinese).
- [15] 李欣然, 崔曦文. 储能电源参与电网一次调频的自适应控制策略[J]. *电工技术学报*, 2019, 34(18): 3897–3908. LI Xinran, CUI Xiwen. The self-adaption control strategy of energy storage batteries participating in the primary frequency regulation[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2019, 34(18): 3897–3908(in Chinese).
- [16] 邓霞, 孙威, 肖海伟. 储能电池参与一次调频的综合控制方法[J]. *高电压技术*, 2018, 44(4): 1157–1165. DENG Xia, SUN Wei, XIAO Haiwei. Integrated control strategy of battery energy storage system in primary frequency regulation[J]. *High Voltage Engineering*, 2018, 44(4): 1157–1165(in Chinese).
- [17] Pandžić H, Bobanac V. An accurate charging model of battery energy storage[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(2): 1416–1426.
- [18] 吴启帆, 宋新立, 张静冉, 等. 电池储能参与电网一次调频的自适应综合控制策略研究[J]. *电网技术*, 2020, 44(10): 3829–3836. WU Qifan, SONG Xinli, ZHANG Jingran, *et al*. Study on self-adaptation comprehensive strategy of battery energy storage in primary frequency regulation of power grid optimization of micro-grid primary frequency regulation reserve capacity and energy storage system[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(10): 3829–3836(in Chinese).
- [19] 李军徽, 侯涛, 穆钢, 等. 基于权重因子和荷电状态恢复的储能系统参与一次调频策略[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(19): 63–72. LI Junhui, HOU Tao, MU Gang, *et al*. Primary frequency regulation strategy with energy storage system based on factors and state of charge recovery[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(19): 63–72(in Chinese).
- [20] 赵熙临, 林震宇, 付波, 等. 预测优化PID方法在含风电电力系统AGC中的应用[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2019, 31(3): 16–22. ZHAO Xilin, LIN Zhenyu, FU Bo, *et al*. Application of predictive optimization PID method to AGC of power system with wind power[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2019, 31(3): 16–22(in Chinese).

收稿日期: 2021-01-08

作者简介:

赵熙临(1969), 男, 教授, 硕士生导师, 研究方向为电力系统运行与控制、新能源发电, E-mail: zhaoxl@mail.hbut.edu.cn;

张大恒(1997), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源发电及储能系统控制, E-mail: 1821557688@qq.com;

桂玥(1999), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统分析与控制, E-mail: 1084955387@qq.com;

李品(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为储能发电控制, E-mail: 1596539726@qq.com;

谭森元(1998), 男, 本科, 研究方向为电气工程及其自动化, E-mail: 1106861584@qq.com.